



Centrales de energías renovables

Generación eléctrica con energías renovables

José Antonio Carta González
Roque Calero Pérez
Antonio Colmenar Santos
Manuel-Alonso Castro Gil

UNED

PEARSON
Prentice
Hall

Centrales de energías renovables: **generación eléctrica con energías** **renovables**

Centrales de energías renovables: generación eléctrica con energías renovables

José Antonio Carta González
Roque Calero Pérez

Universidad de Las Palmas de Gran Canaria
(ULPGC)

Antonio Colmenar Santos
Manuel-Alonso Castro Gil

Universidad Nacional de Educación a Distancia
(UNED)



Madrid • México • Santafé de Bogotá • Buenos Aires • Caracas • Lima • Montevideo
San Juan • San José • Santiago • São Paulo • Reading, Massachusetts • Harlow, England

**CENTRALES DE ENERGÍAS RENOVABLES:
GENERACIÓN ELÉCTRICA CON ENERGÍAS RENOVABLES**

José A. C. González, Roque C. Pérez, Antonio C. Santos,
Manuel-A.C. Gil

PEARSON EDUCACIÓN, S.A., Madrid, 2009

ISBN: 978-84-832-2227-0

ISBN (UNED): 978-84-362-5878-3

Materia: 620, Centrales de energía

Formato 195 × 250 mm.

Páginas: 728

Todos los derechos reservados.

Cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública o transformación de esta obra sólo puede ser realizada con la autorización de sus titulares, salvo excepción prevista por la ley. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual (*arts. 270 y sgts. Código penal*).

Diríjase a CEDRO (Centro Español de Derechos Reprográficos: www.cedro.org), si necesita fotocopiar o escanear algún fragmento de esta obra.

Publicado por la editorial Pearson Educación y la Universidad Nacional de Educación a Distancia. Los autores son responsables de la elección y presentación de los hechos contenidos en esta obra, así como de las opiniones expresadas en ella, que no son necesariamente las de la editorial ni de la UNED, ni comprometen a estas entidades.

© PEARSON EDUCACIÓN, S.A., 2009

Ribera del Loira, 28

28042 Madrid (España)

www.pearsoneducacion.com

ISBN: 978-84-8322-600-1

ISBN (UNED): 978-84-362-5878-3

Depósito legal: M

Equipo editorial:

Editor: Miguel Martín-Romo

Técnico editorial: Esther Martín

Equipo de producción:

Director: José Antonio Clares

Técnico: Tini Cardoso

Diseño de cubierta: Equipo de diseño de Pearson Educación, S.A.

Composición Copibook

Impreso por:

Nota sobre enlaces a páginas web ajenas: Este libro puede incluir enlaces a sitios web gestionados por terceros y ajenos a PEARSON EDUCACIÓN S.A. que se incluyen sólo con finalidad informativa. PEARSON EDUCACIÓN S.A. no asume ningún tipo de responsabilidad por los daños y perjuicios derivados del uso de los datos personales que pueda hacer un tercero encargado del mantenimiento de las páginas web ajenas a PEARSON EDUCACIÓN S.A. y del funcionamiento, accesibilidad o mantenimiento de los sitios web no gestionados por PEARSON EDUCACIÓN S.A. Las referencias se proporcionan en el estado en que se encuentran en el momento de publicación sin garantías, expresas o implícitas, sobre la información que se proporcione en ellas.

IMPRESO EN ESPAÑA - *PRINTED IN SPAIN*

Este libro ha sido impreso con papel y tintas ecológicos



Contenido

Introducción	xix
Autores	xxiii
Capítulo 1. Aspectos básicos generales sobre la energía ..	1
1.1. Introducción y orientaciones para el estudio	2
1.2. Objetivos	2
1.3. Concepto de energía	2
1.4. Concepto de trabajo	3
1.5. Concepto de potencia	3
1.6. Medida de la energía y de la potencia	4
1.7. Manifestaciones de la energía	7
1.7.1. Energía gravitacional	7
1.7.2. Energía cinética	7
1.7.3. Energía electrostática	9
1.7.4. Energía electromagnética	9
1.7.5. Energía nuclear o energía atómica	10
1.8. Transformaciones energéticas. Rendimiento	11
1.9. Conclusiones	15
1.10. Bibliografía	15
1.11. Evaluación	16
1.11.1. Ejercicios teóricos	16
1.11.2. Prueba objetiva	18
Capítulo 2. Aspectos básicos generales sobre los recursos energéticos	21
2.1. Introducción y orientaciones para el estudio	22
2.2. Objetivos	22

2.3.	La energía en el Universo	22
2.4.	Los recursos energéticos de la Tierra	24
2.4.1.	Introducción	24
2.4.2.	La transformación de la energía solar sobre la Tierra	27
2.4.3.	Clasificación de las fuentes energéticas de la Tierra	27
2.5.	Consumo global de energía en la Tierra	28
2.5.1.	Introducción	28
2.5.2.	Consumo de energía primaria	29
2.6.	Situación de las diferentes fuentes de energía	30
2.6.1.	Energía nuclear de fisión	30
2.6.1.1.	Origen	30
2.6.1.2.	Potencial energético	32
2.6.1.3.	Formas de aprovechamiento	32
2.6.1.4.	Reservas	32
2.6.1.5.	Consumo	33
2.6.1.6.	Duración prevista	33
2.6.2.	Energía nuclear de fusión	33
2.6.2.1.	Origen	33
2.6.2.2.	Potencial energético	35
2.6.2.3.	Formas de aprovechamiento	35
2.6.2.4.	Reservas	35
2.6.2.5.	Consumo	35
2.6.2.6.	Duración	35
2.6.3.	Energía del carbón	35
2.6.3.1.	Origen	35
2.6.3.2.	Potencial energético	37
2.6.3.3.	Formas de aprovechamiento	37
2.6.3.4.	Reservas	37
2.6.3.5.	Producción	37
2.6.3.6.	Consumo	37
2.6.3.7.	Duración prevista	39
2.6.4.	Energía del petróleo y del gas natural	39
2.6.4.1.	Origen	39
2.6.4.2.	Potencial energético	42
2.6.4.3.	Formas de aprovechamiento	42
2.6.4.4.	Reservas de petróleo	42
2.6.4.5.	Producción de petróleo	43
2.6.4.6.	Consumo de petróleo	43
2.6.4.7.	Duración prevista del petróleo	43
2.6.4.8.	Reservas de gas natural	44
2.6.4.9.	Producción de gas natural	45
2.6.4.10.	Consumo de gas natural	45
2.6.4.11.	Duración prevista de gas natural	45
2.6.5.	Energía solar	45
2.6.5.1.	Origen	45
2.6.5.2.	Potencial energético	46

2.6.5.3.	Formas de aprovechamiento	46
2.6.5.4.	Reservas	46
2.6.5.5.	Producción y consumo	47
2.6.5.6.	Duración	47
2.6.6.	Energía eólica	47
2.6.6.1.	Origen	47
2.6.6.2.	Potencial energético	47
2.6.6.3.	Formas de aprovechamiento	47
2.6.6.4.	Reservas	48
2.6.6.5.	Producción y consumo	48
2.6.6.6.	Duración	48
2.6.7.	Energía del oleaje	48
2.6.7.1.	Origen	48
2.6.7.2.	Potencial energético	48
2.6.7.3.	Formas de aprovechamiento	48
2.6.8.	Energía hidráulica	49
2.6.8.1.	Origen	49
2.6.8.2.	Potencial energético	49
2.6.8.3.	Formas de aprovechamiento	49
2.6.8.4.	Reservas	49
2.6.8.5.	Producción y consumo	50
2.6.9.	Energía de la biomasa	50
2.6.9.1.	Origen	50
2.6.9.2.	Potencial energético	50
2.6.9.3.	Formas de aprovechamiento	50
2.6.9.4.	Reservas	51
2.6.9.5.	Producción y consumo	51
2.6.9.6.	Duración	51
2.6.10.	Energía geotérmica	51
2.6.10.1.	Origen	51
2.6.10.2.	Potencial energético	52
2.6.10.3.	Formas de aprovechamiento	52
2.6.10.4.	Reservas	52
2.6.10.5.	Producción y consumo	52
2.6.10.6.	Duración	53
2.6.11.	Energía de las mareas	53
2.6.11.1.	Origen	53
2.6.11.2.	Potencial energético	53
2.6.11.3.	Formas de aprovechamiento	53
2.6.11.4.	Reservas	53
2.6.11.5.	Producción y consumo	54
2.6.11.6.	Duración	54
2.7.	Resumen de la situación energética actual	54
2.7.1.	Consumos de energía primaria y final	54
2.7.1.1.	Energía primaria	54
2.7.1.2.	Energía final	55

2.7.2.	Situación de las fuentes	55
2.7.2.1.	Energía nuclear	55
2.7.2.2.	Energía del carbón	55
2.7.2.3.	Energía del petróleo	55
2.7.2.4.	Energía del gas	56
2.7.2.5.	Energías renovables	56
2.8.	Conclusiones	56
2.9.	Bibliografía	56
2.10.	Evaluación	57
2.10.1.	Ejercicios teóricos	57
2.10.2.	Prueba objetiva	60

Capítulo 3. Aspectos básicos generales sobre las tecnologías para explotación de la energía .. 63

3.1.	Introducción y orientaciones para el estudio	64
3.2.	Objetivos	64
3.3.	El proceso general de explotación de las fuentes energéticas: energía primaria y energía disponible	64
3.4.	Transformación de una energía no renovable en energía primaria: el caso del petróleo	65
3.5.	Transformaciones de la energía primaria	73
3.5.1.	Caldera de vapor	76
3.5.2.	Motor de combustión interna (alternativo)	78
3.5.3.	Turbina de vapor	81
3.5.4.	Intercambiadores de calor	83
3.5.5.	Turbina de gas	84
3.5.6.	Turbina hidráulica	87
3.5.7.	Turbina eólica	88
3.5.8.	Pila de combustible	88
3.5.9.	Generador/motor eléctrico	90
3.5.10.	Transformador eléctrico	92
3.6.	Transporte de la energía. Vectores energéticos	94
3.7.	Las centrales energéticas	95
3.8.	Aspectos técnicos del binomio producción-demanda	96
3.9.	El almacenamiento de la energía	101
3.10.	El rendimiento de las transformaciones energéticas	104
3.11.	Tecnologías híbridas	107
3.11.1.	Plantas del ciclo combinado	108
3.11.2.	Plantas de cogeneración	108
3.11.2.1.	Turbina de vapor de contrapresión	109
3.11.2.2.	Turbina de vapor de condensación	109
3.11.2.3.	Turbina de gas de cogeneración	110
3.11.2.4.	Central de cogeneración y ciclo combinado	110
3.11.2.5.	Motores de explosión	111

3.11.3.	Centrales con almacenamiento de energía	111
3.11.3.1.	Centrales hidráulicas reversibles	111
3.11.3.2.	Centrales eólico-hidráulicas	111
3.11.3.3.	Centrales hidro-eólicas	112
3.11.3.4.	Centrales hidro-solares	113
3.12.	Conclusiones	113
3.13.	Bibliografía	114
3.14.	Evaluación	114
3.14.1.	Ejercicios teóricos	114
3.14.2.	Prueba objetiva	117

Capítulo 4.	Aspectos económicos y medioambientales del uso de la energía	121
4.1.	Introducción y orientaciones para el estudio	122
4.2.	Objetivos	122
4.3.	Repercusiones sobre la biosfera de la explotación de las fuentes energéticas	122
4.3.1.	El carbón y la vida. Fotosíntesis	122
4.3.2.	El CO ₂ en la atmósfera. El efecto invernadero	124
4.3.3.	El CO ₂ en el mar. Reciclado del carbono	126
4.3.4.	Los efectos de la explotación de las energías fósiles sobre las personas ..	128
4.3.5.	Los efectos de la explotación de las energías fósiles sobre la atmósfera ..	128
4.3.5.1.	Cambio climático	128
4.3.5.2.	La lluvia ácida	129
4.3.5.3.	La destrucción de la capa de ozono	130
4.3.6.	Los efectos de la explotación de las energías fósiles sobre el suelo y las aguas	131
4.3.7.	El impacto de las energías renovables	132
4.3.8.	Actuaciones correctoras. Protocolo de Kioto	132
4.4.	Los costes de la energía	134
4.4.1.	Introducción	134
4.4.2.	Los costes internos. Variabilidad	135
4.4.2.1.	Costes de la energía y precio del dinero	135
4.4.2.2.	Costes de la energía y recursos disponibles	136
4.4.2.3.	Costes de la energía y número de unidades fabricadas	137
4.4.2.4.	Coste y lugar o país	137
4.4.3.	Los costes externos	137
4.4.4.	Los costes globales. Impacto sobre la penetración de las energías reno- vables	138
4.5.	Conclusiones	140
4.6.	Bibliografía	141
4.7.	Evaluación	141
4.7.1.	Ejercicios teóricos	141
4.7.2.	Prueba objetiva	144

5.7.3. Hornos solares	214
5.8. Aplicaciones de la energía solar térmica a los combustibles solares y a los procesos industriales	215
5.9. Costes del uso de la energía solar térmica	217
5.10. Impacto medioambiental por utilizar la energía solar térmica	221
5.11. Situación actual de las plantas termosolares para producir electricidad	223
5.12. Conclusiones	227
5.13. Bibliografía	228
5.14. Evaluación	229
5.14.1. Ejercicios teóricos	229
5.14.2. Prueba objetiva	232
 Capítulo 6. Centrales de energía solar fotovoltaica	 235
6.1. Introducción y orientaciones para el estudio	236
6.2. Objetivos	239
6.3. Origen de la energía solar fotovoltaica	240
6.4. Potencial de la energía solar fotovoltaica	241
6.5. Tecnologías para aprovechar la energía solar fotovoltaica	244
6.5.1. Fundamentos físicos de la célula solar	244
6.5.1.1. El átomo	244
6.5.1.2. Átomos estables e inestables	246
6.5.1.3. Cuerpos conductores y aislantes	247
6.5.1.4. Cuerpos semiconductores intrínsecos	248
6.5.1.5. Semiconductores extrínsecos	250
6.5.1.5.1. Semiconductor extrínseco tipo <i>N</i>	251
6.5.1.5.2. Semiconductor extrínseco tipo <i>P</i>	252
6.5.1.6. Unión del semiconductor <i>p</i> con el <i>n</i>	253
6.5.1.7. El efecto fotovoltaico	254
6.5.2. Mecanismos de generación y recombinación	255
6.5.2.1. Radiactivo	255
6.5.2.2. SRH	256
6.5.2.3. Auger	257
6.5.2.4. Superficial	257
6.5.3. Malla de metalización	258
6.5.4. Evolución de la eficiencia de las células solares	259
6.5.5. Últimas investigaciones en células solares	263
6.5.5.1. Células bifaciales de fósforo-boro	263
6.5.5.2. Nanotecnología	263
6.5.5.3. Células solares supereficientes	263
6.5.5.4. Tecnología de triple unión	264
6.5.5.5. Células fotoelectroquímicas	265
6.5.6. Tipos de células fotovoltaicas más utilizadas actualmente	265
6.5.6.1. Silicio cristalizado ($\sim 200\ \mu\text{m}$)	266
6.5.6.2. Thin film ($\sim 5\ \mu\text{m}$)	267
6.5.6.3. Concentración fotovoltaica	270

6.5.7.	Parámetros de funcionamiento de una célula solar	271
6.5.7.1.	Corriente de cortocircuito y eficiencia cuántica	272
6.5.7.2.	Tensión de circuito abierto y corriente de oscuridad	274
6.5.7.3.	Factor de forma, resistencia serie y paralelo	275
6.5.7.4.	Dependencia con la temperatura	276
6.5.7.5.	Eficiencia límite de conversión fotovoltaica de una célula solar ..	277
6.5.7.6.	Sombras en las células	278
6.6.	Sistemas fotovoltaicos autónomos y conectados a la red	279
6.7.	Instalación eléctrica de un sistema FV conectado a red	282
6.7.1.	Características generales	282
6.7.2.	Paneles	283
6.7.3.	Inversores	285
6.7.4.	Líneas eléctricas	288
6.7.5.	Dispositivos de protección, seguridad y cableado	289
6.7.6.	Contadores de energía y sistemas de telecontrol	291
6.7.7.	Punto propuesto para realizar la conexión	292
6.7.8.	Puesta a tierra	292
6.7.9.	Ensayos de recepción y pruebas funcionales	293
6.7.10.	Armónicos y compatibilidad electromagnética	294
6.7.11.	Prescripciones especiales según la ITC-40 instalaciones generadoras de BT de REBT	294
6.8.	Centrales solares fotovoltaicas	299
6.8.1.	Instalaciones con aprovechamiento de estructuras	299
6.8.2.	Planta fotovoltaica	301
6.8.2.1.	Plantas fijas	303
6.8.2.2.	Plantas con seguidores (convencional y baja concentración) ...	304
6.8.2.3.	Tipos de seguidores	305
6.8.2.4.	Experimentación y desarrollo de distintas tecnologías	307
6.8.2.5.	Plantas concentración (As-Ga y Si alta eficiencia)	308
6.8.3.	Huerta solar	311
6.9.	Costes del uso de la energía solar fotovoltaica	316
6.10.	Impacto medioambiental por utilizar la energía solar fotovoltaica	316
6.11.	Situación actual de la tecnología de las plantas fotovoltaicas	318
6.12.	Conclusiones	325
6.13.	Bibliografía	326
6.14.	Evaluación	327
6.14.1.	Ejercicios teóricos	327
6.14.2.	Prueba objetiva	329

Capítulo 7. Centrales de energía eólica

7.1.	Introducción y orientaciones para el estudio	334
7.2.	Objetivos	335
7.3.	Origen del viento	335
7.4.	Potencial del viento	341
7.4.1.	Medida del viento	342

7.4.2.	Tratamiento de los datos del viento	345
7.4.2.1.	Distribuciones temporales	345
7.4.2.2.	Distribuciones de frecuencia	347
7.4.3.	Variación del viento con la altura	351
7.4.4.	Cuantificación de la energía existente en el viento	354
7.4.5.	Representación de los recursos eólicos disponibles	354
7.5.	Evolución histórica de las tecnologías para aprovechar el viento	357
7.6.	Componentes de los aerogeneradores	358
7.6.1.	Subsistema de captación	360
7.6.1.1.	Aerodinámica del subsistema de captación	365
7.6.2.	Subsistema de transmisión mecánica	372
7.6.3.	Subsistema eléctrico	374
7.6.4.	Subsistema de orientación	378
7.6.5.	Subsistema de regulación y control	380
7.6.6.	Subsistema de soporte	384
7.7.	Curva de potencia de un aerogenerador	387
7.7.1.	Determinación de la energía obtenible	390
7.7.1.1.	Método probabilístico	390
7.7.1.2.	Método cronológico	392
7.8.	Aplicaciones de la energía eólica	393
7.9.	Parques eólicos conectados a la red	393
7.9.1.	Infraestructura civil	394
7.9.2.	Infraestructura eléctrica	395
7.9.3.	Infraestructura de control	397
7.9.4.	Determinación de la energía generada	397
7.10.	Parques eólicos en el mar (<i>offshore</i>)	397
7.10.1.	Evolución de las instalaciones <i>offshore</i>	398
7.10.2.	Tecnología de las instalaciones <i>offshore</i>	401
7.10.2.1.	Aerogeneradores y cimentaciones	401
7.10.2.2.	Transporte de la energía eléctrica	404
7.11.	Costes del uso de la energía eólica	406
7.12.	Impacto medioambiental de utilizar la energía del viento	408
7.13.	Situación actual de la explotación de la energía eólica	410
7.14.	Conclusiones	412
7.15.	Bibliografía	412
7.16.	Evaluación	413
7.16.1.	Ejercicios teóricos	413
7.16.2.	Prueba objetiva	416

Capítulo 8. Minicentrales hidráulicas

8.1.	Introducción y orientaciones para el estudio	420
8.2.	Objetivos	421
8.3.	Origen	421
8.4.	Potencial de la energía hidráulica	422
8.4.1.	Medida del potencial hidráulico	422

8.4.1.1.	Medida del caudal	423
8.4.1.2.	Medida del salto bruto	426
8.4.2.	Tratamiento de datos	426
8.4.2.1.	Distribuciones temporales (hidrógramas)	426
8.4.2.2.	Distribuciones de frecuencia	427
8.5.	Evolución histórica de la energía hidráulica	428
8.6.	Tecnología. Tipos de centrales hidráulicas	430
8.6.1.	Centrales de agua fluyente	431
8.6.2.	Centrales de embalse	432
8.6.2.1.	Centrales de hidrobombeo	432
8.6.3.	Centrales integradas en canales de riego	434
8.6.4.	Centrales en tuberías de suministro de agua potable	435
8.7.	Tecnología. Subsistemas de las centrales hidráulicas	436
8.7.1.	Obra civil	436
8.7.1.1.	Elementos de retención y almacenamiento	436
8.7.1.2.	Conducciones hidráulicas	441
8.7.1.3.	Edificio de la central	443
8.7.2.	Turbinas hidráulicas	443
8.7.2.1.	Turbina Pelton	443
8.7.2.2.	Turbina Francis	445
8.7.2.3.	Turbina Kaplan y semi Kaplan	450
8.7.2.4.	Campo de utilización y rendimientos de las turbinas	451
8.7.2.5.	Curvas características de las turbinas	452
8.7.3.	Transmisiones mecánicas	455
8.7.4.	Generadores	457
8.7.5.	Subsistema de regulación y control	459
8.7.5.1.	Automatización, monitorización y telemando	461
8.7.6.	Subsistema eléctrico auxiliar	461
8.8.	Evaluación del aprovechamiento de una central hidráulica	462
8.9.	Costes del uso de la energía del agua	463
8.10.	Impacto medioambiental por utilizar la energía hidráulica	465
8.11.	Situación actual de la explotación de la energía del agua	466
8.12.	Conclusiones	468
8.13.	Bibliografía	468
8.14.	Evaluación	469
8.14.1.	Ejercicios teóricos	469
8.14.2.	Prueba objetiva	472

Capítulo 9. Centrales de energía de la biomasa

9.1.	Introducción y orientaciones para el estudio	476
9.2.	Objetivos	477
9.3.	Origen de la energía de la biomasa	478
9.3.1.	Ecosistemas silvestres	480
9.3.2.	Biomasa residual	481
9.3.3.	Cultivos energéticos	487

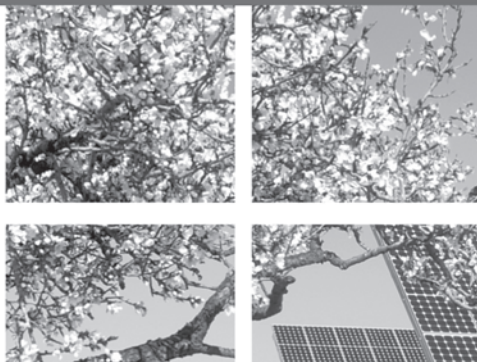
9.3.4.	Biomasa fósil	490
9.4.	Potencial de la energía de la biomasa	491
9.5.	Tecnologías para aprovechar la energía de la biomasa	492
9.5.1.	Historia del aprovechamiento de la biomasa	492
9.5.2.	Tecnología	493
9.5.2.1.	Combustión directa	496
9.5.2.2.	Procesos termoquímicos	499
9.5.2.3.	Procesos biológicos	504
9.5.2.4.	Otros procesos	508
9.6.	Tecnología de los residuos sólidos urbanos (RSU)	511
9.7.	Costos del uso de la energía de la biomasa	515
9.8.	Impacto medioambiental al utilizar la energía de la biomasa	516
9.9.	Situación actual de la explotación de la energía de la biomasa	518
9.10.	Conclusiones	519
9.11.	Bibliografía	520
9.12.	Evaluación	520
9.12.1.	Ejercicios teóricos	520
9.12.2.	Prueba objetiva	523

Capítulo 10. Centrales de energía geotérmica

10.1.	Introducción y orientaciones para el estudio	526
10.2.	Objetivos	526
10.3.	Origen de la energía geotérmica	527
10.4.	Potencial de la energía geotérmica	533
10.4.1.	Tipos de yacimientos	534
10.4.1.1.	Sistemas hidrotérmicos	534
10.4.1.2.	Sistemas geopresurizados	534
10.4.1.3.	Sistemas de roca caliente seca	535
10.4.2.	Métodos de estimación del potencial geotérmico	535
10.5.	Tecnología para aprovechar la energía geotérmica	536
10.5.1.	Evolución histórica	536
10.5.2.	Clasificación de los dispositivos de captación	538
10.5.2.1.	Sistemas de conversión directa	538
10.5.2.2.	Sistemas de expansión súbita de una etapa	540
10.5.2.3.	Sistemas de expansión súbita de dos etapas	540
10.5.2.4.	Sistemas de ciclo binario	541
10.5.3.	Componentes de las centrales	542
10.6.	Costes del uso de la energía geotérmica	548
10.7.	Impacto medioambiental de utilizar la energía geotérmica	550
10.8.	Situación actual de la explotación de la energía geotérmica	552
10.9.	Conclusiones	554
10.10.	Bibliografía	554
10.11.	Evaluación	555
10.11.1.	Ejercicios teóricos	555
10.11.2.	Prueba objetiva	557

Capítulo 11. Centrales de la energía de las olas	561
11.1. Introducción y orientaciones para el estudio	562
11.2. Objetivos	563
11.3. Origen de la energía de las olas	563
11.4. Potencial de la energía de las olas	575
11.5. Tecnologías para aprovechar la energía de las olas	580
11.5.1. Evolución histórica	580
11.5.2. Clasificación de los dispositivos de captación	586
11.5.2.1. Dispositivos ubicados en la costa o en su cercanía	587
11.5.2.2. Dispositivos ubicados fuera de la costa	596
11.6. Costes del uso de la energía de las olas	604
11.7. Impacto ambiental al utilizar la energía de las olas	605
11.8. Situación actual de la explotación de la energía de las olas	607
11.9. Conclusiones	608
11.10. Bibliografía	609
11.11. Evaluación	609
1.11.1. Ejercicios teóricos	609
1.11.2. Prueba objetiva	612
Capítulo 12. Centrales de la energía de las mareas	615
12.1. Introducción y orientaciones para el estudio	616
12.2. Objetivos	616
12.3. Origen de la energía mareomotriz	617
12.4. Potencial de la energía de las mareas	623
12.4.1. Medida de las mareas	624
12.4.2. Energía utilizable con un estuario con dique	625
12.4.3. Energía utilizable con una turbina de corrientes	625
12.5. Tecnologías para aprovechar la energía mareomotriz	625
12.5.1. Evolución histórica	625
12.5.2. Tecnología del aprovechamiento mareomotriz	632
12.5.2.1. Tecnología de estuarios y diques	632
12.5.2.2. Tecnología de turbinas de corrientes marinas	638
12.6. Costes del uso de la energía mareomotriz	644
12.7. Impacto ambiental por utilizar la energía de las mareas	645
12.8. Situación actual de la explotación de la energía de las mareas	645
12.9. Conclusiones	647
12.10. Bibliografía	647
12.11. Evaluación	648
12.11.1. Ejercicios teóricos	648
12.11.2. Prueba objetiva	650
Capítulo 13. Centrales de la energía maremotérmica	653
13.1. Introducción y orientaciones para el estudio	654
13.2. Objetivos	654

13.3.	Origen de la energía maremotérmica	655
13.4.	Potencial de la energía maremotérmica	658
13.5.	Tecnologías para aprovechar la energía maremotérmica	660
13.6.	Costes del uso de la energía maremotérmica	673
13.7.	Impacto ambiental de utilizar la energía maremotérmica	674
13.8.	Situación actual de la explotación de la energía maremotérmica	676
13.9.	Conclusiones	676
13.10.	Bibliografía	677
13.11.	Evaluación	677
13.11.1.	Ejercicios teóricos	677
13.11.2.	Prueba objetiva	680
Respuestas. Ejercicios de evaluación		683



Introducción

Desde siempre el desarrollo de la humanidad ha estado determinado en gran medida por el recurso a la utilización de las diferentes formas de energía según las necesidades y disponibilidades de cada momento y lugar. Ya en sus inicios, los principales recursos estaban basados en la utilización de energías renovables en forma de biomasa, viento, agua y sol. Utilizados principalmente como fuente de combustible, estos elementos deben ser considerados como la base energética del desarrollo humano.

En sentido estricto, es renovable cualquier proceso que no altere el equilibrio térmico del planeta, que no genere residuos irrecuperables, y que la velocidad de su consumo no sea superior a la velocidad de regeneración de la fuente energética y de la materia prima utilizada en el mismo.

La electricidad generada a partir de fuentes renovables superó en 2007 a la de origen nuclear, el 19,8 por ciento de la producción eléctrica de nuestro país salió de instalaciones de energías renovables (de las centrales nucleares salió el 17,7 por ciento).

Además, el consumo de energía primaria procedente de fuentes renovables superó por primera vez en su historia la barrera de los diez millones de toneladas equivalentes de petróleo (tep), lo que significa una aportación del 7 por ciento al balance del consumo de energía primaria. Destaca el avance protagonizado por la energía solar fotovoltaica, la eólica y los biocarburantes.

De esta forma, se puede decir que el balance en 2007 de las energías renovables ofrece avances muy significativos, entre los que se pueden destacar: los 3.374 MW nuevos en el área eólica; los 341 MW en el área fotovoltaica; los 59 MW en hidráulica y los 499 ktep de nueva capacidad para biocarburantes.

El aporte conseguido de 2007 supera al de 2006 donde las energías renovables supusieron el 6,8 por ciento de la energía primaria y el 18,8 por ciento de la producción eléctrica, y al de 2005 (5,5 por ciento de energía primaria y 16,6 por ciento de la producción de electricidad).

Por otro lado, cabe destacar que, en este período, la energía hidráulica y la eólica son las tecnologías que más han contribuido a la cesta de producción eléctrica con renovables. Co-

mo dato relevante, cabe señalar que la energía eólica (tecnología en la que España es líder mundial tras Alemania y Estados Unidos) incrementó en un 29 por ciento la potencia instalada y creció en un 16 por ciento su producción de energía con respecto al año anterior.

La receta de la Comisión para la lucha contra el cambio climático es ahora **20-20-20 para 2020**: no es una cábala, sino el plan para que los Veintisiete consigan en la próxima década ser más limpios, con un 20 por ciento de su energía primaria de fuentes renovables, más eficaces, con un quinto menos de consumo, y menos contaminantes, con una bajada del 20 por ciento en las emisiones de dióxido de carbono. Todo para 2020.

En este escenario de imparable y necesario ascenso de las fuentes renovables de energía, se está requiriendo cada vez más la necesidad de ingenieros, técnicos especializados de grado medio y superior, así como de mano de obra para hacer frente a este reto. Es por ello, por lo que recientemente se están introduciendo en los planes de estudio de diferentes ingenierías y de los nuevos ciclos formativos, asignaturas específicas y generales sobre las fuentes renovables de energía.

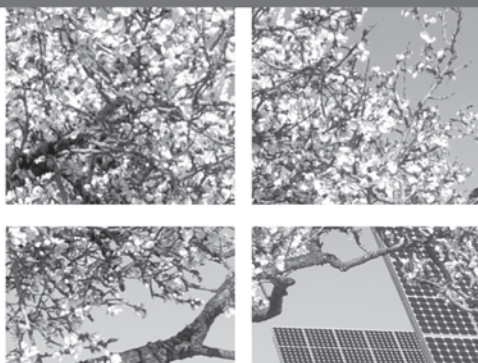
Este texto quizás sea el primer contacto que el lector-alumno tiene con las energías renovables. El objetivo del libro es estudiar primero la energía y sus diferentes fuentes -el sistema energético en su conjunto- con una visión general, en primer lugar, para pasar después a un estudio individualizado de cada una de las principales fuentes de energía renovable, haciéndose un estudio de las diferentes formas de obtención y producción de energía eléctrica tanto desde un aspecto cualitativo como cuantitativo, pero al no tratarse de una fuente concreta, sino de todas ellas, se ha huido de entrar en grandes disquisiciones matemáticas, por lo que en este estudio se plantea inicialmente la explicación física de los fenómenos más que un desarrollo matemático profundo de los mismos.

El libro, con contenidos totalmente actualizados, se ha dividido en trece apartados. En un primer bloque temático, constituido por los cuatro primeros capítulos, se analiza el sistema energético, en ellos se abordan aspectos básicos generales sobre: la energía, los recursos energéticos, las tecnologías para explotación de la energía, así como los aspectos económicos y medioambientales del uso de la energía. Elementos todos ellos a tener en cuenta cuando se pretende abordar con rigor el estudio de cualquier fuente de energía. El segundo bloque temático está constituido por los nueve temas restantes, en ellos se diseccionan cada una de las fuentes de energía renovables conocidas en la actualidad: la energía solar térmica, energía solar fotovoltaica, energía eólica, energía hidráulica, energía de la biomasa, energía geotérmica, energía de las olas, energía de las mareas y la energía maremotérmica. Básicamente, el desarrollo de cada uno de estos nueve capítulos responde al siguiente esquema: origen de la fuente energética, potencial de energía, tecnologías para su aprovechamiento, costes del uso de la misma, impacto ambiental por su utilización, situación actual de la explotación de la fuente de energía en cuestión y conclusiones. Al final de cada tema se presenta una batería de veinte ejercicios tipo test, los diez primeros con la respuesta inmediata y los otros diez con la solución al final del libro.

El objetivo del libro es conseguir que el lector-alumno obtenga una inmersión rápida en un tema tan emergente como el de las energías renovables, y así, tras su lectura, conozca las diferentes fuentes de energía limpias, seguras, autóctonas y respetuosas con el entorno ecológico. Se pretende proporcionar los conocimientos científico-técnico-profesionales necesarios para comprender las tecnologías energéticas renovables más consolidadas.

Este libro está dirigido en particular a alumnos de carreras técnicas (y no técnicas) de primer ciclo, segundo ciclo y post-grado, así como alumnos de los ciclos formativos, tanto de grado superior como de grado medio, donde se abordan módulos de energías renovables y en general a toda persona que pudiera estar interesada en un tema de tan enorme actualidad: profesores, educadores, responsables de prácticas, técnicos, y todo tipo de profesionales de las áreas de diseño, generación, mantenimiento y explotación de plantas de energías renovables, permitiéndole avanzar en el conocimiento del campo de las nuevas aplicaciones para la obtención de la energía en entornos profesionales y empresariales tan claves y de tan clara apuesta por el futuro.

El poder cubrir tan amplio espectro de niveles es consecuencia de que, en general, se ha huido de disquisiciones matemáticas, se presentan de forma clara, concreta y esquemática tanto los datos como los conceptos. Se ha pretendido hacer una redacción lo más sencilla posible pero sin dejar de abordar de forma amplia y rigurosa las diferentes temáticas.



Autores

D. José Antonio Carta González, es Doctor Ingeniero Industrial por la Universidad de Las Palmas de Gran Canaria (ULPGC) e Ingeniero Industrial (especialidad Mecánica) por esa misma Universidad. Actualmente, es Profesor Titular de Universidad en el área de Ingeniería Mecánica del Departamento de Ingeniería Mecánica (DIM) de la ULPGC. Ha participado en proyectos de investigación regionales, nacionales y europeos como colaborador y como investigador principal. Ha publicado una veintena de artículos en revistas internacionales de impacto en el área de las energías renovables, es autor de varias patentes relacionadas con estas fuentes energéticas, ha sido tutor de un notable número de proyectos de fin de carrera de la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales de Las Palmas de Gran Canaria y ha dirigido diversas tesis doctorales en el campo de la energía eólica. En la ULPGC ha sido Director del DIM y, actualmente, es Coordinador del Grupo de Investigación en Ingeniería Mecánica (GIIM), Coordinador del programa de doctorado Tecnología Industrial y Director de los Servicios de Apoyo a la I + D + i de la ULPGC.

D. Roque Calero Pérez, Catedrático de Ingeniería Mecánica en la Universidad de Las Palmas de Gran Canaria desde 1988, es Doctor Ingeniero Industrial por la Universidad Politécnica de Las Palmas e Ingeniero Industrial y Perito Industrial por la Universidad de La Laguna. Ha sido Director del Departamento de Ingeniería Mecánica de la Universidad de Las Palmas de Gran Canaria, Director de la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales de Las Palmas y Secretario General de la Universidad Politécnica de Las Palmas. Su actividad investigadora se ha centrado en dos líneas de trabajo: metodologías para la formación de ingenieros y aplicación de la energía eólica a la desalación de aguas. Autor de numerosas monografías, diversos libros sobre ingeniería y centros universitarios, múltiples estudios e informes relacionados con el desarrollo industrial y el desarrollo sostenible y una extensa contribución de artículos y comunicaciones en revistas y congresos de ámbito estatal e internacional, creador del Centro de Investigación de Energía y Agua del Instituto Tecnológico de Canarias, y Director de I + D del mismo. Actualmente es Secretario General de la Federación Iberoamericana de Ingeniería Mecánica.

D. Antonio Colmenar Santos, es Doctor Ingeniero Industrial e Ingeniero Industrial (especialidad Electrónica y Automática) por la Escuela Técnica Superior de Ingenieros

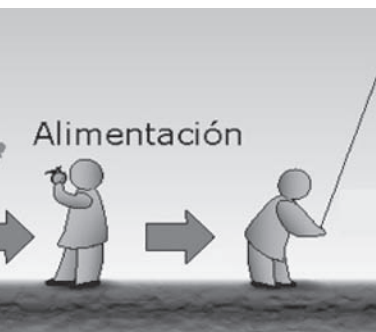
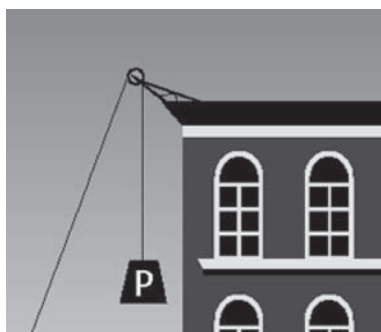
Industriales de la UNED e Ingeniero Técnico Industrial por la Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de la Universidad de Valladolid, especialidad Electricidad. Actualmente es Profesor Titular de Universidad en el área de Ingeniería Eléctrica del DIEEC de la UNED. Es profesor titular en excedencia del cuerpo de Profesores de Educación Secundaria y de Profesores Técnicos de Formación Profesional en las especialidades de Sistemas Electrónicos y Equipos Eléctricos respectivamente. Ha trabajado para la AECI-ICI como experto asesor en el proyecto INTECNA (Nicaragua). Ha pertenecido a la Association for the Advancement of Computing in Education (AACE). Ha sido Coordinador para la Virtualización de la ETSII de la UNED y Coordinador de Servicios Telemáticos de la UNED, siendo actualmente Secretario del Departamento. Correo electrónico: acolmenar@ieec.uned.es.

D. Manuel-Alonso Castro Gil es Doctor Ingeniero Industrial por la Universidad Politécnica de Madrid (UPM) e Ingeniero Industrial por esa misma Universidad. Desde 1984 es catedrático del Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Control de la UNED. Entre 1988 y 1993 trabajó además como Ingeniero de Sistemas dentro del Área de Banca en la empresa Digital Equipment Corporation. Obtuvo el Premio Extraordinario de Doctorado de la UPM y el Premio Viesgo para la investigación científica sobre aplicaciones de la electricidad en los procesos industriales. Ha participado en numerosos proyectos de investigación como colaborador y como director y es miembro de distintas asociaciones internacionales (Fellow del IEEE, ISES, IFAC, ASEE, AACE, SEFI, etc.). Ha sido Director del Centro de Servicios Informáticos de la UNED, Subdirector de Investigación y de Gestión Académica de la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales de la UNED y Vicerrector de Nuevas Tecnologías de la UNED. Actualmente es Director del Departamento.

1

Aspectos básicos generales sobre la energía

- 1.1. Introducción y orientaciones para el estudio
- 1.2. Objetivos
- 1.3. Concepto de energía
- 1.4. Concepto de trabajo
- 1.5. Concepto de potencia
- 1.6. Medida de la energía y de la potencia
- 1.7. Manifestaciones de la energía
 - 1.7.1. Energía gravitacional
 - 1.7.2. Energía cinética
 - 1.7.3. Energía electrostática
 - 1.7.4. Energía electromagnética
 - 1.7.5. Energía nuclear o energía atómica
- 1.8. Transformaciones energéticas. Rendimiento
- 1.9. Conclusiones
- 1.10. Bibliografía
- 1.11. Evaluación
 - 1.11.1. Ejercicios teóricos
 - 1.11.2. Prueba objetiva



1.1. Introducción y orientaciones para el estudio

En este capítulo se recordarán y fijarán conceptos básicos en relación con la energía, así como su medida y valores de referencia que permitan su comprensión en términos prácticos y cotidianos.

También se presenta una visión más profunda de las manifestaciones de la energía y de sus transformaciones, así como del rendimiento asociado a las mismas.

El contenido de este tema allana el camino para comprender mejor el papel de las energías renovables en el futuro energético del planeta.

1.2. Objetivos

Al término del estudio de este tema, los alumnos deberían:

- Tener muy claros los conceptos de energía, potencia, trabajo y calor.
- Poseer amplios conocimientos de la medida de la potencia y la energía, especialmente en unidades prácticas, cotidianas.
- Adquirir valoraciones claras de los consumos energéticos y potencias asociadas a actividades cotidianas, que puedan servirle de referencias para entender mejor el amplio mundo de la energía, y en especial, el rol de las energías renovables en la práctica.
- Tener claros algunos conceptos relacionados con la esencia más profunda del binomio energía-materia.
- Visualizar con claridad los conceptos de transformaciones energéticas y rendimiento de las mismas.

1.3. Concepto de energía

El término **energía** es fuertemente polisémico y, según el contexto donde se use, adquiere significados diversos. Así, se habla que una persona es muy «enérgica», que alguien o algo tiene «energía positiva» o «negativa», etc.

En el terreno de las ciencias físicas y naturales, así como en el de la tecnología, es corriente hablar de la «crisis energética», de «alimentos energéticos», etc. La realidad es que la energía es un fenómeno misterioso, del cual conocemos y comprendemos sus efectos, pero no su naturaleza originaria.

En el campo de la física, se define la energía como una «propiedad» de los cuerpos o sistemas materiales en virtud de la cual estos pueden transformarse (a sí mismos), modificando su estado o situación, así como actuar sobre otros cuerpos, originando transformaciones en ellos.

La energía indica la capacidad de un cuerpo o sistema para producir transformaciones, con independencia de que éstas se produzcan o no.

1.4. Concepto de trabajo

En un contexto físico-matemático se define trabajo como el producto escalar de una fuerza por un desplazamiento (del punto de aplicación de la fuerza).

$$T = \vec{F} \cdot \vec{\Delta S} \quad (1.1)$$

El trabajo se mide en julios, siendo:

$$1 \text{ julio} = 1 \text{ newton} \cdot 1 \text{ metro}$$

Un julio es el trabajo que se realiza cuando la fuerza de un newton desplaza su punto de aplicación un metro (en la misma dirección y sentido de la fuerza).

Tradicionalmente, y aún hoy, se define la energía como la «capacidad de realizar un trabajo», entre otras razones, porque la unidad de energía es la misma, la unidad de la energía, al igual que la del trabajo, es el julio.

Se piensa, erróneamente, que la energía se transforma en trabajo. En la Figura 1.1, sobre la masa m se realiza un trabajo al elevarla, pero desde el punto de vista energético lo que ha ocurrido es que la energía almacenada en los músculos de la persona se ha transferido a energía potencial de la masa a la altura h ($W = mgh$).

En este caso, como en todos, el trabajo ha sido el proceso mediante el cual se ha transferido la energía desde un sistema (una persona) hasta otro sistema (la masa).

El trabajo no es una forma de energía, ni se conserva, ni es «propio» de un sistema (no lo poseen los cuerpos). Es sólo un vehículo, un proceso, mediante el cual dos cuerpos o sistemas intercambian energía. Otro de estos procesos de intercambio es el calor.

1.5. Concepto de potencia

En la Figura 1.1 se observa que la persona más corpulenta es capaz de elevar la masa m , de peso P , más rápidamente que la menos corpulenta.

Se dice que la primera es «más potente». En términos físicos significa que la primera ejecuta el mismo trabajo que la segunda ($T = mgh$), pero en menos tiempo.

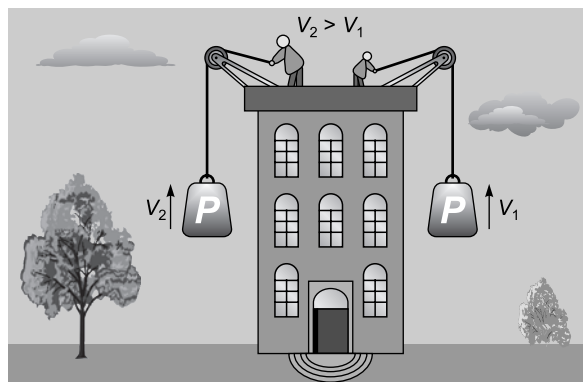


Figura 1.1. El adulto es más potente que el niño.

Físicamente, se define la potencia como el trabajo realizado en la unidad de tiempo:

$$W = \frac{T}{t} \quad (1.2)$$

La unidad de la potencia es el vatio (W), definido por: 1 vatio = 1 julio/1 segundo.

1.6. Medida de la energía y de la potencia

Teniendo en cuenta que trabajo y energía se expresan en las mismas unidades, en el Sistema Internacional la energía se mide en julios.

$$1 \text{ J} = 1 \text{ N} \cdot 1 \text{ m} \text{ (} N = \text{newton) (1 julio es igual a 1 newton por 1 metro)}$$

También se emplean unidades mayores que el julio (Tabla 1.1).

TABLA 1.1 Múltiplos del julio.

kJ	1.000 J	10^3 J (kilojulios)
MJ	1.000.000 J	10^6 J (megajulios)
GJ	1.000.000.000 J	10^9 J (gigajulios)
TJ	1.000.000.000.000 J	10^{12} J (terajulios)
PJ	1.000.000.000.000.000 J	10^{15} J (pentajulios)
EJ	1.000.000.000.000.000.000 J	10^{18} J (exajulios)

De acuerdo con la definición de potencia, en el Sistema Internacional la potencia se mide en vatios.

$$1 \text{ W} = 1 \text{ J/s} \text{ (1 vatio es igual a 1 julio dividido por 1 segundo)}$$

Se emplean también unidades mayores que el vatio (Tabla 1.2).

TABLA 1.2 Múltiplos del vatio.

kW	1.000 W	10^3 W (kilovatio)
MW	1.000.000 W	10^6 W (megavatio)
GW	1.000.000.000 W	10^9 W (gigavatio)
TW	1.000.000.000.000 W	10^{12} W (teravatio)

Otra forma usual para medir la energía es el kWh, o energía producida (transformada) por una máquina de 1 kW de potencia funcionando durante 1 hora.

Obviamente, 1 kWh también es la energía transformada por una máquina de 2 kW de potencia funcionando durante 1/2 hora, o cualquiera otra de las infinitas combinaciones potencia-tiempo posibles.

De acuerdo con esta definición, la equivalencia entre el kWh y el julio es:

$$1 \text{ kWh} = 3.600 \text{ kJ} = 3,6 \text{ MJ}$$

En física nuclear (energía atómica), la unidad de medida es el electrón-voltio (eV). Se entiende por tal la energía que toma o cede un electrón al pasar de un punto a otro de un campo eléctrico entre los que hay una diferencia de potencial de 1 V.

$$1 \text{ eV} = 1,6 \cdot 2 \times 10^{-19} \text{ J}$$

Otras unidades también empleadas tradicionalmente son (Tabla 1.3):

TABLA 1.3 Unidades de energía tradicionalmente utilizadas.

Potencia:	1 CV = 0,76 kW	1 HP = 0,746 kW
Energía:	1 kcal = 4,186 kJ	1 BTU = 1.055 J
		(British Thermal Unit)
	1 Tep = 42.000 MJ = 11.600 kWh	(Tep = Tn equivalente de petróleo)
	(1 Tn petróleo ≈ 7,3 barriles)	(1 barril = 158,9 litros)
	1 Tec = 28.000 MJ = 7.500 kWh	(Tec = Tn equivalente de carbón)
	1.000 m ³ gas ≈ 6,81 barriles de petróleo	
	1.000 m ³ gas ≈ 0,9 tep	
	1 Termia = 10 ⁻⁴ Tep = 10 ³ kcal	

En términos generales, un caballo de fuerza (HP) equivale a la potencia que puede desarrollar un caballo (animal) durante un tiempo prolongado (varias horas).

Otros valores de referencia que dan una idea de las magnitudes energéticas son los siguientes:

- Una persona, en un esfuerzo liviano, desarrolla 0,15 kW. Un ciclista, en un esfuerzo elevado, desarrolla 0,5 kW. Un atleta, durante un corto tiempo, desarrolla 0,75 kW.
- 1 kWh permite mantener encendida una bombilla de 100 W durante 10 horas o elevar 1 Tn a 360 m de altura en una hora, o fundir el aluminio necesario para fabricar seis botes de refrescos, o calentar el agua para una ducha de 2-3 minutos.
- La potencia doméstica habitual instalada en una vivienda media de 100 m² en España es de 5 kW.

La energía (en forma de electricidad, de gas o de otro tipo) transformada (consumida, se dice en lenguaje cotidiano) anualmente en una vivienda es, aproximadamente (Tabla 1.4):

TABLA 1.4 Consumos energéticos aproximados en una vivienda.

Iluminación	510 kWh
Frigorífico	360 kWh
Televisión	380 kWh
Lavadora	960 kWh
Otros	240 kWh
Cocina eléctrica	1.800 kWh
Agua caliente	2.466 kWh
Total anual	7.266 kWh/año

- Los consumos energéticos porcentuales en una familia típica europea se muestran en la Figura 1.2.

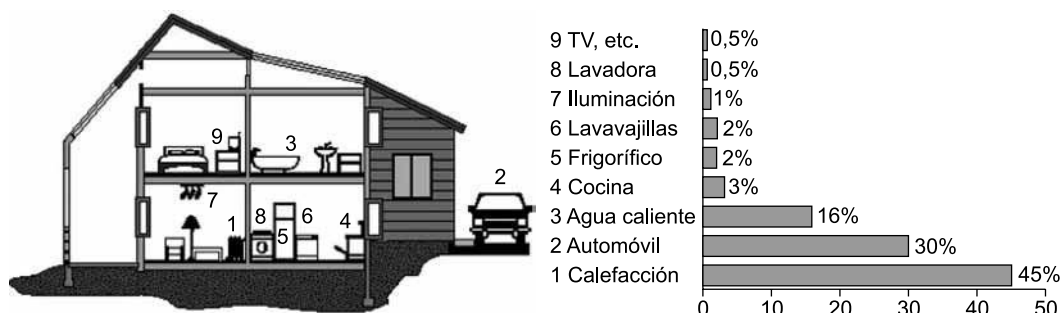


Figura 1.2. Porcentajes de consumo energético en una familia típica europea.

- Las potencias de diferentes tipos de vehículos se muestran en la siguiente tabla:

TABLA 1.5 Potencia de algunas máquinas.

Máquina	Potencia en kW	Potencia en CV
Coche tirado por un caballo	0,75	1
Automóvil familiar	100	131
Automóvil fórmula 1	500	658
Avión B-747 (<i>Jumbo</i>)	300.000	394.737
Lanzadera espacial	30.000.000	39.473.760

- Transportar una persona en un avión (completo) una distancia de 4.000 km (distancia de Alemania a Canarias) tiene un consumo de 230 litros de queroseno (por persona). El mismo recorrido, efectuado en un automóvil (con un pasajero) exigiría 320 litros de gasolina (en un automóvil con un consumo de 8 litros/100 km).
- En el año 2007 el consumo de energía en el mundo ascendió a 11.099,3 millones de Tep (Fuente: BP-*Statistical Review*-2008). Un 35,6% correspondió a petróleo, un 23,8% a gas natural, un 28,6% a carbón, un 5,6% a nuclear y un 6,4% a energías renovables.

El consumo de petróleo se elevó a 75 millones de barriles, cada día.

Algún autor, en términos jocosos, asegura que la Tierra nunca será visitada por seres extraterrestres inteligentes.

Estos observarían con curiosidad la anomalía de nuestro pequeño planeta, por la gran cantidad de energía radiada al espacio exterior, de lo cual deducirían que no podría haber vida inteligente en el mismo.

1.7. Manifestaciones de la energía

1.7.1. Energía gravitacional

Es la energía que se manifiesta por la atracción de dos masas entre sí, sean dos cuerpos celestes (la Tierra y la Luna, por ejemplo), dos masas cualquiera o dos neutrones.

La realidad es que cada masa crea a su alrededor un **campo gravitatorio**, que atrae a cualquier otra masa que caiga en su campo de acción.

La fuerza con la que se atraen es directamente proporcional al producto de las masas e inversamente proporcional al cuadrado de la distancia entre ellas (Figura 1.3).

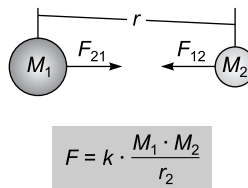


Figura 1.3. Fuerzas gravitatorias.

Un caso particular es la **energía potencial gravitatoria**, o sea, la atracción de la masa de la Tierra sobre cualquier otra masa en su cercanía (un satélite artificial) o en su superficie (en el caso de una persona, esta fuerza es el peso de la misma).

La energía potencial gravitatoria de un cuerpo de m kg de masa, situado a una altura de h metros, sobre la superficie terrestre, es:

$$\begin{aligned} \text{Energía} &= \text{fuerza} \times \text{distancia} \\ \text{Energía potencial} &= \text{peso} \times \text{altura} = m \cdot g \cdot h \end{aligned}$$

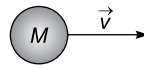
Expresándose la **energía** en julios, m en kg, h en metros y g (aceleración de la gravedad) en m/s^2 .

1.7.2. Energía cinética

Es la energía implícita en una masa en movimiento. Para una masa m , que se desplaza a la velocidad v (Figura 1.4), la energía cinética vale la mitad del producto de la masa por el cuadrado de la velocidad.

$$W = \frac{1}{2} m \cdot v^2 \quad (1.3)$$

W viene en julios, la masa en kg y la velocidad en m/s.



$$E = \frac{1}{2} M \cdot v^2$$

Figura 1.4. Energía cinética.

Un caso particular de la energía cinética es la energía térmica. Como se ha visto, todos los cuerpos están formados por conjuntos de moléculas que, según el grado de movilidad entre ellas, pueden adoptar forma sólida, líquida o gaseosa.

En la forma gaseosa, las moléculas tienen total libertad para moverse. Cuando se les suministra energía se mueven más rápido (incrementan su energía cinética) y el gas se dice que está más caliente (que tiene más temperatura) (Figura 1.5).

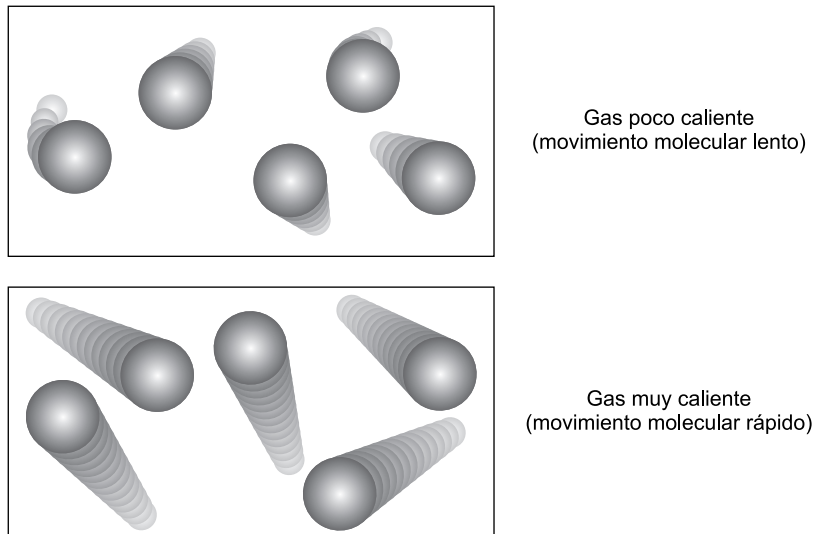


Figura 1.5. Energía cinética de gases.

En el caso de líquidos ocurre algo parecido al gas, aun cuando la movilidad de las moléculas por todo el volumen está más limitado.

En el caso de sólidos, la aportación de energía cinética (térmica) desde el exterior excita las moléculas, que se ponen a vibrar más o menos intensamente alrededor de la posición de equilibrio en la estructura original.

La sensación de calor que se tiene cuando el aire está caliente se debe al choque de las moléculas de aire agitadas con las de la piel, las cuales también incrementan su energía cinética (oscilando más o menos intensamente alrededor de sus posiciones de equilibrio, puesto que la piel es sólida) produciéndose un aumento de la temperatura de la superficie corporal, dando lugar a la sensación de calor.

Si se toca un metal caliente, las fuertes vibraciones (energía cinética) de las moléculas de la superficie son transmitidas a la piel, haciendo que las moléculas de ésta se pongan a vibrar más intensamente (sensación de calor).

En todos los casos, la energía cinética se transfiere de las partículas más rápidas (de más energía) a las más lentas. En el caso del calor, de la temperatura más alta a la más baja.

Cuando en un gas (o en un cuerpo cualquiera) sus moléculas no se mueven, se dice que la temperatura es de 0 grados Kelvin o **cero absoluto** (lo que corresponde a $-273\text{ }^{\circ}\text{C}$).

1.7.3. Energía electrostática

La energía electrostática es la energía que se manifiesta por la atracción o repulsión de dos cargas eléctricas entre sí (Figura 1.6). Si son de diferente signo se atraen y si son del mismo signo se repelen.

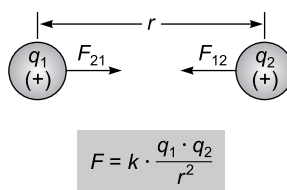


Figura 1.6. Fuerzas electrostáticas.

Un cuerpo cargado positivamente (o negativamente) crea a su alrededor un campo eléctrico que atrae o repele a cualquier otra carga eléctrica que se encuentre en su radio de acción.

Experimentalmente se ha comprobado que esta fuerza es directamente proporcional al producto de las cargas e inversamente proporcional al cuadrado de la distancia (Figura 1.6).

La energía química (entendida como la que mantiene unidos entre sí a los átomos que conforman una molécula, o a varias moléculas entre sí formando cuerpos) no es más que una forma particular de la energía electrostática.

Cuando un combustible es quemado (reacciona con el oxígeno), la energía química de sus componentes se transfiere a energía química de otros componentes distintos (nueva distribución de las cargas eléctricas), y además, a estos se les imprimen fuertes movimientos vibratorios (aumento de la temperatura) si la reacción es exotérmica.

1.7.4. Energía electromagnética

Es la energía asociada a una carga eléctrica en movimiento (Figura 1.7).

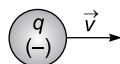


Figura 1.7. Carga moviéndose.

Una carga eléctrica en movimiento (o un conjunto de éstas formando una corriente eléctrica, por ejemplo), crean a su alrededor un campo electromagnético, que actúa no sólo sobre cargas eléctricas, sino también sobre imanes (cuerpos magnetizados).

Teniendo en cuenta que la materia está compuesta de electrones y estos están en movimiento, todos los cuerpos irradian energía electromagnética en más o menos cantidad (al tiempo que también la reciben, si se encuentran en equilibrio).

Los campos electromagnéticos tienen naturaleza ondulatoria, variando su intensidad tanto a lo largo del espacio como del tiempo (para un mismo punto del espacio).

La energía electromagnética recibe diversos nombres en función de la longitud de la onda portadora: microondas, ondas de radio, rayos X, infrarrojos, ultravioleta, luz visible (formada por un conjunto de frecuencias que van desde el rojo hasta el azul), etc. (Figura 1.8).

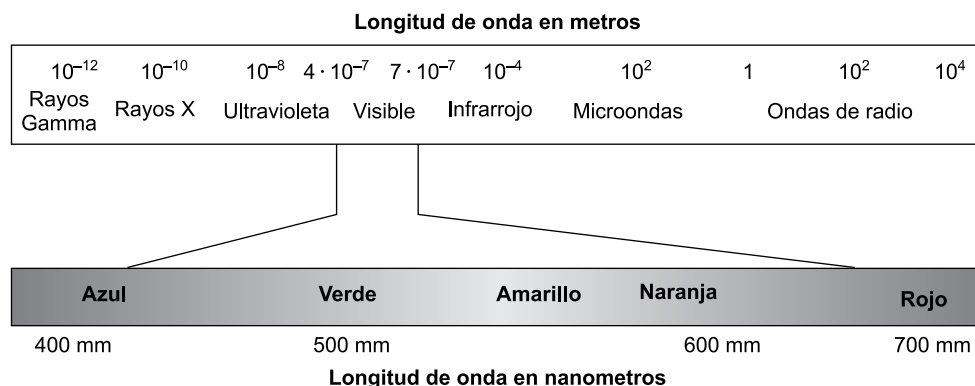


Figura 1.8. Ondas electromagnéticas.

1.7.5. Energía nuclear o energía atómica

Es la energía almacenada en los núcleos de los átomos, en el momento de su formación, y la que mantiene unidos a los protones y los neutrones (fuerzas nucleares fuertes y débiles) (Figura 1.9).

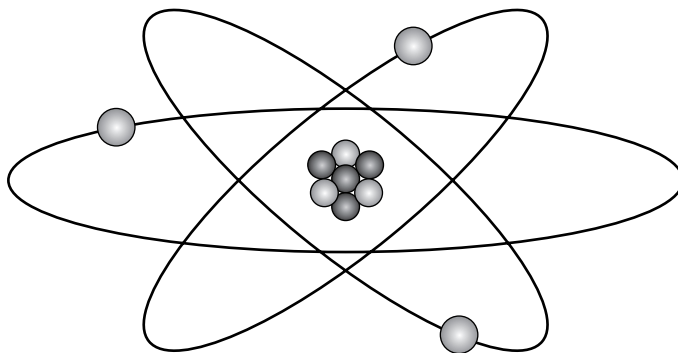


Figura 1.9. Átomo.

Aun cuando las formas, las manifestaciones últimas de la energía en el Universo, son las cinco mencionadas, en la práctica del lenguaje cotidiano (producto de la evolución del conocimiento y el uso de la energía), la energía recibe multitud de nombres, entre los que

destacan: energía potencial, energía térmica (vulgar y erróneamente denominada **calorífica**), energía mecánica (suma de energía cinética y potencial de un cuerpo), energía eléctrica, etc.

Algunos de estos términos pueden considerarse correctos, desde el punto de vista de reflejar un auténtico tipo de energía, pero otros no lo son, debiendo considerarse más bien como una forma en que ésta es transmitida desde un punto a otro, lo que se conoce como **vector energético**. En este contexto merecen una explicación adicional las que se conocen como energía **calorífica** y energía **eléctrica**.

La **energía eléctrica** no es más que el flujo de electrones en el seno de un conductor. El origen del movimiento de los electrones puede ser un generador eléctrico (accionado por una fuente de energía externa), una pila eléctrica (a partir de una reacción química), una fuente de calor (termopar), etc.

A su vez, la energía transportada por tal corriente de electrones se transforma en otros tipos de energía, como puede ser electromagnética (iluminación), térmica (calefacción), mecánica (mover un motor eléctrico), etc. En definitiva, la electricidad no es energía en sí misma, sino un medio para transportar la energía.

En cuanto a la energía calorífica, esta no es tal, sino mas bien el flujo de energía térmica (cinética) de un cuerpo a una cierta temperatura, a otro cuerpo a temperatura mas baja. Así como lluvia es el agua que cae de la nube sobre la tierra, y a nadie se le ocurre decir que un pantano tiene $x \text{ m}^3$ de lluvia, el calor, que es el flujo de energía térmica, no puede conducir a decir que un cuerpo contiene calor.

Debe quedar claro que la diversidad de nombres no quiere decir que exista diversidad de energías. Se trata de diversas *manifestaciones* del mismo *poder*; del mismo concepto.

1.8. Transformaciones energéticas. Rendimiento

Se ha visto que la energía es la capacidad que tiene la materia para realizar transformaciones, bien dentro de un mismo cuerpo, bien entre varios. Estas transformaciones de la materia pueden ocurrir a nivel atómico (tanto en su núcleo como en los electrones que le rodean), a nivel molecular (mediante lo que se conoce como reacciones químicas) o a nivel de estado de agregación (que implica sólo cambios físicos).

Todas estas transformaciones de la materia van acompañadas de transformaciones de la energía, incluyendo los pasos de ésta de unos cuerpos a otros. Sin embargo, tanto la materia (masa), como la energía, se conservan en todos los procesos, de manera que puede afirmarse:

En toda transformación de la materia de tipo químico (reacción química) o físico (cambios de estado), la masa total se conserva (en una reacción química, la masa total de los reactivos es igual a la masa total de los productos).

La energía ni se crea ni se destruye, sólo se transforma (primer principio de la termodinámica).

Uno de los ejemplos más típicos de la transformación de la materia se da en las reacciones químicas. En ellas, una serie de sustancias iniciales (denominadas genéricamente **reac-**

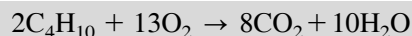
tivos) se transforman en otra u otras finales (denominadas también genéricamente **productos**).

En paralelo a las transformaciones de la materia, también se producen transformaciones energéticas, de manera que la diferencia de las energías asociadas a los productos y a los reactivos se intercambia con el medio en forma de energía térmica, energía electromagnética (luz visible o no), energía eléctrica (pila eléctrica), etc.

La forma más usual de intercambio de energía entre los reactivos, los productos y el medio es de tipo térmico. En este contexto, las reacciones son **exotérmicas** o **endotérmicas**. En las primeras, la energía de los reactivos es mayor que la de los productos, y el exceso de energía se trasfiere al medio, en forma de calor.

En las reacciones **endotérmicas** ocurre lo contrario, y hay que suministrar energía térmica desde el exterior a los reactivos para que la reacción tenga lugar.

Desde el punto de vista del aprovechamiento energético, unas de las reacciones más importantes son las denominadas **de combustión**. En ellas, un combustible (butano, propano, alcohol, etc.) se une a un carburante (el oxígeno del aire) para producir anhídrido carbónico (si la combustión es completa) y agua (ésta en forma de vapor). Por ejemplo, la combustión del butano:



Estas reacciones son fuertemente exotérmicas, y es precisamente este tipo de energía, la energía térmica, la que se aprovecha para producir un trabajo útil, convirtiéndola en energía mecánica.

La energía térmica transferida al medio no es más que la energía cinética de las partículas del CO_2 y el agua, vibrando violentamente. También se transfiere al medio una pequeña parte de energía en forma electromagnética, en ciertas franjas del espectro, incluyendo luz visible.

Otro aspecto importante a analizar en las transformaciones energéticas se refiere a la reversibilidad (o irreversibilidad) de las mismas.

En el caso de la transferencia de energía térmica entre dos sustancias, aun cuando estén perfectamente aisladas (no intercambian energía con el exterior), no son **reversibles**, o dicho de otra manera, tienen dirección única. La energía térmica pasa de cuerpos a alta temperatura a otros de menor temperatura, y nunca al revés. Esta situación la explica perfectamente la teoría cinético-molecular de la materia.

En la Figura 1.10 se observan dos cuerpos idénticos en contacto a través de una pared común, térmicamente aislados en su conjunto.

Si se le suministra energía térmica al cuerpo 1 (por medio de una resistencia eléctrica actuando mediante un tiempo limitado, por ejemplo), su temperatura se eleva a T_1 °C. La energía cinética de estas moléculas golpea contra la pared, excitan las moléculas de ésta, que a su vez excitan las moléculas de 2, elevando su temperatura a T_2 °C. En un tiempo indefinido, puede ocurrir que se alcance un equilibrio, siendo $T_1 = T_2$. En este momento se pararía la transferencia de la energía del cuerpo 1 al 2. Obviamente, el proceso contrario no podría llevarse a cabo (pues exigiría que T_2 fuese mayor que T_1).

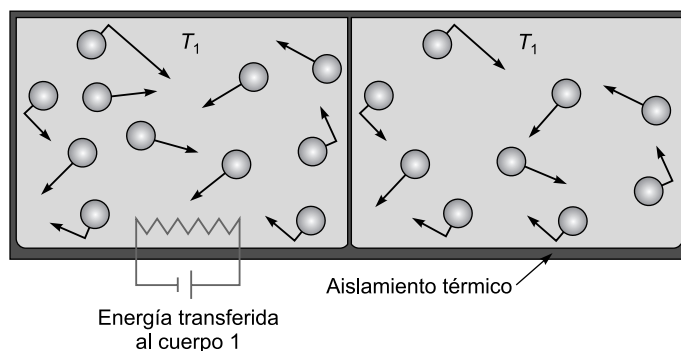


Figura 1.10. Transferencia de energía térmica.

Dos cuerpos en desequilibrio, puestos en contacto tienden espontáneamente a equilibrarse.

El hecho de que sea precisa una cierta diferencia de temperatura para que pase energía térmica (calor) entre dos cuerpos y siempre en la dirección de mayor o menor temperatura, implica que estos procesos de intercambio energético en forma de calor no son reversibles.

Para comprender mejor la complejidad de los procesos asociados a las transferencias de energía puede analizarse la cadena de intercambios energéticos que tienen lugar cuando una persona eleva una masa de 50 kg a 10 m de altura (Figura 1.11).

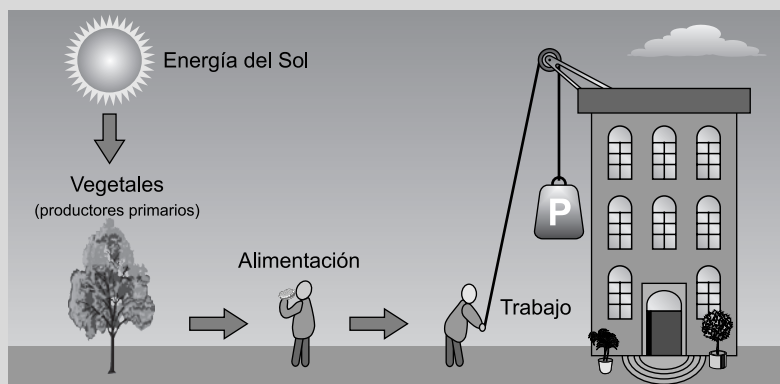


Figura 1.11. Intercambios energéticos.

La energía radiada por el Sol es absorbida por la planta, a través de sus hojas verdes. Por el fenómeno de la fotosíntesis, el anhídrico carbónico (CO_2) contenido el aire, y el agua, se combinan transformándose en moléculas complejas de hidratos de carbono, que forman las hojas, tallo y raíces de la planta. En este proceso se libera energía térmica, que se transfiere a las moléculas del aire circundante.

Cuando una persona ingiere la planta, por los fenómenos de digestión el cuerpo absorbe la energía de ésta, quedando almacenada en las células de su cuerpo en forma de moléculas aún más complejas y en particular en las células de los músculos.

La digestión no es más que un conjunto de reacciones químicas en las que se producen transformaciones en los alimentos, además de elevar la energía cinética de los productos resultantes (energía térmica). Mediante la respiración (aire caliente) y el sudor, esta energía térmica se transfiere al aire circundante, calentándolo.

La energía (química = electrostática) almacenada en los tejidos de los músculos se transforma mediante los movimientos de éstos en energía potencial, elevando la masa de 50 kg a una altura de 10 metros. El movimiento de los músculos se consigue por medio de otro conjunto de reacciones químicas, también exotérmicas, que eleva la temperatura de la masa muscular. Esta energía térmica es transferida al medio circundante (la atmósfera, en este caso), mediante el sudor.

El esquema de la Figura 1.12 muestra los pasos del proceso, desde el punto de vista energético.

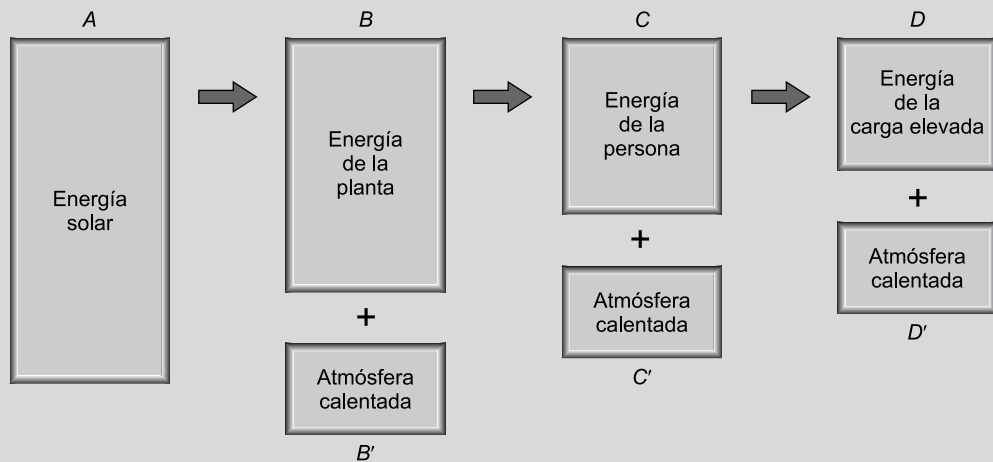


Figura 1.12. Transferencias energéticas.

La Figura 1.12 muestra un balance energético de este proceso. En este balance, el tamaño del cuadro (A) es igual a la suma de B y el B'. A su vez, el B es igual a la suma de C más el C'. Finalmente, el C es igual al D más el D'. En otras palabras, el cuadro A es igual al D más el B' el C' más el D'.

En resumen, la energía procedente del sol (energía electromagnética) se ha ido transformando en energía de la planta (energía química), energía de la persona (energía química), para terminar como energía potencial (masa de 50 kg a 10 m de altura) y energía térmica (aire calentado). No se ha consumido o perdido la energía que llega del sol. Se ha ido transformando en diferentes tipos de energía, almacenada en otros medios.

Como corolario de todo lo expuesto puede afirmarse que en la práctica no existe ningún proceso de conversión energética que sea reversible, o lo que es igual, en todo proceso de conversión energética, una parte de la energía no es recuperable. Este axioma constituye el Segundo Principio de la Termodinámica.

La energía, cuando se transforma, se degrada de forma irreversible.

La eficiencia (o rendimiento) de un proceso de cambio energético es el cociente entre la energía utilizable (después del cambio) y la energía inicial. Así, por ejemplo, en un motor eléctrico, el 90% de la energía eléctrica se transforma en energía mecánica, mientras que en un motor de combustión interna, sólo el 20% de la energía del combustible se transforma en energía mecánica. El 80% restante se pierde a la atmósfera en forma de calor (gases de escape y aire calentado), Figura 1.13.

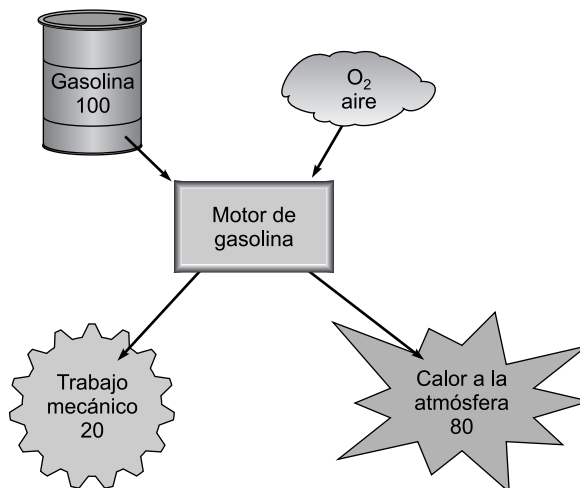


Figura 1.13. Rendimiento de un proceso de cambio energético.

1.9. Conclusiones

En este capítulo se han expuesto nociones básicas de energía y se han aclarado algunos conceptos relacionados con la esencia más profunda del binomio energía-materia. Asimismo, se han expuesto las unidades de medida de la energía, manifestaciones de la energía, transformaciones y rendimientos asociados.

Se han diferenciado los conceptos de energía, trabajo y potencia y se han indicado los consumos energéticos y potencias asociadas a actividades cotidianas con el objeto que el lector pueda tener algunos valores de referencia cercanos, los cuales le serán útiles a la hora de valorar los potenciales energéticos renovables que se presentarán en próximos capítulos.

1.10. Bibliografía

- Wilke, R. J.; Ben Peyton, R. y Hungerford, Harold R. *Estrategias para la formación del profesorado en educación ambiental*. Ed. Los libros de la Catarata, 1994.
- Deléage, J. P. y Souchon, Ch. *La energía como tema interdisciplinar en la educación ambiental*. Ed. Los libros de la Catarata, 1996.
- Winteringham, F. P. W. *Energy Use and the Environment*. Ed. CRC, 1991.
- Harman, P. M. *Energía, Fuerza y Materia*. Ed. Alianza, 1995.
- Priest, J. M. *Energy: Principles, Problems, Alternatives*. Kendall Hunt Pub Co, 2006.
- Wiser, W. H. *Energy Resources: Occurrence, Production, Conversion, Use*. Springer, 1999.

- Schobert, H. *Energy & Society: An Introduction*. Taylor & Francis, 2002.
- Kreith, F. y Goswami, D. Y. *Handbook of Energy Efficiency and Renewable Energy*. CRC, 2007.
- W.AA. «Guía práctica de la energía. Consumo eficiente y responsable». *Mundi-Prensa*, 2003.
- Martín, A. y Colino, A. *Diccionario español de la energía*. Ed. Doce calles, 2008.
- Calero, R.; Carta, J. A. y Padrón, J. M. *Energía*. Tomo I: *Aspectos Energéticos Generales*. Ed. Gobierno de Canarias y Unión-Endesa, 2007.
- Hayward, T. *Statistical Review of World Energy*. Ed. BP, 2008.

1.11. Evaluación

1.11.1. Ejercicios teóricos

1. Señalar la respuesta incorrecta:

- A) El trabajo es una forma de energía, por tanto en el Sistema Internacional se mide en julios.
- B) El trabajo se define como el producto escalar de una fuerza por un desplazamiento.
- C) Un julio es el trabajo que se realiza cuando la fuerza de un newton desplaza su punto de aplicación un metro (en la misma dirección y sentido de la fuerza).
- D) 1 MJ equivale a 1.000.000 julios.

Solución: La respuesta A) es la INCORRECTA. El trabajo no es una forma de energía, ni se conserva, ni es propio de un sistema. Es sólo un vehículo mediante el cual dos sistemas intercambian energía.

2. Señala la igualdad correcta:

- A) 1 kWh = 3.200 kJ
- B) 1 kWh = 4.000 kJ
- C) 1 kWh = 3.600 kJ
- D) 1 kWh = 2.000 kJ

Solución: La respuesta C) es VERDADERA. Un kWh es la energía producida (transformada) por una máquina de 1 kW de potencia funcionando durante 1 hora. Pero también es cualquier otra de las infinitas combinaciones potencia-tiempo posibles. Por tanto $1 \text{ kWh} = (1.000 \text{ W})(3.600 \text{ s}) = 3.600.000 \text{ Ws} = 3.600.000 \text{ J} = 3.600 \text{ kJ}$.

3. Señalar la respuesta correcta:

- A) La energía mecánica es la suma de energía cinética y energía térmica.
- B) La electricidad no es energía en sí misma.
- C) La energía recibe multitud de nombres (energía mecánica, energía térmica, etc.) debido a la existencia de diversidad de energías.
- D) 1 MW equivale a 1.000.000.000 W.

Solución: La respuesta B) es VERDADERA. La denominada **energía eléctrica** no es más que el flujo de electrones en el seno de un conductor. El origen del movimiento de los electrones puede ser un generador eléctrico (accionado por una fuente de energía externa), una pila eléctrica (a partir de una reacción química), una fuente de calor (termopar), etc. En definitiva, la electricidad es un medio para transportar energía.

4. Señalar la respuesta correcta:

- A) El término **energía** es sinónimo del término **vector energético**.

- B) De acuerdo con el segundo principio de la termodinámica la energía ni se crea ni se destruye, sólo se transforma.
- C) 1 GW equivale a 10^{12} W.
- D) La denominada **energía calorífica** es en realidad un **vector energético**.

Solución: La respuesta D) es VERDADERA. La denominada energía calorífica es más bien el flujo de energía térmica (cinética) de un cuerpo a una cierta temperatura, a otro cuerpo a temperatura más baja.

5. ¿Cuál de las siguientes afirmaciones no es correcta?

- A) El rendimiento de un proceso de cambio energético es el cociente entre la energía utilizable y la energía inicial.
- B) En la práctica no existe ningún proceso de conversión energética que sea reversible.
- C) La transferencia de energía térmica entre dos sustancias es reversible.
- D) En las reacciones endotérmicas hay que suministrar energía térmica desde el exterior a los reactivos, para que tenga lugar la reacción.

Solución: La respuesta C) es la INCORRECTA. En el caso de la transferencia de energía térmica entre dos sustancias, aún cuando estén perfectamente aisladas, no son reversibles. La energía térmica pasa de cuerpos a alta temperatura a otros de menor temperatura, y nunca al revés. Esta situación la explica perfectamente la teoría cinético-molecular de la materia.

6. 1 TW equivale a:

- A) 10^{10} W
- B) 10^{12} W
- C) 10^{15} W
- D) 10^{18} W

Solución: La respuesta B) es la VERDADERA. $1 \text{ TW} = 1.000.000.000.000 \text{ W} = 10^{12} \text{ W}$ (Teravatio).

7. Señalar la respuesta incorrecta. 1 kWh permite:

- A) Mantener encendida una bombilla de 100 W durante 10 horas.
- B) Elevar 1 Tn a 360 m de altura en una hora.
- C) Fundir el aluminio necesario para fabricar diez botes de refrescos.
- D) Calentar el agua para una ducha de 2-3 minutos.

Solución: La respuesta C) es la VERDADERA. 1 kWh permite mantener encendida una bombilla de 100 W durante 10 horas o elevar 1 Tn a 360 m. de altura en una hora, o fundir el aluminio necesario para fabricar seis botes de refrescos, o calentar el agua para una ducha de 2-3 minutos.

8. Señalar la respuesta incorrecta:

- A) En términos generales, un caballo de fuerza (HP) equivale a la potencia que puede desarrollar un caballo (animal) durante un tiempo prolongado (varias horas).
- B) La potencia doméstica habitual instalada en una vivienda media de 100 m^2 en España es de 5 kW.
- C) $1 \text{ eV} = 1,6 \times 2 \times 10^{-19} \text{ J}$.
- D) La energía se transforma en trabajo.

Solución: La respuesta D) es la VERDADERA. Se piensa, erróneamente, que la energía se transforma en trabajo. Sobre la masa m se realiza un trabajo al elevarla, pero desde el punto de vista energético lo que ha ocurrido es que la energía «almacenada en los músculos» de la persona

se ha transferido a energía potencial de la masa a la altura h ($W = mgh$). En este caso, como en todos, el trabajo ha sido el proceso mediante el cual se ha transferido la energía desde un sistema (una persona) hasta otro sistema (la masa).

9. Las formas o las manifestaciones últimas de la energía en el Universo, son:
- A) Energía gravitacional, energía cinética, energía potencial, energía electrostática, y energía nuclear o energía atómica.
 - B) Energía gravitacional, energía cinética, energía eléctrica, energía electromagnética y energía nuclear o energía atómica.
 - C) Energía mecánica, energía cinética, energía térmica, energía electrostática, energía electromagnética y energía nuclear o energía atómica.
 - D) Energía gravitacional, energía cinética, energía electrostática, energía electromagnética y energía nuclear o energía atómica.

Solución: La respuesta D) es la VERDADERA. Aun cuando las formas, las manifestaciones últimas de la energía en el Universo, son las cinco mencionadas, en la práctica del lenguaje cotidiano (producto de la evolución del conocimiento y el uso de la energía), la energía recibe multitud de nombres, entre los que destacan: energía potencial, energía térmica (vulgarmente, y erróneamente, denominada **calorífica**), energía mecánica (suma de energía cinética y potencial de un cuerpo), energía eléctrica, etc.

10. Señalar la respuesta correcta:
- A) En un motor eléctrico, el 70% de la energía eléctrica se transforma en energía mecánica.
 - B) En un motor eléctrico, el 90% de la energía eléctrica se transforma en energía mecánica.
 - C) En un motor de combustión interna, solo el 20% de la energía del combustible se transforma en energía mecánica.
 - D) En un motor de combustión interna, solo el 35% de la energía del combustible se transforma en energía mecánica.

Solución: La respuesta B) es la VERDADERA. En un motor eléctrico, el 90% de la energía eléctrica se transforma en energía mecánica, mientras que en un motor de combustión interna, solo el 20% de la energía del combustible se transforma en energía mecánica. El 80% restante se pierde a la atmósfera en forma de calor (gases de escape y aire calentado).

1.11.2. Prueba objetiva

1. Señala la igualdad correcta:
- A) 1 Tep = 11.600 kWh
 - B) 1 Tep = 10.000 kWh
 - C) 1 Tep = 20.000 kWh
 - D) 1 Tep = 16.000 kWh
2. Un barril de petróleo equivale a:
- A) 150 litros
 - B) 165 litros
 - C) 158,9 litros
 - D) 100 litros

- 3.** ¿Qué es la energía?
- A) Una fuerza muy poderosa.
 - B) La capacidad de un cuerpo para producir transformaciones, en sí mismo o en otro.
 - C) La causa del movimiento de los cuerpos.
 - D) La potencia desarrollada por un cuerpo por unidad de longitud recorrida.
- 4.** ¿Qué es el trabajo?
- A) Un proceso mediante el cual se transfiere energía.
 - B) Una forma de energía.
 - C) Lo que cuesta mover algo.
 - D) Es el producto vectorial de una fuerza por un desplazamiento (del punto de aplicación de la carga).
- 5.** ¿A que está asociado el concepto de potencia?
- A) Al mayor o menor tamaño de una máquina.
 - B) A la mayor o menor rapidez con la que se ejecuta un trabajo.
 - C) A la mayor o menor fuerza implícita en la ejecución de un trabajo.
 - D) Ninguna de las respuestas arriba señaladas es correcta.
- 6.** 1 PJ equivale a:
- A) 10^9 J
 - B) 10^{12} J
 - C) 10^{15} J
 - D) 10^{18} J
- 7.** Señalar la respuesta incorrecta:
- A) $1 \text{ kWh} = 3.600 \text{ kJ}$
 - B) $1 \text{ kcal} = 4,186 \text{ kJ}$
 - C) $1 \text{ CV} = 0,76 \text{ kW}$
 - D) $26.000 \text{ MJ} = 7.500 \text{ kWh}$
- 8.** Señalar la respuesta incorrecta:
- A) Un bebe en una de sus primeras lactancias desarrolla 0,05 kW.
 - B) Una persona, en un esfuerzo liviano desarrolla 0,15 kW.
 - C) Un ciclista, en un esfuerzo elevado desarrolla 0,5 kW.
 - D) Un atleta, durante un corto tiempo desarrolla 0,75 kW.
- 9.** La energía química (entendida como la que mantiene unidos entre sí a los átomos que conforman una molécula, o a varias moléculas entre sí formando cuerpos) no es más que una forma particular de la energía:
- A) Energía gravitacional.
 - B) Electrostática.
 - C) Energía electromagnética.
 - D) Energía nuclear o energía atómica.

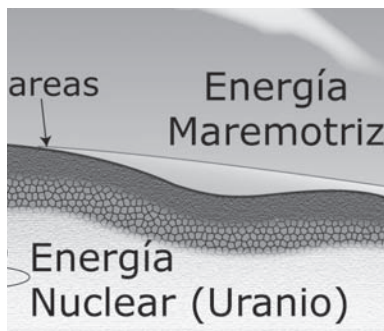
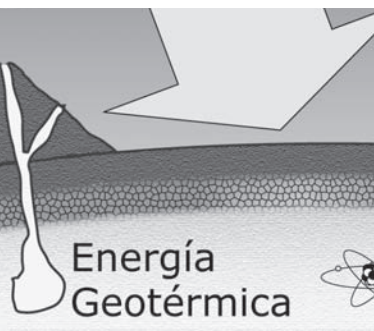
- 10.** Si se toca un metal caliente, las fuertes vibraciones (energía cinética) de las moléculas de la superficie son transmitidas a la piel, haciendo que las moléculas de ésta se pongan a vibrar más intensamente (sensación de calor).
- A)** Energía cinética.
 - B)** Energía electrostática.
 - C)** Energía electromagnética.
 - D)** Energía nuclear o energía atómica.

Las respuestas al final del libro.

2

Aspectos básicos generales sobre los recursos energéticos

- 2.1.** Introducción y orientaciones para el estudio
- 2.2.** Objetivos
- 2.3.** La energía en el Universo
- 2.4.** Los recursos energéticos de la Tierra
 - 2.4.1. Introducción
 - 2.4.2. La transformación de la energía solar sobre la Tierra
 - 2.4.3. Clasificación de las fuentes energéticas de la Tierra
- 2.5.** Consumo global de energía en la Tierra
 - 2.5.1. Introducción
 - 2.5.2. Consumo de energía primaria
- 2.6.** Situación de las diferentes fuentes de energía
 - 2.6.1. Energía nuclear de fisión
 - 2.6.2. Energía nuclear de fusión
 - 2.6.3. Energía del carbón
 - 2.6.4. Energía del petróleo y del gas natural
 - 2.6.5. Energía solar
 - 2.6.6. Energía eólica
 - 2.6.7. Energía del oleaje
 - 2.6.8. Energía hidráulica
 - 2.6.9. Energía de la biomasa
 - 2.6.10. Energía geotérmica
 - 2.6.11. Energía de las mareas
- 2.7.** Resumen de la situación energética actual
 - 2.7.1. Consumos de energía primaria y final
 - 2.7.2. Situación de las fuentes
- 2.8.** Conclusiones
- 2.9.** Bibliografía
- 2.10.** Evaluación
 - 2.10.1. Ejercicios teóricos
 - 2.10.2. Prueba objetiva



areas Energía Maremotriz

2.1. Introducción y orientaciones para el estudio

En este tema se realiza un amplio y somero repaso por todas las fuentes de energía presentes en el planeta Tierra, con una introducción a la energía en el Universo del cual forma parte.

Se hace especial hincapié en las transformaciones de la energía solar que llega a la Tierra, y que en último término conforman la inmensa mayoría de las energías disponibles, tanto fósiles como renovables.

La presentación de cada fuente energética se realiza siguiendo una estricta sistemática: origen de la misma, potencial energético, formas de aprovechamiento, producción a nivel mundial, consumo y duración prevista.

Se realiza también un somero análisis de la situación energética mundial, que en último término indica la importancia crucial que las energías renovables van a representar para el futuro de la humanidad.

Es importante que el estudiante acuda a las fuentes bibliográficas indicadas para ampliar estos conocimientos.

2.2. Objetivos

Al término del estudio de este tema los alumnos deberían:

- Tener claras las fuentes de energía disponibles en la Tierra y su clasificación de acuerdo con su origen y a su duración.
- Visualizar con claridad los conceptos de energía primaria y energía disponible.
- Distinguir entre los conceptos de **recurso** y **reserva**.
- Conocer la situación de los recursos energéticos y su duración a nivel mundial.
- Ser conscientes del papel que deben y pueden jugar las energías renovables en el futuro energético de la Tierra.

2.3. La energía en el Universo

El Cosmos (Figura. 2.1) contiene energía bajo diversas formas: gravitacional (o de atracción entre todas las masas -astros- que lo componen), cinética (la asociada al movimiento de todos los astros, y del conjunto de éstos, como es el caso de los sistemas solares y las galaxias), eléctrica (energía química inherente a las sustancias combustibles, importantes en la Tierra, pero de poca entidad en el conjunto total), energía electromagnética (irradiada por las estrellas, en todas sus formas) y energía nuclear (la más importante, asociada a la formación de la propia materia).

Estas formas de energía pueden clasificarse según «órdenes de mérito», siendo la energía superior la de menor entropía (menor desorden). De acuerdo con esto, la clasificación queda por este orden: energía gravitacional, energía de movimiento, energía nuclear, energía electromagnética y energía eléctrica (química). La energía de una forma superior puede degradarse a otra inferior, pero no al revés (solo la vida puede hacer el efecto contrario, a nivel local, siempre a expensas de un aumento global de la entropía).



Figura 2.1. Cosmos.

En el Universo, el flujo de energía se establece a partir de las reacciones termonucleares en las estrellas y de la contracción de las masas, convirtiéndose la energía gravitatoria en energía cinética de partículas y energía electromagnética (incluyendo luz visible, rayos cósmicos, etc.)

La gravitación no lleva consigo entropía: y esta es la razón por la que una central hidroeléctrica pueda tener rendimientos próximos al 100%, superior al de cualquier otra central, al haber una mínima transformación a energía calorífica. El flujo de agua desde una presa hasta el centro de la Tierra es una «contracción gravitacional controlada», a una escala muy moderada en comparación con lo que ocurre en el Universo.

¿Cómo es posible que la energía gravitatoria del Universo sea aún predominante tras 10.000 millones de años de evolución cósmica? ¿Por qué no se ha producido un «colapso gravitacional»?

Ello ocurre por la existencia de una serie de «retardos» en este proceso natural.

- El primero, el enorme tamaño del Universo, su baja densidad.

Si t es el tiempo que dos masas tardan en juntarse (y en desaparecer la energía gravitacional mutua), el tiempo t_c para el colapso final puede ser muy grande. En efecto, si la densidad fuera 1 átomo por m^3 , el tiempo de «caída libre» t_c sería de 100 millones de años para nuestra galaxia, que tiene una densidad un millón de veces superior a la del Universo localmente visible con los más potentes instrumentos.

Un choque entre astros de una galaxia originaría un colapso gravitacional local. Sin embargo, la distancia entre los astros de una galaxia es tan grande que un colapso de este tipo es poco probable.

- El segundo retardo es el debido al giro de los astros y de las galaxias, a su gran energía cinética.

Este giro preserva a las estrellas de «caer» hacia el centro de su galaxia, y a la Tierra de «caer» hacia el Sol. Sin el giro no se hubiesen podido formar los sistemas planetarios, cuando el Sol se condensa a partir del gas interestelar.

En todo caso, encuentros ocasionales, y la lenta pérdida de energía cinética de todos los sistemas solares hacen inevitable la «caída» de los planetas hacia el Sol y de las estrellas hacia el centro de la galaxia.

- El tercer retardo es el termonuclear, consecuencia de la combustión del H_2 para formar helio (al calentarlo y comprimirlo el H_2 forma helio y libera gran cantidad de energía que impide la compresión del Sol, el colapso sobre sí mismo. Por consiguiente, ninguna estrella que contenga hidrógeno puede llegar a su colapso hasta que no se haya quemado una cierta cantidad de H_2).
- El cuarto retardo lo constituye el hecho de que el Sol sólo contiene H_2 ordinario, con sólo rastros de deuterio y tritio, (al contrario que en una bomba termonuclear). La reacción H_2-H_2 es 10^{18} veces más lenta que la del deuterio y tritio.
- Otro retardo lo constituye el lento transporte de energía (por conducción) desde el interior caliente de la Tierra o el Sol hasta su superficie (de manera que los núcleos calientes tardan muchos más años en enfriarse).

El núcleo caliente se deriva de la condensación gravitatoria original, determinada por la incompresibilidad mecánica del material de los planetas, que por su tamaño no alcanzan la fase de desencadenamiento de reacciones termonucleares que formarían una estrella.

Como no hay retardo que dure eternamente, en el Universo se suceden continuas transformaciones, rápidas y violentas, cuya naturaleza aún se ignora.

Los rayos cósmicos son unas partículas extraordinariamente energéticas cuya procedencia no se ha explicado totalmente, pero que sí conforman un canal importante de transferencia de energía en el interior del Universo (portan tanta energía como la luz de las estrellas). Se supone que su origen está asociado a la aparición de supernovas (estrellas en explosión que quemaron todo su hidrógeno y entraron en la fase de colapso gravitatorio). Puede ocurrir una auténtica detonación termonuclear, en la que el núcleo de la estrella estalle instantáneamente. Otra posibilidad es que se incremente la velocidad de giro a medida que la estrella se colapse y la inestabilidad termodinámica la haga saltar en pedazos.

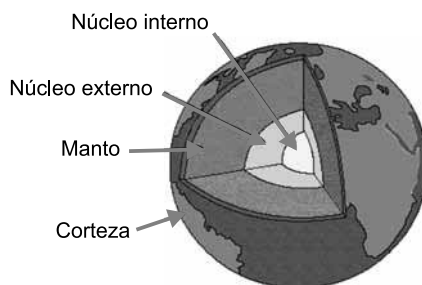
Las radiogalaxias (nubes de electrones enormemente energéticos que emergen de las galaxias), las fuentes de rayos X, los quásares y púlsares, etc., son otras manifestaciones energéticas del Universo.

2.4. Los recursos energéticos de la Tierra

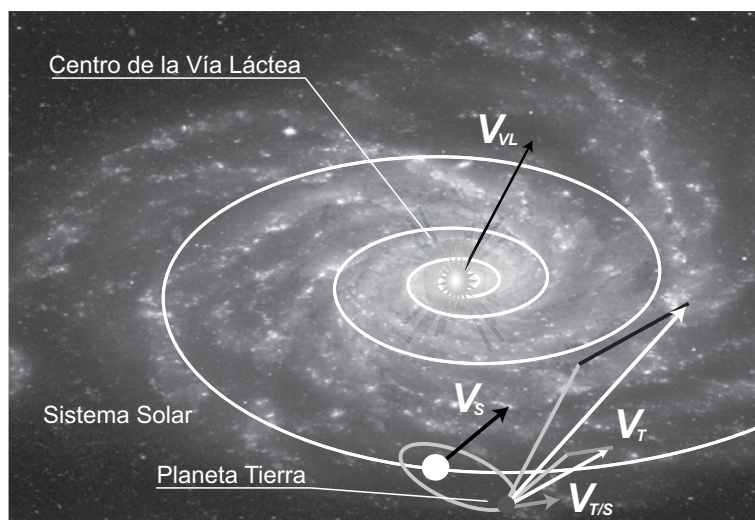
2.4.1. Introducción

La energía de la Tierra es un concepto relativo, puesto que ésta fluye continuamente hacia dentro y hacia fuera del planeta.

En la Tierra, la principal fuente de energía es la nuclear (la contenida en los núcleos de la materia que la conforma, Figura 2.2), seguida de la electromagnética (la que llega desde el Sol) y finalmente la gravitacional (debida a la interacción Tierra-Luna-Sol).

**Figura 2.2.** Intercambios Tierra.

Como consecuencia del movimiento de la Tierra alrededor del Sol, del Sistema Solar alrededor del centro de la galaxia y de ésta por el firmamento, también posee la Tierra una enorme energía cinética, ya que se desplaza por el espacio a una velocidad superior a los 100 km/s. (Figura 2.3).

**Figura 2.3.** Esquema de movimientos en el Sistema Solar.

De todas estas capacidades energéticas de la Tierra, sólo unas pocas están disponibles —con los conocimientos tecnológicos actuales— para sus habitantes y en este sentido las más importante son (Figura 2.4) la energía electromagnética procedente del Sol (energía solar), la energía nuclear de algunos (pocos) elementos radioactivos (uranio) presentes en la Tierra y la energía gravitatoria de la interacción Tierra-Sol-Luna (aprovechada indirectamente a partir del movimiento que produce sobre las masas de agua —mareas—).

También se dispone de otra fuente de energía, que es el magma caliente del interior de la Tierra.

Aparte de todas estas energías, la Tierra presenta una peculiaridad, y es que una relativamente pequeña parte de su superficie está recubierta de vida, en forma de vegetales de

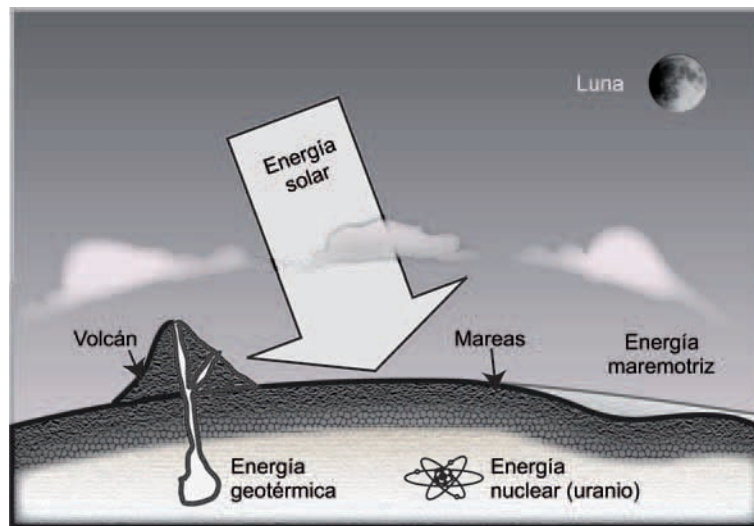


Figura 2.4. Fuentes energéticas de la Tierra.

muy diverso tipo, y ocurre que las hojas verdes captan una pequeña cantidad de radiación solar y la almacenan químicamente por el mecanismo de fotosíntesis (Figura 2.5).

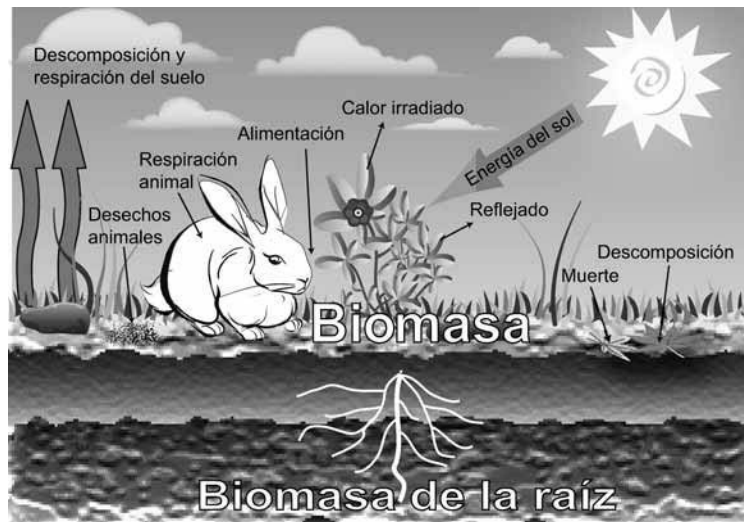


Figura 2.5. Almacenamiento de energía solar mediante el proceso de fotosíntesis.

Esta energía almacenada puede liberarse por oxidación (combustión) a un ritmo aproximadamente igual al de su almacenamiento. Sin embargo, una fracción diminuta ha sido almacenada a lo largo de millones de años, al quedar enterrada en condiciones de oxidación y desintegración incompletas, formando los combustibles fósiles: carbón, petróleo, gas, pizarras bituminosas, arenas asfálticas.

2.4.2. La transformación de la energía solar sobre la Tierra

La energía que llega del Sol a la Tierra (una ínfima parte de la que éste irradia al espacio) da lugar a una serie de fenómenos sobre la atmósfera, el agua y la propia tierra, que finalmente conforman los diversos tipos de energías que los humanos podemos usar.

Sobre la Tierra incide una energía solar de 1.559.280 TWh en un año, lo cual es aproximadamente 15.000 veces más que la consumida (en la actualidad) en todo el planeta en ese mismo período de tiempo.

De ella, el 30% se refleja al espacio y no llega a la superficie terrestre (467.784 TWh); el 50% se absorbe, calentando la superficie terrestre, siendo irradiada de nuevo al espacio (799.640 TWh). El 20% restante (311.856 TWh) alimenta el ciclo hidrológico, evaporando el agua (19,76%, equivalente a 296.263 TWh), origina los vientos (0,18%, equivalente a 2.800 TWh), una parte de este viento se transfiere a la superficie de las aguas formando las olas, y el resto, (0,06% equivalente a 935,5 TWh) alimenta los mecanismos de fotosíntesis del que en último extremo dependen todos los combustibles fósiles, los cuales constituyen una pequeñísima porción de este 0,06% y es la única energía solar incidente que queda retenida en la tierra temporalmente (Figura 2.6).

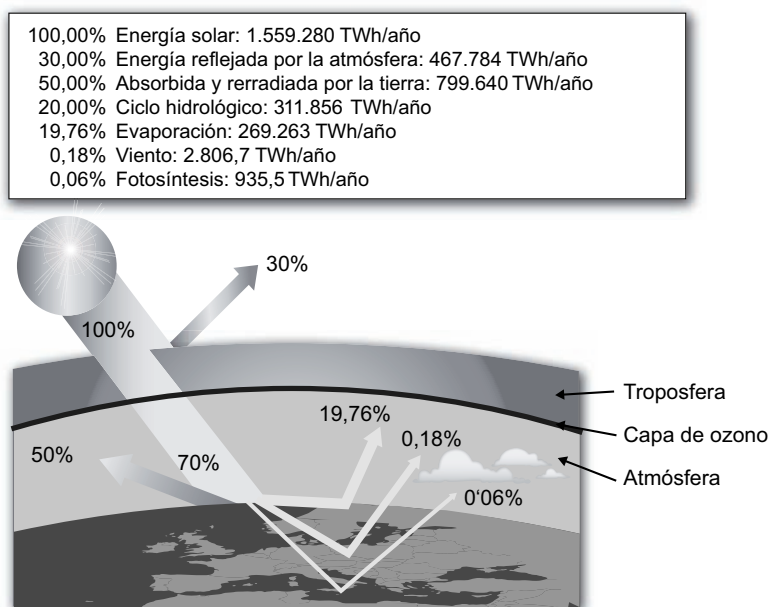


Figura 2.6. Distribución de la energía solar incidente en la Tierra.

2.4.3. Clasificación de las fuentes energéticas de la Tierra

De acuerdo con todo lo expuesto hasta aquí, las fuentes de energías disponibles en la Tierra, clasificadas **por tipos** y **por duración** son las que se muestran en la Figura 2.7.

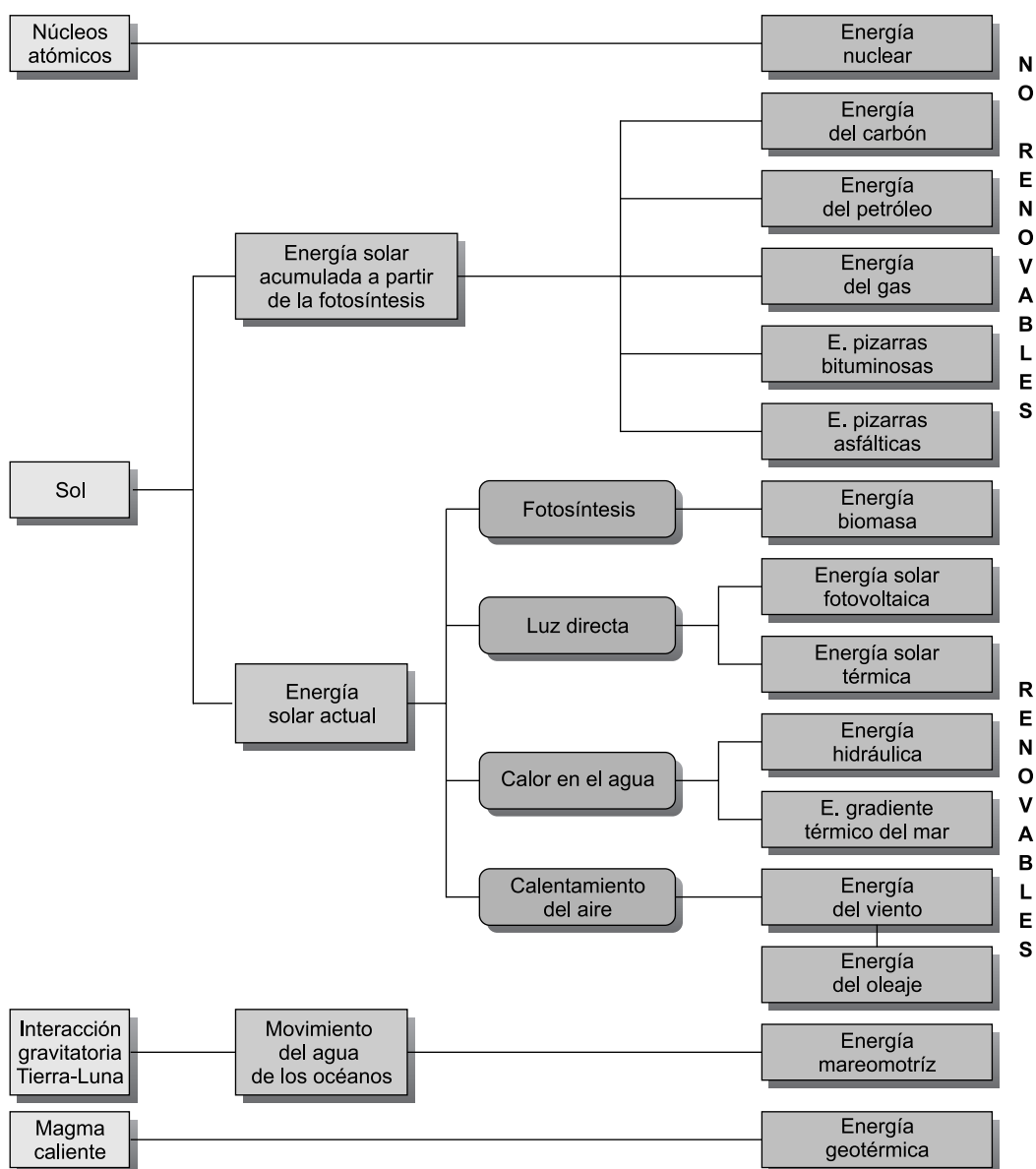


Figura 2.7. Clasificación de las fuentes energéticas.

2.5. Consumo global de energía en la Tierra

2.5.1. Introducción

Antes de comenzar a analizar la situación energética actual en el mundo, es conveniente aclarar los conceptos de recursos y reservas al hablar de una fuente energética, especialmente las no renovables.

Recursos son todas las cantidades conocidas de una fuente energética (o incluso supuestas con un elevado nivel de certidumbre).

Reservas son las cantidades conocidas que pueden ser técnica y económicamente rentables en cada instante (en la actualidad o en plazo temporal dado). El concepto de reserva implica que la fuente energética está disponible y lista para ser extraída y usada cuando se desee o convenga.

Las reservas también pueden clasificarse en **comprobadas** y **no comprobadas**.

De las primeras se dispone información cierta de su existencia y volumen, mientras que de las segundas se tiene información razonable, a nivel geológico y de ingeniería.

De acuerdo con estas definiciones, un recurso puede pasar a ser reserva cuando mejoran las técnicas de extracción o aumentan los precios de venta de la energía de que se trate. La elevación de los precios del crudo en el Mar del Norte en 1973 hizo que los recursos petroleros de la zona pasaran a reservas y fueran explotados.

Obviamente, la aparición de nuevos yacimientos incrementan los recursos, y muchas veces, también las reservas.

El paso de un recurso a reserva tiene sus límites, no sólo en términos económicos (la extracción de la última gota de petróleo de un pozo nunca puede ser rentable), sino mucho más en términos técnicos (cuando la energía que haya que invertirse para la obtención y explotación del recurso sea superior a la energía almacenada en el propio recurso).

En segundo lugar, es interesante analizar el **ciclo de vida** de un recurso no renovable, en el cual su propia explotación conduce a su desaparición.

En general, el ciclo completo de explotación de este tipo de energía responde a una gráfica como la de la Figura 2.8.

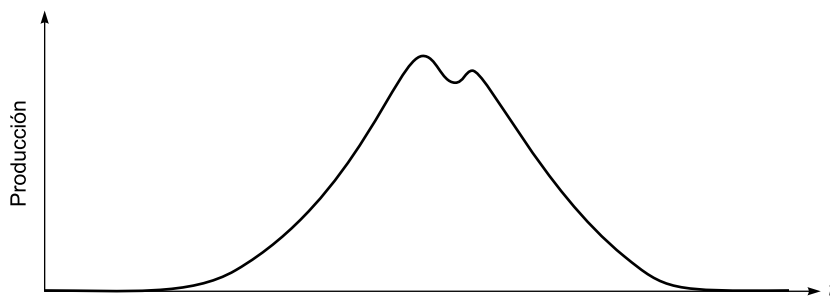


Figura 2.8. Ciclo de explotación de una fuente energética.

Partiendo del año de explotación 0, el índice de producción tiende a crecer exponencialmente. Después, a medida que aumenta la dificultad para su localización y extracción el índice de producción reduce su velocidad de crecimiento, pasa por uno o varios máximos y luego declina progresivamente hasta cero.

Si los índices de producción (pasados y futuros) son conocidos, así como una razonable estimación de las reservas, puede estimarse la vida esperada de una energía fósil.

2.5.2. Consumo de energía primaria

En el año 2007, el consumo total de energía primaria en el mundo ascendió a 11.099,3 millones de Tep (Fuente: *BP Statistical Review-2008*), de las cuales 3.952,8 (35,6%) corres-

ponden a petróleo, 2.637,7 (23,8%) a gas, 3.177,5 (28,6%) a carbón, 622,0 (5,6%) a nuclear y 709,2 (6,4%) a hidráulica y otras renovables.

Destacan, como es obvio, tres grandes áreas, la de América del Norte ($2.838,6 \times 10^6$ Tep con el 25,6% del total), Europa y Eurasia ($2.987,5 \times 10^6$ con el 26,9% del total) y Asia y Pacífico ($3.801,8 \times 10^6$, con el 34,3% del total), así como el bajísimo nivel de consumo de todo un continente, como África ($344,4 \times 10^6$ Tep).

A nivel de países, destaca Estados Unidos de América, con $2.361,4 \times 10^6$ Tep (21,3% del total) seguida de China, con $1.863,4 \times 10^6$ Tep (16,8% del total), Rusia, con $692,0 \times 10^6$ Tep (6,2% del total), Japón, con $517,5 \times 10^6$ Tep (4,7% del total), seguidas de Alemania e India.

En los datos anteriores no se ha tenido en cuenta el consumo de maderas y residuos de plantas y animales (biomasa), de uso extendido en los países menos desarrollados (especialmente en gran parte de África y ciertas zonas de Asia y América), y que son en gran parte responsables de la deforestación de esos lugares.

En el año 2007, la distribución (porcentual) de la energía final fue de un 28% para el transporte, un 38% residencial-comercial y un 34% para el sector industrial.

Ello supone $3.045,8 \times 10^6$ Tep cada año para el sector del transporte, $4.133,6 \times 10^6$ Tep para el sector residencial-comercial y $3.698,5 \times 10^6$ Tep para el sector industrial.

2.6. Situación de las diferentes fuentes de energía

2.6.1. Energía nuclear de fisión

2.6.1.1. Origen

La energía nuclear de fisión tiene su origen en la ruptura, por el bombardeo de protones, del núcleo de ciertos elementos pesados (uranio, torio, plutonio).

El uranio es el único elemento presente en la naturaleza que puede utilizarse como material fisionable (en un reactor nuclear).

El uranio no se encuentra en la naturaleza en estado puro. De hecho se conocen más de 100 minerales portadores de uranio, con mayor o menor cantidad de este metal.

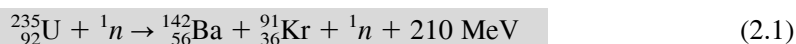
El más destacado es la uraninita (*pechblenda*), con un contenido del 60-80% de óxido de uranio, seguido de la carnotita, que es un polvo amarillo que contiene óxidos de uranio, potasio y vanadio. Menos corrientes son las torbenita, autunita y otros.

Para considerar rentable la explotación del uranio contenido en estas u otras sustancias (incluida el agua de los océanos), este contenido debe sobrepasar las 1.000 ppm (partes por millón).

En estado puro es un metal de color blanco argénteo, y muy difícil de obtener. El uranio tiene un peso atómico de 238,07 y su número atómico es de 92. Posee ocho isótopos, que van del 233 al 240, siendo los más abundantes el U-234, U-235 y U-238.

Cuando el núcleo de un átomo de U-235 es alcanzado por un neutrón (lento o rápido) se rompe en dos átomos más ligeros (kriptón y bario) que salen desplazados a gran velocidad.

La reacción que tiene lugar es la siguiente:



La cantidad de energía que se transfiere a los nuevos núcleos es aproximadamente igual a la diferencia entre la masa del núcleo del U-235 y la suma de los dos nuevos núcleos más la del neutrón capturado. El núcleo de U-235, además de formar dos nuevos átomos, libera dos o más neutrones y una intensa radiación gamma (γ).

Estos neutrones liberados, pueden impactar con los núcleos de otros átomos U-235, rompiéndolos de nuevo. Se produce, así, una reacción en cadena (Figura 2.9).

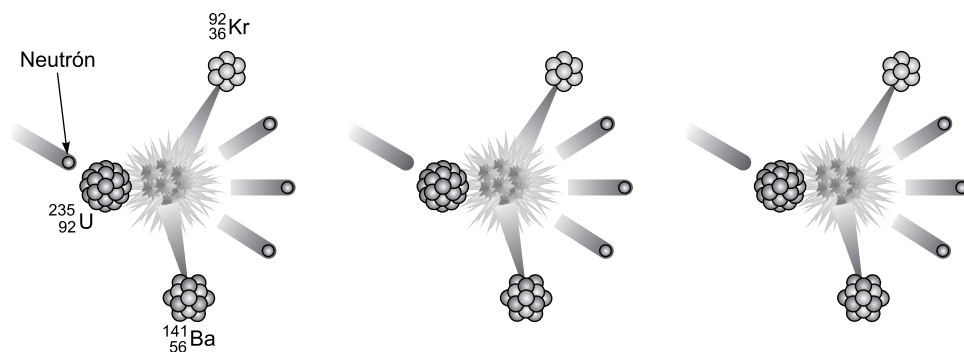


Figura 2.9. Reacción de fisión en cadena.

Para que se mantenga la reacción en cadena hay que disponer de una **masa crítica** del elemento fisionable.

Y para que la reacción no sea explosiva, ha de disponerse de un moderador que frene la velocidad de los neutrones liberados (como puede ser el agua ligera —H₂O— o pesada —D₂O—). En los reactores nucleares se emplean, además, unos absorbedores de neutrones para parar la reacción, o para controlar la potencia del reactor: varillas de control.

En la Figura 2.10 se muestra un esquema del proceso básico en el seno de un reactor nuclear.

La energía cinética de estos fragmentos se transfiere (por colisión) a otros átomos (agua, CO₂, sodio, etc.), originando un aumento de su temperatura (energía calorífica).

En los procesos de fisión se producen radiaciones α (con carga positiva, baja velocidad —20.000 km/s y poco penetrantes— una hoja del papel las detiene); radiaciones β (con carga negativa, alta velocidad —200.000 km/s, medianamente penetrantes— una lámina delgada de acero las detiene); radiaciones γ (similares a los rayos X, de muy alta velocidad —300.000 km/s, muy penetrantes—, solo las detienen gruesos paneles de plomo).

Si se supone que los neutrones liberados y los γ tienen masa, el fenómeno puede interpretarse de otro modo, en el sentido de «no conversión» de la masa en energía. En efecto, la masa se conservaría, si se considera la suma de los elementos formados más la del neutrón más la de la partícula γ . La energía liberada equivale a la menor energía de enlace de los dos elementos formados más la del neutrón más la de la partícula γ . Según esta interpretación en la reacción se conservan la masa y la energía.

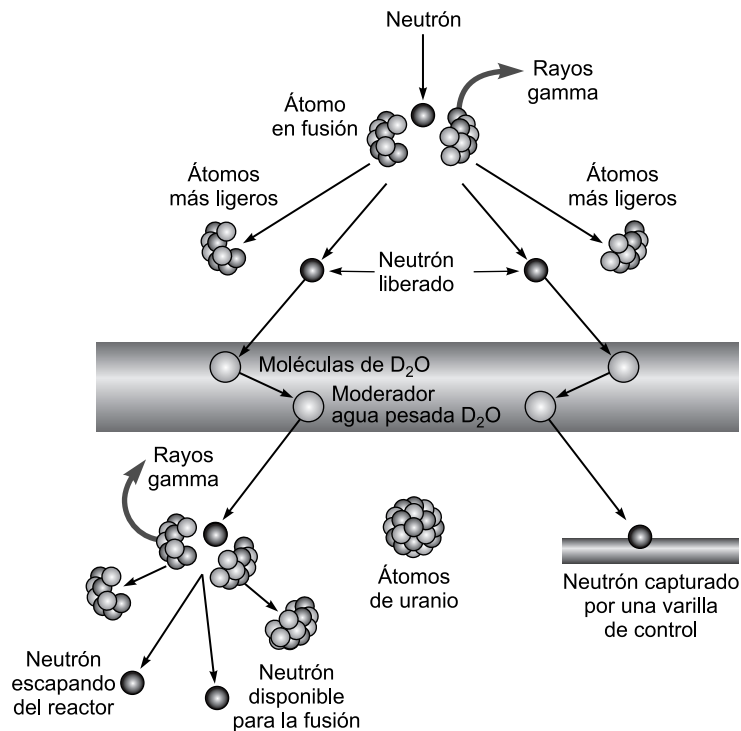


Figura 2.10. Proceso básico en el seno de un reactor nuclear.

2.6.1.2. Potencial energético

$$1 \text{ Tn } \text{U}^{235} = 10.000 \text{ Tn petróleo} = 20.000 \text{ Tn carbón}$$

Para producir 1 GWh/año se precisan 30 Tn U^{235}

2.6.1.3. Formas de aprovechamiento

La forma de aprovechamiento de esta energía es, exclusivamente, la producción de calor (energía térmica), elevando la temperatura de una sustancia (agua, CO_2 , sodio) hasta convertirla en vapor o gas a alta presión y mover con esta una turbina (convirtiéndola finalmente en energía mecánica).

2.6.1.4. Reservas

Con independencia de las costes de extracción, las mayores reservas de uranio natural se encuentran en Australia (1.143×10^3 Tn), seguida de Kazajistán (816×10^3 Tn), Canadá (444×10^3 Tn), Estados Unidos (342×10^3 Tn), Sudáfrica (341×10^3 Tn) Namibia (282×10^3 Tn) Brasil (279×10^3 Tn), etc. (Fuente: *World Nuclear Association*).

Destacan, en todo caso, la escasez de reservas de la Unión Europea, que en conjunto no superan las 80×10^3 Tn, así como los escasos recursos de Japón, de menos de $6,6 \times 10^3$ Tn.

Dentro de la Unión Europea, las reservas más destacadas son: 22×10^3 Tn en Dinamarca, 7×10^3 Tn en Portugal, 4.800×10^3 Tn en Italia, $4,2 \times 10^3$ Tn en España y $4,0 \times 10^3$ Tn en Suecia. (Fuente: *Foro de la industria nuclear española. Energía 2007*).

2.6.1.5. Consumo

En el año 2007, el consumo de Uranio ascendió a $622,0 \times 10^6$ Tep (Fuente: *BP Statistical Review-2008*), siendo el primer consumidor Estados Unidos de América, con $192,1 \times 10^6$ Tep, seguido de Francia con $99,7 \times 10^6$ Tep, Japón $63,1 \times 10^6$ Tep, Alemania, $31,8 \times 10^6$ Tep, Rusia, $36,2 \times 10^6$ Tep, Corea del Sur $32,3 \times 10^6$ Tep, Canadá, con $21,1 \times 10^6$ Tep, Ucrania, con $20,9 \times 10^6$ Tep, etc.

España consumió en ese período el uranio equivalente a $12,5 \times 10^6$ Tep.

2.6.1.6. Duración prevista

Al ritmo de producción actual, el uranio de bajo precio (< 40 \$/kg) tendría una duración de 27,8 años y el total de reservas 80 años.

2.6.2. Energía nuclear de fusión

2.6.2.1. Origen

Su origen se encuentra en la fusión de dos núcleos atómicos para dar lugar a la aparición de otro núcleo más pesado, pero algo menos que la suma de los dos iniciales.

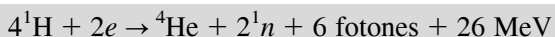
Esa diferencia se transforma en energía, según la conocida expresión:

$$E = m \cdot c^2 \quad (2.2)$$

Para que una reacción de fusión pueda tener lugar se precisa acercar lo suficiente los dos núcleos atómicos a unir, lo que implica vencer las fuerzas de repulsión coulombiana, que a estas escalas resultan ser muy grandes.

La combinación de elevada presión, elevada densidad y elevada temperatura en una sustancia conduce a que los electrones queden liberados de los núcleos y se alcance un estado de la materia denominado **plasma**. En estas condiciones, la cercanía de los núcleos, además de su elevada energía cinética (temperatura muy alta), permite vencer la repulsión coulombiana y hacer posible las reacciones de fusión.

El Sol, al igual que todas las estrellas, es un enorme reactor de fusión. Éste está formado principalmente por H_2 , que al unirse entre sí forman átomos de helio (He), un átomo de He tiene una masa algo menor que los dos de H_2 , liberando una gran cantidad de energía, de acuerdo con la expresión:



Para que esta reacción pueda tener lugar se precisa una presión de 10^8 bares (posible dada la enorme masa del Sol, y las consecuentes fuerzas gravitatorias), una temperatura superior a 20 millones de °C y una densidad de 10^4 kg/m³.

En el Sol, cada segundo, 564 millones de Tn de H_2 se transforman en 560 Tn de He. La energía resultante, mediante procesos de irradiación y de convección, es transportada a la superficie del Sol e irradiada al espacio exterior. La pérdida de masa por esta causa se eleva a 4,3 millones de Tn por segundo, lo que supone que para consumir el 10% de su masa se precisan 6.000 millones de años.

Conseguir estas condiciones en la Tierra es un arduo problema, aunque puede suavizarse si en lugar de hidrógeno se emplea hidrógeno pesado (deuterio) o superpesado (tritio). Entonces las condiciones de inicio de la reacción son más suaves: 100 millones de $^{\circ}C$ y 100 billones de partículas por cm^3 , simultáneamente.

La bomba de H_2 consigue tales condiciones utilizando una explosión de fisión como detonante.

La reacción deuterio-tritio es la más fácil de conseguir, puesto que requiere temperaturas relativamente más bajas. El deuterio 2_1H es muy abundante en la naturaleza, encontrándose en una concentración de 30 g/m³ en el agua del mar; sin embargo el tritio 3_1H no se encuentra en estado natural, y se produce en una reacción nuclear a partir del litio natural, que sí es abundante en la naturaleza.

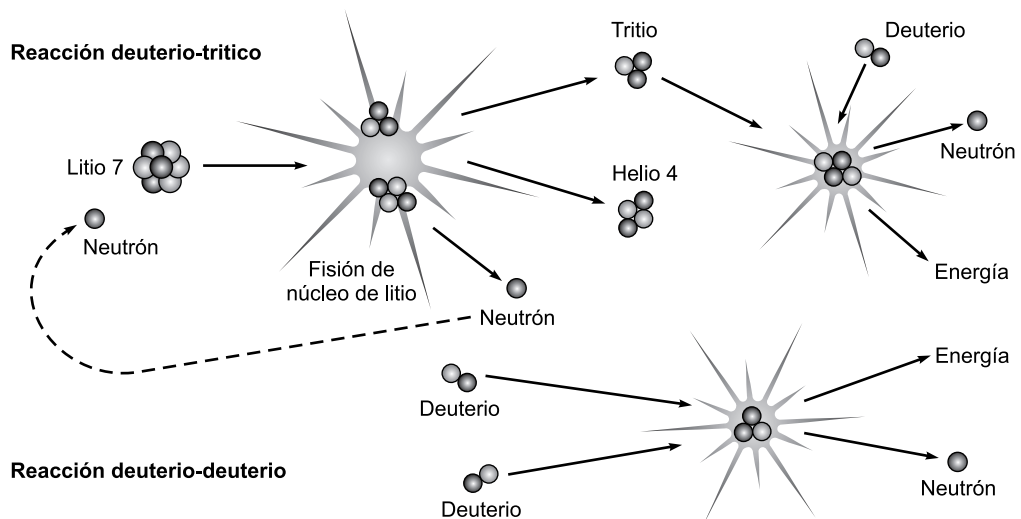
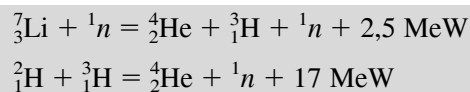
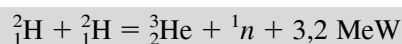


Figura 2.11. Reacciones de fusión.

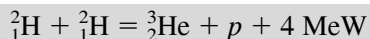
En la reacción, los neutrones fisionan el litio en helio y tritio, para posteriormente fusionarse al deuterio y el tritio y formar helio, liberando un neutrón y gran cantidad de energía.



La reacción deuterio-deuterio es más difícil de conseguir. En esta se produce helio y un neutrón, o también, tritio y un protón.



También



2.6.2.2. *Potencial energético*

Tanto el deuterio como el tritio son sustancias muy abundantes en la Tierra. 1 m³ de agua de mar contiene 10²⁵ átomos de deuterio, con una masa de 34,4 g y una energía de 8×10^{12} julios. Equivale a 300 Tn de carbón o 1.500 barriles de petróleo. Ello significa que 1 km³ de agua de mar equivale a 300.000 millones de Tn de carbón o 1.500 millones de barriles de petróleo. Como los océanos tienen 1.500 millones de km³ de agua, el empleo de 1% del deuterio del océano equivale a 500.000 veces la energía de todos los combustibles fósiles existentes.

En cuanto al tritio, puede obtenerse a partir de la fusión de los átomos de litio, cuyas reservas también pueden considerarse ilimitadas.

2.6.2.3. *Formas de aprovechamiento*

La única forma de aprovechamiento es producir calor y evaporar agua, para su posterior conversión en energía mecánica mediante una turbina de vapor.

La formación de 1 kg de helio, a partir de H₂ libera una energía equivalente a 27.000 Tn de carbón.

2.6.2.4. *Reservas*

A efectos prácticos, pueden considerarse ilimitadas.

2.6.2.5. *Consumo*

Inexistente. La situación actual es la puesta en marcha de un reactor experimental (ITER, en Francia), que estaría en funcionamiento a partir del año 2020.

2.6.2.6. *Duración*

Ilimitada.

2.6.3. *Energía del carbón*

2.6.3.1. *Origen*

Su origen se encuentra en la transformación de masas vegetales enterradas bajo el subsuelo y sometidas a procesos de descomposición (anaerobia) y presión.

La materia vegetal inicial se transforma en turba (perdiendo agua y gases). Cuando las turberas se hunden, el aumento de presión y temperatura expulsan más agua y gases (O₂ y N₂), formándose el lignito y los carbones pardos. Mayores presiones y temperaturas eliminan

más gases transformando el carbón pardo en carbón bituminoso (hulla). La fase final de compresión y expulsión de gases da lugar a la antracita, de gran poder calorífico pero que arde con dificultad (Figura 2.12).

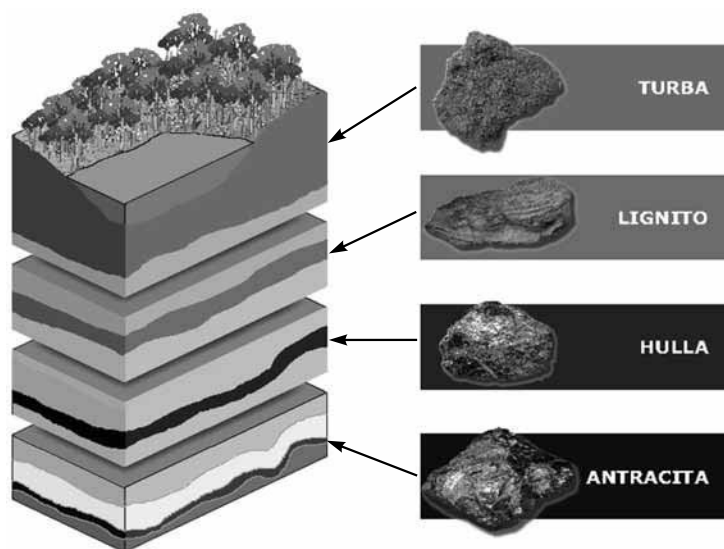


Figura 2.12. Generación del carbón.

La mayor parte del carbón se produjo hace 300 millones de años, en el Período Carbonífero, cuando se depositó en forma de turba el 80% del carbón natural actual a lo largo de un extenso cinturón que atraviesa Norteamérica, Europa, Rusia y China (también, en menor medida, Sudáfrica y Australia).

Las vetas oscilan entre 0,6 y 2,5 m. de espesor, a profundidades entre 12 y 50 o más metros, aunque hay algunos que han aflorado.

Los lignitos proceden de carbonizaciones de 50 millones de años, y los principales yacimientos se encuentran en Canadá, México y Alemania.

La composición de los diferentes carbones es la siguiente (partiendo de la composición de la madera):

TABLA 2.1. Composición de los diferentes carbones.

	%C	%H ₂	%N ₂	%O ₂
Madera	49,6	6,23	0,92	43,2
Turba	95,4	6,28	1,72	36,56
Lignito	72,9	5,24	1,31	20,5
Hulla	84,2	6,56	1,52	8,69
Antracita	93,5	2,81	0,97	2,72

2.6.3.2. Potencial energético

TABLA 2.2. Potencial energético.

	kJ/kg	kWh/kg
Madera	19.770	5.491
Turba	18.663	5,18
Lignito	27.200	7,55
Hulla	32.100	8,91
Antracita	32.560	9,04

2.6.3.3. Formas de aprovechamiento

Desde el punto de vista energético el carbón se aprovecha para producir calor (quemándolo, es decir, haciendo que reaccione con el oxígeno del aire) y con él, evaporar agua para mover una turbina y transformarlo en energía mecánica.

También se emplea su energía para fundir el mineral de hierro en los altos hornos y para obtener diversos productos en la industria química. Además existen procedimientos para convertir el carbón en combustibles líquidos y gaseosos.

2.6.3.4. Reservas

Se consideran reservas el carbón que se encuentra en las vetas mayores de 36 cm y a profundidades menores de 1.200 m.

En conjunto, las reservas de carbón en el mundo en 2007 ascienden a $847.488 \cdot 10^6$ Tn (Fuente: BP).

Las mayores reservas de carbón se encuentran en el área de Asia-Oceanía, con 296.889×10^6 Tn, seguida por Eurasia con 287.095×10^6 Tn, América del Norte con 250.510×10^6 Tn.

Por países, las mayores reservas se encuentran en Estados Unidos, con 242.721×10^6 , seguidos de Rusia (157.010×10^6 Tn), China (114.500×10^6 Tn), India (56.498×10^6 Tn), Australia (76.600×10^6 Tn), Sudáfrica (48.000×10^6 Tn), Ucrania con 33.873×10^6 Tn, etc.

España cuenta con unas reservas de 530×10^6 Tn.

2.6.3.5. Producción

El principal productor es China, con $1.289,6 \times 10^6$ Tep, seguida de Estados Unidos con $587,2 \times 10^6$ Tep, India con $181,0 \times 10^6$ Tep, Australia con $215,4 \times 10^6$ Tep, Rusia con $148,2 \times 10^6$ Tep, e Indonesia con $107,5 \times 10^6$ Tep, (Figura 2.13).

2.6.3.6. Consumo

El consumo de carbón ascendió en el año 2007 a un total de $3.177,5 \times 10^6$ Tep (Fuente: BP).

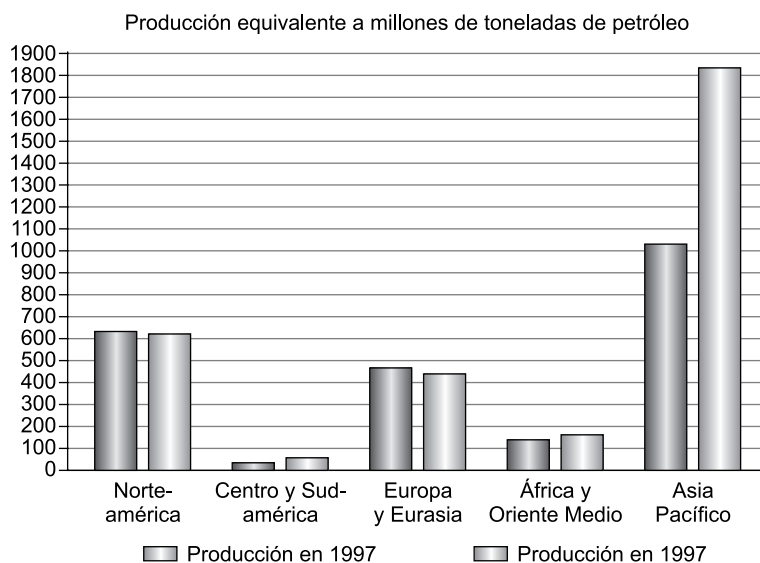


Figura 2.13. Producción de carbón.

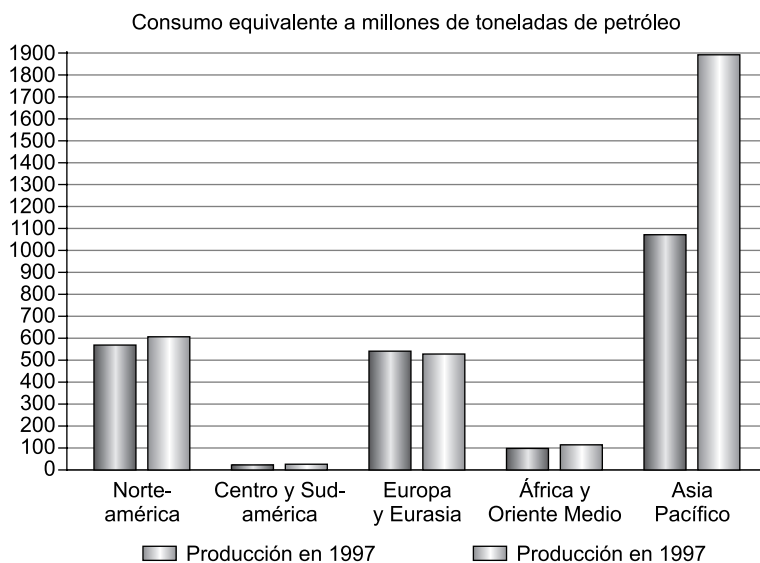


Figura 2.14. Consumo de carbón.

El principal consumidor fue China, con $1.311,4 \times 10^6$ Tn, seguida de Estados Unidos con $573,7 \times 10^6$ Tn, India con $208,0 \times 10^6$ Tn, Rusia con $94,5 \times 10^6$, Sudáfrica con $97,7 \times 10^6$ Alemania con $86,0 \times 10^6$ Tep.

En España el consumo asciende a $20,1 \times 10^6$ Tep.

2.6.3.7. Duración prevista

En conjunto, a este ritmo de producción las reservas globales se agotarían en 147 años. Obviamente, en la medida en que el carbón (licuado o gasificado) sustituya al petróleo y al gas, estas reservas sufrirán una drástica disminución. En la Figura 2.15 puede verse la distribución geográfica de estas reservas.

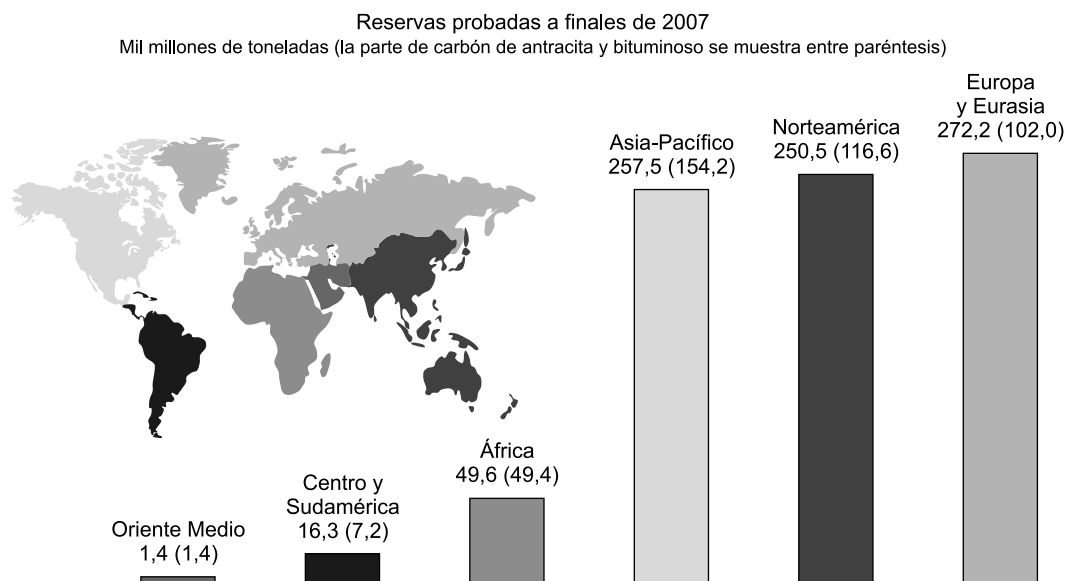


Figura 2.15. Reservas de carbón.

En este caso, actuales recursos podrían pasar a la consideración de reservas, si económica y técnicamente fuera factible. Técnicamente implica que la energía consumida para extraer 1 kg de carbón fuera inferior a la energía contenida en esa misma masa.

2.6.4. Energía del petróleo y del gas natural

2.6.4.1. Origen

La mayor parte del material orgánico que forma el petróleo deriva de organismos microscópicos (plancton) que se crían en las aguas superficiales de los océanos y que se van concentrando, a su muerte, en el fondo del mar. También de otros animales y vegetales que viven en lagunas o desembocaduras de ríos.

Estos restos van formando espesas capas de lodos en los fondos marinos. Tales lodos, foco de bacterias anaerobias, fueron fermentados, de manera que se convirtieron en una masa pastosa compuesta principalmente por C_2 y H_2 , y carentes de O_2 (Figura 2.16).

Para que la materia orgánica se transforme en petróleo, la velocidad de acumulación de los sedimentos debe ser elevada, o en su caso, la concentración de oxígeno en el fondo del océano pequeña, pues la materia orgánica no debe oxidarse antes de que sea enterrada.

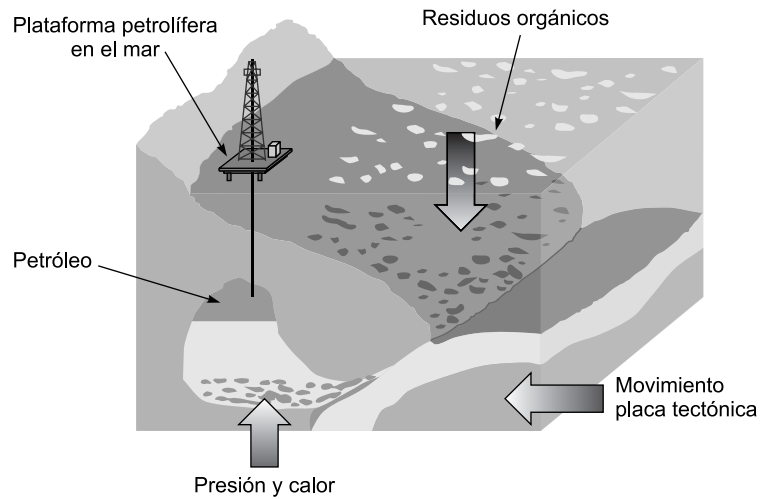


Figura 2.16. Formación del petróleo.

El enterramiento de estas cuencas sedimentarias cargadas de lodos y agua de mar eleva la presión y la temperatura de esta materia orgánica y modifica la composición química de estos restos (Figura 2.17). La materia orgánica se transforma en hidrocarburos gracias a la presión y al calor generados en su enterramiento.

Cuando el calor alcanzado es elevado, parte de los hidrocarburos se convierten en gases (gas natural). También existen gases naturales que tienen su origen en la descomposición de restos de vegetales en zonas pantanosas.

El resultado final de este proceso, que puede tener una duración de desde cientos de miles a millones de años, es una mezcla de gases (metano, etano, propano, butano, hidrógeno) líquidos ligeros (petróleo, aceites ligeros), líquidos muy viscosos (que no fluyen si no se calientan), hasta arenas y pizarras bituminosas.

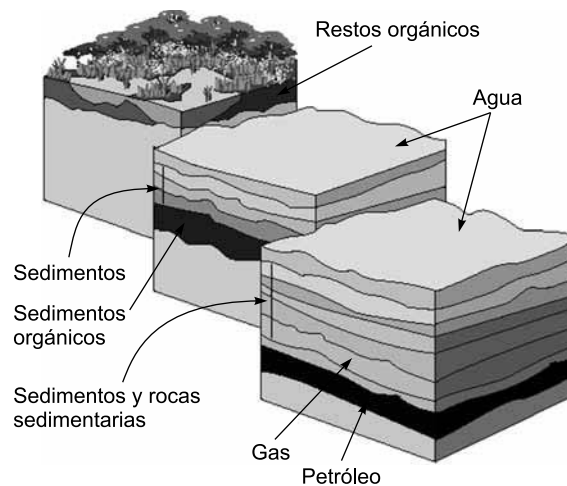


Figura 2.17. Formación del petróleo.

También en el petróleo varía el contenido de impurezas, entre las que destaca el azufre y en el caso del gas, el CO_2 (50% en algunos campos de México), y el N_2 (90% en algunos campos daneses).

La aparición de bolsas de petróleo y gas requiere de unas condiciones geológicas precisas para su formación.

El petróleo necesita una fuente sedimentaria (roca madre), una roca porosa (Figura 2.18) que le sirva de recipiente (roca almacén) y una estructura cerrada que lo retenga (roca cobertera).

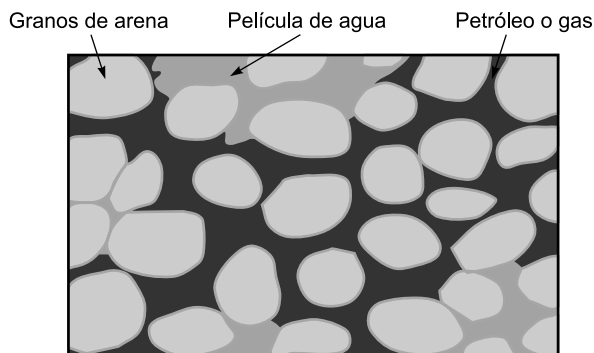


Figura 2.18. Petróleo llenando los intersticios de la roca depósito.

Por efecto de la presión, los hidrocarburos volátiles y ligeros, junto al agua de mar, que están atrapados en los sedimentos, ascienden a través de capas de rocas permeables (con sus poros y fisuras inundados de petróleo o gas y agua de mar) y se acumulan en bolsas atrapadas por estructuras impermeables (si no existiera este tapón, los volátiles continuarían ascendiendo y se escaparían a la atmósfera).

Estas «trampas» pueden ser de muy varios tipos: de origen estructural (plegamientos, anticlinales, fallas), de origen estratigráfico (deposiciones y sedimentos, tipo lentejones, arrecifes y disconformidades) o de origen salino (domos salinos), originados al ascender la sal por su menor densidad y formar auténticos tapones que retienen el petróleo (Figura 2.19).

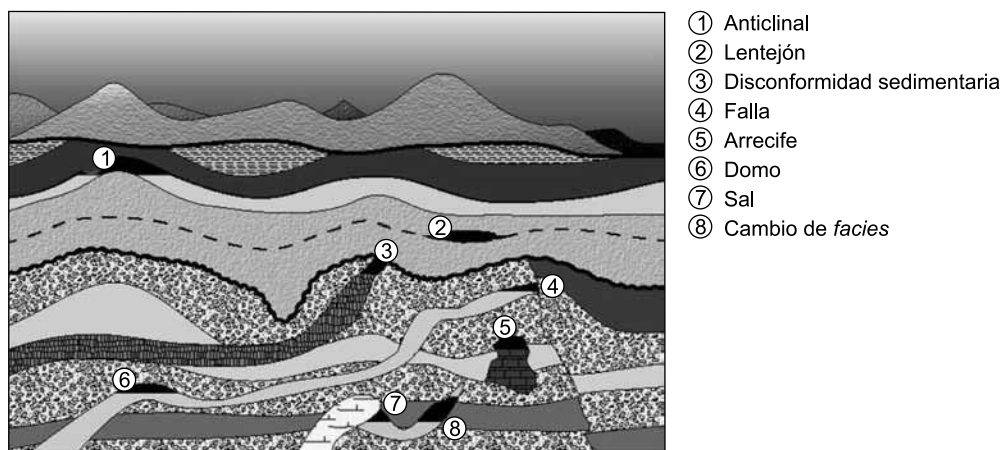


Figura 2.19. Trampas de petróleo.

2.6.4.2. Potencial energético

1 kg de petróleo equivale a 11 kWh o 39.600 kJ.
1.000 m³ de gas natural equivalen a 900 kg de petróleo.

2.6.4.3. Formas de aprovechamiento

Desde el punto de vista energético, el petróleo se aprovecha para producir calor (por combustión con el oxígeno del aire), evaporando agua, moviendo una turbina y transformándolo en energía mecánica. También se emplea para el accionamiento de todo tipo de vehículos terrestres, marítimos, aéreos, (donde es prácticamente insustituible) y, en menor medida, en calefacción y otras industrias que requieran una aportación energética de tipo calorífico.

Finalmente, del petróleo se obtiene una gran cantidad de compuestos químicos (plásticos, fibras, medicamentos, insecticidas, etc.).

El gas se destina predominantemente a consumo doméstico (calefacción y cocción), así como a la producción de vapor de agua (por combustión del gas) para la industria generadora eléctrica.

TABLA 2.3. Formas de aprovechamiento.

Estado natural	Productos elaborados	Usos industriales
Sólidos (asfaltos, bitúmenes)	Vaselinas Parafinas Alquitranes	Lubricantes Plásticos Impermeabilizantes Pavimentos
Líquidos (crudos)	Fuel Gasóleo Gasolina Keroseno	Combustibles de centrales térmicas Automoción Aviación
Gaseosos (gas natural)	Propano Etano Butano Metano	Calefacción Cocción

2.6.4.4. Reservas de petróleo

En el año 2007, las reservas totales de petróleo en el mundo ascendían a 168.600 millones de Tep (equivalentes a 1.237.900 millones de barriles) (Fuente: BP).

Las mayores reservas de petróleo se encuentran en Arabia Saudita, con $36,3 \times 10^9$ Tep, seguida de Irán, con $19,0 \times 10^9$ Tep, Irak, con $15,5 \times 10^9$ Tep, Kuwait con $14,0 \times 10^9$ Tep, Emiratos Árabes Unidos, con 13×10^9 Tep, Venezuela con $12,5 \times 10^9$ Tep y Rusia con $10,9 \times 10^9$ Tep.

Como puede verse, la mayoría de las reservas se encuentran en países de Asia, de muy bajo desarrollo y que podrían clasificarse como «conflictivos».

América del Norte no llega en su conjunto a las $9,5 \times 10^9$ Tep y la Unión Europea sólo alcanza las $11,1 \times 10^9$ Tep.

Países en desarrollo y fuertemente poblados como China, India e Indonesia, en Asia, no superan en conjunto las $4,4 \times 10^9$ Tep.

Japón carece absolutamente de este recurso.

2.6.4.5. Producción de petróleo

La producción de petróleo (crudo) en todo el mundo, en el año 2007, ascendió a 3.905×10^6 Tep (equivalente a 81.533.000 barriles de cada día).

Por países, el principal productor fue Arabia Saudita, con $493,1 \times 10^6$ Tep, seguido de Rusia, con $491,3 \times 10^6$ Tep, Estados Unidos, con $311,5 \times 10^6$ Tep, Irán con $212,1 \times 10^6$, México, con 173×10^6 Tep, China con $186,7 \times 10^6$, Venezuela con $133,9 \times 10^6$, Emiratos Árabes Unidos, con $135,9 \times 10^6$, Kuwait con $129,6 \times 10^6$, Noruega con $128,8 \times 10^6$ Tep, Nigeria con $114,2 \times 10^6$, Irak con $105,3 \times 10^6$ Tep, Brasil con $90,4 \times 10^6$, Libia con 86×10^6 , Reino Unido, con $76,8 \times 10^6$ Tep, etc.

2.6.4.6. Consumo de petróleo

El consumo de petróleo, como el de cualquier otro combustible, es prácticamente instantáneo (desde que sale del pozo un barril, hasta que llega al depósito de un coche, transcurren muy pocos meses), lo que equivale a decir que consumo y producción son cantidades equivalentes (salvando las variaciones coyunturales de las reservas estratégicas que cada país posee en su territorio).

Pero lo que sí es muy diferente es lo que cada país produce y consume (hasta el punto que existen muchos países consumidores que no son productores, y otros que producen mucho más de lo que consumen).

En conjunto, en el año 2007 en el mundo se consumieron $3.952,8 \times 10^6$ Tep, equivalentes a 85,22 millones de barriles cada día (Fuente: BP).

Por países, el mayor consumo correspondió a Estados Unidos, con $943,1 \times 10^6$ Tep (25,4% del total mundial), seguido de China, con 368×10^6 Tep (7%), Japón con $228,9 \times 10^6$ Tep (6,9%), Alemania con $112,5 \times 10^6$ Tep (3,6%), Rusia con $125,9 \times 10^6$ Tep (4,5%), Corea del Sur con $107,6 \times 10^6$ Tep (3%), Francia con $91,3 \times 10^6$ Tep y Reino Unido con $878,2 \times 10^6$ Tep, etc.

España tuvo un consumo de $78,7 \times 10^6$ Tep (equivalente a 1.550.000 barriles cada día)

2.6.4.7. Duración prevista del petróleo

En conjunto, a este ritmo de producción las reservas mundiales se agotarán en un plazo de 40 años.

Se estiman los siguientes agotamientos parciales de las reservas: 11,7 años de Estados Unidos, 9,6 de México, 91,3 de Venezuela, 21,8 de Rusia, 16,8 de Argelia, o 11,3 de China.

Este agotamiento se producirá al ritmo de consumo actual.

Si el mundo elevase su consumo a la media Europa (10,5 barriles por persona y año), las reservas se agotarían en un plazo de 18 años.

En la Figura 2.20 puede verse la duración de las reservas para los últimos 15 años.

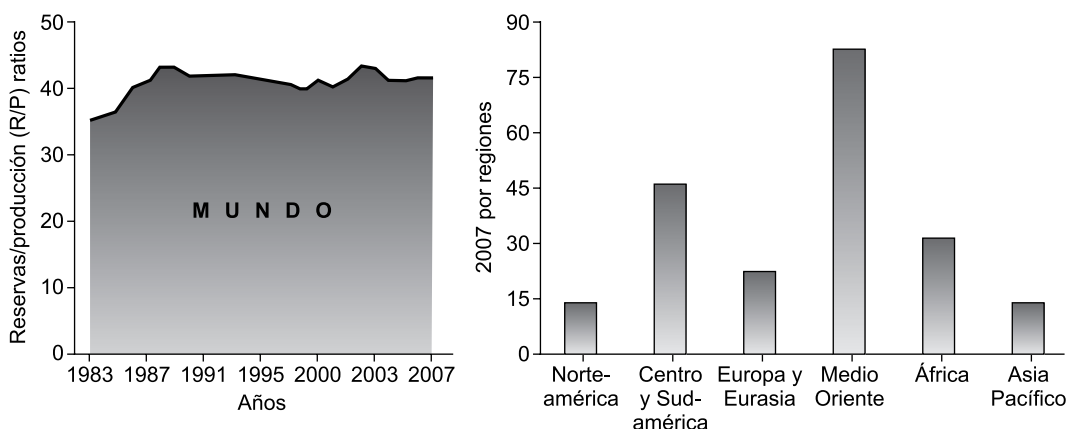


Figura 2.20. Duración de las reservas de petróleo.

Ha de tenerse presente que en este intervalo de tiempo, ciertos recursos pasaron a ser reservas (como ocurrió en el petróleo del Mar del Norte, y otros yacimientos submarinos, que fueron explotados cuando la subida de precios los hizo rentables), o incluso aparecieron nuevos recursos, como ocurrió con los yacimientos del Golfo de Guinea.

El gráfico indica, por tanto, que el incremento del consumo no es compensado por la aparición de nuevos yacimientos a los costes de extracción actuales.

Sin embargo, la probabilidad de que aparezcan nuevos recursos es cada vez más limitada, dados los sofisticados medios de búsqueda actuales, y el barrido exhaustivo del planeta (como es el caso de la búsqueda de nuevos recursos en África, en las proximidades de las Islas Canarias), así como que en los principales productores (Arabia, Iraq, etc.), prácticamente los recursos y las reservas son la misma cantidad.

Al ritmo de extracción actual (74 millones de barriles cada día, todas las reservas de Arabia Saudita (261.800 millones de barriles) se agotarían en 10,2 años, las de Irán en 3,98 años, las de Kuwait en 3,8 años, las de Venezuela en 1,5 años y las de Argelia en 0,44 años, es decir, en 160 días.

2.6.4.8. Reservas de gas natural

Las reservas totales en el mundo en 2007 ascendían a $177,36 \times 10^{12} \text{ m}^3$. (Fuente: BP).

De estas, las mayores reservas se encuentran en Rusia ($44,65 \times 10^{12} \text{ m}^3$), seguida de Irán ($27,8 \times 10^{12} \text{ m}^3$), Arabia Saudita ($25,6 \times 10^{12} \text{ m}^3$), Siria ($7,17 \times 10^{12}$), Estados Unidos ($5,98 \times 10^{12} \text{ m}^3$), Emiratos Árabes Unidos ($6,09 \times 10^{12} \text{ m}^3$), Argelia ($4,52 \times 10^{12} \text{ m}^3$), Venezuela ($5,15 \times 10^{12} \text{ m}^3$), y así hasta un total de 54 países.

Al igual que el petróleo, gran parte de estas reservas se encuentran en países clasificados como conflictivos, agravándose en este caso las circunstancias por el transporte a través de grandes gasoductos muy vulnerables.

2.6.4.9. Producción de gas natural

La producción total de gas en el año 2007 ascendió a un total de $2.940 \times 10^9 \text{ m}^3$ (equivalente a $2.654,1 \times 10^6 \text{ Tep}$) (fuente: BP).

Por países, el principal productor fue Rusia, con $607,4 \times 10^9 \text{ m}^3$, seguida de Estados Unidos con $545,9 \times 10^9 \text{ m}^3$, Canadá con $183,7 \times 10^9 \text{ m}^3$, Noruega con $89,7 \times 10^9 \text{ m}^3$, Argelia con $83,0 \times 10^9 \text{ m}^3$, Arabia Saudita $73,7 \times 10^9 \text{ m}^3$, Indonesia con $74,0 \times 10^9 \text{ m}^3$, China con $69,3 \times 10^9 \text{ m}^3$, Holanda con $64,5 \times 10^9 \text{ m}^3$, Malasia, con $60,5 \times 10^9 \text{ m}^3$, etc.

2.6.4.10. Consumo de gas natural

Al igual que el petróleo (o incluso más) el consumo de gas es inmediato al de su producción.

Donde sí se encuentran grandes diferencias es entre la producción y consumo por países.

En la distribución de los consumos destaca Estados Unidos, con $652,9 \times 10^9 \text{ m}^3$ (frente a una producción propia de 545,9), Rusia con $438,8 \times 10^9 \text{ m}^3$ (frente a una producción propia de 607,4), Canadá con $94,0 \times 10^9 \text{ m}^3$ (frente a una producción de 183,7), Reino Unido con $91,4 \times 10^9 \text{ m}^3$ (frente a 65,2 de producción), o Noruega con $4,4 \times 10^9 \text{ m}^3$ (frente a 89,7 de producción).

Se observa que los países más desarrollados tienen mayor autonomía en el gas que en el petróleo, excepto Japón, cuya dependencia es total (no tiene recursos propios), y también que países con fuerte desarrollo, como China e India, extraen gas sólo para sus propias necesidades.

2.6.4.11. Duración prevista de gas natural

A este ritmo de producción, las reservas totales se agotarán, en un plazo de 60,3 años.

Destacan los pocos años de vida para los países más desarrollados: 10,9 años para Estados Unidos 8,9 años para Canadá, 5,7 años para el Reino Unido, entre otros. En el año 2006, el Reino Unido pasó a ser importador neto de gas natural.

Estos agotamientos se producirán al ritmo de consumo actual. A medida que el gas vaya sustituyendo al petróleo, esta duración se acortará drásticamente.

En este período, la duración de las reservas alcanzó un máximo en el año 2003, a partir de aquí ha ido decreciendo rápidamente (a pesar de los nuevos yacimientos encontrados en este período) (Figura 2.21).

2.6.5. Energía solar

2.6.5.1. Origen

Es la energía radiante procedente del Sol y que llega a la superficie de la Tierra (infrarrojo, luz visible y ultravioleta).

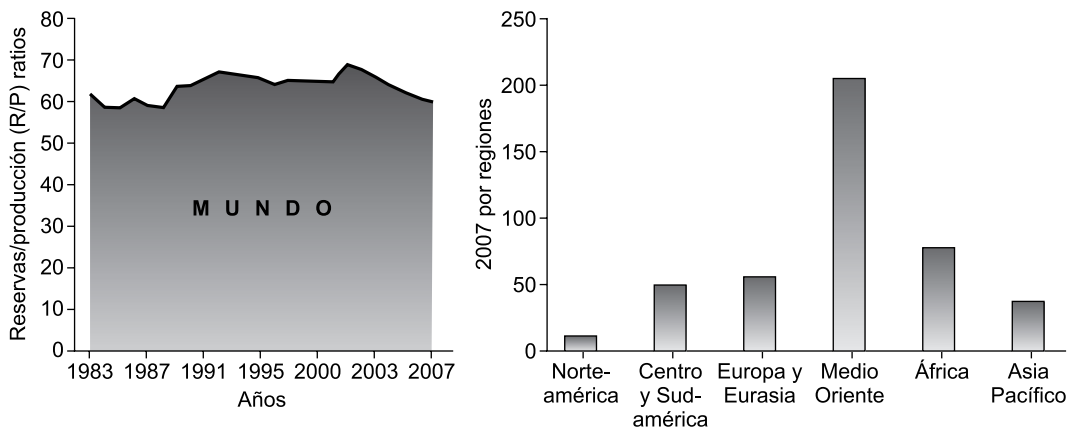


Figura 2.21. Duración de las reservas de gas natural.

2.6.5.1. Potencial energético

Es variable, en función de la hora del día, época del año y situación atmosférica: día-noche, estación del año (altura del sol sobre el horizonte), nubes, nieblas, smog, calimas, etc.

En teoría, la radiación media incidente por m^2 fuera de la atmósfera es de $1,4 \text{ kW/m}^2$. En la práctica y en una zona como Canarias, la energía solar anual, por m^2 , es aproximadamente de 2.000 kWh/m^2 (con un promedio de 3.000 h. de insolación, equivalente a $4.200.000 \text{ kJ/m}^2\text{año}$ o $1.711.488 \text{ kcal/m}^2\text{año}$ o $478,5 \text{ kcal/m}^2\text{día}$).

2.6.5.3. Formas de aprovechamiento

Los métodos de aprovechamiento pueden englobarse en dos grandes grupos: térmicos y fotovoltaicos.

Los primeros transforman la energía solar en energía térmica (calentando aire, agua u otras sustancias). Los segundos transforman la energía solar en energía eléctrica, aprovechando el efecto fotovoltaico, en las denominadas «células solares» o «fotovoltaicas».

2.6.5.4. Reservas

La energía total que llega a la Tierra procedente del Sol es de $1.559.280 \text{ TWh}$ en un año, de los cuales alrededor de un 1% podrían ser utilizables.

La potencia solar aprovechable en la Tierra supera los 1.000 TW . En teoría, si todos los tejados de las viviendas en España se utilizasen para captar la energía del sol, se alcanzarían los 180 TWh , superior al consumo total en todas ellas.

Aún cuando la energía solar se distribuye por todo el planeta, es superior en las zonas ecuatoriales y tropicales (banda $+/- 35^\circ$ alrededor del ecuador) e inferior en las zonas polares. Además, depende mucho de las condiciones climatológicas (nubes). El suroeste de Estados Unidos, el Sahara y Arabia Saudita, Atacama en Chile y el centro de Australia son las zonas de mayor potencial.

2.6.5.5. Producción y consumo

Por las características de esta energía, la producción y el consumo son idénticos, tanto en el tiempo como en el espacio (no se transporta de una zona a otra).

En todo el mundo hay instalados más de 300 MWe (en centrales solares fotovoltaicas), destacando 110 MWe en Japón, 60,5 MWe en Estados Unidos y 38,6 MWe en la Unión Europea (de ellos, sólo 8 MWe en España, aun cuando la previsión para el año 2040 es de 135 MWe).

2.6.5.6. Duración

Ilimitada.

2.6.6. Energía eólica

2.6.6.1. Origen

La energía eólica no es más que la energía cinética de una masa de aire en movimiento.

Su origen se encuentra en la existencia sobre la Tierra de masas de aire a diferentes temperaturas, originadas por diferentes intensidades de radiación solar, a nivel global o local, las cuales producen corrientes ascendentes y descendentes, formando **anillos de circulación** del aire.

La energía eólica es, por consiguiente, un pequeño porcentaje de la energía solar incidente sobre el planeta.

2.6.6.2. Potencial energético

Es variable, en función de la hora del día, del día del año, de la situación geográfica general y de la topografía local.

Por razones técnicas, es imposible extraer toda la energía cinética existente en una corriente de aire.

A título de ejemplo, en un viento de 8 m/s de media anual, pueden extraerse alrededor de 2.800 kWh por m² y año. Un viento de 13 m/sg, a través de una superficie de 150 m², tiene una potencia de 198 kW.

2.6.6.3. Formas de aprovechamiento

El aprovechamiento de esta fuente energética es su conversión directa en energía mecánica a través del giro del eje de la turbina eólica con una cierta potencia.

Esta energía mecánica puede transformarse posteriormente en energía potencial (bombeo) o energía eléctrica (por accionamiento de un generador eléctrico acoplado al eje de la turbina).

2.6.6.4. Reservas

La energía eólica almacenada en los vientos en todo el mundo se estima entre 2.500 y 5.000 TWh año, de los cuales entre un 1% y un 2% serían recuperables.

La energía eólica no se distribuye uniformemente sobre el planeta, ni tampoco se mantiene constante a la largo de todo el año.

2.6.6.5. Producción y consumo

Por las características de esta energía, la producción y el consumo son prácticamente idénticos. Toda la energía eléctrica producida en los aerogeneradores se inyecta en la red.

En todo el mundo hay instalados más de 59 GW, con un elevado crecimiento anual. (Fuente: *Global Wind Energy Outlook* 2007).

Destacan Alemania 18,43 GW, seguida de España con 10,02 GW y Estados Unidos con 9,2 GW.

2.6.6.6. Duración

Ilimitada.

2.6.7. Energía del oleaje

2.6.7.1. Origen

Su origen es la acción del viento sobre las superficies de las aguas. Es, por consiguiente, un pequeño porcentaje de la energía del viento.

El viento sobre una zona del mar y las olas formadas, están directamente relacionadas, aun cuando las mismas pueden prolongarse a gran distancia del punto de generación.

2.6.7.2. Potencial energético

Varía mucho de un punto a otro de los mares y de una estación del año a otra.

Como promedio y en zonas libres del Atlántico, Pacífico e Índico, pueden alcanzarse los 40-70 kW por metro de frente de ola.

En teoría, el potencial energético de las olas en el mundo se estima en 0,5 TW.

2.6.7.3. Formas de aprovechamiento

La forma de aprovechamiento es transformarla en energía mecánica (de movimiento o de presión).

Esta energía mecánica puede posteriormente transformarse en energía eléctrica (por medio de un generador) o en energía potencial (por medio de un sistema de bombeo).

2.6.8. Energía hidráulica

2.6.8.1. Origen

En teoría, la energía hidráulica es la contenida en una masa de agua elevada respecto de un nivel de referencia (de utilización).

En la práctica, la energía hidráulica se obtiene a partir de cualquier masa de agua en movimiento. Tal puede ser el caso de la corriente de un río, como la corriente que discurre por un tubo originada por una diferencia de altura entre dos pantanos. En ambos casos, la energía potencial del agua se transforma en energía cinética, y ésta es la aprovechable.

Su origen es la evaporación del agua (en el mar, tierra, pantanos, etc.) por la acción de la energía solar y que cae en forma de lluvia o nieve en cotas altas de la superficie terrestre.

Es, por tanto, un pequeño porcentaje de la energía solar que llega a la Tierra.

2.6.8.2. Potencial energético

La energía hidráulica constituye una de las energías renovables más importantes del planeta.

1 Tn de agua, a 10 m de altura, tiene una energía de 278 kWh.

En teoría, el potencial de energía hidráulica aprovechable en toda la Tierra se estima entre 2 y 3 TW.

2.6.8.3. Formas de aprovechamiento

La energía potencial del agua se transforma en energía cinética y ésta a su vez en energía mecánica, por medio de las turbinas hidráulicas, colocadas en la base de los correspondientes embalses reguladores.

El empleo de la energía captada es, casi exclusivamente, para la producción de electricidad, acoplando a la turbina hidráulica un generador eléctrico

2.6.8.4. Reservas

La energía hidráulica es una energía renovable. Por consiguiente, el concepto de reserva no es el mismo que en los casos de la energía del carbón, petróleo, gas, o uranio.

Debe entenderse, más bien, como la energía existente, por tiempo indefinido, que puede explotarse en condiciones económicas, de un total mucho mayor que constituyen los recursos globales del planeta.

Teniendo en cuenta las precipitaciones anuales sobre todo el planeta, y la altura media a la que pueden caer, podrían calcularse unos recursos de alrededor de 50.000 TWh • año, cuatro veces la energía obtenible en todas las centrales térmicas actuales.

Si de estos se consideran solo los técnicamente explotables (por ejemplo, porque donde se extraiga esta energía haya una demanda real de electricidad), entonces la energía extraíble se reduciría a una banda de 10.000 a 20.000 TWh • año.

La mayoría de estas reservas se encuentran en Asia, con 6 GW, seguida de América del Sur, con 4 GW, África con 3,5 GW, América del Norte, con 3,2 GW, Rusia con 2,5 GW y Europa con 1,8 GW.

2.6.8.5. Producción y consumo

Por las características de la energía hidráulica (generación de electricidad y control de la potencia simple y total), la producción es exactamente igual al consumo, y obviamente, la duración del recurso es ilimitada.

En todo el mundo hay instalada una potencia hidroeléctrica de 650 GW, con una producción de $709,2 \times 10^6$ Tep en 2007. La mayor producción se encuentra en China con $109,3 \times 10^6$ Tep, seguida de Brasil, con $84,1 \times 10^6$ Tep, Canadá con $83,3 \times 10^6$ Tep, Estados Unidos con $56,8 \times 10^6$ Tep, Noruega, con $30,6 \times 10^6$ Tep, etc.

En España la producción de elevó, en el año 2007, a $7,4 \times 10^6$ Tep.

Europa prácticamente ha llegado al límite de la explotación hidroeléctrica, mientras que Asia y, sobre todo, África apenas alcanzan el 10% de sus posibilidades.

2.6.9. Energía de la biomasa

2.6.9.1. Origen

Es la energía solar almacenada en los seres vivos, vegetales o animales por medio del proceso de fotosíntesis (vegetales) y la digestión (comida) de estos vegetales por los animales. Se trata, por tanto, de un pequeño porcentaje de la energía solar que llega a la Tierra.

En la práctica pueden suponerse tres fuentes de energía de la biomasa:

- De origen vegetal: biomasa natural, cultivos energéticos.
- De origen animal: excrementos y purines.
- De origen humano: los Residuos Sólidos Urbanos (RSU), procedentes de viviendas, comercios, fábricas, etc.

2.6.9.2. Potencial energético

La producción energética a partir de la biomasa puede variar según el tipo de cultivo, el método de aprovechamiento empleado y las necesidades de transporte de la misma hasta el punto de aprovechamiento.

Como valores de referencia pueden tomarse los indicados en la Tabla 2.4.

2.6.9.3. Formas de aprovechamiento

La energía de la biomasa se emplea directamente para producir calor por combustión de la misma (calefacción, cocción), o indirectamente para producir electricidad (evaporando agua y transformándola en energía mecánica con una turbina).

TABLA 2.4 Potenciales energéticos de la biomasa.

Madera (seca)	15 GJ/Tn	(10 GJ/m ³)
Papel (periódicos compactados)	17 GJ/Tn	(9 GJ/m ³)
Paja (empacada)	14 GJ/Tn	(1,4 GJ/m ³)
Caña de azúcar (seca)	14 GJ/Tn	(10 GJ/m ³)
Césped (recién cortado)	4 GJ/Tn	(3 GJ/m ³)
Boñigas (secas)	16 GJ/Tn	(4 GJ/m ³)
Residuos domésticos (sin tratar)	9 GJ/Tn	(1,5 GJ/m ³)
Residuos comerciales	16 GJ/Tn	

También se puede transformar la biomasa en combustibles líquidos (bioalcoholes) o gaseosos (biogás) para ser posteriormente quemados y convertidos en energía calorífica y posteriormente, en mecánica (automoción o generación eléctrica).

2.6.9.4. Reservas

La biomasa total existente en la Tierra se estima en unas $1,8 \times 10^{12}$ Tn. De toda ésta, alrededor de $1,6 \times 10^{12}$ Tn se encuentra en los bosques y selvas del planeta. En términos de energía, esto supone un potencial energético superior a las $0,57 \times 10^{12}$ Tep.

Obviamente, nadie puede pretender quemar todos los bosques para transformarlos en energía.

En conjunto, la energía recuperable de la biomasa en el mundo se estima en 450 TWh año.

2.6.9.5. Producción y consumo

Las características de esta energía la hacen no almacenable (en grandes cantidades) y no transportable, por lo que la producción y el consumo prácticamente coinciden en el tiempo y en el espacio.

La producción neta anual de biomasa se estima en 400.000 Mtn/año, de las cuales solo una pequeña parte son aprovechadas.

En términos energéticos, el consumo de energía procedente de la biomasa en el año 1996 se estimó en el rango 33-55 EJ (Fuente: *World Energy Assessment*).

2.6.9.6. Duración

Ilimitada.

2.6.10. Energía geotérmica

2.6.10.1. Origen

Su origen se encuentra en el calor acumulado en el interior de la tierra, en su magma fundido. Sin embargo, su aprovechamiento solo es posible en aquellas zonas donde el calor

se aproxima a la superficie, normalmente en los denominados **cinturones sísmicos**, bien por una intrusión magmática —cono volcánico—, o por una corteza anormalmente delgada.

También pueden originarse zonas térmicas por concentraciones de radioactividad elevadas.

Los campos térmicos pueden clasificarse en dos grandes grupos: hipertérmicos y semitérmicos. En los primeros, el agua caliente, o en forma de vapor, alcanza la superficie. En los segundos, el agua o gases calientes no afloran.

Los campos hipertérmicos (que a veces se manifiestan como géiseres, fumarolas, barro caliente, fuentes termales, etc.) están contruidos normalmente por agua de lluvia que alimenta el manto acuífero y que es calentada por el magma próximo. Debido a la presión, el agua subterránea puede alcanzar los 200-300 °C y a medida que asciende se transforma en vapor al disminuir la presión. Si este vapor continúa hasta la superficie, se condensa en contacto con capas más frías, dando lugar a campos de agua caliente, o **campos húmedos**. Por el contrario, si el vapor queda atrapado en bolsas se dice que es un **campo seco**.

2.6.10.2. Potencial energético

En conjunto, el potencial energético del flujo geotérmico de la Tierra se estima en unos 30 TW.

2.6.10.3. Formas de aprovechamiento

El agua y gases calientes, en afloramientos naturales, se emplea directamente para la calefacción u otros usos industriales que exijan esta forma de energía.

En perforaciones efectuadas sobre campos hipertérmicos, el agua caliente o el vapor se emplean para mover turbinas de vapor y producir electricidad.

En los campos semitérmicos, las perforaciones se emplean casi exclusivamente para la calefacción de aguas, invernaderos, etc.

2.6.10.4. Reservas

En conjunto, los recursos de esta energía en todo el planeta pueden estimarse en unos 30×10^6 TW de los cuales sólo una pequeña parte podrían ser extraíbles en condiciones técnicas y económicas adecuadas.

Los recursos más importantes se encuentran en Estados Unidos, seguido de Japón, Italia, México, Nueva Zelanda, Filipinas y China.

2.6.10.5. Producción y consumo

Por las características de esta energía (uso directo del calor extraído, o su conversión a energía eléctrica), la producción es exactamente igual al consumo.

En todo el mundo hay una potencia total instalada de casi 10 GW (en concreto, 5.834 MWe en 1990. Fuente: *Godfrey Boyle*, 2000) y una potencia térmica de 4 GWe (4.123 MWe en 1990).

Por países, la mayor producción (año 1990) se produjo en Estados Unidos, (2.800 MWe y 160 MWt), seguido de Japón (228 MWe y 970 MWt), Filipinas (894 MWe), Italia (545 MWe y 210 MWt), México (680 MWe y 8 MWt), China (11 MWe y 610 MWt), Nueva Zelanda (280 MWe y 200 MWt), Islandia (39 MWe y 340 MWt), Hungría (375 MWt), Rusia (11 MWe y 340 MWt), Indonesia (140 MWe), El Salvador (95 MWe), Turquía (21 MWe y 70 MWt), Kenia (45 MWe), Nicaragua (35 MWe), seguidos de Taiwán, Azores y otros con cantidades menores.

2.6.10.6. Duración

A escala humana, la energía geotérmica puede considerarse una energía renovable, en el sentido que su duración puede considerarse ilimitada.

2.6.11. Energía de las mareas

2.6.11.1. Origen

Su origen es la interacción gravitatoria Tierra-Luna que desplaza cantidades ingentes de las aguas de los océanos.

2.6.11.2. Potencial energético

El potencial energético depende del punto del planeta y de la época del año, así como de la disponibilidad de zonas donde embalsar el agua del mar durante la pleamar. En la práctica son aprovechables los niveles superiores a los 4 m.

2.6.11.3. Formas de aprovechamiento

La única forma de aprovechamiento es la conversión en energía mecánica, para su conversión posterior en energía eléctrica, mediante turbinas hidráulicas.

2.6.11.4. Reservas

La energía total involucrada en las mareas se estima en 3.000 GW, de las cuales unos 1.000 GW podrían ser accesibles por consideraciones geográficas y de altura de las mareas (por encima de los 5 metros entre bajamar y pleamar).

En la práctica se estima que solo podrían instalarse 15 GW, para obtener una energía de alrededor de 20 TWh/año.

Destacan como lugares de mayor potencial extraíble en el Atlántico tres zonas en Canadá, Estados Unidos y Argentina y varios puntos en el Reino Unido y Francia. También se encuentran varios puntos favorables en el Mar de Barents. En el Océano Índico se encuentran varias zonas en la India, mientras que en el Pacífico se encuentran varias zonas de Rusia, China y Australia.

2.6.11.5. Producción y consumo

Por las características de esta energía (conversión en energía eléctrica), la producción y el consumo son cantidades idénticas. Por la condición de energías renovables, su duración es ilimitada.

La mayor instalación en funcionamiento se encuentra en el estuario de la Rance (Francia), con una potencia instalada de 240 MW y que alcanza una producción de 480 GWh/año. Otra instalación proyectada que está a punto de entrar en funcionamiento es la central mareomotriz de Severn Barrage, en Inglaterra, con una potencia total de 8.640 MW y una producción esperada de 17 TWh/año. Otras, que aún no se encuentran en funcionamiento, 8 centrales en China, con una potencia de 6,5 MW y otra en Canadá (Anápolis) con una potencia de 20 MW.

2.6.11.6. Duración

Ilimitada.

2.7. Resumen de la situación energética actual

La situación energética actual puede caracterizarse por: agotamiento «rápido» de los recursos fósiles (todos se encuentran en la parte descendente de la curva de la vida).

Es importante tener conciencia de lo efímero de esta fuente energética. Si se consideran los últimos 50.000 años de la existencia del hombre sobre la Tierra, el ciclo de explotación de los combustibles fósiles (incluyendo el carbón) no pasaría de 400 años, y el período de mayor intensidad de consumo, correspondiente al 80% del consumo total, no pasaría de 200 años. El 0,004% de la vida del hombre sobre el planeta o el equivalente a 100 días de la vida de una persona de 70 años.

Las energías renovables se presentan, pues, como la única alternativa a largo plazo.

2.7.1. Consumos de energía primaria y final

2.7.1.1. Energía primaria

Graves desequilibrios en el consumo de energía primaria, que suponen una división drástica del mundo en «pobres y ricos». Los segundos, y especialmente los Estados Unidos, con un consumo claramente derrochador, frente al paupérrimo consumo de todo un continente como África.

Elevado crecimiento de nuevas zonas en desarrollo como China, India e Indonesia, con una muy alta población, lo que está suponiendo un importante tirón al consumo total de energía primaria.

Elevada importancia del petróleo (38,5%) y del gas (23,7%) como fuentes de energía primaria.

Graves tensiones entre países productores (de energía primaria) y consumidores.

2.7.1.2. Energía final

Creciente tendencia al suministro de energía en forma de electricidad y de petróleo (este último, centrado en el sector transporte).

Mantenimiento de la madera (y la leña) como energía final en los países más pobres de África y América.

2.7.2. Situación de las fuentes

2.7.2.1. Energía nuclear

Rechazo a la implantación de estas tecnologías en los países más desarrollados (intento de desplazarlas a zonas de menos desarrollo).

Estancamiento de la construcción de nuevas centrales.

Escasas reservas de mineral de uranio de bajo coste, con una vida estimada de 28 años, y de 79 para todos los recursos (al ritmo de consumo actual).

Graves impactos medioambientales de largo alcance.

2.7.2.2. Energía del carbón

Uso estancado, pero con expectativas de crecimiento, en forma gaseosa o líquida (como sustituto del petróleo y del gas).

Relativamente larga duración de los recursos, por encima de los 200 años.

Graves efectos medioambientales (lluvia ácida y cambio climático).

2.7.2.3. Energía del petróleo

Importante incremento del consumo en países como China e India. Estos dos países suponen cerca de un 40% de la población mundial. Si su consumo per cápita alcanzase la mitad del consumo medio de la Unión Europea, significaría un aumento del 20% del consumo de petróleo, con lo que ello significa de disminución de la duración de las reservas y de incremento de la contaminación ambiental.

Fuerte dependencia de los países más desarrollados (Unión Europea, Estados Unidos y Japón) de los países productores situados en Oriente Medio, caracterizados por su inestabilidad política y social.

Largos, y vulnerables tráficos de petróleo, por petroleros u oleoductos.

Reservas muy limitadas, cifradas en no más de 40 años (al ritmo de consumo actual).

Importantes diferencias en el consumo de los países desarrollados de los que no lo están.

Graves efectos medioambientales (cambio climático).

2.7.2.3. Energía del gas

Importante incremento del consumo de gas natural, especialmente en los países más desarrollados (que ha ido sustituyendo progresivamente al petróleo en la producción de electricidad).

Reservas muy limitadas en Estados Unidos y Canadá (menos de 10 años cada uno) así como en la Unión Europea (con dependencia total de Rusia).

En consecuencia, posibles tensiones futuras entre productores y consumidores.

Vulnerabilidad de los grandes gaseoductos de trasvase.

Reservas limitadas a 60 años, al ritmo de consumo actual.

Consumo mucho más «regionalizado» que el del petróleo. Prácticamente esta fuente está copada por los países más desarrollados (dado el alto valor de las infraestructuras para su uso masivo)

Efectos medioambientales asociados al cambio climático.

2.7.2.4. Energías renovables

Escasa implantación a nivel planetario, a pesar de su alto potencial.

2.8. Conclusiones

En este capítulo se ha realizado una somera introducción a la energía en el Universo y se han cuantificado las transformaciones de la energía solar sobre la Tierra. Se han clasificado y expuesto todas las fuentes de energía presentes en el planeta Tierra siguiendo una sistemática: origen de la misma, potencial energético, formas de aprovechamiento, producción a nivel mundial, consumo y duración prevista.

Asimismo, se han aclarado los conceptos de **energía primaria**, **energía disponible**, **recurso** y **reserva**, los cuales le serán útiles al lector a la hora de abordar los contenidos que se presentarán en los próximos capítulos.

Con los conocimientos adquiridos en este tema el lector será conciente de la situación de los recursos energéticos, y su duración, a nivel mundial, con lo que podrá comprender el papel que pueden y deben jugar las energías renovables en el futuro energético de la Tierra.

Para ampliar los conocimientos adquiridos en este tema el estudiante puede acudir a las fuentes bibliográficas indicadas en el siguiente apartado.

2.9. Bibliografía

- Boyle, G. *Renewable Energy. Power for a Sustainable Future*. Ed. Oxford University Press, 2000.
Twidell, J. y Weir, T. *Renewable Energy Resources*. Spon Press, 2000.
Ortega, M. *Energías Renovables*. Paraninfo, 2003.
Kreith, F. y Goswami, D. Y. *Handbook of Energy Efficiency and Renewable Energy*. CRC, 2007.
McCracken, G. y Stott, P. *Fusion: The Energy of the Universe*. Academic Press, 2005.
Cohen, B. *Nuclear Energy Option*. Plenum Press, 1990.

- Speight, J. *Petroleum Chemistry And Refining*. CRC, 1997.
- Mokhatab, S.; Poe, W. y Speight, J. *Handbook of Natural Gas Transmission and Processing*. Gulf Professional Publishing, 2006.
- Raymond, M. y Leffler, W. *Oil & Gas Production in Nontechnical Language*. PennWell Corp., 2005.
- Miller, B. *Coal Energy Systems*. Academic Press, 2004.
- Pelegry, A. *El Gas Natural: Del Yacimiento al Consumidor*. CIE-DOSSAT 2000, 2003.
- Moreno, E. y Alonso, A. *Energía Nuclear. Una Mirada al Futuro Energético*. Pearson Educación, 2007.
- Herman, R. *Fusión, la Búsqueda de la Energía Eterna*. McGraw-Hill, 1993.
- Ruiz, V. *El Reto Energético. Opciones de futuro para la energía*. Ed. Almuzara, 2006.
- Saunders, N. y Chapman, S. *Energía renovable*. Ed. Raintree, 2008.
- Calero, R.; Carta, J. A. y Padrón, J. M. *Energía*. Tomo I: «Aspectos Energéticos Generales». Ed. Gobierno de Canarias y Unión-Endesa, 2007.
- Calero, R.; Carta, J. A. y Padrón, J. M. *Energía*. Tomo II: «Tecnologías Energéticas Específicas». Ed. Gobierno de Canarias y Unión-Endesa, 2007.
- Hayward, T. *Statistical Review of World Energy*. Ed. BP, 2008.

2.10. Evaluación

2.10.1. Ejercicios teóricos

1. ¿Qué forma de energía ocupa el primer lugar según «órdenes de mérito»?

- A) Energía nuclear.
- B) Energía electromagnética.
- C) Energía gravitacional.
- D) Energía de movimiento.

Solución: La respuesta C) es VERDADERA. La energía gravitatoria es la energía superior, pues es la de menor entropía (menor desorden). Esta es la razón por la que una central hidroeléctrica pueda tener rendimientos próximos al 100%, superior al de cualquier otra central, al haber una mínima transformación a energía calorífica.

2. ¿Cuál de las siguientes definiciones es correcta?

- A) **Reservas** son todas las cantidades conocidas de una fuente energética.
- B) **Recursos** son las cantidades conocidas que pueden ser técnica y económicamente rentables en cada instante.
- C) Los recursos también pueden clasificarse en **comprobados** y **no comprobados**.
- D) Un recurso puede pasar a ser reserva.

Solución: La respuesta D) es VERDADERA. Un recurso puede pasar a ser reserva cuando mejoran las técnicas de extracción, o aumentan los precios de venta de la energía de que se trate. La elevación de los precios del crudo en el Mar del Norte en 1973 hizo que los recursos petroleros de la zona pasaran a reservas y fueran explotados. Obviamente, la aparición de nuevos yacimientos incrementan los recursos, y muchas veces, también las reservas.

3. ¿Qué país es en la actualidad el mayor consumidor de energía primaria?

- A) China.
- B) Rusia.

- C) Los Estados Unidos de América.
- D) Japón.

Solución: La respuesta C) es VERDADERA. En la actualidad Los Estados Unidos de América son los mayores consumidores de energía primaria. En el año 2006, con $2.326,4 \cdot 10^6$ Tep (21,4% del total) ocupó el primer puesto, seguida de China, con $1.697,8 \cdot 10^6$ Tep (15,6% del total).

4. Señalar la respuesta que no es completamente correcta:

- A) El uranio es el único elemento, que se encuentra en la naturaleza en estado puro, y que puede utilizarse como material fisionable (en un reactor nuclear).
- B) El uranio es un metal de color blanco argénteo.
- C) El uranio tiene un peso atómico de 238,07 y su número atómico es de 92.
- D) El uranio posee ocho isótopos, que van del 233 al 240, siendo los más abundantes el U-234, U-235 y U-238.

Solución: La respuesta A) es la INCORRECTA. El uranio no se encuentra en la naturaleza en estado puro. De hecho se conocen más de 100 minerales portadores de uranio, con mayor o menor cantidad de este metal. Sin embargo, el uranio es el único elemento presente en la naturaleza que puede utilizarse como material fisionable (en un reactor nuclear).

5. ¿Cuál de las siguientes afirmaciones no es correcta?

- A) El Sol, al igual que todas las estrellas, es un enorme reactor de fusión, formado principalmente por H_2 , que al unirse entre sí forman átomos de helio, liberando una gran cantidad de energía.
- B) Para conseguir las condiciones necesarias para lograr la fusión nuclear en la Tierra se emplea hidrógeno pesado (deuterio) o superpesado (tritio). La reacción deuterio-deuterio es la más fácil de conseguir.
- C) El origen de la energía nuclear de fusión se encuentra en la fusión de dos núcleos atómicos para dar lugar a la aparición de otro núcleo más pesado, pero algo menos que la suma de los dos iniciales.
- D) Para que una reacción de fusión pueda tener lugar se precisa acercar lo suficiente los dos núcleos atómicos.

Solución: La respuesta B) es la INCORRECTA. La reacción deuterio-tritio es más fácil de conseguir que la deuterio-deuterio, puesto que requiere temperaturas relativamente más bajas (el deuterio es muy abundante en la naturaleza, encontrándose en una concentración de 30 g/m^3 en el agua del mar; sin embargo el tritio no se encuentra en estado natural, y se produce en una reacción nuclear a partir del litio natural, que sí es abundante en la naturaleza).

6. El Cosmos contiene energía bajo diversas formas, indicar cuál de las afirmaciones siguientes es correcta:

- A) Cinética (o de atracción entre todas las masas —astros— que lo componen).
- B) Eléctrica (energía química inherente a las sustancias combustibles, poco importantes en la tierra, pero de gran entidad en el conjunto total).
- C) Energía electromagnética (irradiada por las estrellas, en todas sus formas).
- D) Energía nuclear (la menos importante, asociada a la formación de la propia materia).

Solución: La respuesta C) es VERDADERA. El Cosmos contiene energía bajo diversas formas: gravitacional (o de atracción entre todas las masas —astros— que lo componen), cinética (la asociada al movimiento de todos los astros, y del conjunto de éstos, como es el caso de los sistemas

solares y las galaxias), eléctrica (energía química inherente a las sustancias combustibles, importantes en la tierra, pero de poca entidad en el conjunto total), energía electromagnética (irradiada por las estrellas, en todas sus formas) y energía nuclear (la más importante, asociada a la formación de la propia materia).

7. En el año 2007, el consumo total de energía primaria en el mundo ascendió a 11.099,3 millones de Tep (Fuente: *BP Statistical Review-2008*). Indicar cuál de las siguientes cantidades no es correcta:
- A) 3.952,8 corresponden a petróleo.
 - B) 2.637,7 a gas.
 - C) 3.177,5 a carbón.
 - D) 1.709,2 a hidráulica y otras renovables.

Solución: La respuesta D) es VERDADERA. En el año 2007, el consumo total de energía primaria en el mundo ascendió a 11.099,3 millones de Tep (Fuente: *BP Statistical Review-2008*), de las cuales 3.952,8 (35,6%) corresponden a petróleo, 2.637,7 (23,8%) a gas, 3.177,5 (28,6%) a carbón, 622,0 (5,6%) a nuclear y 709,2 (6,4%) a hidráulica y otras renovables.

8. ¿Cuál de las siguientes respuestas es correcta?
- A) Al ritmo de producción actual, el uranio de bajo precio (< 10 \$/kg) tendría una duración de 27,8 años y el total de reservas de 55 años.
 - B) Al ritmo de producción actual, el uranio de bajo precio (< 40 \$/kg) tendría una duración de 67,8 años y el total de reservas de 120 años.
 - C) Al ritmo de producción actual, el uranio de bajo precio (< 40 \$/kg) tendría una duración de 27,8 años y el total de reservas de 80 años.
 - D) Al ritmo de producción actual, el uranio de bajo precio (< 15 \$/kg) tendría una duración de 57,8 años y el total de reservas de 120 años.

Solución: La respuesta C) es VERDADERA. Al ritmo de producción actual, el uranio de bajo precio (< 40 \$/kg) tendría una duración de 27,8 años y el total de reservas 80 años.

9. ¿Cuál de las siguientes respuestas es correcta?:
- A) Se consideran reservas el carbón que se encuentra en las vetas mayores de 36 cm y a profundidades menores de 1.200 m.
 - B) En conjunto, las reservas de carbón en el mundo en 2007 ascienden a $8.474 \cdot 10^6$ Tn (Fuente: *BP*).
 - C) Las mayores reservas de carbón se encuentran en el área de Eurasia, seguida por América del Norte y Asia-Oceanía.
 - D) España cuenta con unas reservas de $5,3 \cdot 10^6$ Tn.

Solución: La respuesta A) es VERDADERA. Se consideran reservas el carbón que se encuentra en las vetas mayores de 36 cm y a profundidades menores de 1.200 m. En conjunto, las reservas de carbón en el mundo en 2007 ascienden a $847.488 \cdot 10^6$ Tn (Fuente: *BP*). Las mayores reservas de carbón se encuentran en el área de Asia-Oceanía, con $296.889 \cdot 10^6$ Tn, seguida por Eurasia con $287.095 \cdot 10^6$ Tn, América del Norte con $250.510 \cdot 10^6$ Tn. España cuenta con unas reservas de $530 \cdot 10^6$ Tn.

10. ¿Cuál de las siguientes respuestas es correcta?
- A) 15 kg de petróleo equivalen a 11.000 kWh.
 - B) 1 m^3 de gas natural equivale a 39 kg de petróleo.

- C) 1 kg de petróleo equivale a 11 kWh.
- D) 1.000 m³ de gas natural equivalen a 11.900 kg de petróleo.

Solución: La respuesta C) es VERDADERA. 1 kg de petróleo equivale a 11 kWh o 39.600 kJ y 1.000 m³ de gas natural equivalen a 900 kg de petróleo.

2.10.2. Prueba objetiva

1. Señalar la respuesta incorrecta:
 - A) De la energía solar que incide sobre la Tierra el 70% se refleja al espacio y no llega a la superficie terrestre.
 - B) La única energía solar incidente que queda retenida en la Tierra temporalmente es la que alimenta los mecanismos de fotosíntesis.
 - C) Una parte de la energía solar, aproximadamente un 0,18%, origina los vientos.
 - D) Aproximadamente el 20% de la energía solar incidente sobre la Tierra alimenta el ciclo hidrológico.
2. ¿Cuál de las siguientes fuentes energéticas no tiene origen solar?
 - A) Energía del petróleo.
 - B) Energía de la biomasa.
 - C) Energía nuclear.
 - D) Energía hidráulica.
3. ¿Cuál de las siguientes respuestas es correcta?
 - A) La energía maremotriz es consecuencia del movimiento de agua de los océanos debido al viento.
 - B) La energía del oleaje es consecuencia de la interacción gravitatoria Tierra-Luna-Sol.
 - C) En conjunto, el potencial energético del flujo geotérmico de la Tierra se estima en unos 30 TW.
 - D) En perforaciones efectuadas sobre campos semitérmicos, el agua caliente o el vapor se emplean para mover turbinas de vapor y producir electricidad.
4. ¿Cuál de las siguientes respuestas es correcta?
 - A) La energía hidráulica constituye una de las energías renovables más importantes del planeta. En teoría, el potencial de energía hidráulica aprovechable en toda la Tierra se estima entre 20 y 30 TW.
 - B) En conjunto, la energía recuperable de la biomasa en el mundo se estima en 450 TWh año.
 - C) El potencial energético del oleaje varía mucho de un punto a otro de los mares y de una estación del año a otra. Como promedio y en zonas libres del Atlántico, Pacífico e Índico, pueden alcanzarse los 800-900 kW por metro de frente de ola.
 - D) La energía eólica almacenada en los vientos en todo el mundo se estima entre 5.000 y 10.000 TWh • año, de los cuales entre un 10% y un 20% serían recuperables.

5. ¿Cuál de las siguientes respuestas es incorrecta?
- A) Con independencia de los costes de extracción, las mayores reservas de uranio natural se encuentran en Australia, seguida de Kazakhsan, Suráfrica, Namibia, Brasil, Estados Unidos, Canada, Sudáfrica, etc.
 - B) Japón carece absolutamente de recursos petrolíferos.
 - C) En la actualidad, las mayores reservas de carbón se encuentran en el área de Asia-Oceanía, seguida por América del Norte, la antigua URSS y Europa.
 - D) Los recursos geotérmicos más importantes se encuentran en China, seguida de Filipinas, Nueva Zelanda, México, Japón y, en último lugar, los Estados Unidos de América.
6. ¿Cómo es posible que la energía gravitatoria del Universo sea aún predominante tras 10.000 millones de años de evolución cósmica? ¿Por qué no se ha producido un *colapso gravitacional*? Ello ocurre por la existencia de una serie de *retardos* en este proceso natural. Indicar cuál de las afirmaciones siguientes se corresponde en modo correcto con uno de esos retardos:
- A) El enorme tamaño del Universo, su alta densidad.
 - B) Debido al giro de los astros y de las galaxias, a su pequeña energía cinética.
 - C) La combustión del H_2 para formar Helio.
 - D) El rápido transporte de energía (por conducción) desde el interior caliente de la Tierra o el Sol, hasta su superficie.
7. ¿Cuál de las siguientes respuestas es correcta?
- A) Para producir 1 GWh/año se precisan 30 Tn U^{235} .
 - B) 1 Tn $U^{235} = 1.000$ Tn petróleo.
 - C) 1.000 Tn petróleo = 20.000 Tn carbón.
 - D) 1 Tn $U^{235} = 2.500$ Tn carbón.
8. ¿Cuál de las siguientes respuestas es correcta?
- A) La energía total que llega a la Tierra procedente del Sol es de 1.559 TWh · año, de las cuales, alrededor de un 1% podrían ser utilizables.
 - B) La potencia solar aprovechable en la Tierra supera los 1.000 TW. En teoría, si todos los tejados de las viviendas en España se utilizasen para captar la energía del sol, se alcanzarían los 180 TWh, superior al consumo total en todas ellas.
 - C) La energía total que llega a la Tierra procedente del Sol es de 1.559.280 TWh · año, de las cuales, alrededor de un 8% podrían ser utilizables.
 - D) La potencia solar aprovechable en la Tierra supera los 150.000 TW. En teoría, si todos los tejados de las viviendas en España se utilizasen para captar la energía del sol, se alcanzarían los 18.000 TWh, superior al consumo total en todas ellas.
9. ¿Cuál de las siguientes respuestas es correcta?
- A) La energía eólica almacenada en los vientos en todo el mundo se estima entre 2.500 y 5.000 TWh · año, de los cuales entre un 1% y un 2% serían recuperables.
 - B) La energía eólica se distribuye uniformemente sobre el planeta, y se mantiene constante a lo largo de todo el año. Por las características de esta energía, la producción y el consumo son prácticamente idénticos. Toda la energía eléctrica producida en los aerogeneradores se inyecta en la red.

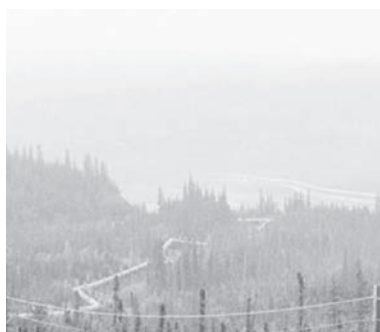
- C) En todo el mundo hay instalados más de 11.000 GW, con un elevado crecimiento anual. (Fuente: *Global Wind Energy Outlook*, 2007).
 - D) Destaca Alemania 1857,43 GW, seguida de Estados Unidos y España.
- 10.** ¿Cuál de las siguientes respuestas es correcta?
- A) En todo el mundo hay instalada una potencia hidroeléctrica de 650 TW.
 - B) La producción hidroeléctrica mundial alcanzó las $709,2 \cdot 10^9$ Tep en 2007.
 - C) En España la producción de elevó, en el año 2007, a $7,4 \cdot 10^6$ Tep.
 - D) Europa prácticamente ha llegado al límite de la explotación hidroeléctrica, mientras que Asia y, sobre todo, África apenas alcanzan el 50% de sus posibilidades.

Las respuestas al final del libro.

3

Aspectos básicos generales sobre las tecnologías para explotación de la energía

- 3.1.** Introducción y orientaciones para el estudio
- 3.2.** Objetivos
- 3.3.** El proceso general de explotación de las fuentes energéticas: energía primaria y energía disponible
- 3.4.** Transformación de una energía no renovable en energía primaria: el caso del petróleo
- 3.5.** Transformaciones de la energía primaria
 - 3.5.1. Caldera de vapor
 - 3.5.2. Motor de combustión interna (alternativo)
 - 3.5.3. Turbina de vapor
 - 3.5.4. Intercambiadores de calor
 - 3.5.5. Turbina de gas
 - 3.5.6. Turbina hidráulica
 - 3.5.7. Turbina eólica
 - 3.5.8. Pila de combustible
 - 3.5.9. Generador/motor eléctrico
 - 3.5.10. Transformador eléctrico
- 3.6.** Transporte de la energía. Vectores energéticos
- 3.7.** Las centrales energéticas
- 3.8.** Aspectos técnicos del binomio producción-demanda
- 3.9.** El almacenamiento de la energía
- 3.10.** El rendimiento de las transformaciones energéticas
- 3.11.** Tecnologías híbridas
 - 3.11.1. Plantas de ciclo combinado
 - 3.11.2. Plantas de cogeneración
 - 3.11.3. Centrales con almacenamiento de energía
- 3.12.** Conclusiones
- 3.13.** Bibliografía
- 3.14.** Evaluación
 - 3.14.1. Ejercicios teóricos
 - 3.14.2. Prueba objetiva



3.1. Introducción y orientaciones para el estudio

En este tema se realiza un amplio repaso sobre los diferentes sistemas empleados para lograr las transformaciones energéticas que convierten las energías primarias en energía final, incluyendo los rendimientos asociados a las mismas.

También se analiza el binomio producción-demanda, clave para entender las limitaciones en el uso masivo de las energías renovables, incluyendo algunas ideas sobre sistemas de almacenamiento de energía.

3.2. Objetivos

Al término del estudio de este tema los alumnos deberían:

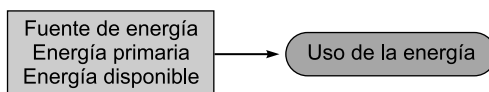
- Conocer el proceso general de explotación de una fuente energética, y en particular el del petróleo a título de ejemplo.
- Distinguir entre energía primaria, energía disponible y energía final.

3.3. El proceso general de explotación de las fuentes energéticas: energía primaria y energía disponible

El paso de la fuente de energía tal como se encuentra en la naturaleza a energía primaria, y de esta a energía disponible, involucra una serie de pasos que se han resumido en el cuadro adjunto (Figura 3.1).

La primera transformación es necesaria para las fuentes de energías no renovables (petróleo, gas natural, carbón, uranio), que en la mayoría de los casos no pueden ser utilizadas tal como salen de la mina o del pozo. La transformación primaria permite su uso en una central, donde se ejecuta una segunda transformación (por ejemplo, el petróleo refinado y convertido en fueloil, se convierte en una segunda transformación en electricidad).

Aplicación directa:



Aplicación indirecta:

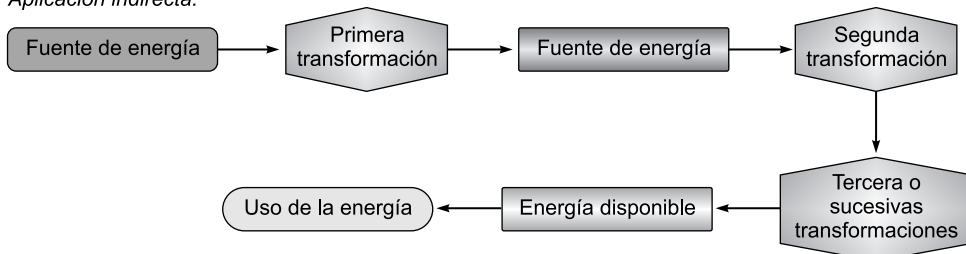


Figura 3.1. Pasos de transformación energética.

Una tercera transformación puede consistir en elevar la tensión de la corriente eléctrica producida para transportarla a larga distancia, y luego volver a bajar la tensión, para ponerla en disposición del usuario final (convertida, finalmente, en luz, calor, refrigeración, accionamiento de maquinaria, etc.).

En lenguaje técnico, se consideran dos tipos de energías, según cual sea el usuario o receptor de la misma.

Así, se tienen:

Energía primaria, es la que se encuentra lista para ser usada en una central, tales como el carbón, petróleo, gas, nuclear, renovables (en origen).

Energía disponible, es aquella que se encuentra a disposición del usuario final (sea una vivienda, una fábrica o un avión) y que pueden ser: sólida (carbón, madera), líquida (petróleo, biocombustibles), gaseosa (gas combustible, aire comprimido), electricidad, calor (calefacción central).

3.4. Transformación de una energía no renovable en energía primaria: el caso del petróleo

La primera etapa en la explotación del petróleo es la **prospección**, o búsqueda de nuevos yacimientos. Con este fin, se realizan estudios geológicos y geofísicos.

En los estudios geológicos se realizan estudios superficiales del terreno, utilizando fotografías aéreas, imágenes de satélites e inspecciones oculares directas.

Para los estudios geofísicos se utilizan diversos métodos y equipos, siendo los más importantes los gravimétricos, los magnéticos y los sísmicos. En todos ellos se busca la presencia en el subsuelo de rocas porosas o poco densas, que pudieran contener petróleo, empapado en su interior.

Estos métodos también se aplican para la búsqueda de yacimientos en el fondo del mar.

La técnica más empleada es la **sísmica de reflexión** que se basa en las modificaciones que sufre una onda que viaja por el interior de la corteza terrestre al atravesar capas de materiales discontinuas o de diferente composición (porosidad, materiales, etc.).

Como se ve en la Figura 3.2, la onda provocada (en la superficie o en un pozo efectuado en el interior de la tierra) termina por reflejarse en la superficie. La onda emisora y la reflejada se comparan, y así puede obtenerse un **perfil sísmico** del subsuelo.

La experiencia acumulada y el uso de potentes simuladores, en 2D y 3D, han dado un gran impulso a esta técnica.

En el caso de exploraciones en tierra firme, la onda inicial puede originarse por una fuente explosiva, impulsiva (caída de martillo pilón, maza, etc.) o vibratoria (excitador de vibraciones).

En exploraciones *off-shore*, en los fondos oceánicos, las herramientas pueden ser explosivas, implosivas, no explosivas de efecto burbuja o impulsivas sin burbuja.

En este caso, las ondas reflejadas se recogen en la superficie del mar mediante unos geófonos (hidrófonos que convierten los desplazamientos mecánicos de la superficie en impulsos eléctricos).

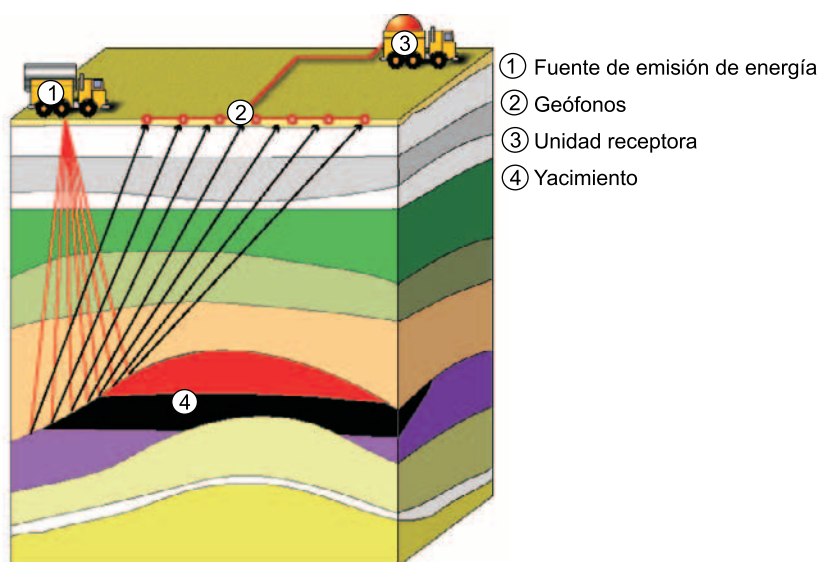


Figura 3.2. Sísmica de reflexión.

Una vez localizadas las zonas propicias se procede a efectuar sondeos de exploración (*wildcats*), tendentes a determinar la presencia de petróleo, la de agua, los tipos de rocas del subsuelo, la radiactividad en el mismo (indicadora de la arcillosidad), la porosidad y permeabilidad, registro de perfiles eléctricos (conductividad eléctrica), etc.

Esta etapa culmina con la realización de otra serie de sondeos para determinar el potencial del yacimiento: presión, composición y temperatura del petróleo, permeabilidad, índice de productividad, volumen de petróleo extraíble, ubicación de la bolsa en el subsuelo, límites, etc.

Normalmente, no más de una de cada 50 perforaciones resulta satisfactoria.

La segunda etapa es la perforación de los pozos de petróleo, que puede hacerse por diversos procedimientos, dependiendo de la naturaleza del yacimiento y de su ubicación terrestre o marítima.

Para la perforación se usa una herramienta con dientes de diamante que gira cortando el terreno accionada por un varillaje hueco desde la superficie a la vez que se va haciendo penetrar en el mismo (Figura 3.3).

Para la extracción de los ripios o detritus se emplea el **lodo circulante**, que se bombea a elevada presión desde la superficie por el interior del varillaje y sale de nuevo al exterior, con los residuos, por el hueco que queda entre el varillaje y el agujero perforado (el diámetro de la cabeza cortadora es mayor que el del varillaje).

El sistema de rotación consta de un motor de corriente continua (entre 500 y 3.000 CV) que transmite el giro a la denominada **mesa de rotación**, y de ésta, mediante una varilla de sección cuadrada o hexagonal (*Kelly*), que encaja en la mesa de rotación, Figura 3.4, al resto del varillaje (que como se dijo anteriormente son, en realidad, tubos huecos).

Cuando la herramienta de corte ha descendido la longitud de una varilla se para la rotación, se le empalma una nueva varilla y se conecta ésta al tramo de sección cuadrada, para que quede lista para una nueva rotación y descenso.

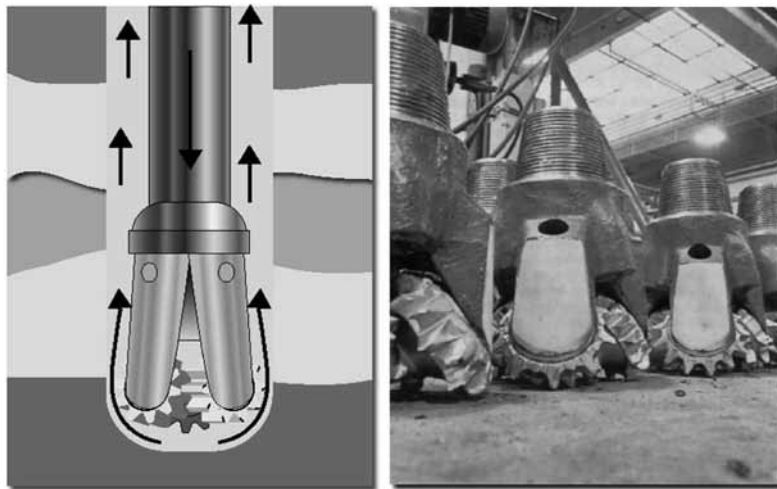


Figura 3.3. Brocas de perforación.

El conjunto de la herramienta de corte, el **lastrabarrenas** (*drill collar*) que aporta el peso sobre la herramienta de corte, el varillaje ligero (*drill pipe*), y la varilla cuadrada insertada en la mesa, se denomina **sarta de perforación**.

Para la subida y bajada de la sarta de perforación, el añadido de nuevas varillas, la entubación del pozo, etc., se usa el **sistema de elevación**.

Éste está constituido por una torre (Figura 3.5) o mástil, cuya altura depende de que se diseñe para una, dos o tres varillas (en el caso de *triples*, puede alcanzar los 30 metros).



Figura 3.4. Mesa de perforación.

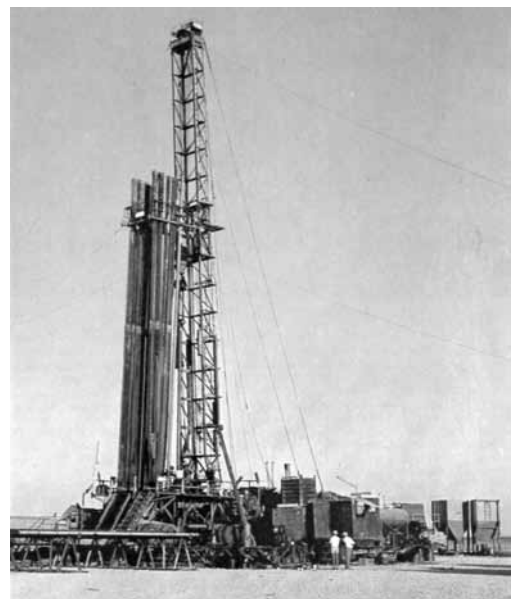


Figura 3.5. Torre de perforación.

La torre tiene poleas fijas y móviles para el izado de las varillas, cabrestantes y otros mecanismos para la conexión y desconexión de las varillas con rapidez y seguridad.

Una parte importante del equipo de extracción es el **sistema de lodos**. El lodo es un fluido a base de agua o aceite, a los que se le añaden aditivos para mejorar ciertas propiedades, como la densidad, viscosidad, filtrado, pH, etc. Y cuya composición depende del tipo de detritos a extraer. Sus funciones son las de refrigerar la herramienta de corte, lubricarla, refrigerar todo el varillaje y transportar los ripios hasta la superficie).

El sistema de lodos está compuesto por las bolsas (de lodos limpios y sucios) provistas de agitadores para mantenerlos homogéneos; las mesas vibratorias y los ciclones, para separar los ripios y recuperar los lodos; el sistema de bombeo y la cabeza inyectora, encargada de introducir el lodo por la parte interna del varillaje (Figura 3.6).

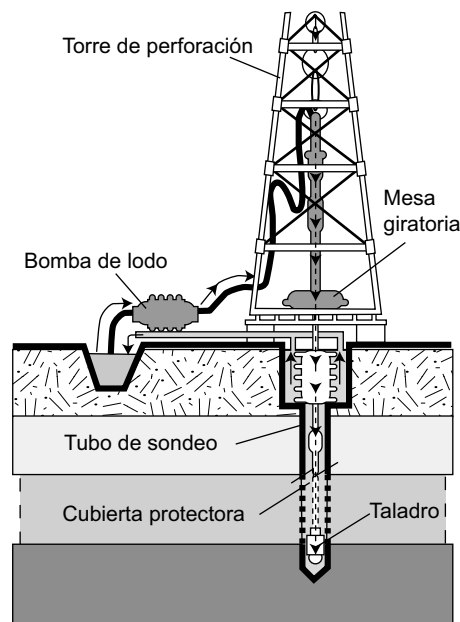


Figura 3.6. Bombeo de lodos.

Dependiendo del tipo de terreno, muchas veces, se hace preciso entubar y cementar el pozo (para evitar derrumbes y obturaciones del mismo).

Para ello, una vez se ha perforado un tramo es preciso colocar una tubería de protección o revestimiento (*casing*), que luego se cimenta, por su parte exterior (inyectando una lechada de cemento entre esta y la roca).

Una vez que el pozo está en situación segura, se continúa la perforación con un diamante menor (Figura 3.7).

El último componente del sistema de perforación es el **preventor de erupciones** (*Blow Out Preventor-BOP*), compuesto por un antepozo cúbico de $2 \times 2 \times 2$ metros dotado de un sistema de válvulas que evita la salida incontrolada y a presión del gas, en el transcurso de la perforación.

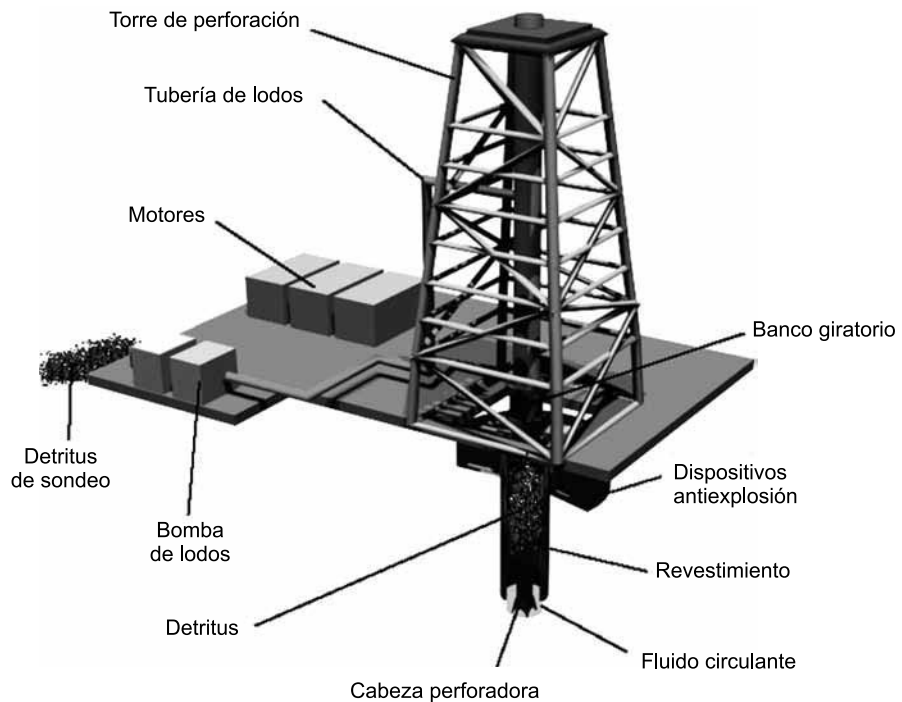


Figura 3.7. Esquema básico del sistema de perforación.

En el caso de explotación en el mar (*off shore*), se emplean plataformas, que pueden ser fijas o móviles (Figura 3.8).

Las plataformas móviles se emplean principalmente en labores de explotación. Las hay de cuatro tipos:

- Barcasas de fondo plano, que una vez colocadas en el sitio de la exploración se asientan sobre el fondo, lastrándolas (*Barge*).

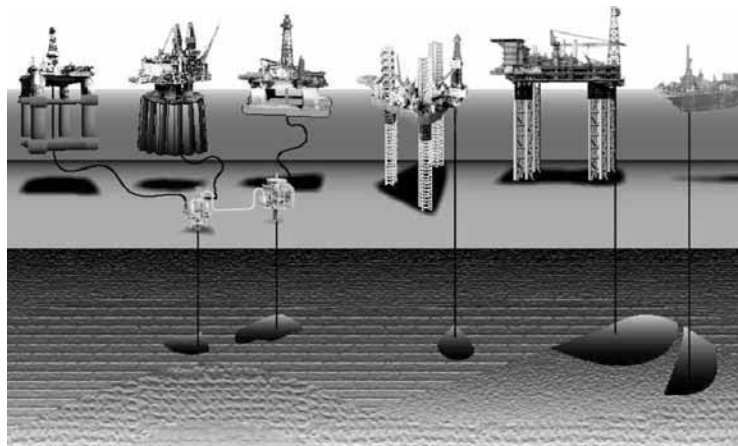


Figura 3.8. Sistemas de perforación en el mar.

- Plataforma de casco flotante con patas telescópicas, que se apoyan firmemente en el fondo, y luego el casco se levanta hasta 20 metros por encima del nivel del mar (*Jack-up*). Se usan para profundidades menores de 100 metros.
- Plataformas semisumergibles, con una doble estructura. En la parte superior está la zona de trabajo y habitable, mientras que la inferior permite el llenado y vaciado de agua del mar. Al llegar al punto de trabajo se rellena con agua la parte inferior, hasta que la plataforma queda semisumergida (libre del oleaje) y luego se ancla al fondo marino (o se mantiene en posición por hélices accionadas por motores controlados por un ordenador). Se utilizan en profundidades de hasta 300 metros.
- Barcos de perforación (*drill-ships*), que son barcos modificados sobre los que se instalan equipos de perforación. Se utilizan en todo tipo de profundidades (de hasta 1.000 metros de columna de agua), y pueden anclarse o mantenerse en posición mediante hélices (posicionamiento dinámico).

Las plataformas fijas se emplean en la fase de explotación del yacimiento, y se construyen a medida de cada uno. Contienen todos los elementos de las instalaciones fijas, más la central energética, depósitos de varillas, talleres de mantenimiento e instalaciones para el personal.

Estas plataformas fijas se emplean en profundidades de hasta 300 metros. En profundidades mayores se emplean barcos adaptados denominados EPSO (producción, almacenamiento y descarga flotante), estructuras similares a boyas con un extremo muy largo, ancladas al fondo, denominadas *spar*, o plataformas denominadas *tensión-leg* o *template*.

La tercera etapa es la extracción, que se efectúa por diversos procedimientos y tecnologías, dependiendo de la naturaleza del yacimiento y su ubicación en tierra o en el mar.

Según el tipo de yacimiento, la extracción puede ser **primaria**, en la que la propia presión del gas sobre el crudo hace que éste salga por la perforación efectuada; la extracción **secundaria**, inyectando agua, gas u otros líquidos para obligar a salir al crudo; la extracción **terciaria**, utilizando sistemas de bombeo mecánico (Figura 3.9).

La cuarta etapa es la de tratamiento primario del crudo que se somete a un proceso de **estabilización**, mediante el cual se separan el agua de mar y los sólidos en suspensión.



Figura 3.9. Bomba de extracción de petróleo.

La quinta etapa es el transporte del crudo hasta la refinería (que puede encontrarse a grandes distancias del pozo).

El transporte a gran escala se realiza por medio de oleoductos o por medio de buques, denominados petroleros (Figura 3.10).

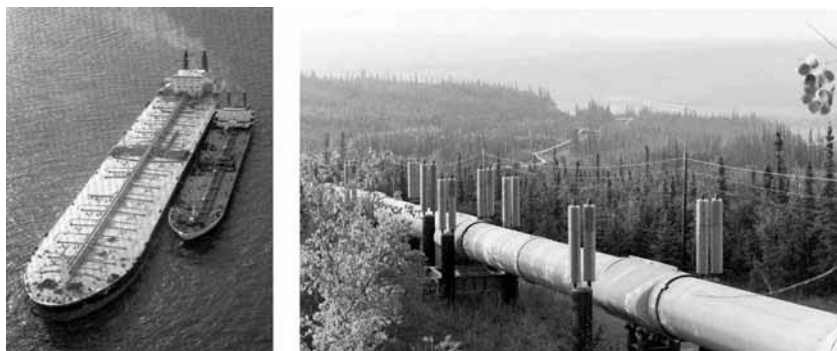


Figura 3.10. Petroleros y oleoducto.

Existen oleoductos con tuberías de 1,25 m de diámetro y longitudes de varios miles de kilómetros, con sucesivas estaciones de bombeo intermedias, así como petroleros de más de 200.000 Tn de carga.

El petróleo se bombea desde la estación de cabecera y se impulsa de nuevo desde estaciones intermedias. Los oleoductos se calculan para resistir la corrosión (interna y externa), la erosión interna, las acciones mecánicas externas (golpes, etc.), la fatiga, la presión, tensiones térmicas, etc.

Tanto los oleoductos, como los petroleros, descargan el crudo en grandes depósitos a pie de refinería.

La sexta etapa en el proceso de la explotación del petróleo como fuente de energía es el refinado del mismo, es decir, la separación de sus diferentes componentes.

Se recuerda aquí que el petróleo es una mezcla de centenares de hidrocarburos, cuya estructura va desde la más sencilla, el metano $\text{—CH}_4\text{—}$ hasta los pesados y complejos asfaltos. A su vez, y según la tipología del hidrocarburo más abundante, pueden ser de **base ben-cénica**, de **base parafínica**, etc.

En cualquier caso, en la composición de todos los hidrocarburos se encuentra un 85% de carbono, un 12% de hidrógeno y un 3% de azufre, nitrógeno y oxígeno.

Con el refinamiento del petróleo se persiguen cuatro objetivos: su fraccionamiento (separación de los distintos componentes) mediante un proceso de destilación; la conversión de las fracciones más pesadas, de menor demanda en el mercado, en otras más ligeras, mediante un proceso denominado **craqueo**; la mejora de la calidad de los productos mediante un refinado final; la elevación de la calidad de las gasolinas por **reformado**.

La principal operación que se lleva a cabo en una refinería (Figura 3.11) es la **destilación fraccionada**, que se lleva a cabo en un proceso continuo.



Figura 3.11. Cosmos.

El petróleo crudo se calienta (Figura 3.12) haciéndolo pasar por un alambique colocado en un horno caldeado quemando gas o petróleo. De aquí se bombea a la torre de fraccionamiento o burbujeo, compuesta por diferentes bandejas, a distintas alturas (pero que no abarcan toda la sección de la torre) donde se produce una separación natural de los componentes de acuerdo a sus puntos de ebullición.

Los componentes de puntos de ebullición más bajos se convierten en vapor y van atravesando las sucesivas bandejas de la torre, al tiempo que se van enfriando.

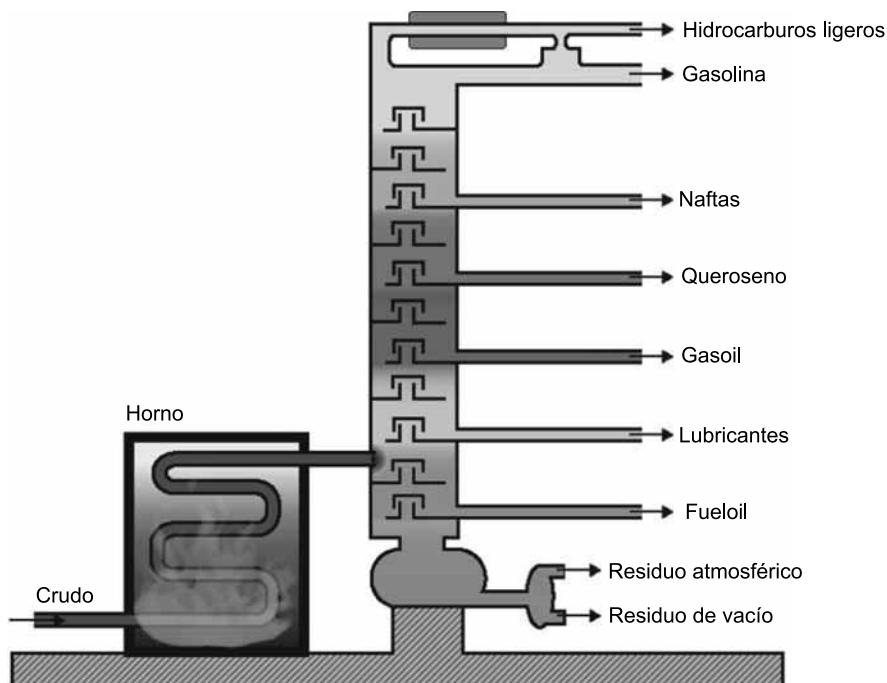


Figura 3.12. Obtención de fracciones combustibles.

Cuando la temperatura llega a un nivel se produce su condensación, quedando el líquido retenido en la correspondiente bandeja. De esta manera se encontrarán en la parte alta las fracciones más ligeras, de bajo punto de ebullición y en la parte inferior las más pesadas, de alto punto de ebullición.

Por los laterales de la torre se van extrayendo los hidrocarburos condensados en cada bandeja, de manera que la torre de fraccionamiento trabaja en modo continuo.

De forma muy aproximada, los productos del fraccionamiento pueden agruparse en cuatro categorías:

Destilados ligeros (gasolina para automóviles, queroseno y otros, que no suponen más del 25% del total); destilados intermedios (aceites ligeros, gasoil y otros); destilados pesados (aceites lubricantes, ceras parafínicas, etc.) y residuos pesados (aceites lubricantes muy viscosos, fuelóleo, vaselinas, asfaltos, etc.).

En la Tabla 3.1 se muestran los rangos de ebullición, el número de átomos de la cadena y alguno de los componentes más relevantes. Todas estas fracciones pasan por un proceso de refinado, destilación y separación, para proporcionar los productos comerciales más demandados.

Así, por ejemplo, los destilados ligeros vuelven a fraccionarse por destilación a vapor y se someten a una neutralización, entre otras operaciones.

De todos estos procesos, el más importante es el craqueo que consiste en romper las moléculas más pesadas (naftas y otras) para obtener otras más ligeras (gasolina). El proceso contrario se denomina **polimerización**.

El craqueo consiste en el calentamiento del hidrocarburo (a 900 °C) en presencia de un catalizador fluidizado (silicato de aluminio pulverizado que flota sobre la corriente de vapor).

TABLA 3.1 Componentes relevantes del petróleo.

% Salida	Rango de ebullición (°C)	Átomos de C	Productos
2	< 30	1 a 5	Hidrocarburos ligeros
10 a 20	30-200	5 a 12	Gasolinas, naftas
5 a 20	200-300	12 a 15	Queroseno
10 a 40	300-400	15 a 25	Gasoil
Residuo	400 +	25 +	Lubricantes, alquitrán

La séptima etapa es el traslado de todos estos productos desde los depósitos de la refinería hasta la central de generación eléctrica, operación que se realiza por medio de camiones cisterna, tuberías o barcos petroleros.

3.5. Transformaciones de la energía primaria

En la Figura 3.13 se resumen las transformaciones energéticas (de la energía primaria) más usuales.

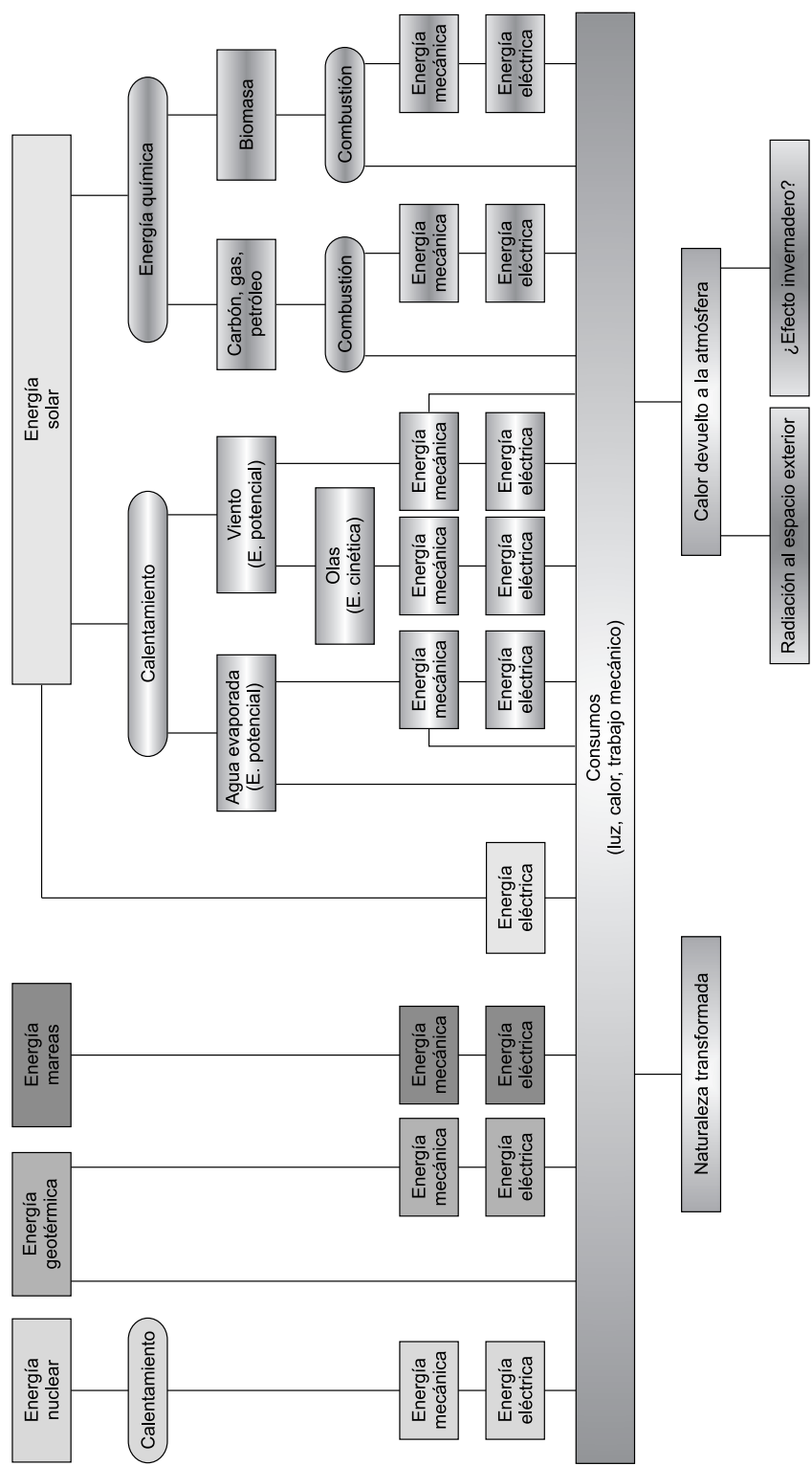


Figura 3.13. Transformaciones energéticas más usuales.

Para la ejecución de todas estas transformaciones se recurre a un conjunto de equipos (Figura 3.14), tales como:

- Energía química a energía térmica.
 - Caldera de vapor o quemador de gas.
- Energía química a energía mecánica.
 - Motor de combustión interna.
 - Turbina de gas.
- Energía térmica a energía mecánica.
 - Turbina de vapor.
 - Máquina de vapor.
- Energía térmica a energía térmica.
 - Intercambiador de calor.
- Energía nuclear a energía térmica.
 - Reactor nuclear.
- Energía mecánica a energía eléctrica.
 - Generador eléctrico (de corriente continua (cc), de corriente alterna (ca), tanto síncrono como asíncrono).
- Energía química a energía eléctrica.
 - Pila convencional.
 - Pila de combustible.

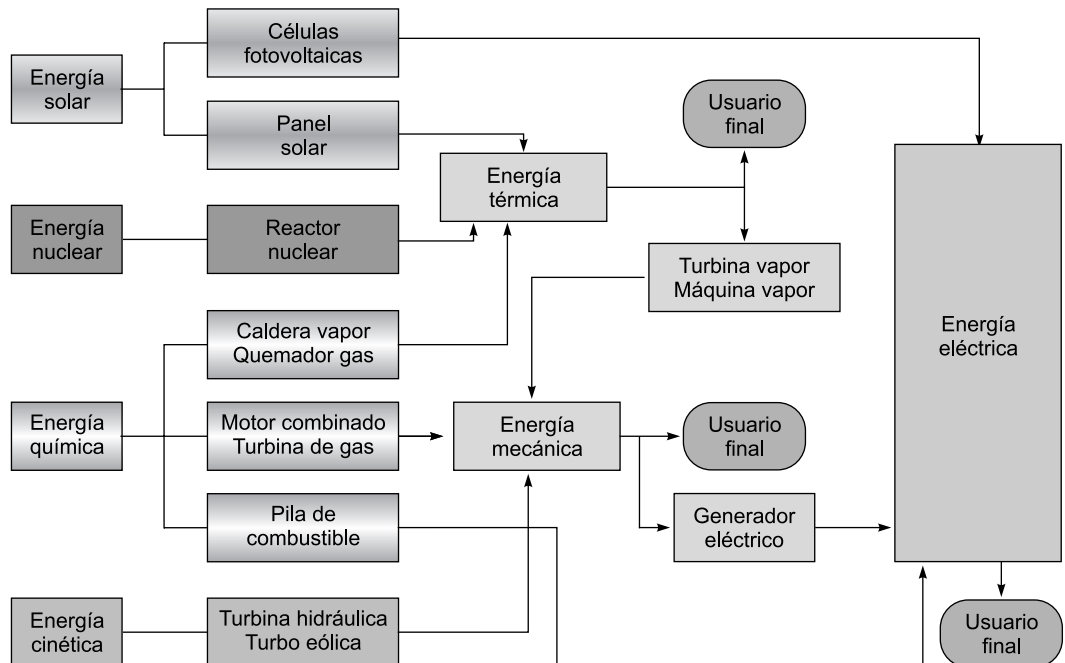


Figura 3.14. Equipos empleados en transformaciones energéticas.

- Energía química a energía luminosa.
 - Lámpara de gas.
- Energía eléctrica a energía luminosa.
 - Lámpara de incandescencia o de fluorescencia.
- Energía eléctrica a energía térmica.
 - Calentador eléctrico.
- Energía eléctrica a energía mecánica.
 - Motor eléctrico (de corriente continua (cc), de corriente alterna (ca), etc.).
- Energía mecánica a energía eléctrica.
 - Generador eléctrico (de corriente continua (cc), de corriente alterna (ca), etc.).
- Energía cinética a energía mecánica.
 - Turbina hidráulica (Kaplan, Francis, Pelton).
 - Turbina eólica (aeromotor de eje horizontal y vertical).
- Energía luminosa a energía térmica.
 - Paneles solares térmicos (diversos tipos).
- Energía luminosa a energía eléctrica.
 - Células solares fotovoltaicas.

3.5.1. Caldera de vapor

Conceptualmente, una caldera de vapor es un sistema que convierte la energía primaria (de petróleo, gas, carbón, etc.) en energía térmica contenida en vapor de agua recalentado y en gases calientes, producidos en la combustión, que se escapan a la atmósfera, (Figura 3.15).

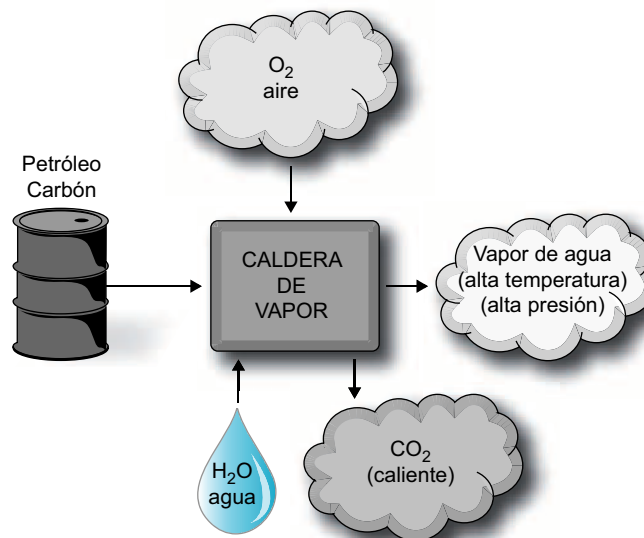


Figura 3.15. Esquema conceptual de una caldera de vapor.

Básicamente, una caldera es un recipiente donde se hace hervir agua al suministrarle calor mediante la combustión de un combustible que puede ser carbón, petróleo, gas, biomasa, etc. (o uranio fisionable, en las centrales nucleares).

En la práctica, una caldera de vapor consta de un contenedor en el interior del cual existe una red de tubos que tamizan las paredes de la caldera en forma de serpentín por donde circula el agua. (Figura 3.16 y Figura 3.17).

Sobre el exterior de los tubos se aplica la llama y el calor del combustible ardiendo. Con ello, el agua se calienta y se convierte en vapor, saliendo éste a alta temperatura (por encima de los 700°C - 1.000°C) y alta presión por la parte superior de los tubos.

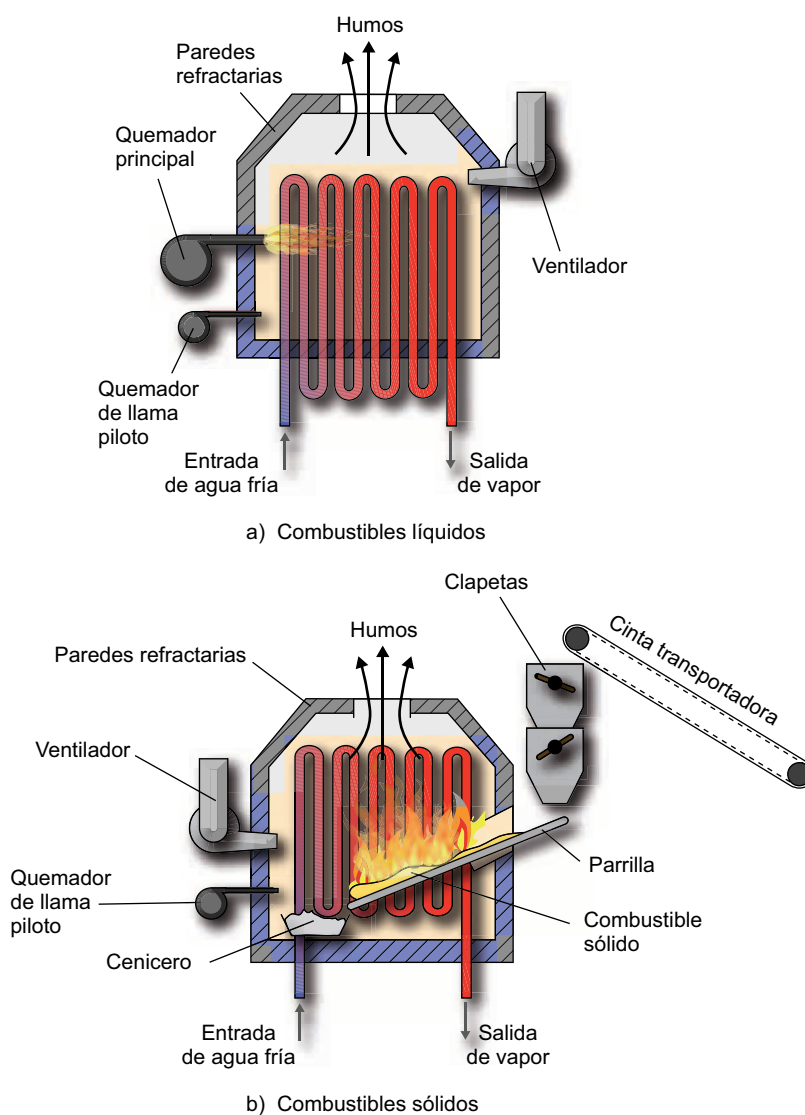


Figura 3.16. Esquemas de calderas. a) Combustibles líquidos, b) sólidos.

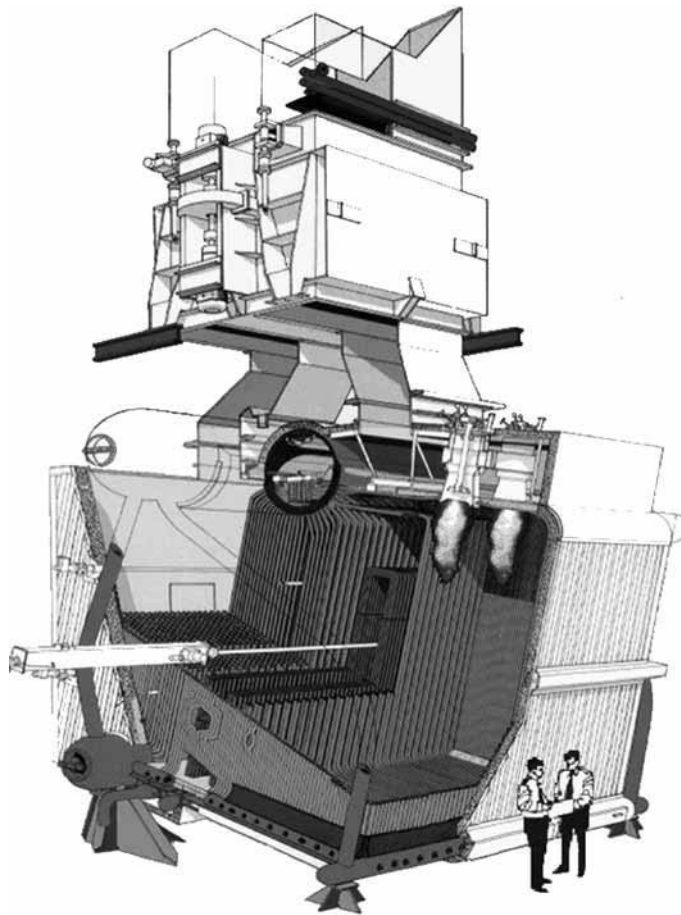


Figura 3.17. Caldera de vapor.

Según el combustible quemado (sólido, líquido o gaseoso), los quemadores (boquillas por donde se inyecta el combustible y se mezcla en el aire exterior que contiene el oxígeno con el que va a reaccionar) adoptan una u otra forma.

La caldera dispone de una chimenea por donde se expulsan al aire los gases producidos en la combustión (estos gases salen a alta temperatura).

Parte de ese calor se emplea para calentar el aire que se introduce en los inyectores, y mejorar así el rendimiento de la caldera.

Por la parte inferior de la caldera se dispone de un recogedor de cenizas.

Así mismo, como con los gases de escape también salen cenizas volátiles, las calderas modernas disponen de un **precipitador**, que son filtros electrostáticos que retienen una buena parte de estas partículas volátiles.

3.5.2. Motor de combustión interna (alternativo)

Conceptualmente, un motor de combustión interna (alternativo) es un sistema que convierte la energía química contenida en un hidrocarburo (petróleo, gas) en energía mecánica

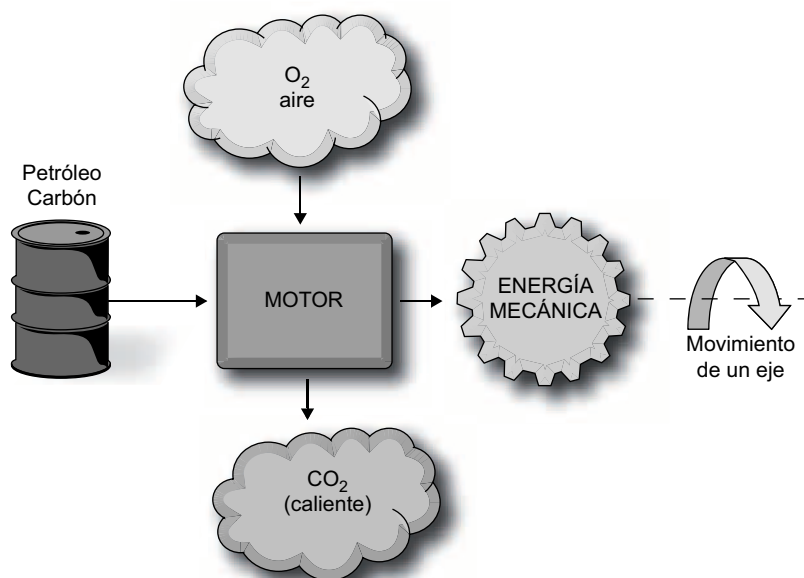


Figura 3.18. Esquema conceptual de un motor de combustión interna.

(giro de un eje con una cierta velocidad y con un cierto par) y una energía térmica de gases residuales de la combustión que escapan a la atmósfera. (Figura 3.18).

Básicamente, un motor de combustión interna alternativo está compuesto por un cilindro, un pistón en su interior, un eje giratorio llamado cigüeñal, y una biela que conecta al pistón con el cigüeñal.

Si se introduce en la cámara de combustión (espacio encerrado entre el pistón y el fondo del cilindro o culata) una mezcla de aire y combustible, y se hace arder cuando el pistón se encuentra en la posición más alta, la fuerte expansión del combustible quemado genera una fuerte presión en el interior de la cámara de combustión, lo cual da lugar a una violenta fuerza sobre el pistón, desplazándolo y arrastrando a la biela y esta al cigüeñal, obligándolo a girar.

En la práctica (Figura 3.19), estos motores tienen una serie de mecanismos adicionales para su correcto funcionamiento, siendo los más importantes las válvulas (que permiten que entren en la cámara de combustión el aire y el combustible y que salgan de ella los gases quemados) y el que provoca el encendido de la mezcla.

Según el sistema de llenado y vaciado, los motores pueden ser de **cuatro tiempos** y de **dos tiempos** y según el sistema de encendido de la mezcla, de **encendido provocado** (por una bujía que hace saltar una chispa) o de **autoencendido** (cuando la mezcla alcanza una cierta presión, y con ella, una alta temperatura, se produce su inflamación espontánea).

El funcionamiento de un motor de cuatro tiempos puede verse en la Figura 3.20.

En el primer tiempo (primer medio giro del cigüeñal), se produce la entrada de aire y combustible en el cilindro. La válvula de admisión (A) está abierta y la de escape (E), cerrada.

Cuando el pistón llega a la parte baja, se cierra la válvula de admisión.

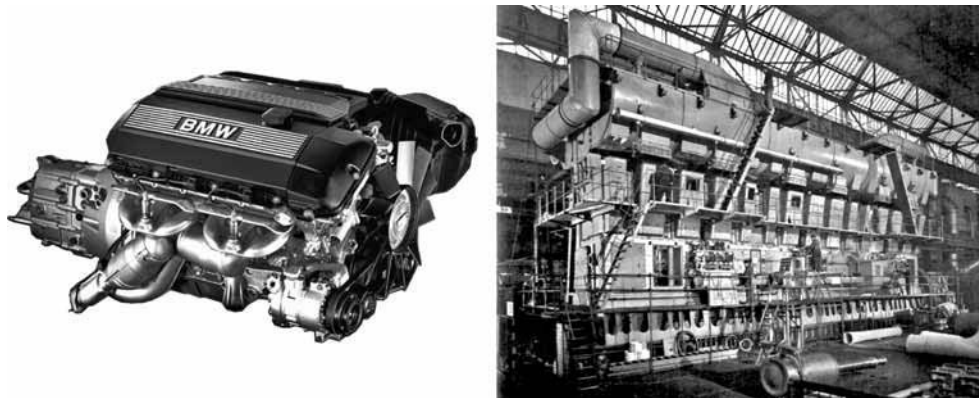


Figura 3.19. Izquierda, motor automóvil. Derecha, motor marino.

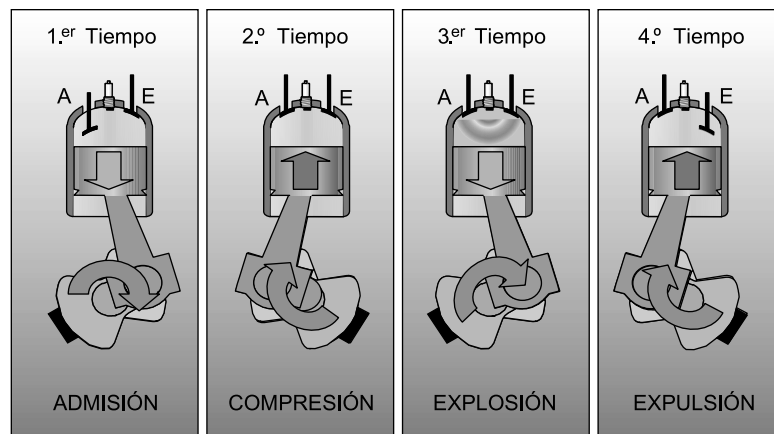


Figura 3.20. Funcionamiento de un motor de 4 tiempos.

En el segundo tiempo (segundo medio giro del cigüeñal), el pistón sube, comprimiendo los gases encerrados entre la parte alta del pistón y el fondo del cilindro (este trabajo de compresión de los gases se efectúa a expensas de la energía cinética acumulada en los elementos móviles del motor, que obviamente disminuirá algo su velocidad).

En esta carrera, las dos válvulas A y E permanecerán cerradas.

El tercer tiempo se inicia cuando el pistón está en la parte superior y la mezcla comprimida. En este momento se produce la ignición y la mezcla arde casi instantáneamente (provocándose una auténtica explosión). La presión en el interior de la cámara aumenta fuertemente y el pistón es impelido a desplazarse hacia abajo, empujando el cigüeñal para que gire. Esta es la única carrera en la que se transfiere energía del combustible al cigüeñal.

Cuando el pistón llega a su posición inferior, en el interior del cilindro se encuentran los gases residuales de la combustión a una cierta presión y elevada temperatura.

En el cuarto y último tiempo se produce la expulsión de estos gases al exterior. Se abre la válvula de escape E y el pistón al subir saca los gases del cilindro.

Al llegar a su parte superior se cierra la válvula de escape y el motor ha completado el cuarto tiempo de su ciclo de trabajo.

Como se ve, estos motores trabajan «a golpes» de forma muy irregular, puesto que la energía del combustible se transforma en energía mecánica en 1/4 de las dos vueltas del cigüeñal.

El funcionamiento de un motor de dos tiempos es más sencillo, y se produce una carrera de trabajo por cada vuelta completa del cigüeñal (Figura 3.21).

Cuando el pistón sube y comprime la mezcla aire-combustible sin quemar (compresión), la lumbrera de admisión queda abierta, y por ella entran nuevos gases al cárter del motor. El propio pistón mantiene taponada la lumbrera de escape.

Cuando el pistón baja, impelido por la explosión de los gases, llega un momento en que deja libre lumbrera de escape, produciéndose el vaciado de la cámara de combustión. Al llegar al final de su carrera descendente se libera el paso de los gases del cárter, que penetran en la cámara de combustión, iniciándose el ciclo.

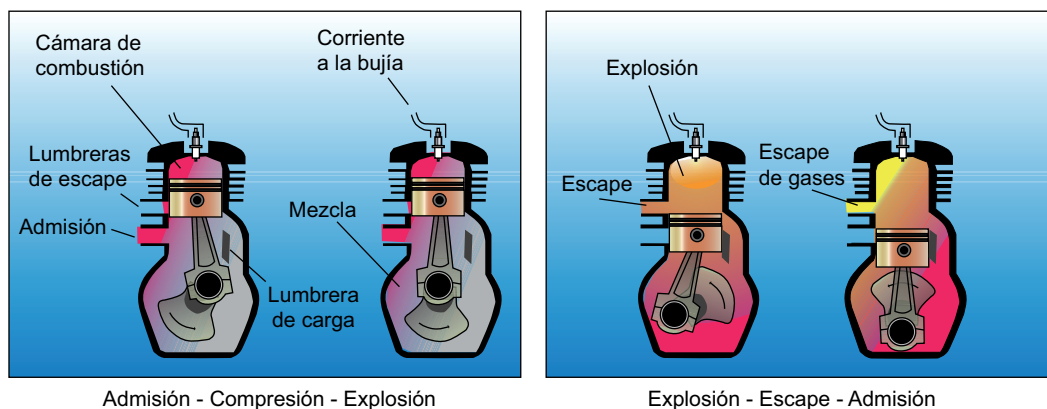


Figura 3.21. Funcionamiento de un motor de 2 tiempos.

3.5.3. Turbina de vapor

Conceptualmente, una turbina de vapor convierte la energía térmica almacenada en el vapor de agua (procedente de una caldera) en energía mecánica (giro del eje de la turbina, con una cierta velocidad y un cierto par) (Figura 3.22).

Básicamente, en una turbina de vapor, la presión del vapor se invierte en incrementar su velocidad (chorro de vapor), y este chorro de vapor se hace incidir sobre los álabes de una turbina, haciendo que ésta gire.

En la práctica, las turbinas de vapor se diseñan para transferir la mayor cantidad posible de la energía del vapor al eje de la turbina, lo cual significa que la presión y temperatura a la salida de la turbina debe ser lo más baja posible (respecto de los valores de entrada) (Figura 3.23).

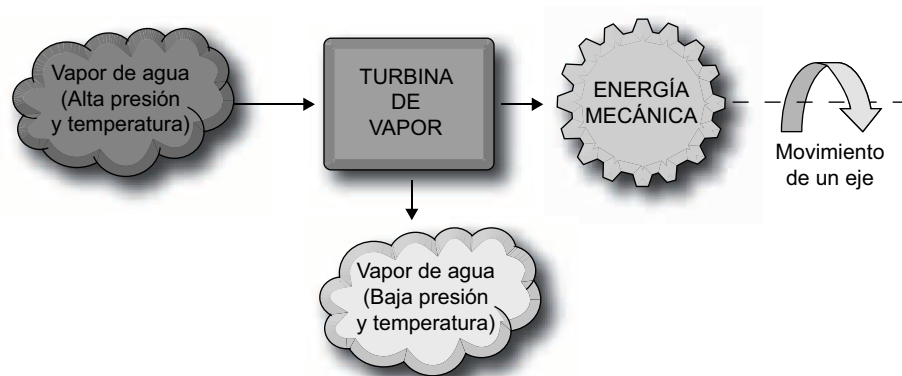


Figura 3.22. Esquema conceptual de una turbina de vapor.

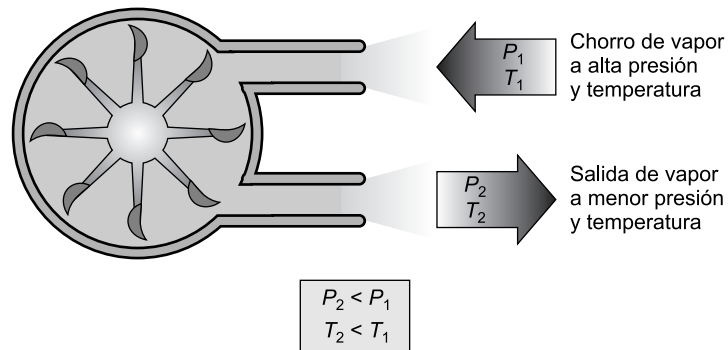


Figura 3.23. Esquema de funcionamiento de una turbina de vapor.

Como es prácticamente imposible transferir toda la energía cinética del vapor a una sola turbina, lo que se hace en la práctica es colocar una serie de éstas (normalmente tres), unidas entre sí (sobre el mismo eje giratorio), como se ve en la Figura 3.24.

El primer cuerpo es el que recibe el vapor a la más alta presión (P_{1e}). Tiene centenares de álabes o paletas de pequeño tamaño. La presión a la salida de este cuerpo ha descendido a P_{1s} .

En el segundo cuerpo entra el vapor a la presión $P_{2e} = P_{1s}$. Es el cuerpo de media presión. Posee también centenares de álabes, pero de mayor tamaño que los de cuerpo anterior. La presión del vapor a la salida ha descendido a P_{2s} .

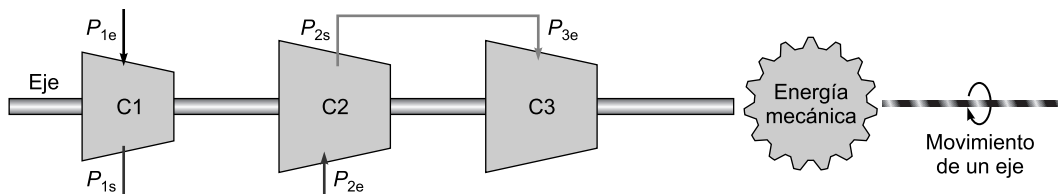


Figura 3.24. Esquema de una turbina de vapor multietapa.

El tercer cuerpo es el de baja presión. Se compone de cientos de álabes (Figura 3.25), pero de tamaño superior a los dos anteriores. La presión entra en $P_{3e} = P_{2s}$ y sale al valor P_{3s} que es la más baja. El salto de presión total ($P_{1e} - P_{3s}$), y el de temperatura, da idea del rendimiento de la transformación.

Desde el punto de vista de la forma y disposición de los álabes, así como de la cámara por donde circula el vapor, las turbinas pueden ser de flujo axial o de flujo radial.

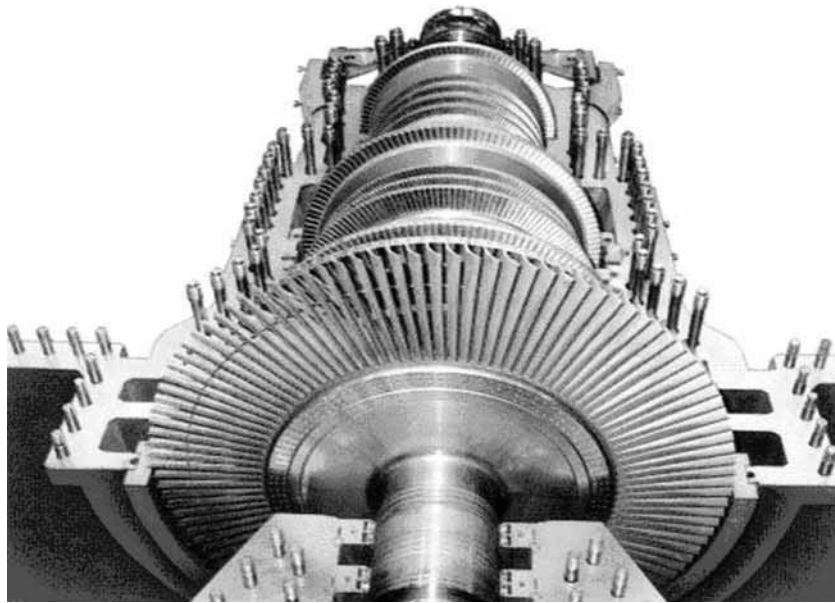


Figura 3.25. Rotor de una turbina de vapor.

3.5.4. Intercambiadores de calor

Los intercambiadores de calor son equipos en los que se consigue trasvasar energía térmica de un fluido a otro.

Básicamente están formados por baterías de placas o de tubos contiguos, por donde circulan los respectivos fluidos, en corrientes paralelas o en contracorriente (Figura 3.26).

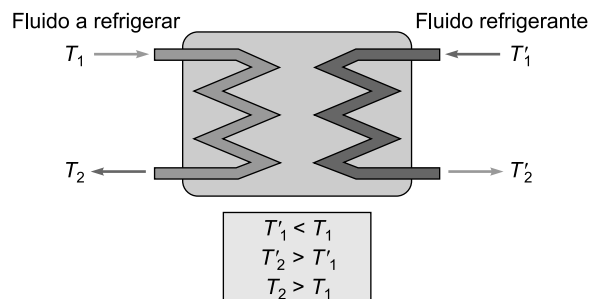


Figura 3.26. Esquema conceptual de un intercambiador de calor.

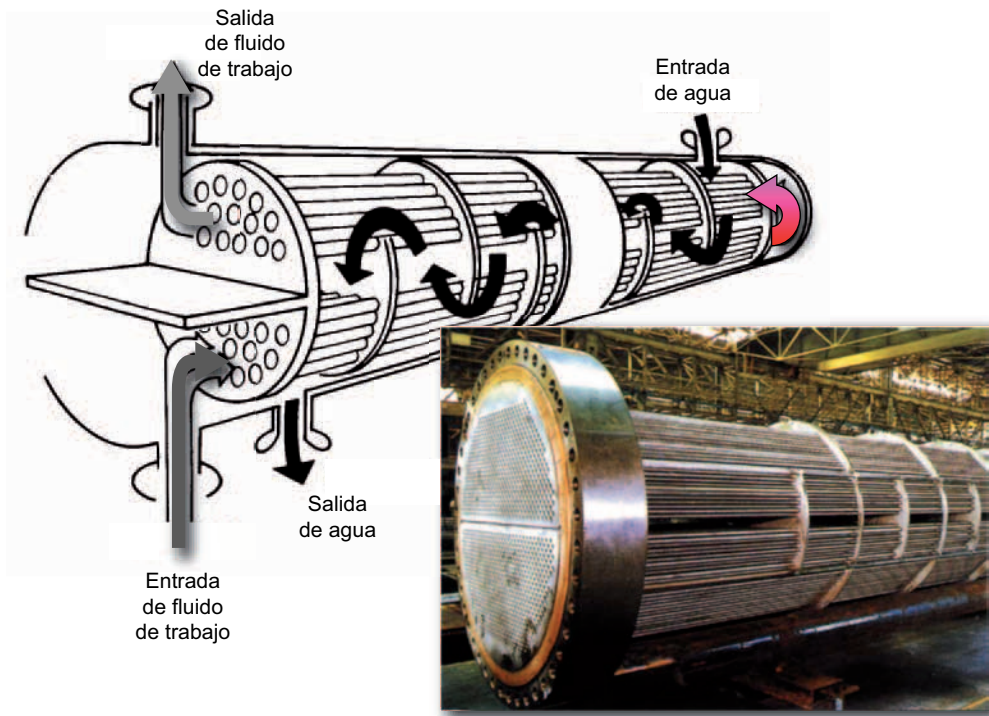


Figura 3.27. Esquema conceptual de un intercambiador de calor.

Según los tipos de fluidos se denominan intercambiadores gas-gas, líquido-líquido, gas-líquido.

Cuando el fluido a enfriar entra en forma de gas y sale en forma de líquido, se denomina **condensador**.

3.5.5. Turbina de gas

Conceptual y básicamente, una turbina de gas es exactamente igual que una turbina de vapor (Figura 3.28).

La única diferencia es que el chorro que impacta contra los álabes es una mezcla de gases resultantes de la combustión del combustible empleado, en lugar de vapor de agua.

En la práctica, sin embargo, existe una diferencia importante, cual es que la turbina de gas posee una cámara de combustión, en la cual se producen los gases residuales, a alta presión y temperatura, que son impulsados contra los álabes.

Además, en la cámara de combustión ha de introducirse un alto caudal de aire, por lo cual también precisa un compresor. En estas turbinas, la presión atmosférica, por sí sola, no podría introducir en la cámara de combustión la gran cantidad de oxígeno que se precisa para quemar grandes volúmenes de combustible, y obtener así grandes potencias.

De acuerdo con lo anterior, los componentes típicos de una turbina de gas son los mostrados en la Figura 3.29. El aire es comprimido en el compresor, a alta presión (lo cual eleva

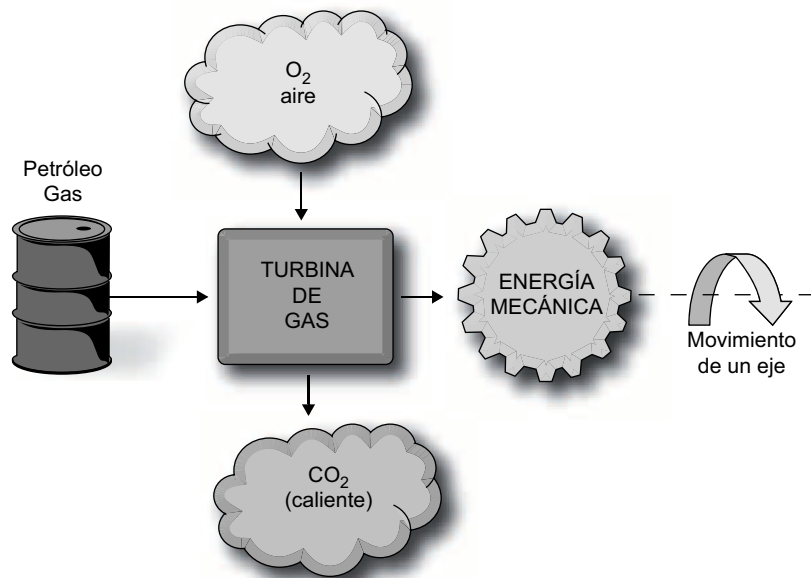


Figura 3.28. Esquema conceptual de una turbina de gas.

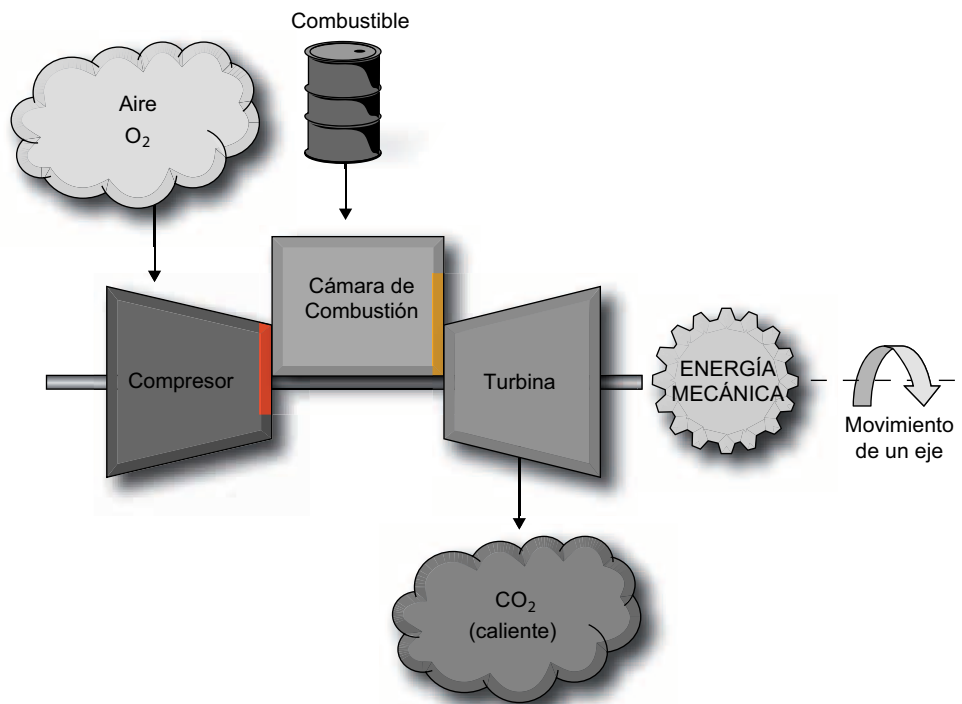


Figura 3.29. Componentes típicos de una turbina de gas.

su temperatura) y se envía a la cámara de combustión. En ella se inyecta el combustible (petróleo o gas), que se inflama (sin que suba mucho la presión, puesto que de ahí va directamente unido al de la turbina, haciendo que esta gire). Normalmente, el eje del compresor está directamente unido al de la turbina, de manera que un 50% del trabajo mecánico generado por ésta es absorbido por el compresor.

Si se descuenta la energía perdida en los gases de escape enviados a la atmósfera, la energía mecánica útil que puede obtenerse en la turbina de gas no excede del 30%-40% de la energía química introducida en la misma. Para mejorar el rendimiento del compresor y de la turbina, el primero se compone de múltiples etapas, normalmente entre 10 y 20, y la turbina de 3 y 4 etapas (Figura 3.30).



Figura 3.30. Rotor de una turbina de gas.

La temperatura de entrada de la turbina puede alcanzar los 1.200°C y la de salida los 500°C.

El esquema anterior corresponde a las llamadas turbinas de gas de ciclo abierto, en lo que el aire entra al compresor directamente de la atmósfera.

También existen las turbinas de gas de ciclo cerrado, en las que las cámaras de combustión no forman parte del cuerpo de la propia turbina.

En el conjunto compresor-turbina circula un fluido de trabajo (en circuito cerrado) que es calentado por los gases de combustión en un intercambiador.

El fluido de trabajo se expande y penetra en la turbina, accionándola. El fluido de trabajo sale de la turbina a menor presión y se somete a un enfriamiento (con otro intercambiador) hasta introducirlo en el compresor. En este sistema la turbina y el compresor no tienen por qué estar acoplados (Figura 3.31).

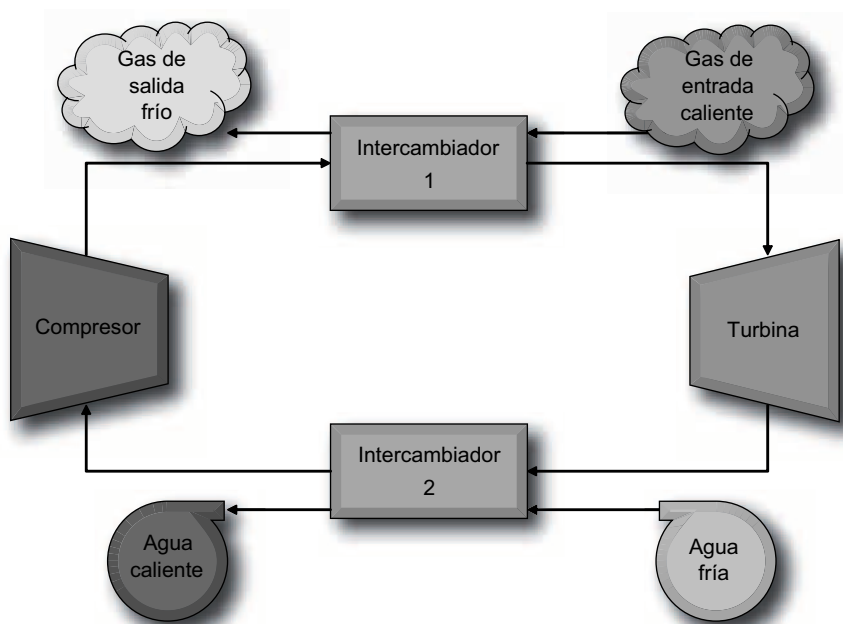


Figura 3.31. Esquema conceptual de una turbina de ciclo cerrado.

3.5.6. Turbina hidráulica

Conceptualmente, una turbina hidráulica es igual a una turbina de vapor solo que en la turbina hidráulica el fluido que transfiere su energía al eje es el agua (Figura 3.32).

En estas turbinas, la energía del agua se encuentra siempre en forma de energía cinética. Ésta es conseguida casi siempre a expensas de «dejar caer» agua de un embalse superior a otro inferior, o del curso alto de un río a otra zona del mismo a más baja cota, a través de un tubo de conducción.

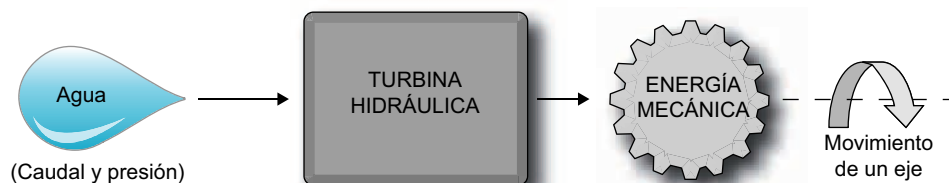


Figura 3.32. Esquema conceptual de una turbina hidráulica.

Según la altura entre ambas cotas, y la cantidad de agua que pasa por la turbina, para una misma potencia mecánica en el eje de la misma pueden tenerse turbinas de medio caudal y poca altura (como puede ser la turbina Francis y la turbina Kaplan) o las de mucha altura y poco caudal (como la turbina Pelton).

En el Capítulo 8 se describen los dos tipos de turbinas hidráulicas que, fundamentalmente, existen desde el punto de vista del aprovechamiento energético del salto de agua: las **turbinas de acción**, que aprovechan únicamente la velocidad del agua incidente para hacerlas girar y las **turbinas de reacción**, que aprovechan la velocidad y la presión del agua.

3.5.7. Turbina eólica

Conceptualmente, una turbina eólica es igual a cualquier otra turbina, solo que aquí el fluido que impacta sobre las palas del elemento giratorio es el aire en movimiento, el viento (Figura 3.33).

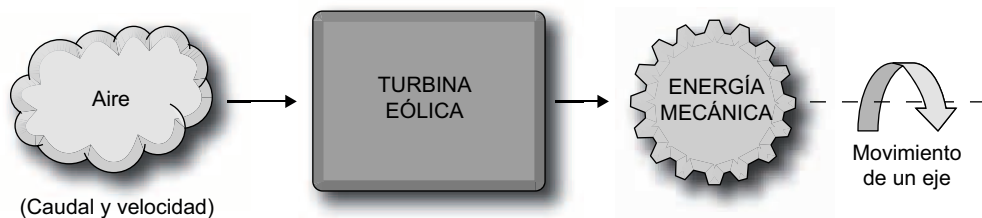


Figura 3.33. Esquema conceptual de una turbina eólica.

En estas turbinas, la energía cinética del viento es transformada en energía mecánica del eje (denominado **buje**), con una cierta velocidad y con un cierto par.

Técnicamente, sin embargo, las turbinas eólicas presentan sustanciales diferencias respecto de las hidráulicas o de vapor. En las turbinas eólicas, el elemento giratorio que capta la energía del viento se denomina **rotor**, y se compone del buje y del eje de entrada unidos rígidamente entre sí, y las **palas**, unidas o caladas en el buje.

Según el número de palas del rotor, las turbinas eólicas (o aeroturbinas) se clasifican en rotores multipala (o rotores lentos), con un número de palas comprendido entre 6 y 24, y en rotores tipo hélice (o rotores rápidos), que pueden ser monopalas, bipalas o tripalas.

En estas máquinas, la potencia de captación es proporcional al cubo de la velocidad del viento y al área barrida (la cual, a su vez, es función del cuadrado del diámetro). Por ello, para captar potencias elevadas se necesitan rotores muy grandes (en la actualidad se fabrican rotores del orden de los 90 m de diámetro, para obtener potencias mecánicas comprendidas entre 4 y 6 MW).

En el Capítulo 7 se describen los diferentes mecanismos que utilizan estas máquinas para su funcionamiento.

3.5.8. Pila de combustible

Conceptualmente, una **pila de combustible** es un dispositivo (electroquímico sin partes mecánicas móviles) que transforma directamente la energía química de combustibles fósiles

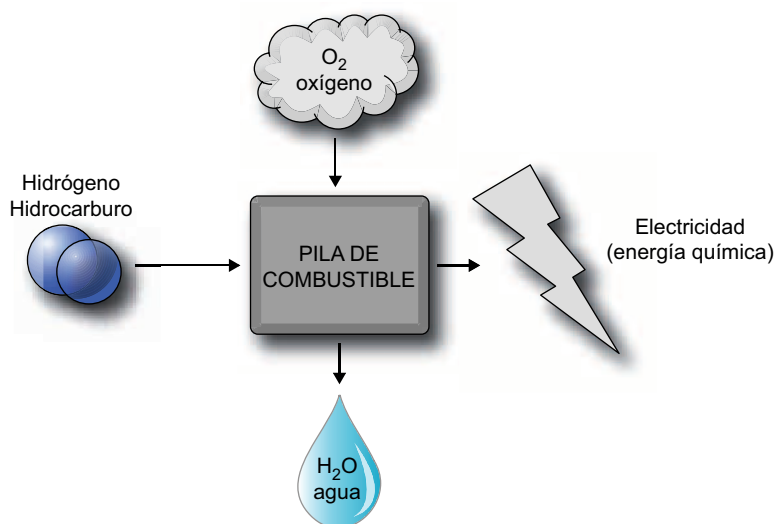


Figura 3.34. Esquema conceptual de una pila de combustible.

gaseosos (gas natural o gases obtenidos artificialmente), o del hidrógeno puro, en energía eléctrica (y en calor) (Figura 3.34).

Las pilas de combustible están formadas por un conjunto de **celdas de combustible**, conectadas en serie, de manera que la tensión de la corriente (continua) de salida pueda ser elevada.

En la Figura 3.35 se presenta el esquema de una celda de combustible típica, formada por las dos placas colectoras (que ceden y reciben los electrones liberados), una placa catódica y otra anódica asociadas a las anteriores, sendas capas de material inerte por donde se introduce el oxígeno (aire) y el combustible (hidrógeno, por ejemplo), una membrana de intercambio protónico (que permite el paso de los iones de hidrógeno H^+ , o sea, el protón, pero no el paso de electrones ni de átomos de hidrógeno H_2), un electrolito (de varios tipos) y un catalizador (normalmente platino).

El funcionamiento de la celda de combustible es el siguiente (suponiendo que el combustible es hidrógeno puro):

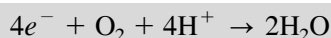
Se introduce el hidrógeno por la capa inerte, y por la acción del ánodo se separan sus electrones, formándose los iones H^+ .

Los electrones liberados pasan al cátodo a través del circuito eléctrico exterior (no pueden atravesar la membrana), mientras que los protones (H^+) traspasan la membrana, atraídos por el cátodo. Este proceso de ionización se ve favorecido por el catalizador de platino.

La reacción química en el ánodo es:



Los iones H^+ , una vez en el cátodo, se combinan con el oxígeno entrante (aire introducido a través de la otra capa de material inerte), y con los electrones provenientes del circuito exterior, dando lugar a agua, según la siguiente reacción:



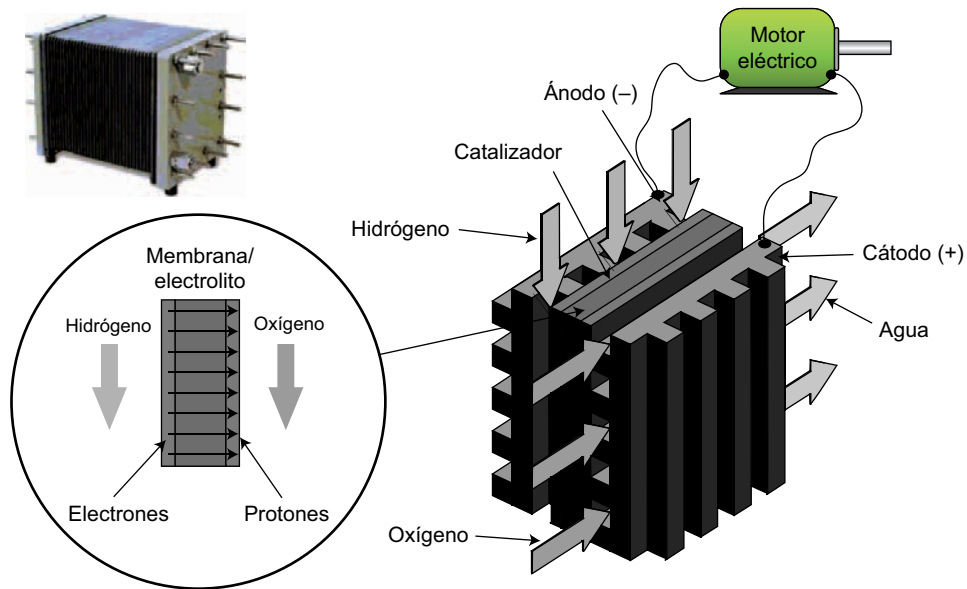
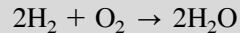


Figura 3.35. Esquema de una pila de combustible.

La reacción conjunta (exotérmica) es, por tanto:



En una celda, la corriente generada, y la tensión implícita, es muy baja de ahí que se unan varias celdas formando una batería.

El rendimiento teórico de una pila de combustible está próximo al 80%, mientras que el real supone el 50% (frente a un 15-25% de un motor térmico de automóvil, por ejemplo).

Según el electrolito empleado, o mejor, el ión portador, las pilas pueden ser de polímero sólido (PEFC), en las que el ión portador es H^+ y su temperatura de funcionamiento es de 80°C ; alcalinas (AFC), en las que el ión es OH^- y su temperatura de trabajo es de 100°C ; de ácido fosfórico (PAFC), en las que el ión es H^+ y la temperatura de trabajo es de 200°C ; de carbonatos fundidos (MCFC), en las que el ión es CO_3 y la temperatura de trabajo es de 650°C y las de óxido sólido (SOFC), en las que el ión portador es O^- y la temperatura de trabajo es de 950°C .

Estas últimas son apropiadas para grandes producciones eléctricas, del orden de MW, mientras que las primeras se usan para potencias inferiores a 500 kW.

3.5.9. Generador/motor eléctrico

Conceptualmente, un generador eléctrico es un sistema que convierte la energía mecánica (rotación de un eje a una cierta velocidad y con un cierto par) en energía eléctrica (que se transmite por un circuito eléctrico) (Figura 3.36).

A su vez, un motor eléctrico transforma la energía eléctrica en energía mecánica (Figura 3.36).

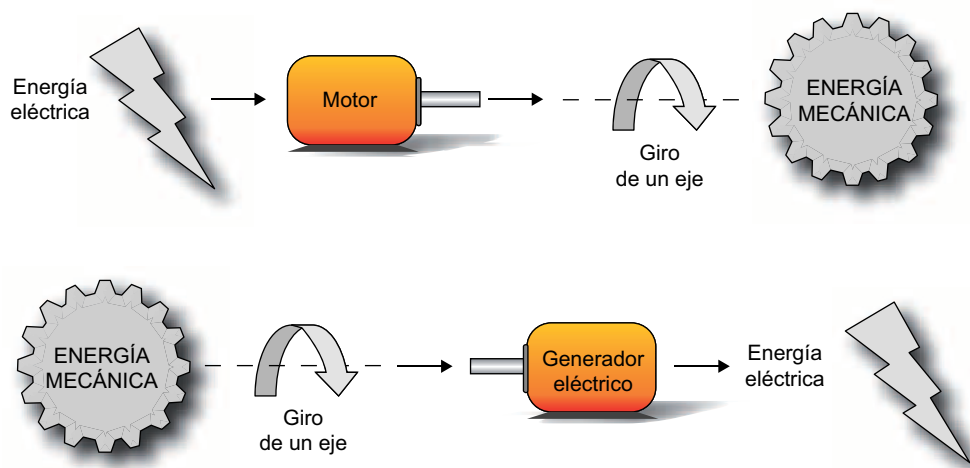


Figura 3.36. Esquema conceptual de un generador/motor eléctrico.

Ambos sistemas son, desde un punto de vista conceptual e incluso práctico, idénticos, por lo que solo se hablará aquí de generadores eléctricos.

El generador eléctrico se basa en la experiencia constatada de que al mover un conductor en el seno de un campo magnético, sobre los electrones libres de estos materiales actúa una fuerza que los hace moverse, a la que se denomina **fuerza electromotriz**.

La dirección de esta fuerza electromotriz (y con ella, la dirección de la corriente), es función de la dirección del movimiento del conductor y de la dirección del campo magnético, y la da la **regla de la mano izquierda** como se muestra en la Figura 3.37.

Técnicamente, un generador eléctrico elemental, está formado por un potente imán que crea el campo magnético (con su flujo magnético que va del polo norte al polo sur) y en su interior se coloca una **espira** de un material conductor que se hace girar acoplada al eje de un motor, turbina, etc. (Figura 3.38).

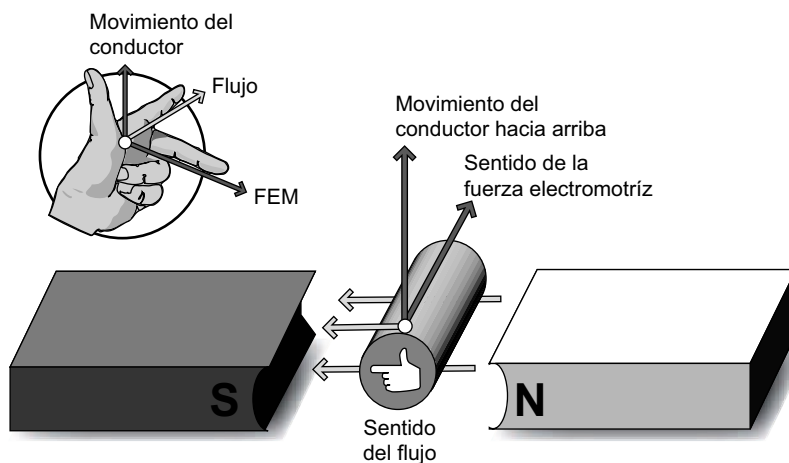


Figura 3.37. Regla de la mano izquierda.

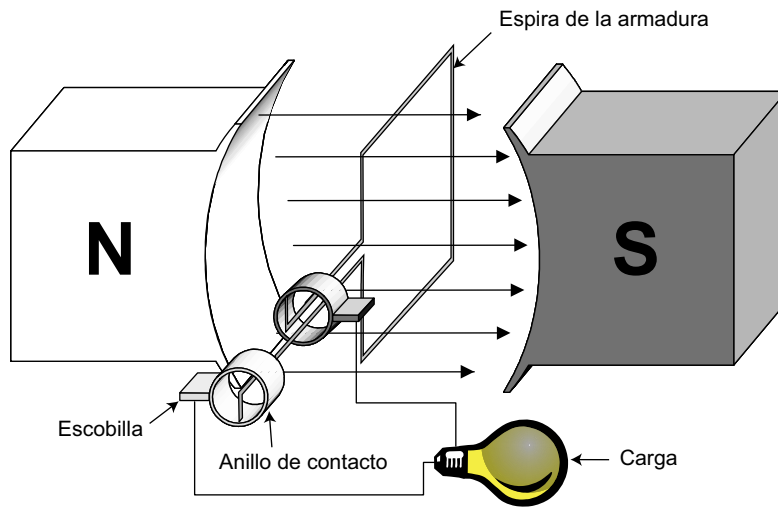


Figura 3.38. Generador eléctrico elemental.

La espira giratoria termina en unos anillos rozantes en contacto con las escobillas, que permiten transferir la energía eléctrica en ella generada al circuito eléctrico exterior, por simple contacto con rozamiento (hay que tener presente que la espira gira continuamente, mientras que el circuito exterior permanece inmóvil).

La corriente eléctrica generada (su tensión y su intensidad) depende de la intensidad del campo magnético, de la rapidez con que se mueva el conductor en su seno y, en el caso de una espira, del número de estas. Como la espira está girando, la posición relativa de los cuatro tramos conductores que la componen modifica su posición respecto del campo magnético de manera que la fuerza electromotriz inducida total (suma de la de los 4 tramos) también irá variando.

El resultado es una tensión (y una intensidad) de la corriente que tiene una variación senoidal. En cada vuelta de la espira, la tensión pasa desde cero a un valor máximo, luego vuelve a cero, desde aquí a un valor mínimo (negativo) y luego vuelve a cero. Se obtiene, así, lo que se conoce como una corriente alterna senoidal.

En los motores eléctricos se produce el efecto contrario. Al introducirse una corriente alterna por una espira (que puede girar sobre un eje), que se encuentra en un campo magnético, sobre la misma aparece una fuerza mecánica que la hace girar.

3.5.10 Transformador eléctrico

Conceptualmente, un transformador eléctrico es un sistema que, para una potencia dada, modifica los parámetros de la tensión y la intensidad de una corriente eléctrica (eleva o reduce la tensión con la consiguiente disminución o aumento respectivamente de la corriente eléctrica) (Figura 3.39).

Su funcionamiento se basa en el principio de inducción electromagnética, según el cual un campo magnético variable induce una corriente sobre un conductor que se encuentra en sus proximidades. La corriente alterna entrante (circuito primario) crea un campo



Figura 3.39. Esquema conceptual de un transformador eléctrico.

magnético en la bobina de N_1 espiras. Este campo magnético induce una corriente también alterna sobre la bobina del circuito secundario de N_2 espiras, dando como resultado una corriente alterna en el secundario.

La relación entre las tensiones de entrada y salida es inversamente proporcional al número de espiras.

$$V_2 = \frac{N_2}{N_1} V_1 \quad (3.1)$$

Como la potencia eléctrica, producto de la tensión por la intensidad, se conserva ($V \cdot i = \text{cte}$), si la tensión de salida se eleva ($V_2 > V_1$), la intensidad disminuye ($i_2 < i_1$).

Precisamente el interés de elevar la tensión reside en la disminución consecuente de la intensidad, la cual tiene dos efectos beneficiosos en la transmisión de energía en forma de corriente eléctrica: en primer lugar, permite la transmisión de una potencia dada con un cable de menor diámetro y en segundo lugar permite reducir las pérdidas de la transmisión (que son proporcionales al cuadrado de la intensidad circulante). Es decir, si se dobla la tensión, las pérdidas se reducen 4 veces.

En la Figura 3.40 se muestra una imagen de un transformador eléctrico.



Figura 3.40. Fotografía de un transformador eléctrico.

3.6. Transporte de la energía. Vectores energéticos

Se denominan **vectores energéticos** los sistemas empleados para transportar la energía desde el punto de producción (central energética) hasta el punto de consumo (lámpara, calefactor, ascensor, maquina de cualquier tipo, automóvil, etc.).

Según esto, pueden considerarse vectores energéticos la corriente eléctrica, el transporte de combustibles sólidos (carbón, madera, etc.), líquidos (petróleo) y gaseosos (gas, hidrógeno, etc.) y ciertos mecanismos (árboles de transmisión, mecanismos de correas y poleas, mecanismos neumáticos, etc.)

Todos estos vectores energéticos presentan un grado de complejidad más o menos elevado.

Así, por ejemplo, el transporte eléctrico desde la central de generación hasta los puntos de consumo implica unas estaciones de transformación para elevar la tensión, líneas de transporte a alta tensión, estaciones transformadoras para bajar la tensión a valores medios y bajos y líneas de transporte (aéreas o subterráneas) de media y baja tensión, así como cuadros de distribución, sistemas de seguridad, etc.

El transporte de combustibles líquidos implica un sistema de almacenamiento primario (depósitos de crudos), unos sistemas de transporte primario (oleoductos y vehículos de transporte terrestre o marítimo), un sistema de almacenamiento secundario (depósitos de refinados) y un sistema de transporte hasta los puntos de consumo: conducciones fijas (tuberías), vehículos cubas, etc.

Igual ocurre con el transporte de gases licuados (gas natural o hidrógeno). Si son gases en su estado natural el transporte es esencialmente el mismo, sustituyendo los oleoductos por gaseoductos.

El uso del hidrógeno como vector energético es una tecnología en pleno desarrollo, pero de una importancia excepcional para un futuro próximo, especialmente por su alto poder energético y su nulo impacto ambiental (el residuo de la combustión del hidrógeno es agua pura).

El hidrógeno puede almacenarse y transportarse en forma gaseosa y líquida, o absorbido en materiales especiales (zeolitas). En forma gaseosa, mediante gaseoductos similares a los del gas natural. En forma líquida, mediante depósitos presurizados y refrigerados, puesto que el hidrógeno se licúa a -250°C y 200 bares de presión.

El hidrógeno no es en sí mismo un recurso energético puesto que como tal no se encuentra en la naturaleza.

Es preciso obtenerlo mediante procesos industriales, fuertemente consumidores de energía, a partir de combustibles fósiles (separando el hidrógeno del carbón que estos contienen), o a partir del agua (separándolo del oxígeno).

Por eso se dice, con más propiedad, que el hidrógeno es un vector energético (además de una forma de almacenar la energía).

El hidrógeno puede obtenerse mediante alguno de los siguientes tres procesos:

- Procesos termoquímicos, descomponiendo los hidrocarburos, o el agua, por medio del calor.
- Procesos electroquímicos, separando el oxígeno del hidrógeno del agua por aplicación de una corriente eléctrica (electrólisis del agua).
- Procesos fotolíticos, descomponiendo el agua a partir de la luz solar (fotólisis del agua).

A niveles prácticos, en la actualidad la mayoría del hidrógeno se obtiene a partir del gas natural, mediante el proceso conocido por *steam forming* y oxidación (el resultado es hidrógeno y CO_2 , que obviamente no eliminan el impacto medioambiental).

El otro proceso es la electrólisis del agua, el cual adquiere una importancia trascendental si la energía eléctrica necesaria procede de una fuente renovable, como pueden ser la eólica y la solar.

En este supuesto, la energía eólica y solar se transforman directamente en hidrógeno, y su empleo posterior, como combustibles de motores y turbinas, o en una pila de combustibles (para producir directamente electricidad), produce como residuo únicamente agua, con un impacto nulo sobre el medioambiente.

3.7. Las centrales energéticas

Están formadas por su conjunto de equipos y procesos encaminados a transformar la energía primaria en energía disponible.

Puede ir desde complejos conjuntos de equipos y sistemas, como pueden ser las centrales nucleares o las térmicas (que queman carbón, petróleo y gas), hasta las más sencillas, como las solares, que transforman directamente la energía solar en energía eléctrica.

En el caso de centrales térmicas, los componentes esenciales son los mostrados en la Figura 3.41.

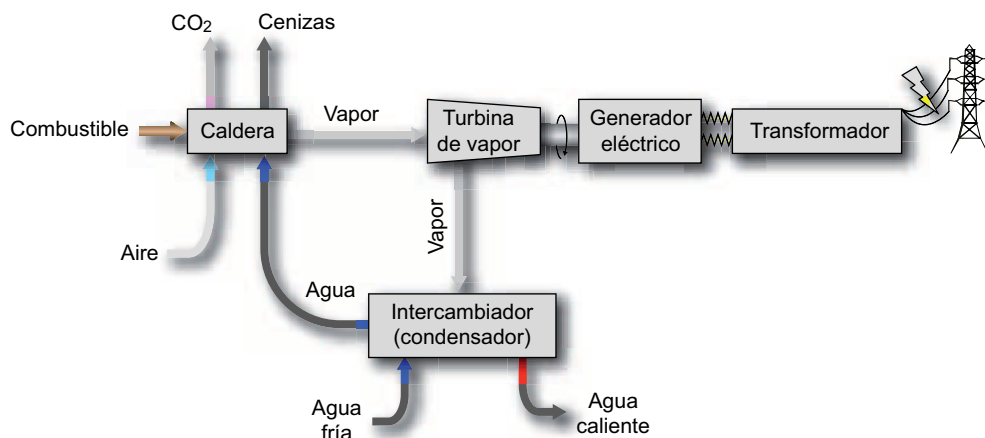


Figura 3.41. Componentes esenciales de una central térmica.

Como puede observarse, en una central de este tipo se producen una cadena de transformaciones:

En primer lugar, la energía del combustible (petróleo, gas o carbón) se transfiere al agua que se introduce en la caldera, convirtiéndola en vapor a alta presión y temperatura. Parte de la energía se va a la atmósfera en forma de CO_2 caliente, cenizas y otros gases.

Luego la energía térmica almacenada en el vapor de agua se convierte en energía mecánica en la turbina de vapor.

Como el vapor sale de la turbina también a alta temperatura, la pérdida de energía es considerable (el vapor hay que enfriarlo en un intercambiador agua-vapor, para convertirlo de nuevo en agua, que se introduce en la caldera).

A continuación, la energía mecánica en el eje de la turbina se transforma en energía eléctrica en el generador eléctrico (en esta transformación, parte de la energía mecánica se transforma en calor y se pierde).

Finalmente, esta energía eléctrica es elevada en tensión (en la estación transformadora) y enviada a los puntos de consumo (donde la tensión se baja al nivel correspondiente a su uso).

3.8. Aspectos técnicos del binomio producción-demanda

Un sistema eléctrico está compuesto por uno o varios sistemas de generación y por uno o varios sistemas de carga.

El uso de estos últimos determina la **demanda** del sistema eléctrico.

La Figura 3.42 muestra un sistema eléctrico típico.

La demanda de energía depende de las necesidades y costumbres del consumidor y, en consecuencia, es una cantidad enormemente variable. Tal variación se refiere tanto a cantidad (MW en cada instante) como en rapidez de las variaciones.

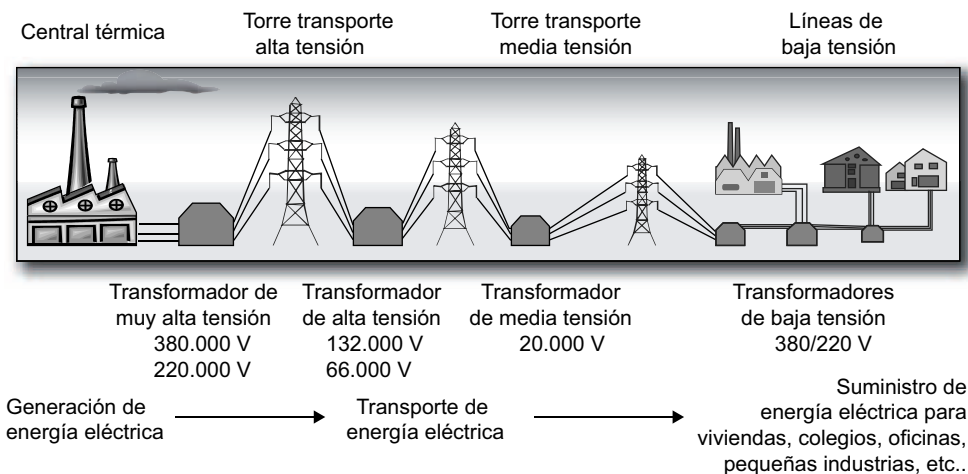


Figura 3.42. Sistema eléctrico típico.

La Figura 3.43 muestra los cambios en la demanda de energía eléctrica en el sistema del Reino Unido durante la exhibición de una película de James Bond por televisión, en el año 1975.

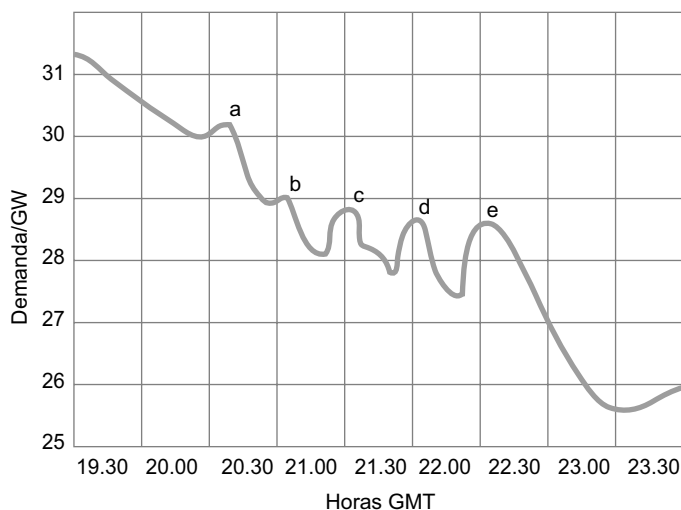


Figura 3.43. Cambios en la demanda de energía eléctrica.

Los picos (a) y (e) reflejan el comienzo y finalización del film y los (b), (c) y (d) los espacios comerciales (en estos la gente se levanta, enciende las luces, se mueve por la casa). Como se ve, son variaciones rápidas en el tiempo, que suponen en algunos casos diferencias de más de 1 GW.

A pesar de estas fluctuaciones rápidas, en todos los sistemas eléctricos se reconocen unas claras fluctuaciones horarias, variables de unas sociedades a otras y de unas regiones a otras.

La Figura 3.44 muestra el perfil diario de la demanda en Francia, pudiendo verse como se mantiene a pesar del incremento de la demanda.

El incremento de la demanda en horas nocturnas se debe al abaratamiento de las tarifas de energía eléctrica en esas horas.

Puede observarse el pico de la mañana que coincide con el trabajo en fábricas y oficinas y el pico de la tarde-noche con el uso intenso de la iluminación y calefacción domésticas. Igualmente, también es fácil de apreciar en todos los sistemas eléctricos unas variaciones mensuales (estacionales), con claras diferencias entre las demandas medias de verano y de invierno (evidentemente, diferentes de unos países y regiones a otros).

La Figura 3.45 muestra una curva típica de variación estacional de la demanda en un país centroeuropeo.

La bajada que se observa en los meses de verano se debe a que desaparece la calefacción y se cierran muchas empresas y domicilios por vacaciones.

Evidentemente, combinando todas las gráficas anteriores pueden obtenerse curvas de demanda más o menos próximas a la realidad, sobre las cuales las empresas eléctricas establecen sus estrategias de operación y de crecimiento.

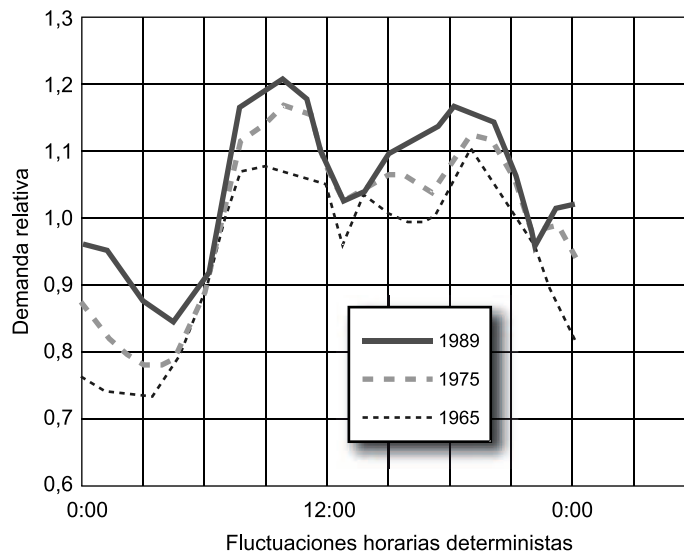


Figura 3.44. Perfil de la demanda de energía en Francia en tres años.

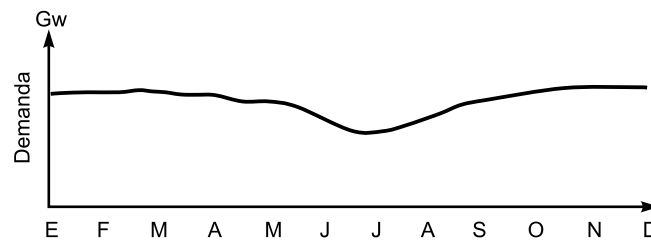


Figura 3.45. Variación estacional de la demanda en un país centroeuropeo.

La Figura 3.46 representa las demandas de potencias horarias (valores horarios medios) de verano y de invierno en el Reino Unido.

Puede apreciarse no solo el menor consumo en verano, sino las formas claramente diferenciadas entre ambas. En verano no se aprecia el pico de las 6-21 de la tarde, por menores requerimientos de calefacción e iluminación.

Desde el lado de la oferta, los sistemas eléctricos están constituidos por centrales nucleares, centrales térmicas de carbón, petróleo o gas (con diversos equipos de generación) y centrales de energías renovables (hidráulicas, eólicas, solares, etc.).

Como es lógico, el ajuste entre la producción y la demanda ha de ser perfecto, en cada momento. Igualdad entre la potencia demandada y la generada, de manera que en todo instante se mantengan constantes la tensión y la frecuencia de la corriente eléctrica inyectada en la red.

Dado que la demanda se modifica con una cierta aleatoriedad, es precisa una variación continua de la oferta energética, es decir, de la potencia de los equipos de generación.

Como no todos los equipos de generación eléctrica tienen la misma facilidad para variar su potencia con precisión y rapidez, ni tampoco se puede hacerlos funcionar muchas horas a

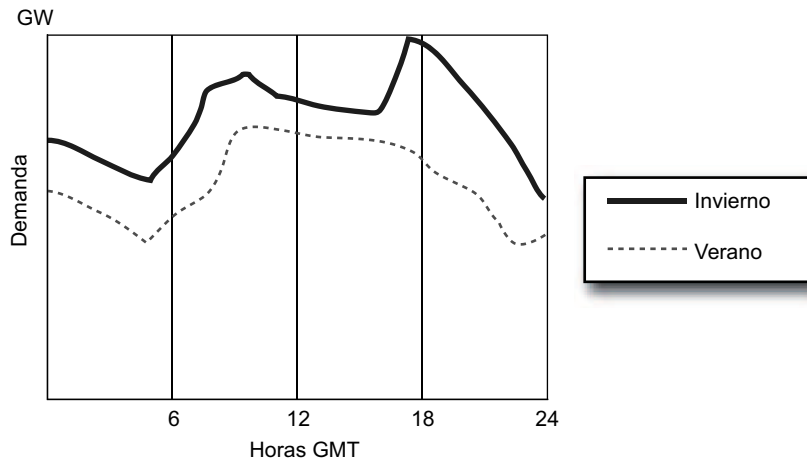


Figura 3.46. Demandas de potencia horarias en el Reino Unido..

baja potencia (pérdidas de rendimiento, baja amortización, etc.), está claro que la definición de un sistema eléctrico producción-demanda es un asunto complejo, desde el punto de vista técnico, y aún más del económico.

En general, los sistemas eléctricos disponen de unos equipos de generación de base y otros para las puntas.

La Figura 3.47 representa el sistema eléctrico del Reino Unido y su acoplamiento a la curva horaria de verano y de invierno.

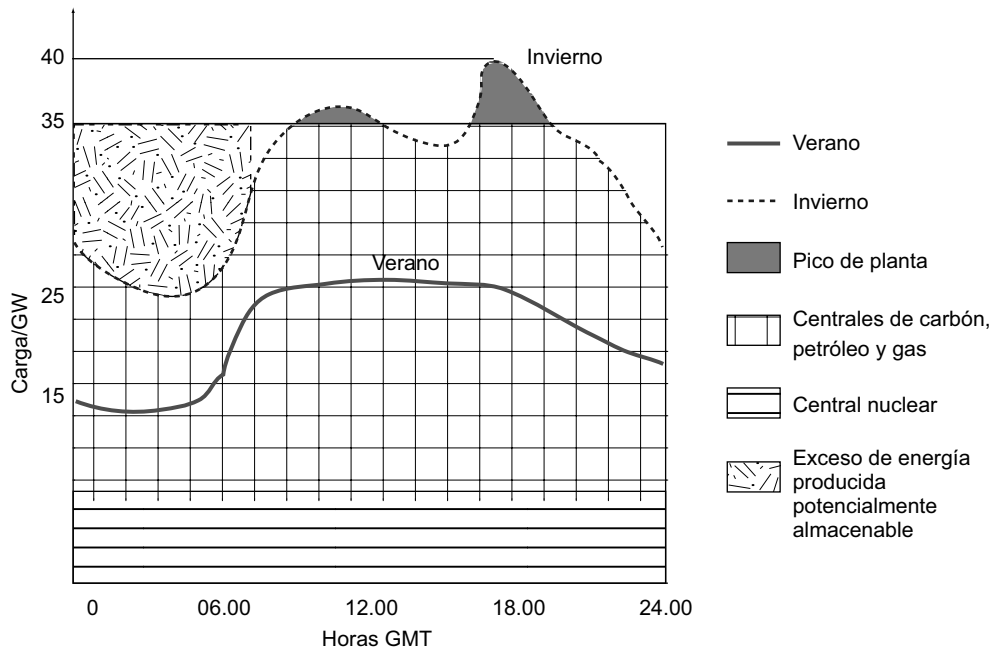


Figura 3.47. Curva horaria de verano y de invierno en Reino Unido.

Está compuesto de un conjunto de plantas nucleares de base (funcionando siempre a plena capacidad, pues son muy difíciles de controlar la potencia de salida), y otro conjunto de grupos térmicos que queman carbón, petróleo y gas. Normalmente, de estos últimos, a los más eficientes se les hace trabajar en continuo, (la mayor cantidad de días posibles al año, y con la mayor potencia posible en cada instante, dado que en muchos de ellos, como las turbinas de vapor, la regulación de potencia no es sencilla ni tan rápida como es preciso en muchos casos) y los menos eficientes y más adaptables a variaciones de potencia, como las turbinas de gas, se hacen funcionar esporádicamente, para cubrir las puntas de demanda.

Cuando para cubrir los picos de potencia no se dispone de turbinas de gas sino de grupos diésel, y dado que el arranque y alcance de la máxima potencia en estos requiere de varios minutos, se precisa disponer de grupos girando en vacío, dispuestos para entrar en carga en cualquier instante. Ello se denomina en el argot técnico **potencia rodante**.

En la Figura 3.47 puede verse también como entre las 00.00 horas y las 07.00 horas, la demanda es inferior a la potencia de las centrales de base, lo que obliga a estas a reducir su potencia, con las consiguientes pérdidas de rendimiento y sobreconsumos de combustible. Lo ideal sería producir y almacenar esta energía, y utilizarla luego para cubrir los picos. Ello disminuiría la potencia térmica total requerida en el sistema. Las centrales hidráulicas reversibles son ideales para este cometido.

En este contexto (puramente técnico), la introducción de ciertas energías renovables (como la eólica y la solar) en los sistemas eléctricos tienen un efecto doble. Por un lado, permiten reducir la potencia generada por los sistemas eléctricos de base, o parar algunas unidades de estos, es decir, ahorrar combustible y evitar contaminación. Por otro lado, introducen un factor de inestabilidad en el sistema eléctrico, dada la variabilidad de la potencia generada. Los excesos de potencia eólica, por ejemplo, cuando cae la demanda, pueden regularse fácilmente, por ejemplo parando aerogeneradores del parque eólico, pero cuando la demanda sube, o cae la fuerza del viento, ha de recurrirse necesariamente a arrancar grupos térmicos.

Ello conduce, en última instancia, a que los sistemas basados en energías renovables requieran en general disponer de sistemas de energía convencionales capaces de suministrar la plena potencia al sistema eléctrico (caso de ausencia total de viento, por ejemplo), así como una cantidad considerable de potencia rodante. Su efecto principal en última instancia, es el ahorro de combustible y la disminución de la contaminación.

Tales efectos, sin embargo, son menos acusados en el caso de la energía solar (tanto para producir electricidad como agua caliente), la energía de la biomasa (esta puede ser almacenada y luego quemada de una forma regular) y sobre todo la hidráulica, en centrales reversibles (constituye una «potencia rodante» ideal y por tanto inmejorable para cubrir «puntas»).

Todos los aspectos mencionados conducen a la definición de nuevos conceptos técnicos, tales como: factor de capacidad, factor de operación (FO), etc.

$$\text{Potencia media} = \frac{\text{Energía producida en un período de tiempo}}{\text{Duración del período}} \quad (3.2)$$

$$\text{Factor de capacidad} = \frac{\text{Energía producida en el período}}{\text{Potencia nominal} \times \text{duración del período}} \quad (3.3)$$

El factor de capacidad representa cómo se aprovecha una máquina en condiciones de funcionamiento reales. Si es menor que 1 significa que la máquina no trabaja a plena capacidad, o que sufrió averías durante el período considerado.

$$\text{Fac. de op.} = \frac{\text{Energía producida en el período}}{\text{Potencia nominal} \times \text{tiempo de funcionamiento (período)}} \quad (3.4)$$

El factor de operación representa el aprovechamiento estricto de la máquina, eliminando del factor de capacidad los tiempos de avería.

En terminología inglesa: *Capacity factor* - CF, o *Declared Net Capacity* - DNC. Un buen parque eólico puede tener un $CF = 0,43$ y una planta solar un $CF = 0,17$.

3.9. El almacenamiento de la energía

Como se ha visto, uno de los principales problemas en los sistemas eléctricos generación-consumo es la diferencia entre ambos, lo que implica necesidades de regulación de la potencia de generación que conduce, en definitiva, a menores rendimientos técnicos y económicos.

Esta situación podría mejorarse si se dispusiera de sistemas de acumulación de energía (Figura 3.48), de manera que estos se «cargaran» durante los períodos en que la demanda es inferior a la oferta, y se «descargaran» (cediendo la energía acumulada) en los períodos en que la demanda es superior a la oferta.

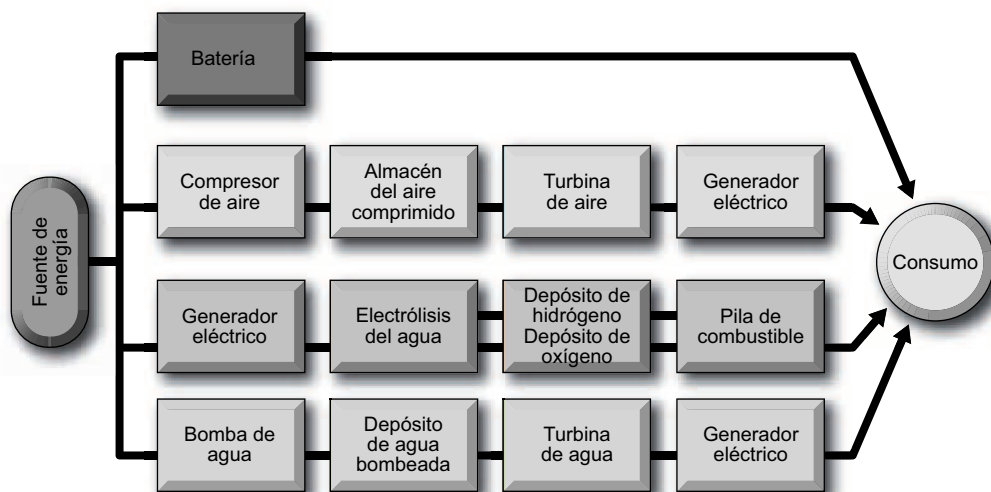


Figura 3.48. Sistemas de almacenamiento de energía.

De este modo, los equipos de generación podrían trabajar en su punto óptimo.

En teoría, los sistemas de acumulación de energía pueden ser:

Almacenamiento en forma de energía mecánica:

- Bombeo hidráulico (energía potencial).

- Aire comprimido (energía potencial).
- Volantes de inercia (energía cinética).

Almacenamiento en forma de energía química:

- Producción de hidrógeno.
- Baterías de acumuladores (electroquímica).
- Entalpías de reacción.

Almacenamiento en forma de energía térmica:

- Calor sensible (incremento de temperatura).
- Calor latente (cambios de estado).

Almacenamiento eléctrico y magnético.

De todos estos sistemas, solo dos pueden emplearse para el almacenamiento de energía a gran escala (a nivel de medianos y grandes sistemas eléctricos), el bombeo de agua y la producción de hidrógeno. A una escala menor (por debajo de pocos miles de Wh), se emplean las baterías acumuladoras, el aire comprimido y los volantes de inercia.

El más sencillo, desarrollado y eficiente es la acumulación por bombeo hidráulico de agua entre dos depósitos situados a diferente altura. Obviamente, la capacidad de energía almacenada depende del volumen de los depósitos y de la altura entre el inferior y el superior. Un m³ de agua, elevado a 100 metros de altura, tiene una energía de 0,2725 kWh y a 1.000 metros, 2,725 kWh.

En el Capítulo 8 se describen los sistemas de acumulación por bombeo hidráulico.

El otro gran sistema de almacenamiento energético lo constituye la producción de hidrógeno en períodos en que la oferta energética supere a la demanda, y su empleo como combustible (principalmente en pilas de combustible) para producir directamente energía eléctrica y verterla en la red en períodos en que la demanda supera a la oferta.

En este caso, la producción de hidrógeno debe efectuarse por un método electrolítico, y su almacenamiento puede ser en tanques refrigerados y presurizados (en la forma de hidrógeno líquido (Figura 4.49) o en grandes depósitos rellenos con materiales absorbentes del hidrógeno (hidruros reversibles, zeolitas, etc.)

El hidrógeno almacenado puede ser convertido de nuevo en energía eléctrica utilizando motores, turbinas de gas y pilas de combustibles.

A mucha menor escala, la energía puede almacenarse en aire comprimido, en volantes de inercia y en baterías electroquímicas.

En el caso del aire comprimido, en grandes depósitos, al aire libre o subterráneos.

La energía almacenada depende del volumen del recipiente y de la presión del almacenamiento (conseguida con compresores accionados por energía eléctrica), que obviamente, debería ser lo más alta posible. Por ejemplo, para almacenar 1.500 MWh se precisarían 2×10^6 m³ de aire a 10 bares, o 64.000 m³ a 100 bares.



Figura 3.49. Almacenamiento de hidrógeno en estado líquido.

En cuanto a los volantes de inercia, la energía almacenada depende de su momento de inercia (I) y del cuadrado de la velocidad del giro (ω).

$$E = \frac{1}{2} I \omega^2 \quad (3.5)$$

Suponiendo que la velocidad del giro pueda ser tan grande como se desee, la máxima energía que puede almacenarse dependerá de la resistencia del material (a velocidades muy altas, las masas giratorias tienden a romperse por efecto de las grandes fuerzas de inercia).

Como el momento de inercia es proporcional a la masa del volante y al cuadrado de su diámetro, del conjunto de todas estas variables se calcula la energía que puede ser almacenada (en forma de energía cinética de rotación).

Por ejemplo, con un volante de un diámetro de 4,75 metros, y una masa de 150 Tn, girando a 3.500 rpm, podría almacenarse una energía de 10 MWh.

Se han diseñado volantes de inercia, de materiales muy resistentes, capaces de girar a 150.000 rpm en un depósito donde se ha hecho el vacío, con un diámetro de 1 m, que colocados en un automóvil le darían la misma autonomía de funcionamiento que la que se conseguiría con el tanque de gasolina lleno.

En la Figura 5.50 puede verse una batería de acumuladores para el almacenamiento de energía eléctrica. Si la energía a acumular viene en forma de corriente alterna, ha de ser rectificadas (convertida en corriente continua) para ser almacenada en la batería.

Su uso posterior como corriente alterna exige la colocación de un inversor (Figura 3.51).

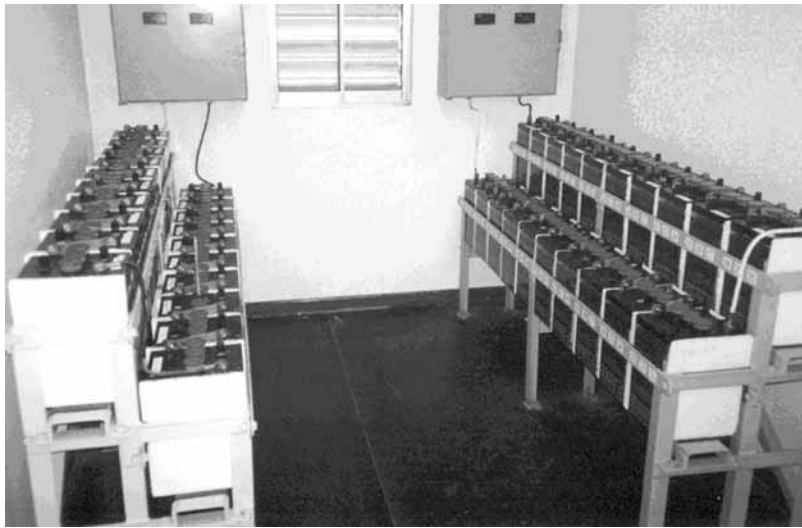


Figura 3.50. Batería para el almacenamiento de energía eléctrica.

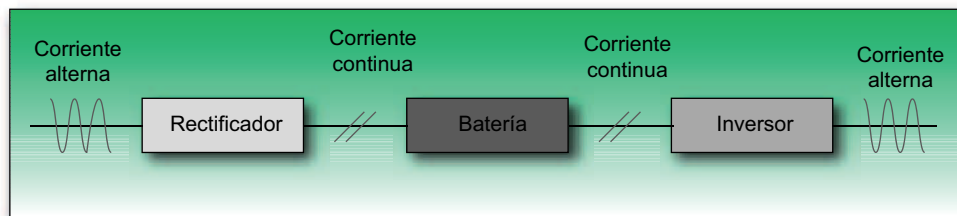


Figura 3.51. Esquema rectificador-acumulador-inversor.

3.10. El rendimiento de las transformaciones energéticas

Cuando se habla de rendimiento (o eficiencia de una conversión energética) es importante tener presente respecto a qué valores (o a qué etapas) se refiere el rendimiento.

En especial, es importante separar el concepto de **rendimiento** de una máquina del rendimiento técnico global del proceso de conversión.

Se define este **rendimiento técnico global** como el producto de los rendimientos de las sucesivas conversiones que tienen lugar hasta el uso final de la energía.

Por ejemplo, el rendimiento técnico del calefactor de un calentador por resistencia eléctrica puede ser del 100%, mientras que el de un calentador de gas es solo el 60%. Debido a las pérdidas de calor al exterior por el combustible generado (gases calientes por chimenea).

Pero si se analiza todo el proceso a partir del contenido energético del gas que accionó la turbina eléctrica que produjo la electricidad, el rendimiento del calentador eléctrico es mucho más bajo que el del gas, pues solo llega al 35%.

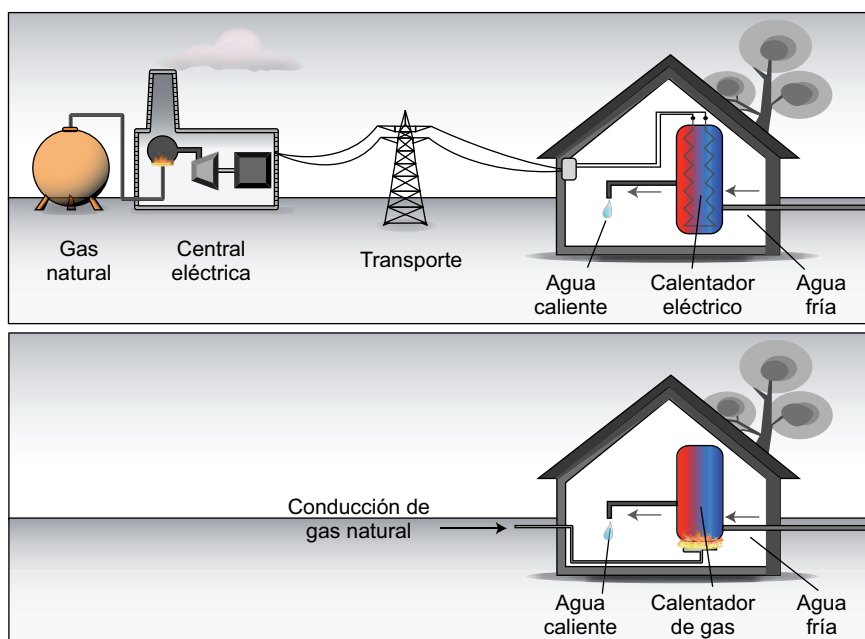


Figura 3.52. Calentamiento de agua con energía eléctrica y con gas.

En consecuencia desde el punto de vista energético es preferible un calentador de gas que otro eléctrico (Figura 3.52).

La mejora del rendimiento de las transformaciones energéticas ha sido una preocupación constante de la ingeniería, especialmente en los últimos tiempos.

El aumento más importante en el rendimiento de transformación se ha producido en la generación de electricidad, pasándose de un 5% en 1900 a un 41% en la actualidad (energía primaria convertida en electricidad). El incremento se ha logrado fundamentalmente por un aumento de la temperatura del vapor que se inyecta en la turbina.

Según Carnot, el rendimiento de una conversión viene dado por:

$$\eta = \frac{T_1 - T_2}{T_1} \quad (3.6)$$

Donde T_1 (°K) es la temperatura de entrada y T_2 (°K) es la temperatura de salida.

En una turbina moderna con, $T_1 = 810^\circ\text{K}$ y $T_2 = 310^\circ\text{K}$, el rendimiento teórico es, por tanto, del 60%.

La dificultad de mantener constante la temperatura de entrada rebaja el rendimiento teórico al 53%, o más exactamente, al 47%.

Sin embargo, para obtener el rendimiento real de una central eléctrica de vapor ha de multiplicarse el valor anterior por el de la caldera que produce el vapor (energía química a calorífica), que no suele pasar el 85%. Los generadores eléctricos pueden convertir en electricidad el 99% de la energía mecánica.

Como consecuencia de todo ello, el rendimiento máximo de la conversión energética química a electricidad no supera, en el mejor de los casos, el 41%. El resto se pierde en forma de calor (al aire o al agua de refrigeración).

En modernas centrales de ciclo combinado, parte de este calor residual puede aprovecharse, y el rendimiento global puede ascender hasta un 60%.

El rendimiento de las centrales nucleares es aún menor, porque el vapor en éstas no puede calentarse tanto como en la de combustibles fósiles. En un reactor de agua en ebullición la temperatura no puede pasar de $350^{\circ}\text{C} = 623^{\circ}\text{K}$. El rendimiento total de una central de este tipo no supera el 30%.

El motor de combustión interna empleado en la tracción de automóviles es un sistema de conversión de energía química en mecánica altamente ineficiente. Su rendimiento térmico no pasa el 25%.

Si se considera el rendimiento conjunto de toda la cadena de transformación respecto a los km recorridos, el rendimiento global es considerablemente menor (Figura 3.53).

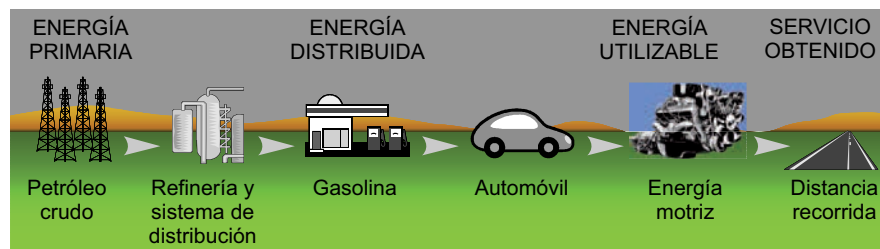


Figura 3.53. Cadena de transformación del transporte automovilístico.

El uso de automóviles eléctricos no aumentaría en forma apreciable el rendimiento global de esta máquina pues si bien es cierto que el rendimiento térmico en la combustión del combustible líquido se eleva del 25% en un motor de automóvil a un 40% en una central térmica que produce electricidad, el rendimiento de conversión de una batería eléctrica no pasa del 70%, sin contar otras pérdidas como fallos en batería, etc. Lo que sí se evita es la contaminación gaseosa en el punto de funcionamiento del automóvil.

Otra conversión importante, y de muy bajo rendimiento, es la generación de luz. En una lámpara incandescente, sólo un 5% de la energía eléctrica se convierte en luz, el 95% restante en calor. Sin embargo, el rendimiento de una lámpara fluorescente alcanza el 20%. Si se considera el rendimiento global de toda la conversión (energía fósil o nuclear convertida en luz), el rendimiento no supera el 4%, en el mejor de los casos.

La conversión contraria, la luz en energía eléctrica, por medio de células fotovoltaicas, tiene un rendimiento (máximo) que oscila entre el 20 y el 25%.

La conversión de la energía cinética del aire en energía mecánica, por medio de aeroturbinas, puede llegar hasta el 40% (límite de Betz y otras pérdidas).

En el caso de turbinas hidráulicas, el rendimiento puede llegar hasta el 80%-90%.

En la Figura 3.54 se muestran los rendimientos de los principales sistemas de conversión.



Figura 3.54. Rendimiento de los principales sistemas de conversión.

3.11. Tecnologías híbridas

Para la mejora de los rendimientos energéticos de las centrales se recurre a tecnologías híbridas, mezcla de varias tecnologías simples, y que pueden englobarse en tres grupos:

- Tecnologías para mejorar el rendimiento de las propias transformaciones energéticas para la producción de electricidad.
 - Centrales de ciclo combinado.
- Tecnologías para mejorar el rendimiento energético por aplicación de usos diferenciados.
 - Centrales de cogeneración.
- Tecnologías para lograr una mayor penetración a la red (derivadas del desacople producción-demanda).
 - Centrales hidráulicas reversibles acopladas a centrales térmicas, eólicas.

3.11.1. Plantas de ciclo combinado

Las plantas de ciclo combinado intentan mejorar el rendimiento de las turbinas de gas, acoplándola a una turbina de vapor, como se ve en la Figura 3.55.

Los gases calientes que salen de la turbina de gas se llevan a un intercambiador gas-agua, donde se logra la vaporización de ésta y el vapor producido se inyecta en una turbina de vapor.

El rendimiento eléctrico (conversión combustible-electricidad) puede alcanzar el 50%.

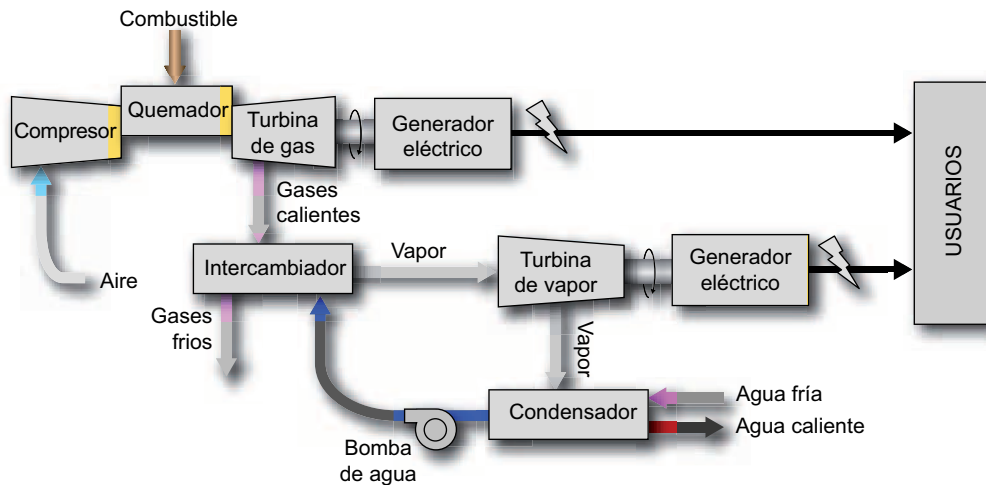


Figura 3.55. Esquema conceptual de una planta de ciclo combinado.

3.11.2. Plantas de cogeneración

Las plantas de cogeneración producen energía eléctrica, al mismo tiempo que el calor generado es también aprovechado como energía final (calefacción, secado, etc.).

Pueden adoptar varias configuraciones, como se ve en las Figuras 3.59 y 3.60, tanto con turbinas de vapor como con turbinas de gas.

3.11.2.1. Turbina de vapor de contrapresión

En este sistema se inyecta agua en la caldera procedente del exterior, la cual se transforma en vapor, que mueve la turbina (Figura 3.56). El vapor saliente se baja de presión y se usa como tal (agua de la caldera en circuito abierto). Obviamente, el rendimiento de la turbina es muy bajo.

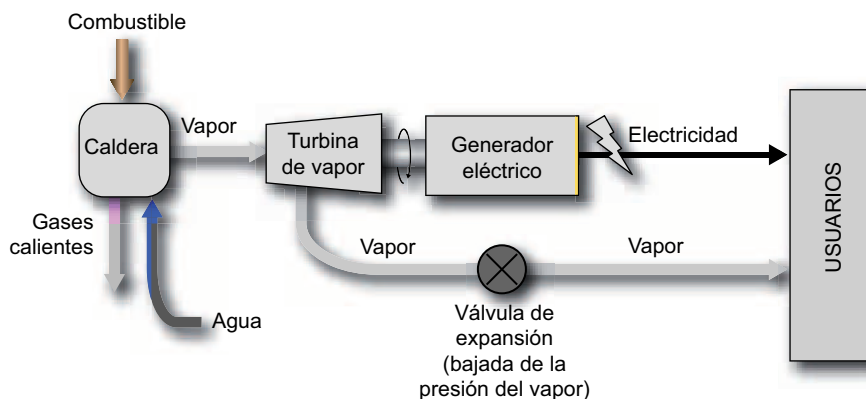


Figura 3.56. Esquema conceptual de una turbina de vapor de contrapresión.

3.11.2.2. Turbina de vapor de condensación

En este sistema, parte del vapor se condensa y recircula en la caldera y turbina, y otra parte se emplea como tal (Figura 3.57).

Ello hace necesario la inyección continua del agua del exterior en la caldera, para cubrir la que se evacúa en forma de vapor.

El rendimiento es más elevado que en el sistema de contrapresión.

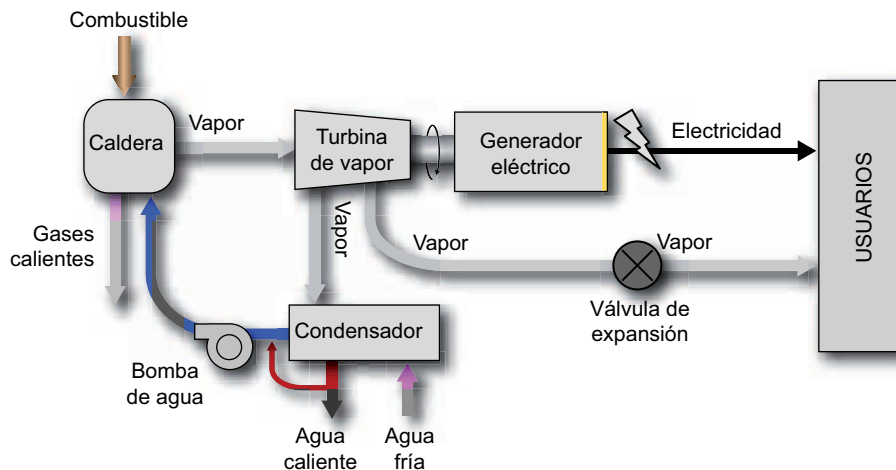


Figura 3.57. Esquema conceptual de una turbina de vapor de condensación.

3.11.2.3. Turbina de gas de cogeneración

En este sistema, los gases calientes que salen de la turbina de gas emplean para producir vapor (Figura 3.58).

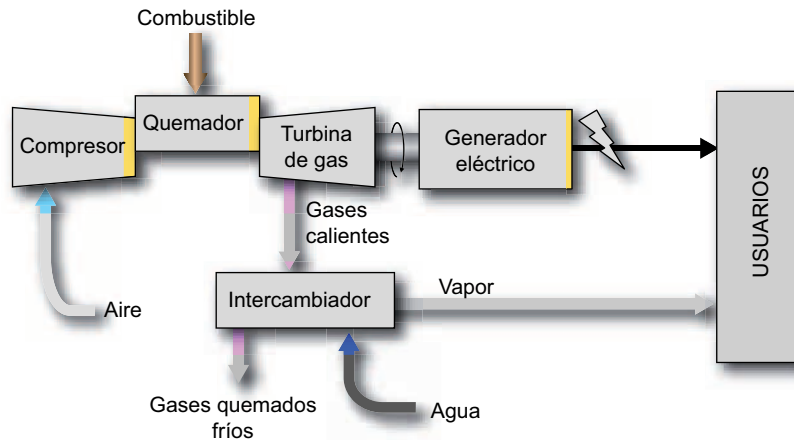


Figura 3.58. Esquema conceptual de una turbina de gas de cogeneración.

3.11.2.4. Central de cogeneración y ciclo combinado

Como se ve en la Figura 3.59, es una combinación de una turbina de gas y otra de vapor, colocadas en serie. Los gases calientes de la turbina de gas evaporan el agua, y el vapor producido se inyecta en una turbina de vapor de condensación.

Si puede usarse también el agua caliente, el rendimiento de la transformación es máximo.

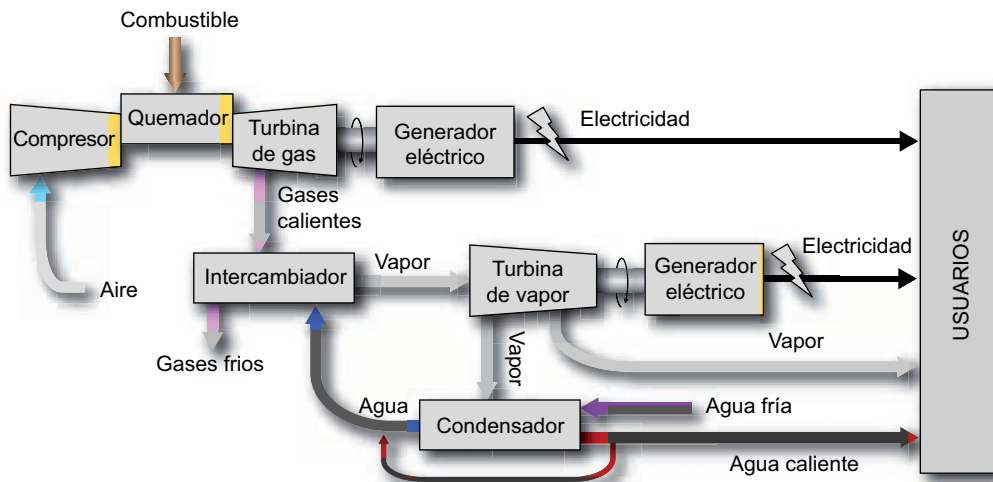


Figura 3.59. Concepto de una central de cogeneración y ciclo combinado.

3.11.2.5. Motores de explosión

También pueden recuperarse los calores de escape y del agua de refrigeración en motores alternativos, como se ve en la Figura 3.60:

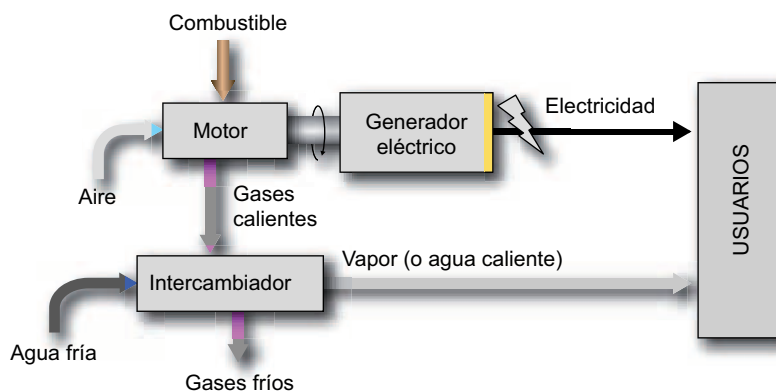


Figura 3.60. Concepto de un grupo electrógeno con cogeneración.

3.11.3. Centrales con almacenamiento de energía

Dentro de las tecnologías que se utilizan para maximizar la producción de energía eléctrica se encuentran:

- Centrales hidráulicas reversibles.
- Centrales eólico-hidráulicas.
- Centrales hidro-eólicas.
- Centrales hidro-solares.

3.11.3.1. Centrales hidráulicas reversibles

Las centrales hidráulicas reversibles acopladas a centrales térmicas se emplean como reguladores de potencia (cubrir puntas de demanda) o como sistemas de almacenamiento energético (excedentes energéticos de centrales nucleares, cuya potencia no puede ser disminuida fácilmente).

Constan esencialmente de dos pantanos a diferente cota, entre los que se bombea agua cuando hay un excedente de energía térmica en el sistema eléctrico, o se turbinan el agua del embalse superior, produciéndose en ese caso energía eléctrica para enviar a la red (Figura 3.61).

3.11.3.2. Centrales eólico-hidráulicas

Las centrales eólico-hidráulicas, consistentes en grandes parques eólicos asociados a centrales hidráulicas reversibles.

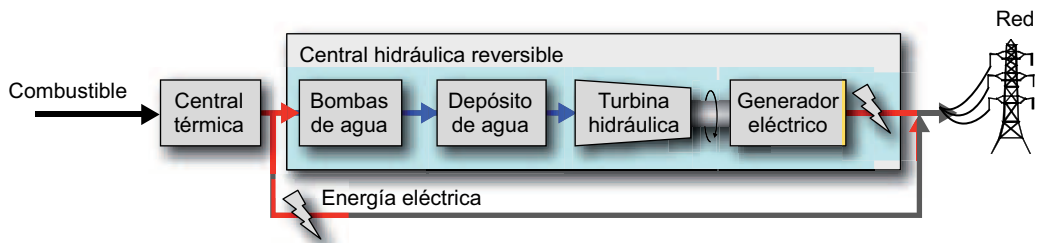


Figura 3.61. Esquema conceptual de una central hidráulica reversible.

Con ellas (Figura 3.62) se consigue almacenar la energía eólica (eminentemente variable), y verterla de nuevo a la red en forma continua, o también regular la potencia de un sistema con una fuerte componente de energía eólica (sustraer potencia a la red cuando la producción del parque sea excedentaria, accionando los sistemas de bombeo, o verterla a la red cuando la producción del parque sea deficitaria).

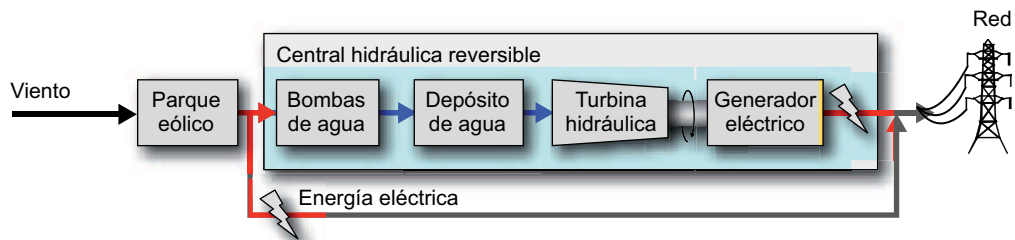


Figura 3.62. Esquema conceptual de una central eólico-hidráulica.

3.11.3.3. Centrales hidro-eólicas

Las centrales hidro-eólicas, son el resultado de combinar las centrales eólicas, con una central de producción de hidrógeno (Figura 3.63), que a su vez puede ser usado para quemarlo en una central térmica convencional, o para producir directamente electricidad en una pila de combustible, constituye otro ejemplo de sistemas híbridos.

En este tipo de centrales, la producción de hidrógeno se consigue por medio de la electrólisis del agua, con la energía eléctrica producida en el parque eólico.

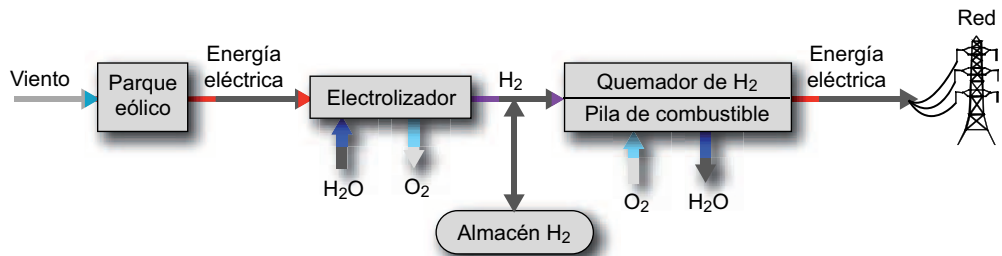


Figura 3.63. Esquema conceptual de una central hidro-eólica.

3.11.3.4. Centrales hidro-solares

Las centrales hidro-solares formadas por una central solar y otra de producción de hidrógeno presentan dos versiones diferentes, según sea la forma de obtener el H_2 por disociación térmica o por electrólisis.

En el primer caso se trata de una central solar térmica y en el segundo una central fotovoltaica (Figura 3.64). La disociación térmica del agua exige temperaturas de $2.000^{\circ}C$ sin embargo, utilizando componentes químicos con el agua, la temperatura de disociación puede descender a los $700^{\circ}C$.

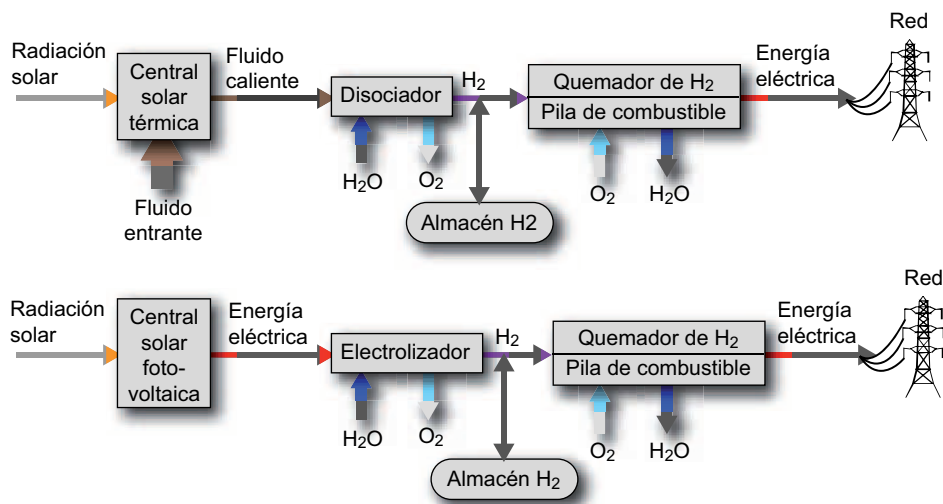


Figura 3.64. Esquemas conceptuales de centrales hidro-solares.

3.12. Conclusiones

En este capítulo se ha expuesto el proceso general de explotación de las fuentes energéticas y se ha utilizado el petróleo como ejemplo.

Asimismo, se han analizado los diferentes sistemas empleados para lograr las transformaciones energéticas que convierten las energías primaria en energía final, incluyendo los rendimientos asociados a las mismas.

También se ha analizado el binomio producción-demanda, con el propósito que el lector pueda entender las limitaciones en el uso de las energías renovables a gran escala, incluyendo algunas nociones sobre sistemas de almacenamiento de energía.

Por último se han descrito tecnologías híbridas utilizadas para mejorar los rendimientos energéticos de las centrales.

3.13. Bibliografía

- Boyle, G. *Renewable Energy. Power for a Sustainable Future*. Ed. Oxford University Press, 2000.
- Twidell, J. y Weir, T. *Renewable Energy Resources*. Spon Press, 2000.
- Ortega, M. *Energías Renovables*. Paraninfo, 2003.
- Kreith, F. y Goswami, D. Y. *Handbook of Energy Efficiency and Renewable Energy*. CRC, 2007.
- Calero, R.; Carta, J. A. y Padrón, J. M. *Energía*. Tomo II: «Tecnologías Energéticas Específicas». Ed. Gobierno de Canarias y Unión-Endesa, 2007.
- Breeze, P. *Power Generation Technologies*. Ed. Newnes, 2005.
- Chapman, S. *Máquinas Eléctricas*. Ed. McGraw-Hill, 1987.
- Gómez, A. *Análisis y Operación de Sistemas de Energía Eléctrica*. Ed. McGraw-Hill, 2002.
- Ter-Gazarian, A. *Energy Storage for Power Systems*. Ed. Peter Peregrinus Ltd., 1994.
- Fanchi, J. *Energy Technology and Directions for the Future*. Ed. Academic Press, 2004.
- Petchers, N. *Combined Heating, Cooling & Power Handbook: Technologies & Applications: An Integrated Approach to Energy Resource Optimization*. Ed. Fairmont Press, 2002.
- Kiamah, P. *Power Generation Handbook: Selection, Applications, Operation, Maintenance*. Ed. McGraw-Hill Professional, 2002.
- Bachmann, R.; Nielsen, H.; Warner, J. y Kehlhofer, R. *Combined – Cycle Gas & Steam Turbine Power Plants*. Ed. Pennwell Books, 1999.
- Bloch, H. *A Practical Guide to Steam Turbine Technology*. Ed. McGraw-Hill Professional, 1995.
- Schwaller, A. y Gilberti, A. *Energy Technology: Sources of Power*. Ed. Thomson Learning Tools, 1995.
- Andrews, J. y Jelley, N. *Energy Science: Principles, Technologies, and Impacts*. Ed. Oxford University Press, 2007.
- Hofman, K. *Energy Efficiency, Recovery and Storage*. Ed. Nova Science Publishers, 2007.
- Dawe, R. *Modern Petroleum Technology, Upstream*. Ed. Wiley, 2002.
- Lucas, A. *Modern Petroleum Technology, Downstream*. Ed. Wiley, 2002.
- Boyce, M. *Handbook for Cogeneration and Combined Cycle Power Plants*. Ed. American Society of Mechanical Engineers, 2001.
- Kolanowski, B. *Small-Scale Cogeneration Handbook*. Ed. Fairmont Press, 2003.
- Baxter, R. *Energy Storage: A Nontechnical Guide*. Ed. PennWell Corp, 2005.
- Dincer, I. y Rosen, M. *Thermal Energy Storage: Systems and Applications*. Ed. Wiley, 2002.

3.14. Evaluación

3.14.1. Ejercicios teóricos

1. ¿Cuántos objetivos se persiguen con el refinamiento del petróleo?
 - A) Dos objetivos.
 - B) Cuatro objetivos.
 - C) Tres objetivos.
 - D) Un objetivo.

Solución: La respuesta B) es VERDADERA. Se persiguen cuatro objetivos: su fraccionamiento (separación de los distintos componentes) mediante un proceso de destilación; la conversión de las fracciones más pesadas, de menor demanda en el mercado, en otras más ligeras, mediante un proceso denominado **craqueo**; la mejora de la calidad de los productos mediante un refinado final; la elevación de la calidad de las gasolinas por reformado.

2. Las centrales eléctricas que usan derivados del petróleo como combustible pueden ser de varios tipos, según usen turbinas de vapor, turbinas de gas o motores diesel de combustión interna. ¿En cuál de ellas se utilizan hidrocarburos pesados?

A) En las centrales que emplean turbinas de vapor.
B) En las centrales que emplean turbinas de gas.
C) En las centrales que emplean motores diesel.
D) En ninguna de las anteriores.

Solución: La respuesta A) es VERDADERA. En las centrales que emplean turbinas de vapor se queman hidrocarburos pesados, tipo fueloil, que necesitan un calentamiento previo para darles mayor fluidez antes de ser inyectados. Por supuestos también pueden quemarse hidrocarburos más ligeros.

3. ¿En cuál de los siguientes equipos se transforma la energía cinética a energía mecánica de rotación?

A) En los motores eléctricos.
B) En los motores de combustión interna.
C) En las máquinas de vapor.
D) En las turbinas hidráulicas.

Solución: La respuesta D) es VERDADERA. En estas turbinas, la energía del agua se encuentra siempre en forma de energía cinética (conseguida casi siempre a expensas de «dejar caer» agua de un embalse superior a otro inferior, o del curso de un río a otra zona del mismo a más baja cota, a través de un tubo de conducción). Las turbinas hidráulicas transforman la energía cinética en energía mecánica de rotación de un eje con una cierta velocidad y con un cierto par.

4. ¿Cuáles de los siguientes equipos no tiene como función transformar una energía en energía térmica?

A) Las células solares fotovoltaicas.
B) Las calderas de vapor.
C) Los reactores nucleares.
D) Quemadores de gas.

Solución: La respuesta A) es VERDADERA. Las células fotovoltaicas transforman la energía luminosa a energía eléctrica.

5. ¿En cuál de los cuatro tiempos de funcionamiento de un motor de combustión se produce el cierre de la válvula de admisión?

A) En el cuarto tiempo.
B) En el segundo tiempo.
C) En el tercer tiempo.
D) En el primer tiempo.

Solución: La respuesta D) es VERDADERA. En el primer tiempo (primer medio giro del cigüeñal) se produce la entrada de aire y combustible en el cilindro. La válvula de admisión está abierta y la de escape cerrada. Cuando el pistón llega a la parte baja se cierra la válvula de admisión.

6. En el proceso de la explotación del petróleo como fuente de energía, el refinado del mismo, es decir la separación de sus diferentes componentes, constituye lo que se denomina la:

A) Tercera etapa.
B) Cuarta etapa.

C) Quinta etapa.

D) Sexta etapa.

Solución: La respuesta D) es VERDADERA. La sexta etapa. Se recuerda aquí, que el petróleo es una mezcla de centenares de hidrocarburos, cuya estructura va desde la más sencilla, el metano $\text{—CH}_4\text{—}$ hasta los pesados y complejos asfaltos. A su vez, y según la tipología del hidrocarburo más abundante, pueden ser de base bencénica, de base parafínica, etc. En cualquier caso, en la composición de todos los hidrocarburos se encuentra un 85% de carbono, un 12% de hidrógeno y un 3% de azufre, nitrógeno y oxígeno.

7. Para las transformaciones energéticas (de la energía primaria) más usuales, se recurre a un conjunto de equipos, que en el caso de energía química a energía calorífica es:

A) La caldera de vapor o quemador de gas.

B) La turbina de vapor.

C) El intercambiador de calor.

D) El reactor nuclear.

Solución: La respuesta A) es VERDADERA. Las transformaciones energéticas (de la energía primaria), en el caso de energía química a energía calorífica, se recurre a unos equipos denominados caldera de vapor o quemador de gas.

8. ¿Cuál de las siguientes afirmaciones es correcta?

A) Si se descuenta la energía perdida en los gases de escape enviados a la atmósfera, la energía mecánica útil que puede obtenerse en la turbina de gas no excede del 30%-40% de la energía química introducida en la misma.

B) En una turbina de gas, para mejorar el rendimiento del compresor, éste se compone de múltiples etapas, normalmente entre 3 y 5.

C) La temperatura de entrada de la turbina puede alcanzar los 800 °C y la de salida los 400 °C.

D) En una turbina de gas, normalmente, el eje del compresor está directamente unido al de la turbina, de manera que un 25% del trabajo mecánico generado por ésta es absorbido por el compresor.

Solución: La respuesta A) es VERDADERA. Si se descuenta la energía perdida en los gases de escape enviados a la atmósfera, la energía mecánica útil que puede obtenerse en la turbina de gas no excede del 30%-40% de la energía química introducida en la misma. Para mejorar el rendimiento del compresor y de la turbina, el primero se compone de múltiples etapas, normalmente entre 10 y 20, y la turbina de 3 y 4 etapas. La temperatura de entrada de la turbina puede alcanzar los 1.200 °C y la de salida los 500 °C. Normalmente, el eje del compresor está directamente unido al de la turbina, de manera que un 50% del trabajo mecánico generado por esta es absorbido por el compresor.

9. ¿Cuál de las siguientes afirmaciones es correcta?

A) El uso del hidrógeno es una tecnología en pleno desarrollo, pero de una importancia excepcional para un futuro próximo, especialmente por su nulo impacto ambiental (el residuo de la combustión del hidrógeno es agua pura), su bajo coste para obtenerlo compensa su bajo poder energético.

B) El hidrógeno puede almacenarse y transportarse solo en forma gaseosa y líquida.

C) El hidrógeno no es en sí mismo un recurso energético puesto que como tal no se encuentra en la naturaleza.

- D) A niveles prácticos, en la actualidad la mayoría del hidrógeno se obtiene a partir del petróleo, mediante el proceso conocido por DRT y oxidación (el resultado es hidrógeno y CO_2 , que obviamente no eliminan el impacto medioambiental).

Solución: La respuesta C) es VERDADERA. El hidrógeno no es en sí mismo un recurso energético puesto que como tal no se encuentra en la naturaleza. Es preciso obtenerlo mediante procesos industriales, fuertemente consumidores de energía, a partir de combustibles fósiles (separando el hidrógeno del carbón que estos contienen), o a partir del agua (separándolo del oxígeno). Por eso se dice, con más propiedad, que el hidrógeno es un vector energético (además de una forma de almacenar la energía).

10. ¿Cuál de las siguientes afirmaciones es correcta?

- A) El rendimiento global técnico del calefactor de un calentador por resistencia eléctrica solo llega al 35%.
- B) El rendimiento global técnico de un calentador de gas es solo el 30%.
- C) El aumento más importante en el rendimiento de transformación se ha producido en la generación de electricidad, pasándose de un 5% en 1900 a un 22% en la actualidad (energía primaria convertida en electricidad).
- D) El motor de combustión interna empleado en la tracción de automóviles es un sistema de conversión de energía química en mecánica. Su rendimiento térmico, en el más eficiente, alcanza el 50%.

Solución: La respuesta A) es VERDADERA. Por ejemplo, el rendimiento técnico del calefactor de un calentador por resistencia eléctrica puede ser del 100%, mientras que el de un calentador de gas es solo el 60%. Debido a las pérdidas de calor al exterior por el combustible generado —gases calientes por chimenea—. Pero si se analiza todo el proceso a partir del contenido energético del gas que accionó la turbina eléctrica que produjo la electricidad, el rendimiento del calentador eléctrico es mucho más bajo que el del gas, pues solo llega al 35%.

3.14.2. Prueba objetiva

- 1.** ¿Qué tipo de energía es la que se encuentra lista para ser quemada en una central?
- A) La energía primaria.
- B) La energía secundaria.
- C) La energía disponible.
- D) Ninguna de las anteriores.
- 2.** ¿En el funcionamiento de qué motor la lumbrera de admisión está abierta cuando el pistón sube y comprime la mezcla aire-combustible sin quemar (compresión)?
- A) En los motores de combustión interna de 4 tiempos.
- B) En los motores de combustión interna de 2 tiempos.
- C) Tanto en los motores de combustión interna de 4 tiempos como en los de 2 tiempos.
- D) En el funcionamiento de ningún tipo de motor.
- 3.** ¿Cuál de las siguientes respuestas es correcta?
- A) Las pilas de combustible están formadas por un conjunto de celdas de combustible, conectadas en paralelo, de manera que la tensión de la corriente de salida pueda ser elevada.

- B) Una pila de combustible es un dispositivo que transforma directamente la energía de combustibles fósiles gaseosos en energía eléctrica (corriente alterna).
 - C) El rendimiento teórico de una pila de combustible está próximo al 80%, mientras que el real supone el 50% (frente a un 15%-25% de un motor térmico de automóvil, por ejemplo).
 - D) En las pilas de polímero sólido (PEFC) el ión portador es OH^- y su temperatura de trabajo es 100 °C.
4. ¿Cuál de las siguientes afirmaciones es correcta?
- A) La energía almacenada en los volantes de inercia depende de su masa y del cubo de la velocidad de giro.
 - B) La energía almacenada en los volantes de inercia depende de su momento de inercia y del cuadrado de la velocidad de giro.
 - C) En la actualidad, por razones tecnológicas los volantes de inercia no pueden girar a más de 10.000 rpm.
 - D) Los volantes de inercia almacenan energía potencial.
5. ¿Cuál de las siguientes tecnologías no se emplea en plantas de cogeneración?
- A) Turbina de vapor de contrapresión.
 - B) Turbina de vapor de condensación.
 - C) Turbina de gas.
 - D) Las turbinas hidráulicas reversibles.
6. Para las transformaciones energéticas (de la energía primaria) más usuales, se recurre a un conjunto de equipos, que en el caso de energía calorífica a energía mecánica es:
- A) Turbina de gas.
 - B) Caldera de vapor o quemador de gas.
 - C) Máquina de vapor.
 - D) Motor de combustión interna.
7. Para las transformaciones energéticas (de la energía primaria) más usuales, se recurre a un conjunto de equipos, que en el caso de energía cinética a energía mecánica es:
- A) Máquina de vapor.
 - B) Turbina hidráulica.
 - C) Motor eléctrico.
 - D) Reactor nuclear.
8. Conceptualmente, una caldera de vapor es un sistema que convierte la energía primaria en energía calorífica contenida en vapor de agua recalentado y en gases calientes, producidos en la combustión, que se escapan a la atmósfera. Sobre el exterior de los tubos se aplica la llama y el calor del combustible ardiendo. Con ello, el agua se calienta y se convierte en vapor, saliendo éste a:
- A) Alta temperatura (por encima de los 700-1.000 °C) y alta presión por la parte inferior de los tubos.
 - B) Media temperatura (entre de los 200-400 °C) y alta presión por la parte superior de los tubos.

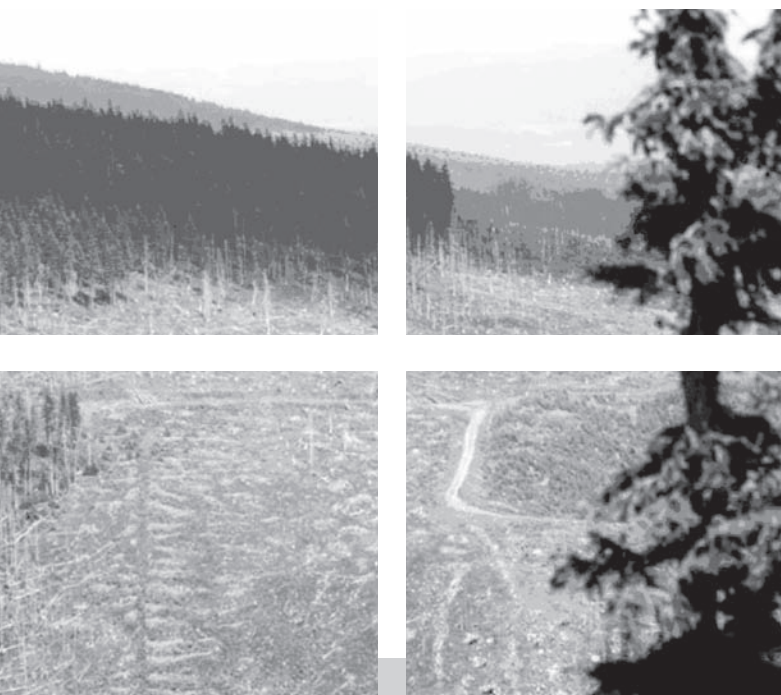
- C) Alta temperatura (por encima de los 700-1.000 °C) y alta presión por la parte superior de los tubos.
 - D) Alta temperatura (por encima de los 400-700 °C) y alta presión por la parte superior de los tubos.
9. Entre los diferentes tipos de plantas de cogeneración, ¿cómo se denomina al sistema que inyecta agua en la caldera procedente del exterior, la cual se transforma en vapor, que mueve la turbina y el vapor saliente se baja de presión y se usa como tal (agua de la caldera en circuito abierto)? Resultando obviamente, el rendimiento de la turbina es muy bajo.
- A) Turbina de gas de cogeneración.
 - B) Central de cogeneración de ciclo combinado.
 - C) Turbina de vapor de contrapresión.
 - D) Turbina de vapor de condensación.
9. Dentro de las tecnologías que se utilizan para maximizar la producción de energía eléctrica se encuentran las centrales con almacenamiento de energía, éstas son:
- A) Centrales eólico-hidráulicas. Centrales hidro-eólicas. Centrales hidro-solares.
 - B) Centrales hidráulicas reversibles. Centrales eólico-hidráulicas. Centrales hidro-eólicas. Centrales hidro-solares.
 - C) Centrales hidráulicas reversibles. Centrales eólico-hidráulicas. Centrales hidro-eólicas. Centrales hidro-solares, Centrales solares-hidráulicas
 - D) Centrales hidráulicas reversibles. Centrales eólico-hidráulicas. Centrales hidro-eólicas.

Las respuestas al final del libro.

4

Aspectos económicos y medioambientales del uso de la energía

- 4.1. Introducción y orientaciones para el estudio
- 4.2. Objetivos
- 4.3. Repercusiones sobre la biosfera de la explotación de las fuentes energéticas
 - 4.3.1. El carbón y la vida. Fotosíntesis
 - 4.3.2. El CO_2 en la atmósfera. El efecto invernadero
 - 4.3.3. El CO_2 en el mar. Reciclado del carbono
 - 4.3.4. Los efectos de la explotación de las energías fósiles sobre las personas
 - 4.3.5. Los efectos de la explotación de las energías fósiles sobre la atmósfera
 - 4.3.6. Los efectos de la explotación de las energías fósiles sobre el suelo y las aguas
 - 4.3.7. El impacto de las energías renovables
 - 4.3.8. Actuaciones correctoras. Protocolo de Kioto
- 4.4. Los costes de la energía
 - 4.4.1. Introducción
 - 4.4.2. Los costes internos. Variabilidad
 - 4.4.3. Los costes externos
 - 4.4.4. Los costes globales. Impacto sobre la penetración de las energías renovables
- 4.5. Conclusiones
- 4.6. Bibliografía
- 4.7. Evaluación
 - 4.7.1. Ejercicios teóricos
 - 4.7.2. Prueba objetiva



4.1. Introducción y orientaciones para el estudio

En este capítulo se introducen dos aspectos de la explotación de las fuentes energéticas de gran actualidad: sus efectos sobre el ecosistema (suelo, aire y agua) y los costes asociados, no solo los costes de las propias fuentes, sino también los originados por los cambios en el ecosistema (costes externos).

Se hace ver que la no introducción de estos costes externos en los precios de la energía está retrasando la introducción masiva de las energías renovables y del ahorro energético, en una espiral de consecuencias catastróficas para la humanidad.

4.2. Objetivos

Al término del estudio de este tema los alumnos deberían:

- Tener claro que la presencia del carbono en el aire y en el mar es imprescindible para mantener la vida en la Tierra, y cómo se mantiene el equilibrio necesario.
- Conocer el origen del efecto invernadero, de la lluvia ácida y de la destrucción de la capa de ozono.
- Estar al corriente de los mínimos impactos de las energías renovables sobre el ecosistema.
- Distinguir las acciones correctoras propuestas en el Protocolo de Kioto.
- Dominar los conceptos de coste y precio de la energía.
- Tener claros los conceptos de costes internos, externos y globales.
- Entender la relación entre los costes de la energía y la expansión en el mercado de las energías renovables.

4.3. Repercusiones sobre la biosfera de la explotación de las fuentes energéticas

4.3.1. El carbón y la vida. Fotosíntesis

Como se sabe, la vida en la Tierra se basa en la química del carbono (de ahí el nombre de química orgánica).

En concreto, la vida se soporta sobre la cantidad de carbono, en forma de CO_2 , que se encuentra en la atmósfera (además de sobre otros nutrientes que se encuentran en el suelo y en el mar).

Así mismo, el mar, el otro medio que soporta la vida, también contiene CO_2 .

En conjunto el CO_2 atmosférico y el CO_2 del mar rigen toda la vida en el planeta Tierra.

Las plantas (terrestres o marinas) forman el primer escalón de la vida de la Tierra.

Están formadas por átomos de carbono, hidrógeno y oxígeno, en forma de moléculas complejas denominadas hidratos de carbono. También contienen otros átomos y moléculas, en mucha menor cantidad, como puede ser nitrógeno, fósforo, potasio, calcio, etc.

Cuando la luz solar alcanza las hojas verdes de las plantas se activa en estas el fenómeno de la fotosíntesis (Figura 4.1), mediante la cual las moléculas de anhídrido carbónico (CO_2) (del aire o del agua) se combinan con las de agua (H_2O) para formar moléculas de hidratos de carbono y desprender oxígeno (O_2). La energía absorbida por este proceso es de 112 kcal/mol.

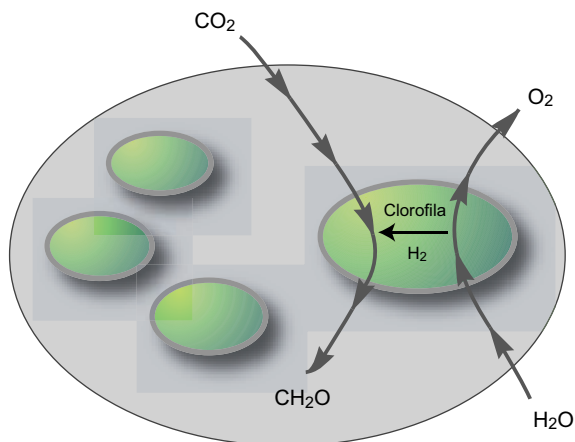


Figura 4.1. Fotosíntesis.

Este proceso de fotosíntesis se entiende mejor si se analiza la interacción entre los **cuantos** de energía (fotones) asociados a la luz y los enlaces químicos existentes en las moléculas de carbón y agua.

La energía contenida en un cuanto es proporcional a la frecuencia de la luz: a más alta frecuencia, es decir, menor longitud de onda, mayor contenido energético de la luz.

La luz que penetra en un sistema químico puede tener tres efectos:

- Absorberse, acelerando las moléculas del sistema (calentándose el cuerpo) y posteriormente disiparse transfiriendo el calor a otros cuerpos circundantes.
- Radiarse al exterior a la frecuencia de resonancia de las moléculas sobre las que incide la luz (fluorescencia o fosforescencia).
- Acelerar una reacción química que haga crecer la energía libre de las moléculas del sistema.

Un mol de cualquier sustancia (un peso en gramos igual a su peso molecular) contiene $6 \cdot 10^{23}$ moléculas (constante de Avogadro).

El contenido energético de un enlace molecular, multiplicado por el número de moléculas por mol, da la energía de enlace de una sustancia por mol.

Así, la energía necesaria para romper los enlaces moleculares puede expresarse en kcal/mol.

Los animales, al comer plantas, absorben la energía almacenada en estas mediante los procesos metabólicos.

La energía obtenida es empleada en la actividad muscular, la generación de impulsos nerviosos y la síntesis de proteínas y otras moléculas para la fabricación de nuevas células.

Un enlace simple entre dos átomos de carbono puede romperse con 82,6 kcal/mol; un enlace doble de carbono requiere 145,8 kcal/mol, y uno triple 199,6 kcal/mol.

La luz azul, correspondiente a una longitud de onda de 450 nanómetros (milmillonésima de metro) tiene una energía equivalente a 64 kcal/mol. La radiación infrarroja, de 900 nm, equivale a 32 kcal/mol y la radiación ultravioleta, correspondiente a la longitud de onda de 225 nm, tiene una energía equivalente a 128 kcal/mol. Ello implica que la radiación ultravioleta tiene suficiente energía (por mol) para romper los enlaces de carbono. Al contrario que la luz visible y la infrarroja.

La luz incidente sobre una molécula sitúa a uno de los electrones asociados con ella en un estado excitado de energía, de modo que puede desprenderse y aparearse con otro electrón de un átomo o molécula vecina, formándose un enlace covalente, y en consecuencia, una nueva molécula.

Si bien todos los procesos exigen un incremento de la entropía a escala universal, la vida retarda tal proceso, e incluso lo hace retroceder a nivel local. En efecto, los procesos vitales permiten que la energía lumínica actúe sobre moléculas de carbón y agua para formar estructuras complejas, fuertemente ordenadas, que en su origen están constituidas por hidratos de carbono, lípidos, proteínas, etc. dando lugar a la denominada **cadena vital**:

luz + agua + carbono → plantas → animales

La fotosíntesis es la clave de todo el proceso.

4.3.2. El CO₂ en la atmósfera. El efecto invernadero

Los sistemas vivos necesitan protección frente a un exceso de radiación rompedora de enlaces.

La atmósfera primitiva de la Tierra no contenía oxígeno libre, era rica en CO₂ y además era muy transparente a la radiación ultravioleta. Una vez comenzada la fotosíntesis con los microorganismos en el océano (mediante procesos anaerobios) se comenzó a liberar oxígeno a la atmósfera.

A medida que estas moléculas de O₂ se difundían, la radiación ultravioleta la descomponía en átomos de oxígeno, algunos de los cuales formaban ozono (O₃). El O₃ es un poderoso absorbedor de radiación ultravioleta, y en consecuencia actúa como filtro de esta. La tierra quedó protegida de esta radiación peligrosa, pero seguía recibiendo la luz visible.

Por otro lado, el CO_2 atmosférico, por el proceso de fotosíntesis, fue convirtiéndose en materia orgánica de modo que su concentración bajó. La atmósfera contiene un 0,032% de CO_2 (320 ppm), que es esencial para la fotosíntesis: la planta asimila este carbono y lo convierte en hidratos de carbono, bajo la acción de la energía solar.

El CO_2 es completamente transparente a la luz visible (no absorbe energía en esa banda), pero es un poderoso absorbedor de radiación infrarroja.

La superficie de la Tierra irradia calor al espacio enteramente en la longitud de onda infrarroja. En consecuencia, si la atmósfera fuera completamente transparente a esta frecuencia, las temperaturas nocturnas del suelo serían mucho más frías que lo que realmente son.

Ello se debe a que el CO_2 captura parte de esta energía infrarroja enviada al espacio y es radiada de nuevo por sus moléculas excitadas en dos direcciones: hacia el espacio exterior y hacia el suelo. Esta última es la que mantiene caliente el suelo y la atmósfera en horas nocturnas.

Las nubes y el vapor de agua de la atmósfera también absorben y emiten radiación infrarroja. De ahí que cuando el cielo está cubierto, la capa de nubes actúa como un manto térmico, donde tal «manto de nubes» no existe (Figura 4.2).

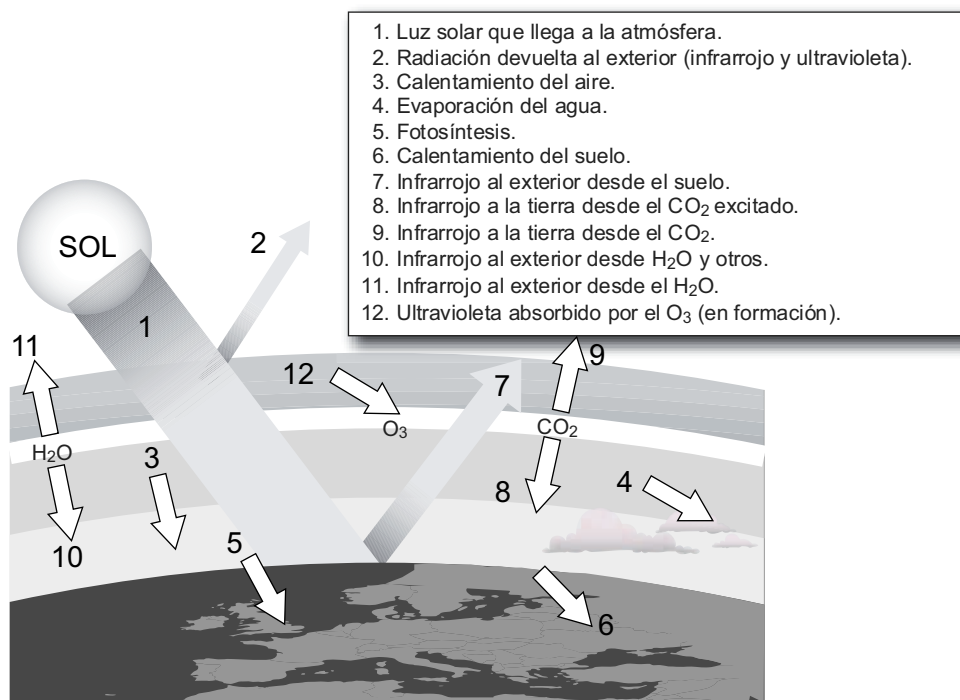


Figura 4.2. Efecto invernadero.

La ventana atmosférica del espacio es transparente a la luz visible, pero está cerrada a la radiación ultravioleta (por el O_3), a la infrarroja (por el CO_2 , el vapor de agua N_2 , polvo, aerosoles, fluorclorocarbonados, etc.).

Cuando la luz llega al suelo, su intensidad se ha debilitado y su calidad espectral modificado. De las $478,5 \text{ kcal/m}^2 \cdot \text{día}$ de energía solar que alcanza la Tierra, la que llega al suelo (solar directa más luz celeste) varía desde un máximo de 220 kcal/m^2 y día en zonas desérticas hasta un mínimo de 70 kcal/m^2 en zonas polares. Las junglas tropicales reciben de 120 a 160 kcal/m^2 .

La radiación solar en el ecuador no varía a lo largo del año (excepto su afectación por las nubes), mientras que es muy variable en los polos.

A lo largo de las 24 horas, está claro que el suelo recibe energía durante el día y la pierde durante la noche. Por el día, el suelo está más caliente que el aire, y el calor se transfiere del primero al segundo por convección. Durante la noche se transfiere calor del suelo al aire.

La evaporación del agua absorbe gran cantidad de energía (580 cal/g a 30°C). Por ello, si el suelo está muy seco la energía que llega durante el día se emplea en calentar el suelo y el aire, dando lugar a un ambiente turbulento y ventoso (típico de los desiertos). Si el terreno está húmedo (o con vegetación regada), la evaporación consumirá gran parte de la energía y la atmósfera será más tranquila y el ambiente menos caluroso.

En resumen, los gases invernadero, que provocan el efecto invernadero, en la composición actual, son imprescindibles para el soporte del ecosistema actual. Evidentemente, una composición diferente de los gases atmosféricos modifican el equilibrio actual, generándose por consiguiente un nuevo equilibrio, y con él, otro ecosistema diferente al actual.

4.3.3. El CO_2 en el mar. Reciclado del carbono

A la par que la fotosíntesis, que extrae del CO_2 de la atmósfera y lo convierte en plantas y animales, y de ahí es depositado en la tierra, formando capas que posteriormente se convertirán en carbón y petróleo, el mar actúa también como un potente vehículo de regulación del CO_2 en la atmósfera (Figura 4.3).

En efecto, el agua es capaz de absorber CO_2 de la atmósfera, en su superficie, especialmente debido a la agitación de esta (la concentración de CO_2 en los primeros 75 metros de agua es tan alta como en la atmósfera).

Esta absorción sería limitada si no fuera porque la enorme cantidad de seres vivos que pueblan el mar están formados (en su estructura) por carbono (en forma de bicarbonatos disueltos).

Cuando estos organismos mueren, sus esqueletos se hunden hasta el fondo, y allí queda depositado el carbono que contienen (formando grandes depósitos de caliza y dolomías). Estos depósitos conforman el 80% del carbono existente en los océanos.

Si el carbonato cálcico alcanza profundidades abisales, muy frías y a gran presión, se disuelve, dando lugar a dióxido de carbono libre, de manera que ésta es la forma en que se encuentra a esas profundidades.

Si este proceso continuara indefinidamente, el mar terminaría por absorber todo el CO_2 de la atmósfera (en aproximadamente 10.000 años). La fotosíntesis se detendría y con ello cesaría toda la actividad vital sobre la Tierra.

El clima se volvería tan frío que desencadenaría una nueva edad glacial. Si toda la Tierra estuviera cubierta de hielo, prácticamente el 100% de la energía solar sería reflejada hacia el exterior —por el color blanco— y la Tierra se enfriaría aún más.

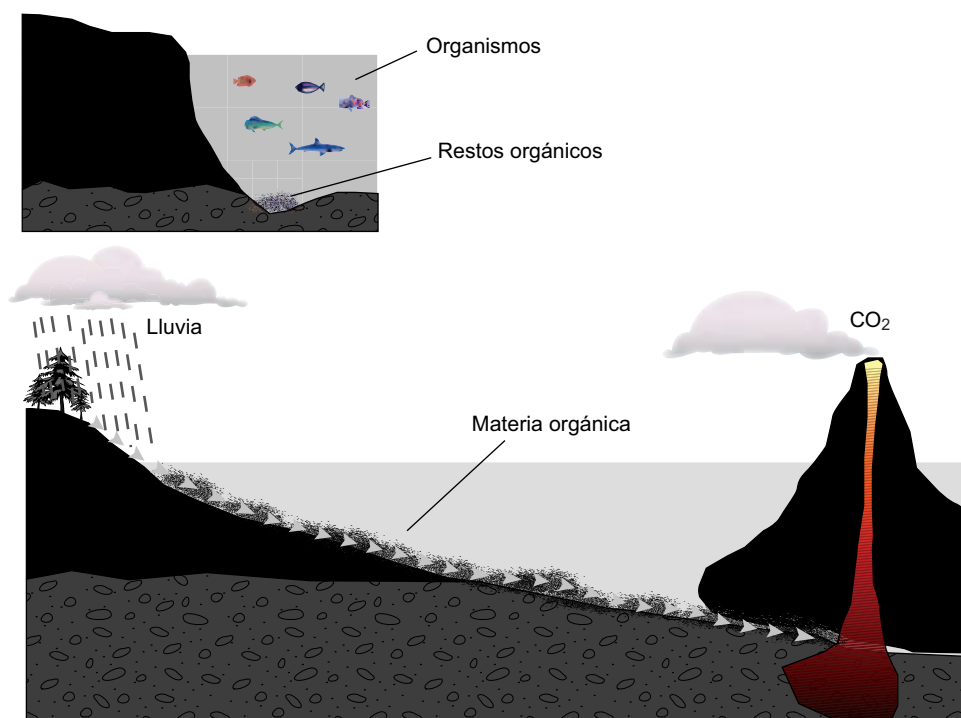


Figura 4.3. Ciclo de carbono en el mar.

Cuanto mayor sea el ritmo de la actividad biológica marina, más CO_2 se extrae de la atmósfera. Sin embargo, los nutrientes en el mar conforman la otra variable de este proceso. Si disminuyen los nutrientes disminuye la actividad biológica y con ella, la absorción de CO_2 por medio de los organismos vivos que residen en el mar.

Otro proceso importante que interacciona sobre los sedimentos de carbón en el mar son los debidos a los movimientos de los fondos marinos tanto en los fenómenos de hundimiento, como en los de su afloración (tectónica de placas).

Cuando el fondo del océano es empujado hacia el interior de la Tierra, el intenso calor extrae el dióxido de carbono de las calizas y acaba en las cámaras de magma de los volcanes. Las erupciones de éstos devuelven a la atmósfera parte del CO_2 extraído, y así, los volcanes contribuyen al equilibrio del CO_2 en la atmósfera.

Otro fenómeno se debe a que el CO_2 reacciona con las aguas de la lluvia, formando ácido carbónico débil, que disuelve minerales como el calcio y la sílice de las rocas terrestres. Los ríos transportan estos materiales al océano donde son absorbidos por los organismos marinos (con lo que construyen sus esqueletos y caparazones).

Cuando la Tierra se calienta, más agua se evapora de los océanos y más lluvias se producen. En consecuencia, más CO_2 se extrae de la atmósfera, que acaba en forma de calizas en el fondo del mar.

Cuando la Tierra se enfría, menos agua se evapora y menos lluvia, es decir, se extrae menos CO_2 de la atmósfera. Los volcanes devuelven este CO_2 , de manera que este ciclo mantiene la temperatura en la Tierra en los límites tolerables por los seres vivos que la pueblan.

4.3.4. Los efectos de la explotación de las energías fósiles sobre las personas

La utilización de las fuentes de energía (desde su extracción hasta su utilización, pasando por todas las transformaciones intermedias) tiene repercusiones sobre las personas, bien directamente, bien por las variaciones generadas en la biosfera y el medioambiente. Desgraciadamente, siempre con efectos negativos.

Desde luego, no todas las fuentes de energía tienen los mismos efectos, yendo desde unos muy ligeros, como es el caso de todas la energías renovables, hasta los más severos (por sus resultados y su duración), como los derivados del uso de la energía nuclear o de los combustibles fósiles.

Entre los efectos negativos de la explotación de las diferentes fuentes de energía pueden mencionarse:

- Sobre la salud humana:
 - De corto alcance (varias enfermedades).
 - De largo alcance (cáncer, etc.).
 - Impactos intergeneracionales (daños genéticos).
- Sobre la calidad de vida:
 - Pérdida de calidad por humos, suciedad, etc., especialmente en ciudades.
 - Problemas psicosomáticos.
- Sobre el empleo:
 - Por ejemplo, destrucción de empleos en la agricultura.
- Sobre la distribución poblacional:
 - Movimientos migratorios originados por inundaciones, sequías, etc.
- Sobre las generaciones futuras:
 - Pérdida de recursos de todo tipo, incluyendo la biodiversidad actual.

4.3.5. Los efectos de la explotación de las energías fósiles sobre la atmósfera

4.3.5.1. Cambio climático

Como se ha dicho, el proceso de fotosíntesis, actuando durante miles de millones de años, extrajo el CO₂ de la atmósfera hasta la concentración actual de 0,032%, al tiempo que liberaba oxígeno hasta la concentración actual de 21% en volumen.

El resultado es un delicado equilibrio entre producción y consumo de CO₂, producción y consumo de O₂ y radiación incidente e irradiada.

Desde los años 1850 y mucho más en la actualidad, la combustión de estos combustibles fósiles están haciendo retornar a la atmósfera el CO₂ anteriormente retirado de ésta por las plantas y animales, y en consecuencia, perturbando el delicado equilibrio del ecosistema actual, extremadamente adaptado a unas peculiares condiciones climáticas.

Un radical cambio climático no eliminaría la vida sobre la Tierra: las bacterias y algunos insectos sobrevivirían a unas condiciones extremas. Lo que peligra es la biodiversidad actual.

Las burbujas de aire atrapadas en glaciales formados hace 160.000 años muestran una proporción de CO_2 entre 180 y 280 ppm. En el año 1960, la proporción se había elevado a 350 ppm. Si la emisión de CO_2 a la atmósfera continúa al ritmo del crecimiento actual (1,5 ppm/año), la proporción total se habrá doblado en el año 2100.

La consecuencia más importante de este aumento del CO_2 es un recalentamiento de la atmósfera (del orden de $0,3^\circ\text{C}$ por década, es decir, $2-4,5^\circ\text{C}$ en el año 2050), y en consecuencia: pérdida de las masas glaciales y expansión de las aguas oceánicas (aumento del nivel del mar con la inundación de grandes zonas costeras y deltas, actualmente habilitadas, desaparición de gran parte de Bangladesh y de los atolones del Pacífico, mientras que Holanda se verá forzada a aumentar la altura de su barreras de contención), y cambio climático generalizado, con todo lo que ello implica: incremento de las precipitaciones globales (pero con fuertes irregularidades entre diversas zonas y diferentes estaciones, aumentando las zonas desérticas), incremento de los fenómenos tormentosos (arrastrando el mar la capa de tierra vegetal —menos de 15 cm, y que ha tardado millones de años en formarse— y reduciendo de forma dramática la producción agrícola), etc., con efectos más severos en áreas de Brasil, Perú, Sahel, sureste de Asia, China, España, etc.

No hay que olvidar que estos fenómenos potencian los incendios y destrucción de las selvas tropicales y ecuatoriales, hechos que están siendo otra causa importante del aumento del CO_2 en la atmósfera.

También tiene una cierta influencia como generador de efecto invernadero el metano (CH_4), pero la proporción en que se emite a la atmósfera (desde zonas pantanosas, vertederos, etc.) es muy pequeña.

En cualquier caso los efectos son a largo plazo, puesto que el CO_2 emitido permanece en la atmósfera entre 50 y 200 años, mientras que el metano permanece un promedio de 15 años.

4.3.5.2. *La lluvia ácida*

Otro efecto colateral importante derivado de la combustión de los combustibles fósiles es la lluvia ácida.

El carbón y también muchos tipos de petróleos, son ricos en azufre y nitrógeno.

La combustión del azufre produce dióxido de azufre (SO_2), que pasa a la atmósfera. Este, a su vez, se combina con el vapor de agua de la atmósfera y produce ácido sulfúrico (SO_4H_2), que da lugar a una **lluvia ácida** (en casos extremos, la lluvia puede alcanzar la acidez del vinagre).

Igualmente ocurre con los óxidos de nitrógeno (NO_2 y NO_3), que terminan convirtiéndose en ácido nítrico (NO_3H), con una permanencia en la atmósfera de 150 años.

Los suelos sobre los que cae esta clase de lluvia se acidifican y no pueden cultivarse nunca más.

Los árboles quedan enfermos o destruidos por la acción de la lluvia sobre sus hojas —deforestación— (Figura 4.4).



Figura 4.4. Bosque destruido por la lluvia ácida.

Sin embargo, donde la lluvia ácida se hace más dañina es en los lagos y los ríos, pues al reducir el pH del agua (especialmente con la formación de óxidos de nitrógeno) éstos se convierten en poderosos nutrientes que hacen proliferar las algas, lo cual bloquea la luz solar que penetra en el mar, haciendo que disminuya el oxígeno disuelto en el agua, produciendo la asfixia de plantas y animales.

También son importantes las repercusiones sobre los materiales de edificios y obras de arte, pinturas y barnices, etc.

4.3.5.3. La destrucción de la capa de ozono

El ozono (O_3) es una molécula inestable, formada por tres átomos de oxígeno (una molécula y un átomo separado). Se forma cuando el oxígeno de las altas capas de la atmósfera (30 ó 40 km) absorbe la radiación solar ultravioleta (de alta energía, capaz de romper sus enlaces químicos). El átomo de oxígeno desprendido de la molécula rota puede unirse a otro átomo similar, formando de nuevo una molécula de oxígeno (O_2), o unirse a otra molécula de oxígeno formando una de ozono.

La concentración de ozono en la atmósfera es muy baja, si fuera una capa que rodease la Tierra tendría 3 milímetros de espesor (Figura 4.5).

El mecanismo que produce la destrucción (mejor, no formación) del ozono se basa en la presencia en la alta atmósfera de sustancias como los óxidos de nitrógeno (producido en la combustión del carbón y el petróleo) y, especialmente, los clorofluorcarbonados (CFC) y compuestos halógenos (introducidos en los sistemas frigoríficos y de aire acondicionado, aerosoles, etc.).

Estos productos fijan el átomo libre de oxígeno que normalmente daría lugar a una molécula de ozono, impidiendo que ésta se forme.

Ozono total (Unidades Dobson), agosto 2002

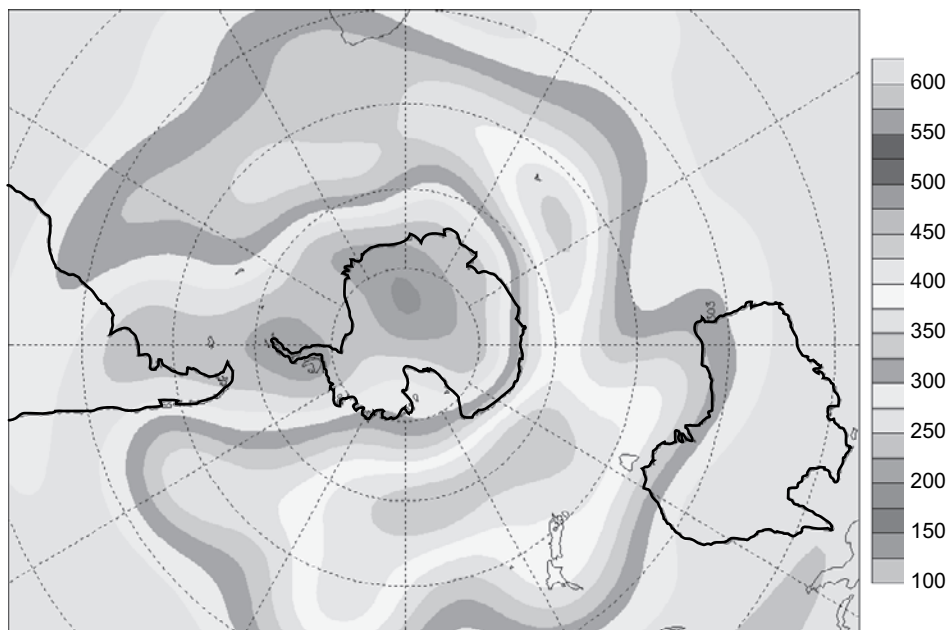


Figura 4.5. La capa de ozono en la Antártida.

Además, los CFC absorben una elevada cantidad de radiación infrarroja —10.000 veces más que la molécula de CO_2 — que en parte irradian hacia la Tierra, aumentando el efecto invernadero.

El papel del ozono es fundamental para mantener la vida sobre la Tierra, al proteger a los seres vivos de los problemas causados por las dañinas radiaciones ultravioletas, entre los que cabe destacar: problemas oculares en personas y animales (cataratas, ceguera), cáncer de piel, perturbaciones del sistema inmunológico, disminución de cosechas (maíz, soja, etc.), disminución del fitoplancton (alteración en la cadena alimentaria marina), perturbaciones del clima (enfriamiento de la estratosfera), etc.

4.3.6. Los efectos de la explotación de las energías fósiles sobre el suelo y las aguas

Otros impactos medioambientales importantes derivados del uso de los combustibles fósiles se refieren a la contaminación directa de tierras y mares, (especialmente grave esta última), originada tanto en la fase de extracción como en la de transporte, así como por la lluvia ácida, al caer sobre el mar.

De excepcional importancia son los impactos derivados de la contaminación producida por los combustibles radioactivos empleados en las centrales nucleares.

Al margen de accidentes que puedan generarse en las propias centrales (Chernobil, Three Mile Island, etc.), el problema principal es el de almacenamiento de los residuos, tanto por su cantidad, como porque algunos de ellos permanecerán radiactivos por miles de años.

Constituyen una peligrosa herencia que esta civilización va a legar a las futuras, colocando sobre el planeta un conjunto de materiales letales que no se encontraban en estado natural.

4.3.7. El impacto de las energías renovables

En cuanto a las energías renovables, su impacto es mínimo sobre el medio ambiente (excepto la energía hidráulica, cuya captación exige la construcción de grandes pantanos, los cuales pueden presentar elevados efectos negativos, solo que a escala local).

En la evaluación de los impactos solo pueden incluirse los derivados de la fase de fabricación de los sistemas y equipos de conversión y transporte de estas energías (altos hornos en la fabricación del acero u otros materiales, fabricación de los componentes, etc.). Obviamente, los mismos impactos tienen también la fabricación de los equipos para la explotación de las energías no renovables.

En este contexto es donde se producen los mayores impactos de las energías renovables, que en todo caso son muchísimo menores que el de las no renovables por las mismas causas.

La Tabla 4.1 muestra la emisión de contaminantes (Tn/GWh) en la generación de energía eléctrica por diferentes métodos, considerando el ciclo total de la generación: extracción del recurso, construcción de los equipos y operación de la planta.

TABLA 4.1 Emisión de contaminantes en la generación de energía eléctrica.

Fuente de energía	CO ₂	NO ₂	SO ₂	TSP	CO	HC	NU	Total
Carbón	1.058,2	2,986	2,971	1,626	0,267	0,102	NA	1.066,1
Gas natural	824	0,251	0,336	1,176	TR	TR	NA	825,8
Nuclear	8,6	0,034	0,029	0,003	0,018	0,001	3,641	12,3
Fotovoltaica	5,9	0,008	0,023	0,017	0,003	0,002	NA	5,9
Biomasa	0 (*)	0,614	0,154	0,512	11,361	0,768	NA	13,4
Geotérmica	56,8	TR	TR	TR	TR	TR	NA	56,8
Eólica	7,4	TR	TR	TR	TR	TR	NA	7,4
Solar térmica	3,5	TR	TR	TR	TR	TR	NA	3,6
Hidráulica	6,6	TR	TR	TR	TR	TR	NA	6,6

TSP: Partículas suspendidas totales.

NA: No aplicable.

TR: Trazas de elementos.

HC: Hidrocarburos.

NU: Nuclear.

(*) Suponiendo cerrado el ciclo de carbono.

4.3.8. Actuaciones correctoras. Protocolo de Kioto

En cuanto a las acciones correctoras, y en lo que al incremento del CO₂ en la atmósfera se refiere (y del SO_x y NO_x), una rápida y exigente política mundial de reducción de estos gases vertidos a la atmósfera tardará muchos años en hacer sentir sus efectos.

Ello significa que los efectos negativos seguirán adelante durante muchos años más, y curiosamente, muchos más que la duración de las propias reservas de petróleo y gas, lo cual significa que la disminución de la emisión de gases de efectos invernadero vendrá impuesta no solo por los acuerdos que a nivel internacional se adopten, sino simplemente por el agotamiento de estas fuentes de energía.

Consciente de la gravedad de este problema, la Comunidad Internacional inició en 1992 una primera «Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático», que entró en vigor en marzo de 1994 y que obligaba a los estados firmantes a establecer programas de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y la obligatoriedad de presentar informes periódicos a la «Conferencia de las Partes» (que fue el órgano creado para efectuar el seguimiento de la Convención).

También se recomendaba que los estados industrializados estabilizaran sus emisiones al nivel de 1990 (reconociendo así, implícitamente, al ser los responsables directos del efecto invernadero), al tiempo que pedían a las partes firmantes que colaboraran al desarrollo de los países no industrializados transfiriéndoles tecnologías, procesos y métodos que redujeran las emisiones contaminantes.

La Conferencia de las Partes (que se reúne anualmente), adoptó en 1997 un protocolo anexo a la Convención que vino a denominarse Protocolo de Kioto.

PROTOCOLO DE KIOTO

Éste ya establece límites precisos a las emisiones de GEI en los países industrializados, que serán vinculantes para todos los firmantes, aún cuando se recoge la posibilidad de utilizar mecanismos flexibles, basados en el mercado, para la consecución del objetivo final, que era que entre 2008 y 2012 los países industrializados deberían reducir sus emisiones totales a un nivel inferior (en no menos del 5%) al de 1990.

El Protocolo diferencia las exigencias a los países desarrollados de los que están en vías de desarrollo, en función de la aportación histórica de los primeros al cambio climático, y a la necesidad de los segundos de realizar inversiones en tecnologías más costosas.

Los mecanismos de flexibilización (tendientes a conseguir una reducción de la contaminación a nivel planetario, al mínimo coste económico) son tres:

El *Comercio de Derechos de Emisión* (CDE), la *Implementación Conjunta* (IC) y el *Mecanismo de Desarrollo Limpio* (MDL).

El Comercio de Derechos de Emisión parte de la asignación a cada país de unos Derechos de Emisión, los cuales en la medida en que no sean agotados, permiten la comercialización de los excedentes. Por el contrario, si se sobrepasan tales derechos, el país infractor deberá pagar la correspondiente multa.

Con este mecanismo se pretende que los países más contaminantes inviertan en equipos y sistemas que reduzcan las emisiones, o compren esos derechos a otros países que no alcanzan su tasa de emisión, con lo cual estos pueden mejorar, o desarrollar, sus propios sistemas energéticos más eficientes y menos contaminantes.

Asimismo, los países que consigan reducir la emisión de GEI por debajo de su cuota podrán poner a la venta sus derechos restantes.

Con todo este mecanismo de multas y compraventas, cada país puede decidir qué prefiere o qué le conviene, en cada momento, y el resultado final deberá ser una reducción de la contaminación atmosférica a escala planetaria.

La Implementación Conjunta (IC) está encaminada a que empresas de países industrializados realicen proyectos de reducción de contaminación en otros países (industrializados o no) en los que sean menos costosas las inversiones encaminadas a reducir las emisiones.

Estas reducciones en otros países computan créditos adicionales de cara a cumplir los compromisos del Protocolo de Kioto (aumentar sus créditos asignados).

Como se ve, este mecanismo incentiva la reducción de emisiones a escala planetaria, sin importar donde se produce tal reducción.

El Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) se diferencia del anterior en que la inversión de los países industrializados debe hacerse, necesariamente, en los países en vías de desarrollo que no tienen objetivos en el Protocolo de Kioto. De acuerdo con esto, los países desarrollados que efectúan estas inversiones (menos contaminantes que las convencionales) en países en desarrollo pueden ver incrementados sus créditos y compensar así sus elevadas emisiones (no pagando la multa correspondiente, o pagando menos).

Como se ve, tanto los proyectos IC, como sobre todo los MDL, no solo pretenden disminuir las emisiones globales, sino alcanzar un desarrollo sostenible en los países de recepción.

Para que el Protocolo de Kioto tenga virtualidad jurídica (para que sea vinculante y exigible a las partes), es decir, para que entre en vigor, tienen que cumplirse dos condiciones: en primer lugar, debe ser ratificado por al menos el 55% de los países incluidos en la Convención Marco. En segundo lugar, entre los firmantes deberá haber un número mínimo de países industrializados responsables al menos del 55% de las emisiones totales de CO_2 .

En el año 2003, el Protocolo lo habían firmado 119 países (más del 55% del total), pero los países industrializados firmantes solo alcanzaban el 44,2% de las emisiones totales de CO_2 . No lo habían firmado ni los EEUU, responsable del 30,6%, ni Rusia, responsable del 17,4%. Tampoco Australia y Mónaco, entre los países más industrializados. Sin embargo en el año 2004 ha sido firmado por Rusia, con lo cual el Protocolo ya está en vigor.

4.4. Los costes de la energía

4.4.1. Introducción

Antes de comenzar a hablar de los costes de la energía es preciso aclarar el significado de dos términos que a menudo se toman como sinónimos:

- **Coste** es la cantidad a la que ha de venderse una unidad de energía (1 kWh) al usuario final para que se obtenga una rentabilidad aceptable (prevista) de la inversión (en equipos, redes de distribución, explotación, etc.).
- **Precio** es la cantidad que en cada instante el mercado paga por 1 kWh de energía (o la cantidad a la que se compra el kWh).

El coste (o el precio) de la energía puede expresarse en €/kWh producido, aunque también suele expresarse en términos de potencia, o €/kW instalado. En este último supuesto ha de señalarse si el sistema está listo para conectarse a la red, o no.

Por ejemplo, en el caso de un aerogenerador se hablaría de x €/kWh el coste de la producción vertida en la red eléctrica, o de y €/kW el coste del aerogenerador colocado pero sin conectar a la red, o z €/kW el coste del aerogenerador colocado y conectado a la red (pero sin costes de mantenimiento por ejemplo).

Otro aspecto importante al hablar de costes de la energía se refiere a la consideración de costes internos y costes externos.

Los primeros son los inherentes al propio sistema energético, mientras que los segundos son aquellos que se derivan del impacto de la explotación de una fuente energética (y de todos los sistemas de transformación) sobre el medio circundante y los seres vivos (incluyendo las personas).

Finalmente los costes de la energía también pueden englobarse en dos categorías: costes fijos (inversiones en equipos, instalaciones, etc.), y costes variables (combustibles, personal, etc.).

4.4.2. Los costes internos. Variabilidad

El coste (interno) de la energía se compone de tres factores: los costes de capital, los costes de explotación (circulantes) y otros costes.

En los costes de capital se incluyen:

- Preparación (ingeniería de diseño e I + D e ingeniería de colocación (de la maquinaria en el terreno).
- Construcción (preparación del terreno, construcción de los equipos, transporte).
- Integración (instalación, puesta a punto, conexión a la red).
- Gestión del proyecto (supervisión, control de calidad).
- Inversión de soporte (capital).
- Seguros (de obra).

En los costes circulantes se incluyen:

- Operación (combustible, dirección y personal, alquileres, seguros).
- Mantenimiento (inspección, servicios, reparaciones, revisiones, *stocks* de recambios).

En otros costes se incluyen:

- *Overheads* (costes de la superestructura de la empresa tales como directivos, administrativos, alquileres de oficina, teléfono, etc.).
- Costes de finalización (desmantelamiento de los sistemas, en su caso).

Muchos de estos costes son variables y no inherentes al propio sistema energético, estando en relación con factores exógenos, como pueden ser el coste del dinero (préstamos, intereses), punto donde se materializa la inversión, número de unidades fabricadas de cada equipo, existencia de más o menos recursos en la fuente energética, etc.

4.4.2.1. Costes de la energía y precio del dinero

Cuando se realiza una inversión en un recurso o tecnología energética se invierte dinero. Tal acción lleva consigo la consideración de varios factores:

Por un lado, los asociados a la variación temporal del precio del dinero, es decir, a la inflación.

Por otro, las otras oportunidades que podrían tenerse con el dinero disponible, es decir: la preferencia por invertir o no, o incluso, por invertir en otra cosa (coste de oportunidad), o el interés que pueden darnos (la tasa) en otro negocio (cédulas hipotecarias, por ejemplo).

Estos factores actúan en contraposición muchas veces: por ejemplo, si se invierten 100 euros, a un interés del 10%, se tendrán 110 euros, al final del primer año y 260 euros al cabo del décimo año.

Si la inflación del dinero fuera el 10%, el Valor Presente (real) al cabo de los 10 años sería solo de 100 euros. ¡No se habría ganado nada!

La inflación actúa sobre el precio del kWh en términos monetarios, pero no afecta al valor real (coste de obtención) de este.

Si se compra un automóvil en 10.000 euros de 2004 y se arregla y se vende en 15.000 euros en 2005, se habrían ganado 5.000 euros (50%). Si la inflación fuera del 10%, se habrían vendido en $15.000 + (15.000 \cdot 0,1) = 16.500$ euros, con lo cual se habrían ganado los mismos 5.000 euros de valor real, hoy.

En definitiva, y de acuerdo con esta variable, el coste de la energía (kWh) se calcula así:

1. Se dividen los costes de capital por el número de años en funcionamiento, y se calcula el valor presente para el año 0 (considerando inflación, intereses, etc.).
2. Se calcula el valor medio de los costes circulantes, y se actualizan para el año 0.
3. Se suman las dos cantidades anteriores y se dividen por el número de kWh que la máquina, central, etc. produce.

Se observa que el coste depende de la producción. En el caso de energías renovables, la correcta previsión de ésta es esencial para determinar su coste.

4.4.2.2. Costes de la energía y recursos disponibles

El coste de la energía obtenida a partir de una fuente concreta (petróleo, carbón, nuclear, etc.) depende mucho de la cantidad del recurso que se encuentra disponible, y de la facilidad de acceso al mismo.

La variación del coste (en €/kWh) en función de la disponibilidad del recurso (medida en kWh/año extraídos) se representa en la curva de la Figura 4.6. En ella se ve cómo a partir

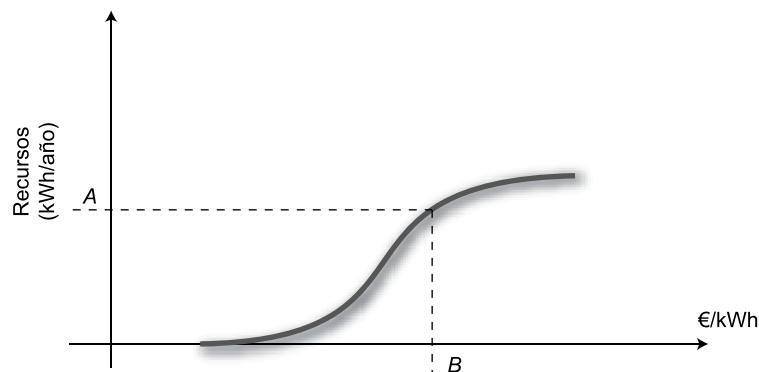


Figura 4.6. Variación del coste en función de la disponibilidad del recurso.

de un coste inicial del recurso extraído, éste aumenta proporcionalmente a la cantidad extraída (correspondiente a la utilización de los recursos más accesibles) hasta que se llega a un punto a partir del cual el precio aumenta mucho más rápido que la cantidad del recurso extraído (utilización de los recursos menos accesibles). En el límite, cuando el recurso ya es muy escaso, el coste de la energía se dispara, hasta límites que el mercado no puede absorber (ello representaría el final de la extracción «económica» del recurso).

A representa la cantidad de recurso que puede ser explotado a menos de $B \text{ €/kWh}$.

4.4.2.3. Costes de la energía y número de unidades fabricadas

Para muchos sistemas de captación de energía, especialmente las renovables, los costes de inversión varían fuertemente en función del número (y a veces el tamaño) de las unidades fabricadas de los sistemas de conversión (turbinas eólicas, paneles solares, etc.).

En general, esta variación del coste €/kWh, frente al número de máquinas y equipos fabricados, es la mostrada en la Figura 4.7.

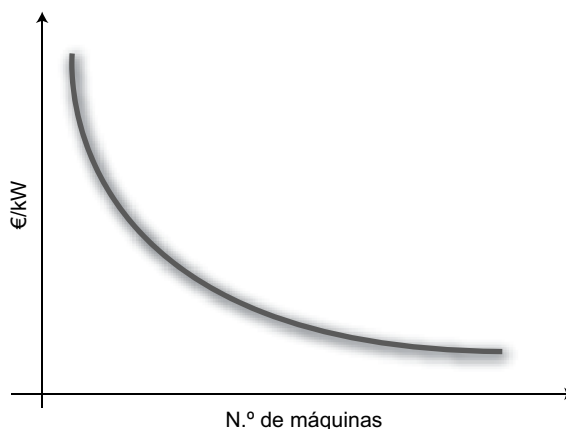


Figura 4.7. Variación del coste frente al número de máquinas y equipos fabricados.

El coste disminuye rápidamente al aumentar el número de unidades fabricadas, hasta estabilizarse en un valor mínimo.

4.4.2.4. Coste y lugar o país

Otro aspecto que puede tener una cierta repercusión en el coste del kWh está relacionado con los costes de fabricación, de mano de obra, tasas e impuestos, precios del suelo, subvenciones y otras ayudas económicas en diferentes países o zonas.

4.4.3. Los costes externos

Se consideran costes externos de la energía los costes de éstos traspasados a terceros, que no los asume ni el vendedor ni el comprador, sino un tercero perjudicado (una persona que

enferma, un ayuntamiento que debe hacer frente a la contaminación producida por la explotación de una fuente energética, etc.).

Entre estos costes externos, hasta ahora no incluidos en el coste de kWh, se encuentran:

Costes de salud

- Enfermedades leves.
- Enfermedades graves.
- Degeneraciones genéticas.

Costes medioambientales

- Daños en la flora.
- Daños en la fauna.
- Cambio climático.

Costes a largo plazo debido al agotamiento del propio recurso energético (que no podrá ser usado por generaciones venideras):

Subsidios

- A la investigación y desarrollo (I + D).
- A la inversión.
- Otros.

Costes imputables a la probabilidad de guerras

- Gastos militares.
- Gastos en seguridad.
- Proliferación de combustibles nucleares.

Costes de contaminación radiactiva

Costes psicosociales

- Desplazamiento de poblaciones (en la construcción o por accidente).
- Problemas psicosomáticos.

El problema reside en la dificultad de cuantificar gran parte de estos costes indirectos y de asignarles un valor monetario.

Por ejemplo, hasta ahora se ha podido determinar, con más o menos exactitud, por medio de complejas simulaciones y medios informáticos, la elevación de temperatura debida al cambio climático. Sin embargo, el nivel de daños causado por el mismo, y su coste, ha sido imposible evaluar.

4.4.4. Los costes globales. Impacto sobre la penetración de las energías renovables

En una economía de mercado, el problema del reparto de recursos escasos en usos competitivos se resuelve por medio de los *precios del mercado* de los diferentes recursos.

Ello implica que en el coste de cada recurso deben estar contemplados todos los costes del mismo, tanto internos como externos.

En particular, y hasta el momento presente, los costes totales de la energía no están reflejados en los precios de mercado, en la medida en que éstos no asumen los costes externos, que son traspasados a terceros.

Por ejemplo, la no consideración actual de los costes de la escasez de los combustibles fósiles está desplazando tal sumando a las generaciones venideras. La «baratura» de hoy será pagada a alto coste por las generaciones venideras.

En todo caso puede asegurarse que los precios actuales de la energía (especialmente las no renovables) están muy por debajo de su coste real y ello puede conducir a un consumo excesivo de éstas, que creará un gravísimo problema a las generaciones futuras. Aspecto este que no tiene importancia si se trata de energías renovables.

Por otro lado, la diseminación de una tecnología de producción energética está íntimamente relacionada con el precio de la energía producida. De esta forma, las energías renovables, como eólica y solar, debido a los bajos precios de las energías del carbón, petróleo y nuclear, han visto frenado su desarrollo.

Varios trabajos llevados a cabo indican que los beneficios sociales de las energías eólica y solar, medidos en términos monetarios, hacen comparables los costes de estas a los de la energía convencional.

En otras palabras, si al precio del coste convencional (obtenido a partir del carbón, petróleo o uranio) se le añaden los principales costes externos (no todos), su precio sería más elevado que el kWh producido con energía eólica y solar.

Otro aspecto que también debe ser resaltado es que el precio excepcionalmente bajo de los combustibles no renovables no incentivan el ahorro de éstos (o su uso más racional).

El precio de la gasolina y gasóleos de automoción, fuertemente sobrecargados por impuestos en la UE (sobre los costes de producción) actúan solo como un mecanismo recaudador (de impuestos), y no revierten sobre el fomento de la lucha contra la contaminación, la generación de sistemas de transporte alternativos o el abaratamiento de los costes de las energías renovables.

En la Figura 4.8 puede verse la influencia de los costes externos de la electricidad sobre la penetración en el mercado de las energías renovables (en este caso, la energía solar fotovoltaica en Alemania)

La curva (1) representa la evolución (temporal) del coste del kWh fotovoltaico (coste previsible según la tendencia actual, que depende, entre otras cosas, de la propia penetración en el mercado).

La curva (2) representa la evolución previsible de los costes internos de la energía eléctrica producida con fuentes no renovables.

Las curvas (2') y (2'') representan el aumento de los costes anteriores si se añaden los costes externos, a un bajo nivel (solo algunos de estos costes) (2') o a su alto nivel (todos los costes) (2'').

Como se observa en la figura, los costes se igualan en los puntos A, B, C, respectivamente, y es a partir de ahí de donde despegaría la energía solar fotovoltaica, que se volvería más competitiva.

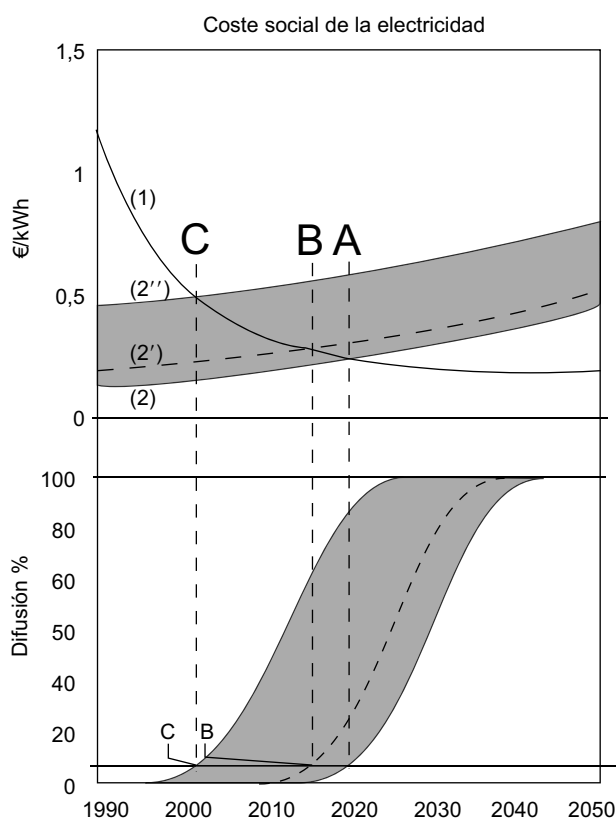


Figura 4.8. Penetración de las energías renovables.

En los tres casos, la penetración en el mercado seguiría la curva típica mostrada en la parte inferior de la figura, llegándose a una penetración máxima (propia, dentro de sus límites, y no respecto de la energía total en Alemania), en los años 2025, 2040 y 2045, respectivamente para los casos C, B y A.

4.5. Conclusiones

En este capítulo se ha realizado una introducción a las repercusiones negativas que la explotación de las fuentes energéticas tiene sobre la biosfera y el medioambiente en general.

Se han descrito los impactos que suponen el cambio climático, la lluvia ácida, la destrucción de la capa de ozono, así como otros impactos medioambientales. Sin embargo, no se han señalado los impactos concretos de las diversas energías renovables, ya que ellos se presentarán en capítulos posteriores de este libro.

Igualmente, se han realizado observaciones generales sobre las medidas correctoras.

Asimismo, se ha llevado a cabo una introducción a los costes de la energía y se han desglosado la composición de dichos costes y se ha analizado la variabilidad de los mismos.

Por último, se han contemplado los costes globales de la energía y los impactos sobre la penetración de las energías renovables.

4.6. Bibliografía

- Boyle, G. *Renewable Energy. Power for a Sustainable Future*. Ed. Oxford University Press, 2000.
- Twidell, J. y Weir, T. *Renewable Energy Resources*. Spon Press, 2000.
- Ortega, M. *Energías Renovables*. Paraninfo, 2003.
- Kreith, F. y Goswami, D. Y. *Handbook of Energy Efficiency and Renewable Energy*. CRC, 2007.
- Calero, R.; Carta, J. A. y Padrón, J. M. *Energía*. Tomo I: «Aspectos Energéticos Generales». Ed. Gobierno de Canarias y Unión-Endesa, 2007.
- Moore, T. *In Sickness or in Health: The Kyoto Protocol Versus Global Warming*. Ed. Hoover Inst Pr, 2000.
- McKibbin, W. y Wilcoxon, P. *Climate Change Policy After Kyoto: Blueprint for a Realistic Approach*. Ed. Brookings Institution Press, 2002.
- McGovern, J. *The Kyoto Protocol*. Dorrance Publishing Co. Inc., 2006.
- Alters, S. *Energy: Supplies Sustainability, And Cost*. Ed. Information Plus, 2007.
- Eggink, J. *Managing Energy Costs: A Behavioral and Non-Technical Approach* Fairmont Press, 2007.
- Sen, Z. *Solar Energy Fundamentals and Modeling Techniques: Atmosphere, Environment, Climate Change and Renewable Energy*. Ed. Springer, 2008.

4.7. Evaluación

4.7.1. Ejercicios teóricos

1. ¿Cuál de las siguientes respuestas es correcta?

- A) El ozono es una molécula estable, formada por tres átomos de oxígeno.
- B) El ozono se forma en las capas altas de la atmósfera (30 ó 40 km) por la acción de sustancias tales como los óxidos de nitrógeno.
- C) La presencia de ozono en la atmósfera es fundamental para incrementar el fitoplancton.
- D) Los compuestos clorofluorcarbonados impiden que se forme ozono.

Solución: La respuesta D) es VERDADERA. Los CFC y compuestos halógenos fijan el átomo libre de oxígeno que normalmente daría lugar a una molécula de ozono, impidiendo que ésta se forme.

2. ¿Cuál de las siguientes sustancias es causante de la llamada lluvia ácida?

- A) El aumento de CO_2 en la atmósfera.
- B) El metano (CH_4).
- C) El dióxido de azufre (SO_2).
- D) El ozono O_3 .

Solución: La respuesta C) es VERDADERA. El SO_2 que pasa a la atmósfera se combina con el vapor de agua de la misma y produce ácido sulfúrico (SO_4H_2), que da lugar a una lluvia ácida, que en algunos casos puede alcanzar la acidez del vinagre.

3. ¿Cuál de las siguientes respuestas respecto del Protocolo de Kioto es verdadera?

- A) El protocolo no diferencia entre los países desarrollados de los que están en vías de desarrollo.
- B) Los mecanismos de flexibilización, tendentes a conseguir una reducción de la contaminación a nivel planetario, al mínimo coste económico, son cuatro.

- C) El mecanismo de *Implementación Conjunta* esta encaminado a la reducción de contaminación en otros países, industrializados o no.
- D) El mecanismo de *Desarrollo Limpio* está destinado a las inversiones realizadas en países industrializados que tienen objetivos en el Protocolo de Kioto.

Solución: La respuesta C) es VERDADERA. La Implementación Conjunta está encaminada a que empresas de países industrializados realicen proyectos de reducción recontaminación en otros países (industrializados o no) en los que sean menos costosas las inversiones encaminadas a reducir las emisiones.

4. Señalar la respuesta correcta:

- A) Los costes de capital son costes que se incluyen en el concepto de costes externos de la energía.
- B) Los términos «coste» y «precio» de la energía son sinónimos.
- C) Los costes circundantes se incluyen dentro de los costes externos.
- D) Se puede hablar de «costes internos» y «costes externos» de la energía.

Solución: La respuesta D) es la VERDADERA. Los primeros son los inherentes al propio sistema energético, mientras que los segundos son aquellos que derivan del impacto de la explotación de una fuente energética (y de todos los sistemas de transformación) sobre el medio circundante y los seres vivos (incluyendo las personas).

5. ¿Cuál de las siguientes afirmaciones no es correcta?

- A) El coste de la energía disminuye al aumentar el número de unidades fabricadas, hasta estabilizarse en un valor mínimo.
- B) A partir de un coste inicial del recurso extraído, éste disminuye proporcionalmente a la cantidad extraída.
- C) La diseminación de una tecnología de producción energética está íntimamente relacionada con el precio de la energía producida.
- D) Los costes de salud han de recogerse dentro de los costes externos de la energía.

Solución: La respuesta B) es la INCORRECTA. A partir de un coste inicial del recurso extraído, éste aumenta proporcionalmente a la cantidad extraída (correspondiente a la utilización de los recursos más accesibles). Hasta que llega un punto a partir del cual el precio aumenta mucho más rápidamente que la cantidad del recurso extraído.

6. En el proceso de la fotosíntesis, la energía contenida en un «cuanto» (fotón) asociado a la luz, es proporcional a:

- A) Mayor frecuencia menor contenido energético de la luz.
- B) Menor período menor contenido energético de la luz.
- C) Menor longitud de onda mayor contenido energético de la luz.
- D) Mayor longitud de onda mayor contenido energético de la luz.

Solución: La respuesta C) es VERDADERA. El proceso de fotosíntesis se entiende mejor si se analiza la interacción entre los cuantos de energía (fotones) asociados a la luz y los enlaces químicos existentes en las moléculas de carbón y agua. La energía contenida en un cuanto es proporcional a la frecuencia de la luz: a más alta frecuencia, es decir, menor longitud de onda, mayor contenido energético de la luz.

7. Un enlace simple entre dos átomos de carbono puede romperse con:

- A) 0,8 kcal/mol.
- B) 82,6 kcal/mol.
- C) 845,8 kcal/mol.
- D) 8.199,6 kcal/mol.

Solución: La respuesta B) es VERDADERA. Un enlace simple entre dos átomos de carbono puede romperse con 82,6 kcal/mol; un enlace doble de carbono requiere 145,8 kcal/mol, y un triple 199,6 kcal/mol.

8. ¿Cuál de las siguientes respuestas es correcta?

- A) La atmósfera primitiva de la Tierra no contenía oxígeno libre.
- B) La atmósfera primitiva de la Tierra era pobre en CO₂.
- C) La atmósfera primitiva era muy poco transparente a la radiación ultravioleta.
- D) Una vez liberado el CO₂ (mediante procesos anaerobios) se comenzó a hacer transparente a la radiación ultravioleta.

Solución: La respuesta A) es VERDADERA. La atmósfera primitiva de la Tierra no contenía oxígeno libre, era rica en CO₂ y además era muy transparente a la radiación ultravioleta. Una vez comenzada la fotosíntesis con los microorganismos en el océano (mediante procesos anaerobios) se comenzó a liberar oxígeno a la atmósfera.

9. El coste (interno) de la energía se compone de tres factores, uno de ellos agrupa los llamados costes de capital. ¿Cuál de los costes siguientes no se incluye dentro de éste grupo?:

- A) Preparación (ingeniería de diseño e I + D e ingeniería de colocación (de la maquinaria en el terreno).
- B) Construcción (preparación del terreno, construcción de los equipos, transporte).
- C) Integración (instalación, puesta a punto, conexión a la red).
- D) *Overheads* (costes de la «superestructura de la empresa» tales como directivos, administrativos, alquileres de oficina, teléfono, etc.).

Solución: La respuesta D) es VERDADERA. En otros costes se incluyen: *Overheads* (costes de la superestructura de la empresa tales como directivos, administrativos, alquileres de oficina, teléfono, etc.) y Costes de finalización (desmantelamiento de los sistemas, en su caso).

10. ¿Cuál de las siguientes respuestas es correcta?

- A) Las burbujas de aire atrapadas en glaciares formados hace 160.000 años muestran una proporción de CO₂ entre 1 y 2 ppm.
- B) En el año 1960, la proporción se había elevado a 15 ppm.
- C) Las burbujas de aire atrapadas en glaciares formados hace 160.000 años muestran una proporción de CO₂ entre 180 y 280 ppm.
- D) En el año 1960, la proporción se había elevado a 1.350 ppm.

Solución: La respuesta C) es VERDADERA. Las burbujas de aire atrapadas en glaciares formados hace 160.000 años muestran una proporción de CO₂ entre 180 y 280 ppm. En el año 1960, la proporción se había elevado a 350 ppm. Si la emisión de CO₂ a la atmósfera continúa al ritmo del crecimiento actual (1,5 ppm/año), la proporción total se habrá doblado en el año 2100.

4.7.2. Prueba objetiva

1. Señalar la respuesta incorrecta:
 - A) La luz azul, correspondiente a una longitud de onda de 450 nanómetros tiene una energía equivalente a 64 kcal/mol.
 - B) La radiación infrarroja, de 900 nm, equivale a 32 kcal/mol.
 - C) Un enlace simple entre dos átomos de carbono puede romperse con 82,6 kcal/mol.
 - D) La radiación ultravioleta, correspondiente a la longitud de onda de 225 nm, tiene una energía equivalente a 500 kcal/mol.
2. Señalar la respuesta incorrecta:
 - A) El CO₂ es completamente transparente a la luz visible.
 - B) El CO₂ es un pobre absorbedor de radiación infrarroja.
 - C) Las nubes y el vapor de agua de la atmósfera absorben y emiten radiación infrarroja.
 - D) La «ventana atmosférica» del espacio está cerrada a la radiación ultravioleta por el O₃.
3. ¿Cuál de los siguientes mecanismos del Protocolo de Kioto incentiva la reducción de emisiones a escala planetaria, sin importar donde se produce la reducción?
 - A) La Implementación Conjunta.
 - B) Mecanismo de Desarrollo Limpio.
 - C) Comercio de los Derechos de Emisión.
 - D) Ningún mecanismo de los anteriores.
4. ¿Cuál de las siguientes afirmaciones es correcta?
 - A) Los mecanismos de flexibilización considerados por el Protocolo de Kioto son 4.
 - B) La Unión Europea no ha esperado a la firma de los Protocolos de Kioto por todos, poniendo en marcha un acuerdo interno, ya vinculante (aprobado en mayo de 2002), cuyo objetivo es la reducción de emisiones en un 8% en el conjunto de la Unión, durante el período 2008-2012.
 - C) El protocolo de Kioto establece límites precisos a las emisiones de GEI en los países industrializados, que serán vinculantes para todos los firmantes, no recogiendo la posibilidad de utilizar mecanismos flexibles.
 - D) Una de las condiciones para que el Protocolo de Kioto sea vinculante y exigible a las partes, es que debe ser ratificado por al menos el 55% de los países incluidos en la Convención Marco.
5. ¿Cuál de las siguientes respuestas es incorrecta?
 - A) En los costes de capital se incluye la gestión del proyecto los seguros, inversión de soporte (capital), etc.
 - B) Los denominados *overheads* se refieren exclusivamente a los costes de finalización (desmantelamiento de los sistemas, en su caso).
 - C) Las degeneraciones genéticas pueden incluirse en los denominados «costes externos» de la energía.
 - D) Ninguna respuesta es incorrecta.

6. La luz que penetra en un sistema químico puede tener efecto de:
- A) Absorberse, acelerando las moléculas del sistema (calentándose el cuerpo) y posteriormente disiparse transfiriendo el calor a otros cuerpos circundantes.
 - B) Radiarse al exterior a la frecuencia de resonancia de las moléculas sobre las que incide la luz (fluorescencia o fosforescencia).
 - C) Acelerar una reacción química que haga crecer la energía libre de las moléculas del sistema.
 - D) En realidad son tres, pero no los tres en su redacción anterior: a, b, y c, uno de ellos estaría mal enunciado.
7. En el año 2003, el Protocolo lo habían firmado 119 países, pero los países industrializados firmantes solo alcanzaban el 44,2% de las emisiones totales de CO_2 . No lo habían firmado ni USA, responsable del 30,6%, ni Rusia, responsable del 17,4%. Tampoco Australia y Mónaco, entre los países más industrializados. Sin embargo en el año 2004 ha sido firmado por uno de ellos, con lo cual el Protocolo ya está en vigor: ¿Cuál fue el país que lo firmó?
- A) Australia.
 - B) Mónaco.
 - C) EEUU.
 - D) Rusia.
8. El coste (interno) de la energía se compone de varios factores, los Gastos de Integración (instalación, puesta a punto, conexión a la red) están comprendidos dentro de los costes de.
- A) Capital.
 - B) Explotación (circulantes).
 - C) Otros costes.
 - D) Finalización.
9. Cuando la luz llega al suelo, su intensidad se ha debilitado y su calidad espectral modificado. De los $478,5 \text{ kcal/m}^2 \cdot \text{día}$ de energía solar que alcanza la Tierra, la que llega al suelo (solar directa más luz celeste) varía. ¿Cuál de las siguientes afirmaciones es incorrecta?
- A) Un máximo de 220 kcal/m^2 y día en zonas desérticas.
 - B) Hasta un mínimo de 70 kcal/m^2 en zonas polares.
 - C) Las junglas tropicales reciben de 120 a 160 kcal/m^2 .
 - D) La radiación solar en el ecuador y en los polos no varía a lo largo del año (excepto su afectación por las nubes).
10. ¿Cuál de las siguientes afirmaciones es correcta?
- A) Como se sabe, la vida en la Tierra se apoya, en parte, en la química del carbono, del hidrógeno, del azufre y del oxígeno (de ahí el nombre de química orgánica).
 - B) En concreto, la vida en la Tierra se soporta sobre la cantidad de carbono, en forma de CO_2 , que se encuentra en la atmósfera (además de sobre otros nutrientes que se encuentran en el suelo y en el mar).
 - C) Así mismo, el mar, el otro medio que soporta la vida, contiene CO_4 , muy importante para la vida en la tierra.
 - D) En conjunto el CO_2 atmosférico y el CO_2 del mar rigen toda la vida en el planeta Tierra.

Las respuestas al final del libro.

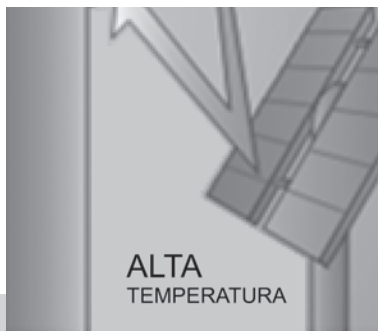
5

Centrales de energía solar térmica

- 5.1.** Introducción y orientaciones para el estudio
- 5.2.** Objetivos
- 5.3.** Origen de la energía solar térmica
- 5.4.** Potencial de la energía solar térmica
 - 5.4.1. Medidas
 - 5.4.2. Coordenadas solares
 - 5.4.3. Estimación de sombras
- 5.5.** Tecnologías para aprovechar la energía solar térmica
 - 5.5.1. Energía solar pasiva
 - 5.5.2. Energía solar activa
- 5.6.** Centrales solares termoeléctricas de media temperatura
 - 5.6.1. Componentes o elementos principales de un CCP
 - 5.6.2. Configuración del campo de colectores
 - 5.6.3. Balance energético en colectores cilindro-parabólicos
- 5.7.** Centrales solares termoeléctricas de alta temperatura
 - 5.7.1. Sistemas de receptor central
 - 5.7.2. Centrales de discos parabólicos
 - 5.7.3. Hornos solares
- 5.8.** Aplicaciones de la energía solar térmica a los combustibles solares y a los procesos industriales
- 5.9.** Costes del uso de la energía solar térmica
- 5.10.** Impacto medioambiental por utilizar la energía solar térmica
- 5.11.** Situación actual de las plantas termosolares para producir electricidad
- 5.12.** Conclusiones
- 5.13.** Bibliografía
- 5.14.** Evaluación
 - 5.14.1. Ejercicios teóricos
 - 5.14.2. Prueba objetiva



MEDIA
TEMPERATURA



ALTA
TEMPERATURA

5.1. Introducción y orientaciones para el estudio

En la mitología griega se recoge la advertencia de Dédalo a su hijo Ícaro «El sol alcanzará pronto su máxima intensidad de calor, así que no vuelas demasiado alto porque podría derretirse la cera que une las plumas».

Al llegar Alejandro a Corinto se encontró con Diógenes en la plaza, que estaba haciendo figuras en la arena. Le preguntó si deseaba alguna cosa, a lo cual éste respondió: «Sí, que te apartes y no me quites el sol; lo necesito para hacer bien mis figuras».

Desde los comienzos de la humanidad en muchas religiones se ha tenido al Sol como una de las más importantes divinidades que regían los designios de las diferentes culturas que han surgido a lo largo de la historia del hombre. Tal es el caso de Ra para los egipcios, Tonatíuh para los aztecas, para los griegos primero estaba el titán Helios y posteriormente el dios Apolo, Amaterasu en la mitología Japonesa, entre otras. Estos ejemplos dan buena fe de la importancia del astro en el comportamiento de sus civilizaciones.

No solo veneraban al Sol en sus ceremonias religiosas sino que se valían de él en sus vidas cotidianas como medio de aprovechamiento energético, por un sentido común más íntimamente ligado a las necesidades básicas de abrigo, seguridad y alimento. En todas las civilizaciones existieron cálculos más o menos precisos de las estaciones, marcados por días claves solares como son los equinoccios y los solsticios. De tales calendarios quedan Stonehenge en Inglaterra, el Templo de Abu Simbel en Egipto, Angkor Vat en Camboya, Chichén Itzá en México y Casa Rincañáada del pueblo Anasazi en Nuevo México, o el reloj de sol egipcio. Gracias a estos calendarios solares podían prever la duración de las estaciones, preparar las cosechas y llevar el cómputo de los años (Figura 5.1).



Figura 5.1. Templo de Abu Simbel en Egipto y calendario de Chichén Itzá en México.

Pero estas civilizaciones no solo utilizaban al Sol como instrumento de medición. En la cultura helena por ejemplo algunas de sus viviendas se beneficiaban de las distintas posiciones del Sol para calentarse y refrescarse. La técnica griega consistía fundamentalmente en entender que la altura del Sol variaba a lo largo de las estaciones. En verano, el Sol se ve en lo alto al mediodía, mientras, en invierno, el Sol recorre una trayectoria más baja. Así, bastaba con anteponer a las fachadas, un pórtico para que la fachada quedara libre de sol durante el verano (Figura 5.2).

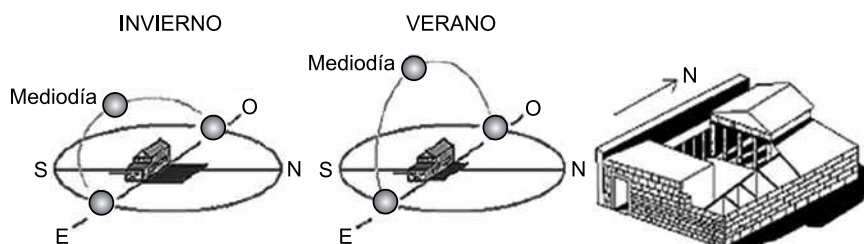


Figura 5.2. Itinerario descrito por el sol el 21 de diciembre (izquierda) y el 21 de junio (centro), solsticios de invierno y verano. Casa griega (derecha), las habitaciones tras el pórtico se abrían al lado sur del patio.

Como cita Jenofonte, Sócrates explicaba el sistema en estos términos: «En las casas orientadas al Sur, el sol penetra por el pórtico en invierno, mientras que en el verano el arco solar descrito se eleva sobre nuestras cabezas y por encima del tejado, de manera que hay sombra.»

Cuando, según las leyendas, durante el asedio a la ciudad de Siracusa (212 a. C.), Arquímedes logró quemar varias naves romanas concentrando sobre ellas la luz del sol mediante espejos, probablemente este sabio ya conocía bien el enorme potencial que sus rayos poseían, este relato suele incluirse dentro de las leyendas. Muchos siglos después, el gran Leonardo da Vinci diseñó también un gran espejo parabólico concentrador, proyecto que, como otros muchos, dejó inacabado. Lo cierto es que las primeras utilizaciones de la energía solar fueron la evaporación de agua de mar para obtener sal y el secado de determinados productos.

Las primeras nociones que se tienen de lo que en la actualidad se llama suelo radiante datan de aproximadamente 3.000 años de antigüedad, pero fueron los romanos en el siglo I a. C. los que importaron esta técnica desde Anatolia (Turquía). En la península Ibérica, existen viviendas llamadas *glorias* que utilizaban la técnica romana de hipocausto en la que los gases calientes que se producían en un hogar situado en una planta más abajo, eran reconducidos a través del suelo para caldear la habitación o termas, si eran baños públicos, esta técnica fue mejorada por los árabes durante su época de estancia en España para dar calor a sus baños públicos al igual que en las termas romanas (Figura 5.3).

Todos estos conocimientos quedaron olvidados, debido a las distintas situaciones de carácter bélico, político y religioso que asolaron medio mundo durante largo tiempo en lo que se ha dado conocer como «Período Oscuro». Donde la ciencia era solo para unos pocos y existían reglas estrictas por las que todo el mundo debía regirse sin salirse del dogma establecido.

No fue hasta finales del siglo XVII —principios del XVIII— cuando se volvería a utilizar el sol como fuente de recurso energético, por ejemplo tanto en Francia como en Inglaterra se utilizó el vidrio como colector solar en invernaderos (Figura 5.4), en los que se jugaba con la inclinación de los mismos según la latitud del lugar y se dotaban de mecanismos de ventilación para evitar calentamientos excesivos en el interior que pudieran perjudicar las cosechas.

En todas las épocas de la Historia, se han desarrollado ingenios capaces de aprovechar de una u otra forma la energía solar, con desigual fortuna. Quizás haya sido en la arquitectura donde se han logrado los mejores resultados, floreciendo durante el siglo XIX en toda Europa casas y edificios acristalados (de la clase alta) y convenientemente orientados para lograr

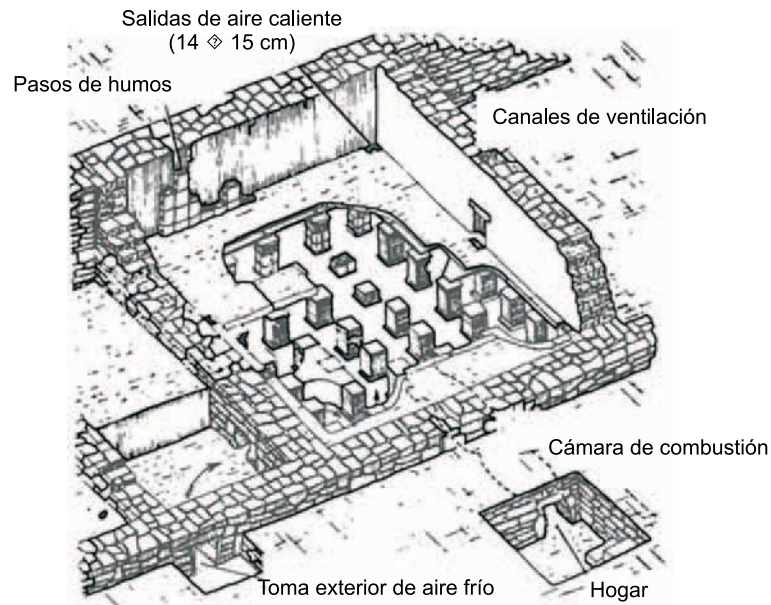


Figura 5.3. Hipocausto de una vivienda romana.

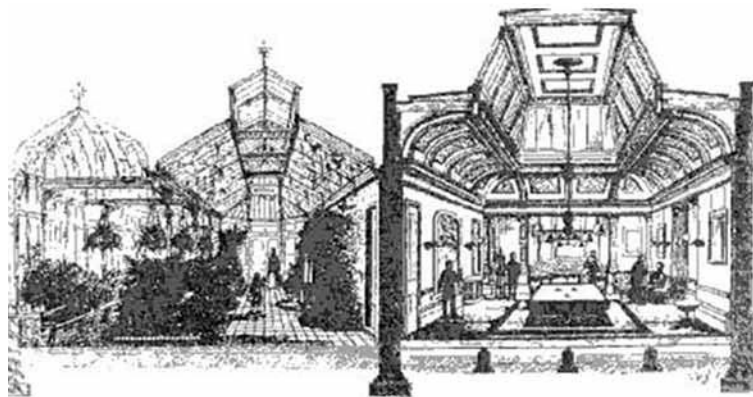


Figura 5.4. Utilización del vidrio como colector solar en invernaderos.

un óptimo aprovechamiento de la radiación natural, consiguiendo un elevado confort interior, especialmente cuando los días invernales eran fríos pero soleados (Figura 5.5). En el siglo XIX se intenta convertir la energía solar en otras formas de energía. Para ello se recurre a la generación de vapor a baja presión, el cual se empleaba para accionar máquinas de vapor. Los primeros desarrollos significativos de aplicación de la energía solar se llevaron a cabo a principios del siglo XX. Dichas aplicaciones se centraban, fundamentalmente, en el calentamiento de agua. En Japón, en el año 1960, llegaron a contabilizarse 250.000 calentadores solares de agua en funcionamiento. Actualmente, la tecnología solar se emplea en una amplia gama de aplicaciones.

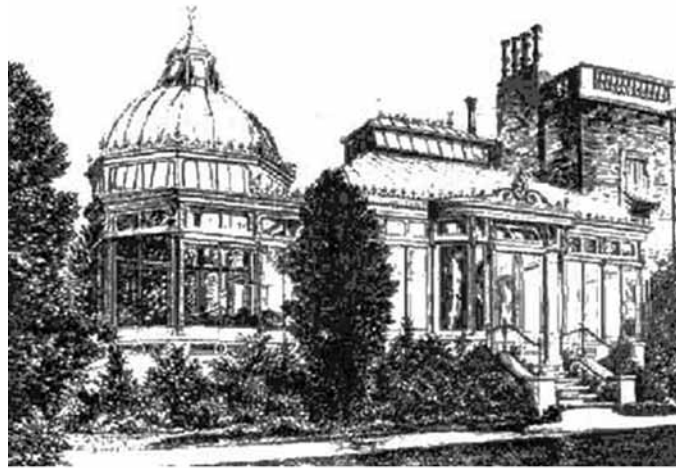


Figura 5.5. Zonas acristaladas como complemento a numerosos hogares de la clase alta.

Hasta aquí se ha intentado plasmar siglos de historia en la que el sol, su energía y el hombre se relacionaban de tal forma que en un principio el hombre empezó a venerarlo, para luego usarlo en su vida diarias y posteriormente aprovecharse de su energía para mejorar las necesidades cotidianas de la vida, aunque en muchos momentos de la historia se le haya tenido olvidado, pero como se ha intentado demostrar muchas cosas en la historia fluyen según ciclos más o menos largos y es probable que debido a los vaivenes e inconvenientes que presentan otros combustibles se vuelva a retomar la afición por las ventajas que el sol brinda a la humanidad desde hace ya cientos de miles de años, comenzando de esta forma un nuevo ciclo, en la relación de la humanidad con el sol.

En este capítulo se presentan aspectos básicos respecto del origen, la medida y valoración energética del sol. Asimismo, se comentan algunos conceptos de radiación, se describen los componentes más comunes de los sistemas técnicos empleados para la captura y transformación de la energía solar térmica y los sistemas de aprovechamiento y almacenamiento energético. También se especifican, las principales infraestructuras necesarias para la puesta en marcha y explotación de los diferentes tipos de plantas termoeléctricas, así como los costes asociados a las mismas.

Finalmente, se indican aspectos relacionados con la incidencia que las instalaciones de aprovechamiento de la energía solar térmica pueden tener sobre el medio ambiente y se señala la situación actual de esta tecnología energética.

5.2. Objetivos

Al término del estudio de este tema, los alumnos deberían:

- Tener nociones sobre el origen, medida y análisis energético del sol.
- Clarificar algunos conceptos sobre las diferentes formas de aprovechamiento de la energía solar térmica.
- Poseer conocimientos sobre la tipología de las instalaciones termoeléctricas y de los componentes fundamentales de las mismas.

- Estar al corriente de las infraestructuras civiles, eléctricas y de control mínimas necesarias tanto para la explotación de una instalación solar térmica de ACS como especialmente para una planta solar termoeléctrica.
- Visualizar con claridad los costes asociados a la producción de energía eléctrica de origen solar térmico.
- Conocer los efectos positivos y negativos que las instalaciones de aprovechamiento de la energía solar térmica tienen sobre el medioambiente.

5.3. Origen de la energía solar térmica

El Sol es el origen de la energía solar y de las otras fuentes renovables de energía. Esta estrella es un enorme reactor de fusión nuclear que transforma parte de su masa en energía de acuerdo con la ecuación de Einstein, $E = m \cdot c^2$, donde E es la cantidad de energía liberada cuando desaparece la masa m ; c es la velocidad de la luz.

El Sol emite al espacio energía en forma de radiación electromagnética, la cual puede desplazarse en el vacío, es decir, no requiere medio material para propagarse (Figura 5.6).



Figura 5.6. El Sol y la Tierra.

De la enorme cantidad de energía que emite constantemente el Sol, una parte llega a la atmósfera terrestre en forma de radiación solar (Figura 5.7). De ella, el 16% es absorbida por la estratosfera y la troposfera y el 22,5% por el suelo; el 4% es reflejada directamente al espacio desde el suelo.

La atmósfera difunde el 17,5% de la radiación, de la cual el 10,5% es absorbida por el suelo y el 7% regresa al espacio exterior.

Las nubes reflejan al espacio exterior un 24%, absorbiendo un 1,5% y enviando al suelo, como radiación difusa, el 14,5%, que es absorbido por el mismo.

Así pues, el 47,5% de la radiación llega efectivamente a la superficie de la Tierra por tres vías:

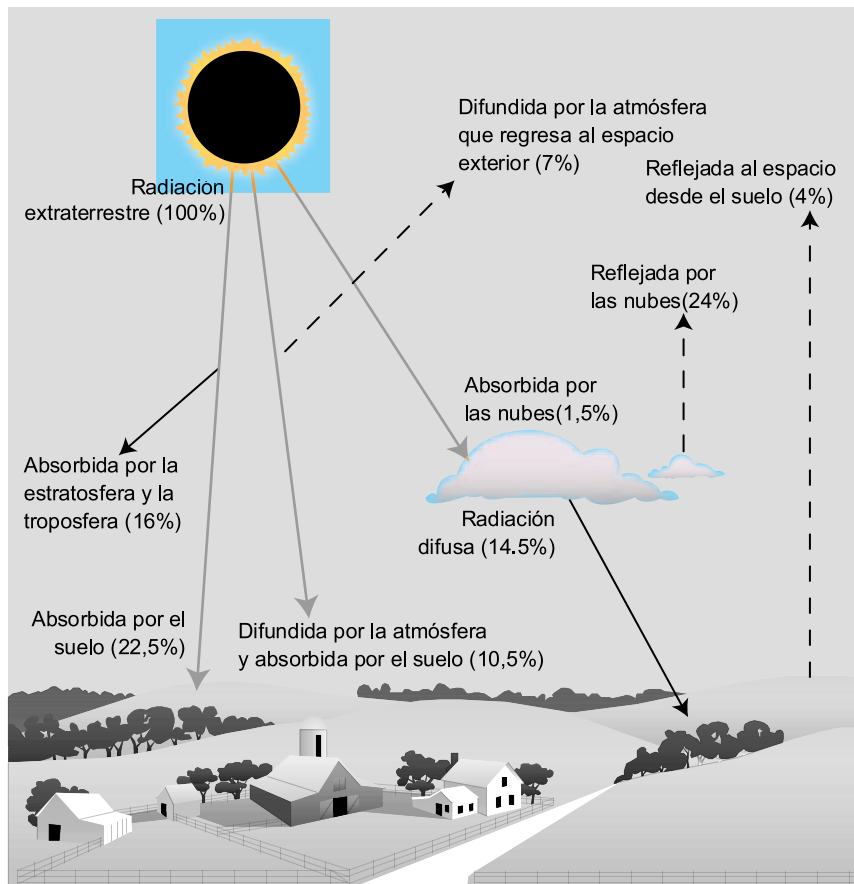


Figura 5.7. La energía del Sol que llega a la Tierra.

Radiación directa: Es la radiación que incide sobre los objetivos iluminados por el sol sin haber interactuado con nada y sin cambiar de dirección (es la más importante en un día soleado) (Figura 5.8).

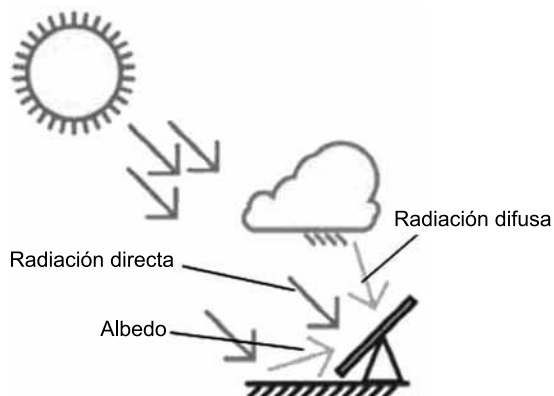


Figura 5.8. Componentes de la radiación solar.

Radiación difusa: Es una radiación que incide indirectamente, como reflejo de la radiación solar que es absorbida por el polvo y el aire (es la radiación típica de los días nublados). La difusión se produce al desviarse los rayos solares, debido a las partículas sólidas y las moléculas, como el vapor de agua, que existen en la atmósfera.

Radiación reflejada o albedo: Es la radiación procedente de la reflexión de la radiación directa en los elementos del entorno (es importante cerca del mar y de las zonas con nieve).

5.4. Potencial de la energía solar térmica

Puede estimarse que la emisión solar total al espacio, asumiendo una temperatura del Sol de 5.760 K, es de $3,84 \cdot 10^{26}$ W. No obstante, solo una diminuta fracción de ella es interceptada por la Tierra, debido a que la energía recibida es inversamente proporcional al cuadrado de la distancia al Sol (150 millones de kilómetros).

La potencia recibida en la parte superior de la atmósfera sobre una superficie perpendicular al rayo de sol, en el caso de una distancia al Sol promedio, se denomina constante solar, cuyo valor aproximado es de 1.367 kW/m^2 . Esta cantidad se reduce hasta aproximadamente 900 W/m^2 cuando atraviesa la atmósfera y llega al suelo.

La distribución de la energía solar que llega a la Tierra no es uniforme. En la caracterización de la radiación solar incidente en la Tierra, con el objeto de estimar el potencial solar, intervienen diversos factores. Entre estos factores pueden señalarse:

- Las condiciones climatológicas, que influyen en el grado de nubosidad, la turbidez atmosférica, viento predominante, etc.
- Época del año.
- La latitud del lugar.
- Orientación de la superficie receptora.

En la Figura 5.9 se representa un mapa estimativo de la radiación solar en el mundo, en vatios por m^2 . puede observarse que la radiación es superior en las zonas ecuatoriales y tropicales e inferior en las zonas polares.

La Tierra describe un movimiento de traslación alrededor del Sol según una órbita elíptica en la que éste ocupa uno de los focos. El plano que contiene esta órbita se denomina *plano de la eclíptica*. El período de traslación dura 365 días, lo que define el año y las estaciones. A su vez la Tierra realiza un movimiento de rotación alrededor de un eje que pasa por los polos. El período de rotación es de aproximadamente 24 horas y determina la duración de los días y la alternancia del día y la noche.

El eje polar, sobre el que gira la Tierra, está inclinado respecto del plano de la eclíptica un ángulo de $23,45^\circ$.

Debido a esta inclinación y a la traslación de la Tierra, el ángulo formado por el plano ecuatorial de la Tierra con la recta imaginaria que une los centros del Sol y la Tierra, denominado *declinación solar* (δ), varía entre $+23,45^\circ$ (solsticio de verano) y $-23,45^\circ$ (solsticio de invierno).

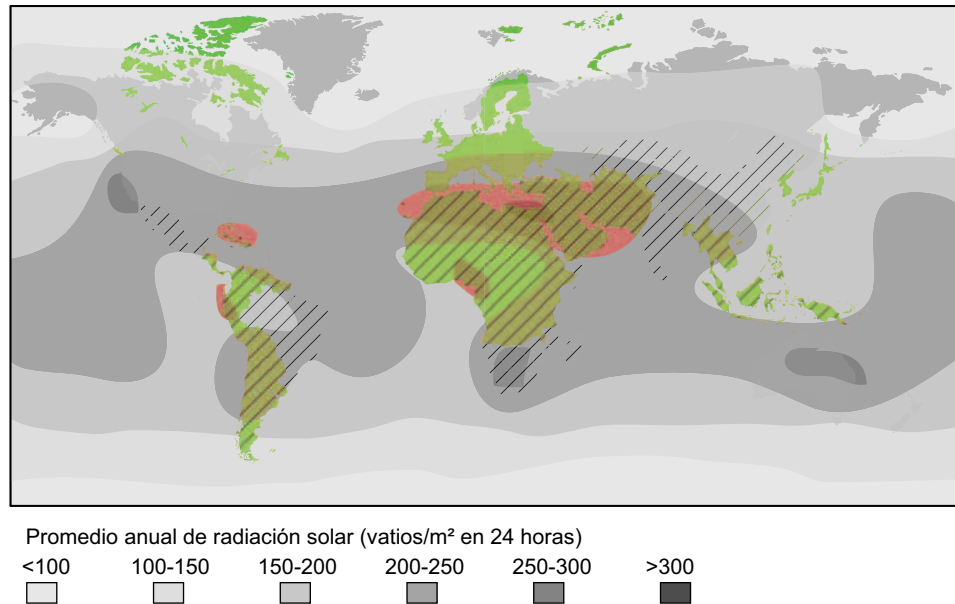


Figura 5.9. Mapa estimativo de la radiación solar en el mundo.

Sin embargo, en los equinoccios la declinación solar es nula (Figura 5.10).

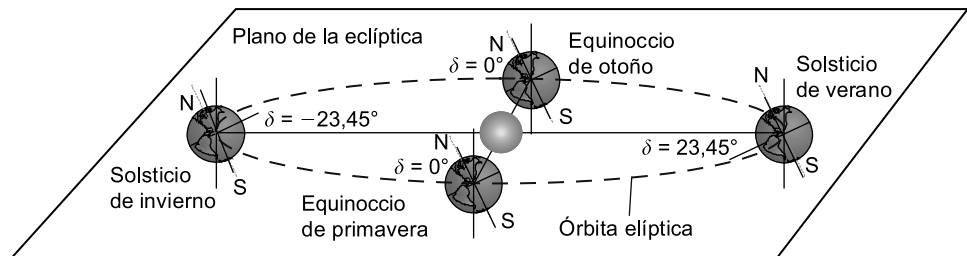


Figura 5.10. Movimiento elíptico de la Tierra alrededor del Sol.

Como consecuencia de la variación de la declinación solar el ángulo con que los rayos solares inciden sobre la superficie terrestre (sobre un plano tangente a la superficie terrestre) será mayor o menor dependiendo de la época del año y de la latitud L del lugar. La perpendicularidad de los rayos solares, para una misma latitud L , es mayor en verano que en invierno ($\alpha_v < \alpha_i$). Por este motivo, la energía total incidente es muy superior en verano que en invierno (Figura 5.11) [<http://atenea.pntic.mec.es/Antares/>].

Asimismo, los rayos inciden con menor perpendicularidad a medida que aumenta, en valor absoluto, la latitud del lugar ($\alpha_1 < \alpha_2$) (Figura 5.12).

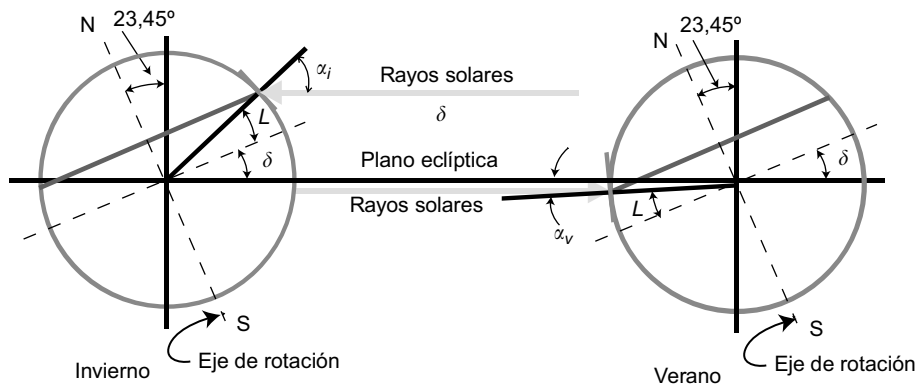


Figura 5.11. Incidencia de los rayos solares en el invierno y en el verano.

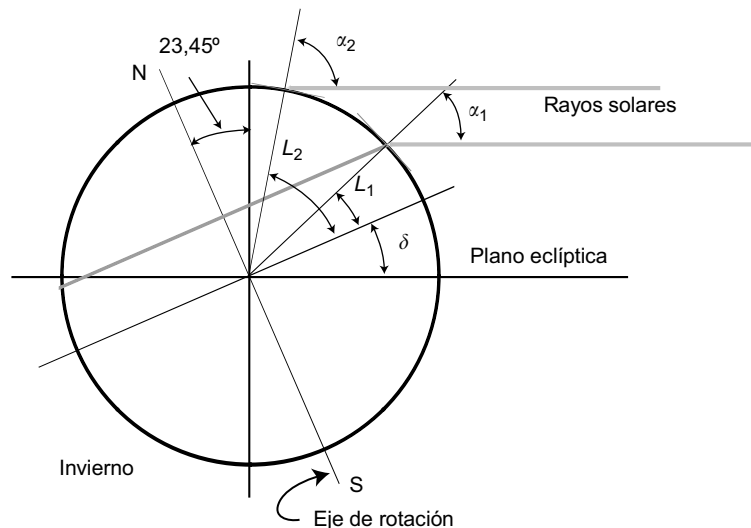


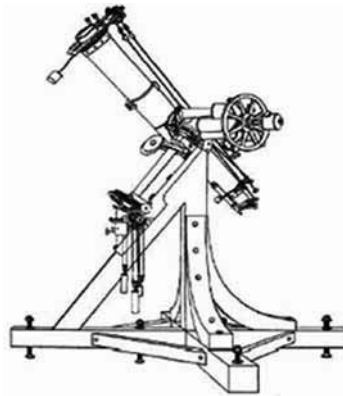
Figura 5.12. Incidencia de los rayos solares en función de la latitud.

5.4.1. Medidas

Para muchas aplicaciones prácticas, no basta con calcular la radiación teórica que incide sobre un lugar o sobre un equipo solar determinado. Es necesario hacer las mediciones, para tener los valores efectivos de energía disponible o incidente sobre un colector.

Para medir la radiación solar que llega en cada momento a un lugar determinado se utilizan diversos aparatos. Entre ellos se pueden señalar los piranómetros, que miden la radiación global (directa más difusa) (W/m^2) (Figura 5.13) y los piroheliómetros que miden la radiación directa.

A diferencia del piranómetro, que suele instalarse fijo, el piroheliómetro debe contar con un sistema de movimiento de relojería para seguir al sol con gran precisión (Figura 5.14).

**Figura 5.13.** Piranómetros.**Figura 5.14.** Piroheliómetro.

Sin embargo, como se verá, no toda radiación puede ser transformada por los dispositivos tecnológicos existentes para su utilización en forma de potencia calorífica o eléctrica. En realidad la potencia recuperable es menor que la medida como consecuencia de los rendimientos de los equipos de transformación energética.

5.4.2. Coordenadas solares

Para poder localizar correctamente la posición del sol con respecto de un observador situado en la Tierra, se va a suponer para facilitar la comprensión del sistema anteriormente descrito, que es el sol el que se mueve alrededor de la Tierra (Figura 5.15).

Para situar una instalación solar correctamente es necesario conocer los ángulos más importantes de posición del sol y de los captadores. Para poder manejarse en este apartado se mencionan a continuación unas definiciones necesarias para ubicar correctamente las coordenadas, que luego se utilizarán:

- **Ángulo acimutal o acimut (ψ , A):** Es el ángulo formado por la proyección sobre la superficie horizontal del lugar, de la recta sol-Tierra, con respecto a la recta Norte-Sur terrestre. En el hemisferio norte se mide hacia el Sur y es positivo hacia el Oeste, siendo todo lo contrario para el hemisferio sur.

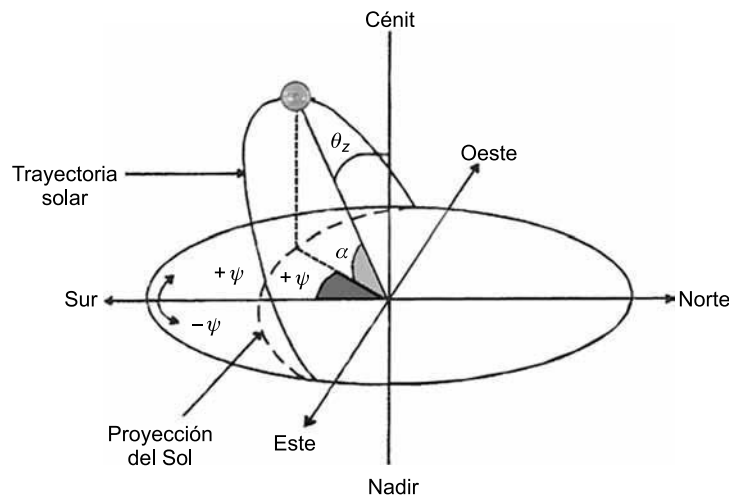


Figura 5.15. Posición trigonométrica del Sol.

- **Ángulo cenital o distancia cenital (θ_z, θ):** Es el ángulo que forma la línea Sol-Tierra con la vertical del lugar, su complementario es la altura solar (α, h).
- **Altura solar (α, h):** Es el ángulo formado por la recta Sol-Tierra respecto al plano que contiene a la superficie del lugar. La altura se establece por tanto si se traza un cuarto de círculo entre el cenit y el punto de salida del Sol, y pasando por éste.
- **Ángulo de inclinación de la superficie captadora (β):** Definido como el ángulo que forma el plano que contiene a la superficie captadora con el plano horizontal. En la Figura 5.16 se pueden ver con facilidad algunos de los términos que definen la posición de la superficie captadora:
 - Acimut del panel (γ): ángulo de desviación del plano que contiene a la superficie captador con respecto a la recta Norte-Sur terrestre. Sigue las mismas reglas que para al ángulo acimutal.
 - Cénit: punto del hemisferio celeste superior al horizonte, corresponde al punto de la vertical del observador en la superficie.
 - Nadir: punto opuesto de la esfera celeste al cenit. Si se une el punto sur del lugar de observación con el cenit se obtiene el meridiano celeste (Figura 5.16).

Al variar la orientación e inclinación del plano captador respecto de la orientación e inclinación óptimas se va a producir una disminución de la radiación anual. En la Figura 5.17 puede observarse como varía la radiación solar en una superficie inclinada respecto del punto óptimo 100% cuando se modifican su orientación e inclinación.

5.4.3. Estimación de sombras

Uno de los problemas que se presenta a la hora de instalar un sistema de captación solar térmico o fotovoltaico es el de ubicar en la medida de lo posible dicho sistema en un lugar carente de sombra alguna. Para ello se debe tener en cuenta cualquier obstáculo que se

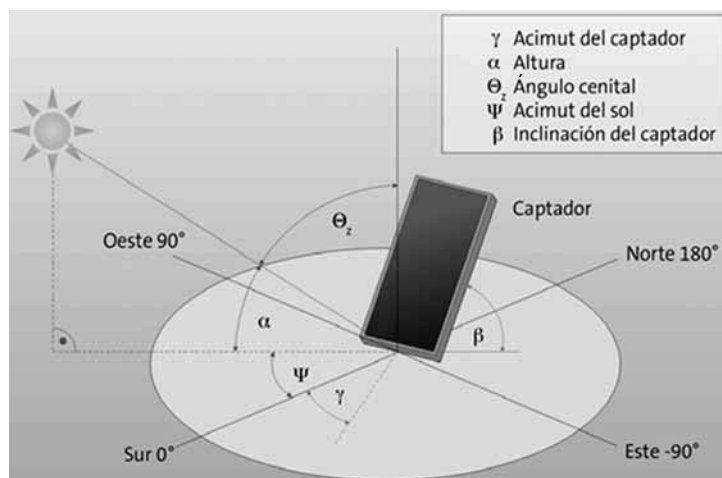


Figura 5.16. Ángulos significativos.

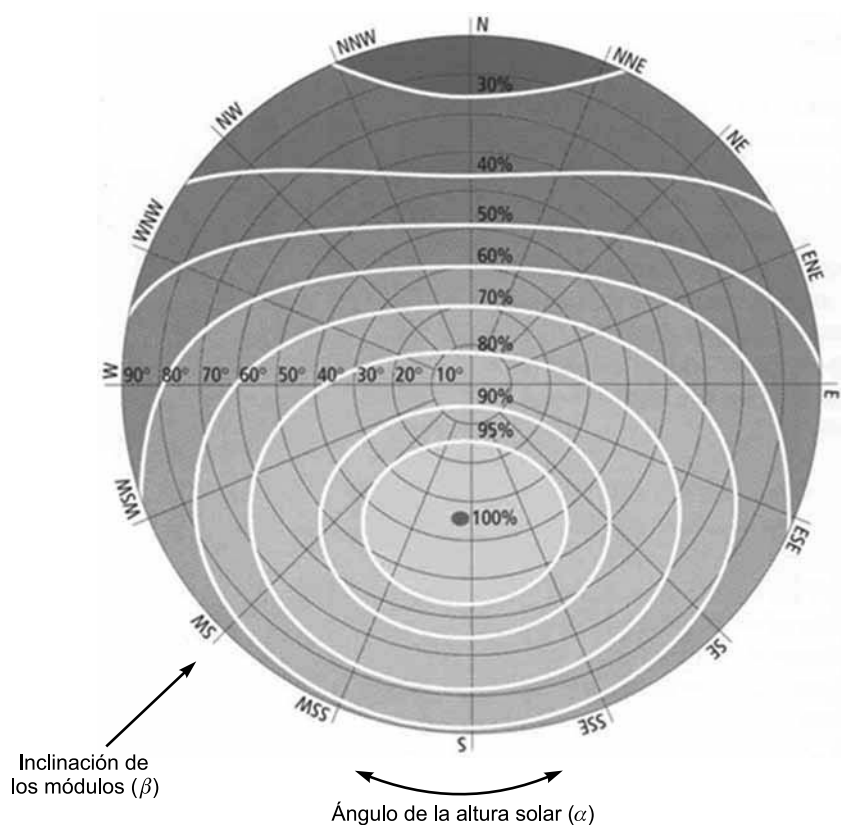


Figura 5.17. Disminución de la radiación anual al variar la orientación e inclinación del plano captador respecto de la orientación e inclinación óptimas.

interponga entre la radiación incidente, en cualquier día del año, y la superficie captadora solar. Por ello, se hace necesario saber con exactitud la longitud de los objetos que puedan producirlas, se pueden estimar si se hacen los cálculos para el día del solsticio de invierno en el hemisferio norte que es cuando la trayectoria del sol es más baja y las longitudes de las sombras son más largas.

Como ejemplo, si tenemos un objeto de altura (h) en un lugar de latitud (L), estando el sol en unas coordenadas geométricas dadas por su altura solar (α) y por su acimut (ψ) la longitud de la sombra (d) proyectada sobre la línea Norte-Sur (Figura 5.18), vendrá dada por la fórmula:

$$d = h \cdot \frac{\cos \psi}{\tan \alpha}$$

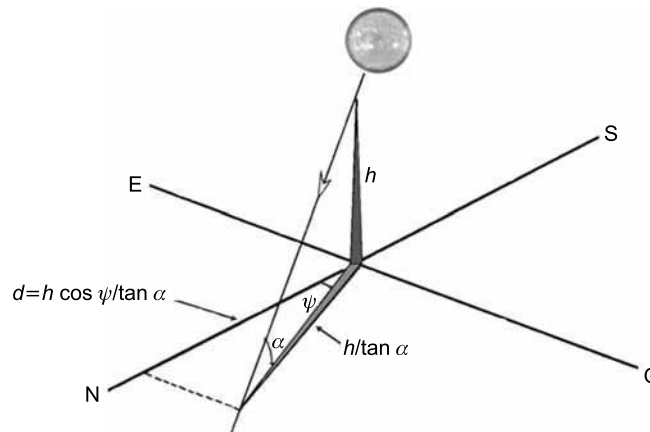


Figura 5.18. Sombra proyectada por un obstáculo.

En el Apartado 6.7.2, se muestra otra expresión ajustada al fin de evitar pérdidas de rendimientos por sombras producidas por filas de paneles a las posteriores.

Existe otro método para calcular las pérdidas que se producen por las sombras en porcentaje de la radiación global que incidiría si no existiesen obstáculos. Para ello se debe obtener primero el diagrama de las trayectorias del sol (Figura 5.19), válido para la Península Ibérica y Baleares; en el caso de las Islas Canarias se tiene que desplazar el diagrama 12° en sentido vertical ascendente. A este diagrama hay que interponerle después el perfil del horizonte de obstáculos que pueda afectar a la instalación, mediante su acimut y elevación horizontal, para luego dibujarlo en la gráfica de la Figura 5.20. Localización de los principales obstáculos que afectan a la superficie, en términos de sus coordenadas de posición azimuth (ángulo de desviación con respecto a la dirección Sur) y elevación (ángulo de inclinación con respecto al plano horizontal). Para ello puede utilizarse un teodolito (Figura 5.20).

Los diagramas de las trayectorias solares están divididos en bandas, que a su vez, se encuentran divididas en porciones, delimitadas por las horas solares (negativas antes del mediodía solar y positivas después de éste) e identificadas por una letra y un número (A1, A2, ... D14) (Figura 5.19).

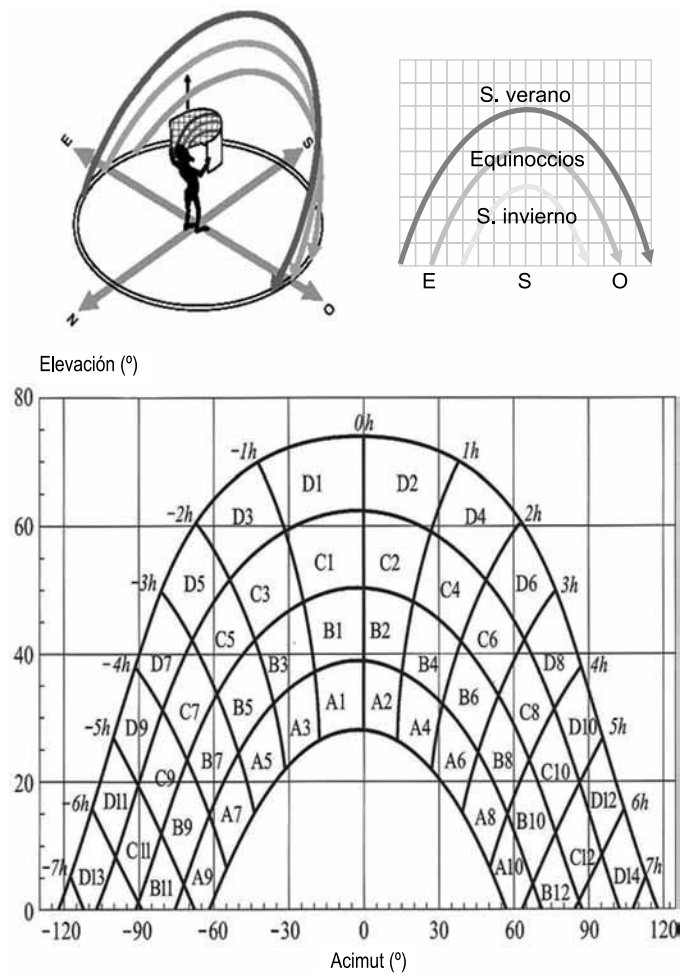


Figura 5.19. Diagrama de trayectorias del sol: los grados de ambas escalas son sexagesimales.

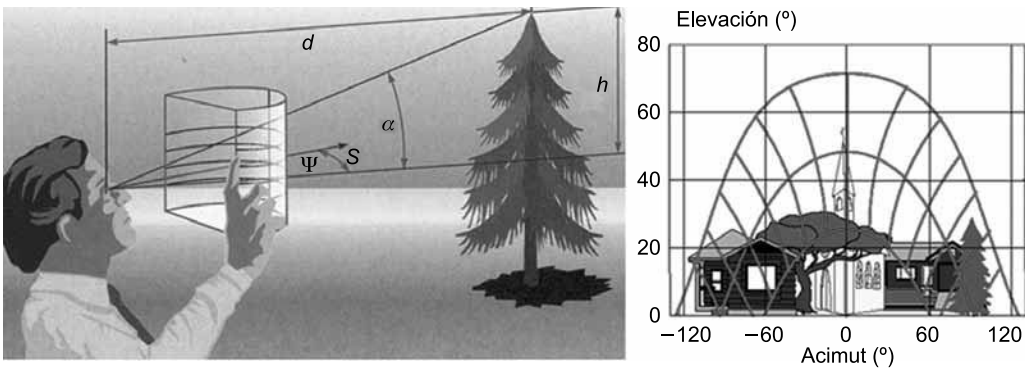


Figura 5.20. Diagrama de trayectorias del sol.

El CTE (Código Técnico de la Edificación) facilita unas tablas (Tabla 5.1), que se refieren a distintas superficies caracterizadas por sus ángulos de inclinación y orientación (β y α , respectivamente). Debe escogerse aquélla que resulte más parecida a la superficie en estudio. Los números que figuran en cada casilla se corresponden con el porcentaje de irradiación solar global anual que se perdería si la porción correspondiente resultase interceptada por un obstáculo.

A continuación conociendo el acimut e inclinación de los paneles solares, se toma la tabla correspondiente a los datos de ubicación del sistema, y conociendo las casillas que oculta el horizonte de obstáculos se tendrá el porcentaje de pérdidas. En el caso de ocultación parcial de la casilla se debe multiplicar el valor correspondiente por el porcentaje más próximo de llenado (0,25; 0,5 o 0,75).

TABLA 5.1 Tablas de referencia.

B.1

	$\beta = 35^\circ; \alpha = 0^\circ$				$\beta = 0^\circ; \alpha = 0^\circ$				$\beta = 90^\circ; \alpha = 0^\circ$				$\beta = 35^\circ; \alpha = 30^\circ$			
	A	B	C	D	A	B	C	D	A	B	C	D	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,18	0,00	0,00	0,00	0,15	0,00	0,00	0,00	0,10
11	0,00	0,01	0,12	0,44	0,00	0,01	0,18	1,05	0,00	0,01	0,02	0,15	0,00	0,00	0,03	0,06
9	0,13	0,41	0,62	1,49	0,05	0,32	0,70	0,23	0,23	0,50	0,37	0,10	0,02	0,10	0,19	0,56
7	1,00	0,95	1,27	2,76	0,52	0,77	1,32	3,56	1,66	1,06	0,93	0,78	0,54	0,55	0,78	1,80
5	1,84	1,50	1,83	3,87	1,11	1,26	1,85	4,66	2,76	1,62	1,43	1,68	1,32	1,12	1,40	3,06
3	2,70	1,88	2,21	4,67	1,75	1,60	2,20	5,44	3,83	2,00	1,77	2,36	2,24	1,60	1,92	4,14
1	3,17	2,12	2,43	5,04	2,10	1,81	2,40	5,78	4,36	2,23	1,98	2,69	2,89	1,98	2,31	4,87
2	3,17	2,12	2,33	4,99	2,11	1,80	2,30	5,73	4,40	2,23	1,91	2,66	3,16	2,15	2,40	5,20
4	2,70	1,89	2,01	4,46	1,75	1,61	2,00	5,19	3,82	2,01	1,62	2,26	2,93	2,08	2,23	5,02
6	1,79	1,51	1,65	3,63	1,09	1,26	1,65	4,37	2,68	1,62	1,30	1,58	2,14	1,82	2,00	4,46
8	0,98	0,99	1,08	2,55	0,51	0,82	1,11	3,28	1,62	1,09	0,79	0,74	1,33	1,36	1,48	3,54
10	0,11	0,42	0,52	1,33	0,05	0,33	0,57	1,98	0,19	0,49	0,32	0,10	0,18	0,71	0,88	2,26
12	0,00	0,02	0,10	0,40	0,00	0,02	0,15	0,96	0,00	0,02	0,02	0,13	0,00	0,06	0,32	1,17
14	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00	0,00	0,17	0,00	0,00	0,00	0,13	0,00	0,00	0,00	0,22

B.2

	$\beta = 90^\circ; \alpha = 30^\circ$				$\beta = 35^\circ; \alpha = 60^\circ$				$\beta = 90^\circ; \alpha = 60^\circ$				$\beta = 35^\circ; \alpha = 30^\circ$			
	A	B	C	D	A	B	C	D	A	B	C	D	A	B	C	D
13	0,10	0,00	0,00	0,33	0,00	0,00	0,00	0,14	0,00	0,00	0,00	0,43	0,00	0,00	0,00	0,22
11	0,06	0,01	0,15	0,51	0,00	0,00	0,08	0,16	0,00	0,01	0,27	0,78	0,00	0,03	0,37	1,26
9	0,56	0,06	0,14	0,43	0,02	0,04	0,04	0,02	0,09	0,21	0,33	0,76	0,21	0,70	1,05	2,50
7	1,80	0,04	0,07	0,31	0,02	0,13	0,31	1,02	0,21	0,18	0,27	0,70	1,34	1,28	1,73	3,79
5	3,06	0,55	0,22	0,11	0,64	0,68	0,97	2,39	0,10	0,11	0,21	0,52	2,17	1,79	2,21	4,70
3	4,14	1,16	0,87	0,67	1,55	1,24	1,59	3,70	0,45	0,03	0,05	0,25	2,90	2,05	2,43	5,20
1	4,87	1,73	1,49	1,86	2,35	1,74	2,12	4,73	1,73	0,80	0,62	0,55	3,12	2,13	2,47	5,20
2	5,20	2,15	1,88	2,79	2,85	2,05	2,38	5,40	2,91	1,56	1,42	2,26	2,88	1,96	2,19	4,77
4	5,02	2,34	2,02	3,29	2,86	2,14	2,37	5,53	3,59	2,13	1,97	3,60	2,22	1,60	1,73	3,91
6	4,46	2,28	2,05	3,36	2,24	2,00	2,27	5,25	3,35	2,43	2,37	4,45	1,27	1,11	1,25	2,84
8	3,54	1,92	1,71	2,98	1,51	1,61	1,81	4,49	2,67	2,35	2,28	4,65	0,52	0,57	0,65	1,64
10	2,26	1,19	1,19	2,12	0,23	0,94	1,20	3,18	0,47	1,64	1,82	3,95	0,02	0,10	0,15	0,50
12	1,17	0,12	0,53	1,22	0,00	0,09	0,52	1,96	0,00	0,19	0,97	2,93	0,00	0,00	0,03	0,05
14	0,22	0,00	0,00	0,24	0,00	0,00	0,00	0,55	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,08

TABLA 5.1 Tablas de referencia (*continuación*).

B.3

	$\beta = 90^\circ; \alpha = 30^\circ$				$\beta = 35^\circ; \alpha = 60^\circ$				$\beta = 90^\circ; \alpha = 60^\circ$			
	A	B	C	D	A	B	C	D	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,24	0,00	0,00	0,00	0,56	0,00	0,00	0,00	1,01
11	0,00	0,05	0,60	1,28	0,00	0,04	0,60	2,09	0,00	0,08	1,10	3,08
9	0,43	1,17	1,38	2,30	0,27	0,91	1,42	3,49	0,55	1,60	2,11	4,28
7	2,42	1,82	1,98	3,15	1,51	1,51	2,10	4,76	2,66	2,19	2,61	4,89
5	3,43	2,24	2,24	3,51	2,25	1,95	2,48	5,48	3,36	2,37	2,56	4,61
3	4,12	2,29	2,18	3,38	2,80	2,08	2,56	5,68	3,49	2,06	2,10	3,67
1	4,05	2,11	1,93	2,77	2,78	2,01	2,43	5,34	2,81	1,52	1,44	2,22
2	3,45	1,71	1,41	1,81	2,32	1,70	2,00	4,59	1,69	0,78	0,58	0,53
4	2,43	1,14	0,79	0,64	1,52	1,22	1,42	3,46	0,44	0,03	0,05	0,24
6	1,24	0,54	0,20	0,11	0,62	0,67	0,85	2,20	0,10	0,13	0,19	0,48
8	0,40	0,03	0,06	0,31	0,02	0,14	0,26	0,92	0,22	0,18	0,26	0,69
10	0,01	0,06	0,12	0,39	0,02	0,04	0,03	0,02	0,08	0,21	0,28	0,68
12	0,00	0,01	0,13	0,45	0,00	0,01	0,07	0,14	0,00	0,02	0,24	0,67
14	0,00	0,00	0,00	0,27	0,00	0,00	0,00	0,12	0,00	0,00	0,00	0,36

Ejemplo: Superficie ubicada en Madrid inclinada 30° y orientada 10° al Sudeste, con el horizonte de obstáculos siguiente, ya inserto en la gráfica de la Figura 5.21.

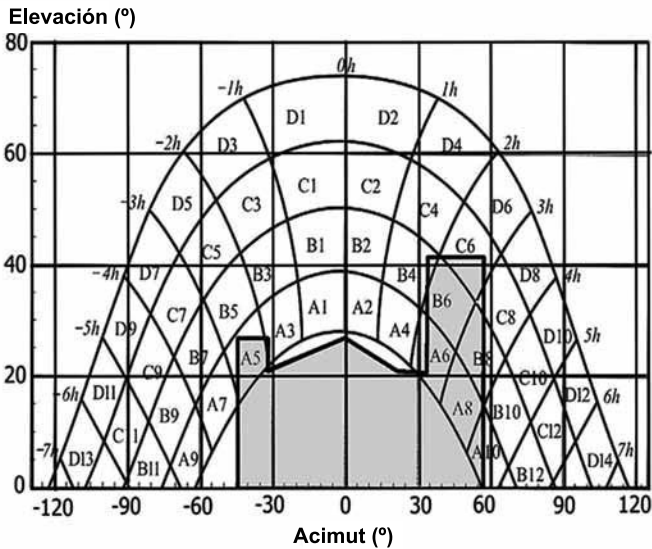


Figura 5.21. Perfil de obstáculos.

Cálculos:

De la colección de tablas (Tabla 5.1), tomamos la más próxima a nuestro caso (Tabla 5.2) y trabajamos con sus valores.

TABLA 5.2 Tabla de referencia.

	$\beta = 35^\circ; \alpha = 0^\circ$			
	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,00
11	0,00	0,01	0,12	0,44
9	0,13	0,41	0,62	1,49
7	1,00	0,95	1,27	2,76
5	1,84	1,50	1,83	3,87
3	2,70	1,88	2,21	4,67
1	3,17	2,12	2,43	5,94
2	3,17	2,12	2,33	4,99
4	2,70	1,89	2,01	4,46
6	1,79	1,51	1,65	3,63
8	0,98	0,99	1,08	2,55
10	0,11	0,42	0,52	1,33
12	0,00	0,02	0,10	0,40
14	0,00	0,00	0,00	0,02

Pérdidas por sombreado (% de irradiación global incidente anual) =

$$= 0,25 \cdot B_4 + 0,5 \cdot A_5 + 0,75 \cdot A_6 + B_6 + 0,25 \cdot C_6 + A_8 + 0,5 \cdot B_8 + 0,25 \cdot A_{10} =$$

$$= 0,25 \cdot 1,89 + 0,5 \cdot 1,84 + 0,75 \cdot 1,79 + 1,51 + 0,25 \cdot 1,65 + 0,98 + 0,5 \cdot 0,99 +$$

$$+ 0,25 \cdot 0,11 = 6,16\% \sim 6\%$$

El criterio que marca el CTE como pérdidas admisibles en paneles solares es (Tabla 5.3), que según se dispongan los colectores:

- Caso general.
- Se ubiquen paralelamente a la envolvente del edificio (superposición) o
- Sustituyan elementos constructivos convencionales (integración); las pérdidas máximas admisibles respecto a los valores óptimos teniendo en cuenta las sombras y las pérdidas por orientación e inclinación, no deben sobrepasar los límites impuestos por la siguiente tabla para sistemas térmicos de baja temperatura y sistemas fotovoltaicos conectados a red.

TABLA 3.3 Pérdidas admisibles en paneles solares térmicos.

	Orientación e Inclinación (OI)	Sombras (S)	Total (OI + S)
General	10%	10%	15%
Superposición	20%	15%	30%
Integración arquitectónica	40%	20%	50%

Existe la posibilidad de no cumplir los anteriores requisitos siempre y cuando se justifiquen las pérdidas y queden reflejadas en los cálculos del proyecto.

Elementos que pueden proporcionar sombras debidas a la situación de la instalación:

- Edificios colindantes
- Árboles
- Tendidos o conducciones aéreas
- Montañas
- Sombras del propio edificio
 - Chimeneas
 - Pararrayos
 - Antenas parabólicas
 - Estructuras de tejado

La principal acción a realizar consiste en desplazar, todo lo posible, la instalación para evitar el mayor porcentaje de sombras.

5.5. Tecnologías para aprovechar la energía solar térmica

La tecnología actual que se utiliza para captar la energía solar directa y convertirla en una forma eficiente de energía se ha desarrollado en dos direcciones (Figura 5.22).

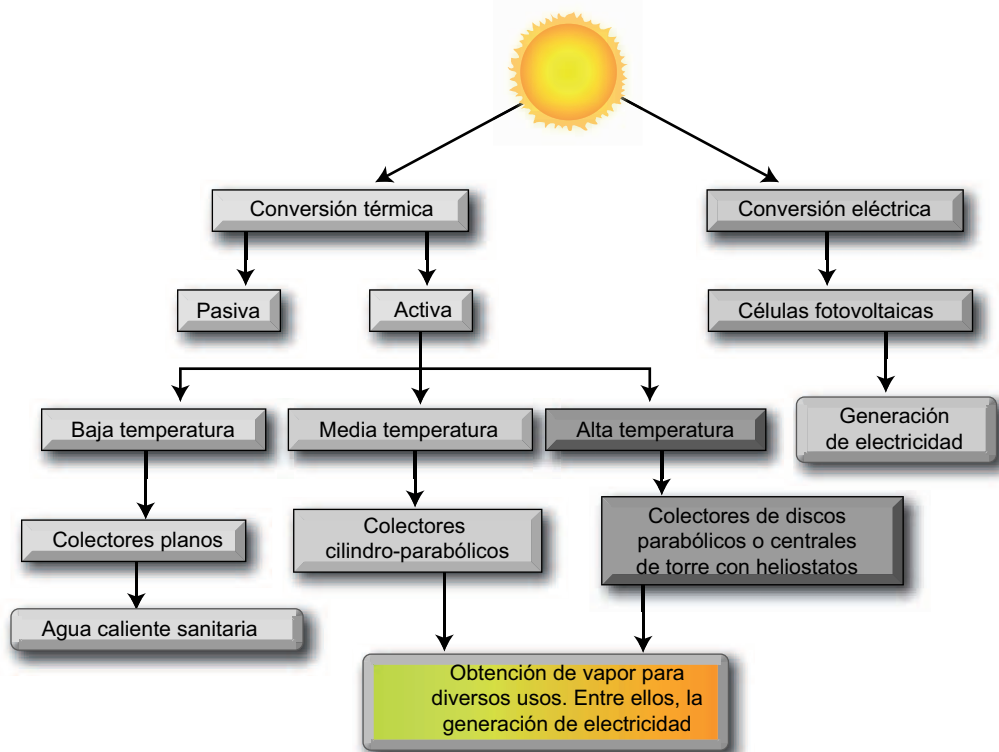


Figura 5.22. Clasificación de las tecnologías de aprovechamiento de la energía solar.

Tecnología de **conversión térmica**, que absorbe la energía solar y la transforman en calor. Mediante esta tecnología es posible también obtener indirectamente electricidad mediante la transformación del calor con una máquina termodinámica.

Tecnología de **conversión eléctrica**, que permite la transformación directa de la energía solar en energía eléctrica (Tema 6).

La energía térmica captada puede utilizarse de forma pasiva o activa.

5.5.1. Energía solar pasiva

La energía solar pasiva se aprovecha mediante el acondicionamiento pasivo de los edificios siguiendo las pautas de la llamada arquitectura bioclimática (Figura 5.23). Es decir, diseñando los edificios (materiales y tipos de cerramientos, orientación del edificio y ventanas, colores, tipos de cubiertas, etc.) de manera que aprovechen óptimamente las condiciones ambientales del entorno, (entre las que se encuentra la energía solar disponible), para disminuir el consumo de energía convencional sin renunciar a los niveles de confort demandados. Este tema, aunque muy interesante, no es objeto de nuestro estudio en este libro.

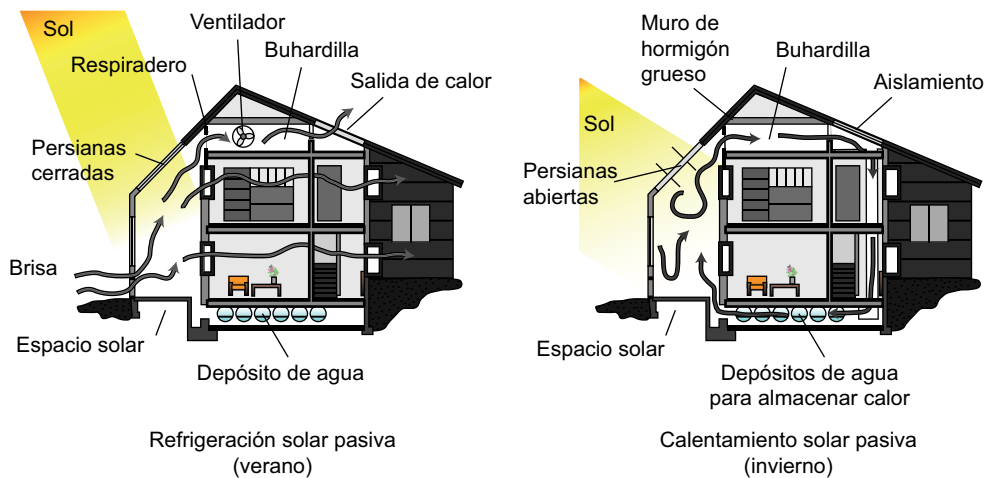


Figura 5.23. Edificación bioclimática.

5.5.2. Energía solar activa

La tecnología utilizada en la captación de la energía solar térmica de forma activa se puede clasificar, en función del margen de temperatura que se requiera, en tecnologías de:

Baja temperatura ($T < 90^{\circ}\text{C}$).

Media temperatura ($90^{\circ}\text{C} < T < 400^{\circ}\text{C}$).

Alta temperatura ($T > 400^{\circ}\text{C}$) (Figura 5.24).

5.5.2.1. Tecnología solar térmica de baja temperatura

La tecnología solar térmica de baja temperatura se suele destinar al calentamiento de agua, por debajo de su punto de ebullición, para uso como agua caliente sanitaria. Los

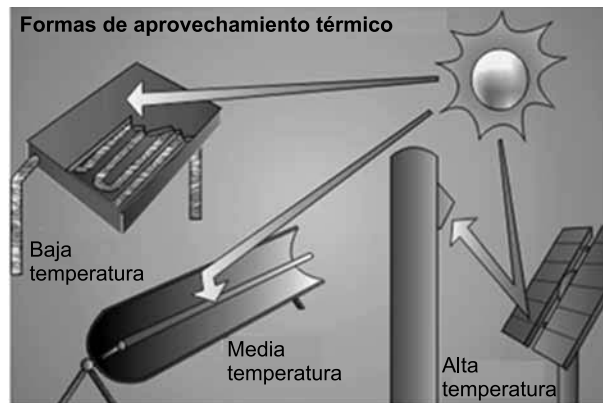


Figura 5.24. Formas de aprovechamiento térmico.

subsistemas empleados en esta tecnología dependen del tipo de instalación, pero en general, pueden señalarse los siguientes (Figuras 5.25 y 5.26):

- Subsistema de captación.
- Subsistema de acumulación.
- Subsistema intercambiador.
- Subsistema auxiliar.

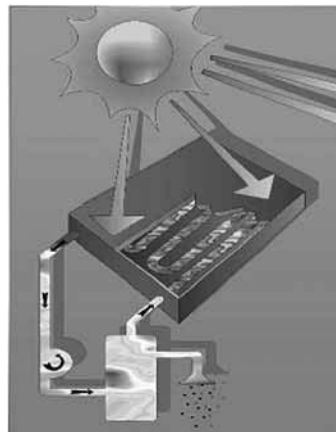


Figura 5.25. Esquema intuitivo de un sistema captador solar térmico.

El **subsistema de captación** de esta tecnología está constituido, generalmente, por los denominados colectores solares térmicos planos o paneles solares térmicos planos, pertenecientes al grupo denominado sin concentración, es decir, a aquellos que utilizan la energía solar con la misma intensidad con la que ésta incide, (Figura 5.27). Estos representan alrededor del 90% de la producción de colectores. También se utilizan, aunque con menor frecuencia, los tubos de vacío.

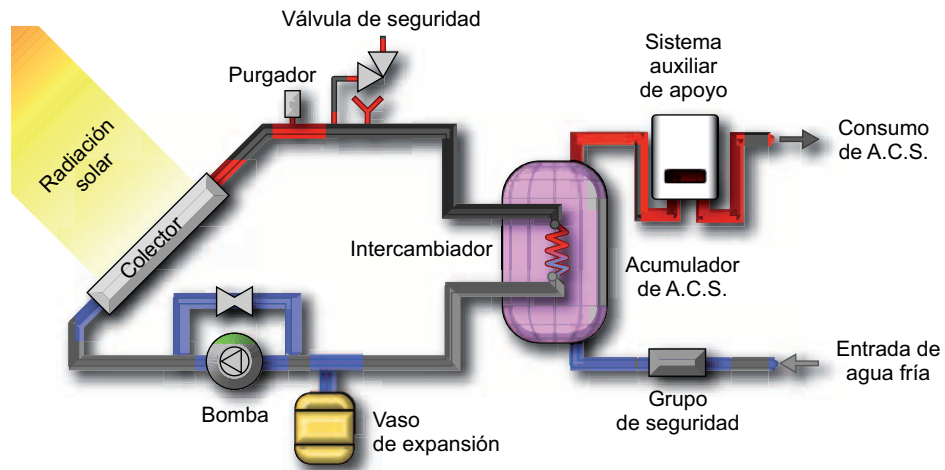


Figura 5.26. Esquema conceptual de un sistema captador solar térmico de baja temperatura.

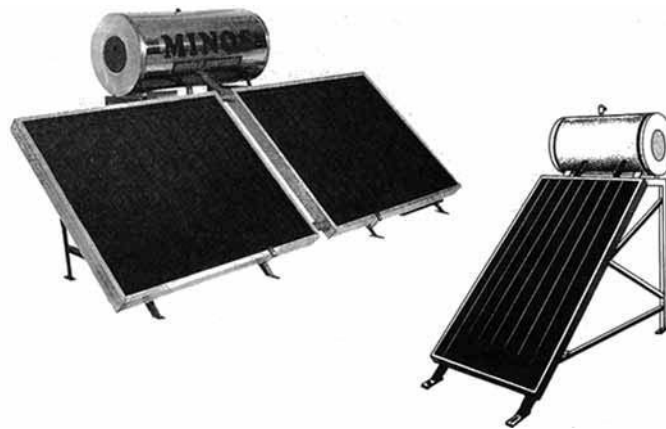


Figura 5.27. Paneles solares térmicos.

Los colectores planos captan la energía solar, transformándola en energía térmica e impidiendo su salida al exterior (efecto invernadero). Constan, de forma general, de (Figura 5.28):

- Cubierta frontal transparente.
- Placa captadora o superficie absorbente.
- Un circuito hidráulico por donde circula el fluido que ha de transferir el calor captado por la placa.
- Dispositivos de aislamiento térmico.
- Carcasa exterior protectora.

Las características generales que debe reunir un captador solar térmico son las siguientes:

- Resistente a las condiciones exteriores (ambientes marinos, polvo, nieve, granizo, etc.).

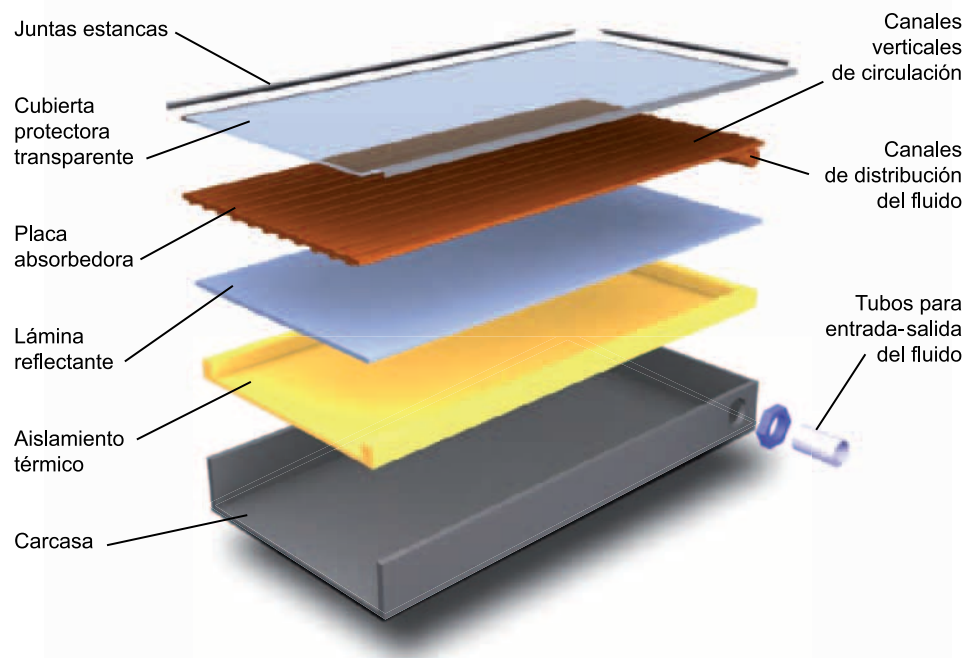


Figura 5.28. Partes del colector solar térmico.

- Resistentes a temperaturas altas y bajas.
- Estable y duradero.
- Fácil de montar.
- Eficiente en conversión de energía (Figura 5.29).

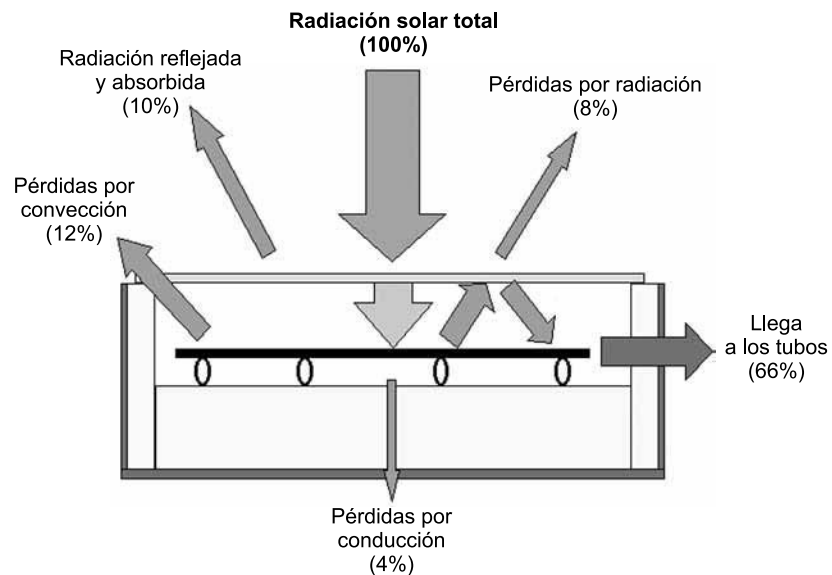


Figura 5.29. Eficiencia de un captador.

Estas características son las que se exigen en las normativas vigentes y las correspondientes certificaciones exigidas en los programas de fomento.

El **subsistema de acumulación**, normalmente compuesto por tanques fabricados con acero tratado, tiene por finalidad almacenar el calor para suministrarlo en el momento en que sea solicitado (Figura 5.30).



Figura 5.30. Acumulador.

El **subsistema intercambiador** independiza el agua que circula por el captador del agua de consumo, Figura 5.31.



Figura 5.31. Intercambiador.

El **subsistema auxiliar** está compuesto por un conjunto de elementos y dispositivos tales como tuberías de conducción, válvulas, bombas, purgadores, energía auxiliar, etc., cuya función es suministrar el agua caliente solicitada (Figura 5.32).



Figura 5.32. Elementos auxiliares.

Las instalaciones cuya función es producir agua caliente sanitaria se pueden clasificar en:

Instalaciones de circuito abierto (Figura 5.33). En estas instalaciones existe un único circuito de agua. Éste utiliza como fluido el agua de la red, la cual se la hace pasar por el colector solar para calentarla y después se almacena a la espera de su uso. Por tanto, no requiere subsistema intercambiador.

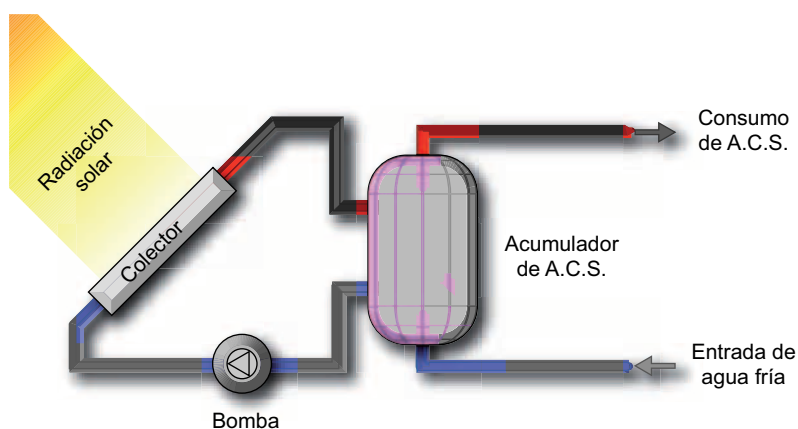


Figura 5.33. Esquema conceptual de un circuito abierto.

Instalaciones de circuito cerrado (Figura 5.34). En este tipo de instalación existen dos circuitos interconectados por un subsistema intercambiador. El circuito primario, compuesto por el colector solar, cede el calor al circuito secundario, compuesto por el subsistema acumulador, en el intercambiador térmico.

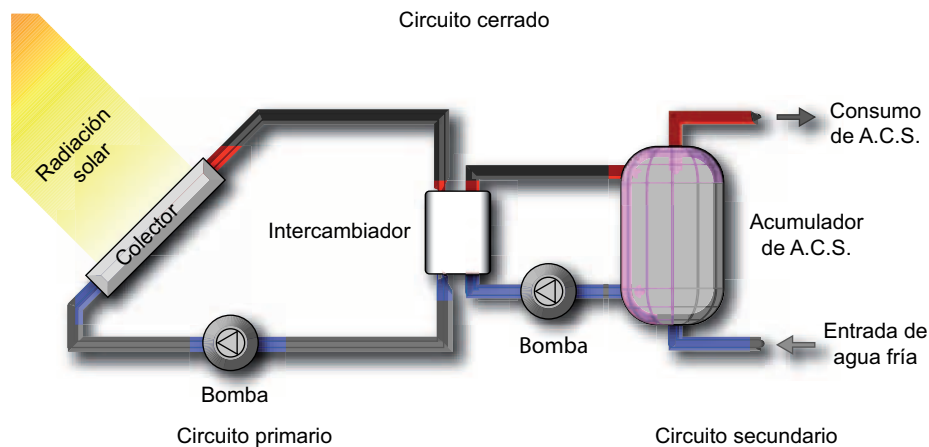


Figura 5.34. Esquema conceptual de un circuito cerrado.

Las instalaciones solares térmicas se pueden clasificar también por su principio de circulación en:

- Instalación solar térmica de circulación forzada.
- Instalación solar térmica de circulación natural.

Las instalaciones solares térmicas de circulación forzada van equipadas con dispositivos (bombas) que provocan la circulación forzada del fluido de trabajo. Permiten integrar bien los captadores en la cubierta de los edificios, así como poner el acumulador en el interior de la vivienda. Pueden ser de circuito cerrado y aporte indirecto o de circuito abierto y aporte directo, solo válidas en determinadas circunstancias de calidad del agua y sin riesgo de heladas. Son algo más caras.

En las instalaciones solares térmicas de circulación natural (termosifón), el fluido de trabajo circula por convección natural. Tiene menos elementos y es más barata. El acumulador dificulta la integración en la cubierta de los edificios. Puede ser de circuito cerrado y aporte indirecto o de circuito abierto y aporte directo, solo válida en determinadas circunstancias de calidad del agua y sin riesgo de heladas.

5.5.2.2. Tecnología solar térmica de media temperatura

La tecnología solar térmica de media temperatura suele tener dos aplicaciones diferentes: La **producción de calor** en procesos industriales. Por ejemplo, vapor a temperaturas superiores a los 150 °C.

La **generación de electricidad** mediante la conexión del fluido caliente (hasta 400 °C) utilizado por los colectores a un sistema convencional de producción de electricidad a partir de un ciclo térmico (Figura 5.35).

Entre los subsistemas empleados en esta tecnología pueden mencionarse los siguientes (Figura 5.36):

- Subsistema de captación.



Figura 5.35. Proceso de producción de electricidad a partir de la energía solar.

- Subsistema intercambiador de tanques de aceite.
- Subsistema de evaporación de gases.
- Subsistema de aplicación.

El subsistema de captación de esta tecnología está constituido, generalmente, por los denominados colectores de concentración. Estos colectores concentran la radiación solar que recibe la superficie captadora en un elemento receptor de superficie muy reducida (Figura 5.36), siendo capaces de proporcionar temperaturas de hasta 400°C con buenos rendimientos. Con estos colectores se logra que la radiación solar caliente a media temperatura un fluido primario o fluido caloportador.

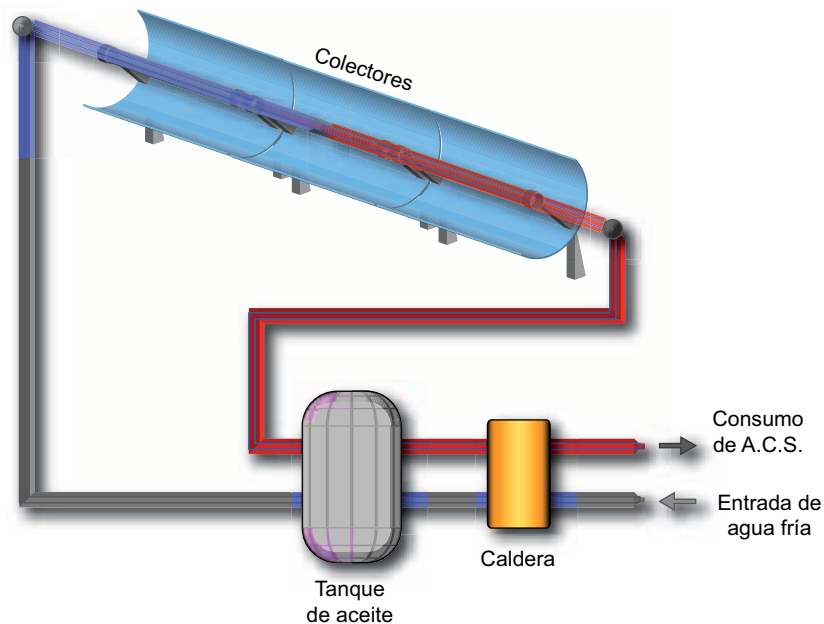


Figura 5.36. Esquema conceptual de un sistema captador solar térmico de media temperatura.

Aunque el colector de concentración cilíndrico-parabólico es el más extendido (Figura 5.37) hay que señalar que existe diversidad de tipos. Todos los modelos disponen de un sistema de seguimiento con el propósito de orientarlos en la mejor posición para captar eficientemente la radiación solar durante el transcurso del día.

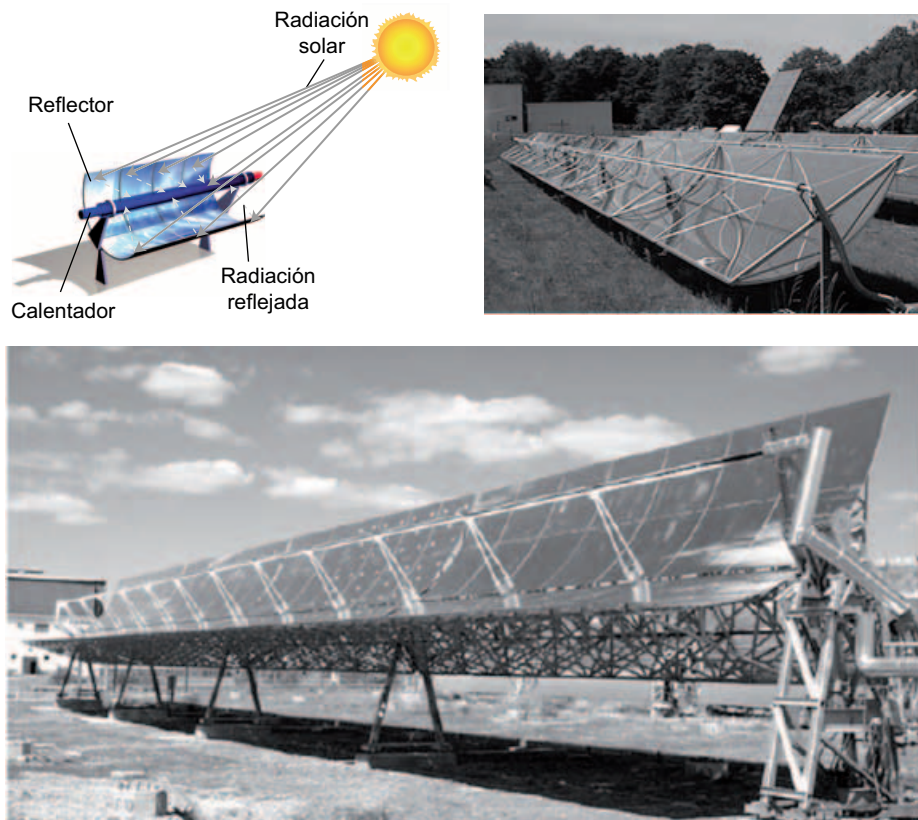


Figura 5.37. Captador solar térmico de media temperatura.

Sin embargo, a diferencia de los colectores empleados en la tecnología solar de baja temperatura, los colectores de concentración captan la radiación directa, pero desaprovechan la radiación solar difusa, por lo tanto no resultan apropiados en zonas de cierta nubosidad.

Esta tecnología es la más madura dentro del mercado de la solar termoelectrónica. Se empezó a usar en los años 80, y actualmente hay centrales en Europa y EE.UU. La potencia típica de estas centrales es de entre 50 MW y 200 MW.

En el presente la planta tradicional se apoya en el calentamiento de aceite HTF (Figura 5.38). Su principio de funcionamiento consiste en:

1. El campo solar calienta aceite (HTF)
2. Con el aceite se genera vapor.
3. Con el vapor se genera electricidad (Figura 5.38).

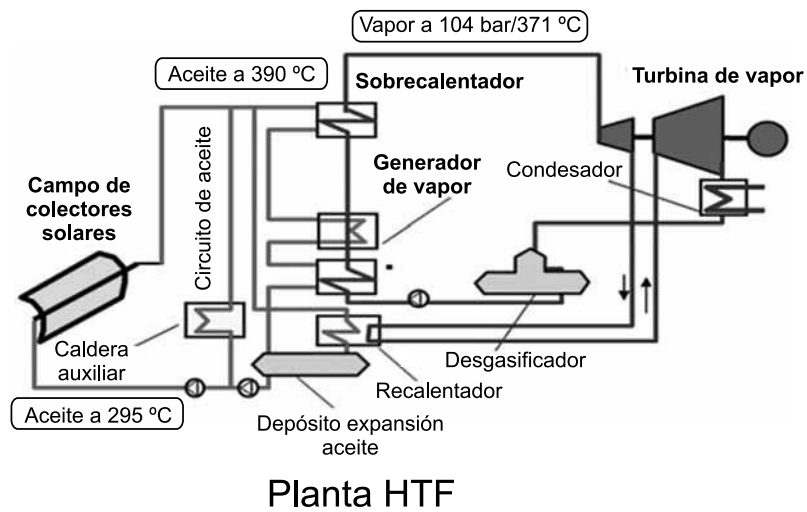


Figura 5.38. Esquemas de una planta solar termoeléctrica de HTF.

Los componentes básicos son:

1. Campo de colectores solares.
2. Sistema de apoyo.
3. BOP (Bloque de Potencia).

Actualmente existen solo en España 13 proyectos en diferentes fases de promoción, situadas en distintas comunidades autónomas y con una potencia total de 650 MW.

En la Figura 5.39 pueden verse las curvas de operación de un día concreto en una central termoeléctrica CCP de HTF con sistema de almacenamiento para una planta tipo de 50 MW.

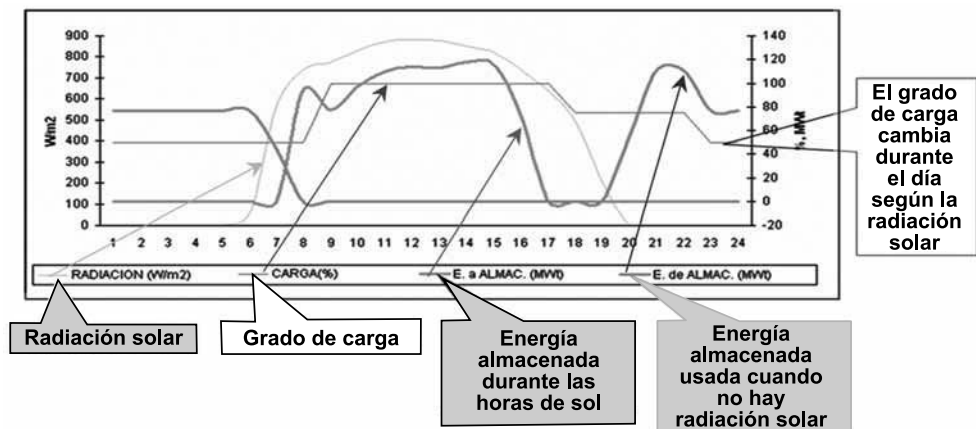


Figura 5.39. Curvas de operación de un día concreto en una central de HTF.

El futuro apunta a la generación directa de vapor (GDV) (Figura 5.40), ello supondrá un 20% de reducción en costes (sistemas de aceite + transporte de calor), además de:

- Reducción de más del 20% en el coste de la electricidad generada con plantas solares termoeléctricas con cilindro parabólicos.
- Menores riesgos medioambientales debido a la sustitución del aceite térmico usado actualmente por agua.
- Posibilidad de alcanzar rendimientos más altos al poder aumentar la temperatura del vapor sobrecalentado.
- Reducción de la dependencia tecnológica del exterior en relación con este tipo de plantas solares.
- Creación de un núcleo industrial español que estaría colocado en una óptima posición para la explotación de esta tecnología, tanto a nivel nacional como internacional.

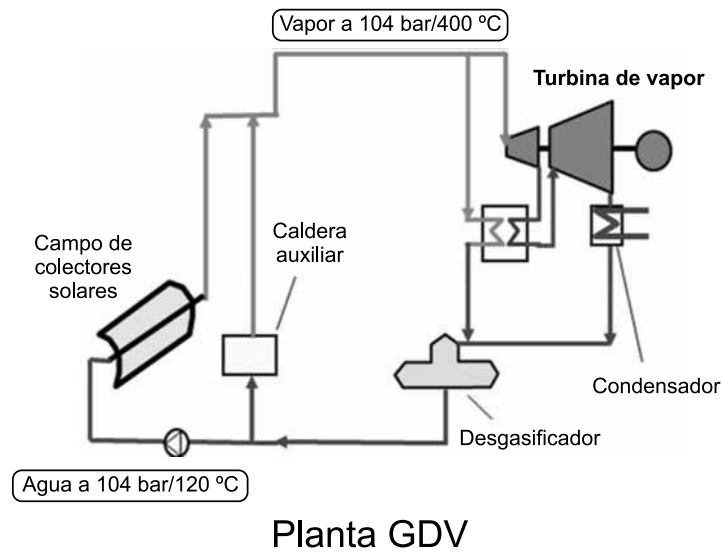


Figura 5.40. Esquemas de una planta solar termoeléctrica de GDV.

Otra tecnología de media temperatura es la denominada de Fresnel. En Europa no hay todavía ninguna central comercial de este tipo. El principio de operación es el mismo que para las centrales cilindro-parabólicas. En la Figura 5.41 puede verse la planta de 6,5 MW en promoción en Tavira (Portugal), cuyos datos más significativos son 2,8 €/Wp, 1,2 Ha/MWp y vapor saturado a 250 °C. Con reflectores por debajo de 80 €/m². Supone más de 180 MWe por km² lo que significa más de un 70% de ocupación respecto a la CCP. Su futuro está ligado a la generación directa de vapor. Presenta menores eficiencias. Su tubo absorbedor está todavía en desarrollo.

5.5.2.3. Tecnología solar térmica de alta temperatura

La tecnología solar térmica de alta temperatura se suele destinar fundamentalmente a la generación de energía eléctrica.



Figura 5.41. LIDDEL en Australia y STEP en Portugal.

Entre los subsistemas empleados en esta tecnología pueden mencionarse los siguientes (Figura 5.42):

- Subsistema de captación.
- Subsistema intercambiador de tanques de aceite.
- Subsistema de evaporación de gases.
- Subsistema de transformación de la energía cinética de los gases en energía mecánica de rotación.
- Subsistema de generación eléctrica, que es accionado por la turbina.

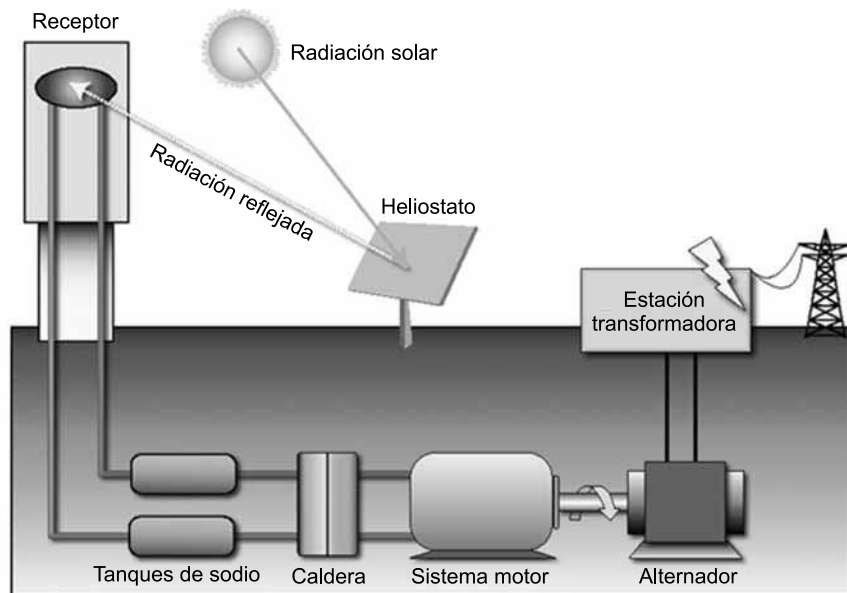


Figura 5.42. Esquema conceptual de un sistema captador solar térmico de alta temperatura.

El subsistema de captación de esta tecnología debe conseguir factores de concentración de la radiación muy superiores a los logrados con los colectores típicamente empleados en la tecnología solar térmica de media temperatura, así como la reducción de las pérdidas por radiación y convección al exterior. Estos objetivos se intentan lograr utilizando concentradores de foco puntual.

Existe variedad de concentradores puntuales, sin embargo, son dos los más destacados, aunque aún se encuentran en fase experimental:

Discos parabólicos. Constituidos por espejos parabólicos de revolución en cuyo foco se ubica el receptor solar (Figura 5.43).

También se le conoce como Disco Stirling; en Europa solo hay plantas piloto de este tipo. La potencia media de una unidad de disco Stirling es de 10 kW. Las centrales de energía de este tipo pueden ser de la potencia que se necesite.

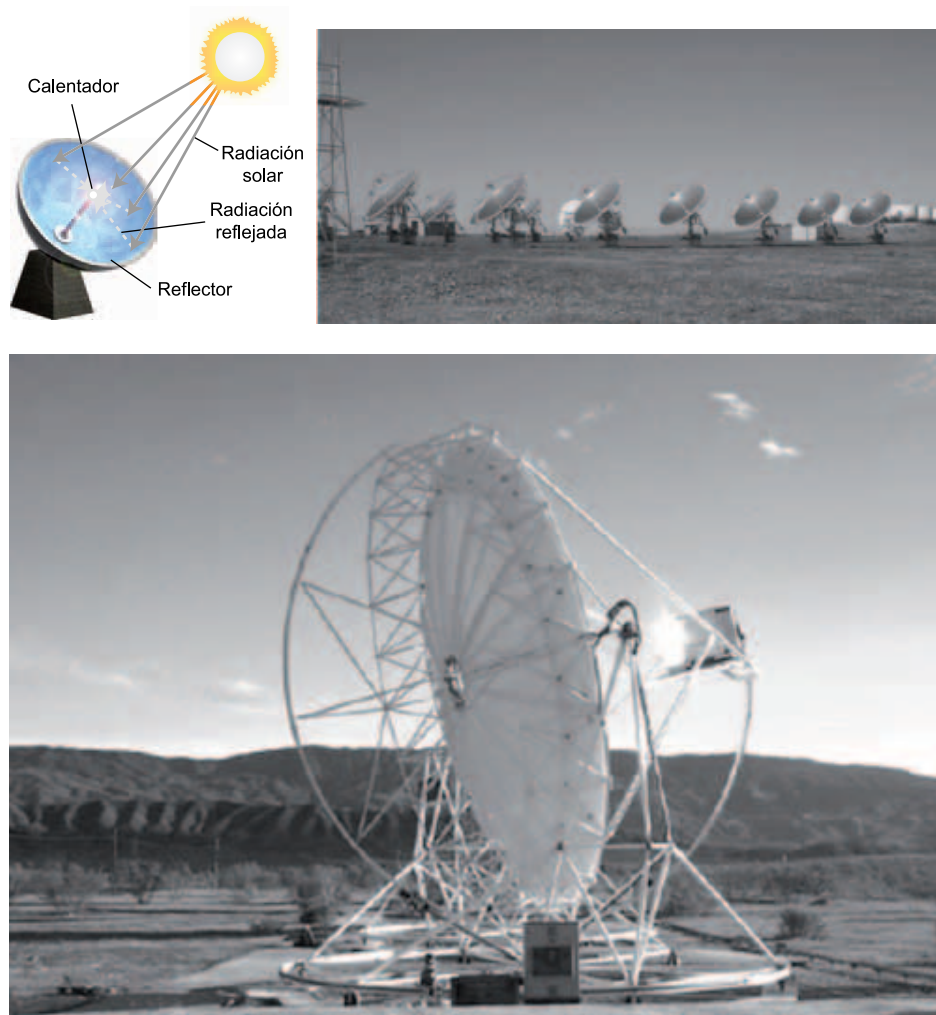


Figura 5.43. Captadores de discos parabólicos.

En Aznalcóllar, Abengoa dispone de una planta demostración e I+D en tecnología de disco Stirling. 8 discos Stirling en operación de 10 kW cada uno. Diseño propio. 2 discos de mayor tamaño (25 kW cada uno) en fase de diseño. Tecnología con gran potencia pero aún necesita grandes esfuerzos en I+D.

Centrales de torre. Consisten en una serie de espejos orientados, denominados helióstatos que reflejan la radiación sobre una caldera situada en una torre central (Figuras 5.44 y 5.45).

La primera central comercial de este tipo se terminó en junio de 2007 en España. La PS10 de 10 MW, en Solúcar (Sevilla). Junto a la PS10 (Figura 5.46), puede verse la PS20, de próxima inauguración. 300 MW de energía solar están siendo construidos en la plataforma Solúcar, electricidad limpia a partir de tecnología de torre y CCP.

La PS10 fue la primera torre comercial del mundo:

PS10: 11 MWse

624 helióstatos de 120 m² cada uno .

24,3 GWh/año que alimentarán a 5.500 hogares.

6.700 Tn. de CO₂ ahorrados anualmente.

Torre de 100 m.

Ocupación de terreno: 60 Ha.

PS10: Posibilidad de 12-15% de gas natural.

Ya está a punto de inaugurarse la PS20, también con tecnología de torre:

Segunda torre en construcción en Sólucar (Figura 5.46).

1.255 helióstatos de 120 m² cada uno.

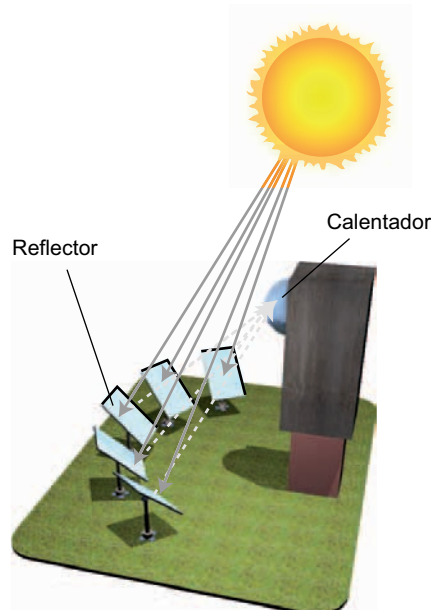


Figura 5.44. Centrales de torre.

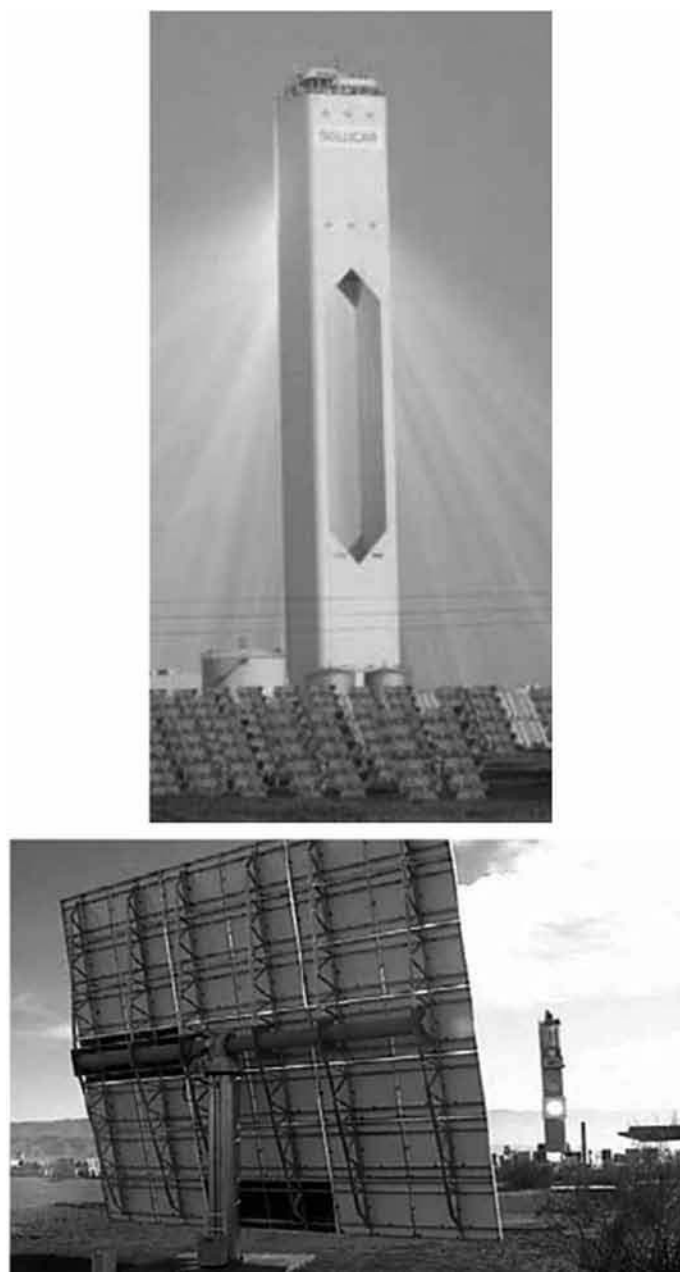


Figura 5.45. Vista de una central de torre.

PS20: 20 MWse

Sanlúcar la Mayor (Sevilla).

Helióstato propio Sanlúcar 120.

44,2 GWh/año que alimentarán a alrededor de 10.000 hogares.

12.200 Tn. de CO₂ ahorrados anualmente.



Figura 5.46. Vista aérea de las PS10 y PS20.

Torre de 160 m. Ocupación del terreno: 90 Ha.

Posibilidad de 12-15% de gas natural.

Mayor torre comercial del mundo.

El paso a la madurez de la electricidad a partir de fuentes renovables requiere aumentar la capacidad y adaptación a la demanda. Las CET ofrecen diferentes opciones de integración con almacenamiento térmico o con hibridación. Las plantas híbridas permiten una penetración más rápida. Las CET contribuirían a integrar las redes eléctricas del norte y el sur del Mediterráneo. Existe un gran potencial de reducción de costes, con importante contribución del I+D.

5.6. Centrales solares termoeléctricas de media temperatura

Como ya se ha apuntado, la tecnología principal de las centrales solares termoeléctricas de media temperatura se apoya en los **colectores cilindro-parabólicos** aplicada a la producción de electricidad, en la que fue pionera la planta DCS (*Distributed Colector System*, 1981) de la Plataforma Solar de Almería, la cual goza de elevada madurez técnica y comercial. Ésto es debido a la valiosa experiencia aportada por las plantas solares SEGS (*Solar Electric Generating System*) de California. Estas nueve plantas, construidas entre 1984-1991 y situadas en el desierto de Mojave (Barstow), cuentan con un campo de colectores cuya extensión supera los 2 millones de metros cuadrados y utilizan como fluido termoportador aceites sintéticos. Representan un total de 354 MW conectados a la red eléctrica, distribuidos en plantas con potencias entre 14 y 80 MW sin sistemas de almacenamiento térmico (excepto una) y con calderas auxiliares de gas. Anualmente, suministran 800 millones de kWh a un coste de generación de 0,12-0,14 €/kWh. Aunque la tecnología SEGS está totalmente disponible en la actualidad, no resulta competitiva en la mayor parte de los mercados si no disponen de algún tipo de incentivo fiscal o ayuda económica externa, sin embargo son sistemas de escaso riesgo tecnológico debido fundamentalmente a la gran cantidad de horas de operación acumuladas en las plantas existentes.

Con el fin de reducir costes y simplificar el mantenimiento de las plantas con colectores cilindro-parabólicos, se están desarrollando diversos proyectos en promoción con carácter de explotación en régimen comercial en España, EE.UU (Nevada), Marruecos, Argelia, Israel, Egipto, India, Irán, Sudáfrica y México. Así, en Boulder (Nevada) ya está conectada a la red la tercera mayor planta termoelectrónica del mundo. Se trata de una planta de Solargenix de 64 MW constituida por 19.300 colectores cilindro-parabólicos suministrados por Schott Solar (Figura 5.47).



Figura 5.47. Planta de 64 MWe Acciona-Solargenix: Boulder City, NV.

Entre las vías más empleadas de reducción de costes destacan: el aporte energético auxiliar a partir de combustibles fósiles (centrales híbridas), la integración de los colectores solares en plantas de ciclo combinado, la utilización de métodos innovadores de concentración solar (reflectores lineales de Fresnel, desarrollados en la Universidad de Sidney, etc.), así como la generación directa de vapor en los propios tubos receptores de los colectores. Adicionalmente, existen iniciativas para desarrollar sistemas de almacenamiento térmico en centrales **solo solar** y aumentar la durabilidad de los tubos absorbedores. Así, pese a la limitación tecnológica que supone que la máxima temperatura de trabajo de este tipo de colectores no supere los 450 °C, la incorporación de todas estas mejoras, la previsible producción en masa de los componentes y la aparición de un mayor número de suministradores, podrían permitir reducir los costes de generación a 0,08 €/kWh, a medio plazo, siendo el objetivo a conseguir un precio de 0,04 €/kWh.

El elevado grado de avance y el interés de la tecnología de los colectores cilindro-parabólicos para la producción de electricidad contrasta con la falta de desarrollo de la que adolece la de otras posibles aplicaciones que también resultan interesantes para este tipo de colectores, como son el calor de proceso y generación de vapor para procesos industriales en sectores como alimentación, textil o papel, que requieren temperaturas del orden a las obtenidas con estos sistemas, así como también climatización industrial. Los países ubicados en el denominado *Cinturón solar terrestre* poseen unas condiciones climáticas que hacen muy atractivas estas aplicaciones, sin embargo, la falta de colectores solares y equipos industriales adaptados para este tipo de usos, hace necesaria una fuerte actividad de I + D que permita

alcanzar el mismo nivel de desarrollo que la generación de electricidad. Por ello, la Agencia Internacional de la Energía (IEA) está promoviendo diversas tareas (*Solar Heat for Industrial Processes*, (SHIP), etc.) con el fin de aprovechar las experiencias y conocimientos que sobre energía solar térmica aplicada a procesos industriales poseen las distintas entidades internacionales.

En la Figura 5.48 se muestra un campo de colectores cilindro-parabólicos a una turbina de vapor en los campos SEGS en California. El fluido calentado por los colectores se utiliza para alimentar un generador de vapor con cuerpos (precalentado, generador de vapor y sobrecalentador) y a un recalentador que eleva la temperatura de vapor que sale del cuerpo de alta de la turbina, antes de introducirlo en el cuerpo de baja presión de la turbina, ver esquema de instalación en la Figura 5.38. El vapor generado en el generador de vapor pasa al cuerpo de alta presión de la turbina de donde, después de expandirse y transformar su energía en energía mecánica, sale al recalentador y se reintroduce en el cuerpo de baja, una vez calentado, donde vuelve a expandirse y generar energía mecánica adicional. Del cuerpo de baja el vapor pasa al condensador, de donde el agua vuelve al generador de vapor después de ser precalentada mediante extracciones de parte del vapor introducido en la turbina. El ciclo descrito es una de las muchas variantes existentes en el ciclo Rankine y se denomina regenerativo con recalentamiento, existiendo muchas otras alternativas que hay que considerar cuando se pretende encontrar el mejor equilibrio entre los componentes solares y un ciclo convencional de generación de electricidad. En cualquier caso, tanto el utilizar una turbina con dos cuerpos, como el recalentamiento y precalentamiento a partir del sangrado del vapor de la turbina, son prácticas encaminadas a la mejora del rendimiento termodinámico del ciclo de Rankine, y en último término, el coste de generación de la electricidad producida es el que marca la conveniencia de una selección u otra.

La producción eléctrica con sistemas solares térmicos es bastante convencional, se realiza a partir de la conversión termodinámica (ciclo Rankine o Brayton) y electromecánica (turbina-generador). Los ciclos Rankine de vapor, son los más usuales cuando la temperatura del foco caliente está entre los 300 °C y los 550 °C, mientras que el ciclo de Brayton presenta sus mayores ventajas para temperaturas entre los 600 °C y los 1.200 °C.



Figura 5.48. Plantas SEGS. 354 MWe. Kramer's Junction, California.

La producción de electricidad con colectores cilindro-parabólicos se suele hacer utilizando el ciclo Rankine de las turbinas de vapor, por ejemplo los 350 MWe instalados en California con esta tecnología para suministrar electricidad fundamentalmente en horas pico, utilizan este tipo de sistema actualmente, de cara tanto a extender las horas de producción eléctrica como para disminuir la producción de emisiones contaminantes. Se está planteando la integración de los colectores solares como sistema de producción de electricidad mediante el denominado ciclo combinado (CC). El CC utiliza dos turbinas, una de vapor en ciclo Rankine y otra de gas en el ciclo Brayton, de tal forma que el calor residual producido en la turbina de gas, a temperatura en el orden de los 500 °C, se utilizan para alimentar la turbina de vapor.

5.6.1. Componentes o elementos principales de un CCP

Los componentes o elementos principales de un CCP son:

- el reflector cilindro parabólico,
- el tubo absorbente,
- el sistema de seguimiento del sol,
- la estructura metálica.

5.6.1.1. El reflector cilindro-parabólico

Su misión es reflejar y concentrar sobre el tubo absorbente la radiación solar directa que incide sobre su superficie. Se trata en definitiva de un espejo curvado en una de sus dimensiones con forma de parábola, que concentra sobre su línea focal toda la radiación solar que atraviesa su plano de apertura.

Se consigue su superficie especular a base de películas de plata o aluminio depositadas sobre un soporte que le da la suficiente rigidez. En la actualidad se utilizan diferentes medios soportes para la película reflectante:

a) Chapa metálica

Suelen usarse chapas de aluminio pulido de alta reflectividad especular (en torno al 80%) en las que el material soporte actúa a la vez de elemento reflexivo. La principal ventaja de esta opción es su bajo coste, pero su durabilidad es baja, ya que la superficie del aluminio se deteriora con cierta rapidez, disminuyendo la reflectividad, cuando está expuesto a la intemperie, por lo que los reflectores de chapa de aluminio no suelen usarse para aplicaciones industriales de larga duración (Figura 5.49).

b) Vidrio

Si el medio soporte es vidrio de bajo contenido en hierro, sobre su cara posterior se deposita una fina película de plata protegida mediante una película de cobre y otra de pintura epoxi. El resultado final es un espejo similar al que se usa en cualquier cuarto de baño.

En función del espesor del vidrio sobre el que se deposita la película reflexiva de plata, se tienen dos tipos diferentes de espejos: de vidrio grueso (espesor = 3 mm) y de vidrio delgado (espesor = 1,5 mm).



Figura 5.49. Reflector cilindro parabólico de chapa metálica.

Cuando los vidrios son gruesos, el vidrio se curva en caliente antes de depositar la película de plata, para que adopte la forma parabólica que debe tener, de modo que los espejos pueden ir directamente colocados sobre la estructura metálica del colector (Figura 5.50.a).

Si el espesor del vidrio es pequeño ($< 1,5$ mm) el espejo tiene la suficiente flexibilidad como para curvarse en frío y pueden pegarse directamente sobre una chapa metálica que es la que asegura la adecuada curvatura del concentrador. Es decir, la forma cilindro parabólica la aporta una chapa metálica gruesa, sobre la que se pegan los espejos de pequeño espesor (Figura 5.50.b).

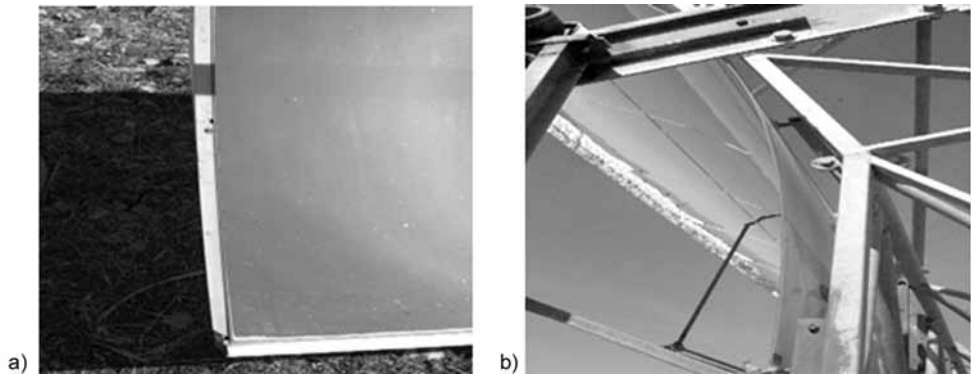


Figura 5.50. Diferentes tipos de espejos: a) de vidrio delgado; b) de vidrio grueso.

c) Plástico

Cuando el reflector consiste en una lámina de material plástico sobre la que se deposita una película de plata o aluminio, de modo que al final lo que se tiene es una fina lámina de plástico reflectante que puede pegarse sobre cualquier sustrato. Como en el caso de los espejos de vidrio delgados, la forma parabólica tiene que ser aportada por un soporte más resistente, sobre el que se pegará la lámina reflectante.

La firma 3M tiene diferentes productos de este tipo. El principal problema de estas láminas reflectantes es su baja durabilidad en la intemperie, ya que resultan dañados por las partículas que, al ser transportadas por el aire, arañan y erosionan su superficie, lo que a su vez resulta en una pérdida de especularidad. Otro problema que se ha detectado con este tipo de superficies reflexivas es que presentan un grado de ensuciamiento mayor que los espejos de vidrio. Se piensa que es debido a que se cargan electrostáticamente por la acción del viento y se deposita sobre ellas una mayor cantidad de polvo atraído por esta carga electrostática.

El estado del arte en esta tecnología está representado por los colectores LS3 y Eurotrough. Estos colectores son prácticamente idénticos en lo que se refiere a las dimensiones del reflector. Ambos emplean como receptor un tubo absorbente con recubrimiento selectivo y envuelto por otro tubo de vidrio, entre los cuales se hace el vacío para mejorar el rendimiento. Las diferencias fundamentales entre ellos son:

- a) que el colector Eurotrough admite una configuración en la que se conectan 12 módulos en serie y
- b) la diferente potencia de la unidad hidráulica. Adicionalmente, la estructura soporte del colector Eurotrough es más rígida y ligera que la del LS3.

El elemento reflector empleado actualmente en todas las instalaciones de generación de energía eléctrica está constituido por espejos de segunda superficie (la capa reflectante de plata está depositada en la cara posterior del vidrio) de bajo contenido en hierro. El principal suministrador es la empresa Flagsol, que comercializa los espejos cilindro-parabólicos de vidrio grueso fabricados por Flabeg.

Las características más destacadas de estos colectores se recogen en la Tabla 5.4.

TABLA 5.4 Características principales de los colectores Eurotrough y LS3.

Superficie del colector:	545 m ²
Apertura	5,7 m
Longitud del módulo	12,27 m
Número de módulos	8/12 (solo Eurotrough)
Diámetro del tubo absorbedor	0,07 m
Relación de concentración óptica	82:1
Rendimiento óptico	0,8

Una alternativa interesante a los espejos de vidrio grueso cuando no se requiere una gran curvatura es la de espejos de vidrio delgado, fabricados en Europa por Glaverbel BDC, de menor coste que los comercializados por Flagsol.

Los reflectores con soporte plástico, como los fabricados por 3M, presentan hoy por hoy menor durabilidad que los espejos de vidrio y tienen mayores gastos de mantenimiento.

5.6.1.2. El tubo absorbente

De él depende en gran medida el rendimiento global del colector. El tubo absorbente (Figura 5.51) y (Figura 5.52), es uno de los elementos fundamentales de todo CCP, puede constar de un tubo o, más frecuentemente, de dos tubos concéntricos. En este último caso, el

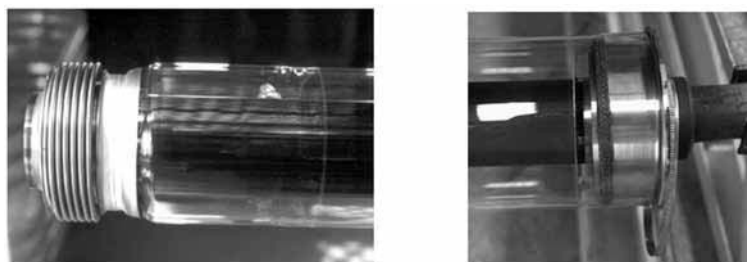


Figura 5.51. Tubos de colector cilindro parabólico, Solel (izq.) y Schott (dcha.).

tubo interior, por el que circula el fluido que se calienta, es metálico y el exterior de cristal. El tubo metálico lleva un recubrimiento selectivo que posee una elevada absorptividad ($>90\%$) y una baja emisividad en el espectro infrarrojo ($<30\%$), lo que le proporciona un elevado rendimiento térmico. El tubo de cristal que rodea al tubo interior metálico tiene la doble misión de reducir las pérdidas térmicas por convección en el tubo metálico y de proteger de las inclemencias meteorológicas su recubrimiento selectivo. El tubo de cristal suele llevar también un tratamiento antirreflexivo en sus dos caras, para aumentar su transmisividad a la radiación solar y, consiguientemente, el rendimiento óptico del colector.

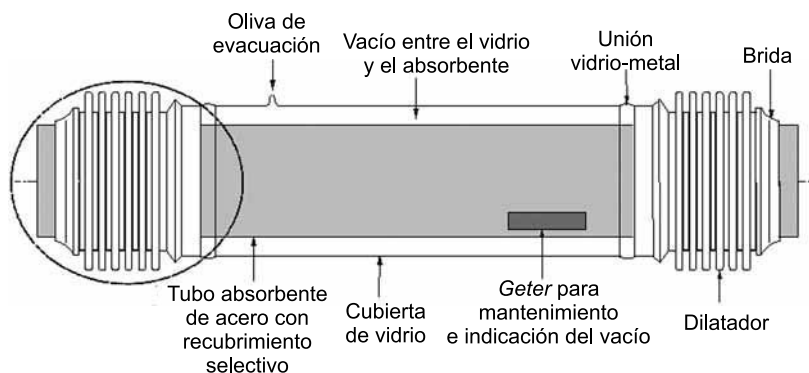


Figura 5.52. Esquema de un tubo absorbente típico de un colector cilindroparabólico.

Si se utilizan recubrimientos selectivos fabricados mediante *sputtering* o PVD (*Physical Vapour Deposition*), entre el tubo metálico y el tubo de vidrio se hace el vacío, para que no se degrade la superficie selectiva. En este caso, los extremos del tubo de vidrio van soldados, mediante una soldadura vidrio-metal, a un fuelle metálico que, a su vez, va soldado por su otro extremo al tubo absorbente metálico. De esta forma se logra que exista un espacio anular estanco entre el tubo metálico y el de vidrio, a la vez que la diferente dilatación térmica de los tubos de vidrio y metal es compensada por el fuelle metálico.

En el caso de que el fluido que circula por el tubo absorbedor solo se caliente hasta una temperatura máxima de 300°C , no es necesario recurrir a recubrimientos selectivos mediante *sputtering* o PVD, que son caros y difíciles de fabricar. Para esas temperaturas puede recurrirse a un simple recubrimiento mediante cobalto, cromo o níquel negro, que son bastante más económicos y fáciles de fabricar. Este tipo de recubrimiento es estable en contacto con el aire hasta una temperatura del orden de los 325°C , por lo que no es necesario utilizar tubos absorbentes con vacío entre el tubo interior metálico y el exterior de vidrio.

El tipo de fluido que se utiliza en los CCP depende de la temperatura máxima de operación. Por el interior del tubo receptor circula el fluido de trabajo. Si las temperaturas que se desean son moderadas ($< 200^{\circ}\text{C}$), se puede utilizar agua desmineralizada, o una mezcla con etileno-glicol, como fluido de trabajo. En cambio, se utiliza aceite sintético en aquellas aplicaciones donde se desean temperaturas más altas ($200^{\circ}\text{C} < T < 450^{\circ}\text{C}$). La explicación de este hecho estriba en que para temperaturas altas las tuberías estarían sometidas a elevadas presiones si el fluido de trabajo es agua, porque para evitar que se evapore el agua es necesario mantenerla en todo momento a una presión superior a la de saturación correspondiente a la temperatura máxima que alcance el agua en los colectores solares. Esto significa que si queremos tener agua caliente a 315°C a la salida de los colectores, la presión en el circuito tendrá que ser superior a 100 bar.

Sin embargo, como la presión de vapor del aceite para altas temperaturas es mucho menor que la del agua, podemos calentar aceite a 315°C sin tener que mantener el circuito presurizado a más de 10 ó 15 bar.

El poder trabajar a menores presiones posibilita el uso de materiales más económicos para las tuberías y simplifica la instalación y sus medidas de seguridad. Existen diversos tipos de aceite y la elección de uno u otro se hace según la temperatura máxima de trabajo que soportan. Así, por ejemplo, para una temperatura máxima de 300°C se suele elegir el Santotherm 55, que es un aceite con buenas propiedades térmicas y un precio bastante asequible ($\approx 1 \text{ €/kg}$). Para temperaturas de hasta 400°C se suele usar otro tipo de aceite, el Monsanto VP-1, que es un aceite sintético que puede trabajar bien a 400°C , aunque su temperatura de congelación es de 12°C (lo que obliga a emplear traceado eléctrico en las tuberías), o el Syltherm 800, que es un aceite con buenas propiedades térmicas hasta 425°C y con una temperatura de congelación de 40°C , aunque resulta mucho más caro que el Monsanto VP-1 ($\approx 7 \text{ €/kg}$, frente a $\approx 3 \text{ €/kg}$).

En lo referente al fluido de trabajo, existe pues, una diversidad de opciones que hay que valorar antes de seleccionar el más adecuado para un caso concreto.

A pesar de las elevadas presiones que conlleva el uso de agua directamente en los CCP para temperaturas altas, la utilización de agua para altas temperaturas/presiones se ha investigado en la Plataforma Solar de Almería dentro del proyecto DISS. Los resultados obtenidos son muy prometedores, puesto que se ha conseguido producir vapor sobrecalentado a $400^{\circ}\text{C}/100 \text{ bar}$ directamente en los propios CCP de forma estable. Esta tecnología, denominada **Generación directa de vapor**, debe permitir mejoras sustantivas de rendimiento y una disminución notable de los costes de generación a medio plazo.

Los tubos absorbedores empleados en las plantas de generación de electricidad están constituidos por un tubo interior metálico, por el que circula el fluido de trabajo, y otro exterior de vidrio, que protege el recubrimiento selectivo del primero. Entre ambos tubos se realiza un vacío para reducir las pérdidas térmicas por convección. Existen dos fabricantes de este tipo de tubos: la israelí Solel, suministrador también del colector LS3, y la alemana Schott. Los tubos tienen una longitud de 4 m aproximadamente, su absorptividad es del 95% y su emisividad a 350°C es del 12%.

Existen otros tipos de tubos absorbedores más sencillos, adecuados para trabajar a temperaturas inferiores a 300°C , pero que no se han empleado hasta la fecha para aplicaciones que requieren temperaturas superiores, como es el caso de la generación de electricidad.

5.6.1.3. El sistema de seguimiento del sol

Como cualquier sistema solar de concentración, un CCP solo puede aprovechar la radiación solar directa y esto exige que el colector vaya provisto de un mecanismo de seguimiento solar que lo mueva a lo largo del día conforme el sol describe su trayectoria diaria en el cielo. El sistema de seguimiento solar más común consiste en un dispositivo que gira los reflectores cilindro parabólicos del colector alrededor de un eje. La Figura 5.53 muestra esquemáticamente este tipo de seguimiento solar.

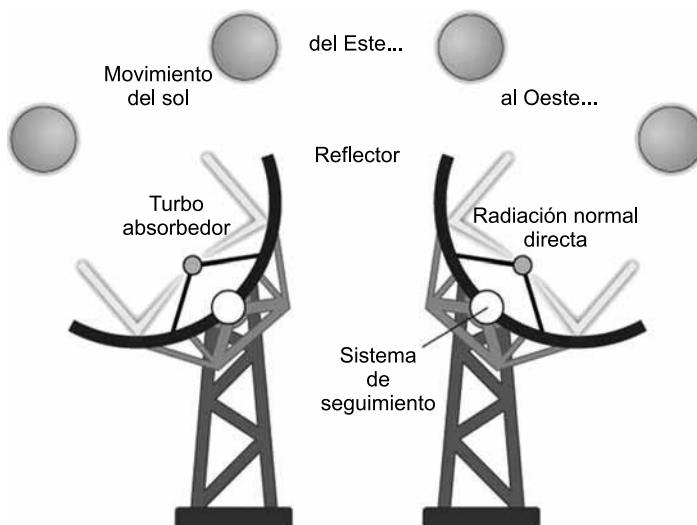


Figura 5.53. Seguimiento solar típico de un CCP.

Un colector CCP completo está formado por varios módulos concentradores cilindro parabólicos que están unidos rígidamente en serie y movidos por un mismo mecanismo de seguimiento solar. La rotación del colector requiere un mecanismo de accionamiento, eléctrico o hidráulico que mueva al colector de acuerdo con la posición del sol (Figura 5.54). Para



Figura 5.54. Accionamientos eléctrico e hidráulico que mueven al colector de acuerdo con la posición del sol.

colectores grandes, como el colector Eurotrough, los altos pares requeridos para girar al colector obligan a usar mecanismos hidráulicos. Con el fin de abaratar costes y simplificar la construcción del CCP, un solo mecanismo de accionamiento mueve a varios módulos concentradores conectados en serie y operados conjuntamente como un solo elemento.

Un CCP completo está formado por aquellos módulos cilindro parabólicos que están conectados en serie y operados por un mismo mecanismo de accionamiento. La Figura 5.55 muestra el esquema de un CCP modelo LS-3, que está formado por ocho módulos cilindro parabólicos, de 12 metros de longitud y 6,75 metros de ancho cada uno, unidos rígidamente entre sí de forma que un sistema hidráulico instalado en el soporte central gira simultáneamente los ocho módulos concentradores. Así, un único mecanismo de accionamiento mueve una superficie total de captación de 548,3 m².

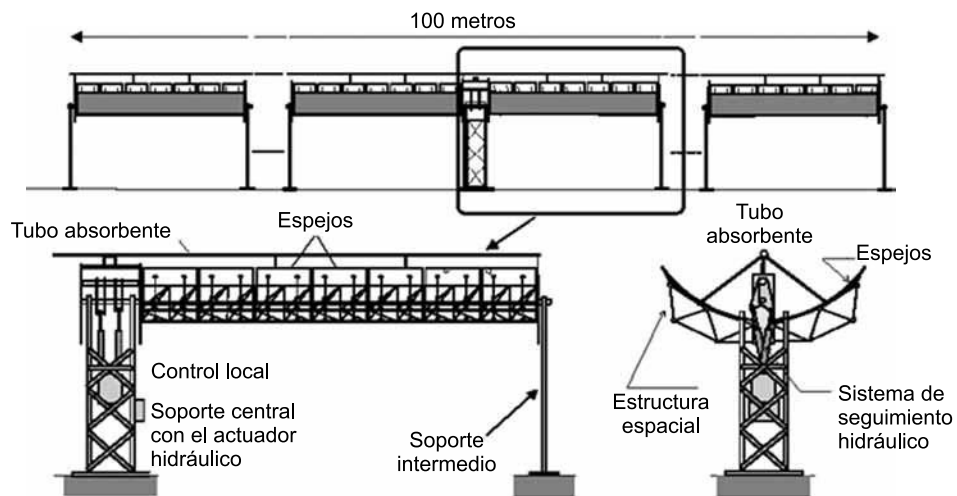


Figura 5.55. Dimensiones de un colector cilindroparábolico, modelo LS3.

El movimiento del colector está gobernado por un control electrónico de forma que el colector esté siempre perfectamente enfocado hacia el sol.

En los campos de CCP, varios colectores se unen en serie para formar filas que, a su vez, se conectan en paralelo hasta conseguir la potencia térmica deseada.

Respecto al sistema de seguimiento, su sistema de control puede basarse tanto en las señales de células fotovoltaicas convenientemente distribuidas por el colector (control en bucle cerrado) como en la implementación de algoritmos que calculan la posición del sol en cada instante con gran precisión (control en bucle abierto). Para colectores de gran tamaño, como es el caso de los referidos LS3 y Eurotrough, se emplean accionamientos hidráulicos. En el mercado existe un gran número de empresas que fabrican y comercializan este tipo de accionamientos.

5.6.1.4. La estructura metálica

Los colectores CCP actuales usan estructuras metálicas, que en algunos casos son del tipo espacial, como la del CCP modelo Eurotrough (Figura 5.56) y en otros casos están



Figura 5.56. Vista del colector Eurotrough.

fabricadas con perfiles llenos. La misión de la estructura del colector es la de dar rigidez al conjunto de elementos que lo componen, a la vez que actúa de interfase con la cimentación del colector.

5.6.2. Configuración del campo de colectores

Dependiendo de la manera en que se alimente de fluido térmico el campo de colectores, existen tres tipos fundamentales de configuración (Figura 5.57):

- de retorno directo,
- de retornos invertidos,
- y de alimentación central.

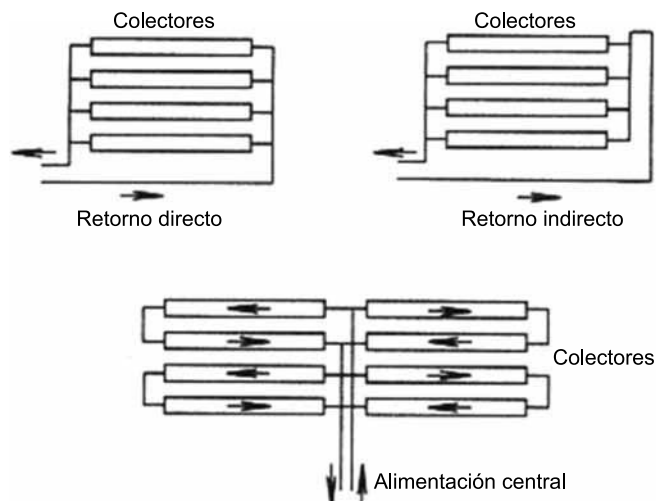


Figura 5.57. Posibles configuraciones en la alimentación del campo de colectores.

En todos los casos la tubería de salida (la más caliente) es la más corta de cara a minimizar las pérdidas térmicas.

La configuración de **retorno directo** es la más simple y la que más se ha utilizado. El principal inconveniente que presenta, es el desequilibrio entre las presiones a la entrada y a la salida de cada línea (distinta longitud de tuberías), y por lo tanto, en el flujo que circula por cada una de ellas, a no ser que se instalen válvulas que equiparen las diferencias de presión en todas las líneas con el consiguiente aumento de la caída de presión total en el circuito y el consumo de la bomba. Otra posibilidad de compensar el flujo es aumentar el tamaño de las tuberías de distribución y recogida del fluido transmisor del calor a las líneas, pero eso implica un coste superior.

Con la configuración de **retorno invertido** se consigue balancear el flujo con un menor consumo en la bomba, pero con un coste mayor y un aumento de las pérdidas térmicas debido al aumento de la longitud de las tuberías.

La configuración con **alimentación centrada** necesita válvulas de homogeneización del flujo en las líneas, pero reduce la cantidad de conducciones necesarias al eliminar una tubería que recorre la longitud total del campo de colectores, con lo que el balance total no es muy próximo al del retorno invertido. Dado que esta configuración es la que presenta más ventajas en la operación de la planta, al permitir el paso con vehículos al espacio entre las filas de colectores sin necesidad de enterrar las tuberías, es probablemente la mejor opción.

Conviene señalar que una alternativa a las válvulas de compensación del flujo es el disminuir el diámetro de la tubería de alimentación de los colectores y el aumentarlo en la de salida de cara a mantener una velocidad constante en los distribuidores y compensar por tanto el caudal por las diferentes líneas en su instalación.

Además de determinar la configuración general del campo de colectores es necesario determinar el caudal óptimo y el número de colectores que se han de colocar en serie y en paralelo. Si la temperatura de salida de colectores está impuesta por el proceso, como en el caso de la producción de electricidad, el caudal tiene que variar en función de la radiación. Si la temperatura de salida puede fluctuar dentro de unos márgenes amplios y el caudal se mantiene constante, el flujo óptimo se calcula teniendo en cuenta la variación de la eficiencia del colector y del generador de vapor con el caudal (mayor a grandes caudales) y la potencia consumida por la bomba. Si se reduce el Flujo másico M_c , la eficiencia del intercambiador cae ligeramente debido a la disminución del coeficiente de intercambio de calor del fluido, por lo que teniendo en cuenta que el calor transferido en el intercambiador es $M_c \Delta T$, se divide por dos M_c , la temperatura en el intercambiador será ligeramente inferior al doble de la temperatura inicial. Como la eficiencia del intercambiador suele ser bastante alta, se tiene que la temperatura a la entrada de los colectores prácticamente no variará al reducir el caudal a la mitad, mientras que la temperatura de salida aumentará considerablemente, lo que implica unas mayores pérdidas térmicas y por tanto una disminución en la energía colectada. A partir de lo que se acaba de exponer, se deduce que se necesita un caudal lo suficientemente grande para mantener una temperatura de salida lo más pequeña posible, pero no tan grande que origine un consumo parásito excesivo. Por otra parte, se necesita un intercambiador que disminuya al máximo la temperatura de entrada y que a la vez no provoque demasiadas pérdidas de carga.

Los elementos de conexión entre colectores adyacentes son críticos en una instalación de colectores cilindro-parabólicos, ya que las exigentes condiciones de trabajo hacen que éstos

sean unos de los puntos de fallos más frecuentes. Actualmente se emplean dos tipos de uniones: conductos flexibles y juntas rotativas, presentando estas últimas mejor comportamiento. Las empresas norteamericanas ATS —suministradora de las instaladas en las plantas SEGS— e Hyspan fabrican este tipo de juntas.

5.6.3. Balance energético en colectores cilindro-parabólicos

La razón de concentración y el ángulo de aceptación son dos parámetros básicos de un colector cilindro-parabólico. La razón de concentración geométrica, C , es el cociente entre el área de apertura del colector y el área total del tubo absorbedor:

$$C = 4 \cdot A / (L \cdot \pi \cdot D^2)$$

Siendo:

A = La apertura del colector.

D = El diámetro del tubo receptor.

C = La longitud del concentrador.

El ángulo máximo que pueden formar dos rayos en un plano transversal de la apertura del colector de manera que, una vez reflejados, dichos rayos intercepten el tubo absorbente es el ángulo de aceptación, θ (Figura 5.58).

La razón de concentración de un CCP tiene unos valores usuales que están alrededor de 20, aunque el valor máximo teórico está en torno a 220.

Los actuales CCP necesitan un sistema de seguimiento preciso y tienen un ángulo de aceptación inferior a 1° , de lo contrario solamente captarían una pequeña fracción de la radiación solar directa disponible en cada momento, ya que necesitan seguir al sol con un error

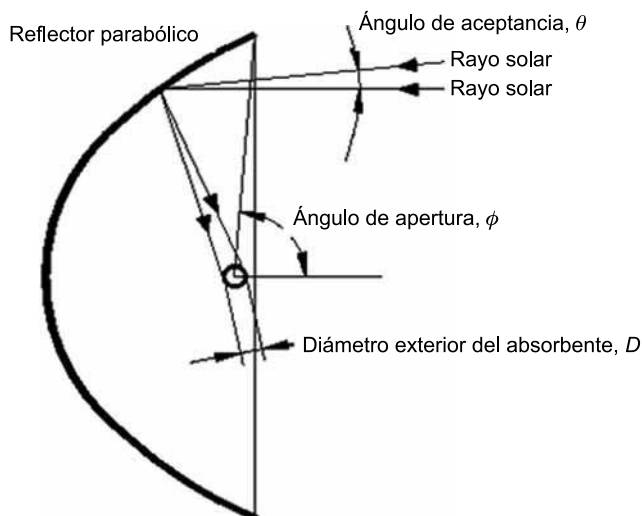


Figura 5.58. Ángulo de aceptación de un CCP.

de seguimiento inferior al ángulo de aceptación del colector. La precisión que tienen los sistemas de posicionamiento usados actualmente suele ser del orden de $0,25^\circ$.

Lo ideal para trabajar con colectores parabólicos es un rango de temperatura 150°C - 400°C . Para temperaturas superiores, las pérdidas térmicas de este tipo de colectores son altas y reducen su rendimiento. Para temperaturas inferiores a 150°C hay otros colectores más económicos, como los concentradores parabólicos compuestos (CPC) o los colectores planos de vacío, con los que los CCP no pueden competir en la actualidad.

5.6.3.1. Pérdidas en un CCP

Al alcanzar la radiación solar la superficie de un colector parabólico, se pierde una cantidad importante de ella debido a diferentes factores. El total de las pérdidas se puede dividir en tres grupos:

- Pérdidas geométricas.
- Pérdidas térmicas desde el tubo receptor al ambiente.
- Pérdidas ópticas.

Pérdidas geométricas

Provocan una disminución del área efectiva de captación de los colectores. Las pérdidas geométricas en un CCP se dividen en dos grupos:

- a) debidas a la posición relativa de los colectores entre sí
- b) inherentes a cada colector

Las pérdidas por sombras, el primer grupo, están causadas por la sombra parcial que algunos colectores pueden proyectar en los colectores adyacentes. Obviamente, cuanto mayor distancia exista entre las filas paralelas de colectores, menor es el sombreado que unos pueden provocar sobre otros. La Figura 5.59 describe este tipo de pérdidas geométricas por sombra.

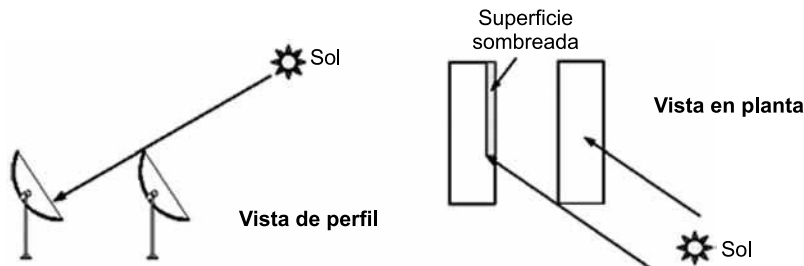


Figura 5.59. Pérdidas geométricas debidas a sombras entre filas paralelas.

Inherentes a cada CCP, las pérdidas geométricas, están causadas por el hecho de que estos colectores están provistos de un sistema de seguimiento solar en un solo eje y, por lo tanto, solo pueden girar alrededor de este eje, lo que da lugar a la existencia del llamado ángulo de incidencia, φ , que es el ángulo formado por la radiación solar directa que incide sobre el plano de apertura del colector y la normal a dicho plano de apertura. Este ángulo de incidencia depende de la hora y el día del año, ya que es función de las coordenadas del sol

con respecto a un sistema cartesiano con origen en el colector, y provoca que en los extremos del colector haya una pérdida de superficie reflexiva útil.

La Figura 5.60 muestra un corte longitudinal de un CCP. Nótese que la radiación reflejada por el tramo de superficie reflexiva de longitud L_E no puede interceptar el tubo absorbente.

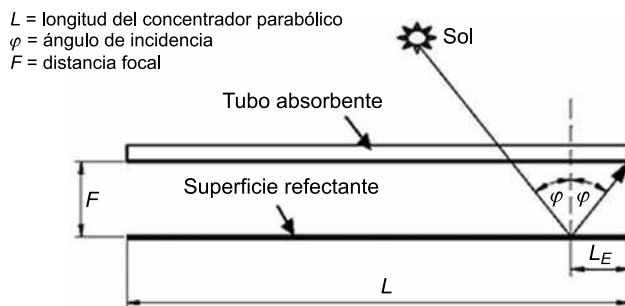


Figura 5.60. Corte longitudinal de un CCP, mostrando el ángulo de incidencia.

Por este hecho se pierde un área de colector, S_E , que viene dada por las siguientes ecuaciones:

$$S_E = A \cdot L_E = A \cdot F_m \cdot \tan(\varphi)$$

$$F_m = F + (F \cdot A^2 / 48 \cdot F^2)$$

donde A es el ancho del concentrador cilindro parabólico, L la longitud del concentrador cilindro parabólico, F la distancia focal de la parábola, F_m la distancia media entre la superficie de la parábola y el absorbente dentro de una misma sección transversal del colector, y φ el ángulo de incidencia de la radiación solar directa.

La existencia de un ángulo de incidencia no solo reduce el área efectiva de captación que tiene el colector, sino que también afecta a los valores de la reflectividad, absorptividad y transmisividad, ya que estos parámetros presentan un valor máximo cuando el ángulo de incidencia es 0° . El efecto del ángulo de incidencia en el rendimiento del colector se cuantifica mediante un parámetro que se denomina modificador por ángulo de incidencia, K , explicado más adelante.

Pérdidas ópticas

Las pérdidas ópticas son debidas a que ni la superficie reflexiva del concentrador es un reflector perfecto, ni el vidrio que cubre al tubo absorbente metálico es totalmente transparente, ni la superficie selectiva del tubo metálico es un absorbente perfecto, ni la geometría del concentrador parabólico es perfecta. Estas imperfecciones provocan que solo una parte de la radiación solar directa que incide sobre la superficie del concentrador parabólico llegue al fluido que circula por el interior del tubo absorbente. La Figura 5.61 muestra los cuatro parámetros que intervienen en las pérdidas ópticas de un CCP, que son:

La reflectividad de la superficie del concentrador parabólico, ρ . Las superficies reflexivas de los colectores no son perfectas, por lo que solo parte de la radiación incidente se refleja. Los valores típicos de la reflectividad están alrededor del 90%. Sin embargo, los

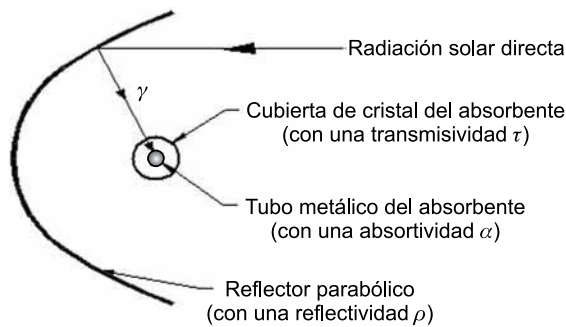


Figura 5.61. Pérdidas ópticas en un CCP.

valores de reflectividad disminuyen progresivamente conforme aumenta la suciedad en la superficie. Para dar una idea, la reflectividad de los colectores parabólicos instalados en la Plataforma Solar de Almería, es 92% cuando los colectores están limpios. Estos valores disminuyen a un razón de 0.26% por día, debido a la suciedad progresiva de los espejos.

El factor de interceptación, γ . Una fracción de la radiación solar reflejada por los espejos no alcanza a la cubierta de cristal del tubo absorbedor debido a diversas causas, como imperfecciones microscópicas o macroscópicas de los espejos, o errores de posicionamiento del colector, o incluso el bloqueo que pueden suponer los soportes del tubo absorbente. Las imperfecciones de los espejos y los posibles errores de seguimiento solar provocan que algunos rayos no intercepten al tubo absorbente durante su trayectoria después de ser reflejados. Estas pérdidas se cuantifican con el llamado factor de interceptación. Un valor típico de este parámetro óptico es 95%.

La transmisividad de la cubierta de cristal, τ . El tubo absorbedor metálico está situado dentro de una cubierta de cristal para disminuir las pérdidas térmicas y proteger a la superficie selectiva. Una fracción de la radiación solar reflejada por los espejos y que alcanza la cubierta de cristal del tubo absorbedor no es capaz de atravesarlo. La razón entre la radiación que pasa a través de la cubierta de cristal y la radiación total incidente sobre ella da la transmisividad de dicha cubierta de vidrio. Un valor típico de este parámetro es 90%-95%, dependiendo de que el cristal haya sido objeto de un tratamiento antirreflexivo o no.

La absorptividad de la superficie selectiva, α . Este parámetro cuantifica la cantidad de radiación incidente sobre la superficie selectiva que ésta puede absorber. Un valor típico de la absorptividad está en el rango 90%-96%.

Al producto de los cuatro parámetros descritos anteriormente (reflectividad, absorptividad, transmisividad y factor de interceptación) se le denomina **Rendimiento óptico pico** del CCP:

$$\eta_{\text{opt}, 0^\circ} = \rho \cdot \alpha \cdot \tau \cdot \gamma$$

Pérdidas térmicas

Ocupan, las pérdidas térmicas, el segundo lugar en orden de importancia en un CCP, detrás de las pérdidas ópticas. Se producen principalmente en dos lugares: en el tubo absorbedor y en las tuberías de fluido térmico, siendo bastante más importantes las del tubo absorbente.

Asociadas al tubo absorbente, las pérdidas térmicas están formadas por: pérdidas de calor por conducción a través de los soportes de los tubos absorbentes, pérdidas por radiación, convección y conducción desde el tubo absorbente hacia la cubierta de cristal, y pérdidas por convección y radiación desde el tubo de cristal al ambiente. En aquellos tubos absorbentes en los que entre el tubo metálico y el de cristal hay vacío, las pérdidas térmicas por conducción y convección desde el tubo metálico hacia la cubierta de vidrio quedan eliminadas, y solo hay entre el tubo metálico y la cubierta de cristal pérdidas por radiación.

Si bien es cierto que cada una de las pérdidas térmicas anteriormente mencionadas podría calcularse analíticamente, aplicando las bien conocidas ecuaciones que rigen los procesos de transferencia de calor por radiación, convección y conducción, en la práctica las pérdidas térmicas globales, Q_L , en un CCP se calculan mediante un coeficiente global de pérdidas térmicas desde el tubo absorbente al ambiente, U_L :

$$Q_L = Q_{\text{abs, rad}} + Q_{\text{abs, cond/conv}} = U_{L\text{abs}} \cdot \pi \cdot D_o \cdot L \cdot (T_{\text{abs}} - T_{\text{amb}})$$

donde T_{abs} es la temperatura media del tubo absorbente metálico, T_{amb} es la temperatura ambiente, D_o es el diámetro exterior del tubo metálico absorbente y L es la longitud de dicho tubo (que coincide con la longitud del CCP). En esta ecuación, el coeficiente global de pérdidas viene dado por unidad de área del tubo absorbente y sus unidades son ($\text{W}/\text{m}^2_{\text{abs}} \text{ } ^\circ\text{C}$).

Es el fabricante del colector quien facilita el valor del coeficiente global de pérdidas térmicas y lo determina experimentalmente sometiendo al colector a diferentes ensayos de pérdidas térmicas en el rango de temperaturas para el cual el colector ha sido diseñado.

Un valor aproximado del coeficiente global de pérdidas, $U_{L\text{abs}}$, para un CCP con tubo absorbente de vacío es de unos $4 \text{ W}/\text{m}^2_{\text{abs}} \text{ } ^\circ\text{C}$, para temperaturas en torno a $350 \text{ } ^\circ\text{C}$.

5.6.3.2. Rendimiento de un CCP

La energía térmica útil que da un CCP es menor que la que daría en condiciones ideales; esto es consecuencia de todas las pérdidas ópticas, geométricas y térmicas que existen en un CCP, en el ideal dichas pérdidas se supone que no existen.

Son tres rendimientos diferentes y un parámetro los que suelen definirse en un CCP:

Rendimiento óptico, con un ángulo de incidencia de 0° (rendimiento óptico pico), $\eta_{\text{opt}, 0^\circ}$. Tiene en cuenta todas las pérdidas ópticas que tienen lugar en el colector con un ángulo de incidencia de 0° . Su valor viene dado por el producto de estos cuatro factores: reflectividad de los espejos, transmisividad del tubo de vidrio, factor de interceptación (que tiene en cuenta la parte de radiación reflejada que por cualquier causa no alcanza el absorbente) y absorptividad de la superficie selectiva que recubre el tubo metálico absorbente.

Rendimiento térmico, η_{th} . Considera todas las pérdidas térmicas que tienen lugar en el colector.

Rendimiento global, η_{global} . Considera todas las pérdidas, tanto ópticas como geométricas y térmicas, que tienen lugar en el colector.

Modificador por ángulo de incidencia, K . Considera todas las pérdidas ópticas y geométricas que tienen lugar en el colector para un ángulo de incidencia $\varphi \neq 0^\circ$ y que no se

tienen en cuenta en $\eta_{\text{opt}, 0^\circ}$ (pérdidas geométricas de final de colector, bloqueo de la radiación concentrada por parte de los soportes del tubo absorbente e influencia del ángulo de incidencia en la absorptividad y transmisividad del tubo absorbente, y en la reflectividad de los espejos).

La energía solar incidente sobre un colector cilindro parabólico viene dada por:

$$Q_{\text{sol}} = S_c \cdot I \cdot \cos(\varphi)$$

siendo:

Q_{sol} = Energía solar incidente sobre el colector (W).

S_c = Área de apertura de la superficie reflexiva del colector (m^2).

I = Radiación solar directa (W/m^2).

φ = Ángulo de incidencia.

Por otra parte, la energía térmica útil suministrada por el colector viene dada, en términos del incremento entálpico que experimenta el fluido de trabajo en el colector, por:

$$Q_{\text{útil}} = q_m \cdot (h_{\text{sal}} - h_{\text{ent}})$$

siendo:

$Q_{\text{útil}}$ = Energía térmica útil suministrada por el colector (W).

q_m = Caudal másico del fluido de trabajo (kg/s).

h_{sal} = Entalpía del fluido de trabajo a la entrada al colector (J/kg).

h_{ent} = Entalpía del fluido de trabajo a la salida del colector (J/kg).

El rendimiento global del colector viene dado como el cociente entre la energía térmica útil suministrada por el colector y la energía solar incidente sobre el colector:

$$\eta_{\text{global}} = Q_{\text{útil}} / Q_{\text{sol}}$$

La Figura 5.62 representa gráficamente el balance energético en un CCP, ilustrando el significado de los rendimientos y del modificador por ángulo de incidencia explicados en los párrafos anteriores.

El rendimiento óptico $\eta_{\text{opt}, 0^\circ}$ no depende de la radiación solar ni de la temperatura de trabajo del fluido, pero sí del grado de ensuciamiento del colector, ya que ello afecta a la

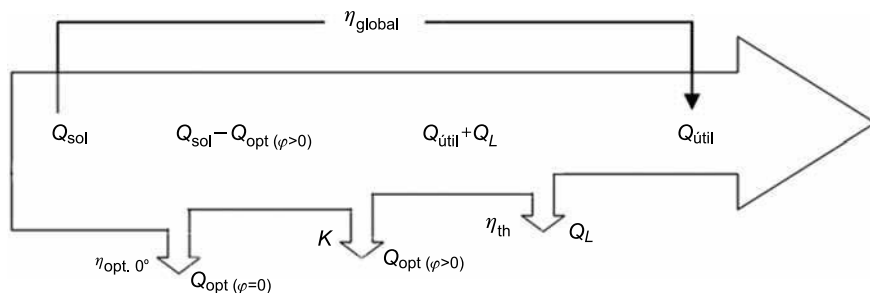


Figura 5.62. Diagrama de pérdidas y rendimientos de un CCP.

reflectividad de los espejos y a la transmisividad de la cubierta de vidrio del tubo absorbente. Esta dependencia obliga a que cuando da este valor, el fabricante tiene que especificar el grado de limpieza para el cual es válido. El grado de limpieza se refiere a la reflectividad de los espejos y a la transmisividad del tubo de vidrio.

Un valor típico del rendimiento óptico pico es aproximadamente 0,75, para un grado de limpieza del 100%.

El modificador por ángulo de incidencia, K , depende directamente del ángulo de incidencia, siendo $K = 1$ para $\varphi = 0^\circ$, y $K = 0$ para $\varphi = 90^\circ$. El valor de K se da como una función $K = K(\varphi)$ que se determina experimentalmente.

El rendimiento térmico depende directamente de la temperatura de trabajo del fluido y de la radiación solar directa.

5.7. Centrales solares termoeléctricas de alta temperatura

Cabe hablar de dos tipos distintos de centrales termoeléctricas de alta temperatura: de torre central y de discos parabólicos. Además del horno solar, utilizado fundamentalmente para ensayos de materiales.

5.7.1. Sistemas de receptor central

Los sistemas de receptor central (Figura 5.63), después de la fase de escalado y demostración del concepto, se encuentran hoy en día comenzando su primera etapa de explotación comercial. El ensayo de más de 10 pequeñas instalaciones experimentales de este tipo (0,5-10 MW), principalmente en los años 80 del pasado siglo, sirvió para demostrar la viabi-



Figura 5.63. Receptor de torre central.

lidad técnica del concepto y su capacidad para operar con grandes sistemas de almacenamiento térmico. La experiencia más extensa ha tenido lugar en varios proyectos desarrollados en las plantas piloto Solar One y Solar Two en Barstow (California) y en la Plataforma Solar de Almería.

Solar One, con una potencia de 10 MW, se mantuvo operativa de 1982 a 1988 y utilizó vapor de agua como fluido termoportador. La ausencia de un sistema eficiente de almacenamiento térmico en Solar One condujo al desarrollo de la tecnología de sales fundidas. El proyecto Solar Two realizado en California, entre 1996 y 1999 ha demostrado el bajo coste y la fiabilidad de las sales como fluido térmico.

Al mismo tiempo, en la Plataforma Solar de Almería, se validó el concepto de receptor volumétrico refrigerado por aire con el *Phoebus Technology Solar Air Receiver* en la planta TSA, de 1 MW y con un sistema de almacenamiento térmico en *pellets* cerámicos.

Los distintos proyectos de desarrollo tecnológico que han tenido lugar desde entonces han permitido ir mejorando componentes y procedimientos, de modo que hoy en día las predicciones establecen valores de eficiencia del sistema, conversión de solar a electricidad, del 23% en punto de diseño y del 20% anual. A pesar de todo, el gran reto pendiente para los sistemas de receptor central es la puesta en marcha de una primera generación de plantas comerciales operando en régimen de conexión a red y competitivas en las condiciones del mercado energético actual. Las tres tecnologías de receptor central que se utilizan en las primeras plantas comerciales en España están basadas en el uso como fluido termoportador de sales fundidas (SOLAR TRES), vapor saturado (PS10) y receptor volumétrico refrigerado por aire (Proyecto de demostración SOLGATE). La utilización de este último fluido evita la limitación en temperatura de las sales, la complejidad del control de la generación de vapor, además de permitir rangos más altos de temperatura de trabajo y funcionamiento en sistemas de generación eléctrica basados en ciclos combinados (turbina de gas y posteriormente de vapor), con lo que se obtienen mayores rendimientos de planta.

Cabe esperar que, paulatinamente, las nuevas plantas vayan incorporando en su diseño los avances tecnológicos en los que se está trabajando, como son la utilización de helióstatos de elevada superficie (90-150 m²), de mejores propiedades ópticas y estructuras más ligeras y baratas; el empleo de mejores estrategias de control y procedimientos de arranque, así como en nuevos desarrollos de receptores. Pese a ello, el elevado coste de capital constituye todavía un obstáculo hacia el pleno aprovechamiento del potencial de esta tecnología a nivel comercial. Las primeras aplicaciones comerciales que están viendo la luz (PS10 y SOLAR TRES en España), aún presentan costes por potencia instalada de 3.000 €/kW y costes de la electricidad producida próximos a 0,18-0,20 €/kWh. La utilización de sistemas híbridos combustible fósil/energía solar, especialmente los constituidos por ciclos combinados, podría disminuir la desmesurada inversión inicial. A este respecto, destaca el desarrollo del receptor volumétrico de aire presurizado SOLGATE, donde la energía solar se utiliza como soporte para el precalentamiento en la cámara de combustión de una turbina de gas. En los proyectos SOLGÁS y COLÓN SOLAR la energía solar se introduce en la caldera de recuperación de un ciclo combinado, entrando así en el ciclo de vapor.

Los ciclos combinados conllevan, además de menores costes de instalación y operación y mayores eficiencias, menores tiempos de arranque, y, probablemente, la aplicación a sistemas modulares de menor tamaño. Los sistemas híbridos ofrecen actualmente costes estimados de 0,10-0,15 €/kWh. Una reducción adicional del coste de la tecnología resultaría esen-

cial para la extensión del número de aplicaciones comerciales y potenciales emplazamientos. Sin embargo, se auguran buenos pronósticos en vista de los avances tecnológicos realizados y se prevé que los costes de generación se reduzcan a 0,06 €/kWh, a medio plazo, y a 0,04 €/kWh, a largo plazo, a medida que la tecnología se introduzca en el mercado.

Por último, cabe señalar aquí las denominadas centrales solares de chimenea, que, aunque no se trata propiamente de sistemas de receptor central, sí son una tecnología de torre. Estos sistemas se fundamentan en el diseño desarrollado por Günther en 1931. En ellos, la radiación del sol calienta el aire que se encuentra debajo de una gran cubierta de cristal abierta en su contorno. Esta cubierta y el terreno forman un gran colector de aire caliente. En el centro de la cubierta se sitúa una gran chimenea con amplias entradas de aire en su base. La junta entre la chimenea y la cubierta acristalada es estanca, de esta forma el aire caliente, que es más ligero que el frío, asciende por la chimenea (Figura 5.64). La succión provoca que el aire caliente bajo la cubierta de cristal siga entrando a la chimenea, y el aire frío exterior entre por el perímetro de la cubierta. La energía contenida en el flujo de aire se transforma en energía mecánica mediante unas turbinas colocadas en la base de la chimenea y en eléctrica mediante generadores convencionales. Una sola chimenea con una superficie de colector de 7.000 metros de diámetro, construida y explotada en una zona con una radiación anual de 2.300 kWh/m², puede producir entre 700 y 800 GWh al año. De esta forma, con un pequeño número de «chimeneas solares» se puede reemplazar una central nuclear.

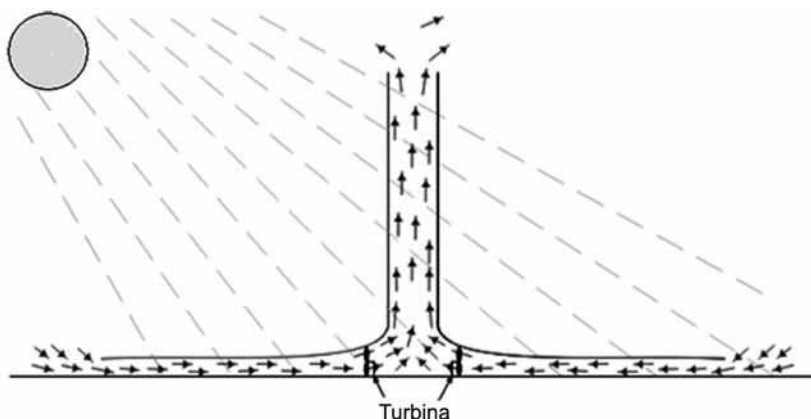


Figura 5.64. Central solar de chimenea.

Estos sistemas se caracterizan por su sencillez constructiva y la ausencia de impacto ambiental, y con el apoyo de los relieves naturales de la superficie de la tierra, las montañas, podrían alcanzar incluso los 3.000 metros de altura, generándose mayores potencias.

Actualmente, la empresa alemana Schlaich, Bergermann und Partner (SBP) está llevando a cabo un proyecto en fase de ejecución en Australia, que verá la luz en este año 2009, para la construcción de una central de 200 MW que dispondrá de un tiro térmico acentuado gracias a una chimenea de 1000 metros de altura.

En España, esa misma empresa, junto con las españolas Campo 3 e Imasa, son las encargadas de la construcción y explotación, junto con la Universidad de Castilla la Mancha y el Ministerio de Fomento, de una chimenea solar de 750 metros de altura y 40 MW en la localidad de Fuente del Fresno (Ciudad Real). Su construcción comenzó en 2007 con un presu-

puesto de 240 M€. El campo colector de esta central actuará, además, de invernadero de cultivos hortofrutícolas. Esta tecnología había sido ensayada previamente en España, donde, en 1982 SBP instaló una planta piloto de 50 kW en Manzanares (a 150 km de Madrid), con una torre de 195 metros y un campo colector de 240 metros de diámetro. La empresa francesa OTH, con su proyecto Elioth, es también pionera en el desarrollo de esta tecnología.

A diferencia de los colectores cilindro-parabólicos, donde el panorama está claramente dominado por la tecnología LS3, existe una gran diversidad de opciones tecnológicas en el campo de los SRC. Aunque hay que hacer notar que no todas las opciones son hoy por hoy viables. De hecho, algunas de ellas han sido abandonadas, como el empleo de sodio como fluido de trabajo en receptores y sistemas de almacenamiento, debido a la peligrosidad asociada al manejo y almacenamiento del sodio, y otras, como los receptores de absorción directa, no han llegado a superar la fase puramente experimental.

Aún a riesgo de simplificar, puede decirse que existen 3 conjuntos básicos de opciones tecnológicas disponibles y suficientemente demostradas. Todos ellos se apoyan, hoy por hoy, en la tecnología de heliostatos de vidrio-metal, ya que los heliostatos de membrana tensa no han cumplido de momento las expectativas ni en cuanto a coste ni a funcionamiento. Estos conjuntos son:

- Sistemas de sales fundidas en receptor y almacenamiento, con receptor tubular externo, ciclo Rankine (turbina de vapor). Desarrollados principalmente en Estados Unidos.
- Sistemas de agua-vapor en receptor, con almacenamiento en sales, aceite térmico, o vapor a presión, con receptor tubular externo o de cavidad, ciclo Rankine (turbina de vapor). Desarrollados en Estados Unidos y Europa.
- Sistemas de receptor volumétrico de aire abierto (a presión atmosférica), con almacenamiento en rocas o similar, ciclo Rankine (turbina de vapor). Desarrollados principalmente por industrias suizas y alemanas.

5.7.1.1. Componentes principales de un sistema de receptor central

Los principales componentes de un sistema de receptor central son:

- El sistema colector o campo de heliostatos, formado por heliostatos.
- La torre, si existe.
- El receptor.
- El sistema de control.

El funcionamiento de un SRC requiere, además, una serie de sistemas y equipos auxiliares, como el sistema de caracterización de imágenes, blancos lambertianos para evaluación de imágenes y ajuste de *offsets*, etc., que no se tratarán en este libro.

5.7.1.1.1. El heliostato

El heliostato, cuya función es captar la radiación solar y redirigirla hacia el receptor, es, junto con el receptor, el componente más característico de un CETS de receptor central,

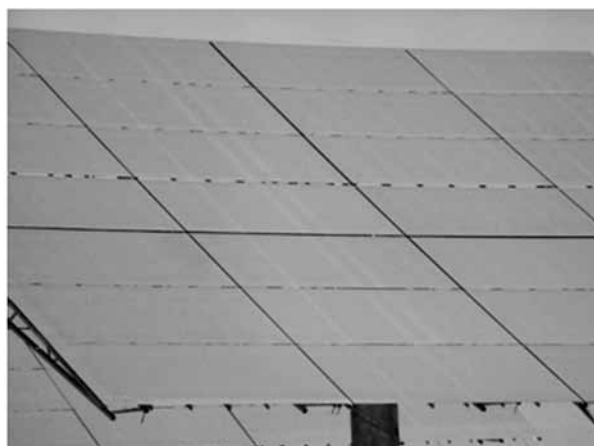


Figura 5.65. Helióstatos de vidrio-metal de 90 m² de superficie reflexiva.

y representa una fracción muy significativa (hasta el 60%) del coste de la parte solar. Un helióstatos está compuesto básicamente por una superficie reflectante, una estructura soporte, mecanismos de movimiento y un sistema de control (Figura 5.65).

Las superficies reflectantes más empleadas hasta hoy son a base de espejos de vidrio, de características similares a los descritos para los colectores cilindro-parabólicos. También se han empleado superficies reflectantes a base de películas poliméricas de alta reflectividad. El mayor inconveniente para la introducción de esta última tecnología es su menor durabilidad. Los primeros helióstatos se construyeron con espejos de vidrio sustentados en una estructura metálica. A mediados de la década de 1980 se desarrollaron los primeros prototipos de helióstatos de membrana tensionada. Aunque estos últimos crearon grandes expectativas por su potencial de reducción de costes, los avances más significativos en este campo se han dado con helióstatos de vidrio-metal, debido principalmente al abaratamiento de los espejos y a la optimización de componentes.

La superficie reflexiva por helióstatos ha ido evolucionando hacia tamaños cada vez mayores, partiendo de unos 40-50 m² para los helióstatos de las primeras plantas hasta llegar a los 150 m² de algunos desarrollos recientes. Sin embargo, recientemente se vuelve a mirar hacia helióstatos de pequeño tamaño, por su potencial de aprovechamiento de economías de escala y, sobre todo, de simplificación y abaratamiento de los procesos de transporte, instalación y puesta en servicio.

El despliegue del campo de helióstatos en relación al receptor está condicionado en gran medida por las características del terreno disponible (forma de la parcela, orografía, etc.), por el tamaño de la planta y por la posición del receptor. Las dos opciones clásicas contemplan el despliegue del campo de helióstatos alrededor (campo circundante) o a un lado (campo norte o sur, según la latitud del emplazamiento) de una torre, sobre la cual se sitúa el receptor (Figura 5.66). No obstante, se han propuesto otras disposiciones, que tratan de aprovechar la orografía del terreno (por ejemplo, una ladera orientada al sur) o usan un concentrador secundario para evitar los inconvenientes derivados de situar el receptor sobre una torre.

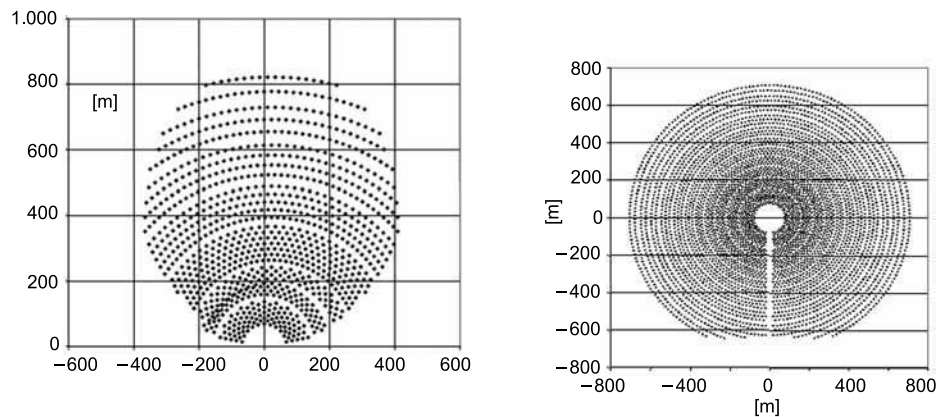


Figura 5.66. Despliegues típicos de un campo de heliostatos alrededor del receptor (situado en el origen de coordenadas): a la izquierda, campo Norte; a la derecha, campo circundante.

5.7.1.1.2. La torre

La torre tiene la función de servir de soporte al receptor, que normalmente debe situarse a una cierta altura sobre el nivel del campo de heliostatos para reducir las sombras y bloqueos entre éstos, y a diversos elementos auxiliares (blancos lambertianos, sistemas de medida, etc.). Hasta hoy, las torres construidas han sido de estructuras metálicas o de hormigón.

5.7.1.1.3. El receptor

El dispositivo donde se produce la conversión de la radiación solar concentrada en energía térmica (en la mayor parte de los casos, aumento de entalpía de un fluido) es el llamado receptor de una CETs de receptor central. A lo largo de la breve historia de la tecnología de SRC, se han propuesto y ensayado un gran número de receptores de diversas características geométricas y operativas con distintos fluidos de trabajo:

Desde el punto de vista de la geometría del receptor podemos distinguir entre receptores de cavidad y externos. A su vez, éstos últimos pueden clasificarse en planos, cilíndricos y semicilíndricos.

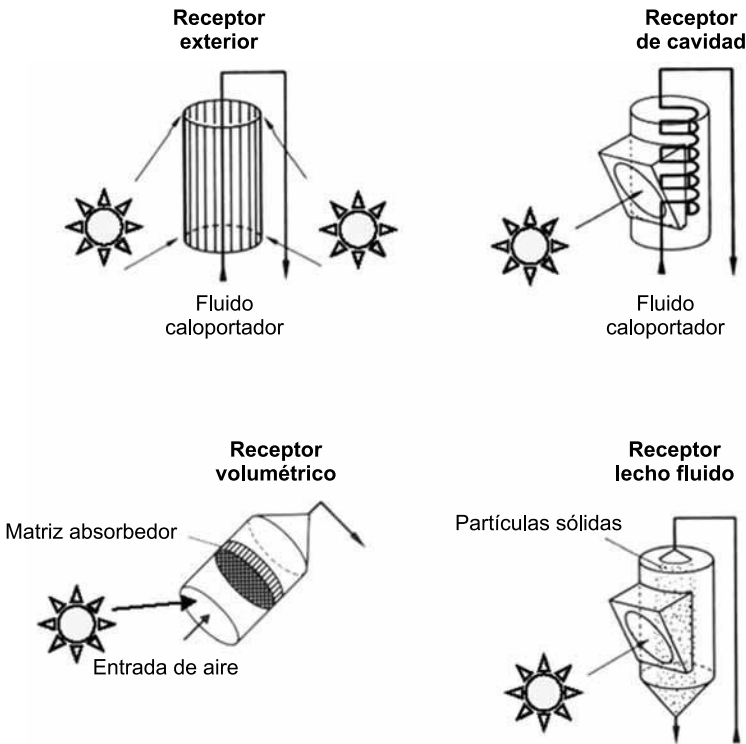
Por el mecanismo de transferencia de calor, podemos distinguir entre receptores de absorción directa (DAR) y de absorción indirecta, contando entre éstos con los tubulares, los de placa (RAS) y los volumétricos, ya sean atmosféricos (TSA) o presurizados (REFOS).

En cuanto al fluido de trabajo, se han propuesto y ensayado receptores de agua-vapor, ya sea con evaporación y sobrecalentamiento o solo con evaporación, aire, sales fundidas, sodio fundido, partículas sólidas, etc.

La Figura 5.67 ilustra algunos de estos receptores.

Los experimentos y estudios realizados hasta la fecha no han conseguido demostrar la superioridad de una tecnología sobre las demás, entre otras causas porque la elección de una u otra está condicionada no solo por factores técnicos, sino también de política industrial. Así, mientras la industria estadounidense apuesta por la tecnología de sales fundidas

(Solar Two), la europea aparece más inclinada hacia los receptores volumétricos de aire, ya sean atmosféricos o presurizados o los receptores de vapor de agua.



Tipo absorbente	Tubos		Absorción directa	Volumétrico	
				Metálico	Cerámico
Tipo de fluido—>	Agua/vapor	Sodio líquido	Sales fundidas	Aire	
Flujo (MW/m²): Promedio: Pico:	0,1-0,3 0,4-0,6	0,4-0,5 1,4-2,5	0,4-0,5 0,7-0,8	0,5-0,6 0,8-1,0	0,5-0,8 0,9-1,6
Temperatura salida fluido (°C)	490-525	540	540-565	700-800	800-1.200

Figura 5.67. Esquemas y condiciones de operación típicas de algunos tipos de receptores.

5.7.1.2. Balance energético

Los principales procesos que tienen lugar en un SRC son:

- Captación de la radiación solar por el campo de heliostatos.
- Transmisión de la radiación solar a través de la atmósfera hasta el receptor.
- Captación de la radiación solar concentrada por el receptor.
- Conversión fototérmica.

- Conversión de la energía térmica en energía mecánica.
- Generación de electricidad.
- Cada uno de estos procesos lleva unas pérdidas asociadas, que se describen a continuación; el balance de la parte convencional solo se aborda muy someramente.

5.7.1.2.1. Pérdidas en la captación

Las pérdidas que se producen en la captación pueden englobarse en dos grupos: pérdidas por reflectividad y pérdidas geométricas.

Pérdidas por reflectividad

Los heliostatos no reflejan la totalidad de la radiación solar que incide sobre su superficie reflexiva, ya que parte de dicha radiación es absorbida por la misma. La razón entre radiación incidente y radiación reflejada se denomina reflectividad, y depende de la longitud de onda de la radiación incidente. Para la cuantificación de este factor se emplea un valor medio ponderado por el espectro solar (Figura 5.68).

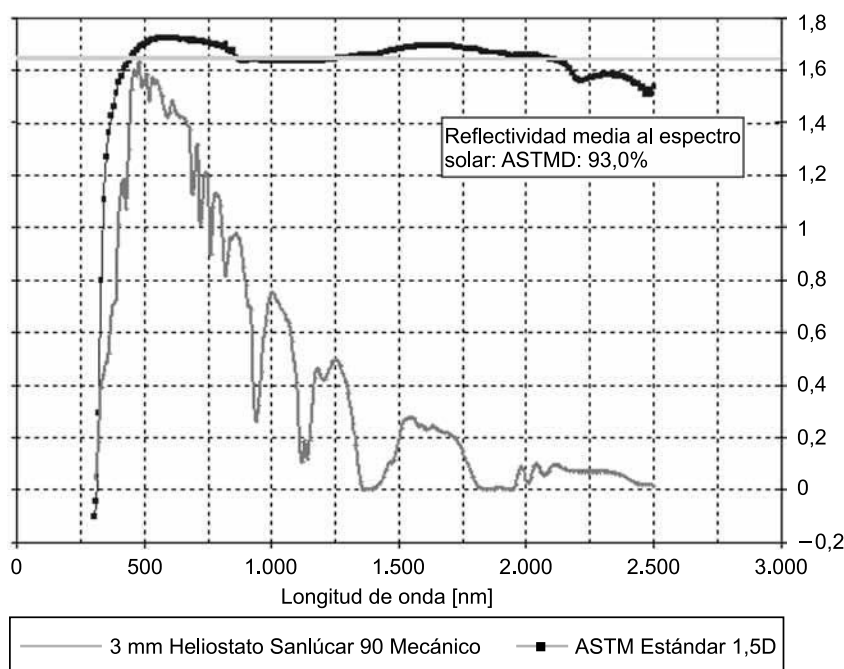


Figura 5.68. Curva de reflectividad espectral y valor medio ponderado por el espectro solar para un espejo de plata de 3 mm de espesor.

Pérdidas geométricas

Las pérdidas geométricas son función exclusivamente de la geometría del campo solar, es decir, de las dimensiones y posiciones relativas de los elementos que la integran (heliostatos, torre, receptor) y de la posición del sol, por lo que dependen fuertemente del tiempo. Pueden distinguirse tres causas para estas pérdidas:

Pérdidas originadas por la reducción del área proyectada visible para el sol causadas por la inclinación del eje óptico del heliostato con respecto a la trayectoria de los rayos solares. Estas pérdidas son proporcionales al coseno del ángulo de inclinación de la normal al heliostato con respecto a los rayos solares, y se cuantifican mediante el llamado factor coseno.

Pérdidas por sombras, que engloban tanto las producidas por unos heliostatos sobre otros como por la torre y cualesquiera otros elementos sobre los heliostatos. Causan también una reducción del área útil reflexiva.

Pérdidas por bloqueos, que cuantifican la fracción de radiación solar reflejada por los heliostatos que no alcanza el receptor al resultar bloqueada por heliostatos vecinos.

A la hora de cuantificar las pérdidas geométricas, debe tenerse en cuenta que pueden existir zonas de superficie reflexiva que están a la vez sombreados y bloqueados, por lo que las pérdidas por sombras y bloqueos deben cuantificarse en un solo factor (factor de sombras y bloqueos). La Figura 5.69 ilustra estas pérdidas.

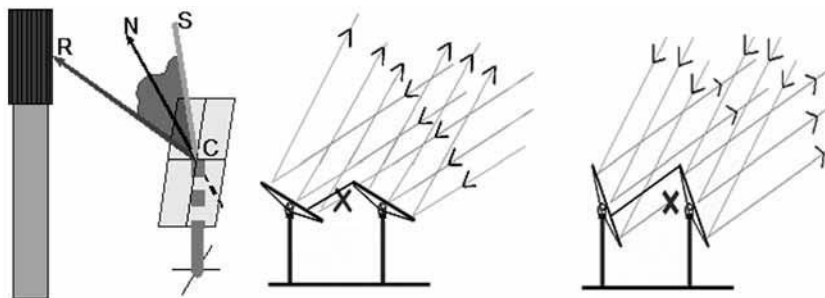


Figura 5.69. De izquierda a derecha: pérdidas por factor coseno, sombras y bloqueos.

5.7.1.2.2. Pérdidas en la transmisión a través de la atmósfera

La radiación solar reflejada por el heliostato sufre una atenuación, debida a procesos de absorción y dispersión, en su camino entre la superficie reflexiva y el receptor. Esta atenuación, que depende de las condiciones atmosféricas al nivel de la superficie, será mayor cuanto mayor sea la distancia que recorre la radiación reflejada.

5.7.1.2.3. Pérdidas en la captación de la radiación solar concentrada por el receptor

Como consecuencia de las imperfecciones de las superficies reflexivas, errores de apunte de los heliostatos, agrupamiento de la longitud focal de las facetas por motivos de fabricación, etc., una parte de la radiación reflejada por el campo de heliostatos que llega a las inmediaciones del receptor no alcanza su superficie absorbidora. Este hecho se cuantifica mediante el llamado factor de desbordamiento o *spillage* (Figura 5.70).

5.7.1.2.4. Pérdidas en la conversión fototérmica

La conversión de la energía radiante en energía térmica tiene lugar en el receptor, donde se producen una serie de pérdidas:



Figura 5.70. Pérdidas por desbordamiento. En la imagen puede apreciarse el exterior de la cavidad iluminado por la parte de la radiación reflejada por el campo de helióstatos que no alcanza la superficie absorbidora.

Pérdidas por radiación. Las pérdidas por radiación pueden desglosarse en pérdidas por reflexión, que dependen de la absorptividad de la superficie absorbidora (la fracción no absorbida será reflejada hacia el exterior) y pérdidas por **emisión**, que dependen de la temperatura y de la emisividad de la superficie absorbidora.

Pérdidas por convección, natural o forzada (causada por el viento), desde la superficie absorbidora al aire de los alrededores. Son proporcionales a la diferencia de temperatura entre la superficie absorbidora y el ambiente.

Pérdidas por conducción desde el absorbedor a los elementos estructurales y auxiliares en contacto con el receptor, también proporcionales a la diferencia de temperatura entre el absorbedor y estos elementos.

5.7.1.2.5. Pérdidas en la parte convencional

Estas pérdidas engloban las producidas en generadores de vapor (de existir), intercambiadores de calor, turbina, alternador, etc.

5.7.1.3. Rendimientos y balance energético

Cada uno de los procesos descritos en el apartado anterior lleva por tanto aparejado un rendimiento, definido normalmente como relación entre potencia (o energía) de salida y potencia (o energía) aportada al proceso. La Figura 5.71 representa un balance energético típico de un sistema de receptor central.

5.7.2. Centrales de discos parabólicos

Los discos parabólicos (Figura 5.72), han evolucionado tanto en Europa como en EE.UU. hacia la construcción de unidades autónomas conectadas a motores Stirling situados en el foco, con potencias de 7-25 kW. Los sistemas disco-Stirling presentan una alta eficien-

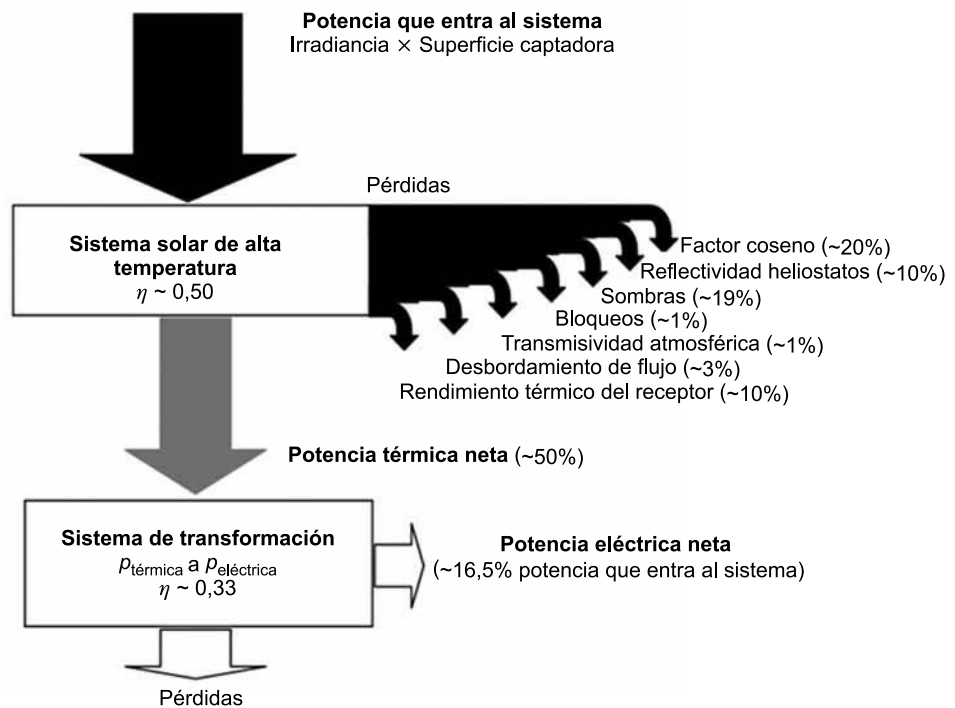


Figura 5.71. Diagrama de un balance energético típico de un sistema de receptor central. El diagrama presentado corresponde al punto de diseño (condiciones nominales).



Figura 5.72. Central de discos parabólicos.

cia en la conversión de la radiación solar en energía eléctrica, entre 25-30%, en condiciones nominales de operación. Además, se pueden conseguir relaciones de concentración superiores a 3.000, lo que permite alcanzar temperaturas entre 650 °C y 800 °C y eficiencias nominales en los motores Stirling entre 30-40%.

Los sistemas con discos Stirling tienen una experiencia operacional que se circunscribe a unas pocas unidades ensayadas fundamentalmente en EE.UU., Europa y Australia, y, aquí en España, en la Plataforma Solar de Almería. La primera generación de discos estuvo formada por configuraciones faceteadas de vidrio/metal, que se caracterizaron por unas altas concentraciones ($C = 3.000$) y excelentes resultados, pero a precios muy elevados (estimaciones por encima de 300 €/m² para grandes producciones) y estructuras muy pesadas. El disco Vanguard fue operado en Rancho Mairage (California) en el desierto de Mojave durante un período de 18 meses (febrero 1984-julio 1985) y llevaba un motor/generador de 25 kW de United Stirling AB. El gas de trabajo era hidrógeno y la temperatura de 720 °C. Posteriormente, entre 1984-1988, McDonnell-Douglas desarrolló un disco con la misma tecnología pero con algunas mejoras. Se construyeron seis unidades de 25 kW que operaron varias compañías eléctricas. Transferida a Boeing, la licencia de la tecnología la posee el consorcio SES, que desde 1988 está relanzando su aplicación con la denominación de disco SES/Boeing. El nuevo prototipo ha acumulado más de 8.000 horas de operación. A principios de 2006, se aprobó en California el proyecto *Stirling Energy Systems of Arizona 2* (SES 2). Este proyecto podría tratarse de la primera instalación de envergadura de discos Stirling en el mundo. La planta de 300 MW y un total de 12.000 discos reflectores con receptores de hidrógeno, se ubicará en el desierto de Imperial Valley. Cabe esperar que este proyecto marque el despegue del mercado para las turbinas Stirling.

Otros desarrollos en EE.UU. involucrando a empresas como LaJet, Solar Kinetics, SAIC, Acurex y WG. En Europa, los principales desarrollos se han llevado a cabo por empresas alemanas (Steinmüller; SBP y SOLO Kleinmotoren). Éstas desarrollaron seis unidades de 9-10 kW, tres de ellas ensayadas en la Plataforma Solar de Almería, con más de 30.000 horas de operación. Se trata de sistemas que conllevan una significativa reducción de costes, aunque a cambio de menores rendimientos. El motor trabaja con helio a 630 °C y presenta rendimientos del 20%, sensiblemente inferiores a los planteados por Boeing/SES. El proyecto europeo EUODISH (1998-2001), con participación de empresas españolas (Inabensa, CIEMAT-PSA), mejoró los prototipos anteriores (rediseño del concentrador y motor, revisión y simplificación del sistema de seguimiento y control, utilización de hidrógeno como fluido termoportador, etc.). Se construyeron tres unidades EUODISH ensayadas en Vellore (India), Milán (Italia) y la Plataforma Solar de Almería. Posteriormente, el proyecto alemán ENVIODISH (2002-2005), además de incorporar mejoras de los componentes del prototipo EUODISH, comenzó a preparar su introducción en el mercado. Así, en el año 2004 se construyeron tres unidades de referencia en Odeillo (Francia), Sevilla y Würzburg (Alemania). La potencia generada por las dos últimas se vende a tarifa de las redes eléctricas española y alemana. En Australia, ya en el año 1978, el *Energy Research Center* (ERC) de la Universidad de Cambera construyó en White Cliffs una de las primeras centrales termoeléctricas del mundo, constituida por 14 discos parabólicos de 20 m² que funcionaron durante varios años. Solar Systems convirtió la planta termoeléctrica en fotovoltaica. Posteriormente, ERC construyó y ensayó un disco parabólico de 400 m² y 50 kW. Solar Systems también ha construido desde entonces varios prototipos de discos parabólicos.

Se están alcanzando logros (hibridación, optimización de procedimientos de arranque y control, etc.) que hacen prever unos costes de generación inferiores a 0,12-0,17 €/kWh a corto plazo. No obstante, pese al enorme potencial a largo plazo de esta tecnología, debido a sus elevadas eficiencias y su modularidad, la limitación en cuanto a su potencia unitaria (inferior a 25 kW) obstaculiza muchas aplicaciones que pretenden la producción eléctrica a

gran escala. Así, tienen su aplicación más obvia en la producción de electricidad para auto-consumo en lugares aislados donde no llegue la red eléctrica (bombeo de agua en pozos, suministro de electricidad a núcleos de viviendas rurales, etc.), donde cabe esperar que puedan competir con sistemas ya comerciales como los generadores diésel o los fotovoltaicos.

5.7.2.1. Componentes de un sistema de discos parabólicos

Los componentes de un sistema de discos parabólicos son:

- concentrador
- receptor
- sistema de generación
- estructura soporte y mecanismos

5.7.2.1.1. Concentrador

La forma de la superficie reflexiva en un sistema de este tipo es la de un paraboloide de revolución. El tamaño del concentrador dependerá tanto de la potencia nominal como de la energía a generar en un período de tiempo para unas determinadas condiciones de radiación solar y rendimientos asociados de los elementos que constituyen el sistema.

Los discos parabólicos pueden ser contruidos tanto con facetas que aproximan de forma discreta a la geometría del paraboloide o con membrana tensionada de metal aproximando así de manera continua a la geometría buscada. La superficie reflexiva se consigue a base de espejos de vidrio o de películas reflectantes.

Existen distintos tipos de concentradores, sus diámetros de apertura oscilan entre los 7 m de los sistemas más antiguos y los 17 m de los desarrollos más recientes, aunque se han construido discos de tamaño mayor.

Las relaciones de concentración llegan a alcanzar el valor de 3.000.

5.7.2.1.2. Estructura y sistema de seguimiento

Los sistemas de disco parabólico deben disponer también de una estructura soporte y un mecanismo de seguimiento al sol en dos ejes, con objeto de seguir la posición del sol en todo momento.

Los dos tipos de montaje empleados son:

- Seguimiento en acimut-elevación, en el que el movimiento se realiza según dos ejes, vertical y horizontal.
- Seguimiento polar, en el que el movimiento en un eje es muy lento, pues sólo debe seguir las variaciones estacionales del sol, y el movimiento en el otro eje es a velocidad constante.

El primer tipo de montaje es más simple desde el punto de vista constructivo mientras que el montaje polar es más fácil de controlar.

5.7.2.1.3. Receptor

Las dos funciones fundamentales del receptor de un sistema de discos parabólicos son:

- Absorber la radiación solar reflejada por el concentrador.
- Transferir la energía absorbida al fluido de trabajo de la máquina térmica asociada.

El receptor constituye la interfaz entre el concentrador y la máquina térmica.

Los receptores empleados en los DP son receptores de cavidad (aunque el empleo de receptores externos presenta algunas ventajas para sistemas de baja temperatura), en los que la radiación concentrada entra por una apertura (situada en el foco del paraboloide) incidiendo posteriormente sobre el absorbedor. De esta forma se consigue disminuir las pérdidas radiativas y convectivas, así como homogeneizar flujo radiante incidente sobre el absorbedor y reducir su valor máximo.

Hasta la fecha se han empleado fundamentalmente dos tipos de receptores para los sistemas de discos parabólicos:

- Receptores de tubos directamente iluminados, que permiten una adaptación directa del calentador de los motores Stirling convencionales. En estos receptores el absorbedor está formado por un haz de tubos por donde circula el fluido de trabajo del motor. La radiación incide directamente sobre estos tubos y es transformada en energía térmica y transmitida al fluido de trabajo. Las altas temperaturas de trabajo de estos absorbedores (del orden de 800 °C) dificultan el empleo de recubrimientos selectivos por el gran solape de la radiación emitida y absorbida. Un inconveniente de estos receptores es la falta de uniformidad en el flujo de radiación incidente en el absorbedor, lo cual trae como consecuencia el que la temperatura en los tubos absorbedores presente picos, limitando por tanto la máxima temperatura del fluido de trabajo para evitar sobrepasar la máxima temperatura permitida en los materiales.
- Receptores de reflujo. Este tipo de receptores emplea un fluido intermedio para la transmisión del calor, un metal líquido (normalmente sodio), mediante su evaporación en la superficie del absorbedor y su condensación en los tubos por donde circula el fluido de trabajo. Al condensar el metal líquido, por gravedad regresa a la superficie del absorbedor.

Actualmente se tiende a emplear este último tipo de receptores, ya que conllevan las siguientes ventajas:

- La gran capacidad de transmisión del calor de los metales líquidos (hasta 800 W/cm²) permite desarrollar receptores más pequeños.
- Mediante la condensación de este metal líquido se consigue un calentamiento más uniforme del fluido de trabajo, y éste se produce realmente a temperatura constante, lo que permite trabajar con temperaturas máximas del fluido de trabajo más cercanas a las máximas admisibles por los materiales.
- Permite el diseño independiente de receptor y motor, evitando los compromisos de diseño entre ambos que limitaban el rendimiento en el caso de los receptores de tubos directamente iluminados.
- Se facilita la hibridación del sistema.

Se distinguen dos tipos de receptores de reflujo:

- Receptor tipo *pool boiler*. En este caso, hay una poza de metal líquido siempre en contacto con el absorbedor y de donde va evaporándose éste para ir hacia el calentador del motor.
- Receptor tipo tubo de calor (*heat pipe*). En este caso el líquido metálico asciende por fuerzas de capilaridad por unas mechas situadas en la parte posterior del absorbedor, de donde se evapora para ir a condensar en el calentador del motor. Las gotas de metal líquido se condensan aquí y por gravedad caen al absorbedor donde mojan las mechas y empiezan a subir por capilaridad. La reserva de metal líquido dentro del receptor es en este caso mucho más pequeña.

La configuración tubo de calor tiene la ventaja de su mayor seguridad asociada a una menor reserva de metal líquido para llevar a cabo la transmisión de calor. Por otro lado, al tener menor masa térmica presenta una respuesta más rápida a los transitorios y unas menores pérdidas térmicas durante los mismos. Además, es posible emplear este receptor para sistemas que implementen los dos tipos de seguimiento del sol comentados (acimut-elevación, polar-declinación), mientras que el *pool boiler* solo se presta fácilmente a su integración en el seguimiento acimut elevación. La desventaja del receptor tubo de calor frente al *pool boiler* es la existencia de un mayor número de ciclos térmicos en motor y receptor durante días nublados, así como una mayor variación en la potencia de salida.

Actualmente también se están desarrollando receptores que permitan un funcionamiento híbrido solar/gas natural (Stirling Technology Company-USA). Estos receptores pueden aceptar independientemente o simultáneamente el calor solar o el de la combustión del gas natural, pudiendo funcionar del 100% al 25% de la potencia nominal, y en modo solo solar, fósil o híbrido.

5.7.2.1.4. Sistema generador

El sistema generador está constituido por un ciclo termodinámico de potencia o máquina térmica y el generador propiamente dicho, que transforma la energía mecánica en electricidad.

El desarrollo de los sistemas de discos parabólicos ha estado muy ligado a los motores *Stirling*. Las primeras aplicaciones del ciclo *Stirling* al aprovechamiento de la energía solar datan de 1872, siendo debidas a Ericsson.

En 1984, con un sistema de disco parabólico y un motor *Stirling* se consiguió el que sigue siendo el mayor rendimiento de conversión solar-eléctrico (29,4%) con un sistema de 25 kW eléctricos con hidrógeno como fluido de trabajo a 200 bar y una temperatura máxima del ciclo de 720 °C. El rendimiento térmico del motor *Stirling* fue del 41%.

En la actualidad se comienza a emplear también ciclos de turbinas de gas, gracias al desarrollo de turbinas de gas de tamaño reducido y alto rendimiento.

Las potencias de estos motores o turbinas suelen oscilar entre los 5 y los 25 kW, con rendimientos entre el 30% y el 40%.

5.7.2.2. Balance energético

Los parámetros que caracterizan el concentrador son los siguientes:

- Área de apertura del concentrador, A_{pp} .

- Área de apertura del receptor, A_{rec} .
- Fracción del área de apertura no sombreada, E .
- Reflectividad de la superficie, μ .
- Fracción de intercepción (fracción de la energía reflejada por el concentrador que entra en el receptor, alcanzando la superficie absorbadora), ϕ .

El receptor, así como la máquina térmica o ciclo de potencia y el generador, vienen caracterizados por sus respectivos rendimientos energéticos, definidos como cocientes entre las potencias de salida y entrada a cada uno de estos componentes.

La Figura 5.73 muestra un diagrama de pérdidas y rendimientos del sistema de disco parabólico EuroDish.

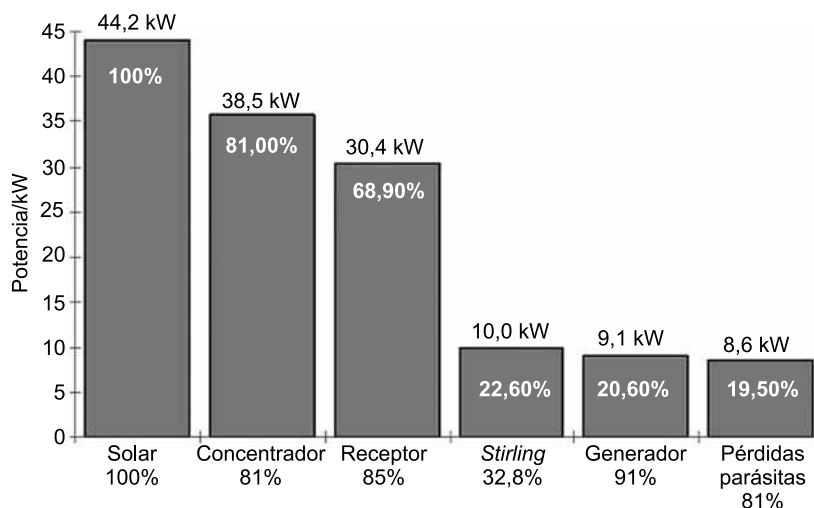


Figura 5.73. Pérdidas y rendimientos en el sistema de disco parabólico EuroDish.

5.7.3. Hornos solares

Los **hornos solares** son sistemas basados en una doble concentración de la radiación solar, generalmente un campo de helióstatos y un disco, con lo que se han conseguido concentraciones por encima de los 10.000 soles.

Su desarrollo está aún a nivel de investigación, en Europa se cuenta con el horno solar de la PSA-CIEMAT (50 kW), PSI-Suizo (45 kW) y el DLR alemán (25 kW), y ya a mayor escala destaca el que se encuentra en IMP-Odeillo con 1.000 kW de potencia y temperaturas máximas alcanzables de 3.800 °C.

Su campo de aplicación comprende principalmente ensayos de materiales, tanto en condiciones ambientales como en atmósferas controladas o vacío, y experimentos de química solar mediante sistemas receptores asociados a reactores químicos.

Actualmente, se está diversificando el campo de aplicación de estos sistemas de alta concentración solar y se estudia el desarrollo de diferentes reactores que permitan el aporte de calor a procesos industriales y de eliminación de residuos que requieran elevadas tempe-

raturas. Entre ellos cabe destacar diferentes rutas de producción de hidrógeno; los procesos de destoxificación de agua y aire; la síntesis de metales y semiconductores (Zn, Ca, Fe, Na, Mn, Al-Si, etc.); y la síntesis de otros materiales, como carburos y nitruros metálicos, y nanotubos de carbono. Al mismo tiempo, se están mejorando los sistemas de control de este tipo de sistemas de concentración solar para conseguir una mayor estabilidad de la temperatura y del flujo de radiación solar concentrada en el foco. En la Figura 5.74 pueden observarse las diferentes temperaturas máximas que pueden obtenerse en función de cada tecnología.

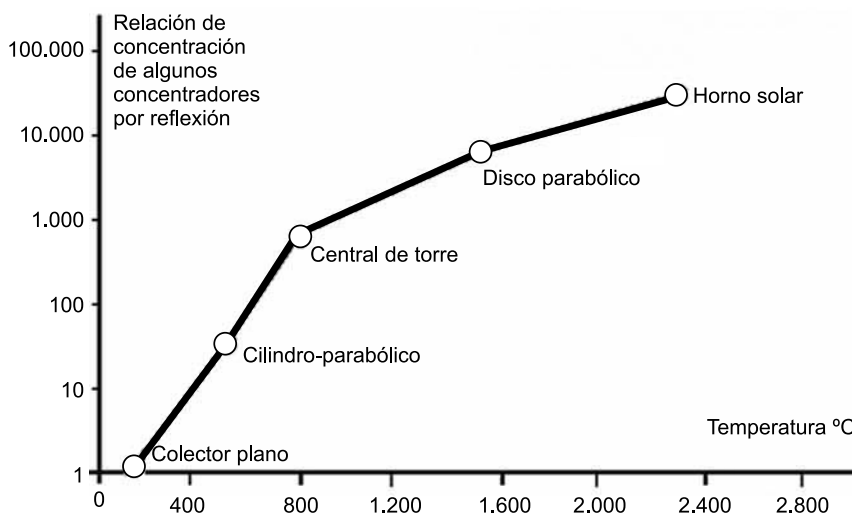


Figura 5.74. Diferentes temperaturas máximas que pueden obtenerse en función de cada tecnología.

5.8. Aplicaciones de la energía solar térmica a los combustibles solares y a los procesos industriales

El sector transporte y la industria, con un 42% y un 31% del consumo de la energía final en España, requieren de combustibles y calor. Estas necesidades energéticas, fundamentalmente en los rangos de temperatura media ($< 400^{\circ}\text{C}$) y alta ($> 600^{\circ}\text{C}$), podrían cubrirse mediante la integración de sistemas solares de colectores cilindro-parabólicos y torre, respectivamente. En lo que se refiere a los combustibles, en la actualidad, su origen es fósil. La síntesis de otros más limpios como el hidrógeno, bioetanol o biodiesel está basada generalmente en reacciones endotérmicas que requieren el aporte de calor. Así pues, la utilización de la energía solar en estos procesos podría reducir enormemente la dependencia energética de los combustibles fósiles, así como las emisiones de CO_2 .

La producción de hidrógeno como vector energético limpio está siendo una de las prioridades de investigación en el ámbito mundial. Entre los métodos para producir hidrógeno con energía solar (procesos fotoquímicos, electroquímicos, termoquímicos y combinaciones de éstos), aquéllos que hacen uso de la radiación solar concentrada presentan muchas posibilidades de desarrollo. Entre ellos cabe distinguir la electrólisis a alta temperatura y los métodos termoquímicos.

En la electrólisis a alta temperatura se utiliza el calor para calentar el agua y disminuir la energía eléctrica necesaria para disociar la molécula. El suministro del calor y la electricidad proceden de colectores cilindro-parabólicos, receptores centrales o discos parabólicos.

La obtención de hidrógeno mediante la ruptura térmica de la molécula de agua presenta algunos inconvenientes que dificultan su desarrollo. Por un lado, las elevadas temperaturas que se precisan para obtener un grado de disociación razonable (superiores a 2.500 K), lo que implica problemas de materiales; y por otro un incremento de las pérdidas por re-radiación, disminuyendo así la eficiencia térmica del sistema. A esto hay que añadir que al generarse el hidrógeno y el oxígeno en el mismo lugar es preciso utilizar técnicas efectivas de separación para evitar su recombinación. Estos tres inconvenientes son la causa de que no exista de momento ninguna planta piloto en la que se lleve a cabo este proceso y que se busquen métodos alternativos, entre los que se encuentran los ciclos termoquímicos.

Los ciclos termoquímicos engloban un conjunto de reacciones sucesivas basadas en procesos de oxidación-reducción que reducen la temperatura necesaria para la disociación hasta valores comprendidos entre los 800 y 1.500 K. Existen más de 2.000 ciclos, pero los que tienen más posibilidades de prosperar, al menos en lo que se refiere a la utilización de energía solar, son: la reducción de óxidos metálicos, la descomposición del ácido sulfúrico (ciclos de la familia del azufre) o la hidrólisis de los bromuros de calcio o hierro (ciclos del tipo UT-3).

A medio plazo, las tecnologías de concentración solar también podrían ser utilizadas en procesos de descarbonización de combustibles fósiles, como el *cracking* de gas natural o petróleo, el reformado de gas natural, petróleo o hidrocarburos ligeros, y la gasificación del carbón y otros hidrocarburos pesados. En todos estos procesos la radiación solar se emplea como fuente calorífica para llevar a cabo una reacción endotérmica. Para conseguir las elevadas razones de concentración necesarias, se utilizan sistemas de receptor central o discos parabólicos.

A la hora de decidir los ciclos a solarizar se tiene en cuenta factores tales como el número de reacciones implicadas (a más reacciones, más complejidad), las temperaturas máximas de trabajo, la disponibilidad y coste de los reactivos, el poder corrosivo de los mismos, la necesidad o no de transporte de sólidos, etc.

El par rédox que se perfila actualmente como más apropiado para el ciclo termoquímico de dos pasos basado en la reducción de óxidos metálicos es el del ZnO y Zn. El primer paso, a temperaturas de 2.000 K y superiores, consiste en la reducción del óxido a metal (u óxido metálico de menor valencia) con desprendimiento de oxígeno. Este proceso también se puede realizar utilizando carbón o gas natural como agentes reductores (reducción carbotérmica). El segundo paso, consistente en la hidrólisis exotérmica del agua para formar hidrógeno y el correspondiente óxido metálico, presenta experimentalmente una tasa de conversión razonable a temperaturas del orden de los 700 K. Basado en el primer paso de esta reacción, el proyecto europeo SOLZINC (2001-2005) fue el primero en usar con éxito la energía solar en una planta piloto para crear energía almacenable a partir de un mineral de metal. Así, mediante la reducción carbotérmica del ZnO a Zn, la energía solar puede convertirse en combustible químico, ser almacenada durante largos períodos de tiempo y transportarse a grandes distancias. Las plantas de tamaño industrial que se desarrollarán a partir de este prototipo de 300 kW construido en el *Weizmann Institute of Science* (Israel), se prevé que alcancen rendimientos de entre 50% y un 60%. Cuanto mayor rendimiento, menor será el área de co-

lectores necesaria y menores serán los costes del sistema de concentración solar, que normalmente corresponden a la mitad de la inversión total del conjunto de la planta solar-química. En el proyecto SOLZINC participaron PROMES-CNRS (Francia), ScanArc Plasma Systems AB (Suecia), ZOXY Energy Systems AG (Alemania), el *Paul Scherrer Institute* (PSI), El *Institute of Energy Technology-ETHZ* (Suiza) y el *Weizmann Institute of Science* (Israel). La síntesis solar de Zn y otros metales y semiconductores conlleva adicionalmente un ahorro del consumo eléctrico y de combustibles fósiles inherentes a otros métodos tradicionales de obtención (electrólisis), con la consiguiente reducción de las emisiones de CO₂ y otros gases contaminantes (CF₄, C₂F₆, etc.).

A nivel mundial, los centros más relevantes implicados en el desarrollo de este tipo de procesos son: La Plataforma Solar de Almería, el *Félix Trombe Solar Furnce Center* del IMP-CNRS (Odeillo, Francia), el *Paul Scherrer Institute* (PSI), El *Swiss Federal Institute of Technology-ETHZ* (Suiza), el *Weizmann Institute of Science* (WIS, Israel) y la *Australian University of Camberra* (ANU).

En el *Félix Trombe Solar Furnce Center* la investigación se centra en la síntesis de metales y semiconductores (reducción carbotérmica de sílica y de mezclas Al₂O₃-SiO₂-C), la síntesis de hidrógeno mediante descarbonización de combustibles fósiles (reformado de metano, reducción carbotérmica de ZnO y *cracking* de metano) y la síntesis de nanotubos. En el WIS la actividad se basa en procesos de reformado y *cracking* de metano, la electrólisis a alta temperatura de vapor de agua, así como en procesos de gasificación de la biomasa y síntesis de Zn y otros metales por reducción carbotérmica. En la ANU se hace especial hincapié en el proceso de disociación termosolar del amoniaco y en la gasificación del carbón. En el PSI se investiga acerca de la reducción térmica de sulfuros y ZnO, así como sobre la reducción carbotérmica del ZnO con metano (proceso SynMet).

Por último, en todos los sistemas mencionados de concentración solar cabe señalar la intensa actividad de Sunlab, colaboración entre los *Sandia National Laboratories* y el *National Renewable Energy Laboratory*, dos de los centros de investigación en energías renovables más significativos del gobierno norteamericano.

5.9. Costes del uso de la energía solar térmica

Los costes de la energía solar térmica de baja temperatura están íntimamente relacionados con la dimensión de la instalación.

En el caso de instalaciones para uso unifamiliar (3-8 usuarios), en el que se utilicen equipos compactos para calentamiento de agua (2 m²-4 m²), la inversión aproximada oscila entre 1.200 euros y 2.400 euros, suponiendo un aporte energético entre 70% y 80%. A estos costes es necesario añadir los costes asociados al mantenimiento, aproximadamente un 1% de la inversión inicial, y el coste del consumo de la fuente energética auxiliar.

En general, en el caso de instalaciones mayores, la inversión se distribuye en los porcentajes señalados en la Figura 5.75.

De los estudios realizados se desprende que la rentabilidad de las instalaciones solares térmicas presenta una gran sensibilidad respecto de los precios de las fuentes energéticas convencionales. Asimismo, se deduce de los mencionados análisis que la rentabilidad de estas instalaciones es mayor cuanto más elevado sea el número de usuarios.

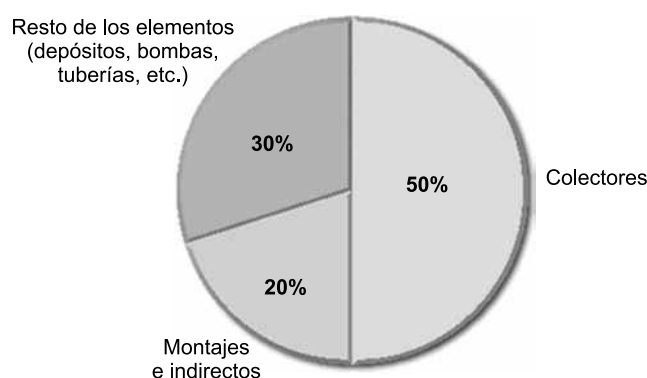


Figura 5.75. Costes de la energía solar de baja temperatura.

En cuanto a media y alta temperatura, la previsible producción en masa de los componentes y la aparición de un mayor número de suministradores, podrían permitir reducir los costes de generación a 0,08 cent/kWh, a medio plazo, siendo el objetivo a conseguir un precio de 0,04 cent/kWh.

Las primeras aplicaciones comerciales que han visto la luz (PS10 y SOLAR TRES en España), aún presentan costes por potencia instalada de 3.000 cent/kW y costes de la electricidad producida próximos a 0,18-0,20 cent/kWh.

Los ciclos combinados conllevan, además de menores costes de instalación y operación y mayores eficiencias, menores tiempos de arranque, y, probablemente, la aplicación a sistemas modulares de menor tamaño. Los sistemas híbridos ofrecen actualmente costes estimados de 0,10-0,15 cent/kWh. Una reducción adicional del coste de la tecnología resultaría esencial para la extensión del número de aplicaciones comerciales y potenciales emplazamientos. Sin embargo, se auguran buenos pronósticos en vista de los avances tecnológicos realizados y se prevé que los costes de generación se reduzcan a 0,06 cent/kWh, a medio plazo, y a 0,04 cent/kWh, a largo plazo, a medida que la tecnología se introduzca en el mercado.

En discos parabólicos los logros que se están alcanzando (hibridación, optimización de procedimientos de arranque y control, etc.) hacen prever unos costes de generación inferiores a 0,12-0,17 cent/kWh a corto plazo. No obstante, pese al enorme potencial a largo plazo de esta tecnología, debido a sus elevadas eficiencias y su modularidad, la limitación en cuanto a su potencia unitaria (inferior a 25 kW) obstaculiza muchas aplicaciones que pretenden la producción eléctrica a gran escala. Así, tienen su aplicación más obvia en la producción de electricidad para autoconsumo en lugares aislados donde no llegue la red eléctrica (bombeo de agua en pozos, suministro de electricidad a núcleos de viviendas rurales, etc.), donde cabe esperar que puedan competir con sistemas ya comerciales como los fotovoltaicos o los generadores diesel. En la Tabla 5.5 pueden verse algunos costes de las principales tecnologías actuales y en la Figuras 5.76 y 5.77 las curvas de aprendizaje.

En la Figura 5.78 pueden compararse los costes y energía actuales en un emplazamiento como Sevilla en relación con un clima desértico y esos mismos costes en el 2020.

En Europa la entrada en el mercado de las últimas tecnologías ha permitido plantear como objetivo: 15 GW en 2020 y 0,06-0,08 cent/kWh.

TABLA 5.5 Tecnologías de generación de energía solar termoelectrica.

	Colectores cilindro-parabólicos	Receptores centrales	Discos parabólicos
Tamaño	30-320 MW*	10-200 MW*	5-25 MW*
Temperatura de trabajo (°C)	390	565	750
Eficiencia neta anual	11(d)-16%*	7(d)-20%*	12-25%*(e)
Grado de desarrollo	Comercial	Demostración a gran escala	Demostración de prototipos
Costes €/m ²	480-210*	265-150*	2.385-245*
€/W	3-2*	3,4-1,9*	9,7-1*

Fuente: Departamento de Energía americano, DoE (www.eere.energy.gov/troughnet/pdfs/solar_overview.pdf).

* Variación entre los años 1997-2030.

(d) = valores demostrados; (e) = valores estimados.

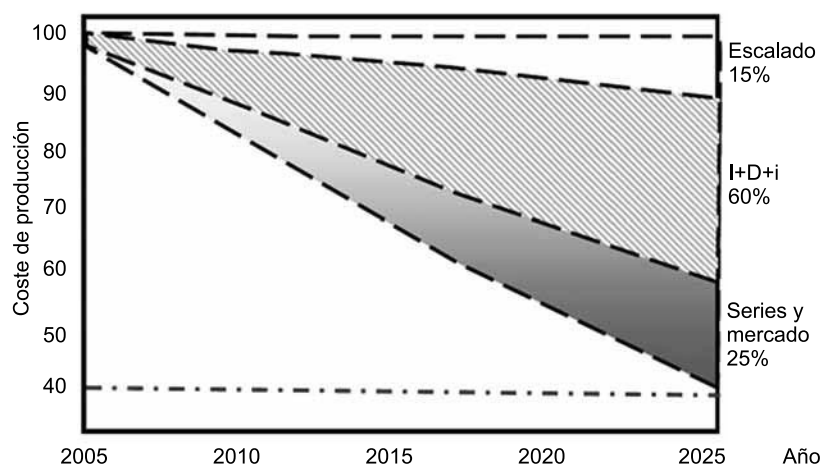


Figura 5.76. Impacto de la innovación en la reducción de costes.

El Plan de Energías Renovables en España 2005-2010, de agosto de 2005, establece el objetivo de lograr 500 MW de Energía Solar Termoelectrica en 2010. El posteriormente aprobado RD 661/2007 mejora las condiciones retributivas de la tecnología termoelectrica. Además, el texto mantiene la posibilidad de hibridación en unos porcentajes determinados. Estos factores han suscitado el interés de diferentes inversores por la energía solar termoelectrica. Aunque todavía persisten riesgos inherentes debidos a la inmadurez de esta tecnología, las empresas fuertes en el sector de las energías renovables, está analizando en detalle y cada vez es más el número de ellas que apuestan por esta tecnología.

Las plantas termoelectricas están obligadas a permanecer conectadas a la red en caso de una caída repentina de la tensión, contribuyendo a la estabilidad de la red. Para las nuevas instalaciones, los solicitantes deberán presentar un aval de 20 €/kW en el órgano competente

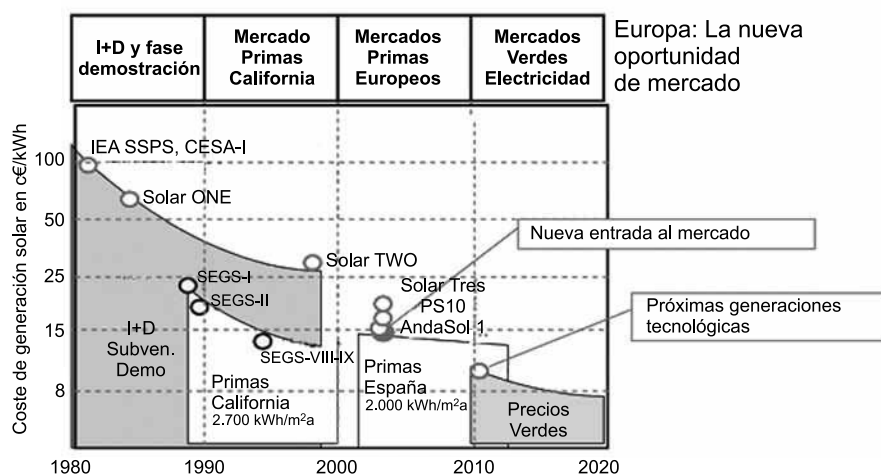


Figura 5.77. Evolución de los costes de la generación solar.

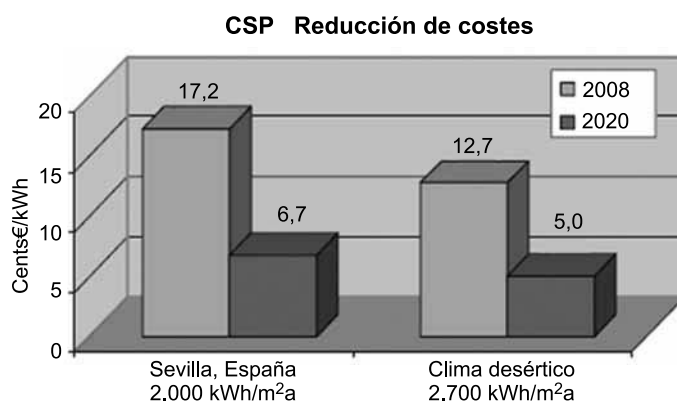


Figura 5.78. Costes tentativos en dos puntos geográficos.

antes de la iniciación de los procedimientos de acceso y conexión. Respecto a la garantía de potencia: No existe remuneración para las instalaciones no gestionables. Las instalaciones solares termoelectricas en principio son no gestionables, salvo declaración de gestionable por el operador del sistema. El coste real de los desvíos será soportado también por las instalaciones que facturen a tarifa regulada.

El Real Decreto 661/2007 establece la viabilidad y marco regulatorio para la solar termoelectrica:

- Posibilidad de usar combustibles, hasta el 12%-15% de la producción total de electricidad para la opción de tarifa y de venta a mercado respectivamente.
- Hibridación con otros combustibles:
 - Biomasa de cultivos energéticos, residuos de agricultura, de jardinería o forestales y estiércoles.
 - Biocombustibles o Biogás procedentes de digestiones anaerobias de residuos agrícolas, ganaderos, industriales, lodos de aguas residuales y de vertederos.

- La energía eléctrica producida con estos combustibles deberá ser inferior al 50% del total de energía producida, en cómputo anual.

Las instalaciones solares termoeléctricas pertenecen al subgrupo b.1.2 del grupo b.1. La venta de la energía generada puede realizarse:

- Cediendo la electricidad al sistema a través de la red, percibiendo una tarifa regulada, única para todos los períodos de programación.
- Vendiendo la electricidad en el mercado, siendo el precio percibido el obtenido en el mercado más una prima.
- Tarifa Regulada:
 - Primeros 25 años: 26,9375 cent/kWh.
 - A partir de los primeros 25 años: 21,5498 cent/kWh.
- Prima:
 - Primeros 25 años: 25,4000 cent/kWh.
 - A partir de los primeros 25 años: 20,3200 cent/kWh.
- Se suma al precio obtenido en el mercado eléctrico.
 - Establecimiento de límites inferior y superior.
 - Inferior (*Floor*): 25,4038 cent/kWh.
 - Superior (*Cap*): 34,3976 cent/kWh (Figura 5.79).
 - Cuando los productores deciden participar en el mercado, la prima variará según el precio horario obtenido en el mercado (*Pool*) (Figura 5.80).

Con los precios actuales del mercado, la rentabilidad de una planta estará entre el 8% y el 11%.

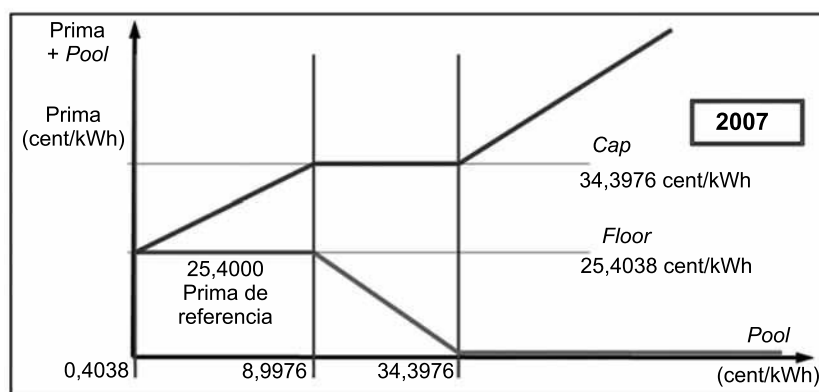


Figura 5.79. *Cap y Floor.*

5.10. Impacto medioambiental por utilizar la energía solar térmica

La incidencia que las instalaciones de aprovechamiento de la energía solar pueden tener sobre el medio ambiente hay que analizarlas desde dos vertientes. Desde el punto de vista de

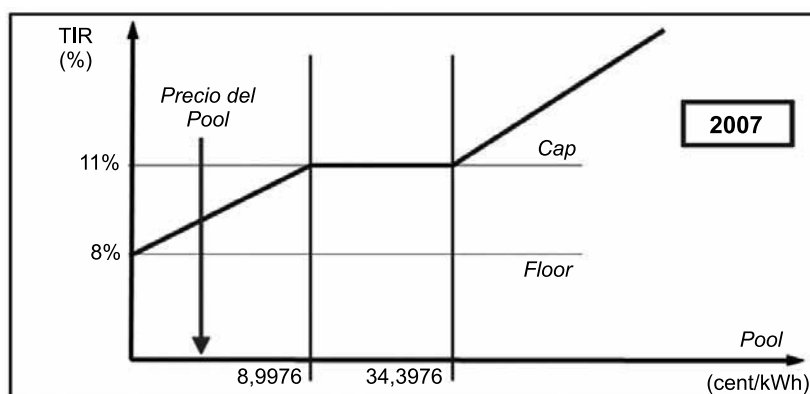


Figura 5.80. Variación de la prima según el precio horario obtenido en el mercado (*Pool*).

los beneficios que supone la reducción de la emisión de contaminantes a la atmósfera y por otro desde el punto de vista de la afectación al medio ambiente.

Desde el primer punto de vista hay que señalar que la principal consecuencia medioambiental es el efecto positivo producido por la sustitución de combustibles fósiles.

La utilización de la energía solar térmica en la mayoría de las ocasiones está asociada al entorno urbano. En este entorno, desde el segundo punto de vista, el impacto visual probablemente constituye el único aspecto negativo que se le puede asociar a esta tecnología. Sin embargo, modificaciones en los diseños y la adecuada integración de los paneles en la edificación puede paliar el posible impacto visual.

El mundo del mañana (Figura 5.81), tendrá una mayor^(*):

- Población: 8 mil millones. – 3% en Europa, + 9% China, + 26% India, + 15% Norteamérica y + 35% Latinoamérica. (*Word Urbanization Prospects*. 2005 Revision).
- Concentración en ciudades: 60% de la población vivirá en ciudades. (*Word Urbanization Prospects*. 2005 Revision).
- Calentamiento global y fenómenos meteorológicos destructivos. (IPCC WG1 AR4 Report).



Figura 5.81. ^(*) Todos los análisis mundiales basados en proyecciones para 2030.

- Mayor consumo energético. (*World Energy Outlook*. 2005).
- Escasez de agua para el 50% de la población. (*The UN World Development Report*. 2003).

Con los datos manejados en este tema, no cabe duda de que, en el plan 20-20-20 de la Unión Europea, 20% de energía primaria procedente de energías renovables, 20% de aumento del rendimiento energético y el 20% de bajada en las emisiones para el 2020, la energía solar termoeléctrica puede jugar un papel importante en hacerlo viable.

5.11. Situación actual de las plantas termosolares para producir electricidad

El calentamiento de agua para uso domestico ha sido, hasta ahora, la principal área de aprovechamiento de los sistemas solares activos. El análisis de la venta de paneles solares en países con florecientes industrias solares, tales como Grecia, Israel, Japón y Australia, muestra que el 80%-90% de los colectores han tenido esta finalidad.

De cara a la implantación de la energía solar termoeléctrica en países como España existe recurso solar suficiente (alta radiación solar directa), un marco regulatorio que permite la viabilidad de los proyectos, mediante un sistema de tarifas reguladas, primas y garantía de acceso a red, un gran número de iniciativas: más de 2.100 MW registrados de manera provisional en el registro de instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Los promotores son grandes grupos empresariales, relacionados con el sector energético y de la construcción, los cuales cuentan con una gran capacidad económica y financiera para acometer este tipo proyectos, además del apoyo de la PSA (Plataforma Solar de Almería). Un centro de primer orden en innovación e investigación solar termoeléctrica. El sector industrial específico de esta tecnología se está implantando y desarrollando actualmente en España. Existen además planes específicos para el desarrollo de proyectos innovadores.

En la actualidad se están promocionando varias plantas termosolares de HTF (*Heat Transfer Fluid*) con tecnología CCP (Colectores Cilindro Parabólicos). Se han instalado varias estaciones meteorológicas, en diferentes emplazamientos, con el objeto de medir la radiación existente en la zona. Se analiza la radiación obtenida mediante satélite y se elaboran las posibles correlaciones. Se están analizando los riesgos tecnológicos asociados a un mercado que está poco desarrollado y muy limitado en cuanto a competencia. Se analizan: tubos absorbedores, espejos reflectantes, estructura soporte y sistema de almacenamiento térmico. Se está optimizando el diseño de diferentes tamaños de planta con sistema de almacenamiento térmico. Se siguen analizando el resto de tecnologías termoeléctricas, y se estudian la posibilidades de la GDV (Generación Directa de Vapor).

Actualmente existen en España en operación dos plantas para la generación de electricidad a partir de la energía solar térmica, ocho en construcción y se están desarrollando 46 proyectos (Figura 5.82).

Algunas de las plantas en construcción son:

- ANDASOL I y ANDASOL II:
 - Colectores cilindro-parabólicos.
 - 50 MW cada una.

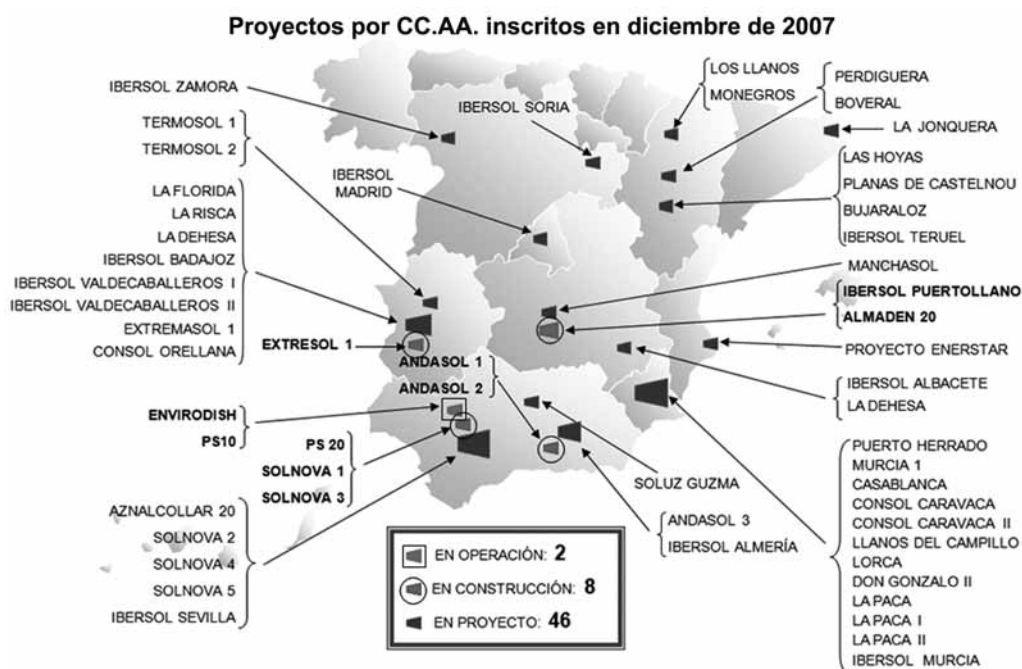


Figura 5.82. Proyectos de plantas termosolares en 2007.

- Almacenamiento en sales fundidas.
- Comarca del Marquesado (Granada).
- 6-7 horas de almacenamiento térmico de sales.
- 3.600 horas anuales.
- **IBERSOL PUERTOLLANO:**
 Puertollano (Ciudad Real), colectores cilindro-parabólicos. 4.224 módulos de 12 m o 52,8 km de colector. Sin almacenamiento.
 - Datos de diseño:

■ Potencia:	50 MWe
■ Producción:	114,2 GWh/año
■ Consumo eléctrico auxiliar:	11,08 GWh/año
■ Hibridación con gas:	15%
■ Horas equivalentes:	2.062 h/año
■ Consumo de agua:	570.000 m ³ /año
■ Consumo de gas:	59.275.727 kWh/año
 - Período de construcción:

■ Comienzo de los trabajos:	19-03-07
■ En operación:	Finales de 2008
 - Número de lazos (600 m) 88
 - Número de colectores (150 m) 352

- Superficie total de captación 287.760 m²
- Volumen de aceite térmico 1.000 Tn
- Temperatura límite de aceite 12-400 °C
- Número de tubos absorbedores (4 m) 12.672
- Número de espejos 118.272
- EXTRESOL 1
 - Colectores cilindro-parabólicos.
 - 50 MW.
 - Torres Miguel Sesmero (Badajoz).

La situación de algunos de los proyectos avanzados es:

- SOLNOVA 1 & 3
 - Colectores cilindro-parabólicos (Figura 5.83).
 - 50 MW cada una.
 - Generación directa de vapor.
 - Sanlúcar la Mayor (Sevilla).
 - 114,6 GWh/año que proporcionará electricidad a 25.700 hogares.
 - 31.400 Tn de CO₂ ahorrados por año.
 - Área total reflectante 300.000 m².
 - Ocupación de terreno: 120 Ha.
- ALMADÉN 20
 - Central de torre.
 - 20 MW.
 - Almadén (Ciudad Real).



Figura 5.83. Receptor cilindro parabólico.

La nueva entrada en el mercado de la primera generación de plantas, superado ya el objetivo prioritario de la fiabilidad operacional está poniendo de manifiesto ya ciertas innovaciones:

- La generación directa de vapor (PS10 y DSG).
- Grandes sistemas de almacenamiento térmico (Configuración tipo «Andasol»).
- Uso de fluidos alternativos, como las sales fundidas (Solar Tres).
- Uso de concentradores lineales por reflexión tipo *Fresnel* (STEP- Tavira).
- Menor impacto ambiental y consumo de agua.
- Nuevos tubos absorbedores sin soldadura vidrio-metal.
- Nuevo recubrimientos selectivos con menor emisividad ($e < 0,1$ a 400°C) y mayor.
- Durabilidad.
- Receptores solares en torre para vapor sobrecalentado.
- Nuevas generaciones de receptores volumétricos con eficiencias superiores al 85%.
- Sales fundidas todavía por demostrar operación rutinaria y altos flujos.

La hibridación con combustibles fósiles o renovables constituye sin duda la vía más razonable para la penetración de las tecnologías termosolares en el mercado, ya que:

- Permite obtener factores de capacidad muy altos sin necesidad de recurrir al costoso almacenamiento térmico.
- Reduce la percepción de riesgo de los posibles inversores y entidades financieras.
- Proporciona un camino progresivo para la sustitución, en mayor o menor grado, de los combustibles fósiles por energía solar.

Las dos tecnologías principales consideradas en los apartados anteriores son aptas para la hibridación, si bien en diferente medida:

- Los sistemas de colectores cilindro-parabólicos (CCP) pueden hibridarse en distinto grado (desde el 10% hasta el 90% de contribución solar en términos de energía anual aportada al ciclo) con plantas de ciclo *Rankine* o ciclo combinado, pero siempre integrando la energía solar en forma de vapor, es decir, en el ciclo de menor temperatura. Las plantas SEGS operan con un 25% de combustible fósil, mientras que los ISCCS (Sistemas integrados de ciclo combinado solarizado) propuestos en algunos proyectos apoyados por el Banco Mundial dentro de la iniciativa GEF (*Global Environment Fund*) presentan una contribución solar del orden del 15%-25%.
- Los sistemas de receptor central (SRC) pueden también hibridarse con grados similares a los CCP, pero existe la posibilidad de realizar el aporte solar en el ciclo de mayor temperatura, mediante el empleo de receptores volumétricos presurizados de alta temperatura. Los proyectos más importantes desarrollados hasta ahora en este terreno —Solgás y Colón Solar— presentaban grados de aporte solar bajos (en torno al 10% de la energía anual).

El desarrollo de la opción de hibridación en España está muy limitado por el hecho de que no se contemple este tipo de plantas entre las que pueden acogerse al RD 436/2004, si bien —como ya se ha comentado anteriormente— una propuesta de Real Decreto puede

abrir las puertas a las plantas con un pequeño grado de hibridación (hasta el 15% de gas natural o propano).

Esta situación contrasta con las tendencias observadas internacionalmente, ya que el Banco Mundial a través del *Global Enviromental Fund* (GEF) ha venido propiciando la implantación de ciclos combinados híbridos en países en vías de desarrollo, con aporte de energía solar entre el 15% y el 25% en cómputo anual sobre el total de la energía primaria empleada. En efecto, este tipo de instalaciones de alto rendimiento constituyen un marco muy favorable para la instalación de sistemas solares de tamaño medio-grande sin los inconvenientes asociados a las plantas puramente solares.

5.12. Conclusiones

Además de la latitud y climatología, la radiación solar captada depende de la inclinación y orientación del plano de captación. Para la captación de la radiación difusa máxima, la mejor posición del plano es la horizontal. Para la captación de la radiación solar directa, el plano de captación debería estar continuamente enfrente de los rayos directos del sol. Como el Sol varía continuamente de posición, se necesitaría un mecanismo seguidor del sol el cual, para uso doméstico, resulta caro y de mantenimiento costoso.

La potencia de los rayos es baja a primeras horas de la mañana y últimas de la tarde. Por estas razones normalmente los captadores solares de baja temperatura se ponen fijos procurando captar la máxima radiación solar en las horas centrales del día, y por tanto se procura colocarlos orientados al sur y con una cierta inclinación.

La energía primaria depositada por el sol sobre el suelo en una zona de buena insolación equivale a una «lluvia» de 20 cm de petróleo por m² cada año; 1,2 barriles/(año × m²). Integrada sobre toda la superficie terrestre supone unas 8.000 veces el equivalente de toda la energía primaria consumida en el mundo. Con un rendimiento (conservador) de transformación de radiación en electricidad del 10%, bastaría con un 1-2% de las superficies desérticas (7% del total) para generar toda esa energía. La energía solar es dispersa pero abundante. El potencial de la Energía Solar Termoeléctrica es enorme.

La energía solar termoeléctrica agrupa básicamente tres áreas tecnológicas con distinta madurez comercial y distinto potencial:

- Plantas **cilindro-parabólicas**.
- Plantas de **torre**.
- Plantas **disco-parabólicas**.

El potencial bruto para la energía solar termoeléctrica viene determinado por:

- Nivel de irradiación solar directa: con carácter general, para España, Zonas IV y V del Código técnico de la edificación (aproximadamente el 60% de la superficie nacional).
- Disponibilidad de suelo. Se descartan suelos artificiales, suelos protegidos, superficies forestales, etc.

En función de la tecnología las limitaciones técnicas afectan en distinto grado:

- Necesidad de acceder a la **red eléctrica** de transporte.
- Dificultad de encontrar emplazamientos con la **superficie mínima** necesaria.

- Dificultad de disponer del resto de servicios necesarios según el diseño de la planta (agua, gas, biomasa, etc.).
- La tecnología cilindro-parabólica presenta mayores limitaciones técnicas que la tecnología de torre. La tecnología de discos se estima que presente menores limitaciones técnicas que las anteriores, por su gran modularidad.

Los principales aspectos a tener en cuenta antes de promocionar una planta termosolar:

- Selección del emplazamiento – ¿hay sol?
- Terrenos – ¿están disponibles?
- Legislación aplicable – ¿se puede hacer?
- Ayuntamientos afectados – ¿quieren que se haga?
- Infraestructura eléctrica – ¿se puede conectar?
- Estimación de costes – ¿es rentable?

Si la respuesta a las seis interrogantes anteriores es positiva, entonces se puede proceder al lanzamiento del proyecto.

En cuanto a las limitaciones económicas, señalar:

- Predominio de grandes empresas con gran capacidad técnica y económica.
- La generalización de sistemas de almacenamiento incrementará su capacidad de producción y su gestionabilidad.
- Posibilidades de mejora tecnológica a corto plazo que llevarán asociadas mejoras en la eficiencia y reducciones de costes que podrían situar en 10 años los costes de producción en niveles competitivos con tecnologías convencionales:
 - a) Centrales cilíndrico-parabólicas: La producción a gran escala de los principales componentes junto con la experiencia en el desarrollo de proyectos potenciara una reducción significativa de los costes a corto plazo.
 - b) Centrales de torre: existen muy pocos proyectos en el mundo de esta tecnología y dos únicas plantas en explotación comercial, por lo que la previsible bajada de costes será lenta.
 - c) Plantas disco-parabólicas: En EE.UU. se están desarrollando los primeros proyectos de varios megavatios que inician por tanto la etapa comercial. El potencial de reducción de costes es muy alto.

5.13. Bibliografía

- Aringhoff, R.; Brakmann, G. (ESTIA); Geyer, M. (IEA Solar PACES), Teske, S. (Greenpeace). *Concentrated Solar Thermal Power Now*. September 2005.
- Cabrera, J. A.; Cuesta, M. J. y Pérez, M. *Energía solar térmica de concentración: estado actual actores del sector*. CIEMAT. Mayo 2006.
- Geyer, M. «Solar thermal power. The seamless solar link to the conventional power world». *Renewable Energy World*, July-August 2000, pp. 184-191.
- Keck, T.; Shiel, W. «EnviroDish and EuroDish-system and Status». *Office of Science*. «Basic Research Needs for Solar Energy Utilization». *Report of the Basic Energy Sciences Workshop on Solar Energy Utilization*. April 18-21, 2005.

- Pitz-Paal, R.; Dersch, J.; Milow, B. «ECOSTAR. European Concentrated Solar Thermal Road-Mapping». *Deliverable*, 7. Road Map Document. SES6-CT-2003-502578. 2004.
- PSA-CIEMAT. «Solar Photochemistry Technology». Documento Interno.
- PSA-CIEMAT. *Informe Técnico Anual 2004*.
- Romero, M.; Buck, R.; Pacheco, J. E. «An update on solar central receiver systems, projects and technologies». *Int. J. Solar Energy*, vol. 24, pp. 98-108, 2002.
- Romero, M. «Energía Solar Termoeléctrica». Documento Interno PSA-CIEMAT.
- Sargent & Lundy Consulting Group. «Assessment of parabolic trough and power tower solar technology cost and performance forecasts». *Prepared for the Department of Energy and National Renewable Energy Laboratory*. May 2003.
- Silva, M. *Aprovechamiento de la energía solar en media y alta temperatura. Sistemas termosolares de concentración*. Jul. 2008.
- Tyner, C. E.; Kolb, G. J.; Geyer M.; Romero M. «Concentrating Solar Power in 2001. An IEA/SolarPACES Summary of present status and future prospects». *Solar PACES Task I: Electric Power Systems*.

5.14. Evaluación

5.14.1. Ejercicios teóricos

1. Como cita Jenofonte, Sócrates explicaba el sistema en estos términos:
 - A) «En las casas orientadas al sur, el sol penetra por el pórtico en verano, mientras que en el invierno el arco solar descrito se eleva sobre nuestras cabezas y por encima del tejado, de manera que hay sombra.»
 - B) «En las casas orientadas al sur, el sol penetra por el pórtico en invierno, mientras que en el verano el arco solar descrito se eleva sobre nuestras cabezas y por encima del tejado, de manera que hay sol.»
 - C) «En las casas orientadas al sur, el sol penetra por el pórtico en invierno, mientras que en el verano el arco solar descrito se eleva sobre nuestras cabezas y por encima del tejado, de manera que hay sombra.»
 - D) «En las casas orientadas al sur, el sol penetra por el pórtico en verano, mientras que en el invierno el arco solar descrito se eleva sobre nuestras cabezas y por debajo del tejado, de manera que hay sol.»

Solución: La respuesta C) es CORRECTA. Como cita Jenofonte, Sócrates explicaba el sistema en estos términos: «En las casas orientadas al sur, el sol penetra por el pórtico en invierno, mientras que en el verano el arco solar descrito se eleva sobre nuestras cabezas y por encima del tejado, de manera que hay sombra.»

2. De la enorme cantidad de energía que emite constantemente el sol, tan solo llega efectivamente a la superficie de la Tierra el:
 - A) 47,5% de la radiación.
 - B) 17,5% de la radiación.
 - C) 0,17% de la radiación.
 - D) 67,5% de la radiación.

Solución: La respuesta A) es CORRECTA. El 47,5% de la radiación llega efectivamente a la superficie de la Tierra por tres vías.

3. ¿Cuál de las siguientes afirmaciones es correcta?

- A) Los ciclos Rankine de vapor, son los más usuales cuando la temperatura del foco caliente está entre los 600 °C y los 1.200 °C.
- B) El ciclo de Brayton presenta sus mayores ventajas para temperaturas entre los 600 °C y los 1.200 °C.
- C) Los ciclos Rankine de vapor, son los más usuales cuando la temperatura del foco caliente está entre los 150 °C y los 300 °C.
- D) El ciclo de Brayton presenta sus mayores ventajas para temperaturas entre los 300 °C y los 550 °C.

Solución: La respuesta B) es CORRECTA. El ciclo de Brayton presenta sus mayores ventajas para temperaturas entre los 600 °C y los 1.200 °C.

4. El ciclo combinado utiliza dos turbinas:

- A) Una de gas en ciclo Rankine y otra de vapor en el ciclo Brayton, de tal forma que el calor residual producido en la turbina de gas, a temperatura en el orden de los 500 °C, se utilizan para alimentar la turbina de vapor.
- B) Una de vapor en ciclo Rankine y otra de gas en el ciclo Brayton, de tal forma que el calor residual producido en la turbina de vapor, a temperatura en el orden de los 300 °C, se utilizan para alimentar la turbina de gas.
- C) Una de vapor en ciclo Rankine y otra de gas en el ciclo Brayton, de tal forma que el calor residual producido en la turbina de gas, a temperatura en el orden de los 500 °C, se utilizan para alimentar la turbina de vapor.
- D) Una de gas en ciclo Rankine y otra de vapor en el ciclo Brayton, de tal forma que el calor residual producido en la turbina de gas, a temperatura en el orden de los 700 °C, se utilizan para alimentar la turbina de gas.

Solución: La respuesta C) es CORRECTA. El CC utiliza dos turbinas, una de vapor en ciclo Rankine y otra de gas en el ciclo Brayton, de tal forma que el calor residual producido en la turbina de gas, a temperatura en el orden de los 500 °C, se utilizan para alimentar la turbina de vapor.

5. La radiación que incide sobre los objetivos iluminados por el sol sin haber interaccionado con nada y sin cambiar de dirección se denomina radiación:

- A) Difusa.
- B) Reflejada.
- C) Albedo.
- D) Directa.

Solución: La respuesta D) es CORRECTA. La radiación que incide sobre los objetivos iluminados por el sol sin haber interaccionado con nada y sin cambiar de dirección se denomina radiación directa.

6. El ángulo formado por la proyección sobre la superficie horizontal del lugar, de la recta Sol-Tierra, con respecto a la recta Norte-Sur terrestre.

- A) Ángulo cenital o distancia cenital.
- B) Altura solar (α , h).
- C) Ángulo acimutal o acimut.
- D) Ángulo de inclinación de la superficie captadora (β).

Solución: La respuesta C) es CORRECTA. El ángulo formado por la proyección sobre la superficie horizontal del lugar, de la recta Sol-Tierra, con respecto a la recta Norte-Sur terrestre, se denomina ángulo acimutal o acimut.

7. La PS10 fue la primera torre comercial del mundo. ¿Cuál de las siguientes afirmaciones es correcta?:
- A) 1.244 helióstatos de 120 m² cada uno.
 - B) 144,3 GWh/año.
 - C) 116.700 Tn de CO₂ ahorrados anualmente.
 - D) Torre de 100 m.

Solución: La respuesta D) es CORRECTA. La torre alcanza una altura de 100 m.

8. En cuanto a media y alta temperatura, la previsible producción en masa de los componentes y la aparición de un mayor número de suministradores, podrían permitir reducir los costes de generación a:
- A) 0,02 €/kWh, a medio plazo, siendo el objetivo a conseguir un precio de 0,01 €/kWh.
 - B) 0,08 €/kWh, a medio plazo, siendo el objetivo a conseguir un precio de 0,04 €/kWh.
 - C) 0,06 €/kWh, a medio plazo, siendo el objetivo a conseguir un precio de 0,03 €/kWh.
 - D) 0,18 €/kWh, a medio plazo, siendo el objetivo a conseguir un precio de 0,14 €/kWh.

Solución: La respuesta B) es CORRECTA. La previsible producción en masa de los componentes y la aparición de un mayor número de suministradores, podrían permitir reducir los costes de generación a 0,08 €/kWh, a medio plazo, siendo el objetivo a conseguir un precio de 0,04 €/kWh.

9. Las primeras aplicaciones comerciales que han visto la luz (PS10 y SOLAR TRES en España), aún presentan costes por potencia instalada de:
- A) 3.000 €/kW.
 - B) 9.000 €/kW.
 - C) 6.000 €/kW.
 - D) 1.000 €/kW.

Solución: La respuesta A) es CORRECTA. Las primeras aplicaciones comerciales que han visto la luz (PS10 y SOLAR TRES en España), aún presentan costes por potencia instalada de 3.000 €/kW.

10. En el reflector cilindro-parabólico de vidrio se tienen dos tipos diferentes de espejos:
- A) De vidrio grueso (espesor = 1 mm) y de vidrio delgado (espesor = 0,5 mm).
 - B) De vidrio grueso (espesor = 2 mm) y de vidrio delgado (espesor = 1 mm).
 - C) De vidrio grueso (espesor = 3 mm) y de vidrio delgado (espesor = 1,5 mm).
 - D) De vidrio grueso (espesor = 4 mm) y de vidrio delgado (espesor = 2 mm).

Solución: La respuesta C) es CORRECTA. En el reflector cilindro-parabólico de vidrio se tienen dos tipos diferentes de espejos de vidrio grueso (espesor = 3 mm) y de vidrio delgado (espesor = 1,5 mm).

5.14.2. Prueba objetiva

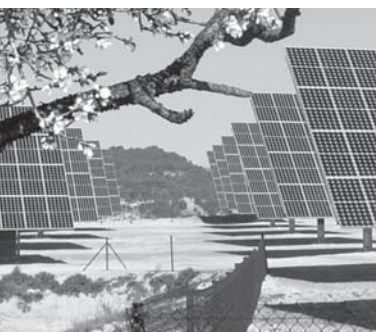
1. Las primeras nociones que se tienen de lo que en la actualidad se llama suelo radiante, datan de aproximadamente:
 - A) 30.000 años de antigüedad.
 - B) 3.000 años de antigüedad.
 - C) 300 años de antigüedad.
 - D) 30 años de antigüedad.
2. ¿Cuál de las siguientes afirmaciones es correcta?
 - A) Los ciclos Rankine de vapor, son los más usuales cuando la temperatura del foco caliente está entre los 300 °C y los 550 °C,
 - B) El ciclo de Brayton presenta sus mayores ventajas para temperaturas entre los 300 °C y los 550 °C.
 - C) Los ciclos Rankine de vapor, son los más usuales cuando la temperatura del foco caliente está entre los 600 °C y los 1.200 °C.
 - D) El ciclo de Brayton presenta sus mayores ventajas para temperaturas entre los 150 °C y los 300 °C.
3. El valor aproximado de la constante solar es de:
 - A) 1.567 kW/m².
 - B) 1.367 kW/m².
 - C) 1.167 kW/m².
 - D) 867 kW/m².
4. El eje polar, sobre el que gira la Tierra, está inclinado respecto del plano de la eclíptica un ángulo de:
 - A) 3,45°.
 - B) 13,45°.
 - C) 23,45°.
 - D) 33,45°.
5. ¿Cuál de las siguientes afirmaciones es correcta?
 - A) Los piranómetros miden la radiación global (directa más difusa).
 - B) Los piroheliómetros que miden la radiación difusa.
 - C) El piranómetro debe contar con un sistema de movimiento de relojería para seguir el sol con gran precisión.
 - D) El piroheliómetro suele instalarse fijo.
6. ¿Cuál de las siguientes afirmaciones es correcta?
 - A) Media temperatura ($120^{\circ}\text{C} < T < 400^{\circ}\text{C}$).
 - B) Baja temperatura ($T < 70^{\circ}\text{C}$).
 - C) Alta temperatura ($T > 600^{\circ}\text{C}$).
 - D) Media temperatura ($90^{\circ}\text{C} < T < 400^{\circ}\text{C}$).

7. Las primeras aplicaciones comerciales que han visto la luz (PS10 y SOLAR TRES en España), aún presentan costes de la electricidad producida próximos a:
- A) 0,10-0,15 €/kWh.
 - B) 0,18-0,20 €/kWh.
 - C) 0,03-0,09 €/kWh.
 - D) 0,20-0,26 €/kWh.
8. Los dos tubos de colector cilindro parabólico principales son:
- A) Solel y Ractt.
 - B) Solel y Schott.
 - C) Schott y Ractt.
 - D) Solel y Snatt.
9. La configuración con la que se consigue balancear el flujo con un menor consumo en la bomba, pero con un coste mayor y un aumento de las pérdidas térmicas debido al aumento de la longitud de las tuberías se denomina de:
- A) Alimentación centrada.
 - B) Retorno invertido.
 - C) Retorno directo.
 - D) Eurotrough.
10. ¿Cuál de las siguientes afirmaciones es correcta?
- A) Lo ideal para trabajar con colectores parabólicos es un rango de temperatura 150°C-400°C.
 - B) Para temperaturas inferiores, las pérdidas térmicas de este tipo de colectores son altas y reducen su rendimiento.
 - C) Para temperaturas superiores a 400°C hay otros colectores más económicos, como los concentradores parabólicos compuestos (CPC) o los colectores planos de vacío, con los que los CCP no pueden competir en la actualidad.
 - D) La razón de concentración de un CCP tiene unos valores usuales que están alrededor de 220, aunque el valor máximo teórico está en torno a 520.

Las respuestas al final del libro.

6

Centrales de energía solar fotovoltaica



- 6.1.** Introducción y orientaciones para el estudio
- 6.2.** Objetivos
- 6.3.** Origen de la energía solar fotovoltaica
- 6.4.** Potencial de la energía solar fotovoltaica
- 6.5.** Tecnologías para aprovechar la energía solar fotovoltaica
 - 6.5.1. Fundamentos físicos de la célula solar
 - 6.5.2. Mecanismos de generación y recombinación
 - 6.5.3. Malla de metalización
 - 6.5.4. Evolución de la eficiencia de las células solares
 - 6.5.5. Últimas investigaciones en células solares
 - 6.5.6. Tipos de células fotovoltaicas más utilizadas actualmente
 - 6.5.7. Parámetros de funcionamiento de una célula solar
- 6.6.** Sistemas fotovoltaicos autónomos y conectados a la red
- 6.7.** Instalación eléctrica de un sistema FV conectado a red
 - 6.7.1. Características generales
 - 6.7.2. Paneles
 - 6.7.3. Inversores
 - 6.7.4. Líneas eléctricas
 - 6.7.5. Dispositivos de protección, seguridad y cableado
 - 6.7.6. Contadores de energía y sistemas de telecontrol
 - 6.7.7. Punto propuesto para realizar la conexión
 - 6.7.8. Puesta a tierra
 - 6.7.9. Ensayos de recepción y pruebas funcionales
 - 6.7.10. Armónicos y compatibilidad electromagnética
 - 6.7.11. Prescripciones especiales según la ITC-40 instalaciones generadoras de BT de REBT
- 6.8.** Centrales solares fotovoltaicas
 - 6.8.1. Instalaciones con aprovechamiento de estructuras
 - 6.8.2. Planta fotovoltaica
 - 6.8.3. Huerta solar
- 6.9.** Costes del uso de la energía solar fotovoltaica
- 6.10.** Impacto medioambiental por utilizar la energía solar fotovoltaica
- 6.11.** Situación actual de la tecnología de las plantas fotovoltaicas
- 6.12.** Conclusiones
- 6.13.** Bibliografía
- 6.14.** Evaluación
 - 6.14.1. Ejercicios teóricos
 - 6.14.2. Prueba objetiva

6.1. Introducción y orientaciones para el estudio

La energía solar fotovoltaica se basa en la utilización de células solares o fotovoltaicas, fabricadas con materiales semiconductores cristalinos que, por efecto fotovoltaico, generan corriente eléctrica cuando sobre los mismos incide la radiación solar. El silicio es la base de la mayoría de los materiales más ampliamente utilizados en el mundo para la construcción de células solares.

La corriente eléctrica generada a partir de la energía solar fotovoltaica tiene actualmente distintas aplicaciones. Por un lado se encuentran las aplicaciones más tradicionales, cuyo objetivo es proporcionar energía eléctrica a zonas aisladas con deficiencias en el abastecimiento eléctrico convencional (electrificación de viviendas generalmente aisladas, bombeos, sistemas de señalización vial, sistemas de comunicaciones, sistemas agroganaderos, etc.) (Figura 6.1).

Un segundo tipo de aplicación consiste en la inyección de energía eléctrica en las redes eléctricas (Figura 6.2). En un tercer bloque pueden incluirse aquellas aplicaciones específicas, las cuales abarcarían desde el suministro de energía a satélites artificiales (Figura 6.3) hasta la alimentación de automóviles (Figura 6.4), relojes, radios o calculadoras de bolsillo.



Figura 6.1. Faro asistido con células fotovoltaicas.



Figura 6.2. Paneles fotovoltaicos conectados a la red eléctrica.



Figura 6.3. Satélite artificial.



Figura 6.4. Automóvil accionado por energía solar fotovoltaica.

Desde el punto de vista de su capacidad para conducir la electricidad los materiales se clasifican en conductores y en aislantes.

En los materiales denominados conductores sus átomos disponen de electrones en su capa más externa (electrones de valencia), que no están muy ligados al núcleo y, por tanto, se pueden desplazar fácilmente de un átomo a otro; basta que exista una pequeña diferencia de potencial.

En los materiales aislantes los electrones de valencia están fuertemente atados al núcleo, por tanto, para poder desplazarse requieren de grandes diferencias de potencial.

Entre estas dos clases de materiales se encuentran los denominados semiconductores. Los electrones de valencia de los materiales semiconductores de una célula solar fotovoltaica presentan una cierta ligazón con el núcleo, pero son arrancados por la energía de los fotones de la radiación solar que incide sobre ellos. Este fenómeno se denomina efecto fotovoltaico.

De forma general, pueden señalarse los siguientes subsistemas componentes empleados en esta tecnología (Figura 6.5):

- Subsistema de captación.
- Subsistema de almacenamiento.
- Subsistema de regulación.
- Subsistema convertidor de corriente.

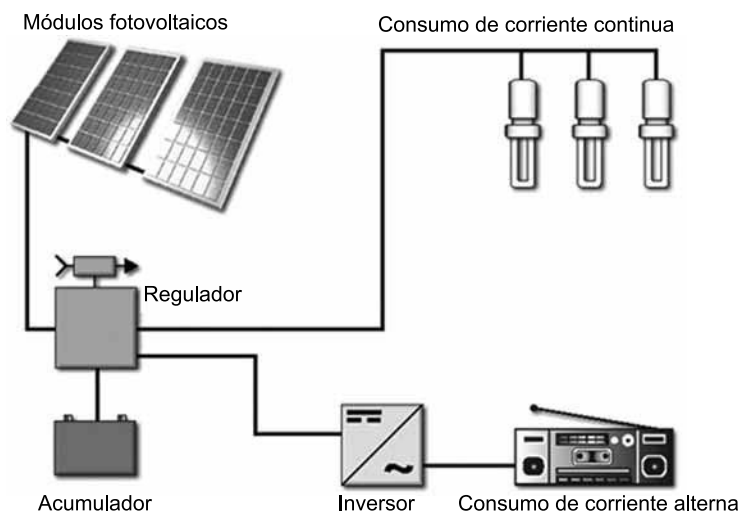


Figura 6.5. Esquema conceptual de una instalación solar fotovoltaica.

El **subsistema de captación** está constituido por el panel fotovoltaico, el cual tiene como función convertir la radiación solar que incide sobre él en electricidad. El panel, cuya superficie más habitual se encuentra entre $0,5 \text{ m}^2$ y $0,8 \text{ m}^2$, está integrado por un conjunto de células fotovoltaicas que se conectan en serie y paralelo con el propósito de lograr, para una radiación dada, unos determinados niveles de tensión e intensidad eléctrica. Asimismo, la estructura del panel proporciona resistencia mecánica y estanqueidad a las células, facilita la

evacuación del calor de las mismas, incrementando así su rendimiento, y favorece la optimización de la captación de la radiación solar (Figura 6.6).

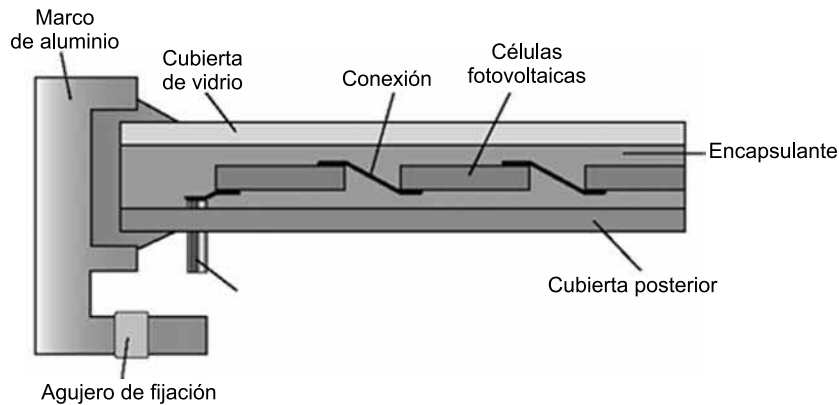


Figura 6.6. Componentes de un panel fotovoltaico..

El **subsistema de almacenamiento** tiene como función almacenar la energía eléctrica generada que no está siendo utilizada por el consumidor, ya que al ser la radiación solar variable no podría garantizarse, en el caso de ausencia de este subsistema, el suministro de energía en todo momento.

El sistema de almacenamiento está compuesto por baterías conectadas en serie o en paralelo. De los distintos tipos de baterías que pueden ser empleadas, las de plomo ácido son las que mejor se adaptan a este tipo de generación, de hecho más del 90% del mercado corresponde a este tipo de baterías.

El **subsistema de regulación** tiene como función evitar que las baterías reciban más energía que la máxima que éstas son capaces de almacenar y prevenir las sobrecargas que agotarían en exceso la carga de las misma.

El **subsistema convertidor** de corriente es el encargado de adaptar la energía producida por el panel fotovoltaico o la almacenada en las baterías, que es de tipo continuo, al tipo de energía, continua o alterna, solicitada por las cargas. En el caso de que la carga requiera consumir corriente alterna, el convertidor consiste en un inversor, el cual transforma la tensión e intensidad continuas en tensión y corriente alternas.

Los cuatro subsistemas citados anteriormente son para instalaciones con carácter general. El concurso de todos, o de parte de ellos variará en función de las diferentes configuraciones que existen, los dos grupos más destacables son las instalaciones autónomas y las instalaciones conectadas a red, en este libro nos ocuparemos principalmente de las últimas, y éstas pueden ser principalmente en formato de plantas solares fotovoltaicas o huertas solares. No es posible cerrar este apartado sin mencionar el despegue que ha supuesto para la generación de la energía solar fotovoltaica las llamadas **huertas solares**. Son centrales de generación eléctrica a partir de la tecnología fotovoltaica que al abrigo de las subvenciones de los diferentes reales decretos con primas al sector, han irrumpido con gran fuerza en el panorama energético, solo en España en los nueve primeros meses del año 2008 se ha montado 1 GW de fotovoltaica, más del doble del conjunto de la potencia instalada en toda la historia anterior de la vida de esta tecnología (actualmente existen ya 338 parques de más de 1 MW,

que suman 1,45 GW); ello ha sido como consecuencia de la generosa prima existente y del anuncio del recorte de la misma a partir de septiembre de 2008, pero estos aspectos se abordarán más adelante.



Figura 6.7. Huerta solar de Milagro (Navarra), 7.243 kW. [Cortesía de Acciona Energía].

6.2. Objetivos

Al término del estudio de este tema, los alumnos deberían:

- Entender el principio de funcionamiento de la generación de electricidad a partir de sistemas fotovoltaicos.
- Observar las peculiaridades del espectro solar.
- Entender las características básicas de los semiconductores, cómo es la curva característica de una célula solar, los parámetros que la definen y por qué factores están determinados, la eficiencia límite de las células solares, y ver algunas células modernas.
- Clarificar los conceptos fundamentales sobre las dos formas de aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica: sistemas FV autónomos y sistemas FV conectados a red.
- Dibujar el potencial FV a nivel local, nacional y mundial.
- Poseer conocimientos sobre las instalaciones fotovoltaicas y sobre los componentes fundamentales de las mismas.
- Discernir entre las diferentes tipologías de plantas fotovoltaicas.
- Estar al corriente de las infraestructuras civiles, eléctricas y de control mínimas necesarias tanto para la explotación de una instalación autónoma como especialmente para una planta solar FV.
- Visualizar con claridad los costes asociados a la producción de energía eléctrica de origen solar FV.
- Conocer los efectos positivos y negativos que las instalaciones de aprovechamiento de la energía solar FV tienen sobre el medioambiente.

6.3. Origen de la energía solar fotovoltaica

Edmund Becquerel, un físico francés, fue el primero en descubrir en 1839 que ciertos materiales podían generar pequeñas corrientes eléctricas cuando eran expuestos a la luz, sucedió cuando experimentaba con dos electrodos metálicos en una solución conductora, y apreció un aumento de la generación eléctrica con la luz. El siguiente paso lo dio en 1873 Willoughby Smith al observar el efecto fotovoltaico que ya descubriera Bequerel, pero esta vez en un medio sólido como el selenio. Sin embargo, se necesitaron a partir de aquí todavía más de 100 años para que la tecnología solar fotovoltaica alcanzase un grado de desarrollo que permitiese su uso en aplicaciones prácticas. Este último hallazgo condujo en 1977 a W. G. Adams y R. E. Day a producir su primera célula fotovoltaica fabricada en este tipo de material.

Entre medias, no se puede olvidar el premio Nobel ganado por Albert Einstein en 1921, por sus teorías de 1904, en las que explicaba el efecto fotovoltaico. Estudios que facilitaron que en 1954 los investigadores D. M. Chaplin, C. S. Fuller y G. L. Pearson de los laboratorios Bell produjesen su primera célula de silicio, de la que se obtenía energía eléctrica directamente de la luz solar con eficiencia suficiente para hacer funcionar una radio a transistores. Esta primera célula tenía una eficiencia del 6%.

Los programas de exploración espacial han jugado un papel primordial en el desarrollo de la tecnología solar fotovoltaica, ya que los paneles fotovoltaicos han constituido fuente primaria de energía en los satélites.

Siguiendo el curso de la carrera espacial, las aplicaciones de las células fotovoltaicas empiezan a tener una repercusión relevante en el desarrollo de prototipos de naves espaciales enviadas a la órbita terrestre (Figura 6.8). Así, en 1955, Hoffman Electronic produce elementos solares para aplicaciones espaciales alcanzando en pocos años unos rendimientos de sus células de 8%. Con ello se consigue que en 1958 sea lanzado al espacio el *Vanguard I*, el primer satélite alimentado con energía solar, el cual llevaba 0,1 W en una superficie aproximada de 100 cm², capaz de alimentar un transistor de 5 mW. Este hecho llevó a lanzar en 1962 el primer satélite comercial de telecomunicaciones, el *Telstar* con una potencia fotovoltaica de 14 W.



Figura 6.8. Satélite de telecomunicaciones *Anik*.

El siguiente paso en la carrera espacial se empezó a dar en 1979 cuando las sondas *Viking* se posaron en la superficie marciana, en la actualidad existe un apogeo por conocer más datos de la superficie de Marte, por ello se han enviado más sondas para tal misión como son: la *Mars Observer* y los vehículos *Opportunity* y *Spirit*, como antes lo hizo el *Sojourner*. Respecto al rendimiento actual de algunas células fotovoltaicas, un consorcio japonés ha presentado una célula solar con una eficacia del 36,5%, construida con los semiconductores indio, galio y germanio.

6.4. Potencial de la energía solar fotovoltaica

La energía fotovoltaica no es la única manera de obtener energía eléctrica del sol. Quizás no seamos conscientes de que buena parte de nuestras fuentes de energía eléctrica actuales, aparentemente sin relación con el sol, también obtienen su energía a partir de los **fotones** que nos llegan de éste, así por ejemplo:

- Hace millones de años, las plantas, mediante fotosíntesis, atraparon la energía solar en forma de moléculas orgánicas que nos han llegado hasta hoy en sus cuerpos fosilizados en forma de petróleo, carbón, etc.; es la energía fósil.
- En el contexto de la energía eólica, el viento mueve unas aspas acopladas a un generador eléctrico. Esta energía también procede, en último término del sol, ya que el viento se debe a la diferencia de presión que se producen por el hecho de que unas regiones hayan sido calentadas por el sol más que otras.
- Mediante la energía hidráulica se aprovecha la energía potencial gravitatoria del agua almacenada a alturas superiores a la del nivel del mar para mover también los generadores, y es de nuevo el sol el que, al evaporar el agua de los mares, aumenta la energía potencial del agua.

Sin embargo, todas las fuentes de energía mencionadas producen energía eléctrica de forma indirecta a partir de los fotones del Sol. Por el contrario, la energía solar fotovoltaica produce la electricidad directamente.

En la Figura 6.9 podemos ver el **espectro solar**, que no es el mismo en todas las partes de la Tierra y ni siquiera es el mismo en un punto determinado ya que, por ejemplo, cambia con las horas del día.

La luz blanca del sol está formada por la unión de los colores del arco iris, cada uno con su correspondiente longitud de onda. Los colores van del violeta (380 nm) hasta el rojo (770 nm) el detalle de la distribución espectral aproximada de la zona marcada como visible en la Figura 6.9 se puede apreciar en la Figura 6.10 y en la Tabla 6.1.

En el espectro aparecen colores, el color azul está formado por fotones cuya longitud de onda está comprendida entre 450 nm y 500 nm (Figura 6.10); el verde por fotones cuya longitud de onda está entre 500 nm y 570 nm; el rojo entre 610 nm y 830 nm, etc.; es conveniente saber que los fotones azules son más energéticos que los rojos; obsérvese que la zona en la que se produce el pico de los espectros corresponde a colores cuya longitud de onda se puede ver. El diseño de una célula solar no es el mismo si tiene que convertir fotones que proceden de un espectro muy cargado en fotones rojos que si lo está de azules, esta situación se acentúa en las células tándem.

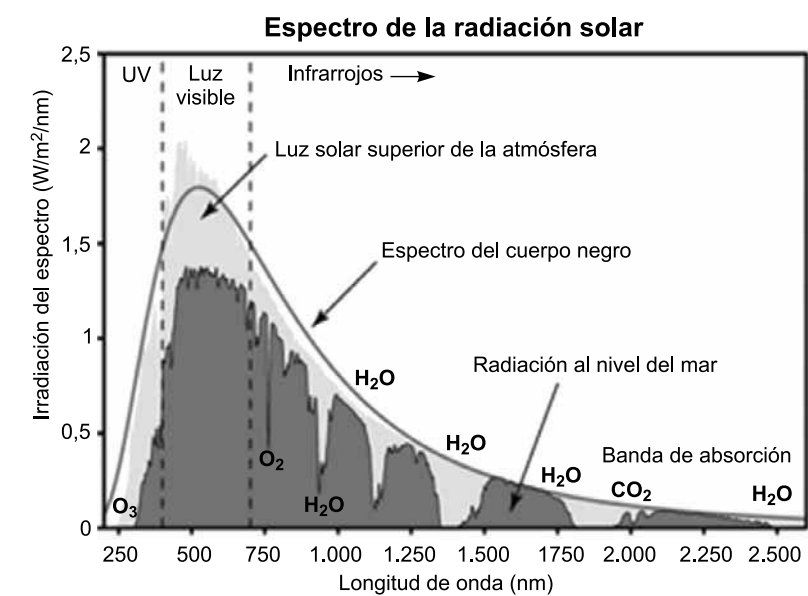


Figura 6.9. Irradiación espectral.

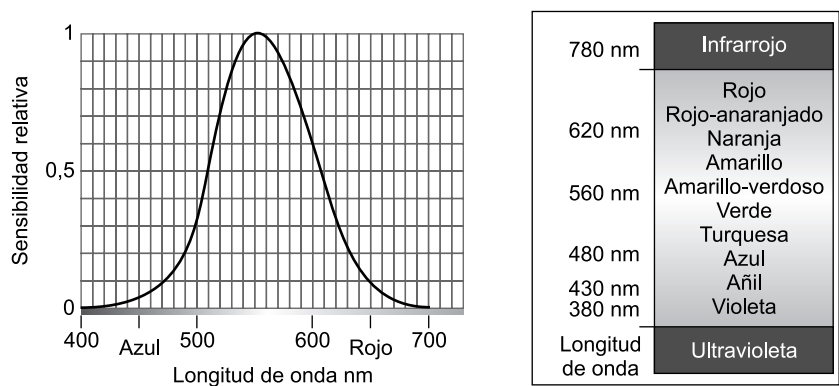


Figura 6.10. Distribución espectral de longitudes de onda en la zona visible.

TABLA 6.1 Distribución espectral de la luz blanca del sol.

Color	Longitud de onda (nm)
Violeta	380-436
Azul	436-495
Verde	495-566
Amarillo	566-589
Naranja	589-627
Rojo	627-770

La radiación emitida por el Sol en todas las direcciones es, en parte, interceptada por la Tierra, de forma que puede definirse una magnitud llamada **constante solar**, G_{SC} , como la energía por unidad de tiempo y unidad de superficie perpendicular a la dirección de propagación de la radiación, para la distancia media entre el Sol y la Tierra. El valor de la constante solar puede estimarse suponiendo el Sol como un cuerpo negro a una temperatura de 5.762 K; se obtiene así un valor de la constante solar de 1.359 W/m². La determinación experimental mediante el uso de satélites permite aceptar un valor de 1.353 W/m².

A causa de las pérdidas intrínsecas debidas a la propia naturaleza física del efecto de conversión fotovoltaica que tiene lugar en la célula solar, principalmente, y también por las diferentes pérdidas propias de las características constructivas y geométricas del módulo fotovoltaico, aproximadamente el 85% de la energía solar incidente sobre éste se pierde irremisiblemente en forma de calor, porcentaje que puede elevarse hasta el 90% o más en el caso de los módulos de silicio no cristalino o amorfo, de menor eficiencia. Así pues, actualmente y con carácter general puede afirmarse que en el mejor de los casos, únicamente el 15% de la energía solar será transformada en energía eléctrica en el módulo solar. Esto constituye una importante limitación para la utilización de paneles fotovoltaicos, puesto que la superficie que se precisa para obtener una potencia eléctrica determinada es, como veremos, bastante grande. Aunque debe tenerse en cuenta que también es mucha la superficie disponible para hacerlo posible, por citar espacios hoy no utilizados: tejados de edificios y naves industriales, zonas de secano o desérticas, etc.

Así, en las horas centrales de un día despejado y de atmósfera limpia, y supuesto que el panel solar esté dispuesto con una inclinación y orientación adecuadas, la irradiancia incidente en el mismo puede ser del orden de 1 kW/m², pero incluso en esas condiciones ideales no se puede esperar obtener más de 150 W de potencia eléctrica neta en un panel de 1 m² de superficie, cantidad que se reduce apreciablemente cuando las condiciones no son tan favorables ya que estas cifras que se reducen a las dos terceras partes si se refieren a un día despejado de invierno, debido a que entonces la trayectoria del sol es más corta y se eleva menos sobre el horizonte. En cualquier caso, la presencia de nubes haría disminuir muchísimo más la cantidad de electricidad que el panel podría generar, siendo prácticamente despreciable a efectos prácticos cuando el cielo está densamente cubierto, como por ejemplo los días lluviosos.

Considerando, como ya se ha apuntado, que no toda la energía eléctrica generada en el panel se aprovecha para el consumo, ya que también existen diversas pérdidas en los restantes elementos y partes de la instalación, se puede concluir que se necesita una muy considerable superficie de paneles en relación con la cantidad de energía eléctrica requerida.

Puesto que el coste de una instalación fotovoltaica es aproximadamente proporcional (salvo en casos singulares) a la cantidad y tamaño de los paneles instalados, se comprende la importancia de:

1. La necesidad de efectuar un minucioso estudio previo para evaluar las necesidades energéticas reales, como un primer paso para saber si la instalación fotovoltaica es o no viable, en función del presupuesto disponible.
2. Dimensionar la instalación, y particularmente la potencia nominal del campo de paneles, siguiendo un método de cálculo riguroso y fiable, a fin de lograr un equilibrio entre la lógica pretensión de minimizar los costes y la confianza, hasta un límite razonable, en que la instalación satisfará los requerimientos exigidos incluso en períodos desfavorables.

En cualquier caso, como ya se apuntó en el capítulo anterior, la energía primaria depositada por el sol sobre el suelo en una zona de buena insolación equivale a una «lluvia» de 20 cm de petróleo por m^2 cada año; 1,2 barriles/(año \times m^2). Integrada sobre toda la superficie terrestre supone unas 8.000 veces el equivalente de toda la energía primaria consumida en el mundo. Con un rendimiento (conservador) de transformación de radiación en electricidad del 10%, bastaría con un 1-2% de las superficies desérticas (7% del total) para generar toda esa energía. La energía solar es dispersa pero abundante.

La hipótesis avanzada de EPIA/Greenpeace muestra que en 2030 los sistemas FV podrían generar aproximadamente 2.600 TWh de electricidad en todo el mundo. Esto significa que se produciría en el mundo suficiente energía solar para suministrar más de la mitad de las necesidades de electricidad actuales de la UE, o para reemplazar 450 plantas de combustión de carbón (de un tamaño medio de 750 MW).

La capacidad instalada global de los sistemas de energía solar podría llegar a los 1.800 GW en 2030. Aproximadamente el 73% de esta capacidad estaría en el mercado conectado a la red, principalmente en países industrializados. Suponiendo que el consumo medio por hogar de 2,5 miembros fuera de 3.800 kWh, el número total de personas que generarían entonces su electricidad a partir de un sistema solar conectado a la red llegaría a 1.280 millones. Aunque en la actualidad los mercados clave se encuentran situados principalmente en el mundo industrializado, un cambio global haría que el nuevo mundo en vías de desarrollo adquiriera una cuota significativa en 2030. Como los sistemas tienen un tamaño mucho más pequeño que los sistemas conectados a la red, y la densidad de población es mayor, esto significa que en esa época usarían electricidad solar hasta 3.200 millones de personas en los países en vías de desarrollo. Esto representaría un adelanto importantísimo para la tecnología con respecto a su estado emergente actual.

6.5. Tecnologías para aprovechar la energía solar fotovoltaica

6.5.1. Fundamentos físicos de la célula solar

6.5.1.1 El átomo

De forma muy sencilla pero no menos rigurosa, puede afirmarse que, en esencia, la constitución del átomo, refiriéndose al aspecto eléctrico, consta de un determinado número de protones con carga positiva en el núcleo y una cantidad igual de electrones, con carga negativa, girando en diferentes órbitas en el espacio, que reciben el nombre de envoltura. En la Figura 6.11 se muestra el átomo de nitrógeno, con siete electrones girando en sus órbitas y siete protones concentrados en su núcleo.

Cada cuerpo simple se diferencia de los demás en el número de electrones y protones que contiene. Así, el hidrógeno posee un electrón y un protón; el litio, tres protones y tres electrones; el carbono, seis protones y seis electrones, etc.

Los electrones giran en órbitas casi elípticas, en cada una de las cuales y según su proximidad al núcleo solo pueden existir un número máximo de electrones. El número máximo de electrones que se pueden alojar en cada órbita es $2n^2$, siendo n el número de órbita.

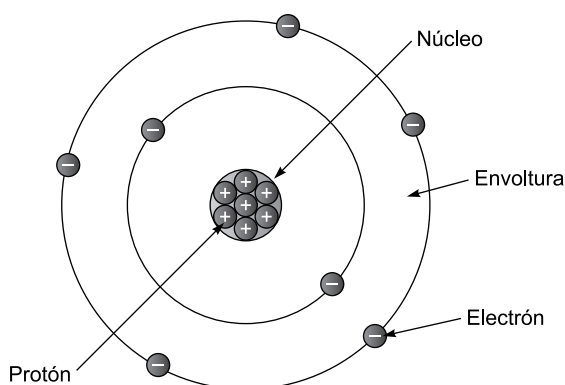


Figura 6.11. Átomo de nitrógeno.

Así, en la 1ª órbita más cercana al núcleo, llamada *órbita K*, caben como máximo dos electrones; en la 2ª o *L* caben 8; en la 3ª o *M*, 18; en la 4ª, 32. De esta forma, el átomo del cuerpo simple llamado sodio, que contiene en su núcleo 11 protones, dispone de 3 órbitas, existiendo dos electrones en la 1ª, ocho en la 2ª y uno solo en la 3ª; es decir, que los electrones van llenando las órbitas hasta su capacidad máxima, comenzando por la primera. En la Figura 6.12 se muestra la estructura del átomo de sodio comentado.

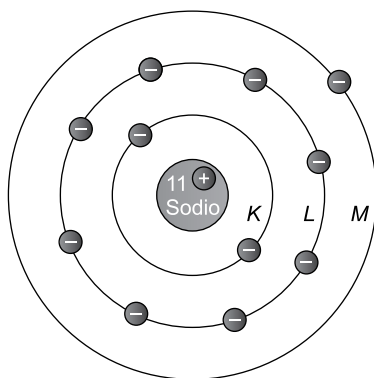


Figura 6.12. Estructura del átomo de sodio.

Atendiendo a la carga eléctrica, los átomos se pueden clasificar en positivos, negativos y neutros.

Los átomos de los elementos simples, cuando están completos, son neutros, puesto que contienen igual cantidad de electrones que de protones; pero dado que los electrones de la última órbita son los más alejados del núcleo y perciben menos su fuerza de atracción, pueden salirse de dicha órbita, denominada **periférica** o **de valencia**. Así, en el átomo de litio, de 3 electrones y 3 protones, *si escapa el electrón* que posee en la órbita 2ª o *L*, deja al átomo cargado positivamente por contener 2 electrones y 3 protones; si, por el contrario, en el átomo hubiese alojado en la órbita *L* un electrón libre exterior, el átomo habría adquirido carga negativa. Estos átomos, a los que se les ha desprovisto de algún electrón o lo han cap-

turado en su última órbita, se les denomina iones y en la Figura 6.13 se muestran los dos ejemplos comentados.

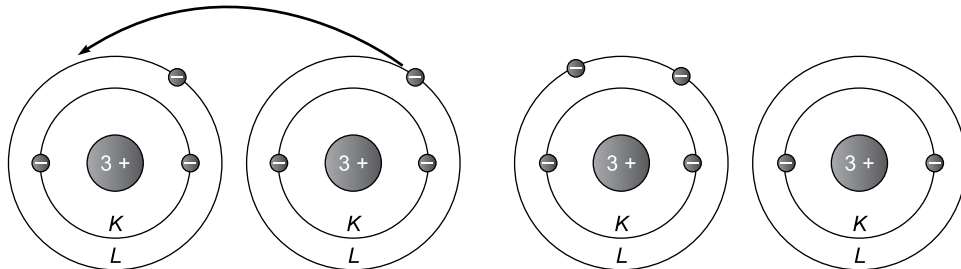


Figura 6.13. Izquierda dos átomos neutros, derecha ión negativo e ión positivo.

6.5.1.2. Átomos estables e inestables

Atendiendo al número de electrones de que disponen los átomos en la órbita periférica, éstos se clasifican en estables e inestables.

Se llama átomo **estable** el que tiene completa de electrones su última órbita o al menos dispone en ella de 8 electrones. Así, el helio, con 2 electrones y 2 protones, y el neón, con 10 protones y 10 electrones, son átomos estables por tener completas sus órbitas de valencia, y su distribución queda expuesta en la Figura 6.14.

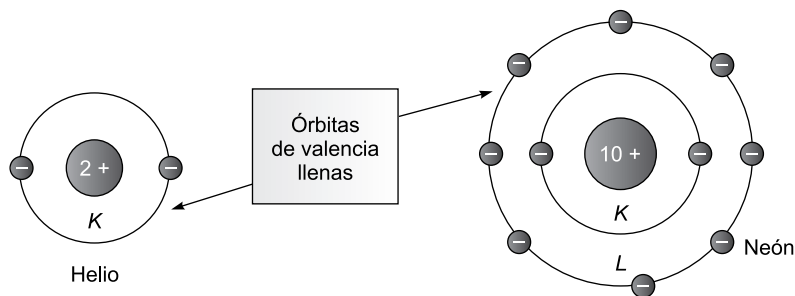


Figura 6.14. Átomos estables al tener llena su órbita de valencia.

Los átomos **inestables**, que son los que no tienen llena su órbita periférica ni tampoco 8 electrones en ella, tienen una gran propensión a convertirse en estables, bien desprendiendo los electrones de valencia o bien absorbiendo del exterior electrones libres hasta completar la última órbita; en cada caso realizarán lo que menos energía suponga. Por ejemplo, en el átomo de litio de 3 electrones y 3 protones, será menos costoso desprenderse del electrón que existe en la órbita de valencia, que absorber en ella 7 electrones para completarla (Figura 6.15). Un caso opuesto sucede en el flúor, que con 9 electrones y 9 protones, le es más fácil completar su órbita periférica, L, absorbiendo un electrón que no desprender los 7 que posee en ella (Figura 6.15).

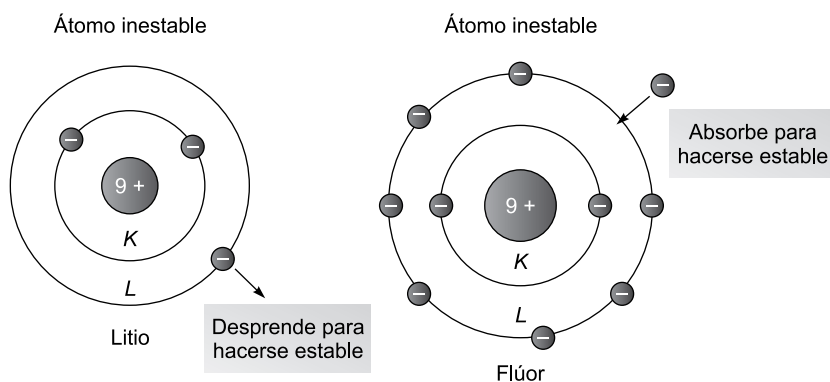


Figura 6.15. Átomos inestables.

6.5.1.3. Cuerpos conductores y aislantes

Los cuerpos conductores son aquellos cuyos átomos permiten fácilmente el paso de electrones a su través. El átomo de cobre (Cu), que posee 29 electrones y 29 protones, disponiendo de un solo electrón en su 4.^a órbita *N*; será, por tanto, un átomo inestable y tendrá una gran tendencia a desprenderse del electrón de la última órbita. En la figura se presenta la estructura atómica del cobre y, a su izquierda, el símbolo simplificado, en el que solo se representa la última órbita (Figura 6.16).

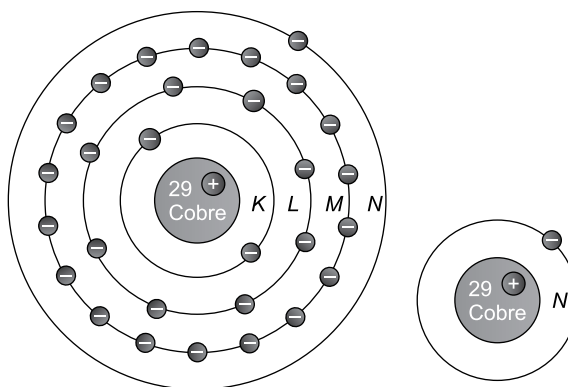


Figura 6.16. Cuerpo conductor, estructura atómica del cobre.

Al aplicar una diferencia de potencial a un cable de cobre, el terminal positivo atrae fácilmente electrones de los átomos de Cu cercanos y que están deseando soltarlos para hacerse estables, mientras que estos mismos átomos, al quedar cargados positivamente, absorben electrones de los átomos que están junto a ellos, repitiéndose el proceso hasta que los átomos conectados al terminal negativo, habiendo perdido su electrón periférico, lo recuperan de dicho terminal, que se los proporciona. Para comprender mejor y más simplificada la formación de la corriente eléctrica a través del Cu, se supone que el cable posea solo 4 átomos, según se muestra en la Figura 6.17.

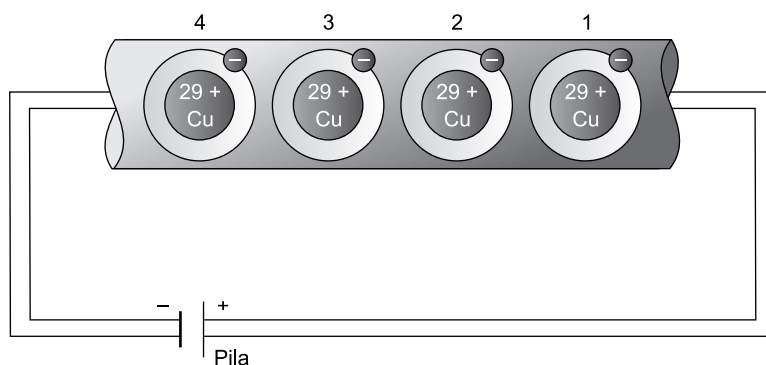


Figura 6.17. Corriente eléctrica a través del cobre.

El átomo número 1 desprende fácilmente su electrón periférico al ser atraído por el borne positivo de la pila. Al mismo tiempo, dicho átomo queda cargado positivamente y del átomo número 2 absorbe el electrón periférico; éste lo absorbe del número 3; éste del número 4 y este último recibe el electrón periférico que, habiendo salido del átomo número 1, la pila lo traslada hasta el borne negativo.

La posibilidad que tienen los átomos de Cu, dada su inestabilidad, de desprender sus electrones periféricos, intercambiándose los, constituye su buena conductibilidad y es lo que permite el paso de la electricidad.

Los cuerpos aislantes son los que no permiten el paso e intercambio de electrones periféricos, siendo sus átomos normalmente estables.

6.5.1.4. Cuerpos semiconductores intrínsecos

Mientras que los cuerpos buenos conductores ofrecen escasa resistencia al paso de los electrones y los aislantes la ofrecen elevadísima, existen unos elementos denominados **semi-conductores** que presentan una resistencia intermedia entre ambos extremos.

Un elemento semiconductor es el silicio, que como se indica en la figura consta de 14 electrones y 14 protones Figura 6.18.

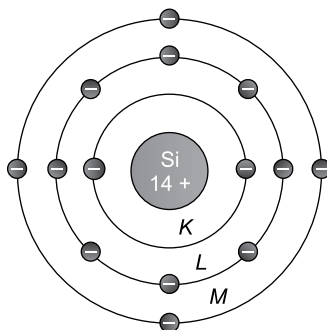


Figura 6.18. Átomo del semiconductor silicio.

La característica fundamental de los cuerpos semiconductores es la de poseer 4 electrones en su órbita de valencia. Con esta estructura el átomo es inestable, pero para hacerse estable se le presenta un dilema: le cuesta lo mismo *desprender* los 4 electrones periféricos y quedarse sin una órbita, que *absorber* otros 4 electrones para hacerse estable al tener la órbita de valencia 8 electrones. En estas especiales circunstancias, ciertos elementos como el silicio y el germanio agrupan sus átomos de modo muy particular, formando una **estructura reticular** en la que cada átomo queda rodeado por otros 4 (Figura 6.19).

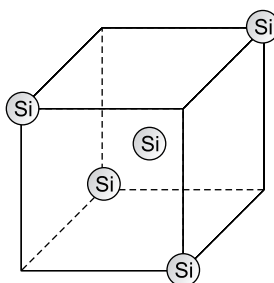


Figura 6.19. Estructura reticular del silicio.

Cada átomo de silicio (Si) ocupa siempre el centro de un cubo que posee otros 4 átomos de silicio en cuatro de sus vértices. Esta estructura cristalina obliga al átomo a estar rodeado por otros 4 iguales, propiciando la formación de los llamados **enlaces covalentes**, que de una forma simple consisten en la participación de cada electrón en dos átomos contiguos, algo así como si cada electrón periférico de cada átomo sirviese no solo al que pertenece, sino también al contiguo.

En la Figura 6.20 se presenta la configuración de la estructura cristalina representada en un plano y en la que se ponen de relieve solo los electrones periféricos y los enlaces covalentes que forman.

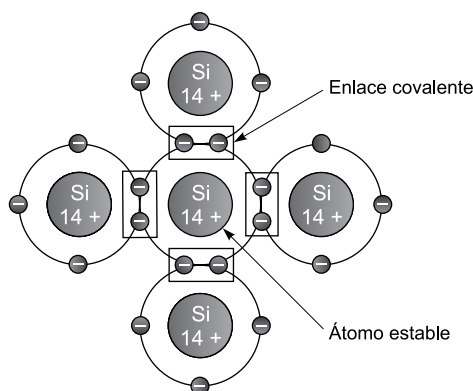


Figura 6.20. Enlaces covalentes del silicio.

Cada átomo del semiconductor está rodeado por otros 4. Cada uno de estos últimos aporta al central uno de sus electrones, formando 4 enlaces covalentes de pares de electrones que son compartidos por 2 átomos contiguos; de esta forma, el átomo se hace estable, pues se comporta como si tuviese 8 electrones periféricos.

En estas circunstancias, la estructura de los cuerpos semiconductores, al estabilizarse (Figura 6.21), debería trabajar como buen aislante, pero no es así a causa de la temperatura.

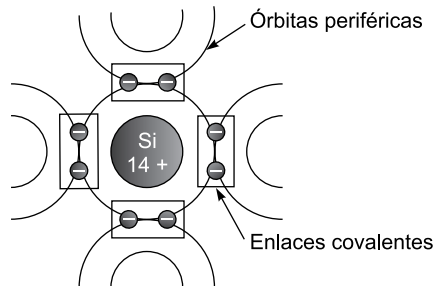


Figura 6.21. Átomo de Si aparentemente estable, pues se comporta como si tuviese 8 electrones periféricos.

A -273°C , o sea a 0 Kelvin, la formación de los enlaces covalentes es perfecta y la estructura es completamente estable y aislante, pero a medida que se eleva la temperatura aumenta la agitación desordenada de los electrones, con lo que algunos periféricos salen de su órbita rompiendo el enlace covalente. Cuanto más alta es la temperatura, mayor es la agitación y el número de enlaces covalentes rotos, junto con la cantidad de electrones libres. La salida de un electrón del enlace covalente deja en éste un «hueco», al que se le tratará como si fuese una carga positiva, por tener una gran apetencia a absorber un electrón libre y completar de nuevo el enlace covalente roto. Téngase presente que el hueco no existe como ente real, y si en las explicaciones posteriores parece que se le trata como tal, es para facilitar únicamente la comprensión de estos temas.

En la estructura de un semiconductor como el silicio, debido al efecto de la temperatura se están produciendo roturas de enlaces covalentes y formación de pares de electrones libres-huecos. A una determinada temperatura habrá dentro de la estructura cristalina una cierta cantidad de electrones libres y la misma de huecos. Concretamente, a la temperatura de 17°C el germanio (Ge) tiene una concentración de 10^{13} huecos o electrones por cm^3 , y el silicio solo 10^{10} por tener menos órbitas y estar la periférica, por lo tanto, más cerca del núcleo y más atraídos sus electrones por él.

Se insiste en que los huecos no existen y solo se tratan como si fuesen cargas positivas para facilitar el estudio de los semiconductores.

Decir que el hueco se ha trasladado de un enlace a otro es incorrecto, pues lo huecos no existen; lo que sucede realmente es que se ha trasladado en sentido opuesto un electrón.

6.5.1.5. Semiconductores extrínsecos

Debido a la estructura reticular del germanio y el silicio, cuyos átomos forman el centro de un cubo en el que existen otros 4 átomos en cuatro de sus vértices, y a la compartición de electrones por medio de los enlaces covalentes, estos dos cuerpos simples forman una red atómica muy estable y, por lo tanto, aislante, en la que cada uno de sus átomos posee 8 electrones de valencia; no obstante, los enlaces covalentes se debilitan y pueden perder electrones en función de la temperatura que reine en la estructura cristalina. Por este motivo, al

aplicar una diferencia de potencial a un semiconductor intrínseco, se logra el paso de una débil corriente proporcional a la temperatura, pero que, dado su escaso valor, no es útil.

Comoquiera que las corrientes que se producen en el seno de un semiconductor intrínseco a la temperatura ambiente son insignificantes, dado el bajo valor de portadores libres, que en el caso del Ge es de $10^{13}/\text{cm}^3$ y en el del Si de $10^{10}/\text{cm}^3$, para aumentarlas se les añaden otros cuerpos, que se denominan **impurezas**.

6.5.1.5.1 Semiconductor extrínseco tipo N

El átomo de antimonio (Sb) se dice que es pentavalente porque dispone de cinco órbitas y la más externa contiene 5 electrones. Si a la estructura ya conocida del semiconductor intrínseco —germanio o silicio puro— se añaden átomos de Sb en una ínfima proporción, cada átomo de impureza se asienta en la estructura cristalina ocupando un puesto similar al que ocuparía otro átomo de Ge o de Si, quedando por este motivo rodeado por 4 átomos de semiconductor que tratan de formar con él los cuatro enlaces covalentes necesarios para la estabilización.

En la Figura 6.22 se presenta la estructura cristalina del Si en la cual se ha introducido un átomo de impureza Sb, hecho por el que recibe el nombre de **semiconductor extrínseco**.

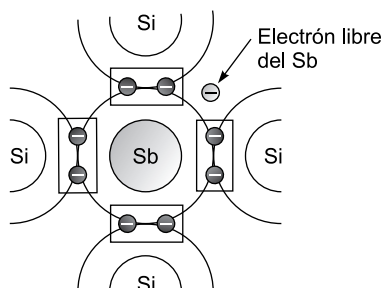


Figura 6.22. Estructura cristalina del Si en la cual se ha introducido un átomo de impureza Sb.

Como se aprecia, el átomo de Sb no solo cumple con los cuatro enlaces covalentes, sino que aún le sobra un electrón, que tiende a salirse de su órbita para que quede estable el átomo de Sb. Por cada átomo de impureza añadido aparece un electrón libre en la estructura. Aunque se añaden impurezas en relación de 1 a 1.000.000, en la estructura del silicio, además de los 10^{10} electrones y 10^{10} huecos libres que existían por cm^3 a la temperatura ambiente, hay ahora que sumar una cantidad de electrones libres equivalente a la de átomos de impureza. En estas condiciones, el Si con impurezas de Sb alcanza 10^{16} electrones libres y 10^{10} huecos libres por cm^3 , siendo en consecuencia el número de portadores eléctricos negativos mucho mayor que el de los positivos, por lo que los primeros reciben la denominación de **portadores mayoritarios** y los segundos de **minoritarios**, y por el mismo motivo se le asigna a este tipo de semiconductores extrínsecos la clasificación de **tipo N** (Tabla 6.2).

Se aprecia que tanto en el semiconductor intrínseco como en el extrínseco existen diversas cantidades de portadores de carga positivos y negativos, pero en conjunto la estructura siempre es neutra, ya que está formada por átomos completos que, aunque hayan perdido

TABLA 6.2 Semiconductor intrínseco y extrínseco tipo N.

Semiconductor intrínseco	Semiconductor extrínseco tipo N
Si	Si + Sb ($1 \cdot 10^6$)
Temperatura ambiente: 17 °C	Temperatura ambiente: 17 °C
Electrones libres: 17 °C	Electrones libres: 17 °C (portadores mayoritarios) $10^{16}/\text{cm}^3$
Huecos libres: $10^{10}/\text{cm}^3$	Huecos libres: $10^{10}/\text{cm}^3$ (portadores minoritarios) $10^{10}/\text{cm}^3$

cierta cantidad de electrones, éstos permanecen en la estructura, siendo en el cómputo final el número de electrones igual al de protones.

6.5.1.5.2. Semiconductor extrínseco tipo P

El boro (número atómico 5) es un elemento trivalente, al igual que el aluminio (número atómico 13), por disponer de 3 electrones en la órbita de valencia.

Al añadir impurezas trivalentes al semiconductor intrínseco y entrar éstas a formar parte de la estructura cristalina, quedan dichas impurezas rodeadas por 4 átomos de Si o Ge, con los que ha de formar cuatro enlaces covalentes, cosa que puede realizar con 3 de ellos, dejando un enlace covalente a falta de un electrón, o sea, con lo que se había llamado un hueco (Figura 6.23).

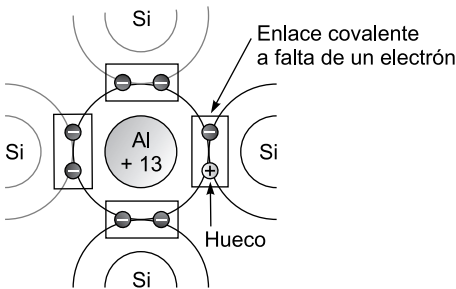


Figura 6.23. Estructura cristalina del Si en la cual se ha introducido un átomo de impureza Al.

Por cada átomo de impureza trivalente que se añade al semiconductor intrínseco aparece en la estructura un hueco, o, lo que es lo mismo, la falta de un electrón. Añadiendo un átomo de impureza trivalente por cada millón de átomos de semiconductor existen 10^{16} huecos libres y 10^{10} electrones libres por cm^3 a la temperatura ambiente (Tabla 6.3).

TABLA 6.3 Extrínseco tipo P.

Semiconductor extrínseco tipo P
Si + Al ($1 \cdot 10^6$)
Temperatura ambiente: 17 °C
Electrones libres (portadores minoritarios): $10^{10}/\text{cm}^3$
Huecos libres (portadores mayoritarios): $10^{16}/\text{cm}^3$

Como en este semiconductor hay mayor número de cargas positivas o huecos, se les denomina a éstos **portadores mayoritarios**, mientras que los electrones libres, únicamente propiciados por los efectos de la agitación térmica, son los **portadores minoritarios**. Por esta misma razón, el semiconductor extrínseco así formado recibe el nombre de semiconductor de tipo *P*, siendo neutro el conjunto de la estructura, al igual que sucedía con el tipo *N*.

6.5.1.6. Unión del semiconductor *p* con el *n*

Un trozo de semiconductor *P* dispone de más huecos libres, o portadores mayoritarios, que de electrones libres, o portadores minoritarios, pero la carga neta del mismo es neutra. Lo contrario sucede con el semiconductor de tipo *N*, en el que los portadores mayoritarios son los electrones, pero también en conjunto dispone de una carga neutra. Al colocar parte del semiconductor de tipo *P* junto a otra parte de semiconductor de tipo *N*, debido a la ley de la difusión los electrones de la zona *N*, con alta concentración de los mismos, tienden a dirigirse a la zona *P*, que apenas los tiene, sucediendo lo contrario con los huecos, que tratan de dirigirse de la zona *P* a la *N*, propiciando su encuentro y neutralización en la zona de unión (Figura 6.24). Al encontrarse un electrón con un hueco desaparece el electrón libre, que pasa a ocupar el lugar del hueco, y por lo tanto también desaparece este último, formándose en dicha zona de unión una estructura estable y neutra.

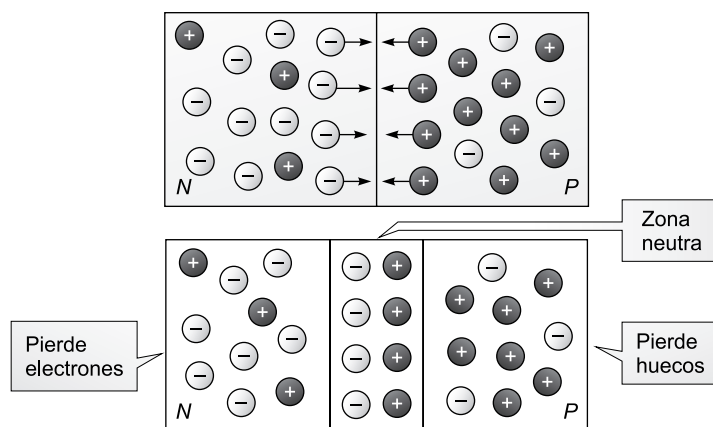


Figura 6.24. Unión del semiconductor *P* con el *N*.

Comoquiera que la zona *N* era en principio neutra y al colocarla junto a la zona *P* pierde electrones libres, cada vez va siendo más positiva, mientras que la zona *P*, al perder huecos, se hace cada vez más negativa. Así aparece una diferencia de potencial entre las zonas *N* y *P*, separadas por la zona de unión que es neutra.

La tensión que aparece entre las zonas *N* y *P*, llamada **barrera de potencial**, se opone a la ley de la difusión, puesto que el potencial positivo que se va creando en la zona *N* repele a los huecos que se acercan de *P*, y el potencial negativo de la zona *P* repele a los electrones de la zona *N*. Cuando ambas zonas han perdido cierta cantidad de portadores mayoritarios, que se han recombinado, la barrera de potencial creada impide la continuación de la difusión y, por tanto, la igualación de las concentraciones de ambas zonas (Figura 6.25).

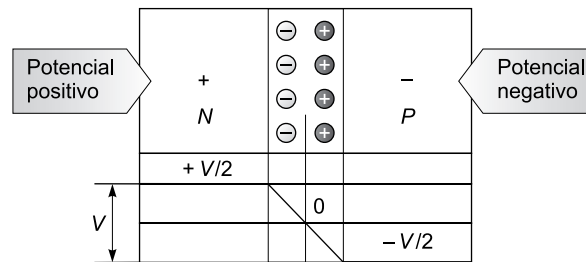


Figura 6.25. Tensión que aparece entre las zonas *N* y *P*.

La barrera de potencial es del orden de 0,2 V cuando el semiconductor es de Ge y de unos 0,5 V cuando es de Si.

6.5.1.7. El efecto fotovoltaico

En estas condiciones, si incide luz y los fotones comunican energía a los electrones del semiconductor (Figura 6.26), algunos de estos electrones pueden atravesar la barrera de potencial, siendo expulsados fuera del semiconductor a través de un circuito exterior: se produce una corriente eléctrica. Los electrones, tras recorrer el circuito externo vuelven a entrar en el semiconductor por la cara opuesta.

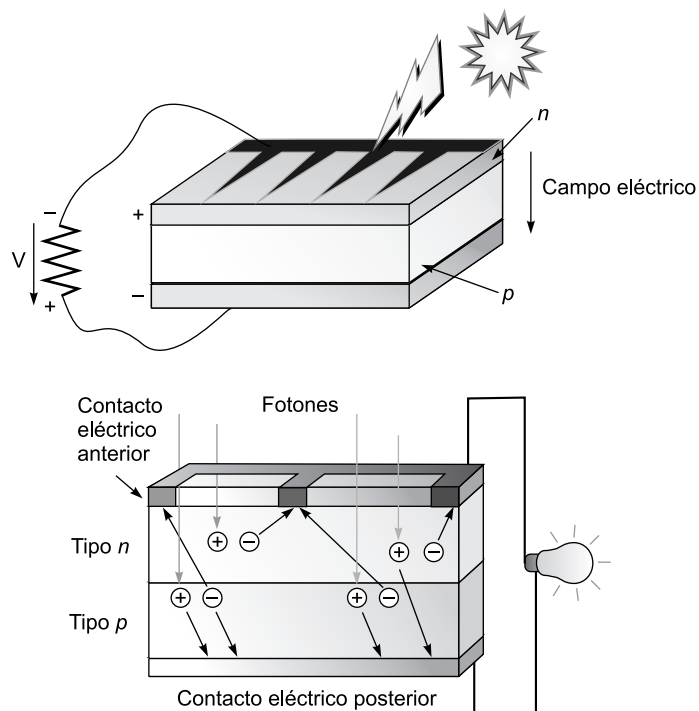


Figura 6.26. Efecto fotovoltaico.

Mencionaremos que la existencia de la unión p - n hace posible la presencia de un campo eléctrico en la célula, con la dirección del lado n al lado p , que separa los pares electrón-hueco: los huecos, cargas positivas, los dirige hacia el contacto del lado p , lo que provoca la extracción de un electrón desde el metal que constituye el contacto; los electrones, cargas negativas, los dirige hacia el contacto del lado n , inyectándolos en el metal. Esto hace posible el mantenimiento de una corriente eléctrica por el circuito exterior y, en definitiva, el funcionamiento de la célula como generador fotovoltaico.

Se observa que el material semiconductor en ningún momento almacena energía eléctrica como lo haría, por ejemplo, un acumulador electroquímico, sino que lo único que hace es generarla, o mejor, transformar la energía radiante únicamente cuando ésta incide sobre él.

No todos los fotones se comportan del mismo modo en la producción de electricidad por el efecto fotovoltaico. Unas frecuencias son más apropiadas que otras para producir el efecto, según los tipos de materiales semiconductores utilizados.

6.5.2. Mecanismos de generación y recombinación

Al describir el concepto de electrón y hueco en los apartados anteriores ligamos su existencia al hecho por el cual un electrón gana energía suficientemente para liberarse del átomo al que estaba ligado. Precizando un poco más los conceptos, se dice que un electrón gana energía suficiente para promocionarse de la banda de valencia a la banda de conducción, y de forma más breve aún, que se ha generado un par electrón-hueco (par eh). El proceso inverso también existe y un electrón libre puede ser capturado por un enlace vacío (hueco) de la red. Se dice entonces que se ha producido la recombinación de un par electrón-hueco. Estos procesos ocurren continuamente de forma dinámica en un semiconductor. Ahora bien, si un semiconductor se encuentra en equilibrio (es decir, aislado del exterior desde hace un tiempo infinito), el número de procesos de generación por unidad de tiempo tiene que ser igual al número de procesos de recombinación. De otra forma la población de electrones y huecos no permanecería, a nivel macroscópico, siempre la misma.

Vamos a explicar en este apartado algunos de estos procesos de generación/recombinación (g/r), es decir, alguno de estos procesos por los que un electrón puede ganar o perder energía para intercambiarse entre la banda de valencia y conducción:

6.5.2.1. Radiativo

En el proceso de generación radiativo, el electrón gana su energía gracias a un fotón. En una célula solar, éste es el proceso más importante puesto que es el principio del proceso de conversión fotovoltaica: primero es necesario absorber fotones. Ahora entendemos por qué la conductividad de un semiconductor aumenta cuando se ilumina con fotones de energía mayor que la energía del *gap*, ya que solo fotones con esa energía son capaces de aumentar la población de partículas capaces de conducir (Figura 6.27).

Hay semiconductores en los que este proceso es más fácil. Son los semiconductores denominados de *gap* directo, como el arseniuro de galio (GaAs). Son materiales muy absorbentes y dan lugar a que las capas activas que constituyen la célula sean muy delgadas (de pocas micras) porque con poco material se puede absorber toda la luz. Otros, como el silicio, son de *gap* indirecto, en los que este proceso es menos probable. Son materiales mucho menos

absorbentes y las capas activas que constituyen las células fabricadas con estos materiales son muy gruesas (más de 100 micras).

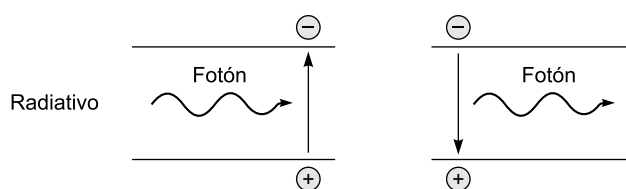


Figura 6.27. Ilustración del mecanismo de generación y recombinación radiativo en semiconductores.

Asociado al proceso de generación radiativa va ligado, irremisiblemente, el proceso de recombinación radiativa. Es decir, si admitimos que un semiconductor puede crear pares electrón-hueco radiativamente, debemos admitir que también puede perderlos radiativamente, es decir, desapareciendo el electrón y el hueco y creando un fotón. Esto es importante porque, anticipando discusiones posteriores, todo lo que signifique «recombinar» es sinónimo de pérdidas en la célula. En consecuencia, si admitimos que la célula genera, debemos admitir que recombina. Esta dualidad, modelada y tratada matemáticamente, es la teoría que está detrás de los cálculos de los límites de la eficiencia de conversión fotovoltaica.

El proceso es más complejo de lo que aquí se cuenta. La complejidad, sin embargo, hoy por hoy, solo aparece a nivel de estudios teóricos. Por ejemplo, asociados a la recombinación radiativa existen también los fenómenos de **emisión estimulada** (proceso por el cual la presencia de un fotón, en vez de causar la creación de un par electrón-hueco, estimula la emisión de otro fotón y es fundamento de otros dispositivos electrónicos como los láseres de semiconductor) y los procesos de **reciclaje** de fotones (procesos por los que un fotón emitido puede reabsorberse de nuevo). A nivel de célula solar, estos fenómenos se traducen en que el voltaje máximo teórico que podemos obtener de una célula solar coincide (excepto quizá en unos pocos milivoltios) con el valor del gap del semiconductor expresado en eV.

6.5.2.2. SRH

En los procesos **SRH** (Shockey-Read-Hall) la generación-recombinación de pares de electrones huecos se ve asistida por la existencia de uno (o varios) niveles energéticos permitidos donde no deberían estarlo (entre la banda de conducción y de valencia) (Figura 6.28). El origen de estos estados permitidos puede estar en los defectos de la red cristalina del semiconductor e incluso las propias impurezas introducidas. Desde el punto de vista de la célula solar deben ser evitados porque producen una vía para la recombinación (sinónimo de pérdidas como hemos mencionado) de los pares electrón-hueco creados mediante la luz.

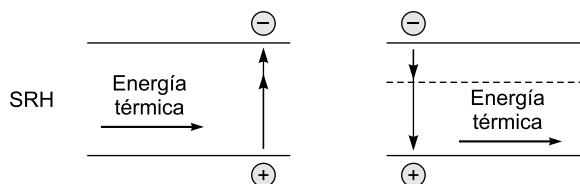


Figura 6.28. Ilustración del mecanismo de generación y recombinación SRH en semiconductores.

La naturaleza de los procesos de g/r superficiales es esencialmente la misma que la de los procesos SRH. Solo la naturaleza de las imperfecciones es diferente, ya que están originadas por el hecho de la discontinuidad que provoca en la red cristalina que el semiconductor, simplemente, acabe.

6.5.2.3. Auger

En los procesos **Auger**, cuando se genera un par, la energía se toma de un electrón (o de un hueco) más energético que se termaliza; cuando se recombina, la energía se cede a un electrón que aumenta su energía dentro de la banda; de nuevo es un mecanismo de pérdidas, sin embargo, a diferencia de SRH que depende de la calidad del material con el que se fabrican las células, este mecanismo de pérdidas es de tipo básico, no puede ser evitado, es inherente al semiconductor (Figura 6.29).

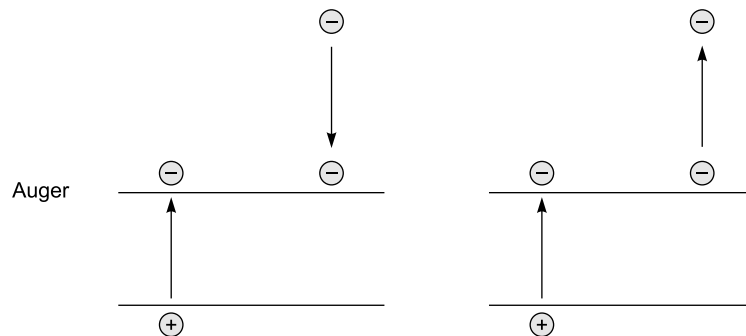


Figura 6.29. Ilustración del mecanismo de generación y recombinación Auger en semiconductores.

6.5.2.4. Superficial

Los procesos generación-recombinación **superficiales** son similares a los SRH diferenciándose en que la estadística que gobierna estos procesos viene determinada por la distribución específica de centros de recombinación en la superficie del semiconductor. Esta estadística es diferente de la que existe en el interior del semiconductor ya que, en estas superficies, por ejemplo, el semiconductor simplemente «acaba». Se trata de fenómenos a los que se atribuye carácter superficial, es decir, que ocurren en una región del espacio (superficie) que matemáticamente puede considerarse mucho más pequeña que el resto de dimensiones involucradas en el problema (volumen) (Figura 6.30). Los procesos de g-r superficiales se cuantifican por medio del parámetro llamado **velocidad de recombinación superficial**.



Figura 6.30. Ilustración del mecanismo de generación-recombinación superficiales en semiconductores.

6.5.3. Malla de metalización

El otro concepto importante en la estructura de una célula solar es el que hace referencia al diseño de lo que denominamos **malla de metalización** frontal (Figura 6.31). Antes hemos mencionado los contactos metálicos que se han de realizar para extraer la corriente eléctrica de la célula. No debe olvidarse que un metal es un material absorbente a la luz. En consecuencia, al menos el contacto que denominamos frontal, el del lado de la célula que queda directamente expuesto al sol, no puede recubrir completamente la superficie de la misma. El porcentaje de superficie que recubre se denomina **factor de recubrimiento o de sombra**, F_s . Puede pensarse entonces que ha de ser lo más pequeño posible, pero si se hace excesivamente pequeño, uno de los parámetros de la célula solar, la resistencia serie, aumenta y eso significa una pérdida de eficiencia de la célula. Así pues, ha de llegarse a un compromiso en el valor del factor de recubrimiento, de forma tal que sea lo suficientemente bajo como para permitir el paso de la luz del Sol y lo suficientemente alto como para que la resistencia serie de la célula se mantenga en unos niveles tolerables.

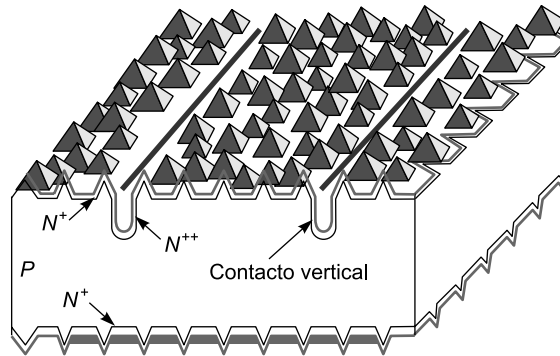


Figura 6.31. Malla de metalización y estructura piramidal.

Cuando la célula se expone al sol, la luz genera (g) pares electrón-hueco. Cada uno de estos pares constituye un potencial electrón circulando por el circuito exterior. Asociado a este proceso de generación tenemos los procesos de **recombinación** (r). Cada proceso de recombinación aniquilará uno de los pares eh generados y, por lo tanto, tendremos un electrón menos disponible para circular por el circuito exterior. De ahí que, en el apartado anterior que describía los procesos de generación y recombinación en los semiconductores, mencionásemos que estos últimos constituyen un mecanismo de pérdidas para la célula.

Cuando un fotón de luz con la cantidad apropiada de energía penetra en la célula cerca de la unión y encuentra un átomo de silicio, echa fuera uno de sus electrones y deja un hueco. La energía requerida para promocionar al electrón a la banda de conducción se conoce también como *banda gap*.

El electrón tiende a emigrar hacia la capa de tipo n y el hueco tiende a emigrar hacia la capa de tipo p . El electrón viaja hacia un colector de corriente en la parte frontal de la superficie de la célula, generando una corriente en el circuito externo, y entonces reaparece en la capa de tipo p , en donde puede combinarse con los huecos que están en ella.

Si un fotón con una cantidad de energía mayor que la banda de *gap* choca con un átomo, da origen a un par $e-h$ y el exceso de energía es convertido en calor.

Un fotón con una energía más pequeña que el *gap*, pasará directamente a través de la célula de modo que casi no libera energía en su recorrido.

Algunos fotones se reflejan desde la superficie frontal de la célula, incluso con capa anti-reflectante. Otros se pierden al ser absorbidos por la malla colectora.

Si admitimos que hemos conseguido hacer circular por el circuito exterior una cierta corriente, ésta provoca una caída de tensión en la resistencia que se traslada a las bornas de la resistencia, lo que significa que la célula debe operar, además, a una tensión V . Esta tensión tiene un efecto desastroso sobre la recombinación ya que ésta depende exponencialmente de V . Entonces, si la carga es muy elevada, también lo será la tensión y, en consecuencia, la recombinación, que aniquilará todos los procesos de generación e impedirá la circulación de la corriente. Obsérvese también que la propia célula presenta una cierta resistencia interna (la resistencia serie que mencionamos en el apartado anterior), por lo que ahora se comprende también que su valor deba ser lo más pequeño posible.

6.5.4. Evolución de la eficiencia de las células solares

Desde su aparición en 1954 (Chapin), con eficiencia probablemente en torno al 6%, hasta los años 70 los avances en la eficiencia de la célula solar fueron fruto de la investigación espacial. Se suponía entonces, por ejemplo:

- Que la velocidad de recombinación en las áreas no cubiertas por metal de la célula era la que era y que no se podía hacer nada por influir sobre ella.
- No se especulaba con que la calidad del material estuviese limitada por recombinación Auger.
- Los fenómenos de estrechamiento del *gap* se suponían despreciables (son los fenómenos por los cuales el *gap* de un semiconductor depende del nivel de dopaje, en el sentido de que el *gap* se estrecha al aumentar el dopaje).
- Las longitudes de difusión (distancia media que recorre un portador de carga antes de recombinarse) eran pequeñas.

De los 70 a los 80 se produjeron importantes avances:

- Se introdujo el llamado BSF (*back surface field*) que es un campo eléctrico en la parte trasera de la célula conseguido por medio de una capa muy dopada inmediatamente debajo del contacto trasero y que permitía reducir la recombinación en esa zona (Figura 6.32).

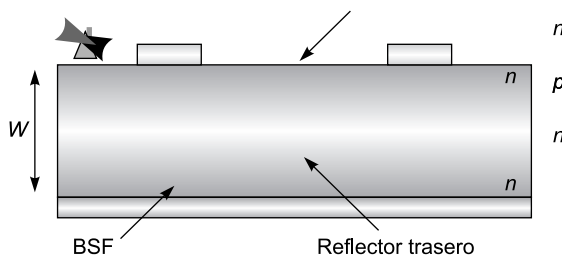


Figura 6.32. Estructura tipo de una célula de silicio al final de esta época.

- Se introdujo el texturizado (formación, mediante ataque químico, de pirámides en la superficie frontal) que permitía reducir las pérdidas por reflexión y atrapar la luz dentro de la célula (*light trapping*) (Figura 6.33 izq.).
- Se introdujo el reflector posterior (Figura 6.33 dcha.).



Figura 6.33. Texturizado y reflector posterior.

- Se controló el perfil de dopaje de la capa de emisor de forma que se evitasen dopajes excesivos en superficie que impedían la colección de fotones muy energéticos (célula violeta).
- Se comprendió que las longitudes de difusión no eran cortas sino largas.
- Se comprobó que se podía disminuir la velocidad de recombinación superficial en las zonas abiertas mediante la pasivación con óxido.
- Se valoró la influencia de los procesos de recombinación Auger y de estrechamiento del *gap*.

Cuando se reconoció que la calidad del material había alcanzado su límite y que éste solo estaba dominado por los mecanismos Auger de recombinación, el mayor esfuerzo se dedicó a la reducción de la recombinación superficial y al control del perfil de dopaje en el emisor. Dos estructuras fueron entonces desarrolladas, alrededor de 1983-1984 por la Universidad de Nueva Gales del Sur (UNSW), que recibieron el nombre de MINP y PESC y que exhibieron una eficiencia primero del 18% y más tarde del 19% (valores corregidos a los estándares de 1991) (Figura 6.34). Los procedimientos consistieron en pasivar completamente la superficie frontal, incluyendo el área bajo los contactos, con una capa muy delgada de óxido (MINP), que debía ser atravesada por los electrones por efecto túnel, o en dejar solo pequeñas áreas debajo de los contactos sin recubrir de óxido (PESC). La segunda alternativa mostró mayores ventajas prácticas.

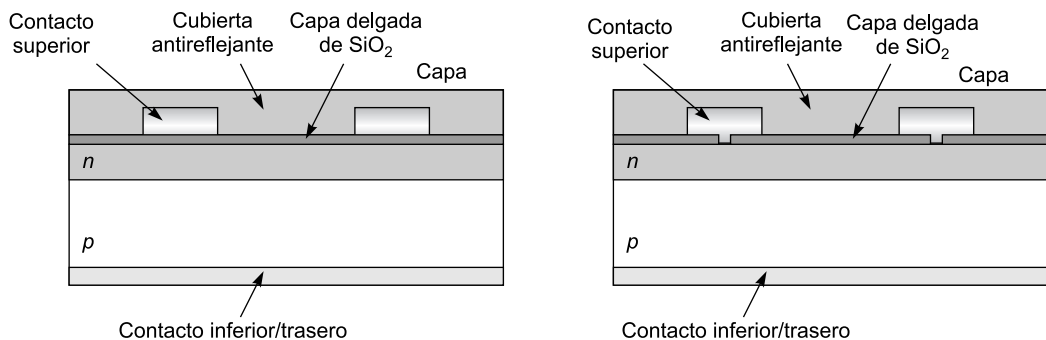


Figura 6.34. Estructuras MINP 18% (izq.) y PESC 19% (dcha.)

Más tarde, el grupo de UNSW mejoró significativamente el funcionamiento de la célula PESC por medio de la célula que denominaron *microgrooved* PESC. Una *microgroove* es como una V que se forma, utilizando ataques químicos y procesos fotolitográficos adecuados, en la superficie de la célula. De este modo se reducía la reflexión por debajo del 1% y lograban eficiencias del 20,8% para un sol y 23,8% para 102 soles (Figura 6.35).

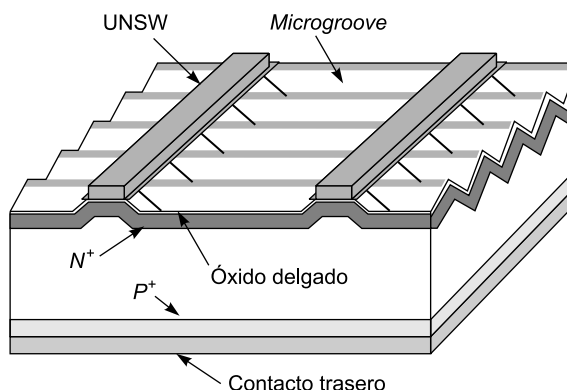


Figura 6.35. *Microgrooved* PESC.

Las formas en «V» redujeron la reflexión de la cara frontal de la célula a valores por debajo del 1% y redujeron la resistencia serie de la célula en un factor en comparación con una célula texturada mediante pirámides. Esta estructura alcanzó una eficiencia del 20,8% a un sol (Figura 6.36).

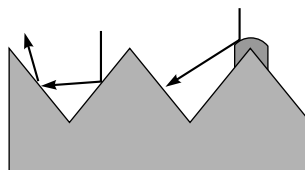


Figura 6.36. Formas en «V».

Más tarde, la estructura se mejoró aún más con la célula que se denominó PERL, con la que se han alcanzado eficiencias superiores al 23,1% a un sol (24,8% a 21 soles) (Figura 6.37). Entre sus características destacan:

- Las pirámides invertidas, que mejoran las propiedades antirreflectantes de la célula y el atrapamiento de luz.
- La pasivación mediante óxido de la mayor parte de la superficie frontal y posterior.
- La presencia de regiones con elevado dopaje en las áreas de contacto para apantallar la recombinación.

Las células que hemos mencionado solo hacen referencia a la carrera de eficiencias a un sol que hemos representado en la página anterior. Ha habido (y hay) otras células, basadas en ideas brillantes, pero cuyo estudio detallado sale fuera del contenido de este apartado. No obstante, queremos dar una breve reseña sobre algunas de ellas para que el lector interesado pueda profundizar en su estudio:

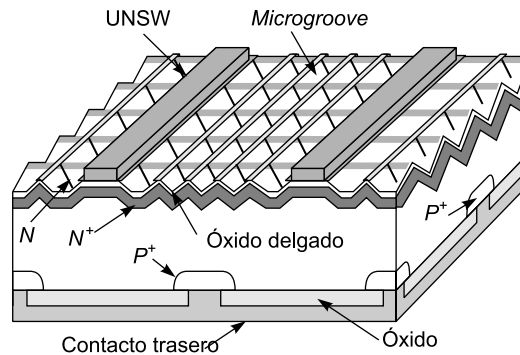


Figura 6.37. Célula estructura PERL.

- Célula BCSC (*Buried Contact Solar Cell* Figura 6.38) o célula de contactos enterrados. Es la versión comercial de la célula PERL. Su eficiencia más elevada, a un sol, es del 20% (21,6% a 11 soles).

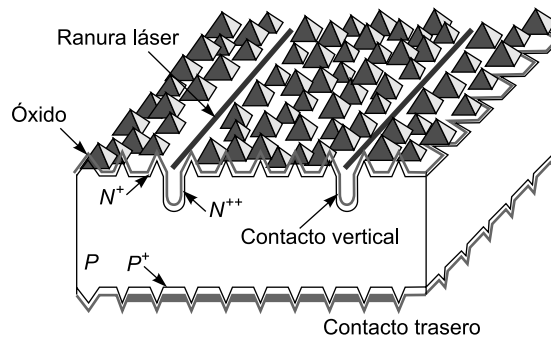


Figura 6.38. Célula de contactos enterrados.

- Célula BPC (*Back Point Contact*) o célula de contactos puntuales traseros, Figura 6.39. Es una célula desarrollada en la Universidad de Stanford. Se trata de una célula de concentración (26,5% a 140 soles) que realiza ambos contactos por la parte trasera de la célula, evitando así el oscurecimiento de la malla frontal de metalización.

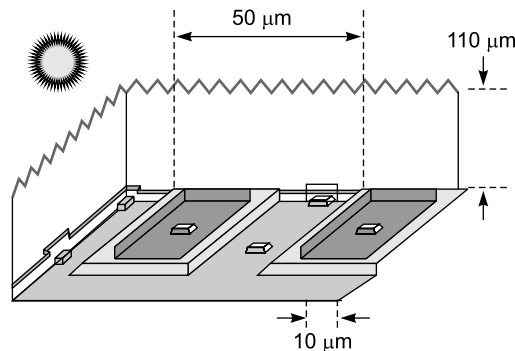


Figura 6.39. Célula de contactos puntuales traseros.

6.5.5. Últimas investigaciones en células solares

6.5.5.1. Células bifaciales de fósforo-boro

Se han conseguido células solares bifaciales con rendimientos del 19,1% por la cara posterior (dopada con fósforo) y 18,1% por la frontal (dopada con boro).

Las células bifaciales pueden integrarse en módulos bifaciales, que aprovechan la luz reflejada en su cara posterior, aumentando de esa forma la conversión de energía. Además, son especialmente indicadas para su uso en concentradores estáticos, pues duplican el nivel de concentración alcanzable.

Se ha conseguido fabricar células bifaciales con silicio Cz con rendimientos del 17,7% por la cara posterior y 15,2% por la cara frontal. Que sepamos, éste es el mejor rendimiento conseguido en el mundo para células bifaciales sobre silicio.

6.5.5.2. Nanotecnología

Científicos de la universidad californiana de Berkeley trabajan en el desarrollo de células solares fotovoltaicas que combinan la nanotecnología con el plástico y que podrían abaratar considerablemente los actuales precios de fabricación.

Las nuevas células están realizadas en un material plástico barato y flexible, y pueden ser superpuestas como una capa sobre cualquier superficie para convertirla en fuente de electricidad. Cuando esta tecnología esté plenamente desarrollada, incluso podrían colocarse sobre la ropa para suministrar energía a pequeños aparatos portátiles, como el móvil o la agenda electrónica. Aún están en los inicios de la investigación. De momento, la eficiencia de sus células es muy pequeña, en torno al 1,7% (la de las células que actualmente se comercializan ronda el 15%-18%), pero tiene un enorme potencial de mejora. El desarrollo de estas nuevas células ha sido posible gracias a los avances en el campo de la nanotecnología, ya que están elaboradas con nanopartículas (del tamaño de una milmillonésima de metro) insertadas en un material plástico denominado P3HT, de 200 nanómetros de espesor, recubierto con una capa de material conductor transparente, con la otra cara pintada con una fina lámina de aluminio que actúa como segundo electrodo. El objetivo de los investigadores es mejorar la densidad de las partículas para que estén lo más próximas unas de otras y para que se sitúen lo más perpendicular posible a los electrodos, reduciendo al mínimo el uso de material plástico. También pretenden desarrollar células hechas con tres capas diferentes de partículas y material plástico, cada una capaz de absorber diferentes longitudes de onda de la luz, lo que multiplicaría su eficiencia. Con todo ello, es factible multiplicar la eficiencia por 10.

6.5.5.3. Células solares supereficientes

Las células solares actuales utilizan capas de materiales semiconductores para absorber los fotones de la radiación solar y convertirlos en energía eléctrica. Pero cada uno de estos materiales solo es capaz de utilizar los fotones hasta un cierto nivel, de manera que incluso las células más eficientes solo aprovechan el 30% de la energía solar.

Esta situación podría cambiar a partir de los descubrimientos realizados por Wladek Walukiewicz y su equipo del laboratorio Lawrence Berkeley National de California. Los inves-

tigadores han comprobado que el material semiconductor denominado InGaN (indio-galio-nitrógeno), superpuesto en varias capas y en distintos porcentajes, permite absorber con mucha mayor eficacia la energía de los fotones.

La razón se encuentra en que el InGaN es capaz de cubrir el total del espectro solar, desde el infrarrojo hasta el ultravioleta, cosa que no ocurre con los materiales utilizados hasta ahora. Walukiewicz y su equipo creen que este hallazgo permitiría elevar la eficiencia de las células solares hasta el 50% o incluso más, al tiempo que abarataría considerablemente su producción.

De acuerdo con los investigadores, también serviría para prolongar la vida de los paneles solares de los satélites en el espacio, al mejorar su capacidad para hacer frente a las temperaturas extremas y a los rayos cósmicos.

6.5.5.4. Tecnología de triple unión

Cada módulo fotovoltaico utiliza células de silicio de capa fina basadas en tecnología triple-unión provenientes de United Solar Systems Corporation. Cada célula se compone de tres capas semiconductoras montadas una sobre otra. La célula inferior absorbe la luz roja, la central lo hace con la luz verde/amarilla y la célula superior absorbe la luz azul.

Esta capacidad de absorber una gran parte del espectro solar es la clave de su gran eficiencia, especialmente a bajos niveles de irradiación o en condiciones de luz difusa.

Las células se producen mediante proceso de deposición en vacío sobre rollos de acero inoxidable que se desdoblán, empleando solo una parte de los materiales y energía que se utilizarían para la producción de células de silicio cristalinas estándar. El resultado es una célula solar única, flexible y ligera.

Las células están encapsuladas en polímeros estables a rayos ultravioleta y resistentes en condiciones atmosféricas adversas. El polímero que conforma la cápsula incluye EVA (copolímero de etileno y acetato de vinilo) y el fluoropolímero TEFZEL[®] de Dupont.

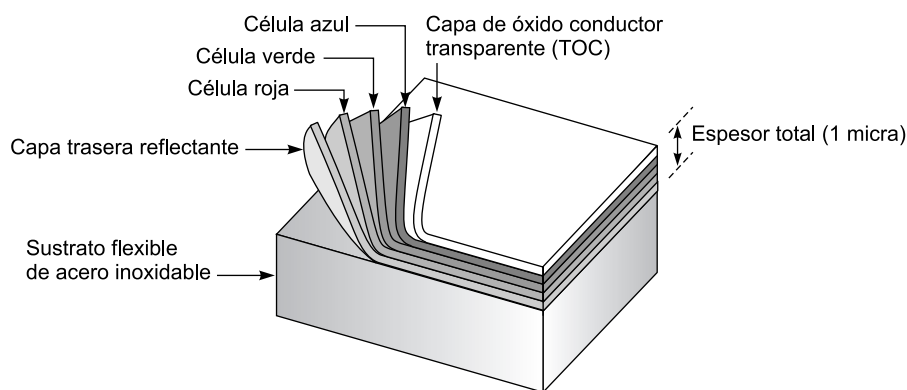


Figura 6.40. Célula de triple unión. Cada capa presenta una eficiencia cuántica óptima en una franja distinta del espectro solar.

Las células obtenidas se transforman en paneles convencionales o en tejas flexibles. Los sistemas resultantes son excepcionalmente duraderos.

La conexión de diodos *by-pass* en cada célula permite producir corriente incluso en condiciones de luz difusa.

Estos módulos son adecuados para numerosas aplicaciones, desde módulos simples individuales (tejas), hasta aplicaciones para redes de alto voltaje con conexión a red eléctrica.

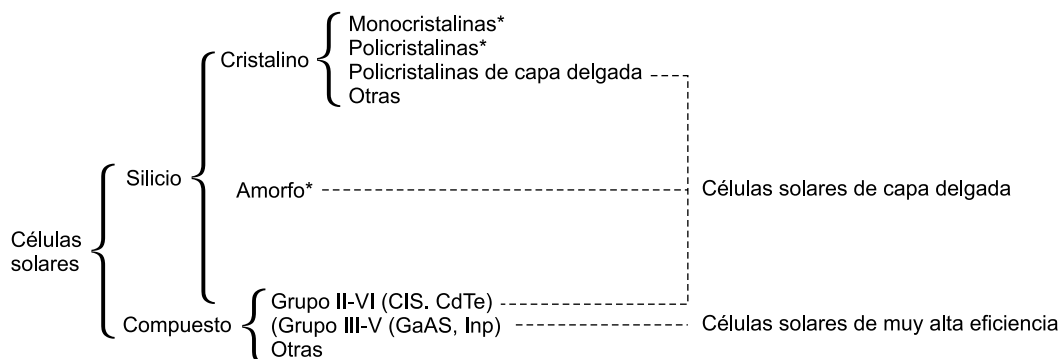
6.5.5.5. Células fotoelectroquímicas

Recientemente se ha desarrollado una célula solar fotoelectroquímica (conocida como célula de Grätzel) basada en semiconductores nanoestructurados sensitizados con colorante, es transparente y regenerativa (*dye-sensitized solar cell*), utiliza materiales de pureza medio-baja y un proceso de construcción simple, con una eficiencia de conversión de luz a electricidad de entre 7% y 12%. Se ha desarrollado un complejo monomérico de rutenio con respuesta mejorada a la luz roja que produce una eficiencia de 10,4%. La gran eficiencia de corriente, la estabilidad y el bajo coste, hacen plausibles las aplicaciones de esta célula.

La célula se basa en un *film* de TiO_2 transparente en la región de la luz visible, que consiste en partículas de anatasa de unos 10 nm unidas entre sí, con un factor de rugosidad cercano a 500. Este film está recubierto de una monocapa de moléculas antena, es decir, por una monocapa de colorante con transferencia de carga cuyo espectro de absorción se superpone bien al espectro solar. Los fotones solares incidentes se reflejan numerosas veces en este film, pasan repetidas veces por la capa de colorante, y se absorben. La célula recoge una alta proporción del flujo de energía solar incidente (46%), y muestra una eficiencia excepcionalmente alta para la conversión de fotones incidentes en corriente eléctrica (mayor del 80%). El electrón inyectado se mueve por gradiente de potencial químico (difusión) a lo largo de la sucesión de partículas de TiO_2 hacia el sustrato, y entonces pasa por el circuito externo hasta el contraelectrodo.

6.5.6. Tipos de células fotovoltaicas más utilizadas actualmente

Existen diferentes tecnologías de células fotovoltaicas en el mercado, cada una de ellas tiene diferentes características, las más comunes pueden verse clasificadas en la Figura 6.41.



* Tecnologías más comunes y extendidas comercialmente

Figura 6.41. Tipos de células fotovoltaicas.

6.5.6.1. Silicio cristalizado ($\sim 200 \mu\text{m}$)

Logra una eficiencia media a un coste medio. Una doble capa antirreflectante y una superficie frontal con pirámides invertidas minimizan las pérdidas ópticas. La oblea de silicio tiene un espesor de $400 \mu\text{m}$, ofreciendo una larga trayectoria óptica y, por lo tanto, aumentando la absorción de fotones con una energía mayor que el *band gap* del Si.

Una capa dieléctrica de SiO_2 se inserta entre la oblea de silicio y un conductor de aluminio con el fin de obtener una superficie altamente reflectante en la parte trasera de la célula.

En el caso de células industriales de silicio, se utilizan recubrimientos antirreflectantes de doble-capa. Además las obleas de silicio monocristalino se sustituyen por obleas multicristalinas.

Silicio monocristalino

La mayoría de las células actualmente en el mercado son monocristalinas. El proceso de fabricación es el siguiente: El silicio se purifica, se funde y se cristaliza en lingotes. Los lingotes son cortados en finas obleas para hacer células individuales.

Las células monocristalinas tienen un color uniforme, generalmente azul o negro.

Silicio policristalino

Las células policristalinas se fabrican de forma similar a las monocristalinas. La principal diferencia es que se utiliza un silicio de bajo coste. Generalmente redonda en una reducción en la eficiencia, pero los fabricantes defienden que el precio por kW es menor.

La superficie de las células policristalinas tiene un patrón aleatorio de cristalización en lugar del color homogéneo de las células monocristalinas (Figura 6.42).

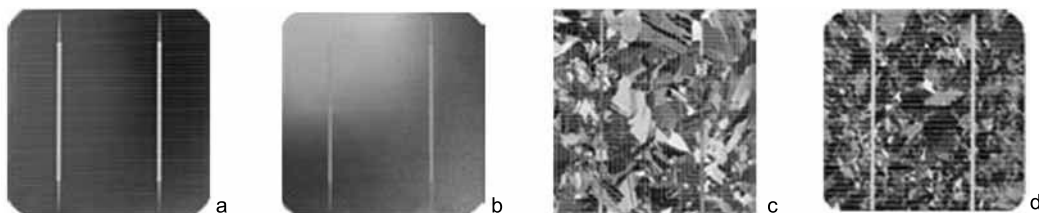


Figura 6.42. Silicio monocristalino (a y b) y policristalino (c y d).

Silicio *ribbon*

Las células fotovoltaicas tipo *ribbon* se realizan mediante el estiramiento de silicio fundido en lugar de la utilización de un lingote. El principio de funcionamiento es el mismo que en el caso de las células monocristalinas y policristalinas.

El recubrimiento antireflectivo utilizado en la mayoría de las células *ribbon* tiene una apariencia prismática multicolor.

6.5.6.2. *Thin film* ($\sim 5 \mu\text{m}$)

Se encuentra por detrás de la tecnología convencional en términos de eficiencia pero es la más barata y ligera por lo que es óptima para su colocación en tejados (Figura 6.43).

Es el material más eficiente de condiciones pobres, mientras que también resulta extremadamente robusto, a prueba de vandalismo. Eficacia de aproximadamente 6%.

Los módulos PV *thin film* tienen un precio por vatio más bajo y son menos sensibles que los módulos cristalinos convencionales a las elevaciones de temperatura (para las regiones calientes) así como a la luz difusa.

La solución de acoplamiento paralelo masivo es la solución idealmente adaptada a los módulos *thin film* en término de coste y de rentabilidad, para los proyectos en tejados así como para los proyectos de construcción integra de módulos fotovoltaicos en fachada. Estas aplicaciones aumentan la producción total en las condiciones reales de funcionamiento (nubes, pedazos de hojas, manchas, sombras proyectadas, luz difusa, degradación posible de un módulo, etc.) y permiten una reducción del diseño y los costes de integración.

El fenómeno es similar a lo que miramos en guirnalda de luces utilizadas para los arboles de navidad. Cuando solo una sola bombilla eléctrica se para, el conjunto de la guirnalda de luces es inactivo. Cuando un de modulo PV que compone la serie, tiene un nivel de resultado inferior a otros, se reducirá la potencia de salida para todos los demás módulos PV de la serie, al nivel de potencia del más débil.

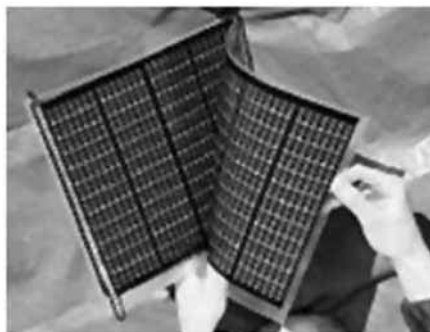


Figura 6.43. Células *Thin film*.

Silicio amorfo

En comparación con el *band gap* del silicio cristalino de 1,1 eV, el silicio amorfo ofrece un *band gap* variable de 1,1-1,75 eV, controlado por la composición de la aleación de silicio. Adicionalmente, el silicio amorfo ofrece un coeficiente de absortividad mayor que el cristalino en el espectro visible. De esta forma, el espesor de silicio amorfo puede ser menor de 1 μm .

Generalmente la célula amorfa consiste en una unión p-i-n (o n-i-p): una capa transparente de TCO (óxido conductor transparente) en la parte frontal y una capa metálica como contacto y reflector trasero (Figura 6.44).

Ventajas: Las células de silicio amorfo pueden fabricarse a una temperatura de deposición relativamente baja, generalmente entre 200 °C-500 °C, lo que permite el uso de varios sustratos de bajo coste.

Desventajas: El silicio amorfo sufre una degradación debido a la luz al inicio de su operación.

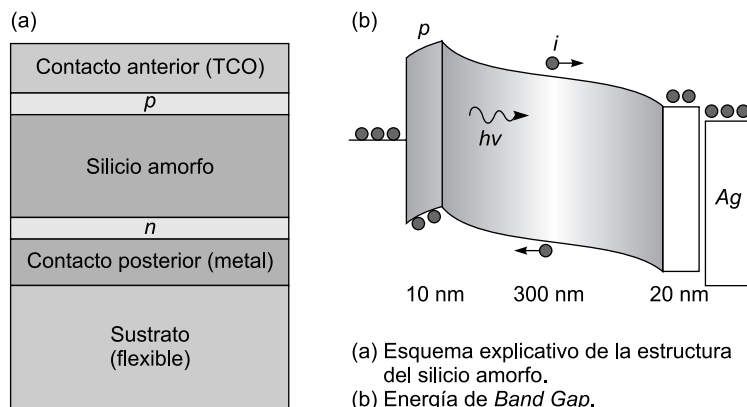


Figura 6.44. Célula de silicio amorfo.

Células solares de cobre indio galio y diselenuro (CIS CuInSe_2) (CIGS Cu(InGa)Se_2)

Es uno de los *thin film* con mayor potencial debido a su alta eficiencia y bajo coste. Las células CIGS ofrecen un *band gap* variable mediante la composición de In-Ga para maximizar la absorción del espectro solar. El *band gap* varía desde 1,02 eV a 1,68 eV. Las células CIGS ofrecen el mayor coeficiente de absorción dentro de la tecnología thin-film, lo que permite que alrededor del 99% de los fotones sean absorbidos por los primeros micrómetros del material (Figura 6.45).

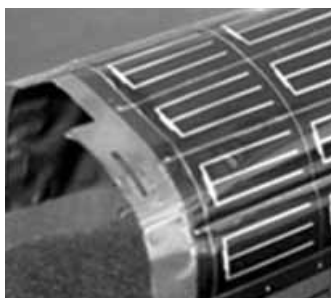
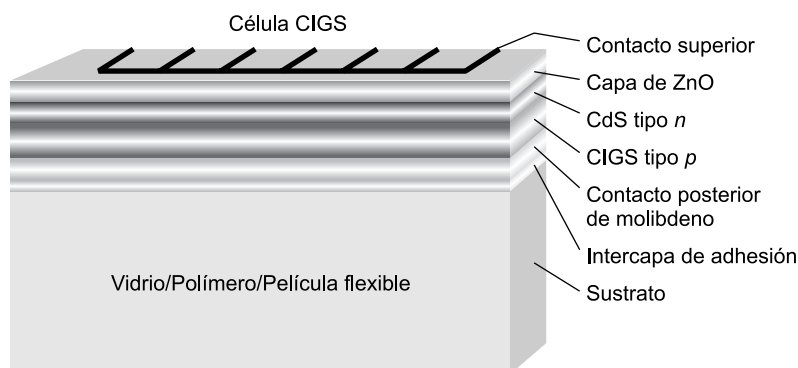


Figura 6.45. Células CIGS.

Una célula de silicio convencional está formada por una capa de contacto de molibdeno, mientras que el CIGS, por una fina de CdS o ZnS y una bicapa de aluminio y óxido de zinc como TCO.

Ventajas: reducción de costes en materiales.

Desventajas: método de fabricación complicado y con necesidad de inversión importante. Otro problema que se plantea con esta tecnología es la disponibilidad de materiales y la toxicidad de la capa CdS.

Teluro de cadmio

Otra de las tecnologías *thin film* que está siendo investigada últimamente es el teluro de cadmio.

Una célula típica de teluro de cadmio está formada por una capa (tipo p) de teluro de cadmio, unida a una fina capa tipo n de CdS y finalmente formada por una capa de TCO (generalmente SnO₂), la cual está conectada con el contacto eléctrico (Figura 6.46).

Ventajas: existen multitud de técnicas para la fabricación de esta tecnología de *thin film*, la mayoría de los cuales tiene un gran potencial para producciones a gran escala.

Desventajas: el coste de los materiales.

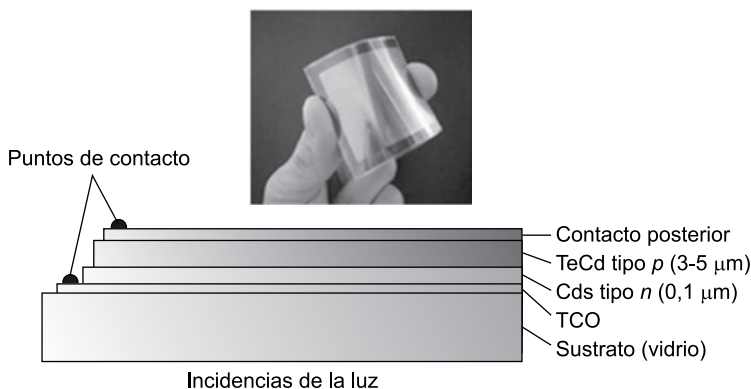


Figura 6.46. Célula típica de teluro de cadmio.

Microsilicio

Esta tecnología espera mejorar los rendimientos y costes del silicio amorfo. Se espera que pronto sea un competidor del resto de materiales *thin film*. La alta eficiencia del microsilicio y su baja degradación debido a la luz, hacen que las empresas industriales estén dedicando recursos a la investigación en esta tecnología.

Dióxido de titanio

Capas impregnadas de dióxido de titanio se utilizan para generar voltaje en lugar del material semiconductor que se utiliza en la mayoría de las células fotovoltaicas. Debido a que el titanio resulta relativamente barato, ofrecen un gran potencial de reducción de costes.

6.5.6.3. Concentración fotovoltaica

Ofrece una mejor eficiencia pero su mayor desventaja es el coste.

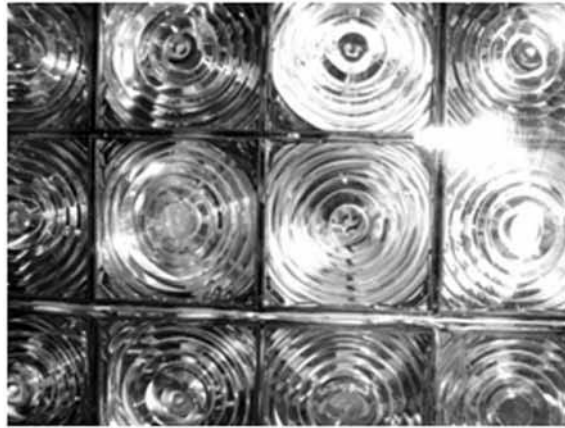


Figura 6.47. Detalle de panel de concentración puntual fotovoltaica.

Fresnel point focus (alta concentración-GaAs) (GC ~ 500)

Las lentes Fresnel concentran la radiación en un punto. A partir de una concentración geométrica en torno a 500, el coste de la superficie fotovoltaica puede reducirse considerablemente. Por un lado, la tecnología ofrece gran potencial de reducción de costes debido al bajo consumo de material, por otro lado, es posible el uso de células de alta calidad de arseniuro de galio. Arseniuro de galio (GaAs) multi-unión: Las células multi-unión son una nueva tecnología que ofrece eficiencias altas en comparación con las células solares tradicionales. Las células multi-unión sacan mejor partido del espectro solar mediante el uso de capas de diferentes semiconductores con diferentes *band gaps*. Cada capa está formada por un material diferente, generalmente un semiconductor III-V, el cual absorbe diferentes porciones del espectro. Los semiconductores son elegidos con el fin de que el conjunto absorba la mayor parte del espectro solar. En la capa superior se colocan los semiconductores con un *band gap* mayor, de forma que los fotones más energéticos son absorbidos en esta capa.

Fresnel line focus (media concentración-Si) (GC < 500)

Lentes cilíndricas que concentran la radiación solar en una línea. En este caso la concentración geométrica es menor que en el caso de *point focus*. En este caso se utiliza silicio de alta eficiencia.

Baja concentración (2-4 veces)

En este caso se utilizan espejos para concentrar la radiación solar y como célula se utiliza silicio convencional (Figura 6.48).



Figura 6.48. Seguidores de doble concentración.

6.5.7. Parámetros de funcionamiento de una célula solar

La Figura 6.49 representa la corriente en función de la tensión que aparece en la célula. El lector puede ir viendo en dicha figura algunos de los parámetros de funcionamiento de la célula solar, que serán explicados en el presente epígrafe. Además, puede apreciarse también la curva de potencia de la célula sobre la misma gráfica, para hacerse una idea de cómo evoluciona la misma en función de los dos parámetros analizados.

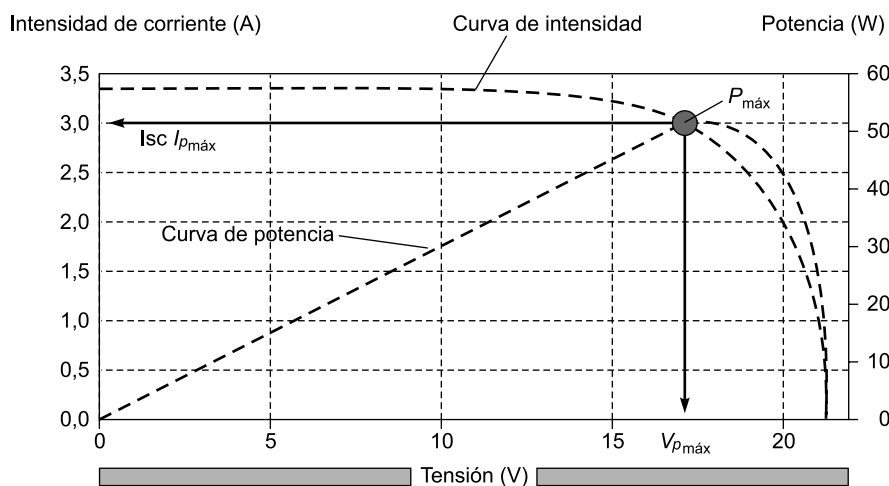


Figura 6.49. Característica I-V de una célula FV.

Los parámetros de funcionamiento de una célula solar, son los que a continuación se detallan:

- La **corriente de cortocircuito**, I_{SC} . Es la corriente que se obtiene de la célula cuando la tensión en sus bornes es de cero voltios; es la máxima corriente que se puede obtener de la célula.
- La **tensión de circuito abierto**, V_{OC} . Es la tensión para la que los procesos de recombinación igualan a los de generación y, por lo tanto, la corriente que se extrae de la célula es nula; constituye la máxima tensión que se puede extraer de una célula solar. En las células de Si de tipo medio es del orden de 0,6 V mientras que en las de GaAs es de 1 V.
- **Potencia máxima**, $P_{m\acute{a}x}$. La potencia, P , es el producto de la corriente por la tensión; tanto en cortocircuito como en circuito abierto la potencia es 0, por lo que habrá un valor entre 0 y V_{OC} para el que la potencia será máxima y vale $P_{m\acute{a}x} = V_{m\acute{a}x} \cdot I_{m\acute{a}x}$.
- **Factor de forma**, F_F . Que se relaciona con la potencia máxima, la tensión en circuito abierto y la corriente de cortocircuito por la Ecuación (6.1). Obsérvese que el máximo valor que puede tomar es $F_F = 1$; así, cuanto más próximo sea este número a la unidad, mejor será la célula.

$$P_{m\acute{a}x} = I_{SC} \cdot V_{OC} \cdot F_F \quad (6.1)$$

- **Eficiencia**, η . Expresado en %, es el parámetro por excelencia que define el funcionamiento de la célula solar. Representa la relación entre la potencia que obtenemos de la célula y la potencia de la luz que incide sobre ella. Así (6.2):

$$\eta = \frac{I_{SC} \cdot V_{OC} \cdot F_F}{A \cdot P_{sol}} \cdot 100 \quad (6.2)$$

donde P_{sol} es la potencia luminosa por unidad de área que se recibe del sol en forma de fotones (en condiciones estándar, 100 mW/cm²) y A es el área de la célula.

6.5.7.1. Corriente de cortocircuito y eficiencia cuántica

Para obtener la máxima eficiencia posible de una célula, deberemos maximizar su corriente de cortocircuito, siempre que esto no perjudique a otros parámetros de funcionamiento.

Para dar una idea de su orden de magnitud, diremos que (sin el uso de sistemas de concentración) su valor típico es de decenas de miliamperio ($\cong 10\text{mA}-35\text{mA}$) por cada centímetro cuadrado de célula.

La Figura 6.50 muestra los principales mecanismos de pérdidas en esta corriente, que son:

- Los fotones cuya energía es menor que la del *gap* del semiconductor; no se puede hacer nada para evitarla.
- Los fotones, que aún con energía mayor que el *gap*, no son absorbidos en el volumen de la célula; son las pérdidas por **transmisión**.
- Los fotones que se reflejan en la superficie de la célula; para tratar de minimizar estas pérdidas es por lo que se depositan las capas antirreflectantes.

- Los fotones que inciden sobre el metal de la malla de metalización; de ahí que el factor sombra no pueda ser demasiado grande.
- La recombinación en cortocircuito, que son los pares eh , que aún habiendo sido creados desaparecen (se recombinan) antes de que puedan producir un electrón circulante por el circuito exterior.

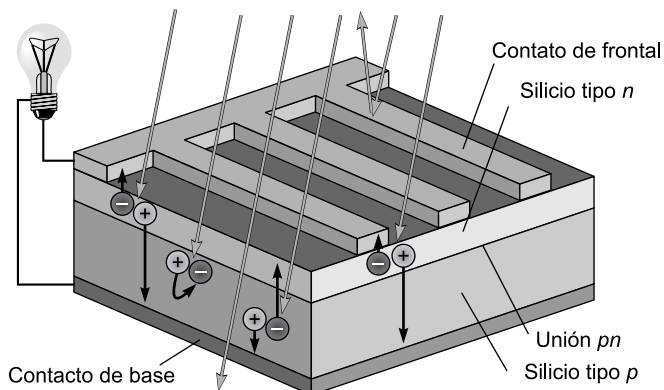


Figura 6.50. Principales mecanismos de pérdidas en la corriente de cortocircuito.

Como herramienta de caracterización de la corriente de cortocircuito se usa una medida llamada **eficiencia cuántica** de la célula; consiste en iluminar la célula con fotones de longitud de onda conocida, por ejemplo rojos y medir el número de electrones que circulan por el exterior. La eficiencia cuántica, definida para cada longitud de onda de los fotones es el cociente entre ese número de electrones y el número de fotones incidente sobre la célula. Suele expresarse en tanto por ciento. Un ejemplo de medida de la eficiencia cuántica se aprecia en la Figura 6.51, para el GaAs, este tipo de medida se considera la **huella digital** de la célula y proporciona mucha información a las personas que desarrollan tecnología de la célula.

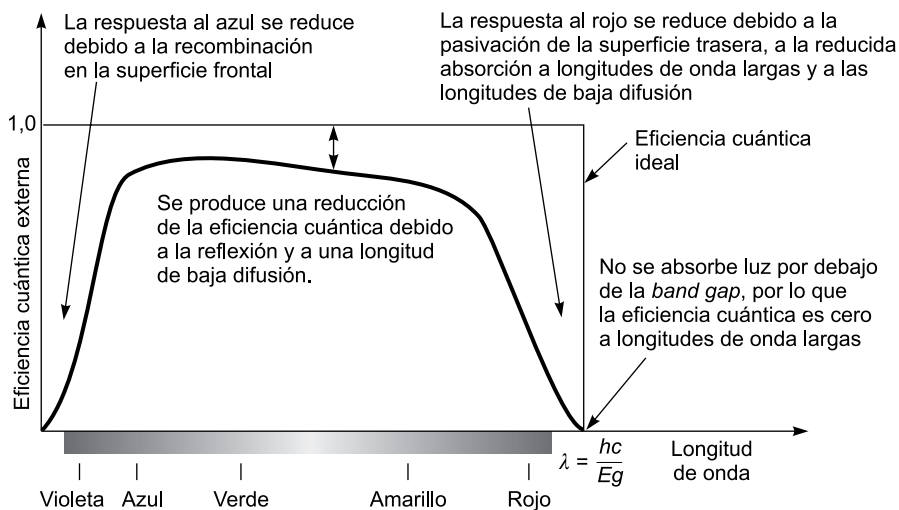


Figura 6.51. Eficiencia cuántica de célula solar de GaAs.

Si $F(\lambda)$ representa un valor de las funciones que representan el espectro solar de la Figura 6.9, la corriente de cortocircuito viene aproximadamente dada por la ecuación

$$I_{SC} \approx I_L = eA \int_0^{\infty} QE(\lambda)F(\lambda) \frac{\lambda}{hc} d\lambda \quad (6.3)$$

donde h es la constante de Planck y c es la velocidad de la luz. Se define también lo que se denomina eficiencia cuántica **interna** de la célula que es la misma eficiencia cuántica definida anteriormente pero si se desconectasen las pérdidas por factor sombra y reflexión en la superficie de la célula.

6.5.7.2. Tensión de circuito abierto y corriente de oscuridad

La estructura de una célula es, en definitiva, la estructura de un diodo, como tal, su característica medida en oscuridad (sin iluminación) corresponde a la característica exponencial que aparece en la Ecuación (6.4), que no es más que la de un diodo.

$$I \approx I_0(T) \left(\exp \frac{eV}{mkT} - 1 \right) \quad (6.4)$$

donde m es el denominado **factor de idealidad** del diodo, valor comprendido entre 1 y 2. El signo negativo procede del hecho de que esta corriente va dirigida del lado p del dispositivo al lado n a diferencia del convenio de signos usado en los epígrafes anteriores para describir la corriente de la célula en el que la corriente se suponía positiva si se dirigía de n a p . Es importante mencionar que, dentro de la terminología que venimos utilizando, esta corriente no es otra cosa que la recombinación inducida dentro del dispositivo por efecto de la tensión. Observe cómo entonces, la recombinación depende exponencialmente de la tensión. El parámetro recibe el nombre de **corriente inversa de saturación** del diodo y es un parámetro fuertemente dependiente de la temperatura. Así, por ejemplo, cuando la recombinación dominante ocurre fuera de la frontera entre las regiones p y n (zona de carga espacial) y la célula trabaja con niveles de excitación moderados, se tiene la Ecuación (6.5).

$$I_0(T) \propto \exp(-E_G/kT) \quad (6.5)$$

puede demostrarse que bajo las condiciones de operación descritas, la corriente inversa de saturación es proporcional al cuadrado de la concentración intrínseca. Ser consciente de esta dependencia con la temperatura es importante para comprender los problemas de las células solares relacionados con su calentamiento que se explicarán más tarde. Así, observe que a tensión constante, si la temperatura aumenta, la corriente I también aumenta. La caracterización de la curva de oscuridad a través del valor del parámetro $I_0(T)$ también nos proporciona información sobre el grado de recombinación en la célula: células aparentemente idénticas son más recombinantes cuanto mayor sea el valor de $I_0(T)$.

Las células solares obedecen, con buen grado de aproximación, al denominado **principio de superposición**. Esto quiere decir que si queremos obtener la corriente que pasa por una

célula iluminada y sometida a una tensión por efecto de la carga, podemos hacerlo sumando la corriente que pasaría por la célula si estuviese iluminada pero y la corriente que pasaría si no estuviese iluminada pero $V = 0$ estuviese sometida a la tensión V , de esta forma, tal y como vemos en (6.6), la corriente total es.

$$I = I_L - I_0(T) \left(\exp \frac{eV}{mkT} - 1 \right) \quad (6.6)$$

Se puede comprobar que ésta es la forma de la característica de una célula solar representada en la Figura 1.9; a tensiones bajas $I \approx I_L \equiv I_{SC}$. A medida que la tensión crece, el segundo término de (6.8) va aumentando y la corriente disminuyendo. Dado el carácter exponencial de este término la disminución se hace patente de forma brusca. En (6.7) podemos apreciar la tensión en circuito abierto.

$$V_{OC} \approx \frac{mkT}{e} \ln \left(\frac{I_L}{I_0(T)} \right) \quad (6.7)$$

6.5.7.3. Factor de forma, resistencia serie y paralelo

El factor de forma FF definido en el Epígrafe 1.7.1, puede calcularse, en manera aproximada, según la Ecuación (6.8), para una célula de silicio.

$$FF \equiv FF_0 = \frac{v_{OC} - \ln(v_{OC} + 0,72)}{v_{OC} + 1}$$

donde

$$v_{OC} = \frac{V_{OC}}{mkT/e} \quad (6.8)$$

Sin embargo, la característica ideal de la célula solar que hemos descrito, se ve alterada por la presencia de dos factores, a saber, la **resistencia serie** y la **resistencia paralelo** de la célula que afectan, sobre todo, al factor de forma y, a través de él, a la eficiencia de la célula.

La **resistencia serie**, R_S , de la célula es una resistencia interna y se debe a la malla de metalización, a la resistencia de los contactos y a la resistencia del propio semiconductor con el que se ha fabricado. Anteriormente ya se mencionó el compromiso entre el factor de recubrimiento de la célula y este parámetro en el sentido que cuando el factor de recubrimiento tiende a cero, la resistencia serie tiende a incrementarse hacia el infinito.

La **resistencia paralelo**, R_P , tiene su origen en imperfecciones en la calidad de la unión **pn** que constituye la célula y es responsable de permitir la existencia de fugas de corriente.

Estos dos factores se pueden tener en cuenta en el modelo de la célula solar, de forma que su ecuación característica viene ahora determinada por la Ecuación (6.9).

$$I = I_L - I_0(T) \left(\exp \frac{e(V + R_S I)}{mkT} - 1 \right) - \frac{V + R_S I}{R_P} \quad (6.9)$$

El circuito equivalente simplificado de la Ecuación (6.11) queda representado en la Figura 6.52; la influencia cualitativa de estos parámetros en la forma de la característica corriente tensión de la célula se aprecia en la parte inferior de la figura.

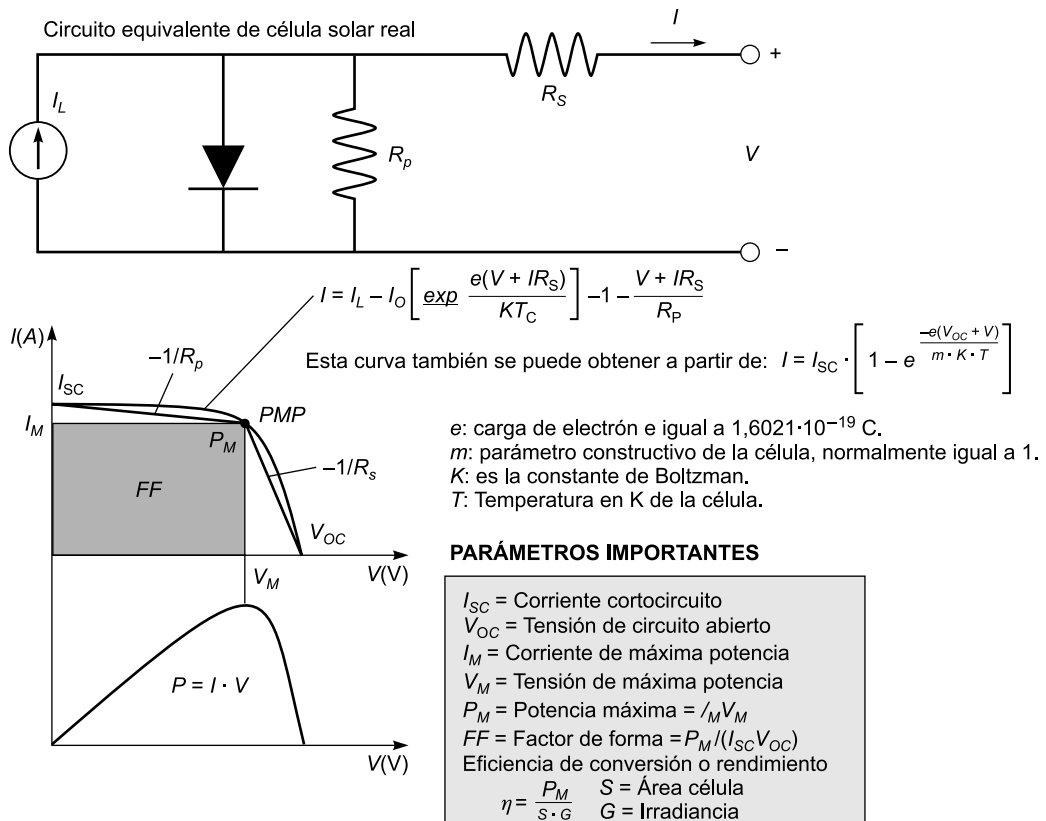


Figura 6.52. Circuito equivalente simplificado de una célula solar.

6.5.7.4. Dependencia con la temperatura

Cuando una célula solar está iluminada por el sol, lógicamente se calienta. La eficiencia de las células solares disminuyen cuando aumenta la temperatura debido, sobre todo, a la disminución que sufre la tensión de circuito abierto. Mientras que la densidad de corriente de cortocircuito es prácticamente insensible a los efectos de la temperatura (aumenta ligeramente), la tensión de circuito abierto disminuye del orden de unos pocos milivoltios por gra-

do centígrado de aumento de la temperatura. Dada la dependencia del F_F con la tensión V_{OC} , éste también disminuye al aumentar la temperatura. Como resultado final, la eficiencia decrece del orden del 0,4% al 0,5% por grado de aumento de la temperatura para una célula de silicio (0,3% para una de GaAs). En la Figura 6.53 se muestra la variación grande que experimenta la tensión de circuito abierto con la temperatura.

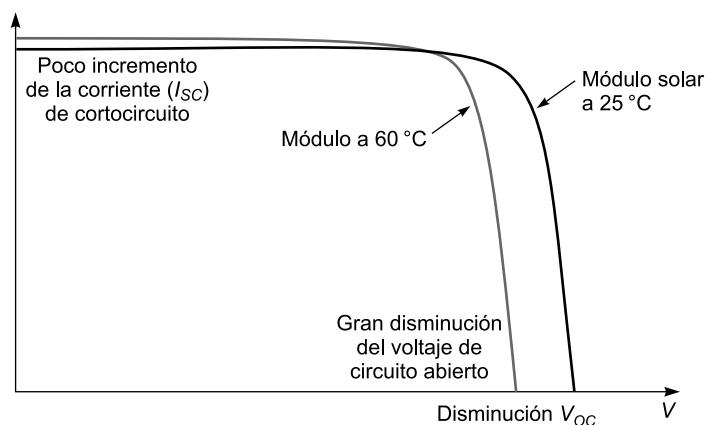


Figura 6.53. Ejemplo de dependencia de la tensión de circuito abierto y de la corriente de cortocircuito de una célula solar (célula de GaAs) con la temperatura.

6.5.7.5. Eficiencia límite de conversión fotovoltaica de una célula solar

¿Cuál es la máxima eficiencia que se puede obtener de una célula solar? La respuesta a esta pregunta se encuentra representada en la Figura 6.54 en función del *gap* de la célula. La dependencia de la eficiencia máxima con el *gap* del semiconductor es debida a que, si bien es verdad que cuanto menor es el *gap* mayor número de fotones son absorbidos por la célula y por lo tanto mayor es la corriente fotogenerada, menor es también la tensión de circuito abierto, y viceversa, cuando el *gap* aumenta. Como la eficiencia depende esencialmente del producto de ambas magnitudes, existe un *gap* óptimo para el que se alcanza un compromiso entre la corriente fotogenerada y la tensión de circuito abierto. Como se aprecia en la figura, el *gap* óptimo depende también de la concentración de trabajo desplazándose ligeramente a valores más pequeños según aumenta la concentración. Para el lector que desee saber cómo calcular las eficiencias límites de las células de unión, termodinámicas y tándem, se recomienda la lectura del informe «presentación_moises_garin.pdf» que se puede encontrar en http://www-eel.upc.es/limits/presentacion_moises_garin.pdf. Lo que este informe detalla se escapa a lo que se pretende hacer con el presente capítulo, aunque la lectura del mismo puede resultar de gran interés a la hora de entender las eficiencias actuales de las tecnologías de las células solares del mercado, a modo de resumen:

- La eficiencia máxima de una célula monocristalina de Si es de un 30%.
- Si consideramos además la unión PN el rendimiento máximo es de un 25%.
- En células tándem la eficiencia máxima es de un 85%.
- Las células fotovoltaicas es el sistema de conversión de la energía solar más eficiente.

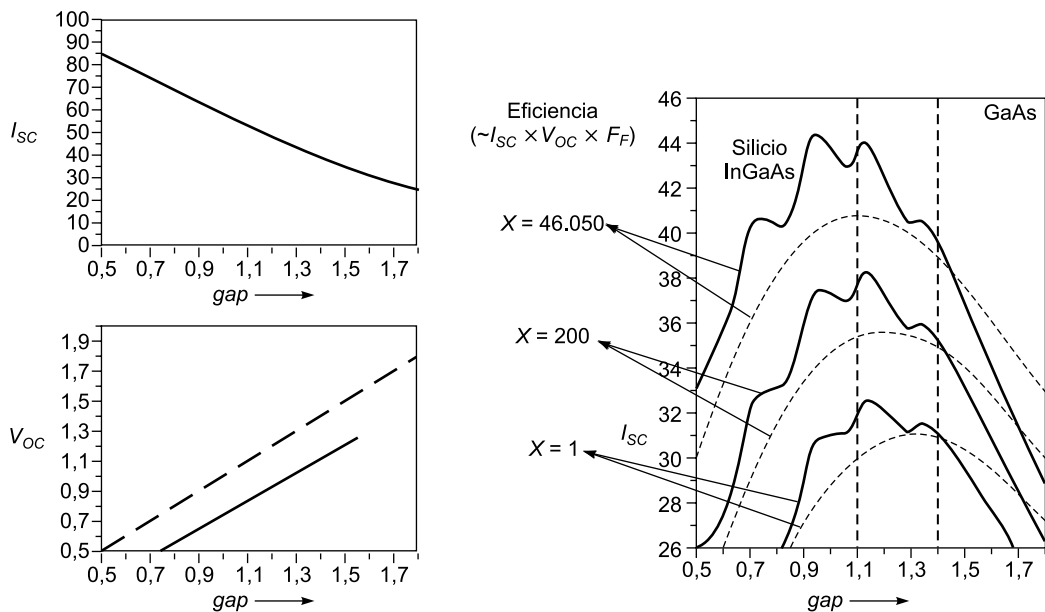


Figura 6.54. Izquierda, dependencia general de la corriente de cortocircuito y de la tensión de circuito abierto con el gap . Derecha, eficiencia máxima en función del gap para varias concentraciones, X , y espectros.

6.5.7.6. Sombras en las células

Se debe evitar al máximo la proyección de sombras en los campos FV. Pequeñas sombras pueden provocar que gran parte del módulo no funcione. Es muy importante seleccionar correctamente la ubicación física de la totalidad de los componentes de la instalación. Con una buena planificación acerca de cómo y dónde colocar los distintos componentes de la instalación se obtienen mayores niveles de seguridad eléctrica, se reduce el coste de los materiales y disminuye la mano de obra necesaria.

Para los paneles, se debe identificar un lugar libre de sombras, localizando el sur geográfico y la inclinación idónea, con la ayuda de una brújula y otras herramientas como el inclinómetro. Cualquier obstáculo natural o artificial que se interponga en la trayectoria de los rayos del sol y los paneles producirá un sombreado sobre éstos. También existe el riesgo de que, si las diferentes filas de paneles están demasiado cerca unas de otras, en determinados momentos del año una fila puede afectar con su sombra a la fila posterior.

Para evitar el indeseable efecto del sombreado, es necesario calcular con precisión las longitudes y direcciones de las sombras de aquellos obstáculos que pueden afectar a los paneles en la época más desfavorable del año, bastando en general efectuar los cálculos para el día del solsticio de invierno, que es cuando la trayectoria del sol es más baja (y, por lo tanto, las sombras alcanzan su máxima longitud sobre el suelo) (6.7.2).

El problema de punto caliente puede deberse a que el montaje de módulos solares se haya realizado en los meses del verano, sin tener en cuenta las posibles sombras arrojadas sobre las células por cualquier obstáculo en otras épocas del año, o también que el módulo tenga una zona mucho más sucia que otra y que por ello algunas células reciban mucho me-

nos radiación que otras. Ambos casos habrán de ser tenidos en cuenta para poder evitar dicho problema. Ya que este hecho hace que las que están situadas en la zona de sombra o con una suciedad excesiva pasen a comportarse, en lugar de cómo generadoras, como receptoras, aumentando de este modo su temperatura y pudiendo llegar a originar daños irreparables.

Para resolver este inconveniente, se colocan diodos de protección dentro de la caja de conexiones del módulo. Estos diodos van conectados en paralelo con grupos de células asociadas en serie. Si el módulo trabaja correctamente no influyen en el funcionamiento, pero cuando algunas células se polarizan inversamente, el diodo proporciona un camino de paso a la corriente y limita la potencia a disipar por célula. También existen algunas ocasiones en las que requiere la presencia de diodos de bloqueo, conectados en serie con cada elemento de las asociaciones en paralelo. Este diodo de bloqueo es frecuente en generadores de gran tamaño.

6.6. Sistemas fotovoltaicos autónomos y conectados a la red

En regiones rurales o aisladas los sistemas fotovoltaicos autónomos constituyen ya la solución de fondo y son parte fundamental e imprescindible para la garantía del fluido eléctrico y de las comunicaciones. A diferencia de los sistemas conectados a red, los sistemas autónomos requieren de las baterías para almacenar energía que será consumida en los ciclos diarios. En la Figura 6.55 puede verse el esquema básico de una instalación FV autónoma.

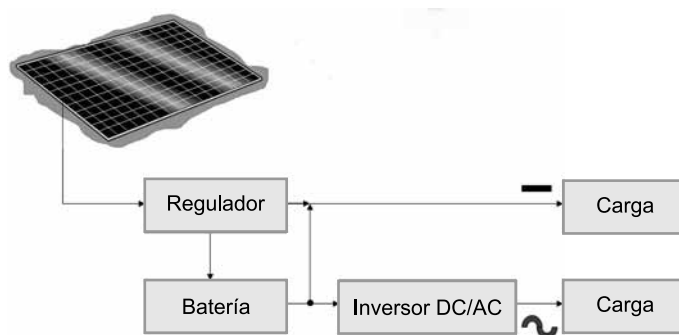


Figura 6.55. Esquema básico de una instalación FV autónoma.

Aunque los sistemas FV autónomos constituyen una aplicación insustituible en multitud de aplicaciones aisladas donde se requiere electricidad, en este libro nos ocuparemos más profundamente de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red.

Un sistema fotovoltaico conectado a la red consiste básicamente en un generador fotovoltaico acoplado a un inversor que opera en paralelo con la red eléctrica convencional. El concepto de inyección a red tiene un amplio margen de aplicaciones, desde pequeños sistemas de pocos kilovatios pico (kWp) de potencia instalada hasta centrales de varios megavatios pico (MWp). En la Figura 6.56 se muestra un diagrama de los componentes principales de un sistema de conexión a red.

El generador fotovoltaico capta la radiación solar y la transforma en energía eléctrica, que en lugar de ser almacenada en baterías, como en los sistemas aislados e híbridos, se puede utilizar directamente en el consumo o entregarla a la red eléctrica de distribución. Estas dos funciones las realiza un inversor de corriente directa a corriente alterna especialmente diseñado para esta aplicación.

En la estructura física de un sistema fotovoltaico conectado a red, se pueden distinguir como elementos fundamentales:

- Módulos fotovoltaicos.
- Inversor para la conexión a la red.
- Dispositivo de intercambio con la red eléctrica.
- Contador de energía bidireccional.

En la Figura 6.56 se pueden apreciar los siguientes elementos: módulo, inversor, protecciones, contadores y red de distribución.

Las células solares proporcionan valores de tensión y corriente muy pequeños en comparación a los requeridos normalmente por los aparatos convencionales, además de ser extremadamente frágiles y eléctricamente no aisladas. Es por ello, que su utilización exige la interconexión de varias células para aumentar su voltaje y su intensidad, y la protección y ensamblaje del conjunto para constituir una única estructura: los **módulos** fotovoltaicos.

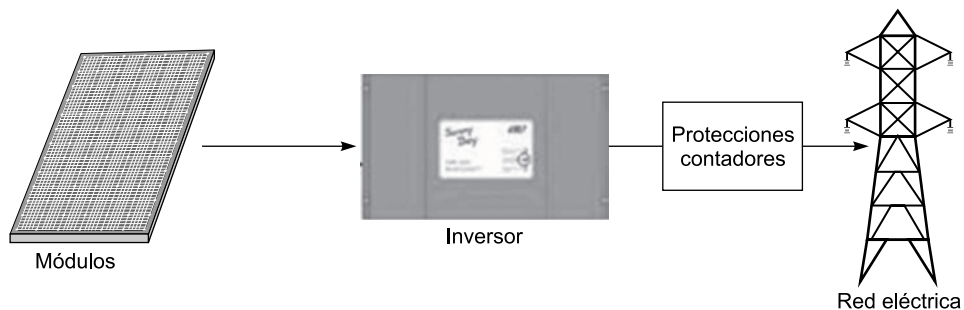


Figura 6.56. Esquema básico de una instalación FV conectada a red.

El **inversor**, es uno de los componentes más importantes en los sistemas conectados a red, ya que maximiza la producción de corriente del dispositivo fotovoltaico y optimiza el paso de energía entre el módulo y la carga, transformando la energía continua producida por los módulos en energía alterna, para introducirla en la red, con la que trabaja en régimen de intercambio. Los inversores para la conexión a la red eléctrica están equipados generalmente con un dispositivo electrónico que permite extraer la máxima potencia, paso por paso, del generador fotovoltaico. Este dispositivo sigue el punto de máxima potencia (MPPT, *Maximum Power Point Tracking*) y tiene justamente la función de adaptar las características de producción del campo fotovoltaico a las exigencias de la carga.

El **dispositivo de intercambio con la red eléctrica**, sirve para que la energía eléctrica introducida en la red tenga todas las características requeridas por la misma, según unas condiciones de calidad impuestas.

Finalmente, el **contador de energía bidireccional** mide la energía producida por el sistema fotovoltaico durante todo su período de funcionamiento, como su nombre indica, es capaz de medir energía en ambos sentidos, cuando la planta en cuestión está en condiciones de generar energía eléctrica y cuando no lo esté y sea preciso el consumo de energía desde el lado de la red.

El generador fotovoltaico o campo de paneles se puede integrar a techos o fachadas en las viviendas y edificios, o en estructuras especiales. Es conveniente incluir, tras el inversor, un transformador para aislamiento, un interruptor automático de desconexión, para cuando la tensión de la red está fuera de márgenes (vigilante de tensión) y el correspondiente contador, en serie con el habitual y en sentido inverso, para medir la energía eléctrica inyectada en la red.

El carácter modular de la tecnología fotovoltaica permite, al contrario que en la mayoría de las fuentes convencionales, un costo unitario y una eficiencia independiente del tamaño o la escala de la instalación; por ello los pequeños sistemas presentan un gran interés para la producción de energía descentralizada o independencia del usuario o consumidor.

Entre las principales ventajas de estos sistemas se pueden mencionar las siguientes:

- Al generar en el mismo punto en que se produce el consumo, se eliminan las pérdidas en la transmisión (8-12%) y de distribución (16-22%) de la energía eléctrica.
- Se instalan fácil y rápidamente sobre cualquier edificio o área de aparcamiento bien expuesta al sol y sin obstáculos o edificios próximos que proyecten sombras, sin consumir más espacio del que ya ocupa el edificio en el medio urbano.
- No producen contaminación ni efecto nocivo.
- Son sistemas modulares: permiten inversiones de forma progresiva.
- Los costos de operación y mantenimiento son incomparablemente inferiores a los de las termoeléctricas.

Inicialmente, los sistemas fotovoltaicos de conexión a red se desarrollaron para centrales fotovoltaicas de gran tamaño. Tras comprobarse en la práctica que estas centrales trabajaban correctamente y en la medida en que avanzó el desarrollo de la electrónica, se comenzaron a diseñar sistemas de menor envergadura, más pequeños y manejables, con la finalidad de ser instalados a modo de pequeñas centrales domésticas solares, totalmente adaptables a viviendas dotadas de una acometida convencional de suministro eléctrico desde la red.

La mayor parte de los paneles fotovoltaicos producidos ya hoy en día son conectados a la red, desde techos y fachadas solares con potencias de unos kWp hasta centrales eléctricas solares con decenas de MWp. Gracias a su flexibilidad, suponen un enorme potencial para la industria energética.

A nivel mundial la potencia de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red prácticamente se duplica cada año desde 1998; como ejemplo, de 120 MW instalados en el 2000 la potencia creció hasta 200 MW en el 2001. Esta tendencia se mantiene y amplía en los últimos años, como ya se ha comentado, solo en España durante los nueve primeros meses de 2008 se instaló el doble de energía solar fotovoltaica que en todo el recorrido anterior de la misma.

A diferencia de un sistema fotovoltaico autónomo, los sistemas de conexión a red no necesitan ser dimensionados específicamente; como ya es conocido, éstos no satisfacen una

carga en particular, es por ello que para realizar una instalación de un sistema de este tipo, siguiendo una estrategia que optimice las ventajas y objetivos, solamente se necesita saber el presupuesto disponible para ejecutar la inversión y el área donde se realizará la instalación de los módulos fotovoltaicos.

Una vez trazada la estrategia y conocido el presupuesto inicial y el área disponible, es posible determinar la potencia fotovoltaica que se instalará (Wp) en el sistema. A partir de esta potencia se puede determinar a priori de manera teórica la energía que inyectará el sistema a la red durante un período determinado (comúnmente se elige un año), independientemente de que dicha energía sea medida por el metro contador una vez entregada.

La energía que puede inyectar un sistema fotovoltaico conectado a red (SFCR) depende principalmente de la potencia conectada (Wp) y de la radiación que cae sobre la superficie de los módulos, o sea, dos sistemas con la misma potencia instalada pero ubicados en latitudes diferentes (ejemplo, España y Alemania) generan diferentes cantidades de energía.

Para comparar dos sistemas conectados a red en diferentes lugares del mundo supondremos lo siguiente:

1. Consideraremos un sistema fotovoltaico de 1 kWp de potencia.
2. Analizaremos la energía que produce este sistema durante un año.
3. Consideraremos 95% de eficiencia del inversor y 10% de pérdida asociada a suciedad en la superficie de los módulos.

De esta forma calcularemos la productividad del sistema, o sea, cuánta energía es capaz de inyectar a la red en el transcurso de un año, por cada kWp instalado [(kWh/año)/kWp]. Esta relación es la que utilizaremos.

Es importante destacar que la variabilidad anual de la radiación global en los cinco años consecutivos analizados es muy pequeña: $\pm 2\%$.

6.7. Instalación eléctrica de un sistema FV conectado a red

6.7.1. Características generales

Como descripción elemental de sistema fotovoltaico, mencionaremos que entendemos por tal al conjunto de componentes mecánicos, eléctricos y electrónicos que concurren para captar y transformar la energía solar disponible, transformándola en utilizable como energía eléctrica.

Todos los componentes y materiales cumplirán lo dispuesto en el REBT o legislación posterior equivalente referente a protecciones y seguridad de las personas. Se incluirán todas las protecciones necesarias para proteger la instalación frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones. Dichas protecciones deben afectar, tanto a la línea del generador, como a la línea de cargas. Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad. Todos los equipos expuestos a la intemperie tendrán un grado mínimo de protección IP65 y los de interior, IP32.

La conexión del generador fotovoltaico a la red general de distribución no deberá provocar averías en la misma, ni disminución de las condiciones de seguridad o alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable. Los equipos electrónicos de la instalación cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas están certificadas por el fabricante).

6.7.2. Paneles

El panel fotovoltaico utilizado satisfará las especificaciones UNE-EN 61215, para módulos de silicio cristalino o UNE-EN 61646 para módulos fotovoltaicos de capa delgada (o según los casos), así como estar cualificados por algún laboratorio reconocido, por ejemplo, Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica del Departamento de Energías Renovables del CIEMAT, Joint Research Centre Ispra, etc.; este requisito se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente. El módulo FV llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo, nombre o logotipo del fabricante, el número de serie y la fecha de fabricación, que permita su identificación individual. La potencia máxima y la corriente de cortocircuito reales de los módulos fotovoltaicos deberán estar comprendidas en el margen máximo del $\pm 10\%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo. Se instalarán los elementos necesarios para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del generador.

Por hacer referencia a algún modelo concreto, los módulos solares de la marca Solarwatt, modelo M230-96 GET AK, de 230 Wp, algunas de cuyas principales características físicas de los mismos se dan a continuación en la Tabla 6.4. En la Tabla 6.5, se muestran las principales características eléctricas de los paneles, como la potencia máxima, rendimiento, tensión en el punto de máxima potencia, corriente en el punto de máxima potencia, corriente de cc, tensión a circuito abierto, máxima tensión del sistema, etc.

TABLA 6.4 Características físicas de los módulos Solarwatt M230-96 GET AK.

Características físicas de los módulos	
Material	Células de silicio monocristalino
Número de células	96
Tecnología del módulo	Laminado vidrio-lámina con marco de aluminio
Cables y conexiones	Cables con conectores de Tyco, $2 \times 4 \text{ mm}^2$, 1,2 m de largo
Diodos <i>bypass</i>	4 diodos integrados
Normas de fabricación	DIN EN ISO 9001 y 14001
Condiciones de prueba estándar STC	1.000 W/m ² , 25 °C, AM 1,5
Longitud	1.610 mm
Anchura	1.060 mm
Espesor	50 mm
Peso	24 kg
Certificados y cualificaciones	IEC 61215 Ed.2, tipo de protección II, IEC 61730 en preparación

TABLA 6.5 Características eléctricas de los módulos Solarwatt M230-96 GET AK.

Características eléctricas de los módulos	
Potencia máxima nominal ($P_{\text{máx}}$)	230 Wp
Rendimiento	15%-17%
Tensión en el punto de $P_{\text{máx}}$ (V_{MPP})	47,7 V
Corriente en el punto de $P_{\text{máx}}$ (I_{MPP})	4,83 A
Corriente de cortocircuito (I_{SC})	5,28 A
Tensión a circuito abierto (V_{OC})	58,9 V
Máxima tensión del sistema	1.000 V
Coefficiente de temperatura de P_N	-0,5%/K
Coefficiente de temperatura de V_{OC}	-0,37%/K
Coefficiente de temperatura de I_{SC}	+0,03%/K

Para instalaciones fijas en territorio español, todos los colectores que la integren serán de la misma marca y del mismo modelo, se colocarán sobre estructuras metálicas, sin seguimiento solar, con una inclinación de 30° y un azimut de 0° . El equipo inversor se situará debajo de las placas solares anclado a la estructura de las mismas (ver Figura 6.57), los cuadros de protección, sistemas de telegestión y equipos de medida se situarán en un edificio construido al efecto, en el interior de la propia parcela, el cual tendrá acceso restringido, con puerta cancelable y acceso visual al campo generador.

Con el fin de evitar pérdidas de rendimientos por sombras producidas por filas de paneles a las posteriores, la distancia d , medida sobre la horizontal, entre una fila de colectores y un obstáculo, de altura h , que puede producir sombras sobre la instalación, será superior (según el procedimiento simplificado propuesto por el IDAE) al valor obtenido por la Ecuación (6.10).

$$d = \frac{h}{\tan(67^\circ - \text{latitud})} \quad (6.10)$$

siendo $1/\tan(67^\circ - \text{latitud})$ un coeficiente adimensional denominado k , este valor varía con la latitud del lugar (Figura 6.57), de forma que la separación entre la parte posterior de una fila de colectores y el comienzo de la siguiente no será inferior a la obtenida por la expresión anterior, aplicando h a la diferencia de alturas entre la parte alta de una fila de colectores y la parte baja de la siguiente.

En un día de verano normal, se obtiene para un módulo fotovoltaico puesto libremente, una temperatura de funcionamiento de entre $+40^\circ\text{C}$ y $+60^\circ\text{C}$ en caso de una radiación de 800 W/m^2 y una temperatura ambiental de 20°C . Asimismo, el montaje y la colocación de los módulos fotovoltaicos pueden ocasionar unos valores mayores de temperatura, valores que pueden llegar a ocasionar pérdidas de energía de hasta un 9% en caso de condiciones ambientales desfavorables. A este respecto, el montaje de los paneles se realizará con el objetivo de conseguir una óptima ventilación para minimizar las pérdidas de energía en caso de temperaturas altas, la temperatura de funcionamiento de los módulos fotovoltaicos también influye en la selección de un inversor adecuado. En cuanto la temperatura de funcionamiento de los módulos fotovoltaicos esté más baja (invierno -10°C), la tensión generada será más

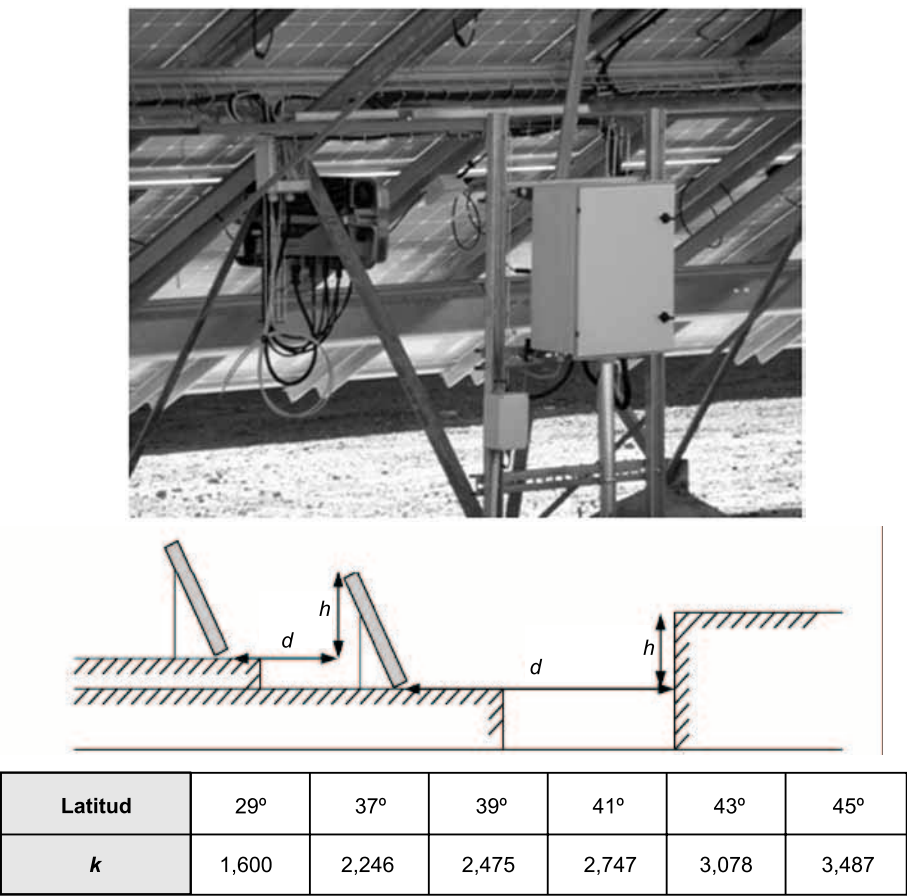


Figura 6.57. Inversor debajo de la estructura y cuadro de conexionado. Distancia entre paneles valor de k en función de la latitud del lugar.

alta, en el verano se obtiene la temperatura de funcionamiento más alta (+ 50 °C) y así una tensión más baja. El inversor deberá tener una gama de tensión de entrada muy amplia para poder trabajar óptimamente en invierno y en verano.

Vamos a definir la Ratio de Producción (PR), como el cociente entre la energía realmente producida por la instalación y la energía teórica máxima que puede generar la instalación. Lógicamente, la PR será tanto mayor cuanto menor sean las pérdidas producidas, pérdidas que pueden minorarse con un adecuado diseño y un óptimo mantenimiento, que deberán de ser consideradas.

6.7.3. Inversores

Los inversores se instalarán en la parte posterior de los módulos fotovoltaicos, fijados a la propia estructura soporte de los paneles, a una altura mínima de 1,5 m del suelo. Serán del tipo conexión a la red eléctrica con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico pueda pro-

porcionar a lo largo de cada día. Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Autoconmutado.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionará en isla o modo aislado.

Los inversores, cumplirán con las Directivas Comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones mediante varistores o similares.
- Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

Los inversores dispondrán de las señalizaciones necesarias para su correcta operación e incorporará los controles manuales y automáticos exigidos en el RD 1.663/2000, que aseguren su adecuada supervisión y manejo. Al menos, incorporarán los controles manuales siguientes:

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz AC.

El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiación solar de un 10% superior a las CEM. Además, soportará picos de un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.

Un inversor con potencia de salida superior a 5 kW deberá inyectar a la red potencias mayores del 10% de su potencia nominal. El autoconsumo de los equipos (pérdidas en vacío) en *stand-by* o «modo-nocturno» deberá ser inferior a un 2% de su potencia de salida nominal y el *fdp* de la potencia generada deberá de ser superior a 0,95, entre el 25% y el 100% de la potencia nominal. Tendrán un grado de protección mínima IP32 (recomendado IP65, en concreto) y estará garantizado para operación, como mínimo, en las siguientes condiciones ambientales: entre -10°C y $+40^{\circ}\text{C}$ de temperatura y 0% a 85% de humedad relativa. El conexionado de los módulos FV deberá ser tal que el campo de paneles produzca la energía eléctrica al voltaje de trabajo del inversor calculado.

Dado que los valores de radiación por encima de 850 W/m^2 aparecen muy pocas veces, es por ello, que tampoco se alcance muchas veces la potencia nominal del generador FV, así que el equipo funciona normalmente en carga parcial. Para aprovechar mejor los valores de radiación más bajos, es conveniente dimensionar el inversor un poco más bajo. El grado de rendimiento de este, sube rápidamente al subir la radiación por encima del 90%. En la Figura 6.58 se muestran los rangos de irradiación frente a la energía de irradiación en % y el rendimiento en % para el inversor sobredimensionado y subdimensionado.

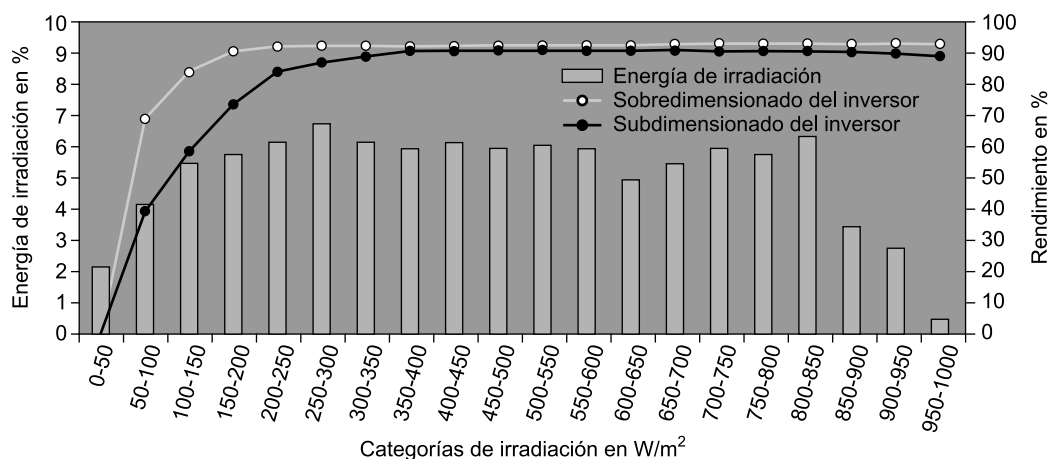


Figura 6.58. Energía de irradiación y eficiencia.

Al sobredimensionar el inversor, la subida en el ámbito de radiaciones bajas, está más inclinada, así que solamente se obtiene un grado de rendimiento alto en casos de unos valores de radiación altos. Al mismo tiempo, se aumenta el rendimiento del sistema FV por reducir los costes de inversión.

En el display del inversor se reflejará la potencia generada actual, así como el rendimiento energético total de la instalación solar. Dispondrá de memoria integrada con posibilidad de guardar datos y valores de visualización acumulados incluso en caso de un fallo del suministro eléctrico. Con objeto de garantizar la producción eléctrica, así como de disponer en todo momento de la energía producida, mediante monitorización y vigilancia por medio de telefonía básica, ADSL, Internet u otras. Estarán interconectados entre sí mediante un bus de comunicaciones de forma que pueda conocerse, desde un punto central, las condiciones de funcionamiento de cada uno de ellos.

En cuanto al sistema de monitorización de los inversores, está formado por tarjetas de enchufe integradas. Garantiza que grandes cantidades de datos sean distribuidas de una manera rápida y segura, y facilita la conexión de sensores que miden la temperatura del panel y la exterior, y puede proveer información precisa sobre irradiación y velocidad del viento, facilitando un reporte de producción según perfiles horarios.

La conexión a la red se hará de forma que podamos compensar las tres fases, conectando un tercio de los inversores a la fase correspondiente y el neutro al de la red. Cumplirá con lo dispuesto en el RD 1.663/2000. El sistema de tres grupos de inversores nos permite también que las líneas de conexión sean en AC, con lo que disminuimos sección, la asociación de los 3 grupos de inversores, formarán el sistema trifásico a conectar, siendo la tensión entre fases en el mismo de 400 V.

Los inversores monitorizan la tensión de la red, siempre que ésta esté dentro de los valores especificados para su funcionamiento (de tensión y frecuencia) y que exista la radiación solar suficiente (potencia en continua), el inversor realizará la conexión a red sincronizándose con su frecuencia y evacuando toda la energía disponible a la misma. Asimismo, el inversor monitoriza continuamente la tensión y frecuencia de la red, y en caso de que exista un fallo en la red que haga que la tensión o la frecuencia estén fuera de rango permitido, los

inversores de manera inmediata desconectan el sistema automáticamente. En el caso de desaparecer completamente la tensión de red, los inversores disponen de una protección anti-isla, que desconecta el sistema hasta que detecta de nuevo tensión, la reconexión se produce a los tres minutos de la desaparición del fallo de tensión o frecuencia.

6.7.4. Líneas eléctricas

Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente. Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar las caídas de tensión y calentamientos, según se establece en el REBT, concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte DC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior a 0,5%. El mismo valor se utilizará para el dimensionamiento de conductores de la parte AC, teniendo en cuenta en ambos casos como referencia las correspondientes cajas de conexiones. Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuados para su uso en intemperie, al aire o enterrado de acuerdo con la norma UNE 21123. El montaje del cableado se realizará sin torsiones ni esfuerzos, disponiéndose mediante trazados horizontales y verticales, y conduciéndose con la debida protección en los lugares que discurran por el exterior y con la debida atención para no invertir las polaridades de los circuitos. Los fusibles se instalarán, preferentemente, en las líneas de polaridad positiva. Como norma general, el cableado cumplirá con las siguientes prescripciones:

- La conexión de los módulos en serie, se realizará por medio del cableado *multicontact*, embridando el cableado de interconexión a las correas de la estructura (ver detalle en la Figura 6.59). Los conductores, tanto de AC como de DC serán de cobre y de la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos.

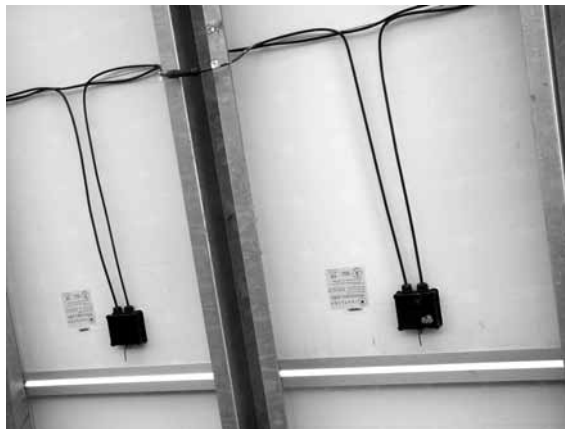


Figura 6.59. Sujeción del cableado de los módulos.

- Todo el conexionado se realizará de barra de origen a barra destino, sin el corte de los conductores, evitando la existencia de empalmes.
- El cableado subterráneo DC se depositará bajo tubo, y se anillará de manera que leyendo cualquiera de los extremos, se pueda determinar cada cable. Se anillará cada conductor tanto en origen como en destino, siempre que sea necesario.

- El cableado subterráneo AC se depositará bajo tubo y el conexionado se ejecutará de borne origen a borne de destino sin el corte de los conductores, evitando la existencia de empalmes. Los cables se anillarán de igual forma que los de DC de forma que se pueda determinar cada cable de manera sencilla. Los conductores que partan de los inversores se marcarán con la designación correspondiente para cada conductor en el tubo preparado para cada una de las fases en el origen y destino.

6.7.5. Dispositivos de protección, seguridad y cableado

Las protecciones que proporciona el inversor nos permiten eliminar el cuadro de protecciones con descargadores, fusibles, diodos, etc. Recuérdese que las protecciones que incorpora el inversor son: protección contra polarización inversa, seccionador de carga, resistencia al cortocircuito, monitorización de toma a tierra, monitorización de red y protección diferencial integrada.

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el RD 1663/2000 sobre protecciones de instalaciones FV conectadas a la red de BT, en particular, en conexiones a red trifásicas; las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 Hz y 49 Hz, respectivamente) y de máxima y mínima tensión ($1,1 V_n$ y $0,85 V_n$, respectivamente), serán para cada fase. Asimismo, cumplirán, en cuanto a armónicos y compatibilidad electromagnética, lo dispuesto en el artículo 13 del mencionado RD. Así, cuenta con los siguientes elementos de protección en función de cada caso, los cuales se indican a continuación.

Contactos directos. A tener en cuenta lo siguiente:

- Tanto en el lado de continua como en el de alterna, no hay acceso directo a las conexiones de los módulos FV: latiguillos multicontact aislados y caja de conexión sellada (ver Figura 6.60).
- Cajas de conexión del campo de paneles: bornes en el interior de la caja con la tapa atornillada y prensaestopas en la entrada de cables.
- Cables: doble aislamiento según norma UNE 21123.



Figura 6.60. Imposibilidad de contactos directos, al estar las conexiones de continua y alterna dentro de cajas.

Contactos indirectos. A tener en cuenta lo siguiente:

- Diferencial con sensibilidad de 30 mA y toma de tierra (Figura 6.61).



Figura 6.61. Diferencial bipolar de 30 mA de sensibilidad.

Cortocircuitos. A tener en cuenta lo siguiente:

- El inversor tiene en cada una de las entradas de continua un magnetotérmico con curva C. salida del inversor protegida mediante un magnetotérmico de 15 A curva C.

Sobrecargas. A tener en cuenta lo siguiente:

- Es una situación que no puede darse nunca, ya que el campo de paneles está definido según la potencia máxima que tiene el inversor. La única situación que se producirá de sobrecarga es si se aumentase el campo de paneles de forma indebida y sin consultar al instalador.

Sobretensiones. A tener en cuenta lo siguiente:

- Tanto en la entrada de continua como en la salida de alterna, el inversor, está protegido mediante varistores, que se muestran en la Figura 6.62.



Figura 6.62. Varistor.

6.7.6. Contadores de energía y sistemas de telecontrol

Para la instalación de contadores se seguirán las instrucciones que suministre el fabricante, prestando especial interés al aislamiento electromagnético por interferencia de equipos electrónicos.

Sistema eléctrico y de control. El sistema eléctrico y de control cumplirá con el REBT en todos aquellos puntos que sean de aplicación. Los cuadros serán diseñados siguiendo los requisitos de estas especificaciones y se construirán de acuerdo con el REBT y con las recomendaciones de la CEI, protegidos contra posibles contactos directos e indirectos. El sistema de monitorización, permitirá la visualización de los datos de funcionamiento e indicación permanente del rendimiento actual. Con 2×16 caracteres, conmutación en intervalos de 2 segundos: tensión AC y DC, rendimiento diario y total (Wh, kWh), temperatura generador FV y radiación (con sensor conectado), indicación de fallos (sobrecalentamiento, sobreten-sión DC, corriente de derivación (AFI)). Para distancias superiores a 50 m y para la conexión de inversores de conexión a red adicionales, se conectarán a través de un Sunny Boy Control Plus. Se instalará de la misma manera, un MODEM para el control remoto de los datos a través de una red de telecomunicaciones hacia un PC (el PC se conectará a un *switch*, los inversores entre ellos y al Sunny Boy Control Plus, tal y como se ve en la Figura 6.63, con el cableado correspondiente), un registrador de datos con almacenamiento de valores de funcionamiento. En una memoria anular con capacidad de 120 valores, se almacenan valores medios a lo largo de 15 minutos de tensión DC, tensión AC, intensidad AC, temperatura del disparador de calor, radiación y temperatura (si está conectado el sensor). De estos valores se forman 40 valores diarios y 13 mensuales. Se pueden almacenar y leer hasta 10 errores de la instalación.

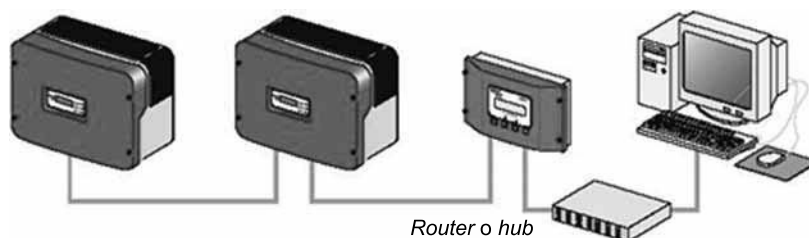


Figura 6.63. PC con Sunny Boy Control Plus a través de *switch*. Conexión entre inversores y Sunny Boy Control a través de RS-232, RS-485 o Powerline.

Con el *software* desarrollado para los inversores de conexión a red se pueden visualizar los siguientes datos de funcionamiento de un PC:

- Representación de los valores *online*: V_{DC} , V_{AC} , I_{AC} , fecha, hora, potencia AC, temperatura del módulo, radiación del módulo, rendimiento del día y desde puesta en servicio y errores.
- Representación de los valores de minuto: fecha, hora, V_{DC} , V_{AC} , I_{AC} , temperatura, radiación, rendimiento en 15 minutos y suma acumulada del día.
- Visualización de color, *zoom*, posibilidad de impresión y almacenamiento. Los inversores individuales se pueden consultar con un menú desplegable.
- Representación de los valores diarios: fecha en el inversor y energía diaria.

- Representación de los valores mensuales: fecha en el inversor, rendimiento desde la puesta en servicio y energía mensual.
- Datos de error: fecha, hora y tipo de error.
- Ajustes: fecha, hora en el inversor, selección del tipo de MODEM e introducción del número de teléfono.
- Requisitos del sistema: Intel Pentium 100 MHz o superior, MS Windows 95, 98 o 2000, 6 MB de memoria libre en disco duro, 16 MB memoria de trabajo, monitor VGA con resolución 800×600 .

El fabricante, SMA, ha desarrollado un llamado Sunny Data Control. En la Figura 6.64 se muestra una pantalla de *software* de control.



Figura 6.64. Sunny Data Control. *Software* gratuito a descargar en web del fabricante.

6.7.7. Punto propuesto para realizar la conexión

Ante la posible ausencia de redes de distribución en BT en la parcela en la que se proyecta la instalación del generador FV, se puede prever la instalación de un CT (centro de transformación), de tipo interior, en caseta prefabricada, del que se derivará una línea subterránea con paso a aéreo en un apoyo metálico de celosía, situado en un punto próximo al propio local del CT. Desde este apoyo se tenderá una línea aérea, compuesta por conductores tipo LA-56 hasta, con un vano de 25 m, el apoyo número 87 de la red de distribución existente en AT (alta tensión) propiedad de LUZ. En la Figura 6.65 un apoyo existente (ya modificado) que pasa por la parcela, donde se hará la conexión, sin olvidar que habrá que disponer de otro apoyo metálico para salir del CT y antes del conexionado, otro apoyo metálico con el dispositivo OCR que es necesario según la compañía distribuidora.

6.7.8. Puesta a tierra

En cuanto a las protecciones contra corrientes derivadas, todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el RD 1663/2000 sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones FV conectadas a la red de BT. A este respecto todas las masas de la instalación FV,



Figura 6.65. Poste existente en la parcela (ya modificado) de la compañía distribuidora para el punto de entronque.

tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectadas a tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora de acuerdo con el REBT.

6.7.9. Ensayos de recepción y pruebas funcionales

Será condición previa para realizar los ensayos de recepción que la instalación se encuentre totalmente terminada de acuerdo con el proyecto y con las modificaciones que hayan sido acordadas. Asimismo, es necesario que hayan sido previamente corregidas todas las anomalías denunciadas a lo largo de la ejecución de la obra y que la instalación haya sido conectada, instaladas la puesta a tierra, protecciones, seguridades pertinentes, puesta a punto, limpiada y convenientemente rotulada. Las pruebas estarán precedidas de una comprobación de los materiales al momento de su recepción a obra. Por otra parte, deberá comprobarse la existencia de la acometida definitiva de energía eléctrica al consumo o a la red general de distribución.

Cuando el material o equipo llegue a obra con certificación de origen industrial, que acredite el cumplimiento de la normativa, nacional o extranjera en vigor, su recepción se realizará comprobando, únicamente, sus características aparentes. Durante la ejecución de obra, todas las uniones o líneas eléctricas, conductos o elementos que vayan a quedar ocultos, deberán ser expuestos para su inspección o expresamente aprobados, antes de colocar las protecciones requeridas.

El instalador se responsabilizará de la ejecución de las pruebas funcionales, del buen funcionamiento de la instalación y del estado de la misma en el momento de su entrega a la propiedad. Salvo orden expresa, se entregará la instalación conectada y en funcionamiento. Se comprobará la correcta actuación de todas y cada una de las protecciones y seguridades instaladas, así como la derivación a tierra de las masas, la actuación del sistema de control y el comportamiento global de la instalación realizando una prueba de funcionamiento diario, consistente en verificar, que en un día claro y/o ventoso, el inversor funciona y el contador de la red detecta el suministro.

La prueba de funcionamiento y prestaciones se realizará por contraste de los valores de producción realmente medidos (obtenidos a través del sistema contador de energía o de mo-

nitorización) durante quince días de funcionamiento de la instalación, con los valores de producción energética considerados en la memoria de diseño.

Las pruebas de recepción y puesta en marcha finalizarán y por tanto la instalación podrá ser recepcionada, una vez que se den todas y cada una de las siguientes circunstancias:

- Se haya comprobado que los voltajes e intensidades de los diferentes circuitos se corresponden con los de diseño (generador, inversor y puesta a tierra).
- Se haya realizado de forma satisfactoria la prueba de funcionamiento de los sistemas de seguridad (diodos, magnetotérmicos y diferenciales).
- Se haya realizado la verificación del correcto funcionamiento del inversor.
- Se haya verificado el correcto suministro y actuación del contador de energía.
- Se haya verificado el correcto funcionamiento del sistema de control.
- Se hayan verificado las prestaciones energéticas reales (medidas a través del equipo de medición o monitorización instalado) respecto a las prestaciones de diseño.

Para las pruebas anteriores, se emitirá certificado firmado por técnico competente. El documento de recepción de la instalación estará compuesto por los certificados anteriormente comentados, así como por la declaración expresa de aceptación del usuario. Será condición indispensable para la recepción de la instalación, que se haya limpiado y retirado de la obra todo el material sobrante.

6.7.10. Armónicos y compatibilidad electromagnética

Para comenzar, definiremos el término de **armónico** a continuación: Los armónicos son corrientes o tensiones cuyas frecuencias son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental de la alimentación.

La tensión generada será prácticamente sinusoidal, con una tasa máxima de armónicos, en cualquier condición de funcionamiento de:

- Armónicos de orden par: $4/n$
- Armónicos de orden $3:5$
- Armónicos de orden impar (≥ 5): $25/n$

La tasa de armónicos es la relación, en %, entre el valor eficaz del armónico de orden n y el valor eficaz del fundamental. Los inversores cumplirán con las Directivas de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética. A continuación, en la Figura 6.66 se muestra un detalle de la componente fundamental de una onda sinusoidal y sus armónicos de orden $2n$.

6.7.11. Prescripciones especiales según la ITC-40 instalaciones generadoras de BT de REBT

Objeto y campo de aplicación. La citada instrucción se aplica a las instalaciones generadoras, entendiendo como tales, las destinadas a transformar cualquier tipo de energía no eléctrica en energía eléctrica. A los efectos de esta instrucción se entiende por **Redes de**

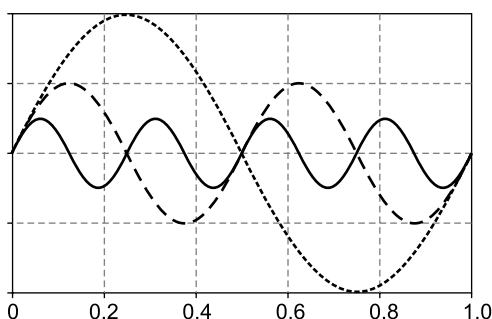


Figura 6.66. Onda sinusoidal con componente fundamental y armónicos de orden $2n$.

Distribución Pública a las redes eléctricas que pertenecen o son explotadas por empresas cuyo fin principal es la distribución de energía eléctrica para su venta a terceros. Se entiende por **Autogenerador** a la empresa que produce, individualmente o en común, la energía eléctrica destinada en su totalidad o en parte, a sus necesidades propias.

Clasificación. Las instalaciones generadoras FV conectadas a red, se clasifican atendiendo a su funcionamiento respecto a la red de distribución pública, como de **tipo c**: Instalaciones generadoras interconectadas: aquellas que están, normalmente, trabajando en paralelo con la red de distribución pública.

Condiciones generales. Las instalaciones complementarias de las instalaciones generadoras deberán cumplir, además, las disposiciones que establecen los reglamentos y directivas específicos que les sean aplicables.

Condiciones para la conexión. En la Figura 6.67, se muestra un esquema básico de una posible interconexión de una planta FV a la red de distribución pública.

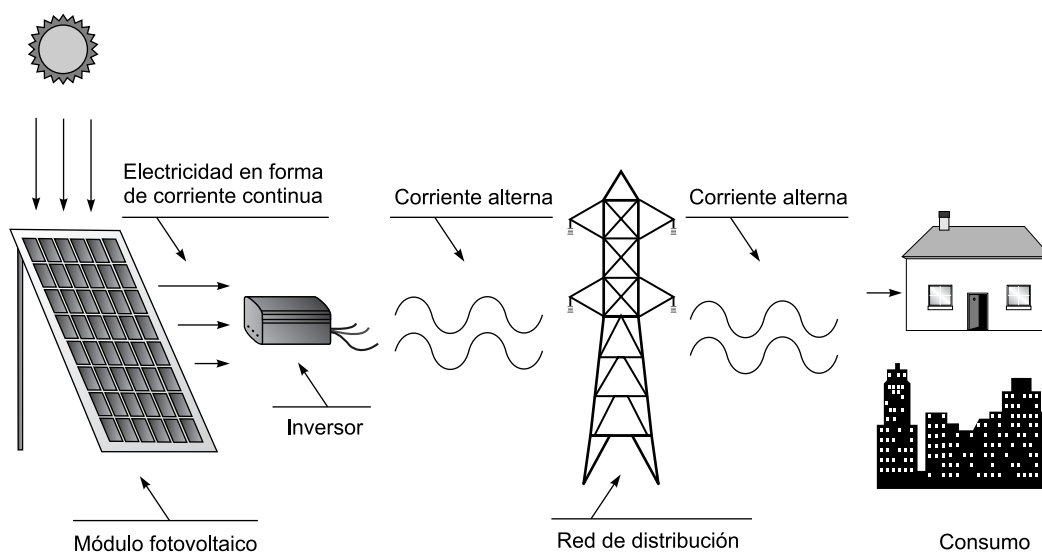


Figura 6.67. Esquema básico de conexión de una planta FV a la red de distribución pública.

Instalaciones generadoras interconectadas. La potencia máxima de las centrales interconectadas a una red de distribución pública, estará condicionada por las características de ésta: tensión de servicio, potencia de cortocircuito, capacidad de transporte de línea, potencia consumida en la red de baja tensión, etc. A continuación se indican unos datos a tener en cuenta:

1. **Potencias máximas de las centrales interconectadas en BT.** Con carácter general, la interconexión de centrales generadoras a las redes de BT de $3 \times 400/230$ V será admisible cuando la suma de las potencias nominales de los generadores no exceda de 100 kVA, ni de la mitad de la capacidad de la salida del centro de transformación correspondiente a la línea de la red de distribución pública a la que se conecte la central. Para evitar fluctuaciones en la red, la potencia de los generadores no será superior al 5% de la potencia de cortocircuito en el punto de conexión a la red de distribución pública.
2. **Condiciones específicas para el arranque y acoplamiento de la instalación generadora a la red de distribución pública.** La caída de tensión que puede producirse en la conexión de los generadores no será superior al 3% de la tensión asignada de la red, con una frecuencia de las conexiones de, como máximo de 3 por minuto, siendo el límite de la caída de tensión de 2% de la tensión asignada durante 1 segundo. Para limitar la intensidad en el momento de la conexión y las caídas de tensión, a los valores anteriormente indicados, se emplearán dispositivos adecuados. La central deberá poseer un equipo de sincronización, automático o manual (integrado en los inversores). Asimismo, la conexión de la central a la red de distribución pública deberá efectuarse cuando en la operación de sincronización las diferencias entre las magnitudes eléctricas del generador y la red no sean superiores a las siguientes:
 - Diferencia de tensiones: ± 8 V
 - Diferencia de frecuencia: $\pm 0,1$ Hz
 - Diferencia de fase: $\pm 10^\circ$
3. **Equipos de maniobra y medida a disponer en el punto de interconexión.** En el origen de la instalación interior y en un punto único y accesible de forma permanente a la empresa distribuidora de energía eléctrica, se instalará un interruptor automático sobre el que actuarán un conjunto de protecciones. Éstas deben garantizar que las faltas internas de la instalación no perturben el correcto funcionamiento de las redes a las que estén conectadas y en caso de defecto de éstas, debe desconectar el interruptor de la interconexión que no podrá reponerse hasta que exista tensión estable en la red de distribución pública. Las protecciones y el conexionado del interruptor serán precintables y el dispositivo de maniobra será accesible al autogenerador. Asimismo, se dispondrá, al final de la instalación de enlace, un equipo de medida que registre la energía suministrada por el autogenerador; este equipo de medida podrá tener elementos comunes con el equipo que registre la energía aportada por la red de distribución pública, siempre que los registros de la energía en ambos sentidos se contabilicen de forma independiente. Los elementos a disponer en el equipo de medida serán los que correspondan al tipo de discriminación horaria que se establezca.
4. **Control de la energía reactiva.** El factor de potencia de la instalación será próximo a la unidad, por otra parte, las instalaciones anteriores dispondrán de dispositivos de

protección adecuados que aseguren la desconexión en un tiempo inferior a 1 segundo cuando se produzca una interrupción en la red de distribución pública.

Cables de conexión. Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la red de distribución pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal. En la Figura 6.68 se aprecia un cable con tres conductores, muy importante seguir la secuencia de colores que por norma se establece para la fase, el neutro y la tierra.

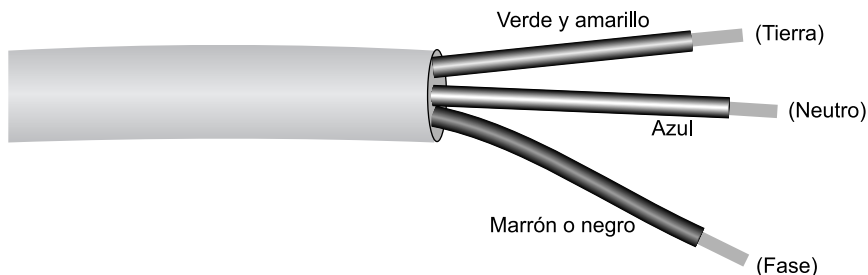


Figura 6.68. Tres conductores de cobre envueltos en manguera.

Forma de onda. La tasa de armónicos es la relación, en %, entre el valor eficaz del armónico de orden n y el valor eficaz del fundamental. La tensión generada será prácticamente sinusoidal, con una tasa máxima de armónicos, en cualquier condición de funcionamiento de:

- Armónicos de orden par: $4/n$
- Armónicos de orden: $3:5$
- Armónicos de orden impar (≥ 5): $25/n$

Protecciones. En las instalaciones de generación que puedan estar interconectadas con la red de distribución pública, se dispondrá un conjunto de protecciones que actúen sobre el interruptor de interconexión, situadas en el origen de la instalación interior. Éstas corresponderán a un modelo homologado y deberán estar debidamente verificadas y precintadas por un laboratorio reconocido. Las protecciones mínimas a disponer serán las siguientes:

- De sobreintensidad, se realizan mediante relés directos magnetotérmicos o solución equivalente a la propuesta.
- De mínima tensión instantáneos, conectados entre las tres fases y neutro y que actuarán, en un tiempo inferior a 0,5 segundos, a partir de que la tensión llegue al 85% de su valor asignado.
- De sobretensión, conectado entre una fase y neutro, y cuya actuación debe producirse en un tiempo inferior a 0,5 segundos, a partir de que la tensión llegue al 110% de su valor asignado.
- De máxima y mínima frecuencia, conectado entre fases, y cuya actuación debe producirse cuando la frecuencia sea inferior a 49 Hz o superior a 51 Hz durante más de 5 períodos.

Instalaciones de puesta a tierra. A continuación se indican unos datos a tener en cuenta:

1. **Generalidades.** Las centrales de instalaciones generadoras deberán estar provistas de sistemas de puesta a tierra que, en todo momento, aseguren que las tensiones que se puedan presentar en las masas metálicas de la instalación no superen los valores, establecidos en la MIE-RAT 13 del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación. Los sistemas de puesta a tierra de las centrales de instalaciones generadoras deberán tener las condiciones técnicas adecuadas para que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución pública ni a las instalaciones privadas, cualquiera que sea su funcionamiento respecto a ésta: aisladas, asistidas o interconectadas.
2. **Instalaciones generadora, conectadas a redes de distribución pública.** Cuando la instalación receptora esté acoplada a una red de distribución pública que tenga el neutro puesto a tierra, el esquema de puesta a tierra será el TT (Figura 6.69) y se conectarán las masas de la instalación y receptores a una tierra independiente de la del neutro de la red de distribución pública.

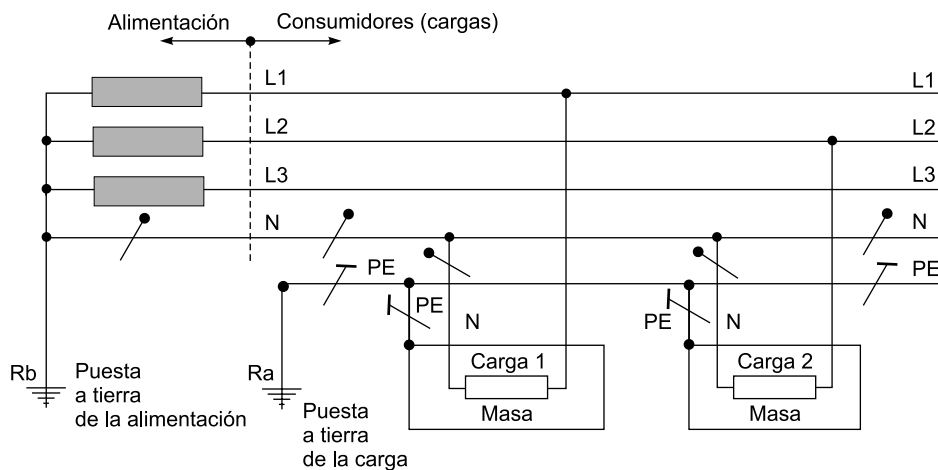


Figura 6.69. Esquema de distribución del neutro TT tipo.

Para la protección de las instalaciones generadoras se establecerá un dispositivo de detección de la corriente que circula por la conexión de los neutros de los generadores al neutro de la red de distribución pública, que desconectará la instalación si se sobrepasa el 50% de la intensidad nominal. La puesta a tierra de protección de los bastidores y marcos de los paneles FV será independiente del resto de las tierras de la instalación.

Puesta en marcha. Para la puesta en marcha de las instalaciones generadoras asistidas o interconectadas, además de los trámites y gestiones que corresponda realizar, de acuerdo con la legislación vigente ante los organismos competentes se deberá presentar el oportuno proyecto a la empresa distribuidora de energía eléctrica de aquellas partes que afecten a las condiciones de acoplamiento y seguridad del suministro eléctrico. Esta podrá verificar, antes de realizar la puesta en servicio, que las instalaciones de interconexión y demás elementos

que afecten a la regularidad del suministro están realizadas de acuerdo con los reglamentos en vigor; en caso de desacuerdo se comunicará a los órganos competentes de la Administración, para su resolución.

Otras disposiciones. Todas las actuaciones relacionadas con la fijación del punto de conexión, el proyecto, la puesta en marcha y explotación de las instalaciones generadoras seguirán los criterios que establece la legislación en vigor. La empresa distribuidora de energía eléctrica podrá, cuando detecte riesgo inmediato para las personas, animales e incluso bienes, desconectar las instalaciones generadoras interconectadas, comunicándolo posteriormente, al órgano competente de la Administración.

6.8. Centrales solares fotovoltaicas

Dependiendo de las características comunes de las diferentes centrales FV conectadas a red podremos clasificar a éstas en tres tipos:

- Instalaciones con aprovechamiento de estructuras.
- Planta fotovoltaica.
- Huerta solar.

6.8.1. Instalaciones con aprovechamiento de estructuras

A este grupo pertenecen todas aquellas centrales que se apoyan directa o indirectamente sobre fachadas, tejados, voladizo y demás estructuras ya existentes. En la Figura 6.70 puede verse la mayor instalación fotovoltaica sobre cubierta más grande de Europa en la actualidad; se trata del edificio que Telefónica tiene en Madrid (denominado Distrito C), junto a la carretera de circunvalación M-40.

- Dispone de 16.200 paneles solares fotovoltaicos en integración horizontal (Figura 6.70).
- Está dividida en 25 instalaciones de 100 kW cada una mas una de 16 kW (Figura 6.71).
- Suministra un total de 2,8 MW de potencia, con una producción al año de 4 GWh.
- Una longitud de más de un kilómetro.
- Más de 20.000 metros cuadrados de extensión.
- Genera el 15% del consumo anual de Distrito C.
- Ha supuesto una reducción de CO₂ a la atmósfera de más de 1.600 toneladas anuales. Magnitudes Distrito C:
- La nueva sede de telefónica DISTRITO C, alberga a 12.000 empleados (cifra que representa el 30% de la plantilla de Telefónica en toda España).
- Tiene una extensión de 367.370 m² construidos, de ellos 170.283 m² están destinados a oficinas, 45.000 m² a zonas ajardinadas, más de 16.300 m² a servicios, etc.
- Centro de formación con 33 aulas y capacidad para 600 personas.



Figura 6.70. Vista aérea de la instalación fotovoltaica del edificio de Telefónica en Madrid (Distrito C).



Figura 6.71. Detalle módulos de la instalación fotovoltaica del edificio de Telefónica en Madrid (Distrito C).

- Zona de restauración.
- Centro de Salud y Prevención Laboral.
- Policlínico con facultativos de diferentes especialidades médicas.
- Una zona comercial.

- Gimnasio.
- Escuela infantil para niños de 0 a 3 años.
- Acceso en autobús y metro, con parada dentro de la propia sede.

La instalación de tejados fotovoltaicos es una solución muy útil para uso industrial, comercial y doméstico. Mediante el uso de tejados fotovoltaicos el cliente asegura un suministro eléctrico limpio e independiente. La instalación de este tipo de componentes es especialmente adecuada en casos de que el cliente se encuentre aislado o la conexión a la red eléctrica resulte costosa.

La tecnología a instalar es muy dependiente en el tipo de estructura del edificio. Dependiendo de la resistencia del tejado, podremos colocar módulos de Si convencional o *thin film* en el caso de un techo débil.

6.8.2. Planta fotovoltaica

En la Figura 6.72 puede verse la planta solar fotovoltaica de Almaraz de 20 MW. Ha supuesto una inversión de más de 180 millones de euros. Su inauguración en el mes de octubre de 2008 constituyó una de las mayores plantas fotovoltaicas de Europa con seguimiento a dos ejes.

Una primera observación que se puede hacer de este tipo de instalaciones es que estas plantas solares pueden ser estáticas o con seguidores, y en este segundo caso, con seguidor a uno o dos ejes. En la Figura 6.73 puede verse parte de una planta de estructura estática y en las Figuras 6.74, 6.75 y 7.76 los esquemas de estructura estática y de seguidores a un eje y dos ejes respectivamente.



Figura 6.72. Planta solar fotovoltaica de Almaraz de 20 MW.

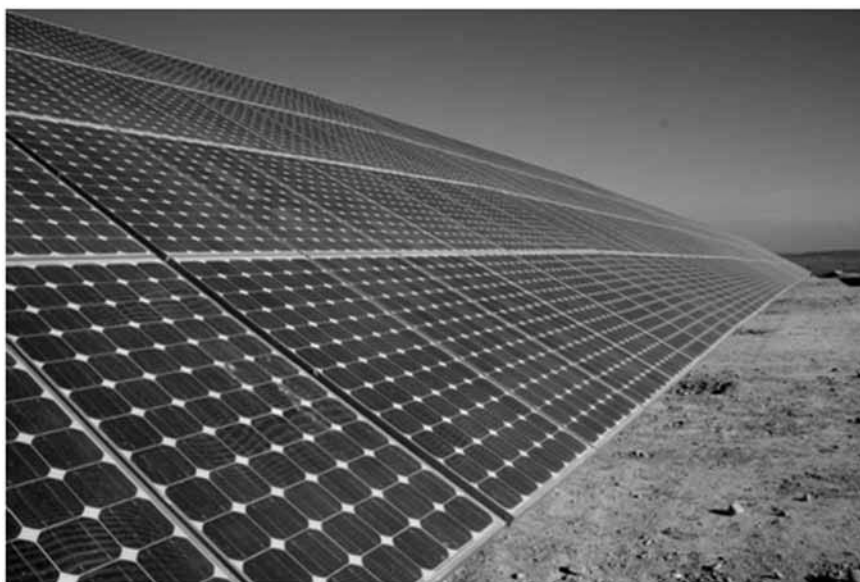


Figura 6.73. Planta fotovoltaica de estructura estática.

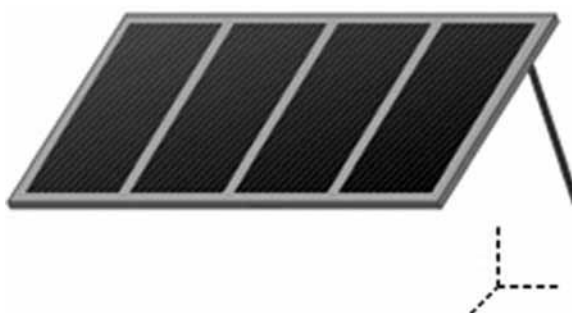


Figura 6.74. Esquema de estructura estática.

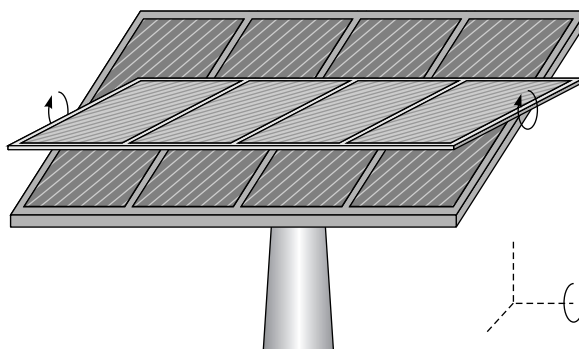
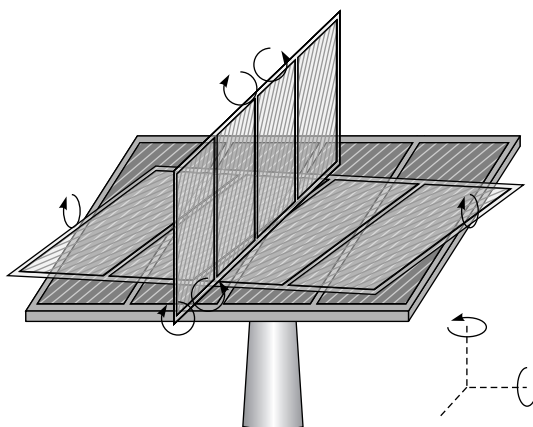


Figura 6.75. Esquema seguidor de un eje.

**Figura 6.76.** Esquema seguidor dos ejes.

6.8.2.1. Plantas fijas

En las plantas fijas, el seguidor no permite mover el módulo fotovoltaico para que se encuentre enfrenteado al sol en todo momento. La inclinación del panel solar, será la óptima para recibir la mayor irradiación a lo largo del año y dependerá de la altitud en que instalemos el panel. Existe la posibilidad de que se pueda regular la inclinación, caso en que se elegirá una para verano y otra para invierno.

La tecnología óptima para la instalación en plantas fijas es tecnología convencional, puesto que la tecnología de concentración no es económicamente viable. Para la instalación de plantas fotovoltaicas, existen ciertos requerimientos como:

- El clima (DNI, GHI).
- La orografía.
- Disponibilidad de conexión eléctrica a la red.

El terreno aproximado para la instalación de una planta fija de un 1 MW para tecnología convencional viene definido junto a las dimensiones del ancho (x en metros) y el largo (y en metros) de un rectángulo que simula las dimensiones de la planta (Figura 6.77).

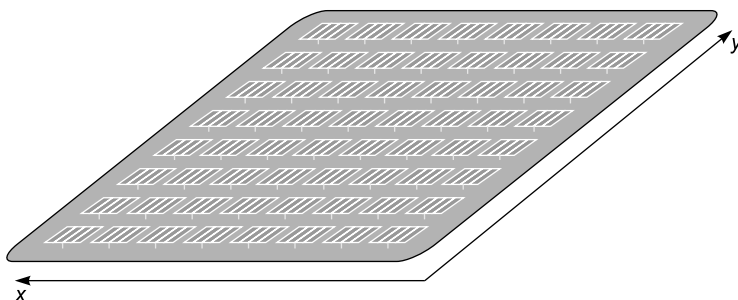
**Figura 6.77** Planta fija de un 1 MW para tecnología convencional.

TABLA 6.6 Ocupación de terreno de una planta fija de un 1 MW.

1 MW	Convencional
Plantas fijas	1,4 ha
Ocupación del terreno*	$x = 120$ m $y = 120$ m

* Para unas condiciones de radiación en torno a los 2.120 kWh/m² y año.

6.8.2.2. Plantas con seguidores (convencional y baja concentración)

Con las plantas fotovoltaicas de módulos con seguidores tanto de un eje como de dos ejes se permite un seguimiento muy exacto del sol que conduce a la obtención de altos rendimientos.

La tecnología fotovoltaica con seguidores es la adecuada para zonas con media y alta radiación. Es una tecnología ampliamente demostrada desde hace años, con un mercado muy extenso debido a sus características como energía distribuida. En este caso existen unos costes de mantenimiento, que aunque pueden considerarse bajos, deben tenerse en cuenta frente a los costes casi nulos que por este concepto tienen las instalaciones fijas.

Las tecnologías óptimas para la instalación en plantas con seguidores son la tecnología convencional y *thin film*.

El terreno aproximado para la instalación de una planta con seguidores de un 1 MW para las diferentes tecnologías viene definido junto a las dimensiones del ancho (x en metros) y el largo (y en metros) de un rectángulo que simula las dimensiones de la planta.

TABLA 6.7 Ocupación de terreno de una planta con seguidores de un 1 MW.

1 MW	Silicio
Plantas seguidor 1 eje*	4,6 ha $x = 215$ m $y = 215$ m
Plantas seguidor 2 ejes*	5 ha $x = 225$ m $y = 225$ m

* Para unas condiciones de radiación en torno a los 2.120 kWh/m² y año.

Deben compararse aquí las 5 ha que se requieren para una planta de 1 MW con seguidor a dos ejes, frente a las 4,6 ha en el caso de seguidor en un eje (aproximadamente un 10% menos que en el primer caso), o sobre todo las solamente 1,4 ha que supone para una planta con estructura fija de igual potencia. Estas diferencias significativas deben tenerse en cuenta a la hora de apostar por uno u otro sistema, muy especialmente cuando el terreno sea un condicionante.

Otro elemento a considerar, antes de apostar por el tipo de planta, es que una instalación con seguidor a un eje viene a dar entre un 15% y un 20% más de energía que una instalación fija y en el caso de dos seguidores, entre el 30% y el 35% más que las estáticas.

Evidentemente, además de lo comentado en los dos párrafos anteriores, el coste de los diferentes sistemas varían, siendo más caras cuanto más complejas y mantenimiento, como ya se ha apuntado, se eleva con la complejidad de las mismas.

Pensando en la amortización de sistema, a la hora de elegir entre uno u otro tipo (el equivalente de los intereses de los bancos, a la pregunta de ¿qué es mejor, plazo fijo o plazo variable?), en este caso tenemos que conjugar tres elementos, el terreno, el capital y la radiación del lugar.

6.8.2.3. Tipos de seguidores

Se presentan a continuación algunos tipos de seguidores y se citan sus características fundamentales:

- Copero PV es un seguidor de dos ejes de 115 m² (Figura 6.78) diseñado por Abengoa Solar New Technologies.

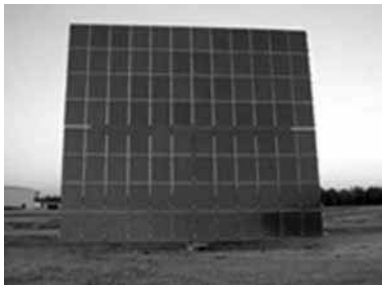


Figura 6.78. Seguidor de dos ejes Copero PV.

TABLA 6.8 Seguidor de dos ejes Copero PV.

Dimensiones (ancho x)	12,15 m × 10,58 m
Superficie fotovoltaica	115 m ²
Velocidad máxima	35 km/h
Velocidad límite	140 km/h
Materiales de construcción	Acero galvanizado en caliente

Buskil K6

- Superficie K6: 41 m²
- Potencia nominal: 5 kW
- Potencia instalada: 6,72 kWp



Figura 6.79. Buskil K6 – de Acciona.

Buskil K12

- Superficie K12: 105,6 m²
- Potencia nominal: 11 kW
- Potencia instalada: 13,65 kWp

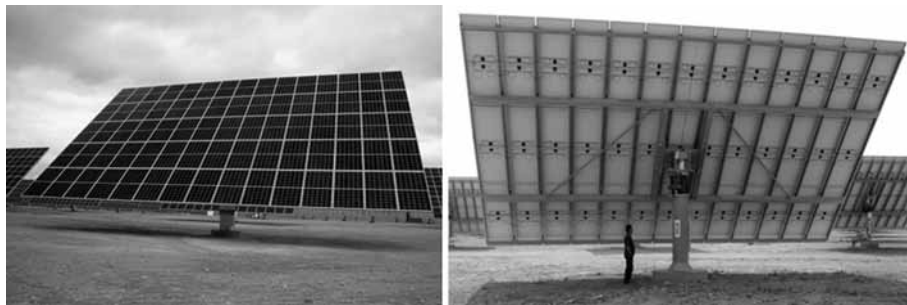


Figura 6.80. Con seguimiento Buskil K12 de Acciona.

Buskil K18

- Superficie K18: 140 m²
- Potencia pico (aprox): 17,68 kWp



Figura 6.81. Con seguimiento Buskil K18 de Acciona.

6.8.2.4. Experimentación y desarrollo de distintas tecnologías

En el año 2002 entra en funcionamiento la planta solar fotovoltaica de EHN (hoy Acciona) en Tudela (Navarra), entonces la mayor de España por potencia instalada (1,18 MWp), en su totalidad conectada a red. La planta solar, supuso una inversión de 12 millones de euros, ocupa 60.000 m² de superficie en el paraje de Montes de Cierzo, término de Tudela, (Figura 6.82).

Todos los seguidores de la planta son de tipo acimutal, es decir, que giran en torno a un eje vertical para orientarse hacia el sol y siguen la trayectoria de éste a lo largo del día para optimizar la captación de energía.

Incorpora una zona de generación distribuida, dedicada a la experimentación y desarrollo de distintas tecnologías de paneles fotovoltaicos.



Figura 6.82. Planta fotovoltaica de Tudela (1,18 MW).

En noviembre del año 2001, se conectó a red la zona de generación centralizada de la planta, compuesta de 280 estructuras de seguimiento solar —seguidores— con paneles de un único fabricante. Totalizan 856,8 kW. En meses posteriores se ha instalado la zona de generación distribuida de la planta, conformada por 120 seguidores, en la que pueden verse once tipos de módulos fotovoltaicos distintos de cinco tecnologías.

La zona centralizada de la planta de Tudela la integran 280 estructuras de seguimiento solar, distribuidas en siete bloques, con un total de 10.080 módulos solares BP 585 (38 por seguidor), de tecnología Saturno. La zona distribuida, de 321,1 kWp de potencia total distribuida en 120 seguidores —un tercio de la planta—, tiene por objeto experimentar diferentes alternativas tecnológicas en paneles, sistemas de conexión a red e inversores. Cada uno de los seguidores tiene su propio inversor a partir del cual se canaliza la energía hacia la red general.

Hay en esta zona once tipos de paneles, de nueve fabricantes y cinco tecnologías —silicio monocristalino, silicio policristalino, CIS película final, triple capa de silicio amorfo, y silicio amorfo (Figura 6.83).

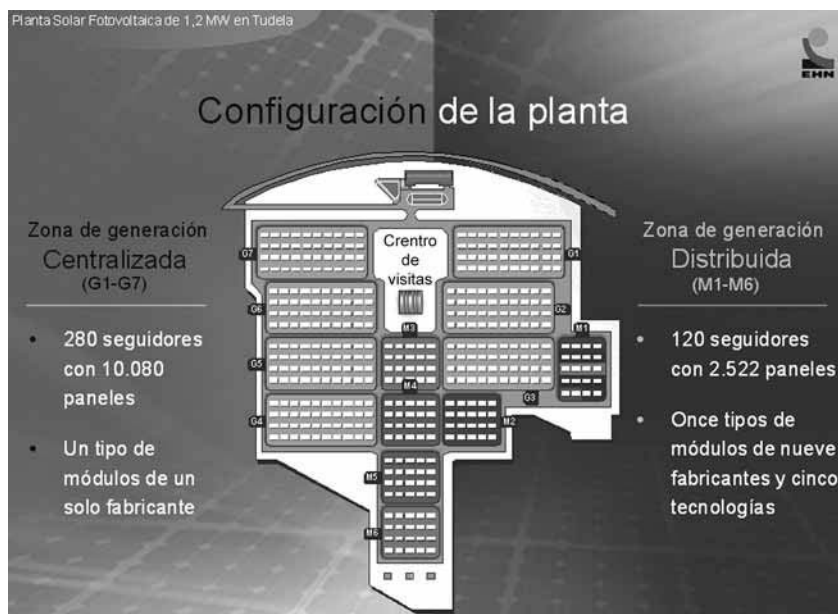


Figura 6.83. Configuración de la planta fotovoltaica de Tudela.

La construcción de la planta ha contado con el respaldo del Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía (IDAE) (un 10% del coste en cuentas de participación) y con ayudas del Programa DGTren de la Unión Europea y del Programa Profit del Ministerio de Ciencia y Tecnología. Anteriormente a esta planta merece citarse a Toledo PV, también con carácter marcadamente experimental. España es el tercer país del mundo en producción de paneles fotovoltaicos (tras Japón y Estados Unidos). Cuenta con tres fabricantes que suponen una cuota del 8% del mercado mundial y que venden en el exterior el 80% de su producción.

En la actualidad una de las mayores plantas del mundo se encuentra en Moura, Portugal 45,6 MWp (Figura 6.84), en la web: <http://www.pvresources.com/en/top50pv.php>, pueden localizarse de forma actualizada las diferentes plantas a nivel mundial.

6.8.2.5. Plantas concentración (As-Ga y Si alta eficiencia)

La **tecnología fotovoltaica de concentración** es adecuada para zonas con alta irradiación.

La tecnología de concentración se basa en el mismo concepto pero utiliza óptica para concentrar la energía solar y reducir el área del material fotovoltaico.

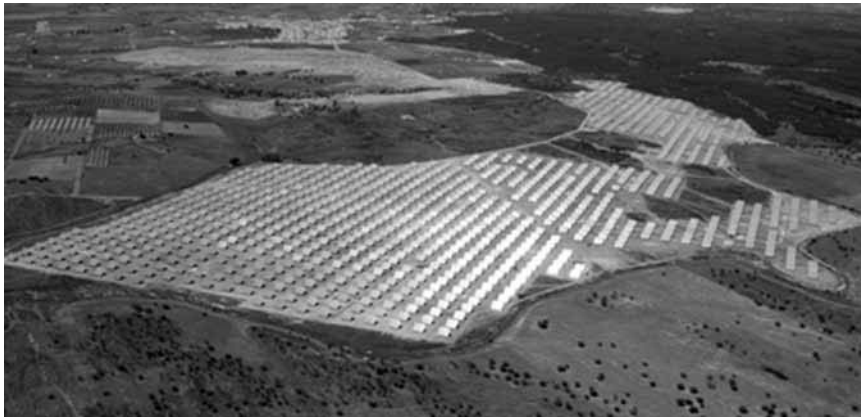


Figura 6.84. Moura (Portugal) 45,6 MWp.

Plantas baja concentración

Para baja concentración se utilizan espejos para concentrar la radiación solar en un punto. En este caso se utiliza As-Ga o Si de alta eficiencia para la transformación. Los principales componentes de una instalación fotovoltaica de baja concentración son:

- **Heliostatos con seguimiento en los dos ejes:** Los heliostatos, contruidos con perfiles metálicos son el soporte a los módulos fotovoltaicos y los espejos. Estos perfiles están sujetos a un eje horizontal, a través de un mecanismo reductor, está unido a un sistema que proporciona el movimiento en dos ejes, azimut y elevación accionado por motores. El seguimiento en dos ejes permite captar entre un 35 y un 48% mayor energía que un sistema fijo.
- **Concentradores:** Su función es la de reflejar la radiación solar en el módulo fotovoltaico. Los espejos concentradores están fabricados a partir de metal cubierto de cristal. Dependiendo del número de espejos, las dimensiones de éstos y el ángulo de inclinación al que se fije respecto al módulo.
- **Módulos fotovoltaicos:** Son los conversores de energía solar a eléctrica. Para baja concentración se utiliza Si convencional monocristalino con una eficiencia en torno al 12%.

El seguidor de baja concentración ($2,2 \times$) de 35 m^2 , con desplazamiento en los dos ejes. Diseñado por Abengoa Solar New Technologies. Es el seguidor instalado en la planta fotovoltaica de baja concentración, Sevilla PV propiedad de Abengoa Solar (Figura 6.85).

TABLA 6.9 Seguidor de baja concentración ($2,2 \times$) de 35 m^2 .

Dimensiones (ancho \times alto)	10,84 m \times 10,10 m
Superficie fotovoltaica	34,6 m^2
Superficie espejos	102,6 m^2
Concentración geométrica	$1,5 \times -2,2 \times$
Velocidad máxima de trabajo	36 km/h
Velocidad límite de resistencia	140 km/h
Materiales de construcción	Acero galvanizado en caliente

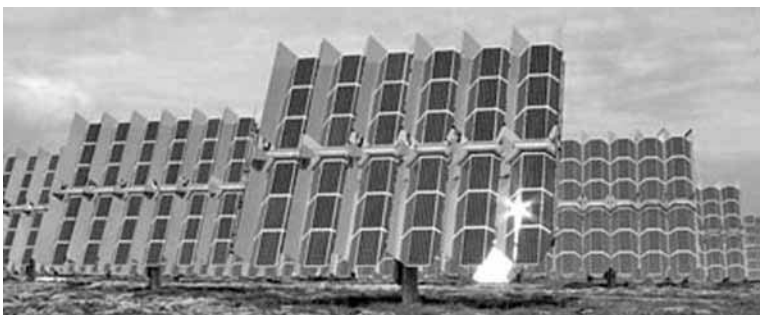


Figura 6.85. Seguidor de baja concentración de Sevilla PV.

Plantas de alta concentración

En las plantas de alta concentración conseguimos concentrar a través de tecnología óptica hasta 500 veces la radiación solar. Consecuentemente con el fin de obtener la máxima eficiencia se utiliza arseniuro de galio (Figura 6.86).



Figura 6.86. Seguidor de alta concentración.

El terreno aproximado para la instalación de una planta fija de un 1 MW para las diferentes tecnologías viene definido junto a las dimensiones del ancho (x en metros) y el largo (y en metros) de un rectángulo que simula las dimensiones de la planta.

TABLA 6.10 Ocupación de terreno plantas de concentración de un 1 MW.

1 MW	Baja concentración	Alta concentración
Plantas seguidor 1 eje*	5,7	
	$x = 240\text{ m}$	
	$y = 240\text{ m}$	
Plantas seguidor 2 ejes*	6,3 ha	4,1 ha
	$x = 250\text{ m}$	$x = 200\text{ m}$
	$y = 250\text{ m}$	$y = 200\text{ m}$

* Para unas condiciones de radiación en torno a los 2.120 kWh/m² año.

6.8.3. Huerta solar

Una central de generación fotovoltaica (comúnmente conocida como huerta solar, término acuñado inicialmente por Aesol, hoy Acciona Solar) es una agrupación de instalaciones solares ubicadas en una misma localización. Cada instalación posee una potencia aproximada de 5 kW, y es posible la adquisición de una o varias instalaciones, que en su evolución han pasado a grupos de 15 kW y 35 kW. La central ofrece a particulares y empresas la posibilidad de convertirse en propietarios de pequeñas instalaciones solares fotovoltaicas agrupadas en una parcela. De esta manera, los costes se reducen al compartir el terreno y los gastos de instalación, vigilancia, infraestructuras o mantenimiento. Normalmente, son fincas rústicas ofrecidas por una empresa promotora con todos los trámites y legalizaciones ya realizados. Para considerarla «Central de Generación Fotovoltaica» deben existir dos o más propietarios distintos en el mismo espacio.

Según sus impulsores, la ubicación de estas instalaciones solares comunitarias, en puntos de muy alta radiación solar y con gran cantidad de horas de sol, garantiza una producción elevada y rentable. Por ello, aseguran, se trata de un buen negocio que favorece al medio ambiente, a los bolsillos de sus inversores y a la sociedad en general, al apostar por las energías renovables.

Los elementos comunes en una central son, en primer lugar, los paneles solares. Estos pueden ser fijos, pero en la actualidad se están imponiendo los paneles con rotores giratorios que siguen el movimiento de sol, aumentando así su capacidad de captación de radiación solar, el aumento proporcionado por el rotor sobre un panel solar fijo es de un 35%. La vida media de un panel solar no está bien determinada. En la actualidad, existen paneles solares que sobrepasan los 30 años de edad, según las empresas fabricantes, los paneles solares instalados en las huertas solares, pueden sobrepasar hoy en día los 40 años de uso.

Algunos fabricantes de paneles solares garantizan que la producción de energía no bajará del 80% durante los primeros 25 años de vida; en caso contrario, cambiarían los paneles. La electricidad generada por los paneles solares fotovoltaicos es electricidad continua, esta electricidad debe ser convertida en electricidad alterna para poder ser inyectada en la red común, esta conversión es realizada primero por los inversores y después por transformadores (Figura 6.87).

El RD 661/2007 de 25 mayo regula actividad producción energía eléctrica régimen especial establece que las compañías eléctricas comprarán la energía producida por plantas de generación eléctrica de origen fotovoltaico al ser esta una forma de producción energética de origen renovable. Esto se formaliza mediante un contrato de 25 de años; durante este tiempo la compañía comprará la energía producida con tarifa estipulada en el mencionado Real Decreto de 0,44038 euros para instalaciones de hasta 100 kW de potencia nominal instalada, y de 0,41 euros para instalaciones de potencia superior y que no superen los 10 MW. Una vez finalizado este plazo de tiempo de 25 años, se seguirá percibiendo una prima de menor cuantía y también establecida en el Real Decreto. Así mismo el Real Decreto establece una revisión de la tarifa cada año, vinculada al valor del IPC.

El coste medio de una inversión individual es de unos 49.000 euros; está inversión inicial es amortizada entre los primeros 8 ó 10 años. Otras ventajas de la inversión son una devolución integral del IVA de la instalación; esto es aplicable tanto a las personas físicas como a las fiscales y una desgravación fiscal del 10% por inversión en medio ambiente.

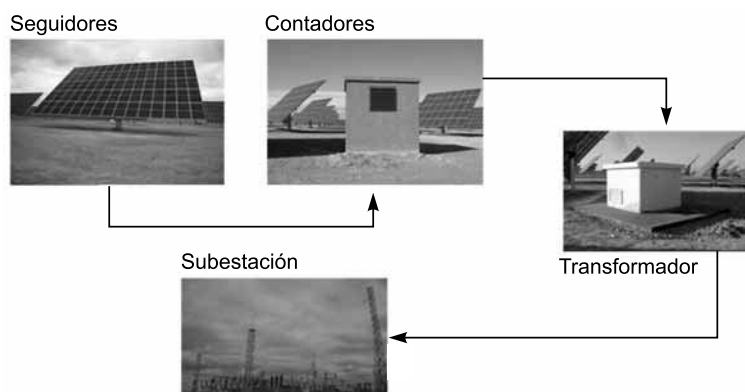


Figura 6.87. Elementos fundamentales de una huerta solar.

Las empresas promotoras suelen asumir la financiación, posibilitando los pagos mediante los ingresos generados, así como la tramitación administrativa y la gestión integral de las centrales, ofreciendo al propietario la posibilidad de controlar desde internet la producción anual, mensual o diaria.

También cabe la posibilidad, en según qué comunidades autónomas, y para un determinado tipo de proyectos, como pueden ser los de integración arquitectónica, que el titular de estas instalaciones fotovoltaicas pueda acceder a una subvención por su ejecución. Anualmente cada comunidad autónoma renueva sus programas de subvenciones, pero se recomienda a los futuros inversores no contar por adelantado con estas ayudas, debido al elevado número de solicitudes y las escasas dotaciones económicas. Por ello, es más práctico solicitar un préstamo por el 80% de la inversión en una entidad bancaria, financiando el resto con fondos propios.

En general, las ventajas de las centrales de generación fotovoltaica, tipo huerta solar, consisten en que no se necesita disponer de un espacio físico para los paneles, solo se necesita la autorización para un único emplazamiento, se evitan trámites y gastos innecesarios al interesado, que además no le garantizan la obtención de todos los permisos, la inversión es más rentable, los gastos de mantenimiento, seguros, vigilancia y demás son comunes y en consecuencia más económicos y se evitan molestas obras.

Los inconvenientes que tienen actualmente las centrales son principalmente el aumento de la inversión necesaria para poner en marcha una instalación solar (según muchos expertos) y la dificultad a la hora de adquirir paneles solares, la fuerte demanda generada en torno a estos elementos ha hecho que el mercado en algunas ocasiones haya estado desabastecido y haya sido necesaria la importación desde otros países como por ejemplo Japón, principal proveedor de paneles solares del mundo. Como medida paliativa, en España se ha optado por la creación de una fábrica de polisilicio en Cádiz debido a la escasez de esta materia prima esencial para la construcción de los paneles. Otro aviso nos llega desde la Asociación de Productores de Energías Renovables (APPA), en relación al precio del suelo con el que los promotores pueden intentar especular, alzando los precios de las superficies más idóneas para la producción de energía solar.

Parece que las centrales de producción fotovoltaica son actualmente la nueva moda de inversión en el mundo empresarial, muchas empresas y pequeños inversores se lanzan a

esta aventura ecológica, pensando en sus beneficios económicos y en la mejora del medio ambiente. Aunque la entrada en vigor del último RD 1578/2008 de 26 de septiembre ha supuesto una disminución de la prima respecto a la del 2007, continua habiendo un margen de beneficio. Establece unas reglas de juego fijadas y se destacan las siguientes novedades:

- Contempla dos tipologías diferenciadas, suelo y techo y orienta la inversión privada hacia la tipología en techo.
- La nueva retribución es de 32 cent/kWh para suelo y 32 y 34 cent/kWh para techo (mayores y menores de 20 kW, respectivamente). Estas retribuciones bajarán trimestralmente en función del agotamiento de los cupos.
- Establece un mecanismo de «pre-registro» con cuatro convocatorias anuales.
- Las instalaciones no podrán tener un tamaño superior a 10 MW en suelo y 2 MW en edificios.
- La tarifa regulada de cada convocatoria se calculará en función de la demanda que haya existido en la convocatoria anterior, con bajadas de la retribución si se cubre el cupo completo. Asimismo, podría elevarse la tarifa si en dos convocatorias consecutivas no se alcanza el 50% del cupo. Las bajadas pueden ser de hasta el 10% anual.
- Este esquema retributivo beneficia a los consumidores, al establecer una retribución ajustada a la curva de aprendizaje de la tecnología, lo que se traducirá en un abaratamiento del coste de la electricidad en relación al modelo vigente. También beneficia a los inversores, al aportar predictibilidad de las retribuciones futuras.
- Los cupos iniciales serán de 400 MW/año: dos tercios para las instalaciones en edificación y el resto para el suelo.
- Con la finalidad de establecer un régimen transitorio para suavizar la inercia de la industria fotovoltaica actual, se establecen unos cupos extraordinarios adicionales de 100 MW y 60 MW para 2009 y 2010, respectivamente, en suelo. Las dos primeras convocatorias se resolverán en unos plazos muy reducidos: la primera, el 15 de diciembre de 2008.
- Los cupos anuales se incrementarán en la misma tasa porcentual en que se reduzca la retribución en el mismo período, hasta un 10%.
- Se establecerán mediante Orden Ministerial los requisitos técnicos y de calidad de las instalaciones para contribuir a la seguridad del sistema.
- El plazo de retribución para cada instalación es de 25 años y la actualización anual de la retribución en función del IPC $-0,25$ o $-0,50$, en ambos casos igual que en el anterior Real Decreto.

En la Figura 6.88 aparece una de las primeras huertas solares instaladas en España y en la Figura 6.89 una de las más recientes huertas solares conectadas a la red. En la Tabla 6.11 se muestra el desarrollo de las huertas solares de Acciona Solar.



Figura 6.88. Una de las primeras huertas solares.



Figura 6.89. Una de las más recientes huertas solares conectada a red (Corella 8.022 kW).

TABLA 6.11 Desarrollo de las huertas solares de Acciona Solar, S.A.

Instalación	Potencia instalada (kWp)	Potencia nominal (kW)	N.º de estructuras de seguimiento solar	Producción GWh/año	TM CO ₂ /año evitadas	Árboles equivalentes para depurar TM CO ₂ /año	Equivalente viviendas	N.º propietarios	Recursos generados Hacienda Pública (mill. € a 20 años)
En NAVARRA									
Sesma (K6)	1.544,76	1.245	262	2,40	2.242	130.042	1.092	191	12,92
Arguedas (K6)	958,00	775	159	1,62	1.511	87.626	736	153	8,04
Arguedas II (K6)	2.104,20	1.680	336	3,62	3.382	196.141	1.648	229	16,89
Rada (K6)	1.780,80	1.400	280	2,41	2.538	147.226	1.237	199	14,08
Cintruénigo (K6)	1.438,02	1.155	231	2,41	2.252	130.616	1.097	151	9,05
Tudela	1.177,91		400	1,95	1.819	105.522	886	1	7,88
Castejón (K6)	2.642,82	2.000	400	4,40	4.102	237.924	1.999	279	20,11
Milagro	9.498,04	7.243	864	14,28	13.321	772.615	6.490	753	70,39
Bardenas	10.112,40	7.490	1.378	16,95	15.814	917.232	7.705	859	82,55
Corella	10.287,84	8.022	932	16,01	14.937	866.365	7.277	327	84,75
En CASTILLA LA MANCHA									
Socuéllamos (K12)	2.598,75	1.975	395	4,56	4.257	246.881	2.074	98	21,92
Almadén (K6)	293,76	240	48	0,53	493	28.590	240	3	2,5
Aldeanueva (K6)	499,68	390	78	0,87	807	46.821	393	5	4,4
Albacete (K6)	1.285,40	1.000	200	2,27	2.117	122.794	1.031	10	8,89
Munera (K6)	2.087,60	1.535	307	3,60	3.362	194.987	1.638	117	17,9
Albatana (K6)	1.904,00	1.400	280	3,43	3.200	185.611	1.559	66	15,6
En HUESCA									
Ariestolas (K12)	125,55	99	9	0,18	168	9.741	82	1	0,98
En BADAJOZ									
Aldea del Conde (K12)	6.277,50	4.950	450	11,11	10.363	601.063	5.409	50	49,97
Castuera I (K12)	5.390,55	3.993	363	10,18	9.498	550.881	4.627	41	44,97
En PORTUGAL									
Moura (K18)	45.601,92	35.000	2.520	84,00	78.372	4.545.576	38.182	1	
TOTAL	107.609,50	81.592	9.892	187	174.556	10.124.253	85.041	3.534	494

6.9. Costes del uso de la energía solar fotovoltaica

El coste de cada kilowatio-hora obtenido mediante un sistema fotovoltaico depende del coste de la instalación, la cual debe amortizarse a lo largo de la vida; del coste de explotación; y de la energía producida, que depende en gran medida de la radiación solar en el emplazamiento.

El coste de la instalación depende del coste de los siguientes elementos: sistema de captación energética, sistema de regulación, sistema de acumulación y sistema de adaptación de corriente.

El coste del sistema de captación, incluida su instalación, disminuye en función de la potencia. De manera orientativa puede indicarse que dicho coste oscila entre 8 €/W, para pequeñas potencias, y 4,5 €/W, para potencias hasta 10 kW.

El coste del sistema de regulación depende del número de módulos fotovoltaicos y de las prestaciones. A título de orientación puede indicarse que, para un número de paneles comprendido entre 10 y 30, el coste puede oscilar entre 120 € y 421 €. Sin embargo, para un número de paneles superior a 30 el coste puede considerarse comprendido entre 301 € y 902 €.

El coste de los sistemas de acumulación depende del tamaño de la instalación. En el caso de sistemas tipo monoblock (típicos de instalaciones pequeñas), el coste se incrementa linealmente en función de la capacidad de acumulación en amperios-hora (Ah). Así, para una capacidad de 400 Ah el coste puede estimarse en aproximadamente 660 €, decreciendo con la capacidad. En el caso de acumuladores modulares (adecuados para mayores capacidades), el coste por modulo se incrementa en función de la capacidad de acumulación del mismo. Así, para un módulo de 1.000 Ah el coste medio puede estimarse en 301 €, y para un modulo de 4.000 Ah dicho coste medio se eleva, aproximadamente, hasta 1.260 €.

Los costes de los sistemas de adaptación de corriente dependen enormemente de las prestaciones. En el caso de los inversores, el coste varía linealmente con la potencia de salida. Para voltajes de salida de 230 V, los costes medios de estos equipos pueden estimarse comprendidos entre 601 € y 3.600 €, para potencia situadas entre 500 W y 3.500 W, respectivamente.

A título de ejemplo, para una instalación de 2.200 W conectada a la red eléctrica con una producción media estimada de 3.740 kWh/año, el coste del kWh producido puede estimarse en 0,33 €.

Sin embargo, para una instalación de 1.000 W aislada de la red con una producción media de 1.700 kWh/año, el coste del kWh generado se elevaría hasta 0,7 €.

Una instalación completa, llave en mano, de 100 kW viene a tener un coste de entre 5 € y 6 € el Wp instalado, la idea es que en unos años esté en 3 € el Wp instalado.

6.10. Impacto medioambiental por utilizar la energía solar fotovoltaica

Sería necesario diferenciar entre las instalaciones aisladas de la red y las instalaciones conectadas a la red.

En lo que respecta a las primeras, los aspectos negativos son mínimos y estarían relacionados con el impacto visual. Sin embargo, teniendo en cuenta las distintas posibilidades de instalación de los paneles es fácil integrarlos en el paisaje de tal manera que su impacto visual sea prácticamente nulo.

En cuanto a las centrales fotovoltaicas de grandes dimensiones conectadas a la red eléctrica es necesario tener en cuenta el impacto paisajístico que las mismas pueden ocasionar, debido al suelo ocupado ($10\text{-}15\text{ m}^2$ por 1.000 W) y a los tendidos eléctricos que se requieran instalar.

Todavía perdura la creencia popular de que los sistemas FV no pueden amortizar la inversión en energía dentro del tiempo de vida de un generador solar (unos 25 años). Esto se debe a que el gasto de energía, especialmente durante la producción de células solares, se considera superior al de la energía que se pueda generar.

Sin embargo, datos obtenidos en estudios recientes muestran que los sistemas actuales ya tienen un tiempo de retorno energético (TRE) (el tiempo que tarda la generación de energía en compensar la energía que se usó para producir el sistema) de 1 a 3,5 años, lo que está muy por debajo de su tiempo de vida previsto. Aumentando la eficacia de las células y reduciendo su espesor, y optimizando los procedimientos de producción, se anticipa que el TRE de la energía FV conectada a la red disminuirá más aún.

La característica más importante de los sistemas solares FV es que no producen emisiones de dióxido de carbono (el gas principal responsable del cambio climático mundial) durante el funcionamiento. A pesar de que se producen emisiones indirectas de CO_2 en otras etapas del ciclo de vida, éstas son significativamente más pequeñas que las emisiones que se evitan.

La energía FV no conlleva ningún otro tipo de emisiones contaminantes ni ningún tipo de amenazas a la seguridad medioambiental asociadas a las tecnologías convencionales. No hay contaminación en forma de humos de escape o ruidos. El desmantelamiento de los sistemas no es problemático.

Aunque no hay emisiones de CO_2 durante el funcionamiento, sí se genera una pequeña cantidad durante la fase de producción. La energía FV solo emite de 21 a 65 gramos de CO_2 por kWh, si bien depende de la tecnología. En cambio, el promedio de emisiones de la energía térmica en Europa es de 900 g de CO_2 por kWh. Sustituyendo la energía térmica por energía FV se consigue una reducción de 835 g a 879 g por kWh.

La ventaja que se obtenga de la reducción del dióxido de carbono en la combinación energética de un país dependerá de qué otro método de generación o uso de energía se sustituye por la energía solar. Si se sustituyen generadores diésel por sistemas no conectados a la red, se conseguirá una reducción de la emisión de CO_2 aproximada de 1 kg por kilovatio hora. Por su tremenda ineficiencia, la sustitución de una lámpara de queroseno conseguirá reducciones aún mayores, de hasta 350 kg al año de un módulo simple de 40 Wp, equivalente a 25 kg CO_2/kWh . En cambio, en las aplicaciones de consumo y los mercados industriales distantes es muy difícil identificar la reducción exacta de CO_2 por kilovatio hora. Así pues, en todo el período de la hipótesis se ha calculado que se reduciría una media de 600 g de CO_2 por kilovatio hora producido por un generador solar. Este enfoque es más bien conservador, y es probable que pudieran conseguirse mayores reducciones de CO_2 .

Los módulos FV son reciclables, y las materias primas se pueden volver a utilizar. En consecuencia, se reduciría más aún el consumo de energía asociado a la tecnología FV.

Si los gobiernos adoptan un mayor uso de la tecnología FV en su generación nacional de energía, la energía solar puede realizar una contribución sustancial a los compromisos internacionales para la reducción de las emisiones de gases invernadero y su influencia en el cambio climático.

Según la **hipótesis avanzada** de *Solar Generation*, en 2030 se habrían reducido las emisiones anuales mundiales de CO₂ en más de 1.600 millones de toneladas. Esta reducción equivale a la emisión de 450 plantas de combustión de carbón (de un tamaño medio de 750 MW). La reducción acumulada de emisiones de CO₂ conseguida con la generación de electricidad solar entre 2005 y 2030 habrá alcanzado el nivel de 9.000 millones de toneladas.

El dióxido de carbono es responsable de más del 50% del efecto invernadero producido por el hombre, lo que lo convierte en el contribuyente más importante al cambio climático. Se genera principalmente en la combustión de fósiles. El gas natural es el combustible fósil más respetuoso con el medioambiente, ya que produce más o menos la mitad de dióxido de carbono que el carbón, y menos gases contaminantes de otros tipos. La energía nuclear produce muy poco CO₂, pero conlleva otros importantes problemas de protección, seguridad, proliferación y polución asociados a su explotación y sus residuos. Las consecuencias del cambio climático ya pueden percibirse en la actualidad (Figura 6.90).

Un ejemplo de estudio riguroso lo tenemos en el llamado Estudio de Knapp y Jester (2000) Módulos cSi SP75 (Siemens)

El tiempo de recuperación energética (2-3 años) es significativamente menor que la duración del sistema (más de 25 años)

La energía producida es de 9-17 veces la invertida

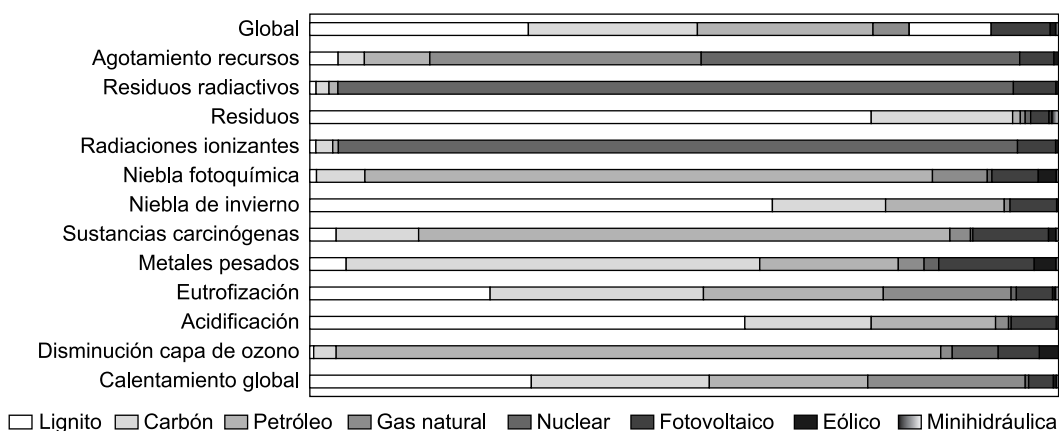


Figura 6.90. Impactos ambientales de la producción eléctrica: análisis de ciclo de vida de ocho tecnologías de generación eléctrica, IDAE 2000 (ver de izq. a dcha. según leyenda).

6.11. Situación actual de la tecnología fotovoltaica

Desde 1941 cuando se fabricó la primera célula solar de selenio en la que se consiguió una eficiencia del 1%, la evolución tecnológica ha proseguido y los rendimientos actuales en

laboratorios son del orden del 30%, siendo la tecnología de silicio monocristalino la líder, consiguiendo rendimientos de hasta 17% sin concentración en células comerciales (Figura 6.91).

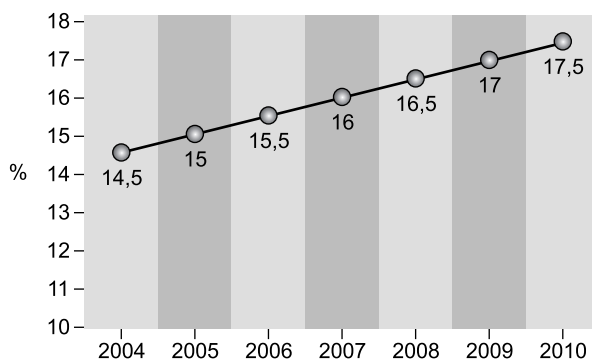


Figura 6.91. Evolución de la eficiencia media de las células cristalinas.

En la actualidad, se trabaja en nuevas tecnologías buscando la reducción en los costes, que siguen siendo relativamente elevados para competir con la energía eléctrica producida en centrales térmicas. El coste de la producción de módulos fotovoltaicos y todos los demás componentes del sistema se ha reducido drásticamente desde el lanzamiento al mercado los primeros sistemas FV. Algunos de los principales factores responsables de esta reducción han sido:

- Las innovaciones y los avances tecnológicos
- El aumento de la tasa de rendimiento de la energía FV
- La ampliación del tiempo de vida de los sistemas FV.
- Las economías de escala.

Estos factores generarán también más reducciones en los costes de producción. Es claramente una meta fundamental para la industria solar garantizar un descenso drástico de los precios en los próximos años. Con estos antecedentes, la EPIA ha fijado objetivos específicos en el ámbito de los avances tecnológicos:

Objetivos en el campo de las células cristalinas

- Alcanzar un nivel de eficiencia cristalina Cz del 20% en 2010 y del 22% en 2020.
- Alcanzar un nivel de eficiencia cristalina Mz del 18% en 2010 y del 20% en 2020.
- Alcanzar un nivel de eficiencia de cinta-hoja del 17% en 2010 y del 19% en 2020.

Objetivos en el campo de la tecnología de capa delgada

- Alcanzar un nivel de eficiencia de capa delgada entre el 10% y el 12% (para Si-amorfo/Si-monocristalino, CIS y CdTe) en 2010 y del 15% en 2020.
- Reducción de los costes de los sistemas FV integrados en edificios al 50% entre 2005 y 2010 y un 50% más en 2020.

- Aumento del área de procesamiento de energía FV industrial típica de 1 m² a 3 m² en 2010 y a 9 m² en 2020.

Aumentando la eficiencia de los módulos FV se reducirán los costes de producción por kWh tanto en la tecnología de células cristalinas como la de capa delgada. Al mismo tiempo se usará cada vez menos materia bruta, especialmente en tecnologías cristalinas. La capacidad de producir obleas más finas reducirá el consumo de silicio y por lo tanto los costes, así como el plazo de retorno energético de los sistemas FV.

No obstante, el perfeccionamiento de las tecnologías existentes no es el único factor que hará bajar los costes de producción. Las inversiones en I+D de la energía FV aumentan y ofrecen resultados prometedores para las nuevas tecnologías a partir de la aplicación de procesos de producción innovadores o el uso de materias primas diferentes. Un buen ejemplo de reducción de costes significativa fue el desarrollo de las tecnologías de capa delgada. Se pueden esperar avances similares de las tecnologías futuras, como las células orgánicas o las nanotecnologías.

La calidad del sistema FV es también un parámetro que influye en el coste por kWh. La calidad del sistema se refleja en su tasa de rendimiento. Esta es la tasa de electricidad medida en el lado de CA del contador de electricidad, en comparación con la cantidad de electricidad generada originalmente por los módulos FV. Cuanto más alta es la tasa de rendimiento, menores son las pérdidas entre los módulos y el punto en que el sistema alimenta a la red. El intervalo previsto de tasas de rendimiento del sistema es del 70% al 85%, pero en los últimos años la tendencia ha sido hacia el límite superior de este intervalo. Esto significa que si se pudieran reducir más aún las pérdidas y los defectos de funcionamiento de los sistemas FV, el coste por kWh podría también ser más bajo.

El aumento del tiempo de vida del sistema tendrá un efecto positivo en los costes de producción de energía FV por kWh, ya que aumentará la generación de electricidad. Muchos productores ya ofrecen garantías de rendimiento de 25 años para los módulos.

Por lo tanto, veinticinco años se puede considerar como el tiempo de vida mínimo del módulo. En el estudio EPIA Roadmap 2004 se preveía una ampliación del tiempo de vida a 35 años en 2010.

Otro importante factor para la reducción del coste de la energía FV son las economías de escala. Unos volúmenes de producción mayores permiten a la industria disminuir el coste por unidad producida. Las economías de escala se pueden aplicar a la adquisición de materias brutas, comprando al por mayor, y a los procesos de producción, obteniendo unos índices de interés más favorables en la financiación y desarrollando un marketing eficaz. Mientras que hace tan solo una década las capacidades de las plantas de producción de células y módulos eran de unos pocos MW, las primeras empresas del mercado tienen en la actualidad a su alcance plantas de 1 GW de capacidad.

Este aumento de la capacidad reducirá previsiblemente los costes por unidad aproximadamente en un 20% cada vez que se duplique la producción de energía.

El precio de las instalaciones conectadas a red se ha reducido considerablemente en las últimas décadas, pasando de más de 30 euros por Wp en 1980 (10 euros en paneles y 20 en el resto de la instalación), a 5 euros en 2008 (3 euros en paneles y 2 euros en el resto de la instalación).

Aunque ya se puede celebrar que finalmente se ha apostado en serio por las grandes centrales fotovoltaicas conectadas a red, no debemos olvidar que todavía hoy gran parte de la población mundial no disfruta de los beneficios de la energía eléctrica y vive en zonas rurales no electrificadas caracterizadas por una gran dispersión y bajas densidades de población. En estas zonas no resulta económicamente rentable la extensión de la red eléctrica, siendo la solución FV una solución muy interesante especialmente para instalaciones de potencias inferiores al kW que suelen ser las más demandadas.

El actual mercado de la energía solar fotovoltaica crece de forma contundente y, lo más importante, respaldado por un interés gubernamental.

Las células de 3ª generación, de alto rendimiento, son necesarias para abrir camino a una electrificación solar masiva. En este camino se encuentran las células tándem con su límite teórico del 86,3% y ya contrastado del 32,2% para tres uniones (Figura 6.92), las de banda intermedia con su límite de eficiencia del 63,3% (Figura 6.93) o las de concentración donde se ahorra en área de célula y se sustituye por dispositivos ópticos (lentes o espejos), Figura 6.94.

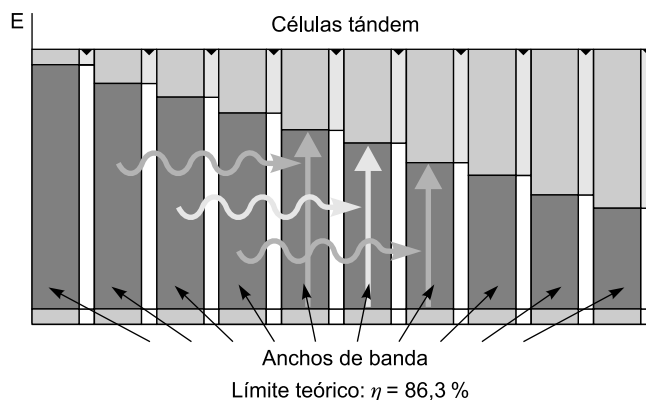


Figura 6.92. Célula tándem.

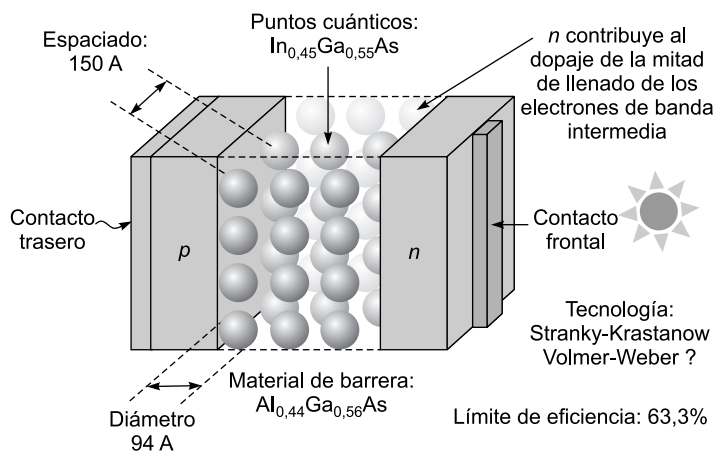


Figura 6.93. Célula solar de banda intermedia.

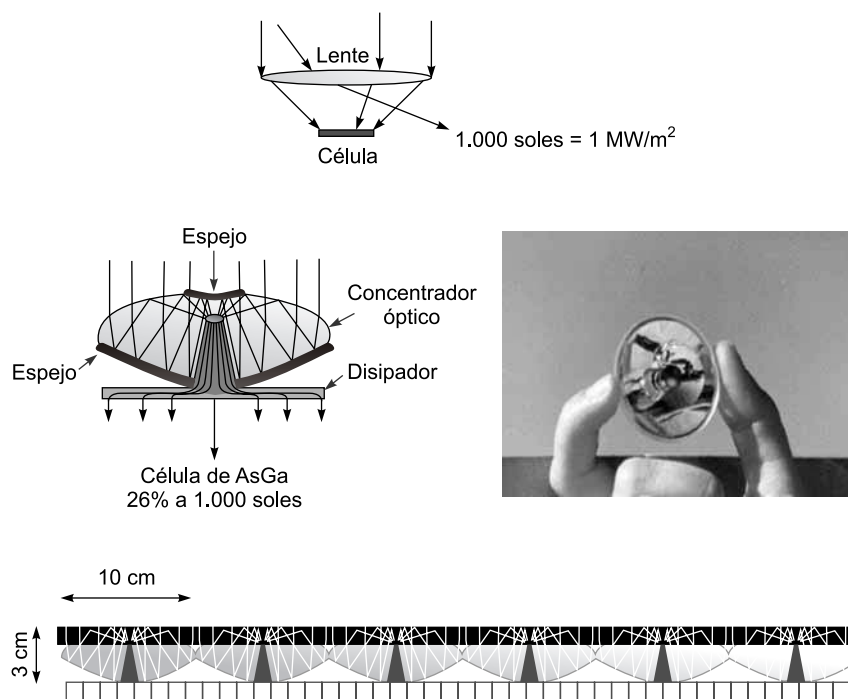


Figura 6.94. Funcionamiento de un sistema de concentración.

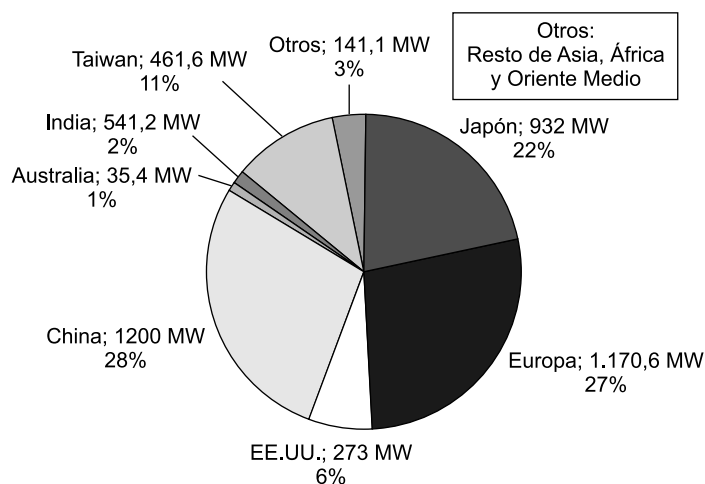
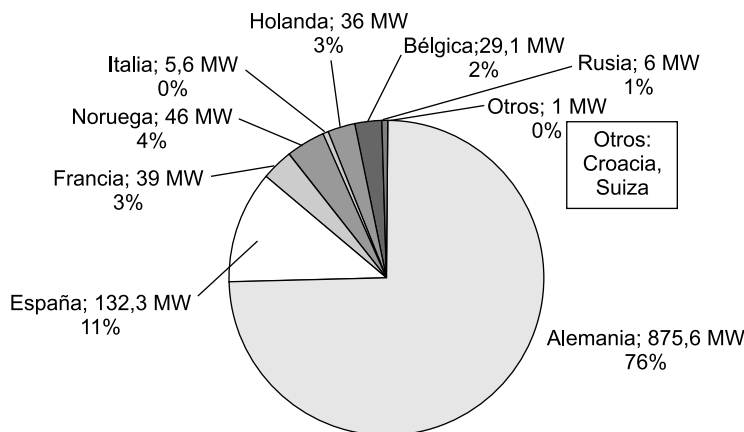
A continuación se van a dar las cifras de fabricación mundial de células FV durante el año 2008 (se aconseja consultar la Asociación de la Industria Fotovoltaica, <http://www.asif.org/>). En la Figura 6.95 se da un diagrama circular de la fabricación mundial, datos expresados en MW y en porcentaje de producción. Se puede apreciar la destacada producción que tienen China, Europa y Japón frente al resto de países, siendo Taiwán con un 11% de producción mundial y Estados Unidos con un 6% quienes les siguen, estando englobado dentro de «Otros» a África, Oriente Medio y al resto de Asia que no son los que aparecen en el citado diagrama circular.

En la Figura 6.96 se va a mostrar la producción por países de Europa, siendo Alemania quien lidera el ranking, seguida por España, Noruega y Francia, con 76%, 11%, 4% y 3% respectivamente. En cuanto al tipo de células, en el mundo, con una fabricación aproximada de 4.200 MWp (año 2008), se pueden expresar los porcentajes de la siguiente manera:

- Silicio cristalino, 87,4%.
- Silicio amorfo, 5,2%.
- Teluro de cadmio, 4,7%.
- Cobre selenio indio, 0,5%.
- Otras tecnologías, 2,3%.

En España, que como se ha visto produce más del 3% de la producción mundial, se fabricó en 2008 130 MWp, siendo su totalidad de silicio cristalino.

En la Figura 6.97, se representa la potencia FV anual instalada en España (desde 1999 hasta 2007), apreciando su insignificancia en los primeros años, hasta que en 2004 empieza a

**Figura 6.95.** Fabricación mundial de células FV.

Notas: Cifras obtenidas sumando los datos dados por los propios fabricantes.
Fuente: Photon International.

Figura 6.96. Fabricación europea de células FV.

tener un peso apreciable y siendo en 2005 cuando despierta y da un salto cuantitativo, siendo de mayor importancia en 2007. Solo en el año 2008 se instaló más potencia de origen fotovoltaico que en toda su trayectoria anterior junta, estando actualmente ya cerca de los 2 GW.

Representamos, en la Figura 6.98, el número de instalaciones FV, potencia instalada (en MW) al final de año y la energía vendida en el año (GWh) desde 1998 hasta 2007. También podrá apreciarse la distribución de energía entre las principales compañías, todos los datos referidos a España. Más que apreciable crecimiento del número de instalaciones realizadas durante los últimos 9 años, pasando de 5, a un total de 16.056 en 2007. Los términos de potencia instalada y de energía vendida en dicho período son igualmente significativos, viendo la clara tendencia de la FV en España.

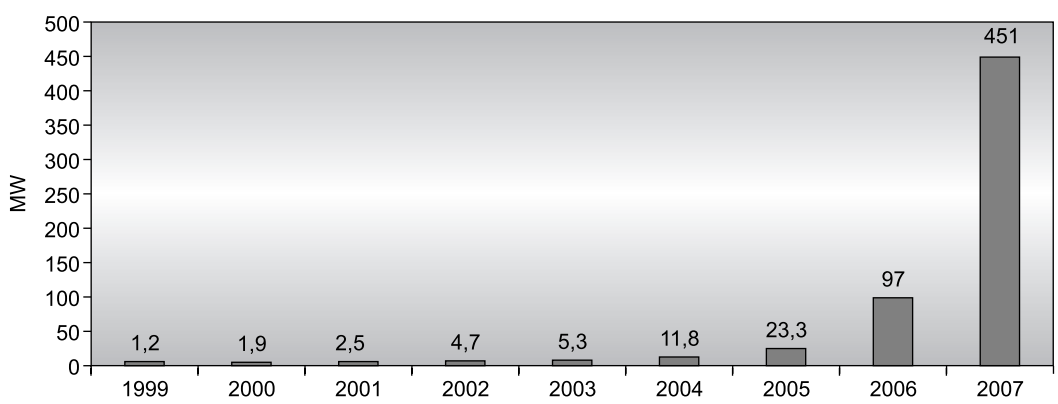


Figura 6.97. Potencia FV anual Instalada en España.

Año	Número de instalaciones	Potencia instalada al final del año (MW)	Energía vendida en el año (GWh)			
1998	5	1	1	Iberdrola	302	GWh
1999	7	1	1	Endesa	101	GWh
2000	33	1	1	UF	34	GWh
2001	183	3	2			
2002	777	7	5	Distribuidor DT 11. RD 54/97 ^a	13	GWh
2003	1.554	11	9			
2004	3.204	22	18	Viesgo	3	GWh
2005	5.272	45	41			
2006	9.608	142	106	HC	1	GWh
2007	16.056	451	454			

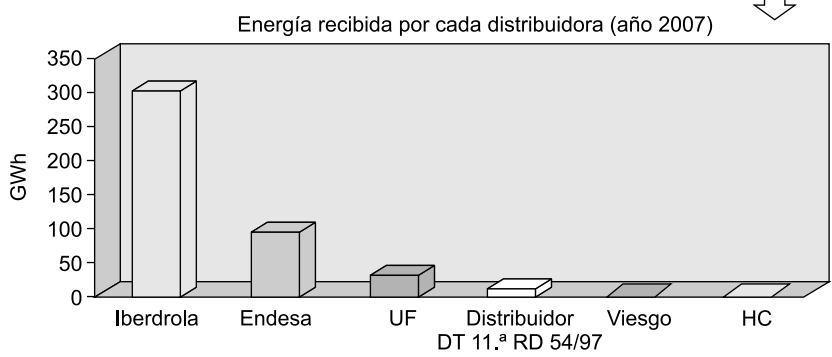


Figura 6.98. Número de instalaciones, potencia instalada y energía vendida desde 1998 a 2007 en España. Distribución de Energía entre principales compañías de España.

Partiendo de un contexto, a día de hoy, donde las tarifas eléctricas en España son muy reducidas en comparación con las de otros países de su entorno (Figura 6.99). Con un escenario sostenible seguiríamos por debajo de la media europea.

Finalmente, en la Figura 6.100 se representa una propuesta viable de reducción de costes, con una bajada media anual de 5,4% hasta el 2020. Así como una propuesta de capacidad de instalación tanto de potencia instalada anualmente (eje izq.), como de potencia instalada acumulada (eje dcho.).

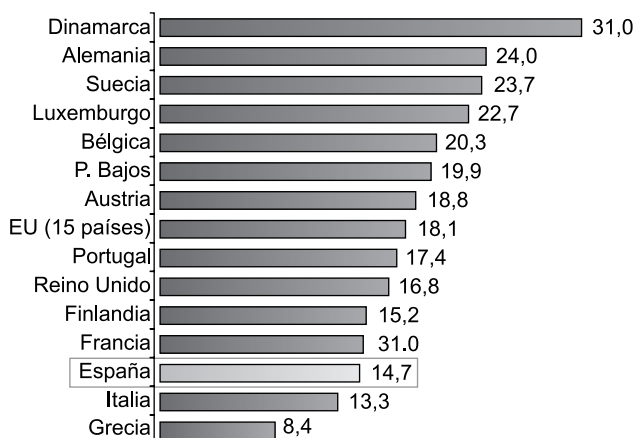


Figura 6.99. Tarifas eléctricas en Europa.

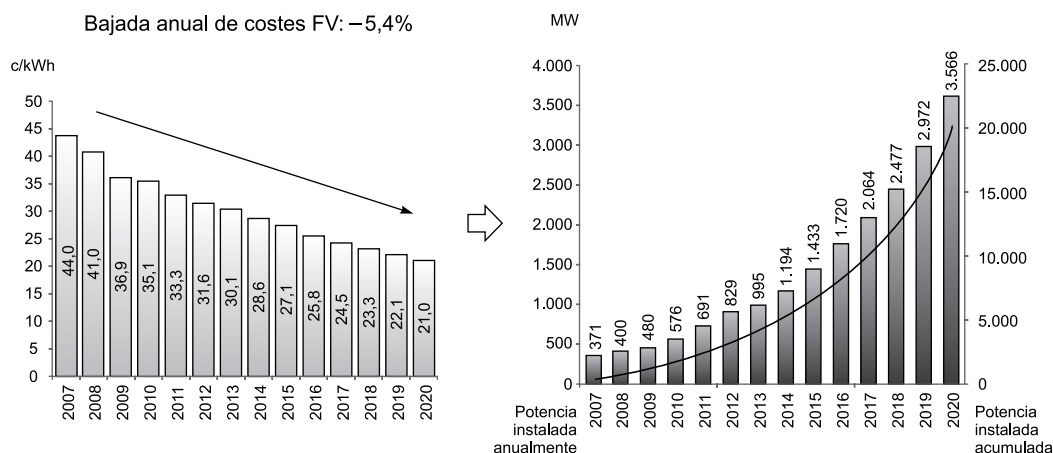


Figura 6.100. Propuesta de costes y capacidad de instalación.

6.12. Conclusiones

La **tecnología fotovoltaica** se basa en el efecto fotoeléctrico. Cuando ciertos materiales llamados semiconductores son expuestos a los rayos solares, los electrones de la banda de valencia pueden ser excitados a la banda de conducción. Para que se dé este fenómeno, la energía de los fotones (rayos solares) debe ser igual o superior al salto energético (*band gap*) entre la banda de valencia y la de conducción del semiconductor.

Cuando este fenómeno ocurre, la estructura física de los semiconductores crea un campo eléctrico que establece una trayectoria de los electrones de manera que se genera una corriente eléctrica continua.

La corriente eléctrica que extraemos de la célula es la diferencia entre los pares electrón hueco que la luz genera en la célula y los pares que se recombinan antes de que podamos extraerlos al exterior. En cortocircuito, la corriente es máxima, pero la tensión es nula. En

circuito abierto, el número de recombinaciones iguala al de generaciones: la tensión es máxima (tensión de circuito abierto), pero la corriente es cero. Entre ambos valores se encuentra el punto de máxima potencia de la célula que define su eficiencia.

La eficiencia disminuye con la temperatura. Aumenta con la concentración hasta un valor máximo, limitado en la práctica por la resistencia serie de la célula. Cuanto menor es la resistencia, más elevada es la concentración a la que puede operar una célula.

Los componentes principales de un sistema fotovoltaico son:

- **Célula fotovoltaica:** Es el elemento donde se lleva a cabo el efecto fotoeléctrico produciendo corriente continua.
- **Inversor:** Convierte la corriente continua procedente de la célula en corriente alterna.
- **Seguidor:** Con el fin de aumentar el rendimiento de nuestro sistema, el seguidor tiene la función de orientar nuestro módulo fotovoltaico en dirección al sol.
- **Óptica:** Diferentes elementos de óptica como espejos, lentes Fresnel, hacen la labor de concentrar la radiación solar en un punto donde se coloca la célula fotovoltaica.

En la actualidad se plantean soluciones energéticas fotovoltaicas personalizadas para todos los tamaños de proyectos. Se asesora en la elección de la mejor tecnología para cada caso y se llevan a cabo el diseño, promoción y construcción de las instalaciones.

El mercado fotovoltaico crece explosivamente.

La tecnología actual se basa en el silicio cristalino.

La actual dificultad de producción de silicio purificado barato es hoy una amenaza para su crecimiento, y un problema para dar oportunidad al desarrollo de nuevos conceptos.

Las células de 3ª generación, de alto rendimiento, son necesarias para abrir camino a una electrificación solar masiva.

6.13. Bibliografía

Alcor, E. *Instalaciones Solares Fotovoltaicas*. Ed. ProgenSA, 2008.

Ángulo, J. Mª. *Desde la válvula hasta el circuito integrado*. Ed. Paraninfo. 1991.

Caamaño, E. *Fundamentos, dimensionado y aplicaciones de la energía solar fotovoltaica*, vol. 2, 2004, ISBN 84-7834-464-0, pág. 20.

Caamaño, E.; Lorenzo, E. *et al.* «Crystalline silicon photovoltaic modules: characterization in the field of rural electrification, Progress in Photovoltaics». *Research and Applications*, vols. 10, 7, págs. 481-493, 2002.

Castro, M.; Carpio, J.; Guirado, R.; Colmenar, A. y Dávila, L. *Energía solar fotovoltaica*. Ed. CENSOLAR, 2000.

Castro, M. *Simulación de Centrales de Energía Solar. Aplicación a la Gestión Energética*. Viesgo, 1990.

CENSOLAR. *Curso Programado de Instalaciones de Energía Solar*. PROGNSA. Sevilla, 1993

CENSOLAR. *Manual del Usuario de Instalaciones Fotovoltaicas*. 2002.

CIEMAT. *Fotovoltaica*, Ed. CIEMAT, 2000.

Colmenar, A.; Castro, M. *Biblioteca Multimedia de las Energías Renovables*. PROGNSA 1998.

Díaz, P.; Lorenzo, E. «Solar home system battery and charge regulator testing, Progress in Photovoltaics». *Research and Applications*, vol. 9, 5, págs. 363-377, 2001

- Egido, M. A.; Lorenzo, E. y Narvarte, L. «Universal technical standard for solar home systems, Progress in Photovoltaics». *Research and Applications*, vol. 6, 5, págs. 315-324, 1998
- IDAE. *Condiciones Técnicas para Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica*. 2002.
- Lorenzo, E.; Castro, M.; Perpiñán, O. «Planta fotovoltaica de conexión a red: estimación de sombras mutuas entre seguidores y optimización de separaciones». *Era solar: Energías renovables*, ISSN 0212-4157, n.º 131, 2006, págs. 28-37.
- Lorenzo, E. *Electricidad Solar. Ingeniería de los Sistemas Fotovoltaicos*. ETSI Telecomunicaciones/UPM. PROGENSA, 1994.
- Luque, A. *et al.* *Solar cells and optics for photovoltaic concentration*. Adam Hilger, 1989.
- Rosado, L.; Colmenar, A. *Proyecto constructivista de ciencia/tecnología en el nuevo bachillerato: Aplicación doméstica de la energía solar*. UNED, 1997.
- Sorensen, B. *Renewable Energy*, Ed. Academic Press, 1999.

6.14. Evaluación

6.14.1. Ejercicios teóricos

- En un sistema fotovoltaico conectado a red resulta absolutamente necesario que esté compuesto por los siguientes subsistemas:
 - Subsistema de captación, de almacenamiento, de regulación y convertidor de corriente.
 - Subsistema de captación, de regulación y de convertidor de corriente.
 - Subsistema de captación, de almacenamiento y de regulación.
 - Subsistema de captación y convertidor de corriente.

Solución: La respuesta D) es la VERDADERA. En un sistema fotovoltaico conectado a red lo único que resulta absolutamente necesario que esté compuesto el subsistema de captación y el subsistema convertidor de corriente.

- Para obtener una misma potencia en un mismo lugar para una planta solar fotovoltaica, el sistema de estructuras que más espacio ocupa es el de:
 - Planta de estructuras fijas.
 - Planta de un seguidor.
 - Planta de dos seguidores.
 - Planta de dos seguidores de alta concentración.

Solución: La respuesta C) es la VERDADERA. Para las cuatro opciones presentadas, el sistema de estructuras que más espacio ocupa para obtener una misma potencia en un mismo lugar para una planta solar fotovoltaica es la de dos seguidores. Ver Apartado 6.8.

- En las horas centrales de un día despejado y de atmósfera limpia, y supuesto que el panel solar esté dispuesto con una inclinación y orientación adecuadas, la irradiancia incidente en el mismo puede ser del orden de X , pero incluso en esas condiciones ideales no se puede esperar obtener más de Y de potencia eléctrica neta en un panel de Z de superficie, cantidad que se reduce apreciablemente cuando las condiciones no son tan favorables. Indicar la respuesta correcta para X , Y y Z :

A) $X = 1,3 \text{ kW/m}^2$	$Y = 180 \text{ W}$	$Z = 1 \text{ m}^2$
B) $X = 1 \text{ kW/m}^2$	$Y = 75 \text{ W}$	$Z = 1,5 \text{ m}^2$
C) $X = 1 \text{ kW/m}^2$	$Y = 150 \text{ W}$	$Z = 1 \text{ m}^2$
D) $X = 0,550 \text{ kW/m}^2$	$Y = 150 \text{ W}$	$Z = 1,5 \text{ m}^2$

Solución: La respuesta C) es la VERDADERA. En las horas centrales de un día despejado y de atmósfera limpia, y supuesto que el panel solar esté dispuesto con una inclinación y orientación adecuadas, la irradiancia incidente en el mismo puede ser del orden de 1 kW/m^2 , pero incluso en esas condiciones ideales no se puede esperar obtener más de 150 W de potencia eléctrica neta en un panel de 1 m^2 de superficie, cantidad que se reduce apreciablemente cuando las condiciones no son tan favorables ya que estas cifras que se reducen a las dos terceras partes si se refieren a un día despejado de invierno, debido a que entonces la trayectoria del sol es más corta y se eleva menos sobre el horizonte.

4. Un semiconductor extrínseco tipo N, lo es debido a que lleva impurezas de:

A) Sb
B) Al
C) Bo
D) Cu

Solución: La respuesta A) es la VERDADERA. El átomo de antimonio (Sb) se dice que es pentavalente porque dispone de cinco órbitas y la más externa contiene 5 electrones. Si a la estructura ya conocida del semiconductor intrínseco (germanio o silicio puro) se añaden átomos de Sb en una ínfima proporción, cada átomo de impureza se asienta en la estructura cristalina ocupando un puesto similar al que ocuparía otro átomo de Ge o de Si, el átomo de Sb no solo cumple con los cuatro enlaces covalentes, sino que aún *le sobra un electrón*, que tiende a salirse de su órbita para que quede estable el átomo de Sb. *Por cada átomo de impureza añadido aparece un electrón libre en la estructura.*

5. En un proceso de generación/recombinación (g/r), es decir, por los que un electrón puede ganar o perder energía para intercambiarse entre la banda de valencia y conducción, cuando el electrón gana su energía gracias a un fotón, se denomina:

A) SRH
B) Auger
C) Radiativo
D) Superficial

Solución: La respuesta C) es la VERDADERA.

6. La mayoría de las células de silicio actualmente en el mercado son:

A) Monocristalinas
B) Policristalinas
C) Ribbon
D) Amorfo

Solución: La respuesta A) es la VERDADERA.

7. La huella digital de la célula proporciona mucha información a las personas que desarrollan tecnología de la célula. Ésta se mide a través de:

A) El factor de forma.
B) La eficiencia máxima.
C) El factor de transmisión de electrones.
D) La eficiencia cuántica.

Solución: La respuesta D) es la VERDADERA.

8. Indicar cuál de las siguientes afirmaciones es incorrecta.

- A) La eficiencia de las células solares disminuyen cuando aumenta la temperatura debido, sobre todo, a la disminución que sufre la tensión de circuito abierto.
- B) La densidad de corriente de cortocircuito es prácticamente insensible a los efectos de la temperatura (disminuye ligeramente),
- C) Dada la dependencia del FF con la tensión V_{CO} , y la I_{SC} éste también disminuye al aumentar la temperatura.
- D) Como resultado final, la eficiencia decrece del orden del 0,4% al 0,5% por grado de aumento de la temperatura para una célula de silicio (0,3% para una de GaAs).

Solución: La respuesta B) es la VERDADERA.

8. En células tándem la eficiencia máxima es de un

- A) 65%
- B) 75%
- C) 85%
- D) 95%

Solución: La respuesta C) es la VERDADERA.

10. La conexión de la central a la red de distribución pública deberá efectuarse cuando en la operación de sincronización las diferencias entre las magnitudes eléctricas del generador y la red no sean superiores a las siguientes:

- A) Diferencia de tensiones: ± 4 V. Diferencia de frecuencia = $\pm 0,1$ Hz. Diferencia de fase = $\pm 10^\circ$.
- B) Diferencia de tensiones: ± 8 V. Diferencia de frecuencia = $\pm 0,5$ Hz. Diferencia de fase = $\pm 10^\circ$.
- C) Diferencia de tensiones: ± 8 V. Diferencia de frecuencia = $\pm 0,1$ Hz. Diferencia de fase = $\pm 3^\circ$.
- D) Diferencia de tensiones: ± 8 V. Diferencia de frecuencia = $\pm 0,1$ Hz. Diferencia de fase = $\pm 10^\circ$.

Solución: La respuesta D) es la VERDADERA.

6.14.2. Prueba objetiva

- 1. El primer físico que descubrió en 1839 que ciertos materiales podían generar pequeñas corrientes eléctricas cuando eran expuestos a la luz, al apreciar un aumento de la generación eléctrica con la luz cuando experimentaba con dos electrodos metálicos en una solución conductora, fue:
 - A) Willoughby Smith.
 - B) Albert Einstein.
 - C) Edmund Becquerel.
 - D) Los investigadores D. M. Chaplin, C. S. Fuller y G. L. Pearson.
- 2. La luz blanca del sol está formada por la unión de los colores del arco iris, cada uno con su correspondiente longitud de onda. Los colores van del:
 - A) Violeta (180 nm) hasta el rojo (570 nm).
 - B) Violeta (280 nm) hasta el rojo (670 nm).

- C) Violeta (380 nm) hasta el rojo (770 nm).
 - D) Violeta (480 nm) hasta el rojo (870 nm).
4. En el espectro aparecen colores. En el diseño de una célula solar es conveniente saber que:
- A) Los fotones azules son más energéticos que los rojos.
 - B) Los fotones verdes son más energéticos que los azules.
 - C) Los fotones azules son más energéticos que los violetas.
 - D) Los fotones rojos son más energéticos que los azules.
5. La característica fundamental de los cuerpos semiconductores es la de:
- A) Desprenderse fácilmente su electrón periférico.
 - B) Poseer 4 electrones en su órbita de valencia.
 - C) Ser átomos «inestables».
 - D) Ser átomos «estables».
6. En una unión del semiconductor p con el n La barrera de potencial es del orden de:
- A) 0,6 V cuando el semiconductor es de Ge y de unos 0,8 V cuando es de Si.
 - B) 0,4 V cuando el semiconductor es de Ge y de unos 0,6 V cuando es de Si.
 - C) 0,2 V cuando el semiconductor es de Ge y de unos 0,5 V cuando es de Si.
 - D) 0,1 V cuando el semiconductor es de Ge y de unos 0,3 V cuando es de Si.
6. El nombre de la célula cuya superficie es como una V que se forma, utilizando ataque químicos y procesos fotolitográficos adecuados, en la superficie de la célula. De este modo se reduce la reflexión por debajo del 1% y logran eficiencias del 20,8% para un sol y 23,8% para 102 soles es:
- A) Microgrooved PESC
 - B) PERL
 - C) MINP
 - D) UNSW
7. Cómo se llama la medida obtenida con la herramienta de caracterización de la corriente de corto-circuito de la célula que consiste en iluminar la célula con fotones de longitud de onda conocida, por ejemplo rojos y medir el número de electrones que circulan por el exterior.
- A) Factor de forma.
 - B) Eficiencia máxima.
 - C) Factor de transmisión de electrones.
 - D) Eficiencia cuántica.
8. La resistencia que tiene su origen en imperfecciones en la calidad de la unión pn que constituye la célula y es responsable de permitir la existencia de fugas de corriente es la llamada:
- A) Resistencia paralelo.
 - B) Resistencia serie.
 - C) Resistencia de bloqueo.
 - D) Resistencia del factor de forma.

9. La eficiencia máxima de una célula monocristalina de Si es de un:
- A) 25%
 - B) 30%
 - C) 35%
 - D) 40%
10. La tensión generada en una central fotovoltaica conectada a red será prácticamente sinusoidal, con una tasa máxima de armónicos, en cualquier condición de funcionamiento de:
- A) Armónicos de orden par: $2/n$. Armónicos de orden 5:7. Armónicos de orden impar (≥ 5): $25/n$.
 - B) Armónicos de orden par: $2/n$. Armónicos de orden 3:5. Armónicos de orden impar (≥ 5): $45/n$.
 - C) Armónicos de orden par: $4/n$. Armónicos de orden 3:5. Armónicos de orden impar (≥ 5): $25/n$.
 - D) Armónicos de orden par: $4/n$. Armónicos de orden 3:5. Armónicos de orden impar (≥ 5): $15/n$.

Las respuestas al final del libro.

7

Centrales de energía eólica

- 7.1.** Introducción y orientaciones para el estudio
- 7.2.** Objetivos
- 7.3.** Origen del viento
- 7.4.** Potencial del viento
 - 7.4.1. Medida del viento
 - 7.4.2. Tratamiento de los datos del viento
 - 7.4.3. Variación del viento con la altura
 - 7.4.4. Cuantificación de la energía existente en el viento
 - 7.4.5. Representación de los recursos eólicos disponibles
- 7.5.** Evolución histórica de las tecnologías para aprovechar el viento
- 7.6.** Componentes de los aerogeneradores
 - 7.6.1. Subsistema de captación
 - 7.6.2. Subsistema de transmisión mecánica
 - 7.6.3. Subsistema eléctrico
 - 7.6.4. Subsistema de orientación
 - 7.6.5. Subsistema de regulación y control
 - 7.6.6. Subsistema soporte
- 7.7.** Curva de potencia de un aerogenerador
 - 7.7.1. Determinación de la energía obtenible
- 7.8.** Aplicaciones de la energía eólica
- 7.9.** Parques eólicos conectados a la red
 - 7.9.1. Infraestructura civil
 - 7.9.2. Infraestructura eléctrica
 - 7.9.3. Infraestructura de control
 - 7.9.4. Determinación de la energía generada
- 7.10.** Parques eólicos en el mar (*offshore*)
 - 7.10.1. Evolución de las instalaciones *offshore*
 - 7.10.2. Tecnología de las instalaciones *offshore*
- 7.11.** Costes del uso de la energía eólica
- 7.12.** Impacto medioambiental de utilizar la energía del viento
- 7.13.** Situación actual de la explotación de la energía eólica
- 7.14.** Conclusiones
- 7.15.** Bibliografía
- 7.16.** Evaluación
 - 7.16.1. Ejercicios teóricos
 - 7.16.2. Prueba objetiva



7.1. Introducción y orientaciones para el estudio

La energía eólica es la energía cinética del viento. Para el aprovechamiento de dicha energía se han desarrollado a lo largo de la historia diferentes sistemas tecnológicos. Durante siglos, la aplicación clásica de la energía capturada por las máquinas eólicas ha sido la molienda de grano y el bombeo de agua. Sin embargo, en la actualidad, la aplicación más generalizada de la energía contenida en el viento es la producción de electricidad mediante **aerogeneradores** que, aprovechando el conocimiento de múltiples disciplinas, se diseñan, construyen y operan con las tecnologías más avanzadas y se conectan, frecuentemente configurando los denominados **parques eólicos**, a algún tipo de red eléctrica.

Si se analiza la evolución del aprovechamiento de la energía eólica en el mundo a partir de la revolución industrial se desprende que el interés de los distintos gobiernos, fundamentalmente los europeos, por este tipo de energía ha estado íntimamente ligado a crisis bien definidas de energía convencional. Es decir, las crisis energéticas desencadenadas durante los años en que acontecieron las dos guerras mundiales y los períodos que le sucedieron, como consecuencia de las dificultades de aprovisionamiento de combustible; y las crisis energéticas de la década de los setenta, provocadas por el incremento de los precios del petróleo, que infunden miedo al desabastecimiento energético y reavivan el interés por la energía del viento.

No obstante, en las postrimerías del siglo XX, la Comisión de la Unión Europea, con el propósito de disminuir la dependencia energética exterior, fomentar la búsqueda de nuevas y mejores soluciones técnico-económicas al problema del suministro energético y la preocupación por la degradación medioambiental en amplios sectores de los países más desarrollados, incrementa apreciablemente su interés por las energías renovables y establece diferentes líneas de actuación, tanto de ayuda a la construcción de instalaciones de demostración como, sobre todo, a la investigación y desarrollo tecnológico.

En los países de la Unión Europea, al amparo de programas regionales, estatales y comunitarios, la energía eólica ha alcanzado un notable grado de implantación. La moderna industria eólica europea cuenta en la actualidad con un destacado número de fabricantes de aerogeneradores con tecnología propia, así como de equipos auxiliares.

Teniendo en cuenta el carácter aleatorio del viento, el pretender incrementar de forma significativa y eficiente (técnica y económicamente) la contribución de la energía eólica a la cobertura de la demanda total de un país, requiere la instalación de sistemas fiables de conversión de energía eólica en energía eléctrica (siglas en inglés WECS: *Wind Energy Conversion System*), en lugares en los que se haya constatado la existencia de un adecuado recurso eólico, ya que la potencia media generada por un WECS depende directamente de las características del viento y de la máquina eólica utilizada. En este sentido, hay que señalar que se han invertido esfuerzos en llevar a cabo normalizaciones, certificaciones de calidad y homologaciones de sistemas y componentes. Asimismo, se han desarrollado diversas técnicas para evaluar los recursos eólicos, las cuales abarcan desde el análisis de indicadores topográficos, biológicos, geomorfológicos, sociales y culturales a los más sofisticados modelos numéricos de simulación mediante ordenador del comportamiento del viento en una zona dada. Como consecuencia de la variabilidad temporal del viento y, consecuentemente, de la energía eléctrica generada por los aerogeneradores, en la actualidad un importante porcentaje de los esfuerzos se centran en el desarrollo de modelos de predicción del comportamiento del viento a corto plazo que permitan optimizar los planes de la producción energética.

Hasta el momento, los esfuerzos realizados por distintas áreas de conocimiento han permitido incrementar la fiabilidad de las máquinas eólicas, reducir apreciablemente los costes de la energía generada con esta tecnología, así como los niveles de ruido producidos, principalmente por los elementos mecánicos y que constituyen un factor de impacto al trabajar estas máquinas al aire libre y ser el viento un elemento transmisor del mismo.

En este capítulo se presentan aspectos básicos respecto del origen, la medida y valoración energética del viento. Asimismo, se comentan algunos principios de aerodinámica de las turbinas eólicas, se describen los componentes más comunes de los sistemas técnicos empleados para la captura y transformación de la energía cinética del viento y los sistemas de aprovechamiento y almacenamiento energético. También se especifican, de forma sintetizada, las infraestructuras necesarias para la puesta en marcha y explotación de las instalaciones eólicas y los costes asociados a las mismas.

Finalmente, se indican aspectos relacionados con la incidencia que las instalaciones de aprovechamiento de la energía eólica pueden tener sobre el medio ambiente y se señala la situación actual de esta tecnología energética.

7.2. Objetivos

Al término del estudio de este tema, los alumnos deberían:

- Tener nociones sobre el origen, medida y análisis energético del viento.
- Tener claro algunos conceptos aerodinámicos de las turbinas eólicas.
- Poseer conocimientos sobre la tipología de las turbinas eólicas y de los componentes fundamentales de las mismas.
- Estar al corriente de las infraestructuras civiles, eléctricas y de control mínimas necesarias para la explotación de una instalación eólica.
- Visualizar con claridad los costes asociados a la producción de energía eléctrica de origen eólico.
- Conocer los efectos positivos y negativos que las instalaciones de aprovechamiento de la energía del viento tienen sobre el medioambiente.

7.3. Origen del viento

El viento es una consecuencia de la radiación solar. Debido, fundamentalmente, a la redondez de la Tierra se originan diferencias de insolación entre distintos puntos del planeta. En los polos, los rayos solares inciden oblicuamente, por lo que calientan menos la superficie de la Tierra.

Los rayos solares inciden perpendicularmente en el ecuador y calientan más la superficie de la Tierra, ya que se reparten sobre una superficie más pequeña que en los polos. Estas diferencias de insolación dan lugar a diferentes zonas térmicas que provocan diferencias de densidad en las masas de aire. En el ecuador, el aire al calentarse se hace más ligero (menos denso) y asciende a las capas altas de la atmósfera dejando tras de sí una zona de baja pre-

sión; en los polos, el aire es más pesado (más denso) y desciende aumentando la presión. El aire que envuelve a la Tierra, como cualquier gas, se mueve desde las zonas de mayor presión atmosférica (mayor densidad) a las de menor presión; es decir, si la Tierra no girase y su superficie fuese homogénea el aire se movería desde los polos al ecuador por las capas bajas de la atmósfera y del ecuador a los polos por las capas altas siguiendo un ciclo de movimiento de aire en cada hemisferio (Figura 7.1). Este aire en movimiento horizontal es el viento.

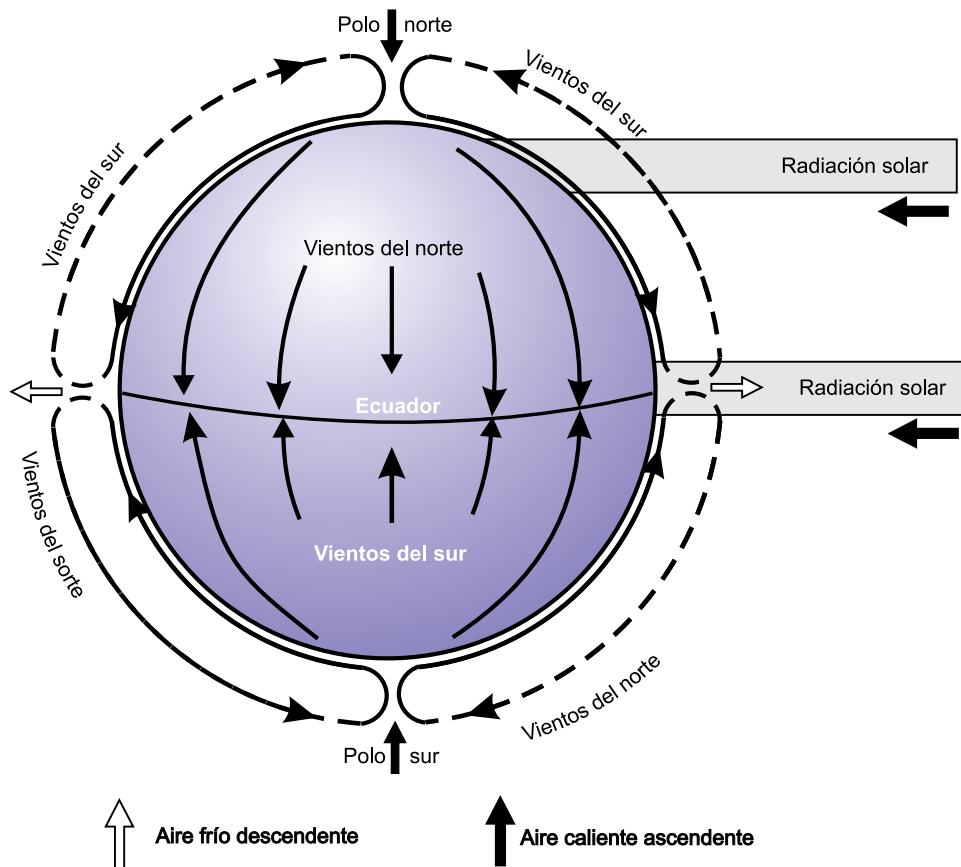


Figura 7.1. Circulación atmosférica general.

Si se tiene en cuenta el movimiento rotacional de la Tierra, el modelo de circulación global del aire sobre la misma se complica. El movimiento de rotación de la Tierra da lugar a la aparición de las fuerzas de Coriolis, las cuales actúan sobre la masa de aire en movimiento desviándola hacia la derecha en el hemisferio norte y hacia la izquierda en el hemisferio sur.

Estas fuerzas originan los denominados vientos de poniente (del oeste) y alisios (del este). En la Figura 7.2 se muestra como el conjunto de factores que influyen sobre la masa de aire (sin tener en cuenta las estaciones y en ausencia de continentes), da lugar a que el ciclo de movimiento de aire en cada hemisferio se descomponga en tres ciclos independientes.

Además, la circulación global se ve perturbada por la formación de torbellinos que se generan en las zonas de interrelación de los diferentes ciclos.

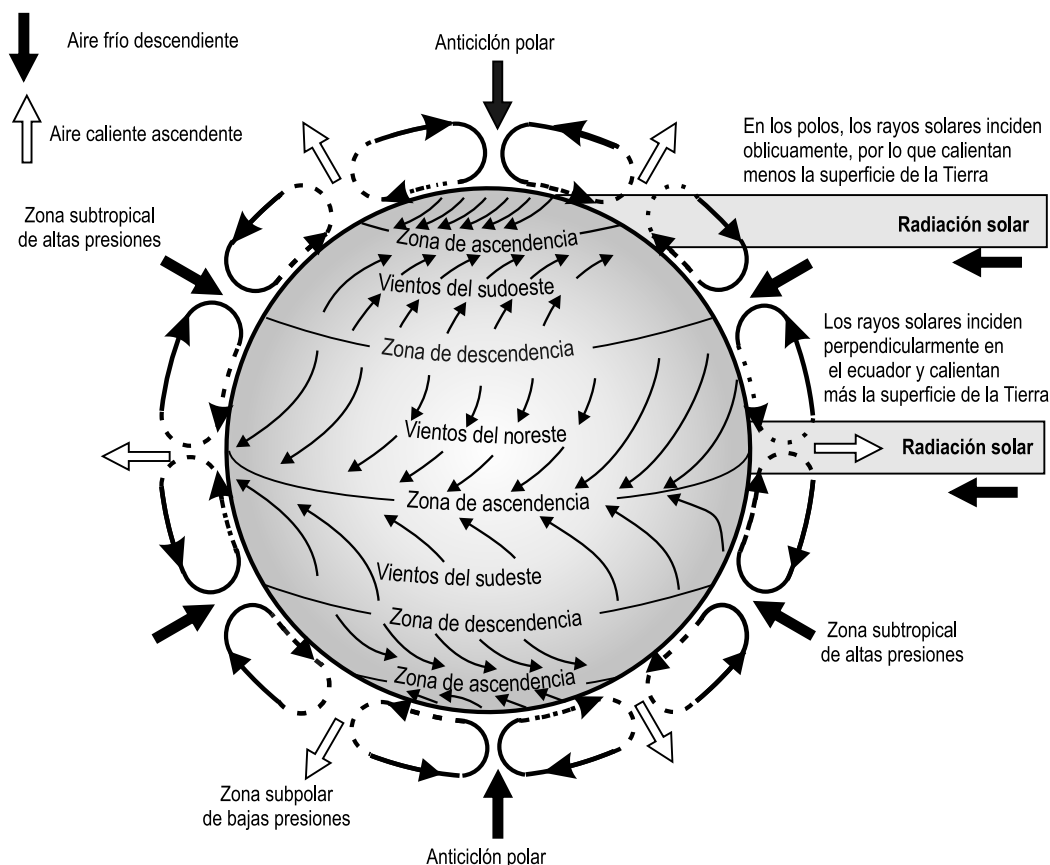


Figura 7.2. Efecto de la fuerza de Coriolis en la circulación atmosférica general.

Respecto al modelo descrito es necesario aclarar que la circulación global del aire sobre el planeta es mucho más compleja, ya que en ella intervienen muchos factores. Entre los factores que intervienen se pueden señalar la composición de la Tierra en océanos y continentes (con diferentes calores específicos —indicador de la cantidad de calor que puede almacenar la materia por unidad de masa, kcal/kg), el movimiento de traslación de la Tierra en torno al Sol, que hace que la intensidad de la radiación solar recibida por las diferentes zonas de la Tierra sea distinta según las estaciones del año, la topografía de los continentes que constituyen obstáculos que modifican el comportamiento del viento y las perturbaciones atmosféricas.

Los vientos generales que circundan el globo terrestre se llaman macro climáticos. Esto es debido a la orografía del terreno y las diferencias de presión varían sus características, lo que origina los vientos llamados micro climáticos o locales. Estos últimos pueden ser clasificados en: vientos inducidos térmicamente, vientos inducidos por la orografía y vientos generales influenciados por los efectos climáticos locales.

La fuerza denominada de Coriolis es una fuerza ficticia que debe su nombre al ingeniero y matemático francés Gustave Gaspard Coriolis (1792-1843).

Una forma simple de empezar a visualizar como opera la fuerza de desviación es imaginarse un disco que gira respecto de su eje. Si con un rotulador se trata de trazar una línea recta desde el centro del disco a un punto de la periferia, no se consigue; la raya dibujada mientras el disco gira será siempre una curva. Es decir, existen dos movimientos: el de la mano con el rotulador (rectilíneo) y el del disco (circular). Conforme la mano avanza en dirección del borde, los sucesivos puntos por los que va pasando se distancian, cada vez más, de la línea recta que se intentó dibujar, a causa del giro del disco.

Si una persona estuviese encima del disco, girando con él y no pudiese ver más allá del borde del disco, a dicha persona le parecería que el disco está inmóvil, ya que no podría referir su movimiento a ningún punto fijo. A este viajero que gira con el disco le parecería que *una fuerza actuaba sobre el rotulador, desviándolo de su trayectoria*. Esa fuerza, ficticia, es la **fuerza de Coriolis**. En el caso de la Tierra que gira (con coordenadas de referencia, de latitud y longitud, que giran), existe una desviación aparente de los objetos en movimiento hacia la derecha de su línea de movimiento en el hemisferio norte y hacia la izquierda en el hemisferio sur, tal como lo ven los observadores situados en la Tierra. La fuerza de desviación (por unidad de masa) se expresa por:

$$-2\omega V \sin \phi$$

donde ω es la velocidad de giro de la Tierra: $\omega = 7,29 \cdot 10^{-5}$ rad/s; ϕ = la latitud y V = la velocidad de la masa de aire. Como $\sin 0^\circ = 0$ y $\sin 90^\circ = 1$, el efecto desviador es máximo en los polos y es cero en el ecuador.

Entre los vientos inducidos térmicamente pueden señalarse las brisas marinas y las corrientes valle-montaña. Las brisas marinas se originan como consecuencia de los distintos calores específicos, y la diferente velocidad de calentamiento y enfriamiento del mar y la tierra. Durante el día (Figura 7.3), la tierra se calienta más rápidamente que el mar, haciendo que el viento sople del mar a la tierra (mediodía y tarde).

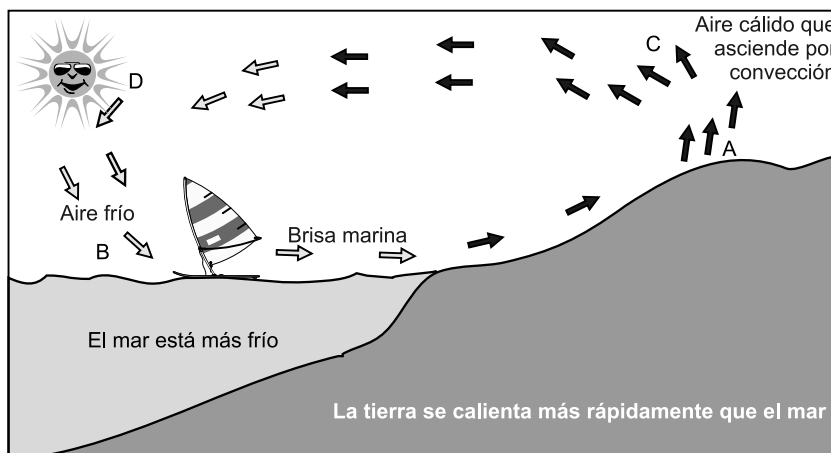


Figura 7.3. Brisa marina (mediodía y tarde).

Por la noche y al amanecer el viento sopla hacia el mar, ya que la tierra se enfría más rápidamente que el mar (Figura 7.4). Los vientos valle-montaña se producen por un proceso parecido. Unas laderas reciben más insolación que otras, en función de su pendiente y orientación. Estos vientos soplan durante toda la noche desde la montaña al valle y desde el valle a la montaña durante el día.

Las brisas son vientos de poca velocidad aunque alcancen en ciertos sitios hasta los 13 m/s.

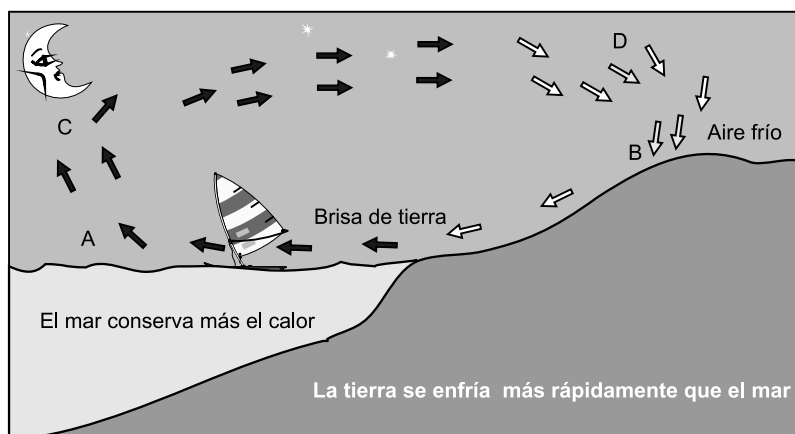


Figura 7.4. Brisa marina (noche y amanecer).

Los vientos inducidos por la orografía dependen del obstáculo y su orientación. El aire que se desplaza en la proximidad de la superficie terrestre debe sortear los innumerables obstáculos que encuentra a su paso, cambiando en mayor o menor medida sus características.

Si la distribución orográfica es tal que hay dos zonas montañosas próximas (Figura 7.5), el flujo de aire se ve obligado a penetrar por un estrecho canal.

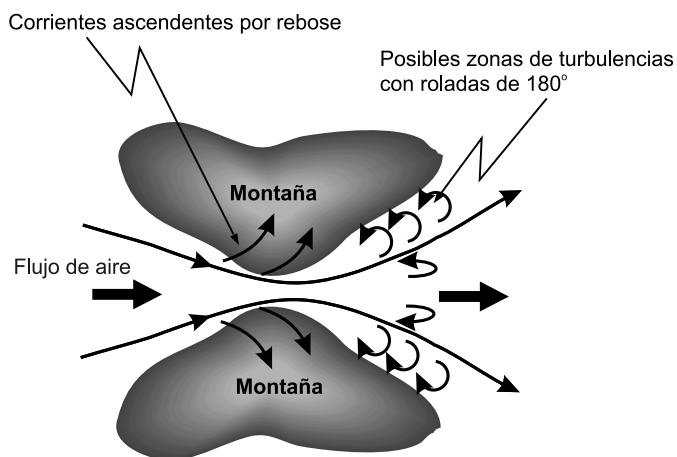


Figura 7.5. Flujo de aire entre dos zonas montañosas.

El teorema de Bernoulli establece que la velocidad de un fluido aumenta cuando la sección por la que pasa disminuye. Por tanto, en este caso, como la sección por la que discurre el aire entre las dos montañas es mucho más estrecha que fuera y las líneas de corriente están muy próximas, la velocidad aumenta. Los Pirineos y los Alpes forman una especie de embudo, y cuando los vientos en el extremo del embudo llegan al Mediterráneo, salen a gran velocidad.

Por el mismo efecto de Bernoulli, encima de las montañas el viento aumenta de intensidad (Figura 7.6). Inversamente, en un valle el viento disminuye.

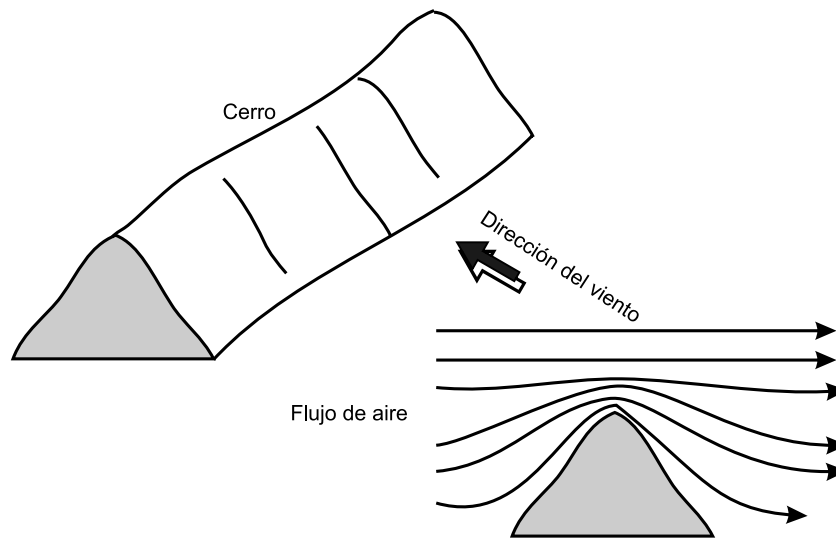


Figura 7.6. Flujo de aire en el caso de un obstáculo montañoso.

De forma general, se puede considerar que los factores que influyen en el régimen de vientos en una zona determinada son:

- Situación geográfica.
- Características climáticas locales.
- Topografía de la zona.
- Irregularidades del terreno.

El viento ha tenido tal especial importancia en la vida cotidiana del hombre en la antigüedad que éste llegó a elevarlo, debido a la falta de conocimientos, a la categoría de Dios.

En la mitología griega el dios padre de los vientos era Eolo, de ahí el nombre de **energía eólica**, que los tenía encerrados en un zurrón y los sacaba cuando le parecía oportuno, según cuenta Homero en uno de los cantos de su inmortal obra *La Odisea*.

Eolo era el intermediario entre Zeus y los pequeños dioses eólicos. Estos estaban divididos en dos grupos, los benefactores y los funestos. Entre los primeros se encontraban el

viento del norte (*Bóreas*), el del sur (Austro o Noto), el del sureste (Euros), y el del oeste (Zefiros). Dentro de los segundos estaba Tyferus, dios del huracán.

Para las civilizaciones eslavas el dios de los vientos era Striborg, para los vikingos este dios era Thor. Huracán es el corazón del cielo, según los mayas, y Tifón es el dios del mal en el antiguo Egipto.

Pero no sólo veían al viento como un dios sino que intentaban que les afectase lo menos posible; en China se orientaban las aberturas de las viviendas en unas direcciones determinadas, aunque desde el punto de vista del confort estuviesen mal orientadas.

Aún en 1904 se editaban libros sobre conocimientos populares que también atribuían orígenes divinos al viento.

El refranero español recoge diversos dichos sobre el viento en los que se relaciona el viento con acontecimientos atmosféricos. «El viento que anda por san Juan (24 de junio), todo el año correrá», «El sol lleva en verano al viento de la mano», «El viento de san Matías (24 de Febrero) dura cuarenta días».

7.4. Potencial del viento

Sólo un 2% de la energía solar que llega a la Tierra se convierte en energía eólica. En teoría, los vientos distribuyen anualmente entre $2,5 \cdot 10^5$ y $5 \cdot 10^5$ kWh. Una cantidad enorme de energía, pero solo una parte de la misma puede ser aprovechada, ya que se presenta en forma muy diluida.

En la Figura 7.7 se muestra la distribución estimada del potencial eólico en el mundo.

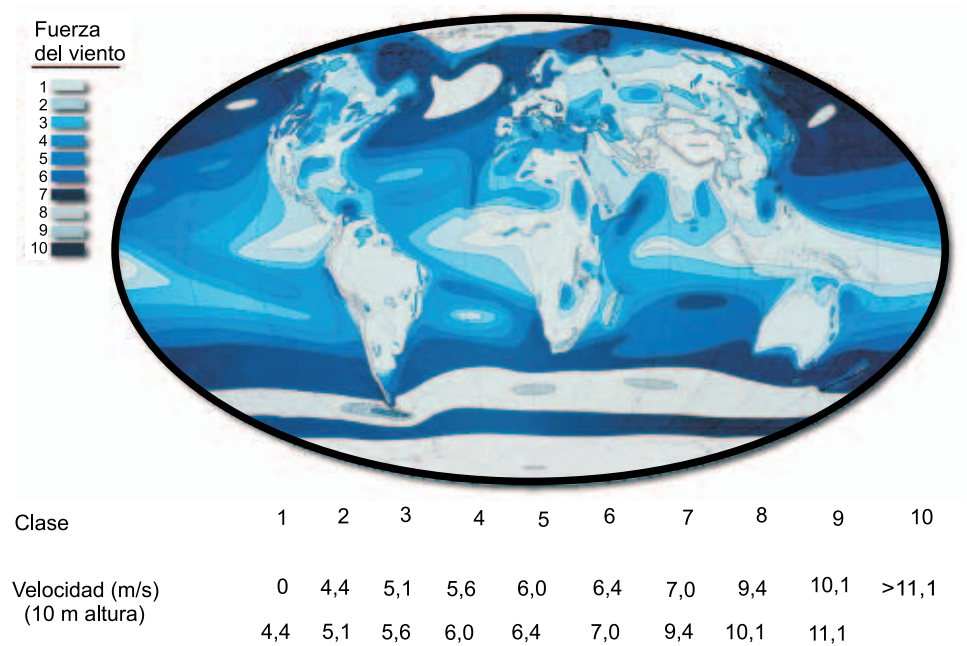


Figura 7.7. Distribución estimada de la velocidad del viento (Fuente: US-DOE y NREL).

7.4.1. Medida del viento

La velocidad del viento es un vector, por tanto, viene definida por el módulo, la dirección y el sentido. El módulo indica la intensidad del viento y se suele expresar en m/s, km/h o en nudos ($1 \text{ nudo} = 0,514 \text{ m/s}$). La dirección y el sentido se expresan en grados sexagesimales, es decir, según un círculo graduado en 360° , significando «de donde viene» el viento. Por ejemplo, si se señala que el viento es del noreste se está especificando que la dirección del viento se encuentra en la recta que une el noreste con el suroeste y que el sentido es de noreste a suroeste.

Aunque es posible inferir la velocidad y, algunas veces, la dirección de los vientos por los cambios de las propiedades de la atmósfera, con frecuencia se necesita obtener medidas más directas del movimiento atmosférico. Los instrumentos cuyos sensores miden el flujo del aire se llaman **anemómetros**, los cuales se pueden clasificar en tres categorías principales: anemómetros de rotación (anemómetros de cazoletas, anemómetros de hélices, anemómetros de canalones, etc.), anemómetros de presión (anemómetro de Dines, anemómetro de Best Romani, etc.), y otros (anemómetros de hilo caliente, los de efecto sónico, anemómetros láser, anemómetros SODAR de efecto Doppler, anemómetros de ultrasonidos, etc.).

Entre los anemómetros anteriormente mencionados, los más conocidos y frecuentemente empleados en el análisis de la energía del viento son los de rotación con cazoletas, los cuales normalmente consisten en tres cazoletas de forma troncocónica o semiesférica montadas simétricamente alrededor de un eje vertical (Figura 7.8).



Figura 7.8. Anemómetro de cazoletas (izquierda) y veleta (derecha).

Como la fuerza en el lado cóncavo de la cazoleta es mayor que el lado convexo, la rueda de cazoletas gira, siendo la velocidad de rotación proporcional a la velocidad del viento en el plano de giro. La gran ventaja de los anemómetros de cazoletas, es que miden las dos componentes horizontales del viento, sin embargo, ya que su constante de tiempo varía inversamente proporcional a la velocidad del viento, se aceleran más rápidamente que lo que se desaceleran y, por lo tanto, sobrestiman la velocidad del viento. Otra causa de error, del

orden del 6% al 8%, del anemómetro de cazoletas es originada por la componente vertical de la velocidad del viento. Los sensores de los anemómetros generan alguna forma de señal, que es transmitida a un aparato donde es tratada para facilitar su interpretación y/o almacenamiento. Los anemómetros de rotación se complementan con un dispositivo denominado veleta para captar la dirección de la velocidad del viento.

La veleta (Figura 7.8) consiste en un dispositivo montado sobre un eje vertical y de giro libre, de tal modo que puede moverse cuando el viento cambia de dirección y que se acopla a transductores que generan una señal.

Los sensores se suelen situar en torres (Figura 7.9) de tal manera que éstas no influyan en las medidas de aquellos, bien por presentar un obstáculo a la dirección del viento o porque las vibraciones desarrolladas por dichas torres bajo las cargas de viento causen falsas lecturas de los sensores y aceleren sus desgastes.

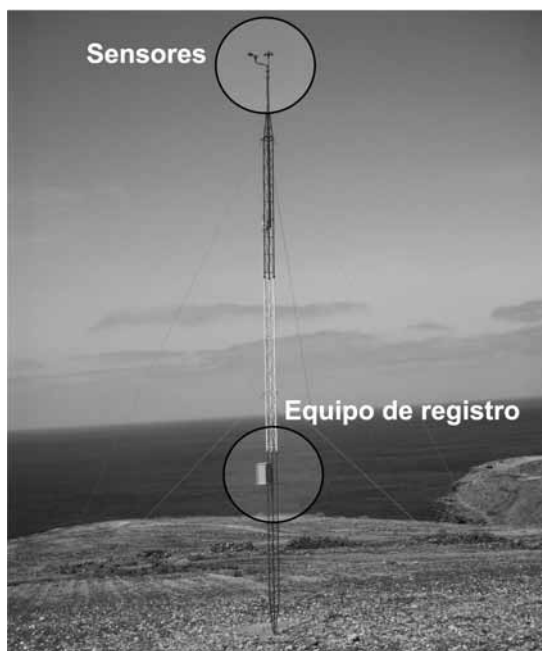


Figura 7.9. Torre anemométrica con sensores a 10 metros sobre el nivel del suelo.

Como consecuencia del rozamiento con la superficie terrestre, la velocidad del viento varía con la altura, la Organización Meteorológica Mundial (OMM) precisa que el emplazamiento de los sensores de medida del viento en superficie deben situarse a una altura de 10 metros sobre el nivel de suelo en terreno descubierto, con el objeto de que se puedan establecer comparaciones homogéneas.

El terreno es definido por la OMM como «una superficie donde la distancia entre el anemómetro y cualquier obstáculo debe ser por lo menos de diez veces la altura del obstáculo».

Los dispositivos de registro y almacenamiento se suelen clasificar en cuatro clases según su capacidad de almacenamiento y postprocesado de datos.

Los instrumentos de clase IV almacenan datos de series de tiempo en cualquiera de las dos formas, en bruto o procesada. La información procesada puede ser simplemente la media de la velocidad del viento y su dirección para cada intervalo programado de tiempo (ejemplo 10 minutos, 20 minutos, una hora, etc.) o la media, varianza, simetría, máxima velocidad del viento, etc., para cada período programado a partir de muestras de 1 segundo, o de 1 minuto. La información bruta puede ser simplemente los valores instantáneos de la velocidad del viento y su dirección.

Ya que los sistemas de la clase IV proporcionan la mayor flexibilidad para el análisis de datos suelen ser, actualmente, los sistemas más empleados en el registro de datos de viento con el fin de evaluar la energía del mismo.

Dichos dispositivos, alimentados frecuentemente por baterías, suelen permitir registrar la información bruta o procesada en una memoria interna (*buffer*) así como en dispositivos de almacenamiento periféricos, tales como cintas magnéticas, disquetes, chips eprom y memorias RAM (acrónimo de *Random Access Memory*) de diversas capacidades.

Aunque la tecnología actual de estos dispositivos permite que se pueda acceder a la información almacenada en una estación remota mediante el uso de líneas de telefonía, radio, o satélite, los sistemas más frecuentemente empleados para recuperar la información almacenada precisan del desplazamiento de un operario hasta el punto de instalación del aparato. Uno de dichos sistemas requiere el uso de un ordenador portátil, de una interfase RS232 y de un programa de comunicaciones que permita establecer las comunicaciones entre el ordenador y la estación a fin de realizar el trasvase de los datos. El otro sistema, probablemente el más frecuentemente empleado, utiliza los dispositivos de almacenamiento periféricos ya mencionados para transportar la información desde la estación hasta el centro de análisis, en donde, por medio de un lector (Figura 7.10), se trasvasa de nuevo a un ordenador, utilizando un programa de comunicación y de conversión de códigos.



Figura 7.10. Dispositivo de registro (izquierda). Lector de tarjeta RAM (derecha).

La frecuencia de la toma de datos y los intervalos de promedio deben estar en consonancia con el tipo de análisis a que se destinen. Con las prestaciones actuales de los equipos de toma de datos, para una evaluación precisa del potencial eólico, es recomendable tomar muestras de valores del viento con una frecuencia de 5 a 10 segundos, y promedios en intervalos de 10 minutos a 1 hora.

Para análisis detallados del funcionamiento de máquinas eólicas (especialmente de gran tamaño) o estudios específicos de características de viento (ráfagas, turbulencias, etc.), se requieren frecuencias de datos iguales o superiores a 1 Hz e intervalos de promedio del orden de 1 minuto.

Del mismo modo que la frecuencia de medida, la duración de las medidas depende principalmente de la aplicación de los datos. Si el propósito es determinar la curva de funcionamiento de una aeroturbina, la duración y número de medidas está recogida en recomendaciones prácticas internacionales aceptadas (IEC, 1993).

Una de las más comunes aplicaciones de las medidas de la velocidad del viento es la estimación de la posibilidad de instalación de aeroturbinas en un determinado lugar. Las siguientes dos directrices suelen ser aceptadas: a) Medir durante un período lo más largo, práctica y económicamente, posible; b) intentar, si es posible, medir en cada estación del año, dado que los patrones de la velocidad y dirección del viento son relativamente estacionales.

En la selección de la instrumentación más adecuada para la adquisición de datos de viento de cara a su evaluación energética, aunque esencialmente la elección debe depender de cada aplicación, influyen principalmente los siguientes factores: coste y fiabilidad, sensibilidad, resolución, robustez, error, exactitud y precisión, repetibilidad, reproducibilidad autonomía de registro, autonomía de su fuente de alimentación, etc.

7.4.2. Tratamiento de los datos de viento

En este apartado se describen algunas de las manipulaciones que se suelen realizar con los datos de viento registrados con el objeto de facilitar un juicio respecto a lo apropiado o no del punto de medida para el aprovechamiento energético eólico.

En este sentido se estudian básicamente dos aspectos: distribuciones temporales y distribuciones de frecuencia.

7.4.2.1. Distribuciones temporales

A partir de la evolución temporal de la velocidad registrada del viento (Figura 7.11), se trata de dar respuestas a cuestiones tales como:

- Cuál es la variación media diaria del viento en un período dado. En la Figura 7.12 se ha representado la media mensual de cada hora del día, mostrándose las fluctuaciones medias diarias de la velocidad del viento en un mes particular. En la misma figura también se muestra la velocidad media del mes.
- Cuál es la variación de las velocidades medias mensuales a lo largo de un año. En la Figura 7.13 se muestran las fluctuaciones de la velocidad del viento, comparadas con la velocidad media anual.
- Cuál es la variación interanual de la velocidad media del viento. En la Figura 7.14 se muestran las fluctuaciones de la velocidad del viento entre los años 1997 y 2007, comparadas con la velocidad media interanual.

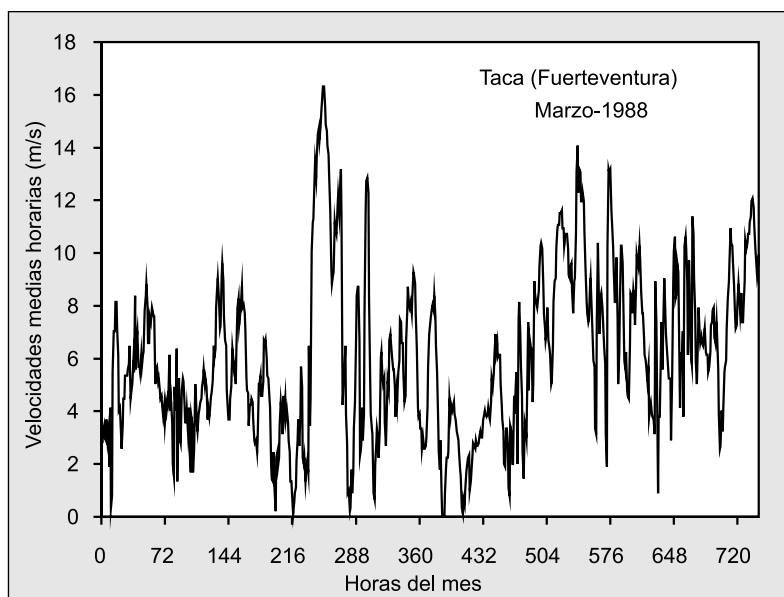


Figura 7.11. Evolución temporal de la velocidad registrada del viento hora a hora.

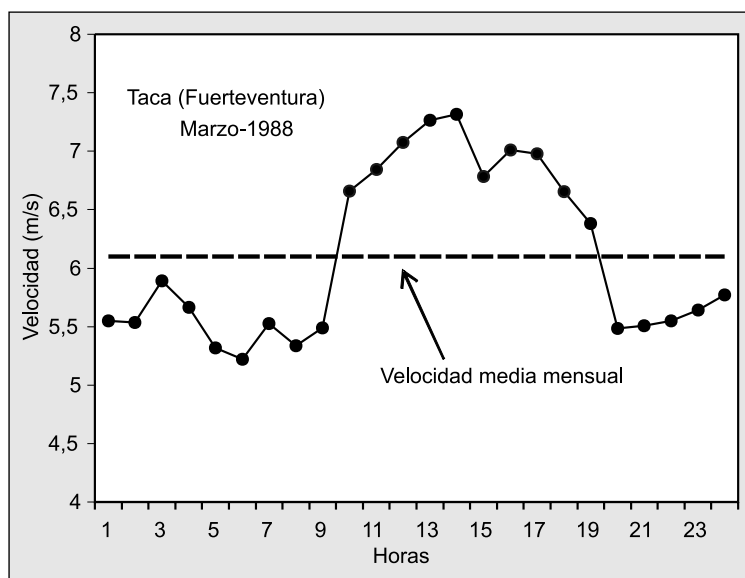


Figura 7.12. Evolución media diaria del viento.

- Cuál es la variación de las rachas y calmas máximas mensuales a lo largo del año. Esta información no puede ser obtenida desde las velocidades medias horarias, pero puede ser registrada separadamente.

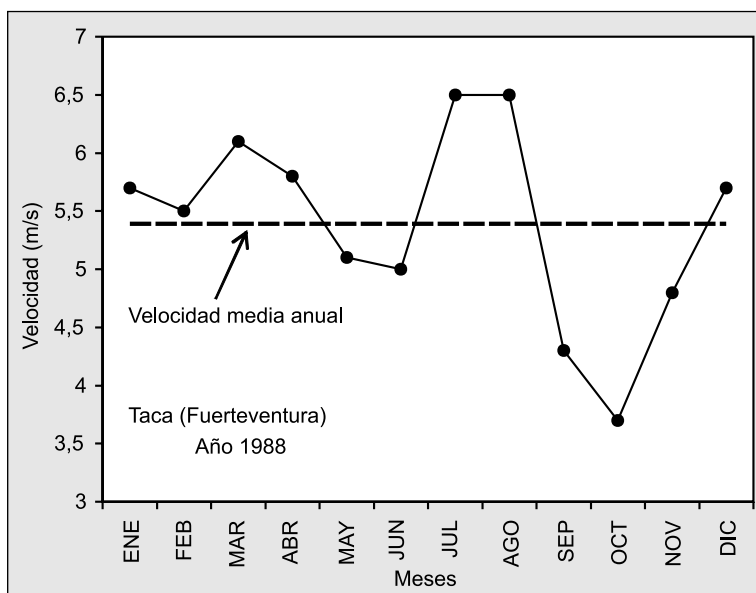


Figura 7.13. Evolución de las velocidades medias mensuales.

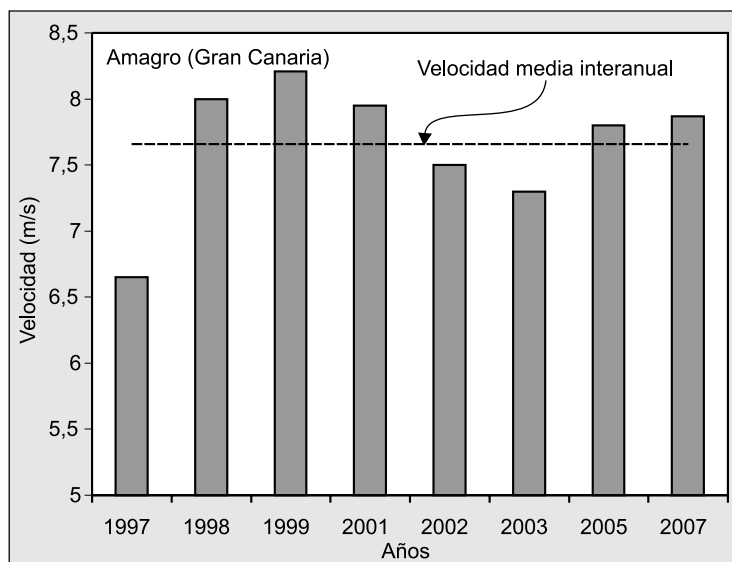


Figura 7.14. Evolución de las velocidades medias anuales.

7.4.2.1. Distribuciones de frecuencia

Aparte de las distribuciones de la velocidad del viento en el tiempo es importante conocer el número de horas por mes o por año durante las cuales ocurre una determinada velocidad del viento, es decir, la distribución de frecuencias de la velocidad del viento.

Para determinar estas distribuciones de frecuencias se debe en primer lugar dividir el dominio de la velocidad del viento en un número de intervalos, normalmente de un ancho de 1 m/s. Entonces se procede a calcular el porcentaje de veces en que la velocidad del viento sopla en cada intervalo. La representación de dichas frecuencias relativas constituye el histograma de frecuencias relativas (Figura 7.15).

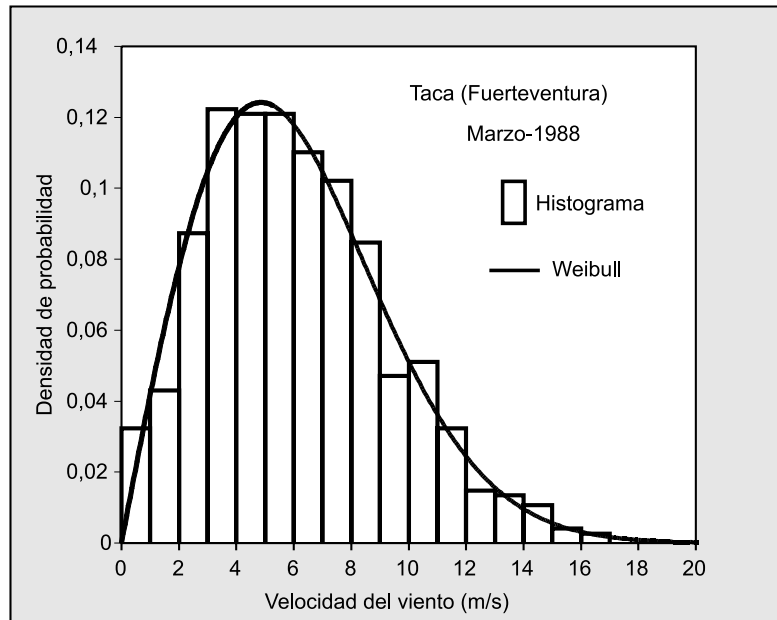


Figura 7.15. Densidad de probabilidad experimental y teórica.

A menudo es importante conocer el tiempo o frecuencia en el cual la velocidad del viento es más pequeña que una velocidad del viento dada; cuando estas frecuencias son representadas en función de la velocidad del viento se obtiene el histograma de frecuencias acumuladas (Figura 7.16).

Con frecuencia, también es importante conocer el número de horas que una turbina eólica estará en funcionamiento o la fracción del tiempo que una turbina eólica produce por encima de una potencia dada. En este caso es necesario sumar el número de horas en todos los intervalos por debajo de una velocidad dada del viento. El resultado es la distribución de duración. Los valores de duración son comúnmente representados con la velocidad del viento en el eje de ordenadas.

Otro tipo de representación a menudo utilizado en el análisis del viento son los diagramas de estructura del mismo; que representan en forma de histograma de barras verticales las frecuencias de ocurrencia observadas en intervalos de dirección y velocidad dados. Asimismo, es frecuente representar las frecuencias de direcciones mediante diagramas denominados **rosa de los vientos**.

Lo más habitual es dividir los 360° en 8 (Figura 7.17) o 16 sectores y tomar para la velocidad 3 ó 4 intervalos, dependiendo los límites de los intervalos de la gama de velocidades más habituales del lugar de estudio.

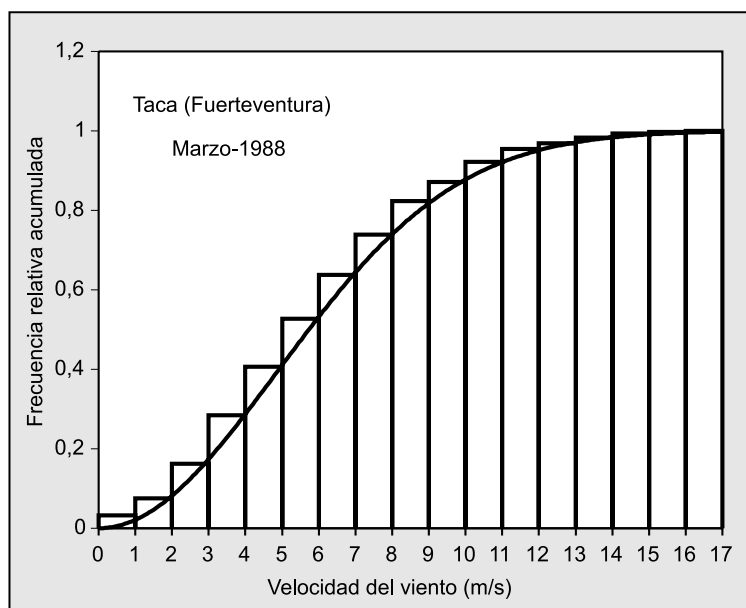


Figura 7.16. Densidad acumulada experimental y teórica.

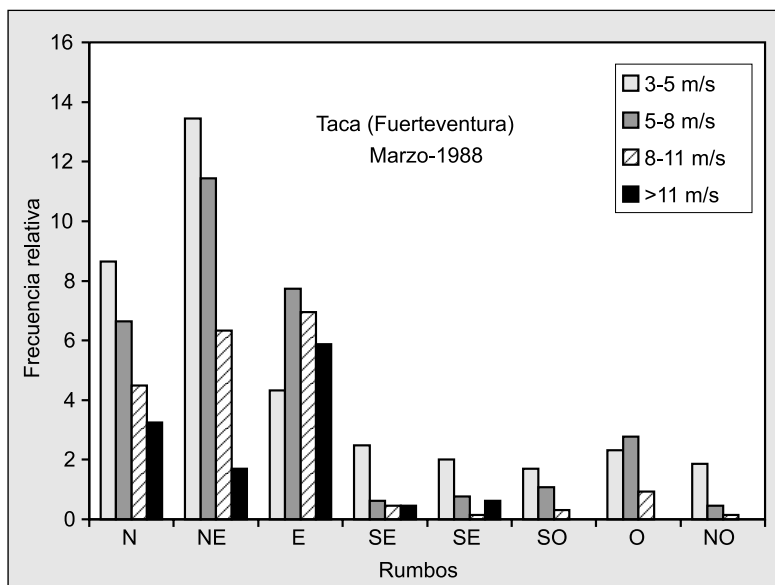


Figura 7.17. Frecuencias de direcciones.

En el análisis estadístico del viento con la finalidad de evaluar la energía extraíble del mismo mediante máquinas eólicas es habitual trabajar con funciones de densidad de probabilidad continuas $f(v)$ que se ajusten a los datos experimentales (Figura 7.15). La función de densidad de probabilidad representa una aproximación muy útil para calcular probabilidades

partiendo de un histograma: en primer lugar es mucho más simple, permite sustituir la tabla completa de valores de la distribución de frecuencias por la ecuación matemática de $f(v)$; en segundo lugar es más general, trata de reflejar no el comportamiento de una muestra concreta, sino la estructura de distribución de los valores de la variable a largo plazo; en tercer lugar es más operativa, permite obtener probabilidades de cualquier suceso.

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\frac{v}{c}\right]^k \quad (7.1)$$

La función de densidad más frecuentemente utilizada en el análisis de la energía eólica es la de Weibull (Ramírez y Carta, 2005) de dos parámetros (Ecuación 7.1). k es el parámetro de forma (adimensional) y c es el parámetro de escala (las mismas unidades que la velocidad). Sin embargo, se han propuesto múltiples tipos de densidades (Carta *et al*, 2009).

La velocidad media del viento según la distribución de Weibull viene dada por (7.2) y la desviación típica por (7.3), donde Γ es la función gamma de Euler.

$$\bar{V} = c\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (7.2)$$

$$\sigma = c\left[\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right)\right]^{1/2} \quad (7.3)$$

De igual manera, la función de distribución acumulativa $F(v)$ de una variable aleatoria continua V (Figura 7.15) es la probabilidad de que V tome un valor menor o igual a algún valor v específico. Para el caso de la distribución de Weibull de dos parámetros se tiene:

$$F(v) = P(V \leq v) = 1 - \exp\left[-\frac{v}{c}\right]^k \quad (7.4)$$

Asimismo, la probabilidad de que la velocidad del viento sea superior a un cierto valor v viene dada por (7.5)

$$P(V \geq v) = \exp\left[-\frac{v}{c}\right]^k \quad (7.5)$$

Además, la probabilidad de que la velocidad del viento esté comprendida entre dos valores v_x y v_y viene dada por (7.6)

$$P(v_x \leq V \leq v_y) = \exp\left[-\frac{v_x}{c}\right]^k - \exp\left[-\frac{v_y}{c}\right]^k \quad (7.6)$$

La estimación de los parámetros k y c involucra el uso de los datos muestrales en conjunción con alguna estadística. Uno de los métodos más frecuentemente empleado para la estimación de k y c es el método de los momentos. Éste suele utilizarse igualando la media y la

desviación típica muestral con los correspondientes valores de la distribución de Weibull. De esta forma se obtiene:

$$k = \left(\frac{s}{\bar{V}} \right)^{-1,086} ; \quad c = \frac{\bar{V}}{\Gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right)} \quad (7.7)$$

donde

$$\bar{V} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n v_i ; \quad s = \left[\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (v_i - \bar{V})^2 \right]^{1/2} \quad (7.8)$$

7.4.3. Variación del viento con la altura

Uno de los fenómenos más significativos en la explotación de la energía eólica es el incremento de la velocidad media del viento con la altura (Figura 7.18).

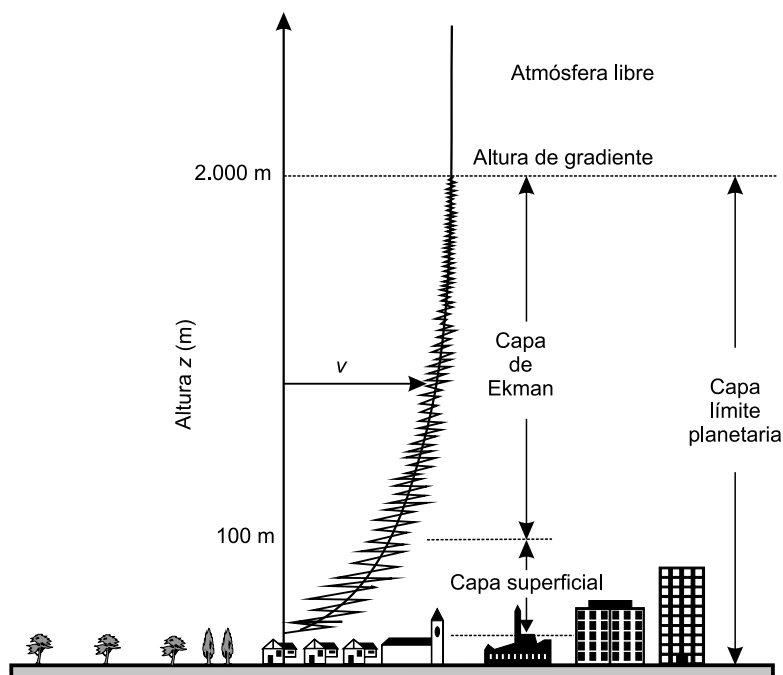


Figura 7.18. Capa límite atmosférica.

Debido a la fricción de la masa de aire que fluye sobre la superficie de la Tierra, la velocidad del viento disminuye desde un valor imperturbado a gran altura, llamada altura de gradiente y típicamente alrededor de 2.000 m, hasta cero sobre el suelo.

Los cambios en la velocidad del viento a la altura de gradiente solo dependen del campo de presiones y de la latitud. La capa límite planetaria puede considerarse que consiste en un número de capas, cada una gobernada por un diferente conjunto de parámetros de flujo. Sin

embargo, de éstas es la capa límite superficial y las capas de Ekman las que son de interés para los diseñadores estructurales.

La capa límite superficial, que se extiende desde el suelo hasta una altura aproximada de 100 m, es la región donde la variación de la tensión cortante puede despreciarse y en su interior van a quedar instaladas las turbinas eólicas (Figura 7.18).

Solo las medidas realizadas, por lo menos, a la altura del eje del rotor de la turbina, cuya energía se desee evaluar, proporcionarán una suficiente precisión para hacer un cálculo responsable del valor del recurso eólico. Sin embargo, para estimaciones preliminares un posible planteamiento que reduce el costo de realizar medidas a alturas elevadas, consiste en usar las medidas del viento realizadas a una altura de referencia y extrapolarlas hasta la altura del eje del rotor de la turbina.

Dos modelos matemáticos o leyes se han usado comúnmente para cuantificar el perfil vertical de la velocidad del viento en regiones de terreno plano homogéneo. Estas son la ley logarítmica y la ley potencial. La primera puede ser obtenida teóricamente de los principios básicos de mecánica de fluidos e investigaciones atmosféricas. Se deriva de una combinación de investigaciones teóricas y semi-empíricas. Es válida sobre un gran rango de altitudes e incorpora el fenómeno de estabilidad atmosférica. En el caso particular de atmósfera neutra la ley logarítmica viene dada por la Ecuación (7.9).

$$V = V_o [\ln (H_0/z_0)/\ln (H/z_0)] \quad (7.9)$$

Donde V y V_o son las velocidades del viento a las alturas H y H_o y z_0 es la rugosidad del terreno.

Por contraste, la ley potencial, es empírica y su validez está generalmente limitada a las más bajas elevaciones de la atmósfera. Debido a su simplicidad, sin embargo, la ley potencial es el modelo más comúnmente usado para describir las variaciones de la velocidad del viento en elevaciones sobre el suelo (7.10), aunque los intentos para incorporar nuevos parámetros en ella para describir características de fluidos más complicados han dado lugar también a una sustancial complejidad.

$$V = V_o (H/H_o)^\beta \quad (7.10)$$

β es un exponente que representa una forma de medida del rozamiento superficial encontrado por el viento. En la Tabla 7.1 se indican valores de β y z_0 en función de diversas rugosidades.

TABLA 7.1 Valores de β y z_0 para distintos terrenos.

Tipo terreno	β	z_0 (m)
Liso (mar, arena, nieve)	0,10-0,13	0,001-0,02
Moderadamente rugoso (hierba, campos cereales, regiones rurales)	0,13-0,20	0,02-03
Rugoso (bosques, barrios)	0,20-0,27	0,3-0,2
Muy rugoso (ciudades, altos edificios)	0,27-0,40	2-10

Hay que señalar que la intensidad del viento está influenciada por el relieve del terreno. El perfil de variación de los vientos con la altura puede cambiar sustancialmente su forma dependiendo del tipo de terreno.

Tal como se puede observar en la Figura 7.19, la velocidad del viento puede incrementarse o pueden generarse turbulencias que den lugar al cambio de sentido de la velocidad del viento. Estas turbulencias pueden causar la fatiga de las palas de las turbinas eólicas.

Los relieves más beneficiosos corresponden a perfiles redondeados con pendientes suaves. Dichos perfiles tienen un efecto acelerador sobre la velocidad del viento.

Los perfiles más desfavorables corresponden a relieves bruscos con pendientes mayores de 30° . Las fuertes pendientes son zonas que propician la generación de turbulencias que dañan a los aerogeneradores y reducen la energía capturada por los mismos.

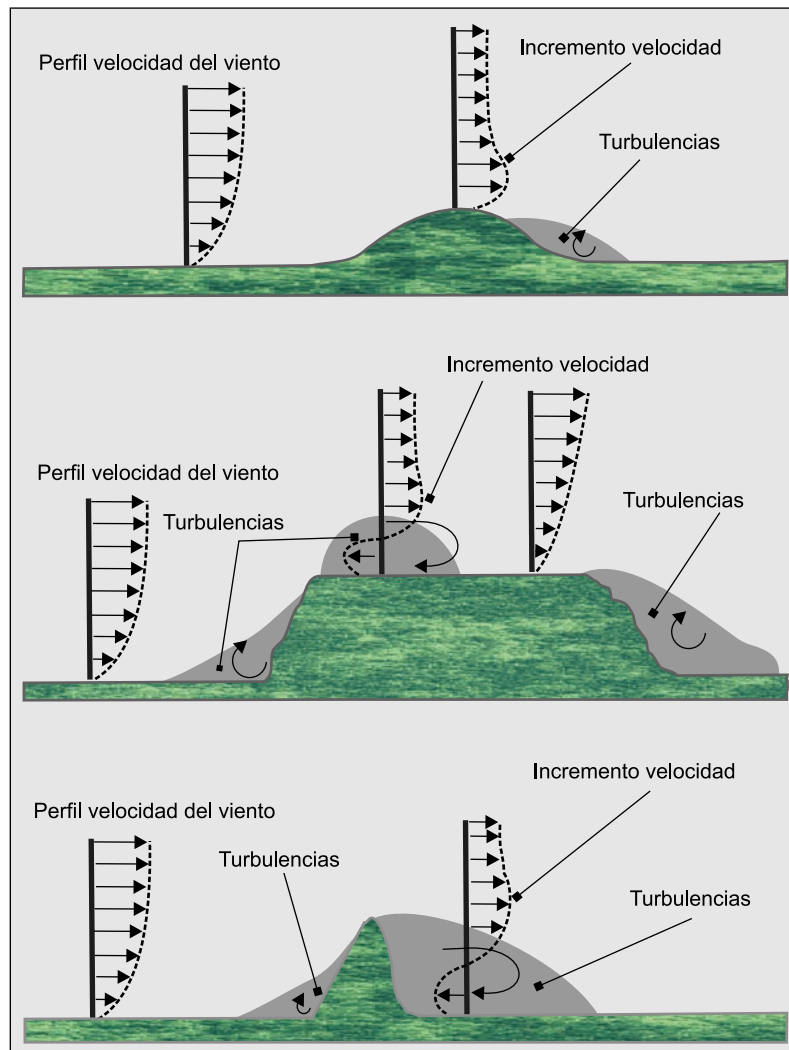


Figura 7.19. Influencia del relieve sobre el perfil de la velocidad del viento.

7.4.4. Cuantificación de la energía existente en el viento

La potencia eólica disponible a través de una superficie de sección A perpendicular al flujo de viento v viene dada por el flujo de la energía cinética por unidad de tiempo (7.11)

$$P_d = \frac{1}{2} \dot{m} v^2 = \frac{1}{2} (\rho A v) v^2 = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (\text{W}) \quad (7.11)$$

donde \dot{m} es el caudal másico del aire y ρ es la densidad del aire, que varía con la altitud y con las condiciones atmosféricas. Esta variación puede ser del orden del 7% sobre un valor medio que se toma normalmente de 1,225 kg/m³ (temperatura 15 °C y presión atmosférica normal igual a 1.013 mbar). Por tanto, la potencia del viento (en W) depende de la densidad del aire (kg/m³), de la superficie sobre la que incide (m²) y del cubo de la velocidad del viento (m/s). Puede concluirse de (7.11) que un error cometido en la estimación de la velocidad del viento se triplica en el caso de la potencia.

Un método para caracterizar la potencia eólica disponible en distintos lugares de interés, por medio del cual se pueden comparar éstos, consiste en utilizar la denominada **densidad de potencia media**, es decir, la potencia eólica media disponible por unidad de superficie barrida (7.12).

$$\frac{\bar{P}_d}{A} = \frac{1}{2} \bar{\rho} \bar{v}^3 \quad (\text{W m}^{-2}) \quad ; \quad \bar{v}^3 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n v_i^3 \quad (\text{m}^3 \text{ s}^{-3}) \quad (7.12)$$

La Ecuación (7.12) puede expresarse en función de los parámetros de Weibull (7.13)

$$\frac{\bar{P}_d}{A} = \frac{1}{2} \rho c^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right) \quad (\text{W m}^{-2}) \quad (7.13)$$

7.4.5. Representación de los recursos eólicos disponibles

Con el propósito de representar los recursos eólicos de una zona se elaboran los denominados **mapas eólicos**. Los cuales representan a una determinada altura sobre el nivel del suelo la velocidad del viento o la densidad de potencia media.

Generalmente, los mapas eólicos se suelen presentar de dos formas: mediante líneas de isoviento (Figura 7.20) o isodensidad de potencia y mediante zonas coloreadas en función de la velocidad media del viento (Figura 7.21) o la densidad de potencia media.

Los mapas eólicos se pueden clasificar:

Según el alcance espacial: macromapas (continentales, regionales, insulares, etc.) y micromapas (zonales, puntales, etc.).

Según el período temporal que representan: medias interanuales o de largo plazo, medias anuales, instantáneas, etc.

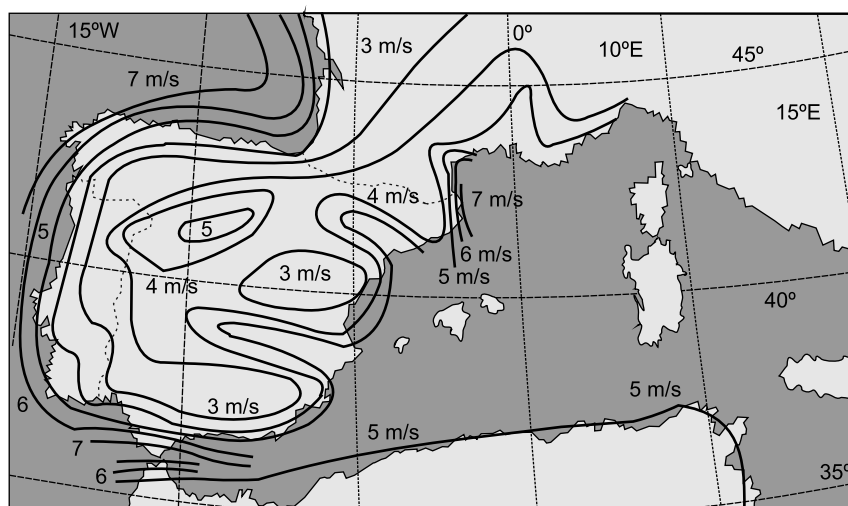


Figura 7.20. Macro mapa eólico de isoviento a 10 metros sobre el nivel del suelo.

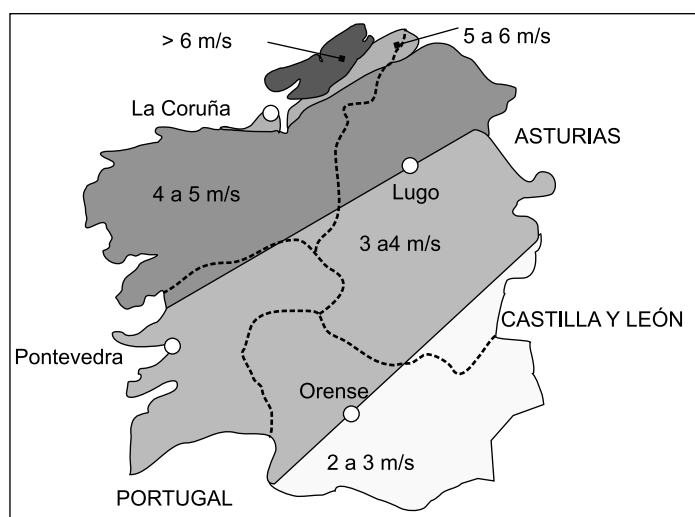


Figura 7.21. Mapa eólico de Galicia a 10 metros sobre el nivel del suelo.

Para elaborar dichos mapas se recurre, fundamentalmente, a los datos de velocidad y dirección del viento que han sido registrados en la zona en cuestión. Sin embargo, también se utilizan modelos de simulación numérica del viento en terrenos complejos, se llevan a cabo simulaciones físicas, así como otros métodos de estimación.

Los modelos de simulación numérica abarcan desde aquellos que resuelven las ecuaciones completas del movimiento del fluido (masa, cantidad de movimiento, energía y vapor de agua), hasta los modelos más simples, basados en la conservación de la masa, que prescinden de las otras ecuaciones mencionadas. En la referencia Hiester y Pennell, 1981 puede encontrarse información más extensa de estos modelos.

Las simulaciones físicas se llevan a cabo en túneles aerodinámicos, en los cuales se coloca un modelo a escala del terreno a analizar. En la referencia Hiester y Pennell, 1981 se indican los fundamentos teóricos y las limitaciones de estas simulaciones.

Cuando no se dispone de datos experimentales de la velocidad del viento y no se pueden utilizar modelos de simulación numérica se pueden utilizar otros modelos de estimación. Estos se basan en el análisis de las características biológicas y geomorfológicas de la región de estudio, así como de indicadores sociales y culturales. Los indicadores biológicos tratan de relacionar la velocidad del viento con la deformación de los árboles debido a su efecto (Figura 7.22).



Figura 7.22. Indicador biológico.

Los indicadores geomorfológicos pretenden establecer una relación entre las características del viento y la forma y orientación de las dunas que se forman en los terrenos arenosos (Figura 7.23). Los indicadores sociales se apoyan en la información obtenida de los habitantes de la zona (Hiester y Pennell, 1981).



Figura 7.23. Indicador geomorfológico.

7.5. Evolución histórica de las tecnologías para aprovechar el viento

El primer molino de viento que se conoce con cierto detalle es el molino persa de eje vertical. Este molino se utilizaba para moler grano y fue de uso corriente en la antigua Persia, posiblemente varios siglos antes de nuestra era (Figura 7.24).

Las máquinas eólicas han experimentado una considerable y larga evolución durante un período de más de 2.000 años. Durante ese largo período histórico pueden señalarse diversas etapas de desarrollo. Desde las primeras máquinas conocidas hasta el siglo XV la evolución es lenta y de escaso desarrollo técnico (Figura 7.25).

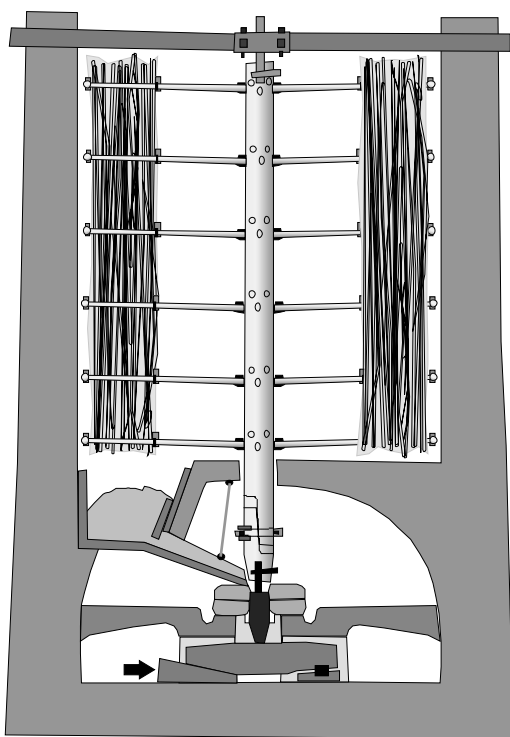


Figura 7.24. Molino persa de eje vertical.



Figura 7.25. Molino típico siglo xv.

En el período comprendido entre el comienzo del Renacimiento y el inicio de la Revolución Industrial se multiplican las invenciones que utilizan las ruedas hidráulicas o los molinos de viento como fuerza impulsora (Figura 7.26).

Desde mediados del siglo XIX hasta mediados del siglo XX se desarrolla la teoría aerodinámica y otras ciencias de carácter técnico, lo que origina que las máquinas eólicas sufran una completa transformación (Figura 7.26). Una de las primeras máquinas eólicas construida expresamente para producir electricidad (aerogenerador) data del año 1892 y su diseño fue llevado a cabo por el profesor Lacour en Dinamarca.

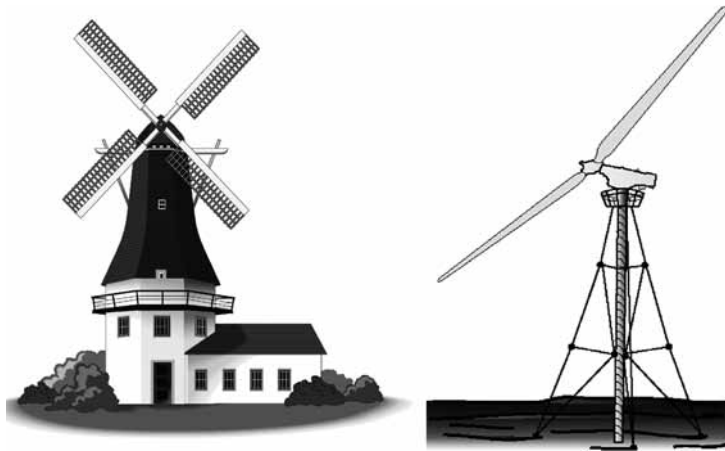


Figura 7.26. Molino al inicio de la revolución industrial (izq.). Aerogenerador de mediados del siglo xx (dcha.).

A partir de la segunda mitad del siglo XX hasta nuestros días se producen importantes modificaciones de carácter técnico, que se traducen en la utilización de materiales más ligeros y resistentes, y el empleo de sistemas electrónicos de regulación y control.

La tecnología de la energía eólica está teniendo un vertiginoso desarrollo. En la actualidad, más de cuarenta mil turbinas de medio tamaño están en funcionamiento en el mundo, fundamentalmente en Europa, Estados Unidos y la India. Estas máquinas pueden producir anualmente alrededor de 20.000 millones de kWh de electricidad a partir de la energía cinética del viento.

7.6. Componentes de los aerogeneradores

A partir de la segunda mitad del siglo XX las máquinas eólicas no han experimentado evoluciones radicales en su diseño; todas ellas están integradas por un conjunto de subsistemas cuyo objetivo es captar la energía cinética del viento y transformarla en energía eléctrica (fundamentalmente) de la forma más óptima posible.

De forma general pueden señalarse los siguientes subsistemas componentes:

- Subsistema de captación.
- Subsistema de transmisión mecánica.
- Subsistema de generación eléctrica.
- Subsistema de orientación.
- Subsistema de regulación.
- Subsistema soporte.

A título de referencia, en la Figura 7.27 se indica la ubicación de algunos componentes de un aerogenerador.

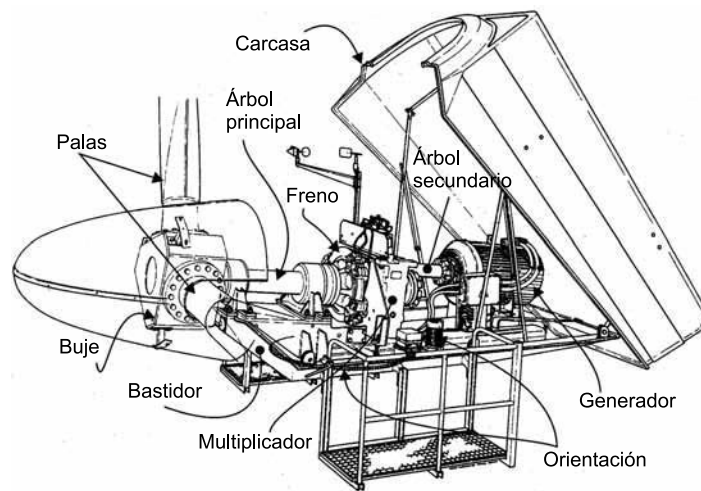


Figura 7.27. Diversos componentes de un aerogenerador.

Como puede observarse en la Figura 7.28, la energía cinética de la masa de aire se convierte en energía de rotación (del rotor) y, por tanto, en energía mecánica del tren de potencia. Normalmente, las turbinas eólicas disponen de una caja multiplicadora de engranajes

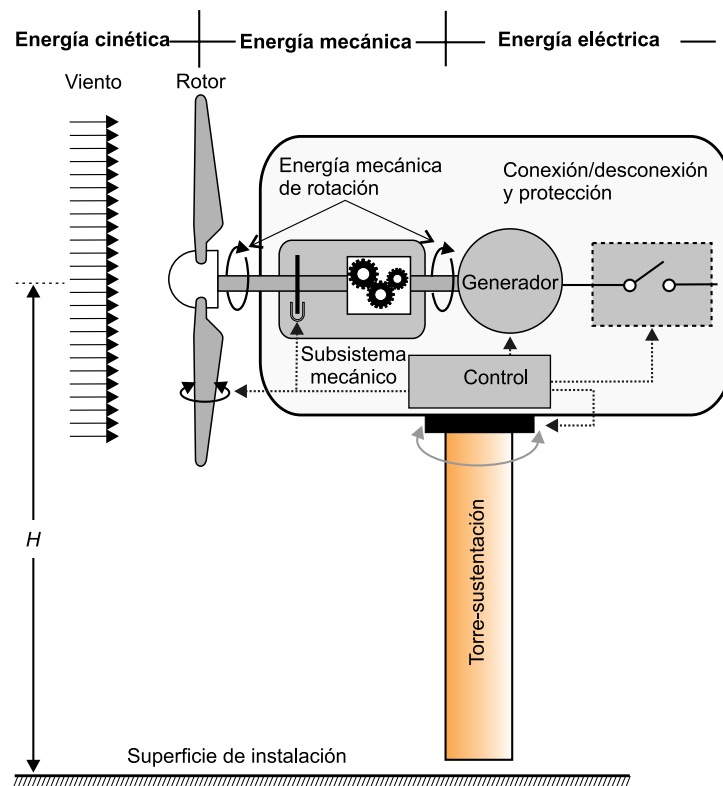


Figura 7.28. Transformaciones de energía en un aerogenerador.

con el propósito de incrementar el número de revoluciones del rotor hasta el número de revoluciones del generador eléctrico, que normalmente ha de girar a un número mayor de revoluciones que el rotor. Posteriormente, la energía mecánica del tren de potencia es transformada en energía eléctrica mediante un generador eléctrico.

7.6.1. Subsistema de captación

El subsistema de captación es el encargado de transformar la energía cinética del viento en energía mecánica de rotación. Está integrado por el **rotor**, el cual se compone de las **palas** y del **buje** (Figura 7.27).

En función de la posición del eje de giro del rotor las máquinas eólicas se clasifican en máquinas de **eje horizontal** y de **eje vertical** (Figura 7.29). Estas últimas, debido a su bajo rendimiento, prácticamente han desaparecido del mercado actual.

Los aerogeneradores de eje vertical de mayor desarrollo han sido los denominados Darrieus (Figura 7.29). Estas turbinas, a pesar de presentar ciertas ventajas de carácter estructural, como son el no necesitar mecanismo de orientación y la facilidad de instalar el generador eléctrico en tierra, muestran desventajas considerables, entre las que cabe destacar su menor producción energética, a igual potencia instalada, respecto a un aerogenerador de eje horizontal, así como la necesidad de motorizar el aerogenerador para su arranque.



Figura 7.29. Aerogenerador eje vertical (Darrieus) y aerogeneradores eje horizontal.

Los aerogeneradores de eje horizontal son (Figura 7.29), con diferencia, los tipos de sistemas de captación eólica más desarrollados y utilizados en la producción energética, empleándose desde capacidades del orden de vatios a grandes aerogeneradores de potencia de varios MW (Figura 7.30). Debido a ello, será el tipo de máquina eólica que se describirá en lo que resta de este capítulo.

El rotor es a menudo considerado como el subsistema más importante, tanto desde el punto de vista del funcionamiento como del de costes.

Los componentes más importantes del rotor son las palas. Ellas son los dispositivos que convierten la fuerza del viento en el par necesario para generar potencia útil. La forma básica y dimensiones de las palas vienen dadas inicialmente por el diseño global de la turbina y por consideraciones aerodinámicas (Eggleston y Stoddard, 1987).

Aunque históricamente se ha utilizado una gran variedad de materiales para la fabricación de las palas (telas, maderas, chapas metálicas, aluminio), los materiales más utilizados



Figura 7.30. Aerogenerador con potencia nominal de unos pocos vatios (izq.) y de 4.5 MW (dcha.).

actualmente son las resinas de poliéster reforzadas con fibras de vidrio o fibra de carbono (con menor frecuencia), los cuales proporcionan ligereza, resistencia mecánica y una cierta resistencia a la agresión del medio ambiente.

Dependiendo del número de palas de los rotores éstos se clasifican en rotores **multipala** (o **rotores lentos**), con un número de palas comprendido entre 6 y 24 (Figura 7.31), y en **rotores tipo hélice** (o **rotores rápidos**). Para clasificar a los rotores en lentos o rápidos se utiliza la relación específica de velocidades λ_0 , definida como el cociente entre la velocidad lineal en la punta de la pala del rotor y la velocidad del viento. Valores de λ_0 superiores a 5 se usan en el diseño de eólicas rápidas, mientras que valores de λ_0 comprendidos entre 1 y 2 se suelen adoptar para máquinas lentas.



Figura 7.31. Molino multipala utilizado para bombeo de agua.

Los rotores multipala giran a baja velocidad y se han destinado tradicionalmente al bombeo de agua (Figura 7.31). Los rotores tipo hélice giran a mayores velocidades y presentan mejores rendimientos aerodinámicos que los rotores multipala, por lo que se suelen destinar a la generación de electricidad.

Los rotores rápidos pueden ser **tripala** (el más utilizado, 68%), **bipala** (26%) o **monopala** (6%) (Figura 7.32). Los rotores bipala y monopala son más económicos y ligeros que los tripala, debido al ahorro y menor peso que supone el menor número de palas, sin embargo, son más ruidosos debido a que necesitan girar a mayor velocidad que los tripala para producir la misma energía. Hay que señalar que los rotores monopala requieren de un contrapeso que equilibre la pala, por tanto, en cuanto al peso se refiere no presentan ventajas frente a los rotores bipala.

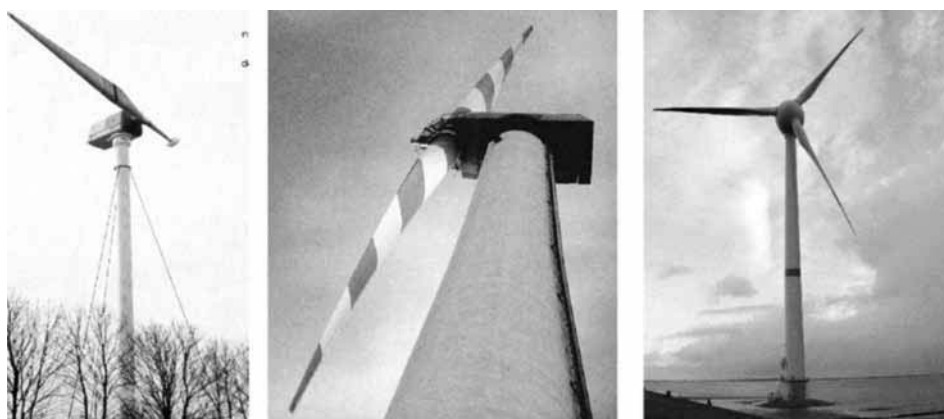


Figura 7.32. De izquierda a derecha, rotores monopala, bipala y tripala.

En función de la disposición del rotor frente a la velocidad del viento estos pueden clasificarse en rotores de **barlovento** (los más frecuentes) o de **sotavento** o autoorientables, cuyas palas presentan una cierta inclinación respecto del plano de giro de tal manera que el rotor al girar describe un cono (Figura 7.33).

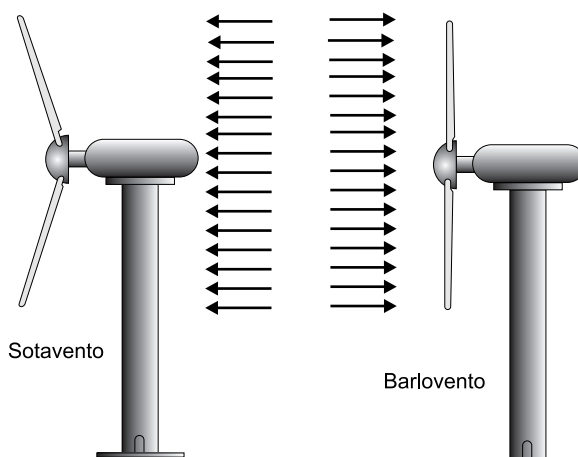


Figura 7.33. Aerogeneradores con rotor a sotavento y rotor a barlovento.

Con la disposición a sotavento se consiguen ventajas desde el punto de vista de la orientación, sin embargo, se presenta un problema adicional conocido como **efecto sombra**, producido por la torre de sustentación, el cual origina oscilaciones en las palas, además de ciertos fenómenos acústicos de baja frecuencia.

Dependiendo de que las palas puedan o no girar respecto a su eje longitudinal, los rotores se clasifican en rotores de **paso variable** (Figura 7.34) o rotores de **paso fijo**. Los rotores de paso variable permiten una mayor producción energética ya que se puede lograr una mejor adaptación aerodinámica de la pala al viento incidente. Para permitir este tipo de movimiento relativo de la pala respecto del buje, ésta ha de llevar en su raíz cojinetes y el buje debe de disponer de mecanismo de actuación (motores eléctricos, mecanismos de biela-manivela, etc.).

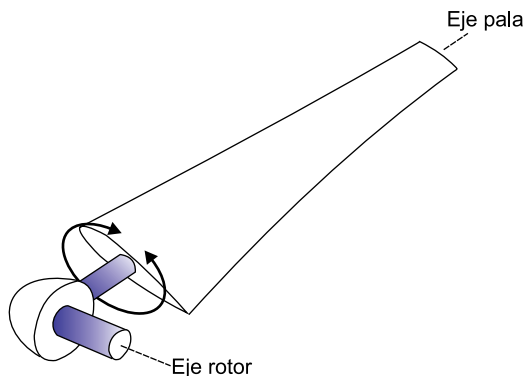


Figura 7.34. Rotor con palas de paso variable.

El buje de la turbina eólica es el componente que conecta las palas al árbol principal de transmisión y finalmente al resto del tren de potencia. Hay tres tipos básicos de bujes que se aplican en las turbinas modernas de eje horizontal: **bujes rígidos**, **bujes balanceantes** (denominados en inglés *teetering*), y **bujes para palas articuladas** (denominados en inglés *hinged hub*).

El buje rígido, como su nombre indica, tiene todas las partes unidas rígidamente al árbol principal de transmisión. Son los diseños más comunes, y son casi universales para las máquinas con tres (o más) palas. El término buje rígido incluye a aquellos en los cuales las palas pueden tener movimientos de rotación respecto de sus ejes longitudinales (Figura 7.35).

Los bujes basculantes permiten un movimiento relativo entre las palas y el eje del rotor. Con esta configuración se pueden reducir las cargas ocasionadas por el movimiento del buje en su alineación con la dirección del viento, sin embargo, se trata de una solución mecánicamente compleja. Los bujes basculantes son usados comúnmente en turbinas con dos y una pala (Figura 7.35).

Los cubos con palas articuladas permiten movimientos independientes de aleteo de cada pala con respecto al plano de rotación. Estos bujes son usados solo en pocos diseños de turbinas y son de alguna forma una mezcla entre los bujes rígidos y los bujes balanceantes. Son básicamente bujes rígidos con bisagras para las palas. (Manwell *et al*, 2002; Eggleston y Stoddard, 1987; Spera, 1995).

En la Figura 7.36 se muestran diversas imágenes de componentes de un rotor rígido. En la misma se puede ver la raíz de una pala, con los orificios para los tornillos que la fijarán al

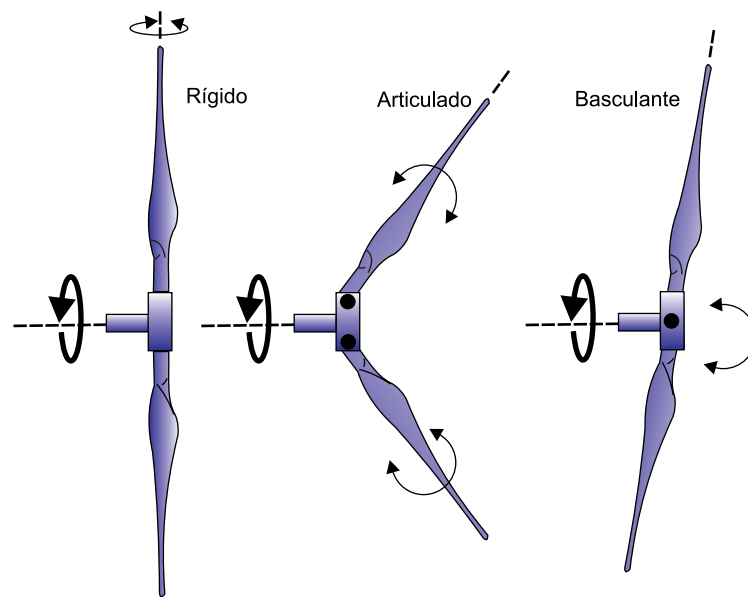


Figura 7.35. Tipos de bujes.

buje; el buje de un rotor tripala; la caperuza (nariz) aerodinámica del buje y la brida del rotor donde se acoplará el buje.

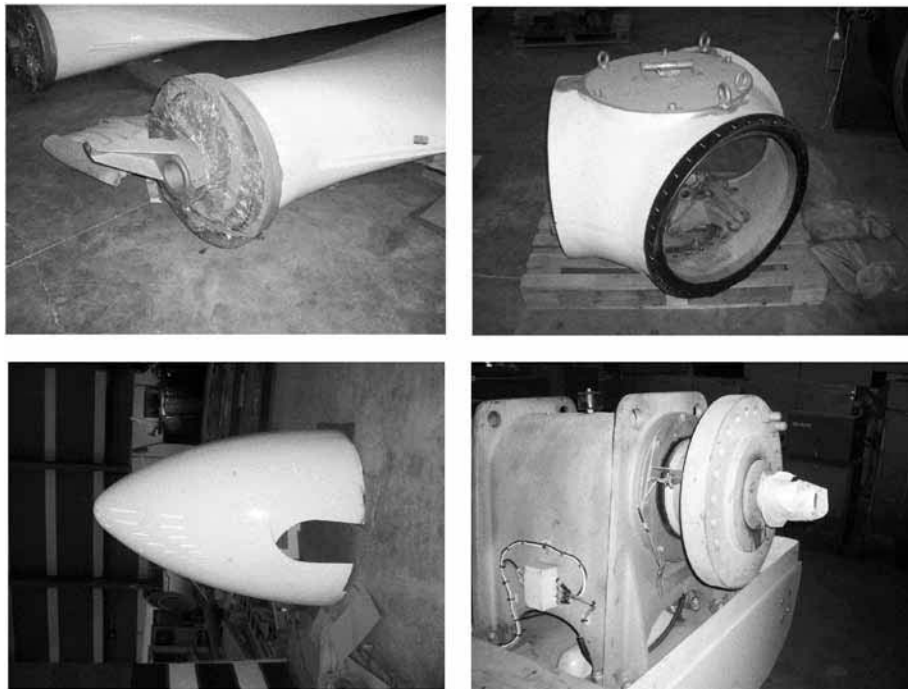


Figura 7.36. Componentes de un rotor rígido (cortesía de Aerogeneradores Canarias).

7.6.1.1. Aerodinámica del subsistema de captación

Albert Betz (1885-1968), físico alemán que participó en la elaboración de las bases teóricas de los modernos aerogeneradores, publicó en 1919 una teoría, conocida como **ley de Betz**. Según esta ley no puede convertirse más del 16/27 (el 59,3%) de la energía cinética del viento en energía mecánica mediante una turbina eólica. La demostración de dicha ley puede encontrarse en varias referencias (Le Gourières, 1982; Manwell *et al*, 2002; Burton *et al*, 2001).

Por tanto, la potencia máxima en el rotor de una turbina eólica viene dada por (7.14).

$$P_r = \frac{16}{27} \left(\frac{1}{2} \rho A v_1^3 \right) \quad (\text{W}) \quad (7.14)$$

Donde A es el área barrida por el rotor, ρ la densidad del aire y v_1 la velocidad del viento aguas arriba del rotor (velocidad no perturbada).

En (7.14) el factor 16/27 se denomina **límite de Betz**. En realidad, la potencia de los rotores más perfeccionados, no supera en general el 70% o 80% de la potencia máxima calculada con la fórmula de Betz. Es decir, la potencia del rotor de una turbina eólica vendrá dado por (7.15).

$$P_r = C_p \left(\frac{1}{2} \rho A v_1^3 \right) = \frac{1}{2} C_p \rho \left(\frac{\pi D^2}{4} \right) v_1^3 \quad (\text{W}) \quad (7.15)$$

Según (7.15), la potencia mecánica que una turbina eólica es capaz de extraer de la energía cinética del viento depende, fundamentalmente, del cubo de la velocidad del viento, del diámetro del círculo barrido por las palas D (Figura 7.37) y del coeficiente de potencia del rotor C_p (que depende de la forma aerodinámica de la pala y que en los rotores modernos alcanza valores en el rango de 0,4 a 0,5), ya que el número de palas prácticamente no tiene influencia en el rendimiento cuando se utilizan más de tres palas (especialmente cuando se trata de rotores rápidos).

La Figura 7.37 proporciona una idea de los tamaños de rotor en función de la potencia (abscisa).

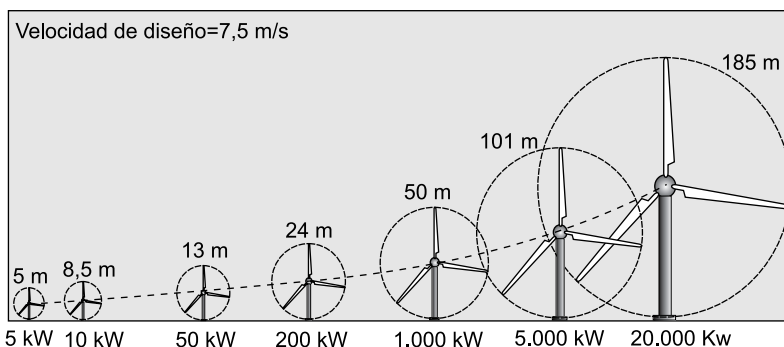


Figura 7.37. Potencia de las turbinas eólicas en función del diámetro del rotor.

Una típica turbina con un generador eléctrico de 330 kW suele tener un rotor de unos 34 metros. Si dobla el diámetro del rotor, obtendrá un área cuatro veces mayor (dos al cuadrado). Esto significa que también obtendrá del rotor una potencia disponible cuatro veces mayor.

Para comprender el diseño de las palas de los aerogeneradores analicemos inicialmente la acción del viento sobre una superficie con forma de perfil de pala, cuya **cuerda** (línea que une el **borde de ataque** y el **borde de fuga**) forma un ángulo de inclinación α , (denominado **ángulo de ataque**), respecto a la dirección del viento atmosférico (Figura 7.38).

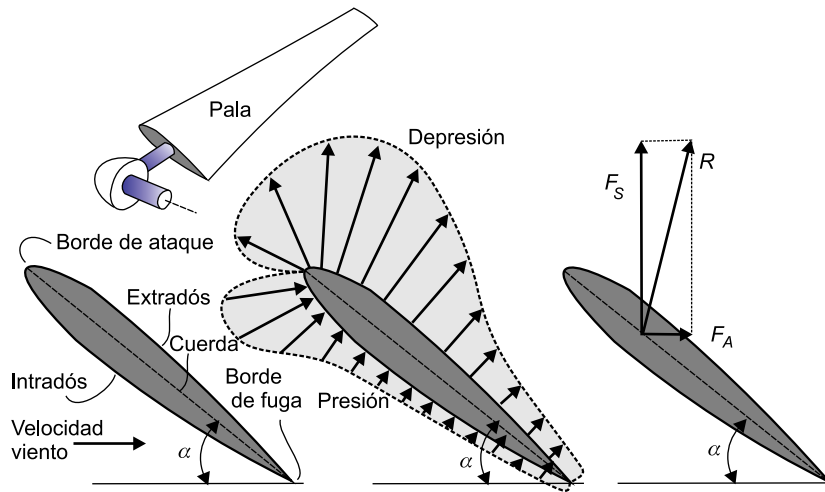


Figura 7.38. Acciones del viento sobre un perfil estático.

Si se analiza el dispositivo en un túnel aerodinámico, se detectaría, mediante la lectura de manómetros, una sobrepresión sobre la cara expuesta al viento (intradós) y una depresión sobre la parte posterior (extradós). Si se componen las fuerzas originadas por las sobrepresiones y depresiones se obtendría una fuerza resultante R , generalmente oblicua respecto a la dirección del viento y aplicada en el centro aerodinámico, que depende del ángulo α .

La fuerza resultante R puede descomponerse en dos fuerzas F_S y F_A (Figura 7.37), denominadas **fuerza de sustentación** y **fuerza de arrastre**, respectivamente, y que vienen dadas por (7.16).

$$F_S = \frac{1}{2} (C_S \rho A v^2) \quad ; \quad F_A = \frac{1}{2} (C_A \rho A v^2) \quad (7.16)$$

La fuerza F_S es perpendicular a la dirección del viento y la fuerza F_A es paralela a la dirección del mismo. Los coeficientes C_S y C_A se denominan **coeficiente de sustentación** y **coeficiente de arrastre**, respectivamente. Estos coeficientes dependen de la forma del perfil aerodinámico y del ángulo de ataque α , y se determinan en túneles de viento.

En la Figura 7.39 se muestra una gráfica donde se puede observar la variación de los valores de C_S y C_A de un cierto perfil aerodinámico.

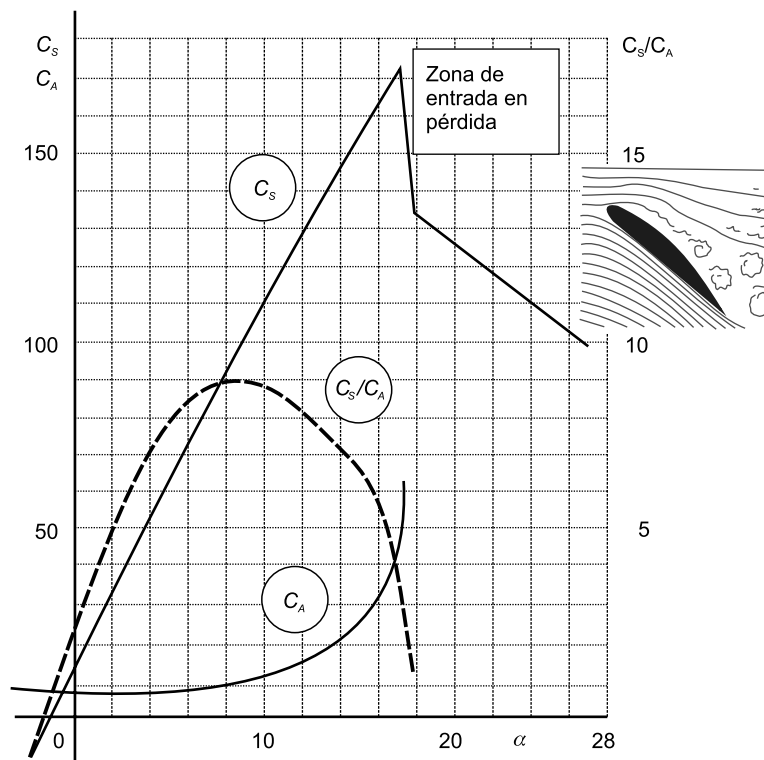


Figura 7.39. Coeficientes de sustentación y arrastre de un perfil aerodinámico.

Puede observarse que dichos coeficientes crecen casi linealmente a medida que aumenta el ángulo α . Para un determinado valor de α se produce una brusca disminución de la sustentación y un rápido incremento del arrastre. Ello se debe al desprendimiento de las líneas de corriente de aire de la superficie del perfil y a la formación de turbulencias en el extradós. A este fenómeno se le denomina **entrar en pérdida**. En el caso de las palas de una turbina eólica este fenómeno no implica un problema, como ocurre con los aviones, sino que puede ser utilizado para el control de la turbina. Es decir, puede diseñarse la pala para que cuando se alcance una determinada velocidad del viento el ángulo de ataque α sea tal que la pala entre en pérdida y se limite la captación de potencia.

Asimismo, se puede observar en la Figura 7.39 que existe un valor de α donde el cociente entre el coeficiente de sustentación y el de arrastre presentan un valor máximo. Es decir, que existe un valor de α donde se puede conseguir la máxima sustentación con mínima fuerza de arrastre.

Hay que tener en cuenta que las palas del rotor de una turbina eólica no están estáticas, sino que giran. Ello origina una velocidad del aire respecto de la pala diferente a la de la velocidad del viento.

Es decir, un elemento de pala situado a la distancia r del eje de giro del rotor se ve sometido a la velocidad del viento (dirección paralela al eje del rotor) y a la velocidad del aire originado por el giro del rotor, V_g , (de dirección paralela al plano del rotor y sentido opuesto

al del giro de éste). La composición de estas dos velocidades da lugar a la velocidad V_r que ve el elemento de la pala y que se le denomina **viento relativo** (Figura 7.40).

En la Figura 7.40 el ángulo de ataque α es el formado por la cuerda de la pala y la dirección de la velocidad del viento relativo V_r .

El ángulo formado entre la cuerda y el plano de rotación del rotor se denomina **ángulo de calaje** θ . Al igual que en la Figura 7.38, la fuerza resultante R puede descomponerse en una fuerza de sustentación F_S (perpendicular a la dirección del viento relativo) y en una fuerza de arrastre F_A (de sentido igual al del viento relativo). La fuerza R puede descomponerse en dos fuerzas. Una fuerza motora F_m situada en el plano de rotación y en una fuerza axial inútil F_a , paralela al eje de giro del rotor y que tiende a desplazar a éste en el sentido del viento.

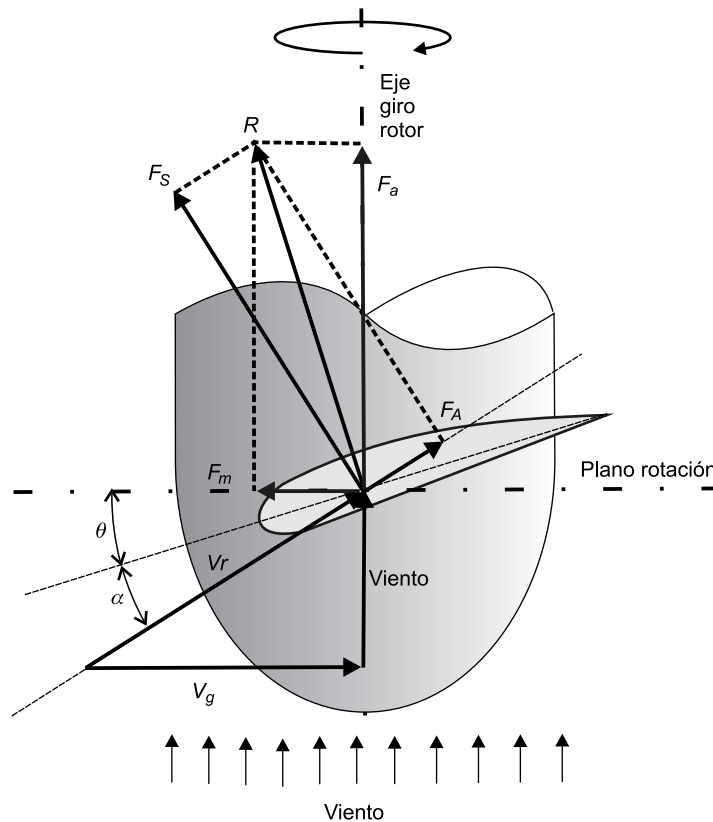


Figura 7.40. Velocidades y fuerzas en un elemento de pala.

Los valores de estas dos fuerzas vienen dados por (7.17)

$$\begin{aligned} F_m &= F_S \sin(\alpha + \theta) - F_A \cos(\alpha + \theta) \\ F_a &= F_S \cos(\alpha + \theta) + F_A \sin(\alpha + \theta) \end{aligned} \quad (7.17)$$

El par motor del elemento de pala representado en la Figura 7.39 vendrá dado por (7.18).

$$P_m = rF_m = r[F_s \sin(\alpha + \theta) - F_A \cos(\alpha + \theta)] \quad (7.18)$$

Para que el par P_m proporcionado por el elemento de pala considerado sea máximo, el primer término del corchete de la Ecuación (7.18) debe ser máximo y el segundo término mínimo.

Como ya se ha indicado (Figura 7.39) existe un máximo para la relación C_s/C_A y este máximo se consigue para un valor dado del ángulo de ataque α . Es decir, para el elemento de pala considerado existe un ángulo de ataque que es óptimo.

En la Figura 7.41 se han representado las acciones del viento sobre una pala.

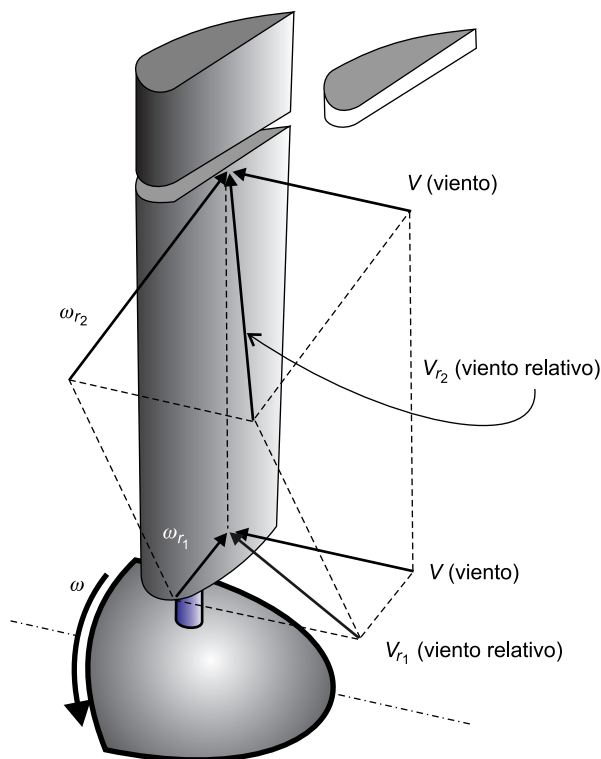


Figura 7.41. Acciones del viento sobre una pala.

Como ya se ha indicado, la velocidad del viento varía con la altura, por tanto, cuando una pala se encuentra en posición perpendicular al terreno la velocidad en la punta de la pala difiere de la velocidad en la raíz de la misma. No obstante, para simplificar el problema se ha supuesto que la velocidad del viento V es constante a lo largo de la pala. Sin embargo, la velocidad $V_{\text{giro}} (= -\omega_r)$ varía a lo largo de la misma, ya que varía la distancia r al eje del rotor y la velocidad de giro ω es independiente de la distancia. Por consiguiente, el viento relativo V_r varía en módulo y dirección a lo largo de la pala. Dicha variación origina que el ángulo de ataque α también varíe a lo largo de la misma. Luego, solamente existirá un ele-

mento de pala donde dicho ángulo de ataque sea óptimo y se consiga el máximo par P_m y la máxima potencia.

Para que la pala proporcione la potencia máxima es necesario que cada segmento de la misma trabaje con un ángulo de ataque óptimo. Para ello es necesario diseñar la pala con diferentes ángulos de calaje, para compensar la variación en el ángulo de ataque de la corriente. Ello conduce a que las palas se construyan con torsión (Figura 7.42).

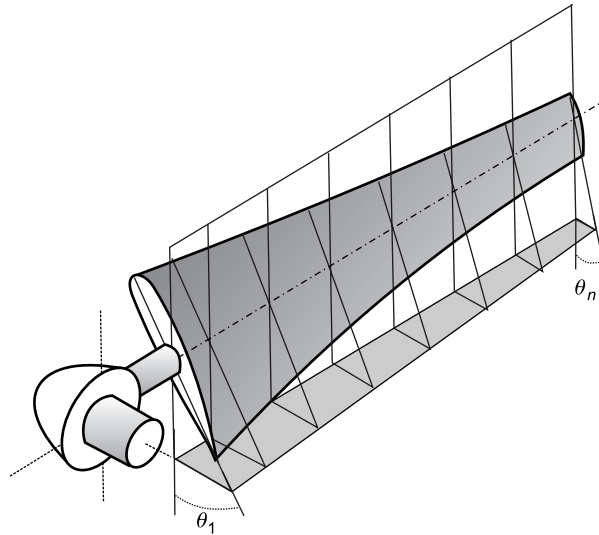


Figura 7.42. Ángulos de calaje de diferentes segmentos de una pala con torsión.

Hay que señalar que, el rendimiento conseguido con una pala que ha sido diseñada para una determinada velocidad del viento V cambiará cuando lo haga dicha velocidad o lo haga la velocidad de giro del rotor ω , ya que cambia el ángulo de ataque α de la corriente de aire incidente.

Para solucionar este problema se puede girar la pala sobre su eje longitudinal para adaptar el ángulo de ataque a la nueva situación, es decir, se utilizan rotores con palas de paso variable (Figura 7.34).

El coeficiente de potencia C_p indicado en la Ecuación (7.15) depende de la velocidad específica de punta de pala λ_0 y del ángulo de calaje θ .

En la Figura 7.43 se muestra un ejemplo de la variación del coeficiente de potencia. Los valores del coeficiente de par C_m , pueden obtenerse a partir a la relación (7.19).

$$C_m = \lambda_0 C_p \quad (7.19)$$

Por tanto, de la teoría aerodinámica de las palas (Burton *et al*, 2001; Manwell *et al*, 2002; Eggleston y Stoddard, 1987; Le Gourières, 1983; Spera, 1995), la potencia mecánica del rotor vendrá dada por (7.20).

$$P = \frac{\rho}{2} C_p (\lambda_0, \theta) A V^3 \quad (7.20)$$

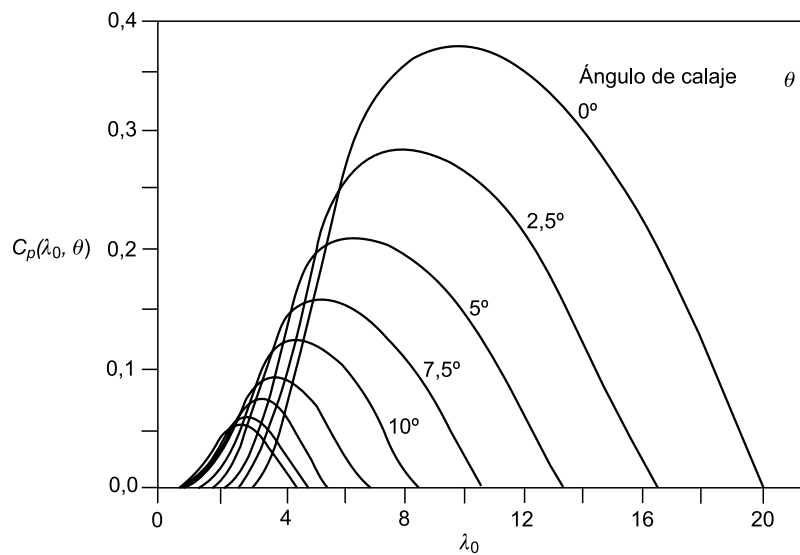


Figura 7.43. Variación del coeficiente de potencia en función de λ_0 y θ .

A partir de las curvas de la Figura 7.43 y teniendo en cuenta la relación (7.21), es posible expresar la potencia mecánica del rotor como una función de la velocidad de giro del mismo ω , del ángulo de calaje θ y de la velocidad del viento V . En la Figura 7.44 se ha representado la variación de P en función, exclusivamente, de ω y V (ángulo de calaje constante).

$$\lambda_0 = \frac{\omega D}{2V} \quad (7.21)$$

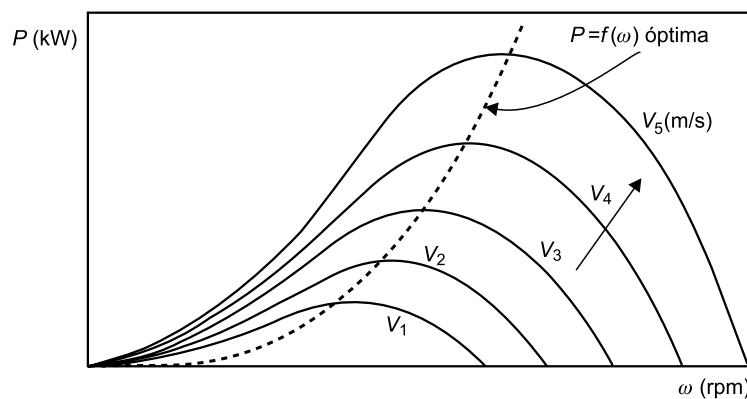


Figura 7.44. Potencia del rotor de una turbina eólica en función de la velocidad de giro.

Puede observarse en la Figura 7.44 que para cada velocidad del viento existe una velocidad de giro que proporciona la potencia máxima. Uniendo los puntos óptimos de cada velocidad del viento se obtiene la curva óptima de operación de la turbina eólica.

En la Figura 7.45 se muestra una gráfica comparativa de los coeficientes de potencia de distintos tipos de máquinas eólicas en función de la velocidad específica de punta de pala.

Puede observarse que las aeroturbinas de eje horizontal de pocas palas proporcionan un mayor coeficiente de potencia que las aeroturbinas multipalas y que los rotores de eje vertical (Darrieus y Savonius).

Asimismo, se desprende de la Figura 7.45 que las aeroturbinas de eje horizontal giran a velocidades mayores cuanto menor es el número de palas y que para las aeroturbinas equipadas con pocas palas la desviación de la velocidad específica óptima reduce ligeramente el coeficiente de potencia.

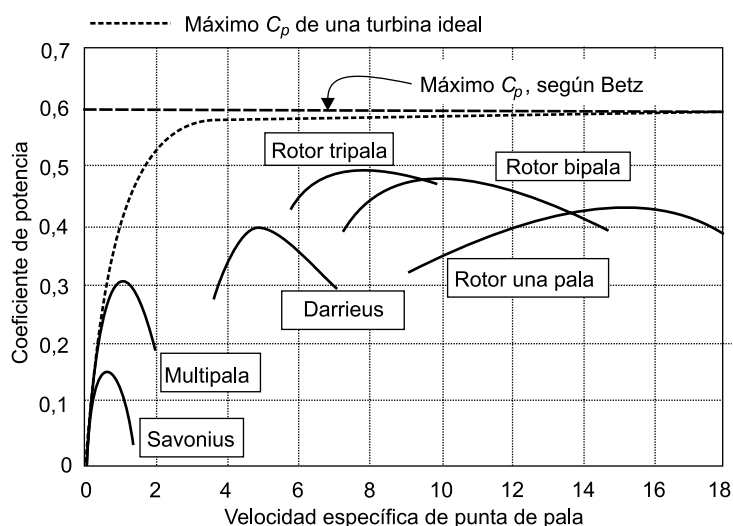


Figura 7.45. Coeficientes de potencia de distintos tipos de aeroturbinas.

7.6.2. Subsistema de transmisión mecánica

Un tren de potencia completo de un aerogenerador está compuesto por todas las partes en rotación de la turbina. Éstas incluyen un árbol de baja velocidad (en el lado del rotor), acoplamientos, freno, caja multiplicadora de engranajes, y un árbol de alta velocidad (en el lado del generador).

Toda turbina tiene un árbol principal, algunas veces denominado árbol de baja velocidad o árbol del rotor. El árbol principal transfiere el par torsor desde el rotor al resto del tren de potencia.

Los acoplamientos tienen como función conectar los árboles. Hay dos lugares en particular de las turbinas eólicas donde es probable que se instalen grandes acoplamientos: entre el árbol principal y la caja de engranajes, y entre el árbol de salida de la caja de engranajes y el generador.

El multiplicador tiene como función adaptar la baja velocidad de rotación del eje del rotor a las mayores velocidades de operación del generador eléctrico. Si el rotor girase a

revoluciones altas se generarían grandes fuerzas centrífugas en las palas del mismo y, teniendo en cuenta las grandes longitudes de éstas, se alcanzarían velocidades supersónicas en sus extremos libres.

Existen dos tipos básicos de cajas de engranajes usadas en los aerogeneradores: cajas de engranajes de árboles paralelos y cajas de engranajes planetarios. En algunos diseños no se considera el uso del multiplicador, siendo sustituida su función por elementos de carácter eléctrico o electrónico.

En la Figura 7.46 se muestra una caja multiplicadora de engranajes helicoidales de árboles paralelos situada en la barquilla o góndola del aerogenerador. Asimismo, se pueden ver los trenes de engranajes cuando se ha quitado la tapa de la caja.

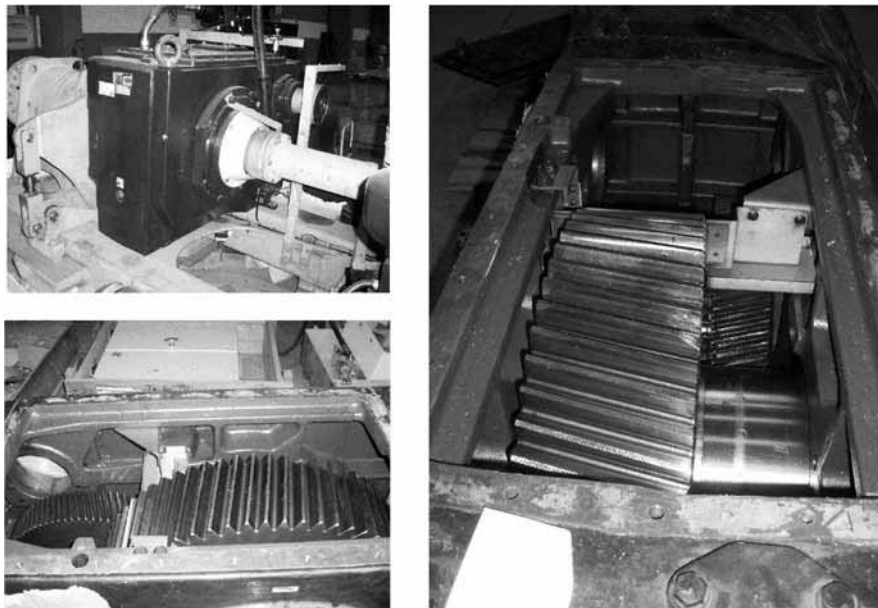


Figura 7.46. Caja de engranajes (cortesía de Aerogeneradores Canarios).

Casi todos los aerogeneradores emplean frenos mecánicos en alguna parte del tren de potencia. Estos frenos son incluidos normalmente, además de la existencia de frenos aerodinámicos. En la mayoría de los casos, el freno mecánico es capaz de parar la turbina. En otros casos, el freno mecánico se usa solo para impedir que el rotor gire cuando la turbina no esta funcionando. El freno de uso más común en los aerogeneradores es el freno de disco y suele estar ubicado, bien en el lado de baja velocidad de la caja de engranajes o en el lado de alta velocidad de la misma. Si se instala en el árbol de baja el par que ha de frenarse es alto, sin embargo, si se instala en el árbol de alta el par es menor, pero en el proceso intervienen los engranes de la multiplicadora, los cuales pueden dañarse.

En la Figura 7.47 se muestra dos vistas de un freno de disco situado en el árbol de alta. Puede observarse la dos zapatas que cuenta el freno, así como un sensor de velocidad de giro situado en la parte superior del disco.

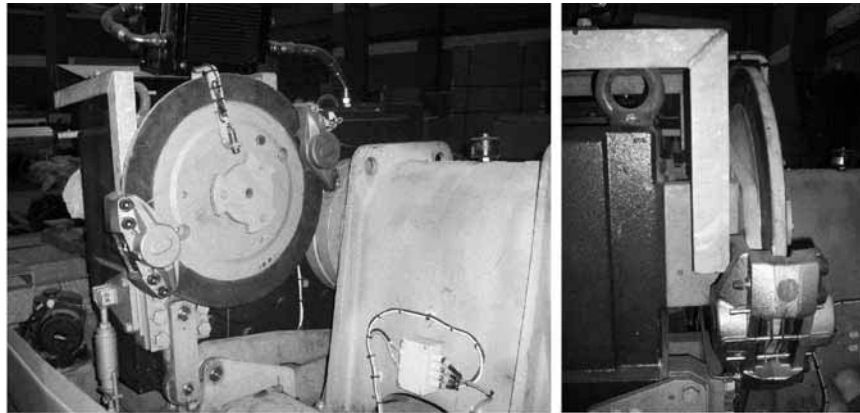


Figura 7.47. Freno de disco (cortesía de Aerogeneradores Canarios).

7.6.3. Subsistema eléctrico

El sistema eléctrico de un aerogenerador incluye todos los dispositivos que intervienen en el proceso de conversión de la energía mecánica en energía eléctrica, si bien el generador constituye el foco de dicho sistema.

Los generadores que actualmente se utilizan en las aeroturbinas suelen ser alternadores, que a su vez puede ser de inducción (asíncronos) o de excitación (síncronos). Cada uno de estos tipos de generadores tiene diferentes características, tanto en los requerimientos de entrada como en las particularidades de la corriente de salida.

Un generador asíncrono más empleado es el de tipo de jaula de ardilla, aunque también puede construirse de rotor devanado.

El generador asíncrono produce energía eléctrica, en el estator, cuando la velocidad de giro de su rotor, impulsado por el eje de alta, es superior a la velocidad de giro del campo magnético de excitación creado por el estator.

La velocidad de giro (n) de este tipo de generadores está ligada con la de sincronismo (n_s) por el denominado **deslizamiento** (s).

$$s = \frac{n - n_s}{n_s} \quad (7.22)$$

La velocidad de sincronismo, en rpm, está relacionada con el número de pares de polos (p) de la máquina y con la frecuencia de la corriente eléctrica (f) en Hz, según la Ecuación (7.23).

$$n_s = \frac{60f}{p} \quad (7.23)$$

En las máquinas eólicas de gran potencia el deslizamiento suele ser pequeño (entre un 1% y un 5%), por tanto, el margen de variación de la velocidad del generador eléctrico no es significativa.

El generador asíncrono necesita tomar energía de la red para crear el campo de excitación del estator. Esta energía, al alimentar una bobina, consumirá corriente desfasada de la tensión (energía reactiva), con lo que la línea eléctrica de distribución a la que se encuentra conectada la instalación eólica desestabiliza su $\cos \varphi$.

Sin embargo, el generador asíncrono en jaula de ardilla es muy simple y al no contar con elementos que giren en tensión eléctrica requiere bajos niveles de mantenimiento.

Algunos fabricantes de aerogeneradores, debido a la relación existente entre el rendimiento de los generadores asíncronos y el nivel de carga, han equipados a sus máquinas con dos generadores acoplados al mismo rotor. Uno que opera cuando las velocidades de viento son bajas y otro que entra en funcionamiento con las velocidades del viento son altas.

En la Figura 7.48 se muestra un generador asíncrono de 225 kW de potencia nominal que se utiliza en una turbina eólica.

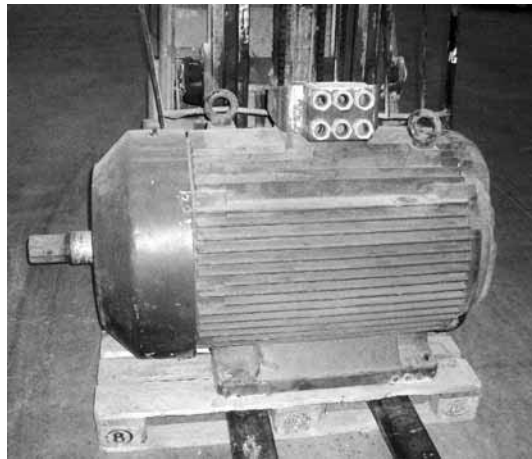


Figura 7.48. Generador asíncrono (cortesía de Aerogeneradores Canarios).

El generador síncrono precisa de un campo magnético giratorio para convertir la energía mecánica de rotación en energía eléctrica. Dicho campo magnético se puede crear mediante imanes permanentes situados en el rotor o por electroimanes alimentados por corriente continua.

El segundo tipo, hasta ahora más utilizado, está formado por un rotor compuesto por electroimanes generadores del campo magnético y de un estator en cuyo devanado se producirá la corriente alterna. Los electroimanes del rotor del generador son alimentados con corriente continua que puede ser obtenida utilizando diferentes sistemas de excitación. Uno de dicho sistemas utiliza la corriente continua obtenida al rectificar parte de la corriente eléctrica alterna que se genera.

Las máquinas síncronas giran siempre a la velocidad de sincronismo. Por tanto, para una frecuencia f dada, si se incrementa el número de pares de polos se disminuye la velocidad de sincronismo. Aprovechando esta característica algunos fabricantes han equipado a sus turbinas eólicas con generadores síncronos con pares de polos suficientes para eliminar la caja multiplicadora y reducir el tamaño de la máquina (Figura 7.49).



Figura 7.49. Aerogenerador E-33 (fuente: Enercon).

El sistema eléctrico de un aerogenerador de eje horizontal está condicionado por las características de operación del rotor, es decir, si su rotor opera a revoluciones constantes o revoluciones variables, y por el sistema de utilización, ya sea conexión directa a la red o funcionamiento aislado, por lo que se pueden presentar diversas posibilidades (Hau, 2000; Heier, 1998).

La mayoría de las actuales turbinas eólicas están equipadas con generadores que funcionan a velocidad constante y que operan acopladas directamente a la red. En la mayoría de los casos, por cuestiones de costos se prefiere este concepto, a pesar de las considerables desventajas desde el punto de vista del funcionamiento aerodinámico del rotor y de las superiores cargas dinámicas que se originan en los componentes del tren de potencia. Con los avances tecnológicos de los inversores el acoplamiento directo a la red con generadores operando a velocidad variable ha comenzado a ser atractivo. Las posibilidades más destacadas, dentro de un cierto abanico (Hau, 2000), son:

- Generadores asíncronos operando a velocidad de giro constante y conectados directamente a la red. Esta opción ha sido usada con éxito durante décadas, normalmente con rotores tripala de paso fijo (Figura 7.50).
- Generadores síncronos con convertidores AC/DC/AC operando a velocidad de giro variable conectados a la red (Figura 7.51).
- Generadores asíncronos con control de deslizamiento. Una posibilidad de conseguir un generador asíncrono de velocidad variable se logra modificando el deslizamiento. Algunas turbinas disponen de control dinámico del deslizamiento, para ello emplean resistores en el rotor del generador eliminando la necesidad de usar anillos de deslizamiento (Figura 7.52).

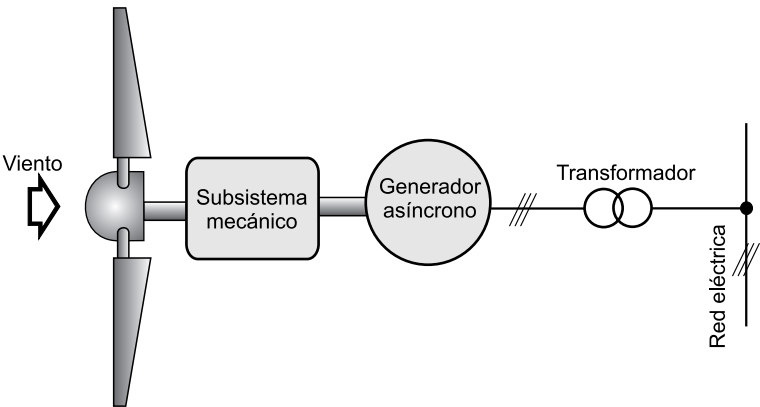


Figura 7.50. Generador asíncrono acoplado directamente a red.

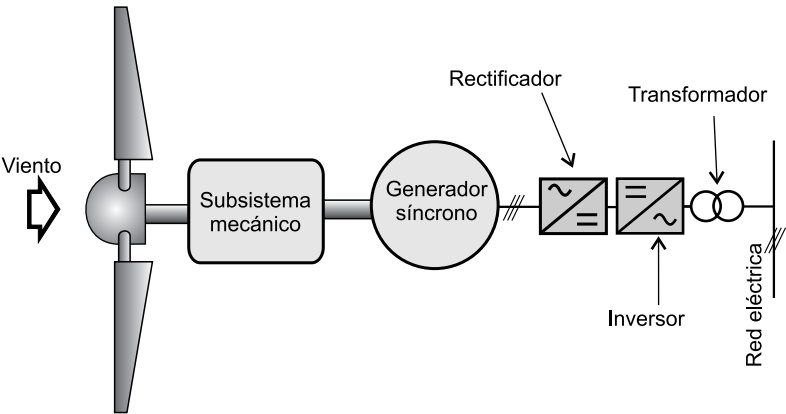


Figura 7.51. Generador síncrono con convertidor de frecuencia acoplado a red.

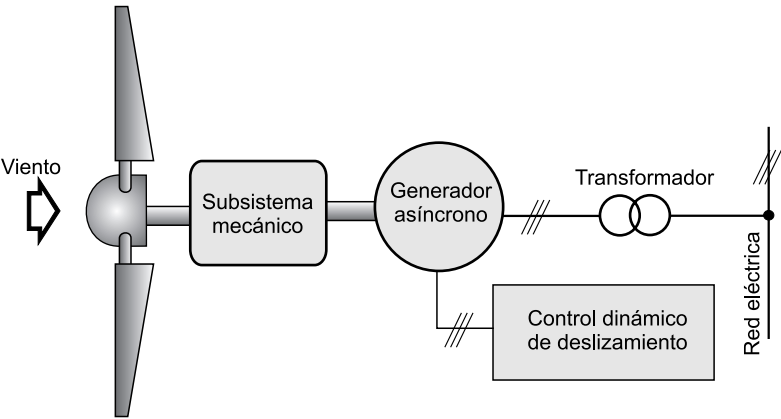


Figura 7.52. Generador asíncrono con control dinámico de deslizamiento.

- Generadores síncronos operando a velocidad de giro constante y conectados directamente a la red. Esta opción supone una posibilidad extrema. No se usa debido a los problemas mecánicos que origina, además de las oscilaciones en la generación de potencia.

Desde el punto de vista de la ingeniería eléctrica, los aerogeneradores son plantas de generación de potencia, parecidas a las plantas hidroeléctricas o las plantas de generación diésel. Sus sistemas eléctricos son similares y deben reunir los requisitos de los sistemas conectados a la red pública. Estos requisitos conciernen principalmente a los sistemas de seguridad y calidad de la potencia.

Los generadores eléctricos realmente representan la pieza central del sistema eléctrico, pero el sistema completo comprende numerosas piezas de equipos eléctricos y electrónicos (contactores, instrumentos de medida, elementos de transformación, etc.).

Algunos elementos redundantes del sistema eléctrico se encuentran ubicados en un pequeño armario (Figura 7.53) situado en la góndola, sin embargo, los elementos del sistema eléctrico, tales como elementos de compensación de energía reactiva (batería de condensadores y dispositivos de protección y descarga), elementos de control, elementos de potencia (contactores, disyuntor general, circuitos tiristores, etc.) y elementos de protección, se encuentran en el interior de un armario situado en la base de la torre (Figura 7.54).

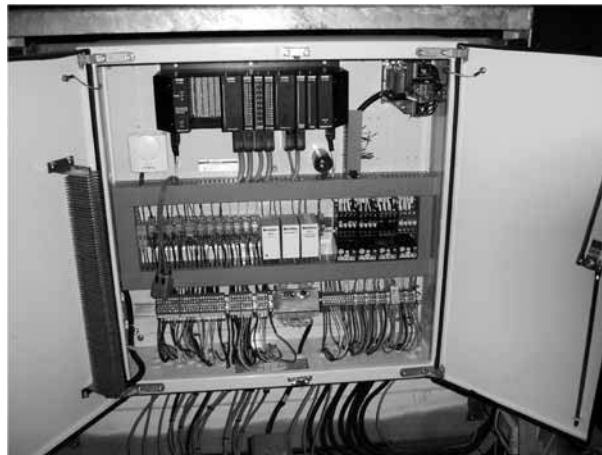


Figura 7.53. Armario eléctrico en la góndola (cortesía de Aerogeneradores Canarios).

7.6.4. Subsistema de orientación

El cambio de dirección del viento incidente hace necesaria la orientación del rotor situándolo perpendicularmente a dicha dirección.

Existen dos clases de sistemas de orientación: **orientación activa** y **orientación pasiva**.

Las turbinas con orientación activa normalmente disponen de rotor a barlovento. Para realizar la orientación se utiliza la información obtenida a partir de los datos de dirección de viento y posición de la máquina. La información conseguida es transmitida a un sistema de actuación, que generalmente es de tipo hidráulico o eléctrico.

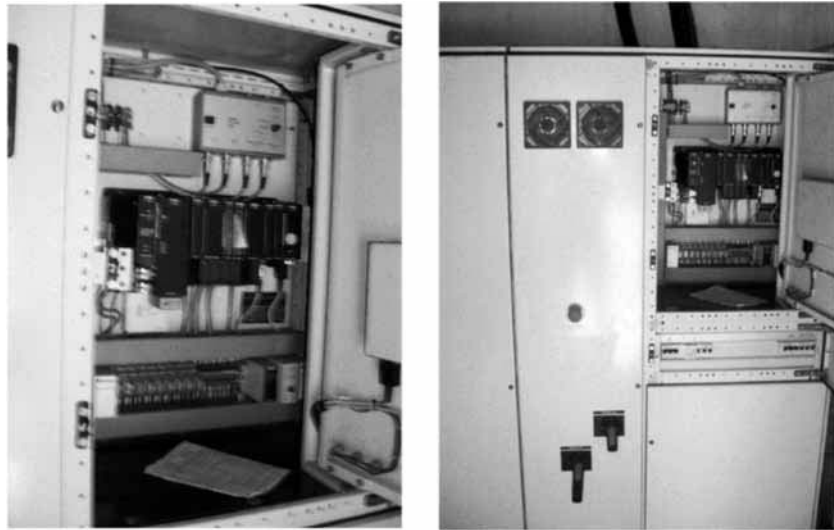


Figura 7.54. Armario eléctrico en la torre (cortesía de Aerogeneradores Canarios).

La opción adoptada actualmente por los fabricantes es la de orientación por motorreductor.

El motorreductor que esta embridado sobre el bastidor (Figura 7.55) actúa sobre una corona de grandes dimensiones (Figura 7.55), uno de sus aros está fijado al bastidor y el otro a la torre. La actuación del motorreductor sobre la corona produce el giro del bastidor. Para inmovilizar el giro se suele utilizar un freno.

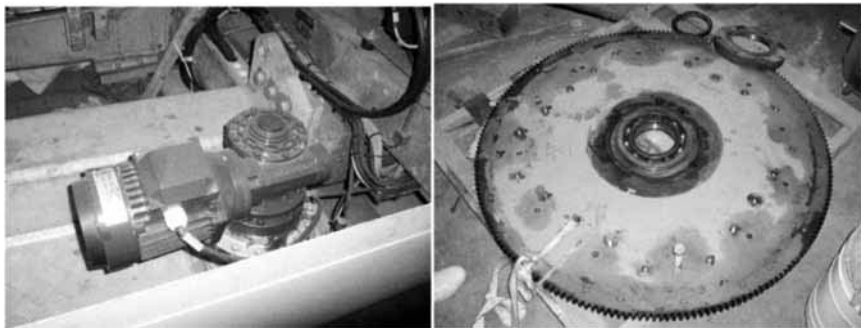


Figura 7.55. Sistema de de orientación (cortesía de Aerogeneradores Canarios).

Los sistemas de orientación denominados pasivos cuentan con elementos mecánicos que aprovechan las propias fuerzas aerodinámicas para realizar las maniobras de orientación.

Las turbinas pequeñas normalmente emplean veletas (Figura 7.56).

Si la velocidad del viento actúa sobre la misma se genera un empuje sobre la cola aerodinámica que obliga a la turbina a girar y colocar el rotor perpendicular a la dirección del viento.

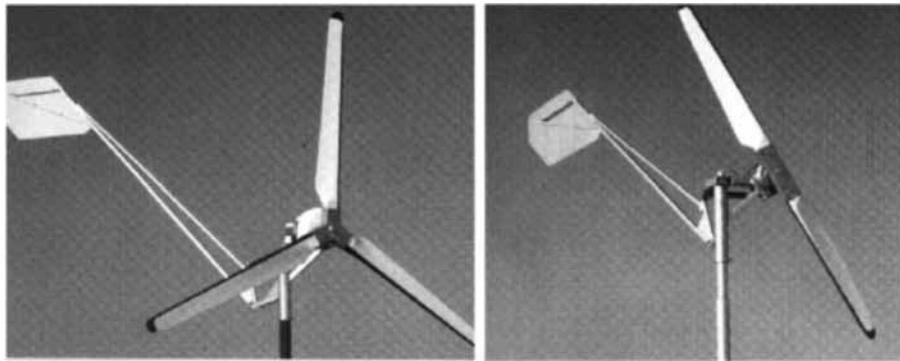


Figura 7.56. Sistema de de orientación por veleta.

En máquinas de baja potencia también se han usado rotores laterales auxiliares (Figura 7.57) como sistema de orientación. Cuando el rotor de la aeroturbina no se encuentra convenientemente orientado, los rotores auxiliares se ven sometidos a la acción del viento y comienzan a girar actuando sobre mecanismos de engranes que obligan al rotor de la turbina a orientarse correctamente.

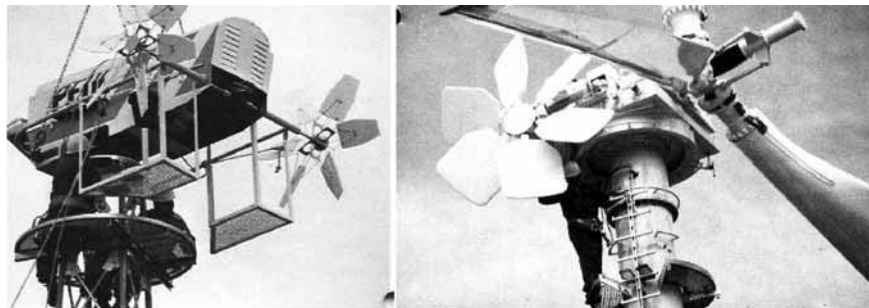


Figura 7.57. Sistema de orientación por rotores auxiliares laterales.

Las máquinas eólicas que disponen de rotor a sotavento (Figura 7.33), debido al efecto de conicidad del mismo generan unas fuerzas aerodinámicas que tienden a autoorientar la turbina en la dirección del viento (Burton *et al*, 2001; Eggleston y Stoddard, 1987).

7.6.5. Subsistema de regulación y control

Para generar potencia de forma óptima los subsistemas de las turbinas necesitan de un subsistema de control que enlace la operación de todos ellos.

El subsistema de control y regulación tiene la misión incrementar la captación de energía cinética del viento, mejorar la potencia eléctrica generada y garantizar un funcionamiento seguro de la máquina. Para ello el subsistema de control supervisa el funcionamiento de la máquina eólica y gestiona las secuencias de arranque, parada, etc., además de controlar al subsistema de orientación, regular la potencia captada del viento y la producida por el aerogenerador.

Estos sistemas disponen de cadenas de medida (sensores y acondicionadores de las señales) que chequean el viento (velocidad, dirección, etc.), el funcionamiento de la máquina (temperatura, vibraciones, velocidad de rotación, giro de la góndola, etc.) y de microprocesadores que gestionan la información, envían ordenes de actuación a los diferentes dispositivos involucrados para que éstos modifiquen el comportamiento de la turbina y hagan que ésta opere de forma óptima. Asimismo, el sistema de control suele contar con elementos de comunicación con el que recibir y enviar información al operador de la central.

Aunque los detalles de los sistemas de control varían significativamente de una turbina a otra (Manwell *et al*, 2002; Hau, 2000; Heier, 1998), todos los aerogeneradores tienen un propósito común: convertir la energía cinética del viento en energía eléctrica. Este objetivo central establece los elementos comunes que es necesario considerar en el diseño de cualquier sistema de control.

Los elementos más importantes de control se focalizan en el control de la potencia y del régimen de giro, así como de la orientación (Figura 7.28).

Los problemas fundamentales del control de potencia en una turbina son evidentes si las tareas de control se comparan con las de una planta de generación eléctrica convencional. En una planta convencional se dispone de tres métodos para controlar el sistema global (el suministro de fuel, la alimentación de vapor a la turbina, la excitación del generador eléctrico). Si se observa una turbina eólica, se comprende que el primer control, la dosificación de la energía primaria de entrada (energía cinética del viento), no existe.

Para regular la velocidad de rotación y las potencias generadas las turbinas eólicas pueden actuar modificando las características aerodinámicas del rotor e interviniendo en el sistema eléctrico.

En máquinas pequeñas destinadas a la generación de electricidad de forma aislada o para el bombeo de agua, se suelen utilizar sistemas de regulación simples y pasivos, que actúan exclusivamente en la fase de exceso de potencia, tratando de evitar velocidades de giro excesivas que pudieran dañar a la máquina. Entre los sistemas de este tipo pueden mencionarse los sistemas de orientación de rotor mediante el empleo de una rótula excéntrica que actúan sobre un resorte que devuelve a la máquina a su posición normal cuando la velocidad del viento disminuye.

Aunque también es posible controlar la potencia mediante rotores provistos de palas diseñadas para regular la captación de energía por pérdidas aerodinámicas, la forma más eficiente y ampliamente utilizada para corregir las características aerodinámicas del rotor y regular así la máquina, consiste en modificar el ángulo de calaje de las palas y, por tanto, del ángulo de ataque (operación también denominada de **cambio de paso**).

Las regulaciones más simples dentro de los tipos de regulación por cambio del ángulo de calaje o cambio de paso, son aquellos que solo actúan en la fase de exceso de potencia. Suelen utilizar mecanismos de acción centrífuga que hacen girar la pala respecto de su eje longitudinal (Figura 7.34), modificando así el ángulo de calaje, cuando las revoluciones exceden de un cierto valor; pudiendo llegar a ponerlas en la denominada **posición de bandera**, es decir, paralelas a la dirección del viento. También se han utilizado dispositivos que varían el ángulo de calaje de las palas apoyándose en acciones de fuerzas aerodinámicas.

Los sistemas de regulación más sofisticados permiten que la máquina se adapte a cualquier condición de viento y de potencia para ello se modifican de forma activa dos parámetros: el ángulo de calaje de las palas y el par del generador eléctrico.

Actualmente, los mecanismos que se suelen emplear en las grandes aerogeneradores para modificar el ángulo de calaje de las palas suelen consistir en motores eléctricos que se sitúan en la raíz de cada pala (Figura 7.49) y dispositivos hidráulicos que cuenta con un cilindro cuyo émbolo se mueve por el interior del árbol a baja y acciona un mecanismo de biela-manivela situado en el buje (Figura 7.58).



Figura 7.58. Sistema hidráulico (cortesía de Aerogeneradores Canarios).

Hay que señalar que el sistema de control mediante regulación del ángulo de calaje de las palas no puede ajustarse a las fluctuaciones extremadamente breves (turbulencias del viento y rachas). Ello se debe a que la inercia de las palas del rotor y de los elementos actuantes no lo permiten. Por tanto, la turbina ha de soportar las cargas resultantes que se produzcan en estos períodos de tiempo y deben aceptarse las fluctuaciones de potencia que se generen. Sin embargo los cambios en la velocidad del viento dentro del rango de varios segundos pueden ser respondidos por el sistema de control y ésta es la misión primordial de este sistema.

El par del generador puede ser regulado por las características de diseño de la red donde el generador se conecta o puede ser controlado independientemente por medio del empleo de convertidores electrónicos de potencia. Estos convertidores permiten que el par del generador sea rápidamente posicionado en casi cualquier valor que se desee. El convertidor determina la frecuencia, la fase y el voltaje de la corriente que fluye del generador, controlando de esta manera el par.

El funcionamiento de un aerogenerador asíncrono de paso fijo con una frecuencia fijada por la red, desde el punto de vista del control, representa el caso más simple (Figura 7.59). Para un aerogenerador, las redes públicas grandes proporcionan siempre una frecuencia constante. Por tanto, los cambios de carga causados al inyectar el aerogenerador energía en la red, incluso en instalaciones de megavatios, son demasiado pequeños como para ejercer una influencia considerable en la frecuencia, comparada con la carga total de la red.

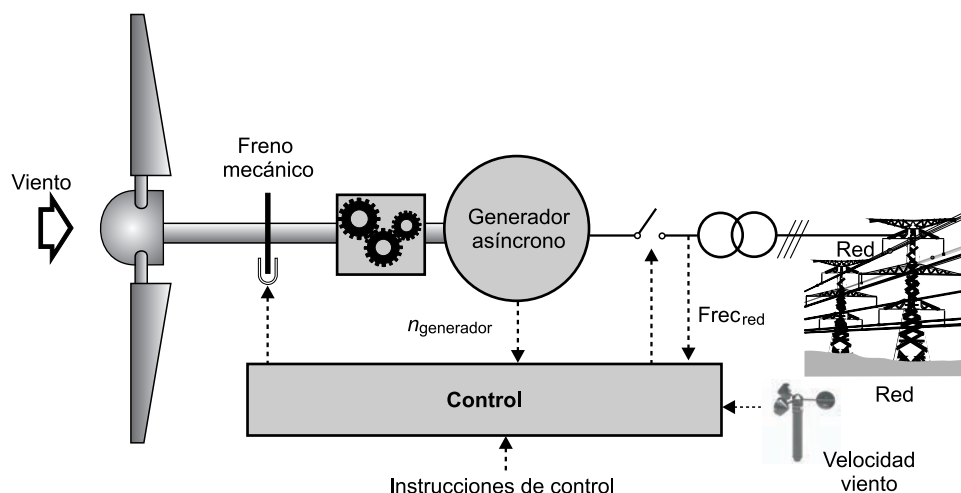


Figura 7.59. Control de un aerogenerador asíncrono de paso fijo conectado a la red.

Desde el punto de vista del control, el funcionamiento en aislado de una turbina eólica puede ser definido inversamente al de la operación en conexión a una red: no se dispone de la posibilidad de que la velocidad del generador se guíe por una frecuencia fija de red y la potencia instantánea de salida de la turbina eólica ya no es arbitraria, pero debe ser controlada en relación a la demanda de potencia instantánea del consumidor. En redes débiles la turbina deberá mantener la frecuencia de la red y adaptar su potencia de salida a ciertas condiciones de carga de la red.

El control de la velocidad de giro en sistema aislados mediante el control del ángulo de paso de las palas solo es posible si la potencia suministrada por el viento es mayor que la potencia consumida por el consumidor. En los sistemas aislados deben diferenciarse dos áreas de operación:

- Si la energía suministrada por el viento es mayor que la potencia demandada por el consumidor (área de carga completa), la velocidad y potencia de salida pueden ser controladas por el cambio del ángulo de paso o ángulo de calaje de las palas.
- Si la potencia del viento es más pequeña que la potencia demandada por el consumidor (operación a carga parcial), la turbina debe entonces asegurar que la potencia tomada por el consumidor se reduce en consecuencia. Esto tiene que ser gestionado por un gestor de cargas que decide que consumidores son desconectados o conectados del suministro (Figura 7.60).

El control de la orientación del rotor de la turbina se caracteriza por un conflicto de intereses. Por un lado, la desviación de la orientación del rotor respecto a la dirección del viento se supone que debe ser tan pequeña como sea posible para evitar pérdidas de potencia. Por otro lado, el sistema de orientación no debe ser demasiado sensible, para evitar continuos y pequeños movimientos de orientación que reducen la vida de los componentes mecánicos. Los modernos sistemas de orientación se nutren de la información que, sobre el valor medio de la dirección del viento, proporciona una veleta situada en la góndola o en zonas estáticas del rotor.

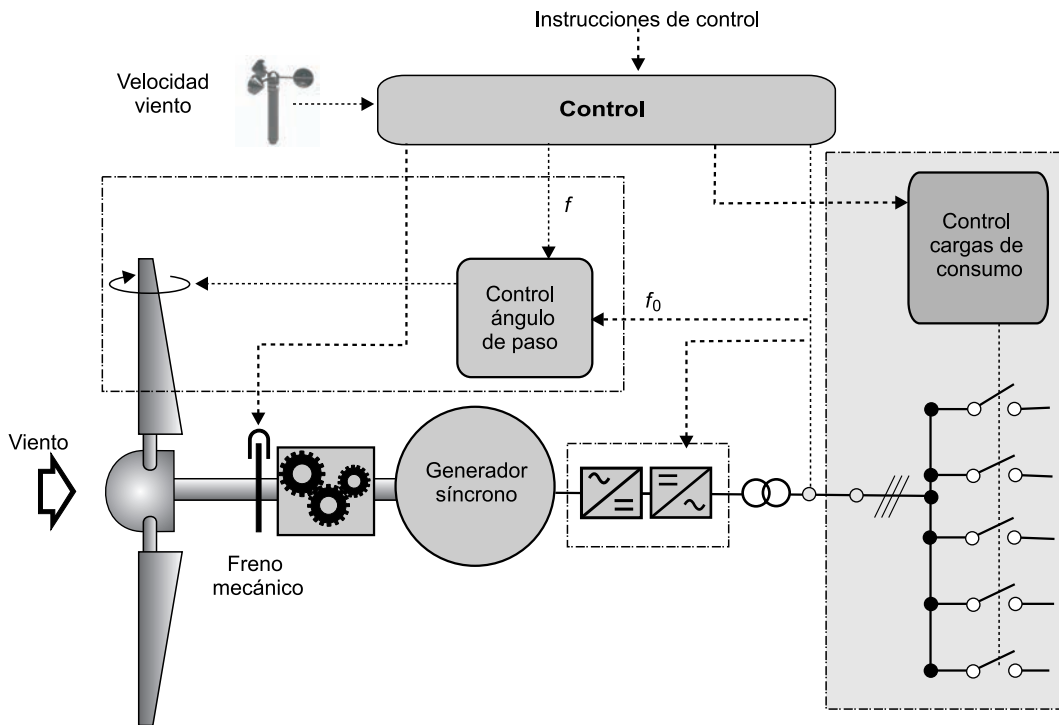


Figura 7.60. Control y gestión de cargas en un sistema aislado.

Si la orientación de la góndola del generador se realiza siempre en el mismo sentido los cables de transmisión de la energía eléctrica que descienden por la torre se retuercen. Por tanto, la turbina ha de contar con dispositivos que controlen el número de vueltas y ordenen a los mecanismos de actuación pertinentes que deshagan el torsionado de dichos cables.

7.6.6. Subsistema soporte

El subsistema está constituido por la **góndola** y la **torre**.

La góndola está formada por el bastidor o estructura portante de acero en el que se montan la mayoría de los distintos subsistemas de la máquina eólica y la carcasa que, diseñada de forma aerodinámica, los protege de los agentes atmosféricos.

El bastidor (Figura 7.61), mediante un rodamiento, se acopla a la parte superior de la torre.

La carcasa (Figura 7.62) o estructura de cierre y protección se fabrica generalmente de fibra de vidrio y poliéster, contando con refuerzos de acero.

Se diseña para facilitar el acceso y las labores de mantenimiento, así como para permitir el correcto funcionamiento de los subsistemas que alberga.

La torre es el elemento encargado de elevar el rotor de la máquina respecto del nivel del suelo. La altura mínima de la torre está condicionada por el diámetro del rotor del subsistema de captación y la altura máxima por el coste y la dificultad de instalación.

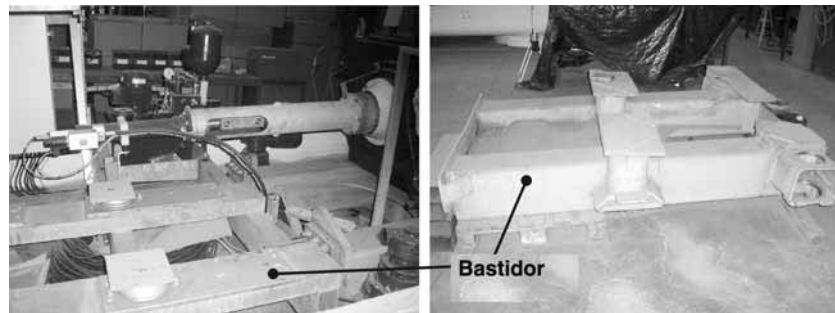


Figura 7.61. Bastidor de un aerogenerador (cortesía de Aerogeneradores Canarios).

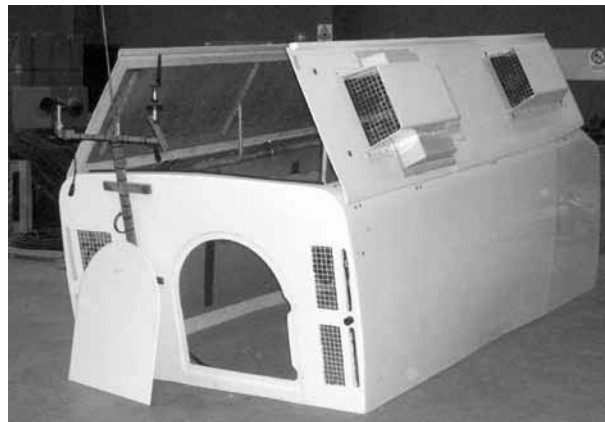


Figura 7.62. Carcasa de cierre y protección (cortesía de Aerogeneradores Canarios).

Aunque las primeras torres de sustentación que se utilizaron en los aerogeneradores eran de estructura de celosía actualmente es más frecuente el uso de torres tubulares cilíndricas o troncocónicas de acero (fundamentalmente) u hormigón. Los criterios de elección suelen estar condicionados por su frecuencias naturales de vibración, modos de instalación y estética (Manwell *et al.*, 2002).

En la práctica, como los vientos incrementan su intensidad y son menos turbulentos según se alejan del suelo, las torres tienden a ser bastante elevadas. En aeroturbinas grandes que se instalan en tierra la altura de la torre suele ser del orden del diámetro del rotor. Las torres que se instalan en el mar (*offshore*) las alturas disminuyen ya que la rugosidad del mar es menor y, por tanto, la velocidad del viento aumenta en menor proporción con la altura.

Para facilitar el transporte de las torres de acero éstas se construyen de varios tramos, los cuales se atornillan entre sí (Figura 7.63).

La torre se ancla en el suelo mediante pilotes o zapatas de cimentación de hormigón armado cuya dimensión depende de las características del terreno, del tamaño de la máquina eólica y de las solicitaciones mecánicas que produzca el régimen de vientos de la zona de instalación.

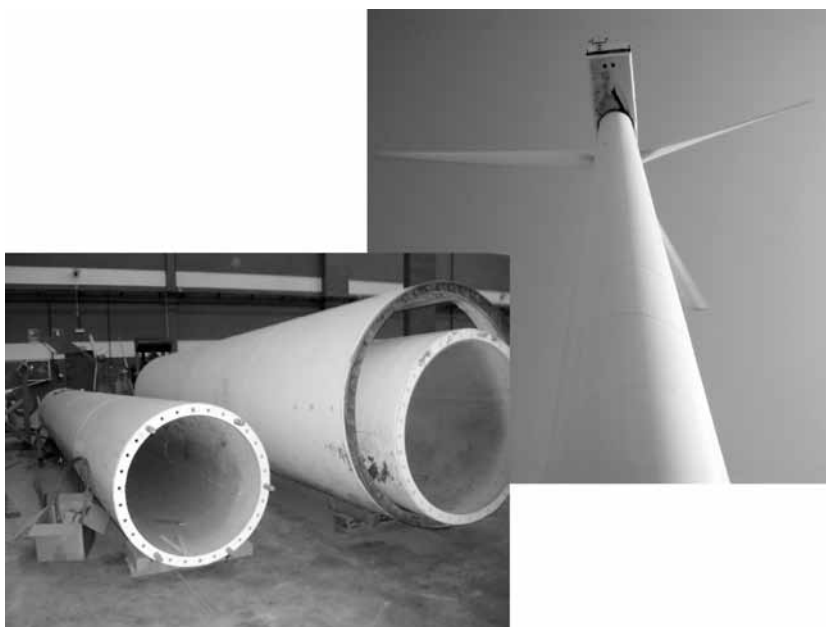


Figura 7.63. Torre de un aerogenerador (cortesía de Aerogeneradores Canarios).

En su base superior llevan las bridas de anclaje, incorporándose además los tubos para el paso de los cables. Las torres de turbinas de alta potencia se fijan a las cimentaciones mediante pernos de alta resistencia.

Para acceder a la góndola en las máquinas eólicas pequeñas la torre suele disponer de escalera exterior. En los aerogeneradores de mediano y gran tamaño el acceso suele realizarse por el interior de la torre, la cual dispone de una escalera (Figura 7.64) y, en algunos casos, de ascensor.



Figura 7.64. Acceso a la torre (cortesía de Aerogeneradores Canarios).

7.7. Curva de potencia de un aerogenerador

Un método teórico para determinar la curva de potencia de un aerogenerador consiste en acoplar la curva de potencia mecánica generada por el rotor de la eólica (Figura 7.43), con la curva de potencia del generador eléctrico, trazada ésta en función de la velocidad de rotación.

Si se asume que se trata de un generador que suministra energía a una red eléctrica robusta de frecuencia constante y que se dispone de su curva de potencia en función de la velocidad de rotación y de las curvas de potencia del rotor de la máquina eólica (Figura 7.44), la única variable es la relación de transmisión de la caja multiplicadora de engranajes ($k > 1$), la cual ha de elegirse para que el acoplamiento de la velocidad de giro del rotor (ω_g/k) y la velocidad de giro constante del generador (ω_g) sea correcto.

En la práctica, se adopta como relación de transmisión un valor de k tal que la vertical de abscisa (ω_g/k) corte a las curvas características de potencia velocidad en las zonas más próximas a sus valores máximos.

Una vez que la relación de transmisión k ha sido fijada (Figura 7.65), las ordenadas de los puntos de intersección de la recta representativa del generador con las características potencia-velocidad de la eólica, corresponden a los diversos valores de la potencia aportada por la eólica al generador para los diferentes valores de la velocidad del viento.

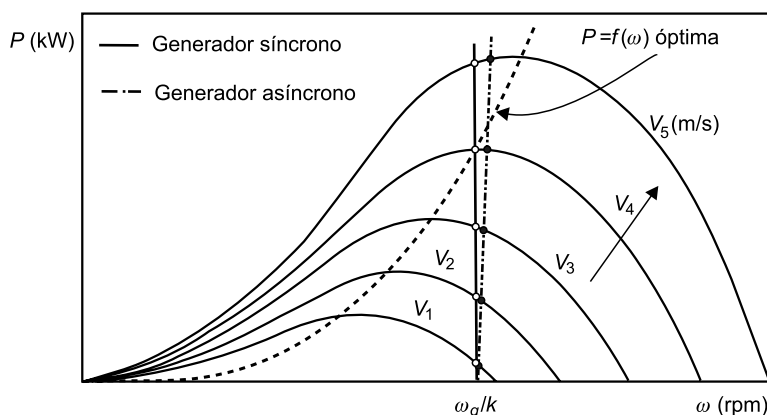


Figura 7.65. Rotor acoplado a un generador de velocidad constante.

El conocimiento del rendimiento global del sistema (rodamientos, multiplicador, sistema eléctrico, etc.) permite obtener para cada punto de la recta representativa del generador la potencia proporcionada por el aerogenerador a la red en función de la velocidad del viento.

En la Figura 7.66 se muestra la conexión de las características de un rotor con las de un generador síncrono con convertidores AC/DC/AC operando a velocidad variable. Como en el caso de la Figura 7.64, la intersección de la curva representativa del generador con las características potencia-velocidad de la eólica, corresponden a los diversos valores de la potencia aportada por la eólica al generador para los diferentes valores de la velocidad del viento. Sin embargo, en este caso, puede observarse que es posible lograr un mejor aprovechamiento de la energía del viento.

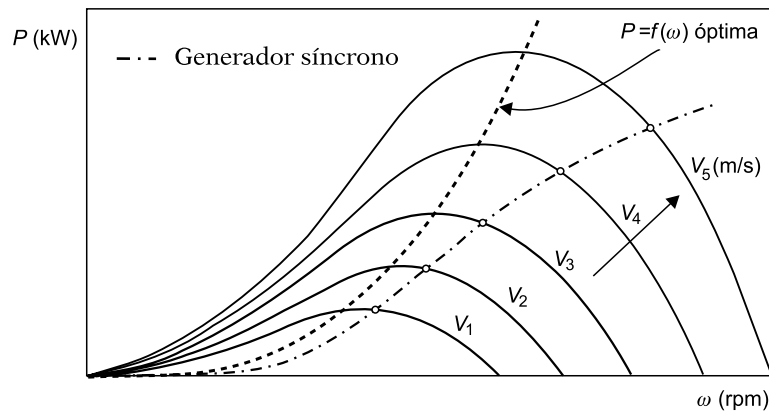


Figura 7.66. Rotor acoplado a un generador de velocidad variable.

Como puede deducirse las posibilidades de acoplamiento son muy variadas ya que la estrategia de control (el uso o no del control del ángulo de paso, el uso del control del ángulo de paso en todo el rango de velocidades o en rangos parciales, etc.) juega también un papel fundamental (Heier, 1998).

En la Figura 7.67 se muestra la obtención de la curva que representa la potencia eléctrica generada por la turbina eólica en función de la velocidad del viento a la altura del eje del rotor de la misma.

Como puede observarse, las condiciones de operación fuerzan la existencia de una velocidad mínima necesaria para que la eólica comience a generar; a dicha velocidad se le denomina **velocidad de arranque** V_a . Asimismo, puede observarse cómo a partir de la velocidad V_a la potencia generada por la turbina se incrementa con la velocidad del viento. Dicho incremento se limita, mediante procedimientos de control, a partir de una velocidad V_n , denominada **velocidad nominal**; de tal manera que para velocidades superiores a V_n la potencia tienda a mantenerse constante. A dicha potencia se la denomina potencia nominal P_n . Por último, para evitar la rotura de la turbina cuando la velocidad del viento alcanza magnitudes

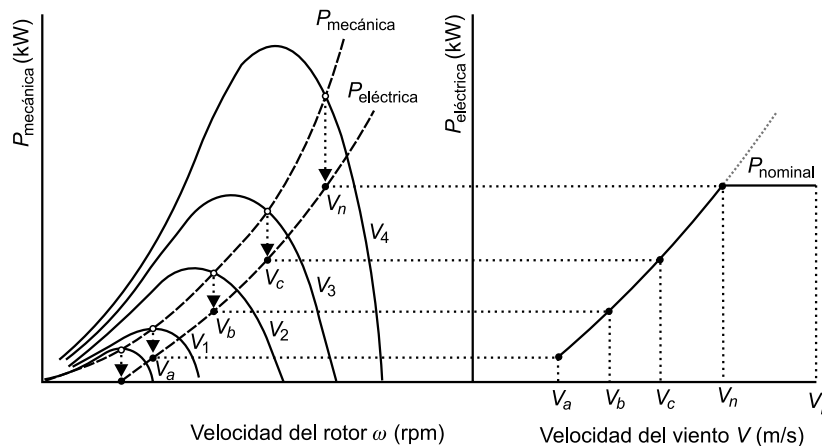


Figura 7.67. Obtención de la curva de potencia-velocidad de una turbina eólica.

altas, el sistema de control detiene el funcionamiento de la turbina eólica. La velocidad a la cual se produce la detención del funcionamiento de la turbina se la denomina **velocidad de parada** V_p .

En la práctica, la relación potencia-velocidad característica del funcionamiento de un aerogenerador se obtiene experimentalmente mediante ensayos normalizados (IEC, 1994). De dichos ensayos se desprende que la mencionada relación presenta una cierta dispersión (Figura 7.68).

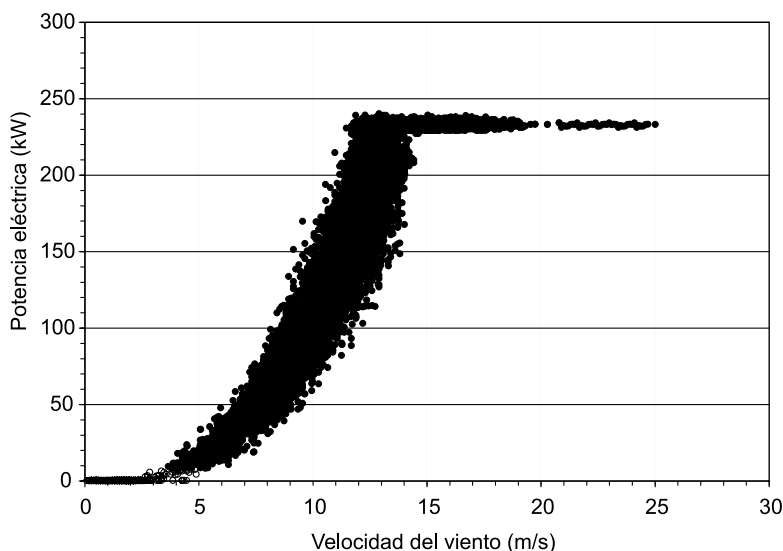


Figura 7.68. Curva de potencia experimental de un aerogenerador.

Mediante el procedimiento explicitado en las normas de ensayo (IEC, 1994) a dicha dispersión se le ajusta una curva que representa la curva característica potencia-velocidad del aerogenerador, para una determinada densidad del aire, y que se incluye en los catálogos técnicos de los fabricantes. Esta curva característica relaciona la potencia generada por la turbina con la velocidad del viento a la altura del eje del rotor de la misma bajo condiciones de flujo estacionario.

En la Figura 7.69 se muestran dos curvas de potencia-velocidad normalizadas típicas de aerogeneradores con rotores con control de ángulo de calaje y de aerogeneradores de paso fijo. En este último caso el perfil de la pala ha sido diseñado aerodinámicamente para que a determinada velocidad del viento el flujo aerodinámico se separe de la superficie de la pala y se produzca una disminución de la potencia capturada del viento.

Como puede observarse en la Figura 7.69, la máquina no genera potencia hasta que la velocidad del viento ha alcanzado la velocidad de arranque V_a . Cuando la velocidad del viento continúa incrementándose, la potencia de salida también se incrementa hasta la velocidad nominal V_n , en la que la máquina produce su salida nominal P_n (600 kW). Para velocidades del viento mayores que V_n la salida se controla para mantenerla constante hasta alcanzar la velocidad de parada V_p , a la cual la máquina deja de generar por razones de seguridad mecánica o eléctrica.

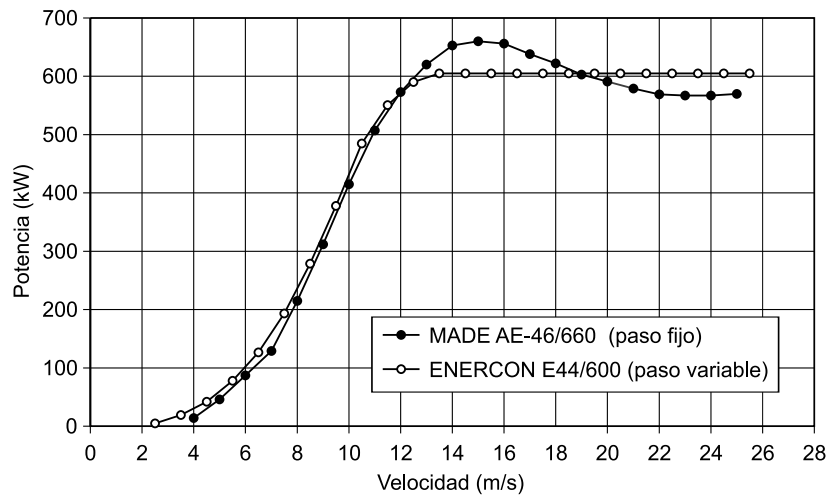


Figura 7.69. Curvas de potencia normalizadas de aerogeneradores comerciales.

7.7.1. Determinación de la energía obtenible

La determinación de la energía eléctrica producida por un aerogenerador de curva potencia-velocidad $P(v)$ (Figura 7.68) inmerso en un determinado régimen de vientos se suele llevar a cabo mediante dos procedimientos o métodos. Un método probabilístico y un método cronológico (Carta et al, 2008).

7.7.1.1. Método probabilístico

En este método se multiplica (Figura 7.70) la densidad de probabilidad del viento de un determinado período, $f(v)$, por la curva característica potencia-velocidad, $P(v)$, de un aerogenerador para obtener la curva de probabilidad de potencia, cuya integral (7.24), limitada entre la velocidad de arranque y la velocidad de parada, da como resultado la potencia media estimada para el período considerado.

$$P = \int_{V_a}^{V_p} P(v) f(v) dv \quad (7.24)$$

La ventaja de este método es su simplicidad. El método puede utilizarse para realizar una estimación global de la energía producida, así como para analizar su sensibilidad frente a diversos parámetros de interés, como por ejemplo, las velocidades características de funcionamiento de las aeroturbinas.

Sin embargo, ya que los fabricantes de aerogeneradores proporcionan de forma discretizada (en N puntos) la curva de potencia-velocidad de sus máquinas es posible utilizarlas en la Ecuación (7.24) si se realiza una aproximación. Dicha aproximación consiste en suponer lineal la variación entre dos puntos de la curva de potencia-velocidad. Se tendrá pues que

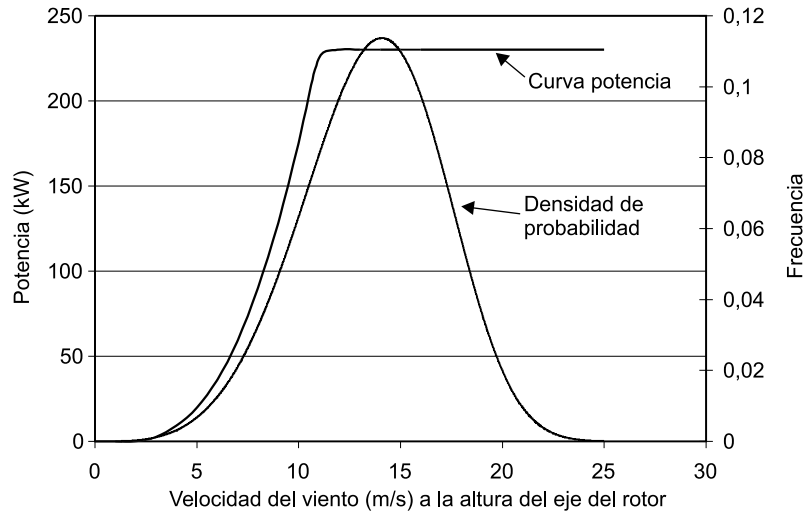


Figura 7.70. Curva de potencia y densidad de probabilidad del viento.

dados dos puntos i e $i+1$, la expresión de la potencia en este intervalo, en función de la velocidad podrá ser escrita como:

$$P(v) = \frac{P_{i+1} - P_i}{v_{i+1} - v_i} (v - v_i) + P_i \quad (7.25)$$

Luego, sustituyendo en (7.24), la expresión de la potencia media podrá ser calculada de la siguiente forma:

$$\bar{P} = \sum_{i=1}^{N-1} \left\{ \int_{v_i}^{v_{i+1}} f(v) \left[\frac{P_{i+1} - P_i}{v_{i+1} - v_i} (v - v_i) + P_i \right] dv \right\} \quad (7.26)$$

La estimación de la energía producida se realiza mediante (7.27), donde T es el período de tiempo considerado.

$$\bar{E} = T\bar{P} \quad (7.27)$$

Con este método puede también estimarse el denominado **factor de capacidad**, CF . Es decir, el porcentaje de tiempo que una turbina tendría que haber estado funcionando a la potencia nominal P_n para producir la misma cantidad de energía en el período de tiempo considerado. Dicho factor se determina en este método mediante la ecuación (7.28).

$$CF = \left(\frac{\bar{P}}{P_n} \right) 100 \quad (7.28)$$

Asimismo, pueden estimarse las denominadas **horas equivalentes** o **tiempo equivalente** t_e . Es decir, el número de horas que una turbina eólica tendría que haber estado fun-

cionando a la potencia nominal P_n para producir la misma cantidad de energía en el período de tiempo considerado.

$$t_e = \left(\frac{\bar{E}}{P_n} \right) \quad (7.29)$$

7.7.1.2. Método cronológico

En este método se parte de una serie temporal de velocidades de viento v_i , la cual se compara con la curva característica potencia-velocidad de un aerogenerador $P(v)$ (Figura 7.71) para obtener una serie temporal de la potencia eólica generada, y así de la potencia (7.30) y energía (7.31) media del período utilizando los n datos de viento.

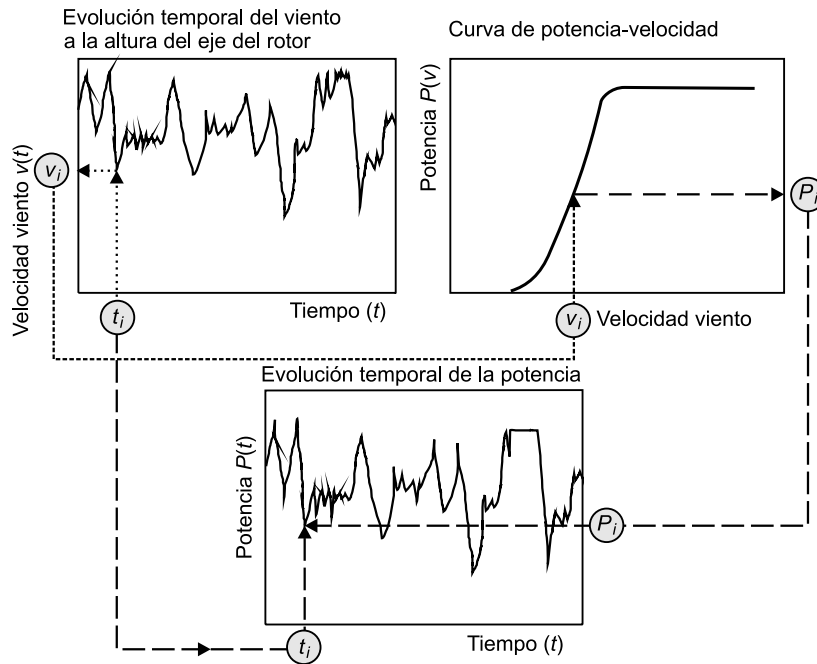


Figura 7.71. Estimación de la evolución de la potencia generada.

La ventaja de este método radica en que puede proporcionar información acerca de los arranques y paradas experimentados por la aeroturbina, así como, mediante los datos adecuados, investigar sobre las estrategias de arranques y paradas en el funcionamiento de la aeroturbina.

$$\bar{P} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n P(v_i) \quad (7.30)$$

$$\bar{E} = \sum_{i=1}^n P(v_i) \Delta t \quad (7.31)$$

Δt en la Ecuación (7.31) indica el intervalo de tiempo entre las n velocidad del viento.

Con este método puede también estimarse el denominado **factor de capacidad**, CF , y **tiempo equivalente**, haciendo uso de las Ecuaciones (7.28) y (7.29).

7.8. Aplicaciones de la energía eólica

En la actualidad la aplicación típica de la energía eólica es la producción de electricidad, aunque aún siguen utilizándose pequeñas máquinas eólicas para el bombeo mecánico de agua.

Las instalaciones eólicas pueden clasificarse en dos grupos: aerogeneradores conectados a la red eléctrica de distribución general y aerogeneradores aislados. En cualquier caso, cuando se emplean más de un aerogenerador la instalación recibe el nombre de **parque eólico**.

El primer grupo es el más numeroso y puede a su vez clasificarse en dos subgrupos: aerogeneradores que inyectan toda la energía generada en la red y aerogeneradores que utilizan la energía para consumos particulares y que utilizan la red para inyectar el exceso de producción y para tomar energía en los períodos de bajo viento.

Las instalaciones aisladas o autónomas se suelen destinar a la electrificación de viviendas. Estos sistemas normalmente emplean aerogeneradores síncronos con rectificador e inversor y almacenamiento en baterías. Aunque también se pueden utilizar los aerogeneradores para desalinizar agua (Carta *et al.*, 2003b), producir hidrógeno, bombear agua, etc.

También se utilizan los aerogeneradores para constituir sistemas híbridos con fotovoltaica o con grupos diésel para proporcionar energía a comunidades aisladas. Normalmente estas instalaciones se dimensionan para satisfacer un determinado consumo y se ubican en la proximidad del lugar de consumo.

En la isla de Fuerteventura (Islas Canarias) se ha instalado un sistema híbrido eólico-diésel que con el objetivo de suministrar electricidad y agua potable a un poblado de pescadores (Figura 7.72) (Carta y González, 2001; Carta *et al.*, 2003a).

El sistema cuenta con un aerogenerador asíncrono de 225 kW y dos grupos diésel de 60 kVA cada uno. La regulación del sistema se lleva a cabo mediante dos volantes de inercia y cargas de volcado resistivas.

En la isla de El Hierro (Islas Canarias) se estima que en el año 2010 se haya instalado un sistema híbrido eólico-diésel-hidrobombeo que cubrirá la demanda eléctrica de la isla (Celia y Carta, 2004).

7.9. Parques eólicos conectados a la red

A la hora de instalar un parque eólico, además de precisarse un estudio detallado y riguroso del potencial eólico, se requiere la construcción de una serie de infraestructuras civiles, eléctricas y de control.



Figura 7.72. Instalación eólico-diésel en la isla de Fuerteventura.

7.9.1. Infraestructura civil

La infraestructura civil de parques de grandes dimensiones comprende las edificaciones necesarias para instalar el centro de control, ubicar los servicios generales y proteger las estaciones transformadoras.

Asimismo, se consideran infraestructuras civiles las obras que se precisan realizar para llevar a cabo las cimentaciones de los aerogeneradores, el trazado de los caminos necesarios para acceder con grúas y camiones a la plataforma donde instalarán las máquinas eólicas y el acondicionamiento de la propia plataforma. También pertenecen a este bloque las zanjas que se necesitan excavar para el tendido de redes eléctricas.

En el momento de decidir la ubicación concreta de los aerogeneradores en la plataforma han de tenerse en cuenta diversos aspectos. Entre dichos aspectos hay que señalar las características del viento (velocidades, direcciones, turbulencias, etc.) y la tipología del terreno (llano, ondulado o accidentado).

Dichas características determinarán la disposición de los aerogeneradores en la plataforma eólica y las distancias entre ellos.

En el proceso de extracción de energía cinética del viento por una aeroturbina se origina una fuerza de empuje y un efecto de frenado del viento, que da lugar a que se produzca tras ella un defecto de cantidad de movimiento y un incremento del nivel de turbulencia. La difusión de estas perturbaciones de velocidad y turbulencia aguas abajo da origen a la inestabilidad de la máquina.

Si un aerogenerador se encuentra dentro de la estela de otro situado aguas arriba, verá reducido su potencial eólico. Con el objeto de evitar este tipo de interferencias, es necesario disponer las turbinas en el parque con una distancia de separación entre ellas lo suficientemente grande. Por otra parte, la superficie de terreno disponible para instalar el parque suele estar limitada. Incluso no estándolo, es deseable la proximidad entre los aerogeneradores con objeto de reducir los costes de instalación, interconexión, operación y mantenimiento. Por tanto, es necesario llegar a una solución de compromiso para optimizar la configuración del parque, evitando en lo posible los efectos de interferencia y aprovechando al máximo la superficie de terreno disponible, teniendo en cuenta además la influencia de la orografía.

Las diversas técnicas propuestas para ubicación de aerogeneradores en parques van desde los modelos experimentales a los más o menos complicados modelos numéricos.

En un programa de valoración regional de energía eólica del Pacífico noroeste, que tenía por objetivo la identificación de áreas de alto potencial eólico y la estimación de la máxima capacidad eléctrica instalable, Baker *et al.* (1978) indican que el número de turbinas eólicas que se pueden ubicar en un área determinada puede ser aproximadamente calculado en función de la rugosidad superficial del lugar, de la topografía, de la superficie de terreno disponible, y de un examen de la rosa de los vientos. En este sentido proponen que para cimas de montañas, donde solo existe una fila de turbinas y donde los vientos soplan predominantemente en direcciones que forman ángulo recto con el eje de la cresta, se considere una separación entre máquinas de 5 veces el diámetro del rotor de la máquina (Figura 7.73a). Para áreas de terreno paralelas a la dirección del viento, donde se desean instalar más de una fila de turbinas eólicas, una configuración adecuada es tomar una separación entre máquinas de 5 diámetros de rotor en la fila que forma ángulo recto con la dirección predominante del viento y una separación de 7 diámetros en la dirección paralela (Figura 7.73b). Si la rosa de vientos indica que existe un ángulo de direcciones predominantes y que este oscila entre 20° y 70° , se propone considerar una separación de $7D \times 7D$ (Figura 7.73c). Con estas separaciones se estima que la pérdida de energía es inferior al 10%.

En el caso de terrenos llanos con direcciones predominantes del viento se pueden ocupar grandes extensiones con aerogeneradores de manera que éstos estén alineados con cómodos accesos internos (Figura 7.74).

7.9.2. Infraestructura eléctrica

La infraestructura eléctrica comprende todos aquellos dispositivos y circuitos eléctricos que intervienen en la conexión del parque eólico con la red. Es decir, las líneas de transporte, los transformadores y los equipos eléctricos de seguridad (pararrayos, disyuntores para descarga a tierra de sobreintensidades, etc.).

Normalmente, en instalaciones grandes se suelen conectar varios aerogeneradores a un transformador (1.000-2.000 kVA) de baja-media tensión. Las líneas de media tensión se extienden desde los grupos de transformadores hasta una subestación transformadora de media-alta tensión.

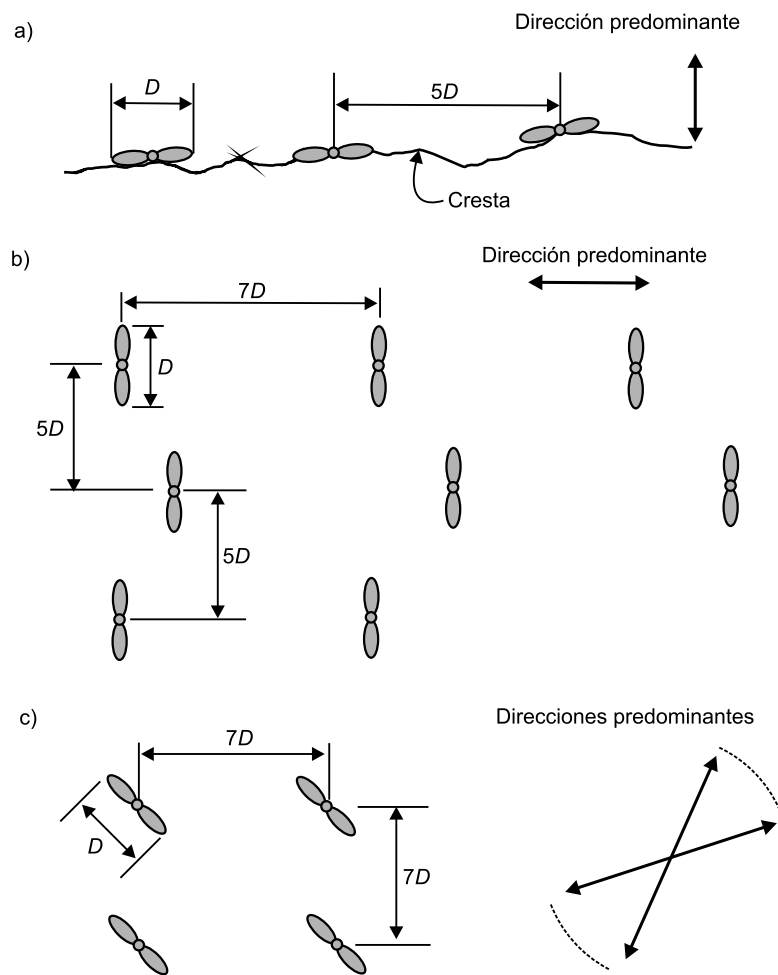


Figura 7.73. Disposición de aerogeneradores en un parque (Baker *et al.*, 1978).



Figura 7.74. Parque eólico en la isla de Fuerteventura (Islas Canarias).

7.9.3. Infraestructura de control

La infraestructura de control de un parque eólico es automática. Es decir, cuenta con un ordenador central equipado con un *software* de control que no precisa de la intervención del personal del parque para realizar su cometido. Esta infraestructura tiene como misión realizar la conexión-desconexión del parque a la red y registrar los datos de explotación del mismo y los parámetros de funcionamiento de cada máquina.

Desde el ordenador central es posible visualizar los diversos parámetros de funcionamiento de las máquinas y actuar sobre cada una de ellas (marcha, paro, etc.). Mediante conexiones vía módem con el ordenador central se puede disponer de información del parque.

7.9.4. Determinación de la energía generada

Teniendo en cuenta la variabilidad espacial del viento y los efectos estela, la fiabilidad de las máquinas utilizadas, las características de las instalaciones eléctricas empleadas, la determinación de la energía eléctrica producida por un parque eólico ha de involucrar dichos factores. Por tanto, en el caso de un grupo de máquinas instaladas configurando un parque eólico, la potencia media generada en el instante t (P_t) puede ser estimada mediante la siguiente expresión (7.32)

$$P_t = \left[\sum_{j=1}^M \sum_{i=1}^G n_{i,j} P_{i,j,t} \varphi_{i,j} \xi_i \right] \eta \quad (7.32)$$

Donde:

M = Número de áreas diferentes que integran el parque eólico y que pueden ser representadas por una estación meteorológica instalada en ella.

G = Tipos diferentes de máquinas utilizadas.

$n_{i,j}$ = Número de máquinas del tipo i instaladas en el área j .

$P_{i,j,t}$ = Potencia producida en el instante t por una máquina tipo i ubicada en el área j .

$\varphi_{i,j}$ = Efecto estela de la máquina i en el área j . (%).

ξ_i = Fiabilidad de la máquina i . (%).

η = Pérdidas de potencia del parque. (%).

7.10. Parques eólicos en el mar (offshore)

Desde que en 1991 se instalase en Dinamarca el primer prototipo de parque eólico en el mar (*offshore*) y, especialmente, desde que a comienzo del año 2000, comenzase el montaje de los primeros parques eólicos comerciales en la costa del Mar del Norte, ha sido notable el número de proyectos que se han propuesto realizar en este ámbito en diversas partes del mundo (Estados Unidos, China, Japón, Alemania, España, Bélgica, Noruega, Francia, etc.).

Los argumentos que se han esgrimido para ubicar los aerogeneradores en el mar en lugar de llevar a cabo las tradicionales instalaciones en tierra han sido variados.

Uno de ellos es que desaparecerían los frenos a la expansión de esta fuente energética en aquellos países, tales como Holanda, Dinamarca y Alemania, que presentan limitaciones de suelo apto para ubicar los parques eólicos. Sin embargo, hay que señalar que existen muchas zonas del mundo donde todavía existen importantes áreas de terreno con recursos eólicos que aún no han sido explotados.

Otro de los argumentos que tratan de justificar el emplazamiento de los parques eólicos en el mar es que la intensidad de viento es mayor en el mar abierto que en la tierra. Dicha justificación se apoya en que la rugosidad superficial y la turbulencia es menor en el mar y, por tanto, se consiguen velocidades de viento más altas a menor altura que en tierra. Esta reducción en la altura de la torre se utiliza como base para deducir que los costes de inversión disminuyen. Hay que indicar que la instalación de las torres en el mar conlleva unos costes de instalación superiores, sin embargo, el incremento de energía que se puede conseguir en el mar puede compensar, durante la vida útil del parque, dicho incremento de costes.

Un tercer argumento que se suele emplear para justificar la explotación de la energía eólica *offshore* es la reducción del impacto visual y acústico (ruido) que dichas instalaciones presentan en este medio comparado con el terrestre. Sin embargo, hay que indicar que en algunos lugares la propuesta de instalación de dichos parques marinos no ha tenido aceptación social, ya que se considera que dichas instalaciones suponen riesgos para la flota pesquera artesanal y para las rutas migratorias de los atunes, además del impacto visual que retraería a los turistas.

7.10.1. Evolución de las instalaciones *offshore*

Aunque el profesor Hernonemus, de la Universidad de Massachusetts, en 1972 ya había realizado una propuesta de turbina flotante para su instalación en el mar y producir hidrógeno, no es hasta el año 1990 en que se lleva a cabo la primera instalación de un aerogenerador en Nordersund (Suecia), el cual desde 1998 se encuentra fuera de servicio. La torre de dicho aerogenerador, apoyada en un trípode, se encontraba situada a 350 metros de la costa, a una profundidad de agua de 6 metros. Un año después, en 1991, se lleva a cabo la instalación del primer prototipo de parque eólico *offshore* en el mar Báltico, en Dinamarca. Dicho parque eólico está compuesto por 11 aerogeneradores de la marca Bonus de 450 kW de potencia nominal cada uno.

A partir de dicha fecha se han montado diversas instalaciones de parques *offshore* (algunas de las cuales se indican en la Tabla 7.2), siendo el parque eólico de Horns Rev (Dinamarca) el más grande del mundo. Este parque (Figura 7.75) ocupa un área de 20 km² y está constituido por 80 aerogeneradores de la marca Vestas de 2 MW de potencia nominal cada uno, lo que da lugar a una potencia total instalada de 160 MW.

Algunas instalaciones se han llevado a cabo en aguas poco profundas o protegidas, sin embargo, otras se encuentran a distancias de hasta 25 km de la orilla (Tabla 7.3) y profundidades de hasta 45 m.

Dinamarca es el país pionero en la explotación de este tipo de energía y líder en cuanto a potencia instalada *offshore* se refiere. Actualmente, Dinamarca cubre el 50% del consumo eléctrico familiar con la energía eléctrica generada en estos parques. De acuerdo con el calendario danés, más de 4.000 MW de potencia serán instalados en el mar antes del 2027.

TABLA 7.2 Potencias de parques *offshore* instalados en el mundo.

País	Ubicación	Año	Marca	MW	N.º	MW
Dinamarca	Vindeby	1991	Bonus	0,45	11	4,95
Holanda	Lely	1994	NedWind	0,50	4	2,00
Dinamarca	Tunø Knob	1995	Vestas	0,50	10	5,00
Holanda	Dronten	1996	Nordtank	0,60	28	16,8
Suecia	Bockstigen	1998	Wind World	0,55	5	2,75
R. Unido	Blyth	2000	Vestas	2,00	2	4,00
Dinamarca	Middelgrunden	2000	Bonus	2,00	20	40,0
Suecia	Uttgrunden	2000	GE Wind	1,50	7	10,5
Suecia	Yttre Stengrund	2001	NEG Micon	2,00	5	10,0
Dinamarca	Horns Rev	2002	Vestas	2,00	80	160
Dinamarca	Frederikshaven	2003	Vestas, Bonus, Nordex	3; 2,3; 2,3	2; 1; 1	10,6
Dinamarca	Samsø	2003	Bonus	2,30	10	23,0
R. Unido	North Hoyle	2003	Vestas	2,00	30	60,0
Dinamarca	Nysted	2003	Bonus	2,30	72	165,6
Irlanda	Arklow Bank	2003	GE Wind	3,60	7	25,2
Japón	Hokkaido	2004	Vestas	0,6	2	1,2
R. Unido	Scroby Sands	2004	Vestas	2,00	30	60,0
R. Unido	Kentish_Flats	2005	Vestas	3,00	30	90
Holanda	Egmond	2006	Vestas	3,00	36	108
R. Unido	Barrow	2006	Vestas	3,00	30	90
R. Unido	Burbo	2007	Siemens	3,6	25	90
R. Unido	Moray Firth	2007	Repower	5	2	10
Suecia	Lillgrund	2007	Siemens	2,3	48	110
Holanda	Ijmuiden	2008	Vestas	2,00	60	120

Figura 7.75. Parque eólico *offshore* de Horns Rev (Dinamarca).

TABLA 7.3 Distancias de costa y profundidades de parques offshore.

Ubicación	Distancia de la costa (km)	Profundidad (m)	Altura (m)
Vindeby	1,5-3	2,5-5	37,5
Lely	0,75	4-5	39
Tunø Knob	6	3-5	40,5
Dronten	0,03	1-5	50
Bockstigen	3	6	
Blyth	0,8	6-11	58
Middelgrunden	3	3-6	60
Uttgrunden	8	7-10	
Yttre Stengrund	5	6-10	60
Horns Rev	14-20	6-14	70
Frederikshaven	0,5	1	80; -; -
Samsø	3,5	11-20	61
North Hoyle	6-8	10-20	67
Nysted	10	5-10	69
Arklow Bank	7-12	2-5	74
Hokkaido	0,005	—	47
Scroby Sands	2,5	4-8	—
Kentish_Flats	8-10	5	70
Egmond	10	18-20	70
Barrow	7	15-20	75
Burbo	10	1-8	88
Moray Firth	25	45	88
Lillgrund	10	10	70
IJmuiden	23	19-24	59

También otros países europeos han apostado por la explotación de la energía contenida en el viento que sopla sobre el mar. El Reino Unido ha proyectado instalar 3.000 turbinas eólicas *offshore* con el propósito de cubrir el 15% de la demanda de energía eléctrica. Asimismo, Alemania e Irlanda proyectan instalar grandes parques *offshore* a medio plazo con el objetivo de cubrir un importante porcentaje de la demanda eléctrica de sus respectivos países.

Sin embargo, España, que ocupa una de las primeras posiciones a nivel mundial en cuanto a explotación de este recurso en tierra, no dispone aún de ningún parque eólico offshore.

España cuenta con 4.872 km de costa. Sin embargo, de acuerdo con un estudio estratégico ambiental del litoral español realizado por el Ministerio de Medio Ambiente, si se descartan zonas de uso pesquero, de tránsito marítimo o de interés medioambiental o defensivo, solo el 43% de la costa es apta para instalar parques eólicos.

Desde el año 2007 en que se aprobaron los Reales Decretos 661/2007 y 1028/2007, se dispone de los procedimientos administrativos para la tramitación de las solicitudes de autorización de las instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial. Sin embargo, la aceptación social de este tipo de instalaciones en determinados lugares no es clara. En este contexto, el proyecto que pretende instalar un parque de 273 aerogeneradores *offshore* en Cádiz (entre Barbate y Conil) cuenta con la oposición de los pescadores de la zona y de las autoridades locales, que temen por los efectos que dicha instalación pueda tener en la pesca y en el turismo.

El recurso eólico alrededor de las costas europeas (considerando distancias de 30 km de la tierra y 40 metros de profundidad de agua y vientos de 10 m/s) se ha estimado en 3.028 TWh/año. Por tanto, la Comisión Europea, con el propósito de alcanzar el objetivo propuesto de cubrir el 20% de la demanda de energía con renovables y observando los resultados obtenidos del funcionamiento de los parques eólicos daneses, británicos, suecos y holandeses, y las conclusiones de un estudio realizado por Greenpeace sobre la instalación de 10.000 aerogeneradores en el mar del Norte, está considerando la creación de un enorme parque eólico que integraría los parques eólicos actuales y otros nuevos, conectándolos todos mediante una gran red eléctrica.

7.10.2. Tecnología de las instalaciones *offshore*

La tecnología necesaria para extraer la energía cinética del viento que sopla sobre el mar presenta ciertas características propias, es decir, las turbinas que se instalen han de contar con un diseño adecuado a las condiciones externas del ambiente donde va a funcionar, las cuales son diferentes a las que se presentan en tierra.

Como ya se ha mencionado, como consecuencia de la relativamente suavidad de la superficie de los océanos se genera una baja rugosidad superficial y, por tanto, baja intensidad de turbulencia. Ello se traduce en que la velocidad del viento sea superior a la de tierra a una misma altura y, por tanto, pueden instalarse torres de menor altura que las utilizadas en tierra. Además, se generan intensidades de turbulencia más bajas como consecuencia de la menor rugosidad superficial y al menor gradiente vertical de temperatura que se genera en el mar (la luz solar penetra varios metros en el agua, mientras que en tierra el calor se mantiene en la superficie y, por tanto, lo calienta más), dando lugar a menores daños por fatiga y que la vida de la turbina sea mayor. Sin embargo, hay que tener en cuenta, a la hora de fijar la altura óptima de la torre, la profundidad del mar en el lugar de instalación, el diámetro del rotor y las condiciones de mar (mareas, oleaje, corrientes marinas).

7.10.2.1. Aerogeneradores y cimentaciones

Las cargas que actúan sobre la estructura del aerogenerador ubicado *offshore* difieren de las que se presentan en tierra, ya que, por ejemplo, aquí es necesario tener en cuenta las cargas dinámicas que el oleaje y la variación en altura de las mareas ejercen sobre la torre, circunstancia que no ocurre en tierra. Asimismo, las corrientes marinas generan esfuerzos sobre la torre que no pueden ser despreciados. También hay que mencionar el efecto corrosivo que el mar ejerce sobre los elementos metálicos que conforman el aerogenerador. Por tanto, las condiciones medioambientales imponen una serie de restricciones a la hora de diseñar un aerogenerador.

Además, las turbinas situadas *offshore* deben de diseñadas para facilitar las complicaciones que presentan las labores de mantenimiento en el medio marino (Figura 7.76). Es decir, deben disponer de dispositivos que faciliten el atraque de los barcos de mantenimiento, grúas para facilitar las labores de reparación, etc. Asimismo, deben estar suficientemente iluminadas, de acuerdo con las exigencias de la reglamentación marina.



Figura 7.76. Preparación de los aerogeneradores para las labores de mantenimiento.

Debido a los costes asociados a las labores de mantenimiento de las turbinas *offshore* se necesita que éstas se realicen con menor frecuencia que en tierra, por lo cual la fiabilidad de las máquinas debe ser mayor. Las labores de mantenimiento deben estar concentradas para disminuir los costes, por tanto se tiende a utilizar turbinas de altas potencias nominales.

El peso de la máquina es un factor limitante para las condiciones *offshore*, ya que éste influye en el coste del sistema de sustentación y en el nivel de cargas estáticas y dinámicas que se originen. Si el rotor gira a altas velocidades, aunque se genera mayor nivel de ruido, se puede reducir el tamaño de las turbinas, por tanto, los rotores bipala podrían ser apropiados para su instalación en las turbinas *offshore*.

El anclaje de la torre al fondo del mar se puede realizar de diversas formas. Puede utilizarse el sistema denominado **monopilote**, el cual consiste de un pilote de acero de 3,5 m a 4,5 m que se introduce en el lecho marino una profundidad de 10 m a 20 m (Figura 7.77). Este tipo de anclaje, adecuado para profundidades de hasta 25 m, ha sido el más utilizado, ya que no se precisa preparar el lecho marino, sino que para su instalación se realiza una perforación.

Otro sistema de fundación o anclaje es el denominado de **trípode** o **múltipilote** (Figura 7.77), el cual se ha copiado de los diseños empleados por la industria del petróleo y del gas. Consisten en estructuras de acero con tres patas que se anclan en el fondo del mar con pilotajes de 0,9 m a 1,0 m de diámetro, y que se clavan entre 10 m y 20 m de profundidad, proporcionando mayores rigideces que las de **monopilote** y, por tanto, menor balanceo. Esta tecnología es apropiada para mayores profundidades (> 30 m) y hasta el momento no ha sido muy usada.

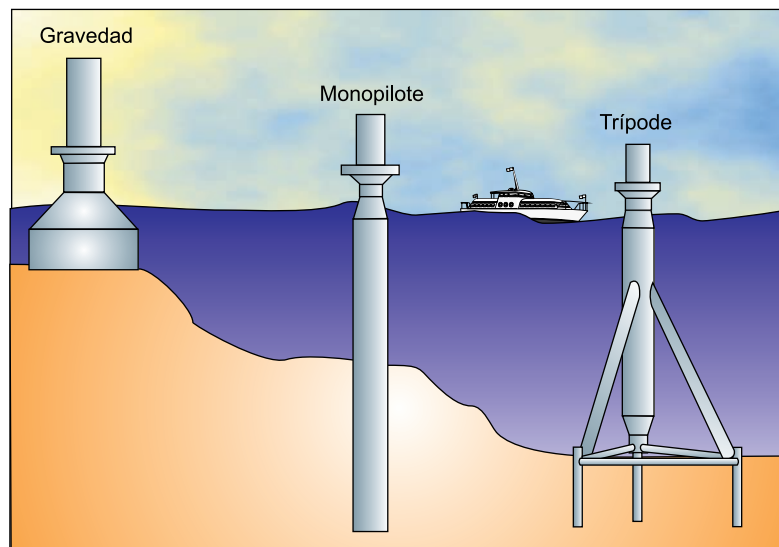


Figura 7.77. Anclajes de los aerogeneradores al fondo del mar.

Un tercer sistema, denominado **anclaje de gravedad**, es el típicamente utilizado como cimentación de los aerogeneradores instalados en tierra y consiste en una base de hormigón o de acero que descansa sobre el fondo del mar (Figura 7.77). Su costo se incrementa con la profundidad, por tanto no debe emplearse en aguas muy profundas.

Para instalaciones en agua muy profundas se proponen boyas que soporten una o más turbinas o, plataformas flotantes que soporten múltiples turbinas (Figura 7.78).

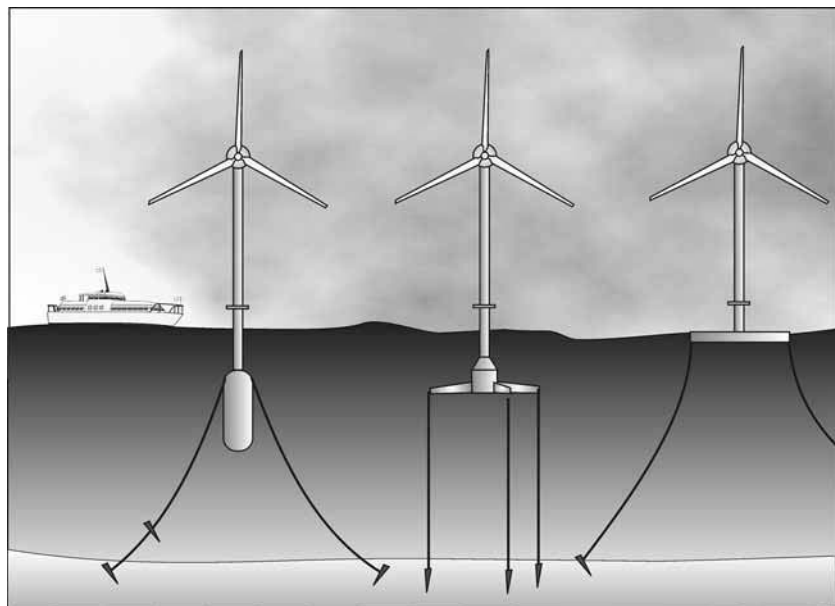


Figura 7.78. Aerogeneradores flotantes.

Estos sistemas, que ya se utilizan en explotaciones petrolíferas y de gas en alta mar, permiten instalar las turbinas eólicas en aguas con profundidades hasta 700 m. En este sentido, StatoilHydro el gigante energético radicado en Noruega tiene previsto empezar a desarrollar un nuevo sistema de aerogeneradores de 2,3 MW montados sobre flotadores gigantes, denominados Spar Buoy, que estarían anclados al fondo del mar mediante tres puntos de amarre.

7.10.2.2. Transporte de la energía eléctrica

La electricidad producida por los aerogeneradores instalados en el mar debe ser transportada a la costa para ser inyectada en la red eléctrica, salvando grandes distancias. Para realizar dicho transporte es necesario tener en cuenta factores tales como el voltaje de la transmisión, las pérdidas energéticas, las características y coste del cable, la tecnología para proteger el cable y el coste asociado, etc.

La transmisión de potencia eléctrica a largas distancias puede originar pérdidas energéticas significativas. Por tanto, si no se diseña un sistema eficiente para transmitir la energía desde la instalación *offshore* a tierra, el coste puede ser prohibitivo.

Para distancias cortas pueden ser adecuadas conexiones de medio voltaje de corriente alterna. Sin embargo, la transmisión a grandes distancias precisa de conductores de coste elevado y altos voltajes, por tanto, en estos parques la tensión se eleva en estaciones transformadoras marítimas cercanas al parque antes de transportarla a tierra. También, para largas distancias es factible emplear transmisiones de corriente continua de alta tensión, las cuales reducen las pérdidas apreciablemente. En este caso sería necesario el uso de inversores y de rectificadores.

En los proyectos actuales la tensión en el interior de la instalación es superior a los 20 kV (media tensión) y los cables llevan integrado un conductor de señales de fibra óptica.

Una solución es que los aerogeneradores se conecten en anillo a una subestación transformadora ubicada *offshore* a través de sus propios transformadores (cada turbina dispone de un transformador). En dicha subestación la media tensión interna es elevada a alta tensión (del orden de los 150 kV) (Figura 7.79 y Figura 7.80). Además, en dicha subestación se encuentran los paneles de interruptores y otros equipos eléctricos, tales como los sistemas de corrección del factor de potencia.

La subestación se instala sobre una estructura soporte y se utiliza asimismo como estación de servicio del parque eólico, por lo que ha de disponer de medios para permitir el atraque de un barco y el aterrizaje de un helicóptero.

Las conexiones en anillo presentan la ventaja de la redundancia en caso de que un cable falle. El cable defectuoso puede ser substituido mientras que los restantes aerogeneradores continúan funcionando correctamente.

Los aerogeneradores también pueden ser conectados en redes radiales. En este caso, el fallo de una sección podría conducir a la pérdida de producción de varias turbinas. Sin embargo, investigaciones llevadas a cabo han concluido que las pérdidas de producción para parques eólicos *offshore* no son elevadas, por tanto, las redes radiales son más adecuadas, desde el punto de vista económico, para la conexión de aerogeneradores en parques *offshore*.

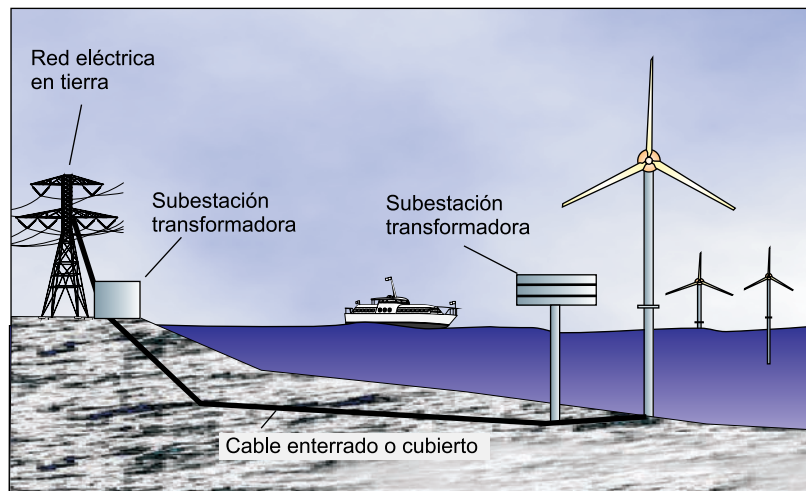


Figura 7.79. Transporte de energía eléctrica desde *offshore* a tierra.



Figura 7.80. Subestación transformadora *offshore*.

Hay que señalar que al tratar de transmitir potencia a largas distancias los cables submarinos se comportan como condensadores, por lo que el transporte de energía activa, debido al incremento de la reactiva, se ve limitado. Teniendo en cuenta que la energía reactiva es función del cuadrado de la tensión, una solución es limitar el voltaje. En el caso de altas potencias puede ser necesario emplear varias líneas en paralelo.

Los cables submarinos son generalmente enterrados en el lecho marino y cubiertos con plomo y acero para impermeabilizarlos y que puedan resistir las fuerzas que actúan sobre ellos y causan su fatiga. El peso extra evita que el cable submarino se mueva en el lecho marino debido a las corrientes marinas.

Por otro lado, hay que indicar que el transporte de energía eléctrica mediante un cable submarino presenta el inconveniente de que éste puede ser dañado por los barcos de pesca y

por las anclas de barcos. Además, dependiendo de las condiciones meteorológicas, la reparación del cable submarino puede necesitar varias semanas, lo que originaría pérdidas de producción.

7.11. Costes del uso de la energía eólica

El coste de cada kWh obtenido mediante un sistema eólico depende del coste de la instalación, la cual debe amortizarse a lo largo de la vida; del coste de explotación; y de la energía producida, que depende en gran medida de la velocidad media del viento en el emplazamiento.

El coste de la instalación depende del coste de los siguientes elementos: aerogeneradores, obra civil (accesos, cimentaciones, edificaciones), sistema eléctrico (líneas eléctricas, transformadores, sistema de control), e ingeniería y dirección.

En los últimos años se ha incrementado de forma apreciable el tamaño de los aerogeneradores lo que ha llevado aparejado la disminución del coste de la unidad de potencia instalada. En el caso de los países de mayor potencia instalada en Europa (Alemania, España y Dinamarca) el coste del kW instalado puede estimarse entre 1.000 y 1.200 euros.

En lo que respecta al coste de los distintos componentes que integran un aerogenerador pueden indicarse los porcentajes estimativos reflejados en la Figura 7.81.

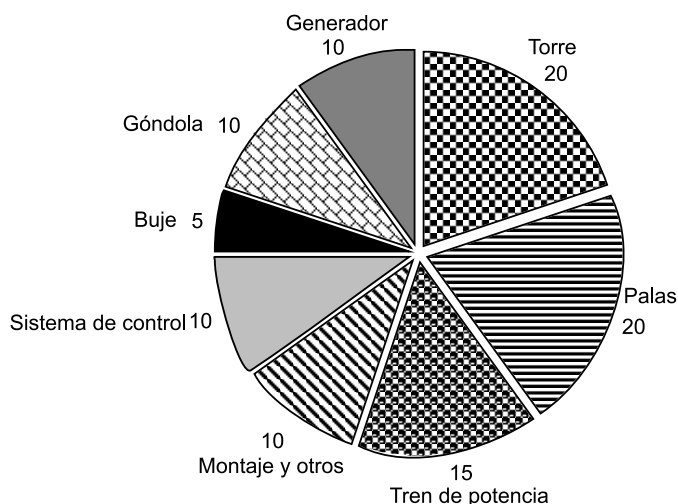


Figura 7.81. Distribución de los costes de los componentes.

La inversión necesaria para llevar a cabo una instalación eólica conectada a la red puede estimarse descompuesta en cuatro grandes partidas (Figura 7.82).

El coste de los aerogeneradores constituye el porcentaje más alto de la inversión. Los costes *exfactory* de los aerogeneradores se sitúan en el rango de los 600-700 euros/kW, variando en función de la tecnología y el tamaño de la máquina.

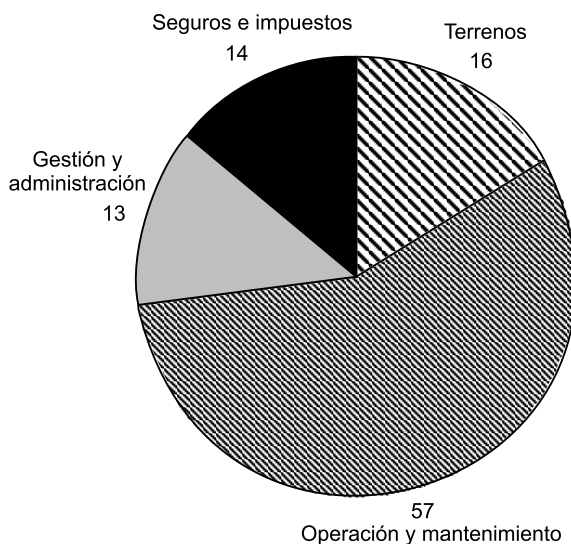


Figura 7.82. Distribución de los costes de inversión.

Los porcentajes estimados de los costes de explotación se reflejan en la Figura 7.83.

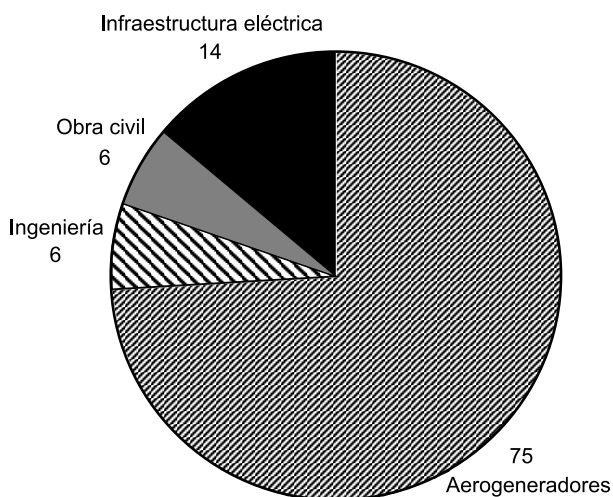


Figura 7.83. Distribución de los costes de explotación.

Para los parques de potencia media que se instalan en España los costes de explotación pueden estimarse alrededor 3,3% de la inversión. Estos costes se desglosan en costes por alquiler de terrenos, costes de operación y mantenimiento (personal, repuestos y consumibles), costes de gestión y administración y costes de seguros e impuestos.

Los costes de generación varían entre 4 y 8 céntimos de euro por kWh producido. Estos costes están ligados al tamaño de la instalación y, fundamentalmente, a las características del viento del emplazamiento.

Los costes de la energía producida por un parque eólico marítimo dependen del recurso eólico, la distancia de la costa y la profundidad del agua. En la Figura 7.84 se muestra una distribución de costes medios de una instalación *offshore*, puede observarse que los porcentaje de costos difieren de los que se presentan en los parques en tierra.

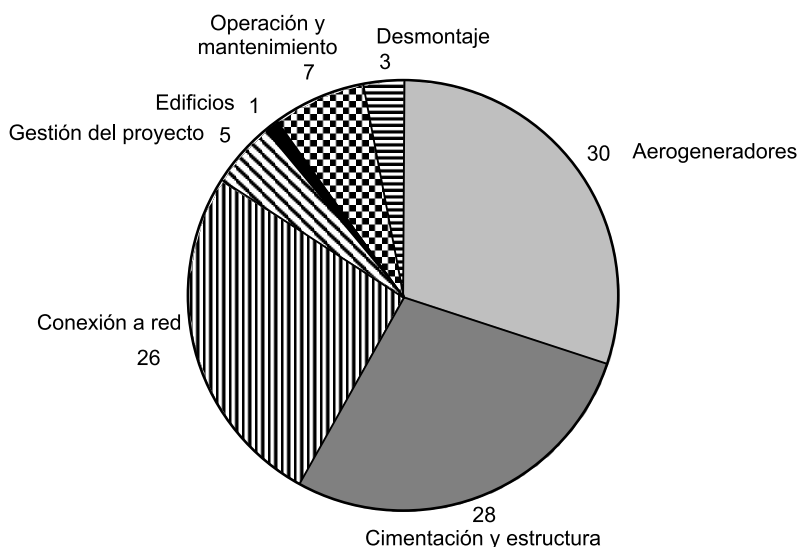


Figura 7.84. Distribución de los costes de un parque *offshore*.

El desarrollo que han tenido los parques *offshore* en los últimos años y las perspectivas que presentan en un futuro cercano en varios países ha dependido de las reducciones de los costos de las cimentaciones y la transmisión de potencia, el incremento de los tamaños de las turbinas y la mayor productividad en relación con las turbinas en tierra.

7.12. Impacto medioambiental de utilizar la energía del viento

La incidencia que las instalaciones de aprovechamiento de la energía eólica pueden tener sobre el medio ambiente hay que analizarlas desde dos vertientes. Desde el punto de vista de los beneficios que supone la reducción de la emisión de contaminantes a la atmósfera y por otro desde el punto de vista de la afectación al medio ambiente.

Las posibles alteraciones del medio físico que las instalaciones eólicas pueden generar se centran en cuatro apartados: impacto sobre las aves, impacto visual, ruido y erosión.

Los estudios que se han realizado llegan a la conclusión que las líneas eléctricas suele presentarse como la causa más importante de accidentes de aves, pero que pueden evitarse utilizando líneas subterráneas. De la experiencia española se concluye que dicho impacto ha sido nulo.

El impacto visual es muy subjetivo. Un parque adecuadamente diseñado puede llegar a ser incluso objeto de atracción (Figura 7.85).



Figura 7.85. Impacto visual.

El origen del ruido en los aerogeneradores se debe a factores mecánicos y aerodinámicos. La influencia de dicho impacto depende de la distancia. En las poblaciones cercanas a dichas instalaciones es más importante el ruido producido por el propio viento (Figura 7.86)

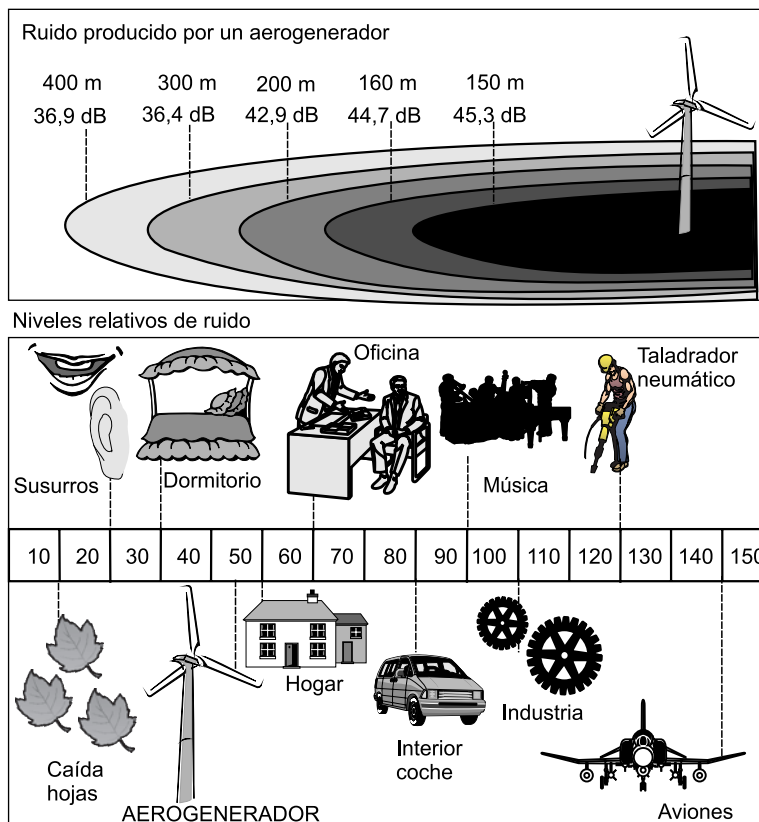


Figura 7.86. Ruido producido por un aerogenerador.

Los impactos por erosión son generados principalmente por el movimiento de tierras para el trazado de los accesos y en segundo lugar por las excavaciones realizadas para la construcción de las cimentaciones (Figura 7.87).



Figura 7.87. Impacto por erosión.

Estos impactos pueden minimizarse realizando adecuados trazados de los caminos y llevando a cabo apropiadas medidas correctoras. Entre estas pueden señalarse la revegetación y remodelación de las pendientes y la reposición de la vegetación.

7.13. Situación actual de la explotación de la energía eólica

En la actualidad el sector eólico está experimentando, a nivel mundial, unas tasas de crecimiento muy altas, tanto a nivel de potencia instalada como a nivel de desarrollo tecnológico. Las plantas eólicas destinadas a la producción de energía eléctrica se han integrado completamente en la estructura energética de los países con recursos eólicos. A finales de 2007 la potencia mundial de origen eólico superaba los 94 GW, con una tasa anual de crecimiento entre el 2006 y 2007 del 26,5% (Tabla 7.4)

La Unión Europea lidera el panorama mundial. Le siguen a gran distancia América y Asia. Entre los países de la Unión Europea el liderazgo lo ostenta Alemania, con más de 22.000 MW instalados. Le siguen España y Dinamarca. Estos tres países de la Unión Europea lideran actualmente el panorama eólico mundial, tanto por la potencia instalada como por el número de aerogeneradores que fabrican e introducen en el mercado.

TABLA 7.4 Capacidad eólica instalada (MW). (Fuente: BP-2008).

País	Años					
	2002	2003	2004	2005	2006	2007
EEUU	4.674	6.361	6.750	9.181	11.635	16.879
Canadá	270	351	444	683	1.459	1.845
México	3	3	3	3	86	86
Argentina	28	30	30	31	31	31
Brasil	24	31	31	31	231	392
Costa Rica	79	79	79	79	79	79
Otros S-C América	9	50	54	54	56	79
Bélgica	45	78	106	177	222	297
Dinamarca	2.880	3.076	3.083	3.087	3.101	3.088
Finlandia	44	53	83	85	89	113
Francia	183	274	386	775	1.585	2.471
Alemania	11.968	14.612	16.649	18.445	20.652	22.277
Grecia	462	538	587	705	862	987
Irlanda	167	230	339	498	748	807
Italia	806	922	1.261	1.713	2.118	2.721
Holanda	727	938	1.081	1.221	1.557	1.745
Polonia	54	55	55	65	170	313
Portugal	204	311	585	1.087	1.716	2.150
España	5.043	6.420	8.263	10.027	11.614	14.714
Suecia	372	428	478	554	571	789
Reino Unido	570	759	889	1.336	1.967	2.394
Otros Euro-Asia	329	631	904	1.294	1.679	1.987
Irán	24	63	91	91	91	91
Otros medioeste	9	9	9	9	9	9
Egipto	69	123	146	180	231	310
Marruecos	54	54	54	64	122	124
Otros de África	25	34	34	34	34	34
Australia	190	240	421	717	796	972
China	473	571	769	1.264	2.588	5.875
India	1.702	2.125	3.000	4.388	6.228	7.845
Japón	486	761	991	1.159	1.457	1.681
Nueva Zelanda	35	56	167	167	170	321
Otros de Pacif. Asia	30	37	90	194	351	498
TOTAL	32.037	40.301	47.912	59.398	74.306	94.005

La energía eólica cuenta con una tecnología madura, sin embargo, se siguen realizando investigaciones y desarrollos en diversos campos (modelos de predicción a corto plazo, nuevos diseños y materiales de palas, nuevos tipos de generadores, transmisiones de energía desde los parques ubicados en el mar, etc.), que permitirá a esta tecnología jugar en los próximos años un importante papel en el abastecimiento energético de muchos países.

Con respecto a los impactos que los parques eólicos marinos puedan generar hay que señalar que, además del visual, en algunos sectores se temen impactos importantes sobre las playas, las aves y la pesca.

7.14. Conclusiones

En este capítulo se han expuesto nociones básicas sobre el origen, medida y análisis energético del viento.

Asimismo, se han clarificado algunos conceptos aerodinámicos de las turbinas eólicas, se ha descrito la tipología de las mismas, sus componentes fundamentales y las aplicaciones típicas de esta fuente energética.

Se han indicado las infraestructuras que componen los parques eólicos y se han señalado aspectos relativos a los costes asociados a este tipo de instalaciones. Asimismo, se han mencionado los efectos positivos y negativos que estas instalaciones pueden tener sobre el medioambiente.

Por último, se ha mostrado la situación actual y las perspectivas de futuro de esta fuente energética.

En la bibliografía específica sobre energía eólica que se incluye pueden ampliarse los conocimientos adquiridos en este capítulo.

7.15. Bibliografía

- Hidy, G. M. *Los vientos*. Ed. Reverté, 1972.
- Barry, R. G. y Vhorley, R. J. *Atmósfera, tiempo y clima*. Ed. Omega, 1998.
- Cádiz, J. C.; Ramos, J. *La energía eólica. Tecnología e historia*. Ed. Hermann Blume, 1984.
- Hiester, T. R. y Pennell, W. T. *The siting handbook for large wind energy systems*. Ed. Windbooks, 1981.
- Lysen, E. H. *Introduction to wind energy*. Ed. CWD, 1983.
- Koepl, G. W. *Putnam's power from the wind*. Ed. VNR, 1982.
- Le Gourières, D. *Energía eólica. Teoría, concepción y cálculo práctico de las instalaciones*. Ed. Masson, 1982.
- Puig, J.; Meseguer, C. y Cabre, M. *El poder del viento*. Ed. Ecotopia, 1982.
- Escudero, J. M. *Manual de energía eólica*. Ed. Mundi-Prensa, 2004.
- Cunty, G. *Aeromotores y aerogeneradores*. Ed. Marzo 80, 1981.
- Rodríguez, J. L.; Burgos, J. C. y Arnate, S. *Sistemas eólicos de producción de energía eléctrica*. Ed. Rueda, 2003.
- Boyle, G. *Renewable energy. Power for a sustainable future*. Ed. Oxford University Press, 2000.
- Manwell, J. F.; McGowan, J. G. y Rogers, A. L. *Wind energy explained*. Ed. Wiley, 2002.
- Burton, T.; Sharpe, D.; Jenkins, N. y Bossanyi, E. *Wind energy handbook*. Ed. Wiley, 2001.
- Spera, D. A. *Wind turbine technology*. Ed. Asme Press, 1995.
- Hau, E. *Wind turbines*. Ed. Springer, 2000.
- Eggleston, D. M. y Stoddard, F. S. *Wind turbine engineering design*. Ed. VNR, 1987.
- Heider, S. *Wind Energy conversion systems*. Ed. Wiley, 1998.
- Lubosny, Z. *Wind turbine operation in electric power systems*. Ed. Springer, 2003.
- Bianchi, F. D.; De Battista, H. y Mantz, R. J. *Wind turbine control systems*. Ed. Springer, 2007.

- Gipe, P. *Wind energy comes of age*. Ed. Wiley, 1995.
- Freris, L. L. *Wind energy conversion systems*. Ed. Prentice Hall, 1990.
- Mathew, S. *Wind energy*. Ed. Springer, 2006.
- Gasch, R. y Tiele, J. *Wind power plants*. Ed. Solarpraxis, and James & James Ltd, 2002.
- Gipe, P. *Energía eólica práctica*. Ed. Progenisa, 2000.
- Hansen, M. O. L. *Aerodynamics of wind turbines*. Ed. Earthscan, 2008.
- Carta, J. A. y González, J. «Self sufficient energy supply for isolated communities: Wind-diesel systems in the Canary Islands». *The Energy Journal*, 2001; 22:115-145.
- Carta, J. A.; González, J. y Gómez, C. «Operating results of a wind-diesel system which supplies the full energy needs of an isolated village community in the Canary Islands». *Solar Energy*, 2003a; 74: 53-63.
- Carta, J. A.; González, J. y Subiela, V. «Operational analysis of an innovative wind powered reverse osmosis system installed in the Canary Islands». *Solar Energy*, 2003b; 75: 153-168.
- Bueno, C. y Carta, J. A. «Technical-economic analysis of wind-powered pumped hydrostorage systems. Part II: model application to the island of El Hierro». *Solar Energy*, 2004; 78: 396-405.
- Ramírez, P. y Carta, J. A. «Influence of the data sampling interval in the estimation of the parameters of the Weibull wind speed probability density distribution: a case study». *Energy conversion and Management*, 2005; 46: 2419-2438.
- Carta, J. A.; Ramírez, P. y Velázquez, S. «A review of wind speed probability distributions used in wind energy analysis. Case studies in the Canary Islands». *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 2009; 13: 933-955.
- Carta, J. A.; Ramírez, P. y Velázquez, S. «Influence of the level of fit of a density probability function to wind-speed data on the WECS mean power output estimation». *Energy Conversion and Management*, 2008; 49: 2647-2655.
- Herbert, G. M. J.; Iniyar, S.; Sreevalsan, E.; Rajapandian, S. «A review of wind energy technologies». *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2007; 11: 1117-1145.
- Lange, M. y Focken, U. *Physical approach to short-term wind power prediction*. Ed. Springer, 2005.
- Baker, R. W.; Hewson, E. W.; Butler, N. G.; Warchol, E. J. «Wind power potential in The Pacific Northwest». *Journal of Applied Meteorology*, 1978; 17: 1814-1826.
- IEC. 61400 1. *Wind turbine generator systems*. Part 1: Safety requirements.
- Köller, J.; Köppel, J.; Peters, W. *Offshore Wind Energy: Research on Environmental Impacts*. Ed. Springer, 2006.
- Munteanu, I.; Bratcu, A. I.; Cutululis, N. A.; Ceanga, E. *Optimal Control of Wind Energy Systems: Towards a Global Approach*. Ed. Springer, 2008.

7.16. Evaluación

7.16.1. Ejercicios teóricos

- Los instrumentos utilizados para medir la velocidad del viento se denominan anemómetros. El tipo de anemómetro más frecuentemente utilizado en el análisis de la energía del viento es:
 - El anemómetro de hélices.
 - El anemómetro de Best Romani.
 - El anemómetro de cazoletas.
 - El anemómetro de hilo caliente.

Solución: La respuesta C) es la CORRECTA. El anemómetro más conocido y frecuentemente empleado en el análisis de la energía del viento es el de rotación con cazoletas, el cual normalmente consiste en tres cazoletas de forma troncocónica o semiesférica montadas simétricamente alrededor de un eje vertical.

2. ¿A qué altura sobre el nivel del suelo recomienda la Organización Meteorológica Mundial que se coloquen los sensores de medida del viento?
- A) 5 metros.
 - B) 10 metros.
 - C) 15 metros.
 - D) 20 metros.

Solución: La respuesta B) es la CORRECTA. Como consecuencia del rozamiento con la superficie terrestre, la velocidad del viento varía con la altura, la Organización Meteorológica Mundial (O.M.M.) precisa que el emplazamiento de los sensores de medida del viento en superficie deben situarse a una altura de 10 metros sobre el nivel de suelo en terreno descubierto, con el objeto de que se puedan establecer comparaciones homogéneas.

3. Para análisis detallados de funcionamiento de aerogeneradores de gran tamaño, ¿con qué intervalos promedio se deben almacenar los datos de viento?
- A) 1 hora.
 - B) 20 minutos.
 - C) 1 minuto.
 - D) 10 minutos.

Solución: La respuesta C) es la CORRECTA. Para análisis detallados de funcionamiento de grandes aerogeneradores o estudios específicos de características de viento (ráfagas, turbulencias, etc.), se requieren frecuencias de datos iguales o superiores a 1 Hz e intervalos de promedio del orden de 1 minuto.

4. En el análisis estadístico del viento con la finalidad de evaluar la energía extraíble del mismo mediante máquinas eólicas es habitual trabajar con funciones de densidad de probabilidad continuas. ¿Cuál es la función de densidad de probabilidad más frecuentemente utilizada?
- A) La distribución normal.
 - B) La distribución de gamma de dos parámetros.
 - C) La distribución beta de dos parámetros.
 - D) La distribución de Weibull de dos parámetros.

Solución: La respuesta D) es la CORRECTA. La función de densidad más frecuentemente utilizada en el análisis de la energía eólica es la de Weibull de dos parámetros. Un parámetro es el parámetro de forma (adimensional) y otro es el parámetro de escala (con las mismas unidades que la velocidad).

5. ¿De qué tipo es el primer molino de viento de aplicaciones utilitarias que se conoce con cierto detalle y de donde procede?
- A) Es el molino de eje horizontal de origen chino.
 - B) Es el molino de origen vertical de origen chino.
 - C) Es el molino de eje vertical de origen persa.
 - D) Es el molino de eje horizontal de Creta.

Solución: La respuesta C) es la CORRECTA. El primer molino de viento de aplicaciones utilitarias que se conoce con cierto detalle es el molino persa de eje vertical. Este molino se utilizaba para moler grano y fue de uso corriente en la antigua Persia, posiblemente varios siglos antes de nuestra era.

6. Indicar cuál de las siguientes afirmaciones es falsa:

- A) Los rotores multipala giran a baja velocidad.
- B) Los rotores tipo hélice giran a mayores velocidades que los multipala.
- C) Los rotores multipala presentan mejores rendimientos aerodinámicos que los rotores tipo hélice, por lo que se han destinado tradicionalmente al bombeo de agua.
- D) Los rotores tipo hélice se suelen destinar a la generación de electricidad.

Solución: La respuesta C) es la CORRECTA. Los rotores multipala giran a baja velocidad y se han destinado tradicionalmente al bombeo de agua. Los rotores tipo hélice giran a mayores velocidades y presentan mejores rendimientos aerodinámicos que los rotores multipala, por lo que se suelen destinar a la generación de electricidad.

7. En función de la disposición del rotor frente a la velocidad del viento estos pueden clasificarse en rotores de dos tipos, señalar la afirmación correcta:

- A) Barlovento autoorientables, o de Sotavento (los más frecuentes).
- B) Con la disposición a barlovento se consiguen ventajas desde el punto de vista de la orientación.
- C) A Barlovento se presenta un problema conocido como efecto sombra, producido por la torre de sustentación, el cual origina oscilaciones en las palas.
- D) A sotavento se presentan ciertos fenómenos acústicos de baja frecuencia.

Solución: La respuesta D) es la CORRECTA. En función de la disposición del rotor frente a la velocidad del viento estos pueden clasificarse en rotores de barlovento (los más frecuentes) o de sotavento o autoorientables, cuyas palas presentan una cierta inclinación respecto del plano de giro de tal manera que el rotor al girar describe un cono. Con la disposición a sotavento se consiguen ventajas desde el punto de vista de la orientación, sin embargo, se presenta un problema adicional conocido como efecto sombra, producido por la torre de sustentación, el cual origina oscilaciones en las palas, además de ciertos fenómenos acústicos de baja frecuencia.

8. Hay diferentes tipos básicos de bujes que se aplican en las turbinas modernas de eje horizontal, señalar la respuesta más completa:

- A) Bujes rígidos, bujes basculantes y bujes para palas articuladas.
- B) Bujes basculantes, *teetering*, bujes para palas articuladas y *hinged hub*.
- C) Bujes rígidos, bujes basculantes y *teetering*.
- D) Bujes rígidos, bujes basculantes, bujes para palas articuladas y bujes de rodillo.

Solución: La respuesta A) es la CORRECTA. Hay tres tipos básicos de bujes que se aplican en las turbinas modernas de eje horizontal: bujes rígidos, bujes basculantes (denominados en inglés *teetering*), y bujes para palas articuladas (denominados en inglés *hinged hub*).

9. La ley de Betz o límite Betz de establece que no puede convertirse más del una determinada cantidad de la energía cinética del viento en energía mecánica mediante una turbina eólica, y ésta es del:

- A) 63,9%
- B) 59,3%
- C) 42,8%
- D) 17,21%

Solución: La respuesta B) es la CORRECTA. Albert Betz (1885-1968), físico alemán que participó en la elaboración de las bases teóricas de los modernos aerogeneradores, publicó en 1919 una

teoría, conocida como ley de Betz. Según esta ley no puede convertirse más del 16/27 (el 59,3%) de la energía cinética del viento en energía mecánica mediante una turbina eólica.

10. La potencia mecánica que una turbina eólica es capaz de extraer de la energía cinética del viento no depende, fundamentalmente del:
- A) Cubo de la velocidad del viento.
 - B) Diámetro del círculo barrido por las palas.
 - C) Coeficiente de potencia del rotor C_p (que depende de la forma aerodinámica de la pala y que en los rotores modernos alcanza valores en el rango de 0,4 a 0,5).
 - D) Número de palas cuando se utilizan más de tres palas (especialmente cuando se trata de rotores rápidos).

Solución: La respuesta D) es la CORRECTA. La potencia mecánica que una turbina eólica es capaz de extraer de la energía cinética del viento depende, fundamentalmente, del cubo de la velocidad del viento, del diámetro del círculo barrido por las palas D y del coeficiente de potencia del rotor C_p (que depende de la forma aerodinámica de la pala y que en los rotores modernos alcanza valores en el rango de 0,4 a 0,5), ya que el número de palas prácticamente no tiene influencia en el rendimiento cuando se utilizan más de tres palas (especialmente cuando se trata de rotores rápidos).

7.16.2. Prueba objetiva

1. ¿Cuál es el tipo de aerogenerador más desarrollado y utilizado en la producción energética?
 - A) El aerogenerador Darrieus de eje vertical.
 - B) El aerogenerador Savonius de eje vertical.
 - C) El aerogenerador tripala de eje horizontal.
 - D) El aerogenerador monopala de eje horizontal.
2. ¿Cuál es el material más frecuentemente utilizado en la actualidad para fabricar las palas de los aerogeneradores?
 - A) El aluminio macizo.
 - B) Resinas de poliéster reforzadas con fibra de carbono.
 - C) Resinas de poliéster reforzadas con fibras de vidrio.
 - D) Acero de alta resistencia.
3. ¿Qué nombre recibe el porcentaje máximo de energía cinética del viento que puede convertirse en energía mecánica mediante una turbina eólica?
 - A) Límite de Betz.
 - B) Límite de Prandtl.
 - C) Límite de Reynolds.
 - D) Límite de Coriolis.
4. ¿Cómo se denomina el ángulo formado entre la cuerda de un perfil de una pala de una turbina eólica y la dirección de la velocidad del viento relativo?
 - A) Ángulo de calaje.
 - B) Ángulo de ataque.

- C) Ángulo de arrastre.
 - D) Ángulo de sustentación.
5. ¿Cuál de las siguientes opciones de acoplamiento de un aerogenerador a una red eléctrica fuerte no se utiliza debido a los problemas mecánicos que origina?
- A) Aerogenerador asíncrono con control de deslizamiento.
 - B) Aerogenerador asíncrono operando a velocidad de giro constante y conectados directamente a la red.
 - C) Aerogenerador síncrono con convertidores AC/DC/AC operando a velocidad de giro variable conectado a la red.
 - D) Aerogenerador síncrono operando a velocidad de giro constante y conectado directamente a la red.
6. De forma general, se puede considerar que los factores que influyen en el régimen de vientos en una zona determinada son:
- A) Situación geográfica. Características climáticas locales. Topografía de la zona. Irregularidades del terreno.
 - B) Características climáticas locales. Topografía de la zona. Irregularidades del terreno. La temperatura de la zona.
 - C) Situación geográfica. Características climáticas locales. Topografía de la zona.
 - D) Situación geográfica. Topografía de la zona. Irregularidades del terreno.
7. Señalar la respuesta correcta
- A) Solo un 0,05% de la energía solar que llega a la Tierra se convierte en energía eólica.
 - B) En teoría, los vientos distribuyen anualmente entre $2,5 \cdot 10^3$ y $5 \cdot 10^3$ kWh.
 - C) Solo un 2% de la energía solar que llega a la Tierra se convierte en energía eólica. En teoría, los vientos distribuyen anualmente entre $2,5 \cdot 10^5$ y $5 \cdot 10^5$ kWh.
 - D) De la energía solar que llega a la Tierra que se convierte en energía eólica, una gran parte de la misma puede ser aprovechada, ya que se presenta en forma muy concentrada.
8. Una velocidad de 1 nudo, equivale a:
- A) 0,1514 m/s
 - B) 0,514 m/s
 - C) 5,514 m/s
 - D) 2,514 m/s
9. La capa límite superficial, se extiende desde:
- A) El punto más bajo, al más alto, que van a alcanzar las puntas de las palas de los aerogeneradores.
 - B) La décima parte de la altura de la torre (vista desde el suelo) hasta la decima parte de la altura de la torre por encima de la parte superior de la góndola.
 - C) 100 m por encima de la altura del eje del rotor de la turbina, cuya energía se desee evaluar.
 - D) El suelo hasta una altura aproximada de 100 m.

- 10.** El subsistema encargado de transformar la energía cinética del viento en energía mecánica de rotación es el:
- A) Subsistema de captación.
 - B) Subsistema de transmisión mecánica.
 - C) Subsistema de orientación.
 - D) Subsistema soporte.

Respuestas al final del libro.

8

Minicentrales hidráulicas

- 8.1.** Introducción y orientaciones para el estudio
- 8.2.** Objetivos
- 8.3.** Origen
- 8.4.** Potencial de la energía hidráulica
 - 8.4.1. Medida del potencial hidráulico
 - 8.4.2. Tratamiento de datos
- 8.5.** Evolución histórica de la energía hidráulica
- 8.6.** Tecnología. Tipos de centrales hidráulicas
 - 8.6.1. Centrales de agua fluyente
 - 8.6.2. Centrales de embalse
 - 8.6.3. Centrales integradas en canales de riego
 - 8.6.4. Centrales en tuberías de suministro de agua potable
- 8.7.** Tecnología. Subsistemas de las centrales hidráulicas
 - 8.7.1. Obra civil
 - 8.7.2. Turbinas hidráulicas
 - 8.7.3. Transmisiones mecánicas
 - 8.7.4. Generadores
 - 8.7.5. Subsistema de regulación y control
 - 8.7.6. Subsistema eléctrico auxiliar
- 8.8.** Evaluación del aprovechamiento de una central hidráulica
- 8.9.** Costes del uso de la energía del agua
- 8.10.** Impacto medioambiental por utilizar la energía hidráulica
- 8.11.** Situación actual de la explotación de la energía del agua
- 8.12.** Conclusiones
- 8.13.** Bibliografía
- 8.14.** Evaluación
 - 8.14.1. Ejercicios teóricos
 - 8.14.2. Prueba objetiva



8.1. Introducción y orientaciones para el estudio

La energía hidráulica es la energía cinética del movimiento de masas de agua y la energía potencial del agua disponible a una cierta altura.

Su origen es la evaporación del agua de océanos, lagos, etc. por la acción de la energía solar y que cae en forma de lluvia o nieve en cotas altas de la superficie terrestre. Por tanto, se trata de una energía renovable procedente de un pequeño porcentaje de la energía solar que llega a la Tierra.

Desde los comienzos de la civilización el hombre ha utilizado la energía hidráulica como fuente principal de accionamiento de dispositivos mecánicos.

En la actualidad, el uso más común de la energía hidráulica es la producción de electricidad mediante la creación de alturas artificiales del agua en el cauce de un río. Dicho desnivel permite que el agua pueda ser desviada a través de una tubería hacia una turbina, situada en la base del salto de agua, la cual se conecta mecánicamente con un generador eléctrico.

El consumo de energía de origen hidroeléctrico en el mundo ascendió (según BP) a 709,2 millones de toneladas equivalentes de petróleo (tep) en el año 2007, de los cuales 77,3 millones corresponden a la Unión Europea.

Las instalaciones hidroeléctricas se suelen clasificar en función de diferentes parámetros (altura efectiva del agua, capacidad instalada, tipo de tecnología empleada, etc.).

Con respecto a la capacidad hay que señalar que en España (y en la mayor parte del mundo) las instalaciones hidroeléctricas con una potencia instalada igual o inferior a 10 MW se denominan **minicentrales hidroeléctricas** (Real Decreto 436/2004 publicado en el BOE de 27 de marzo), las cuales no requieren de grandes obras civiles para su funcionamiento como ocurre con los aprovechamientos hidroeléctricos convencionales (consecuentemente, presentan escasos impactos medioambientales) y serán las que se aborden en este capítulo. Sin embargo, no existe un consenso en los países miembros de la Unión Europea y de otras partes del mundo en la definición de **pequeña central hidroeléctrica**. Algunos países tales como Portugal, España, Irlanda, Grecia y Bélgica aceptan como límite superior de la capacidad instalada 10 MW. En Italia el límite se ha fijado en 3 MW y en Suecia en 1,5 MW. En Francia se ha establecido un límite superior de 12 MW, debajo del cual la red eléctrica tiene la obligación de comprar la energía generada. En el Reino Unido se acepta un límite de 20 MW. También, países como la República Popular China, Estados Unidos, Organización para la electrificación de los países de América Latina —OLADE—, etc., presentan criterios diferentes al recogido en la legislación española para clasificar a las pequeñas centrales hidroeléctricas. Incluso, existen países (OLADE) donde se utilizan diversos términos para clasificar a las centrales en función de su potencia instalada. En este sentido, se utilizan expresiones tales como pequeña central (< 5 MW), minicentral (100 kW-1 MW), e incluso microcentral (< 100 kW).

Las minicentrales hidroeléctricas se pueden clasificar, en función de la forma en que se instalen, en cuatro tipos fundamentales:

- a) **Centrales de agua fluyente**, donde no se regula el caudal de agua que se turbin, es decir, los generadores producen electricidad mientras pasa por las turbinas un caudal igual o superior a su mínimo técnico y se paran cuando el caudal desciende por debajo de ese nivel mínimo.

- b) **Centrales de pie de presa**, donde existe un embalse en el que se almacena agua y es posible regular el caudal de agua que se desea turbinar, es decir, se puede programar la generación eléctrica con el objetivo de adaptarla a la demanda o se puede inyectar la energía eléctrica en la red en horas punta, en las cuales los ingresos por unidad energética producida son superiores.
- c) **Centrales integradas en canal de riego.**
- d) **Centrales integradas en sistemas de alimentación de agua potable.**

La evolución, desde los inicios del siglo XX hasta nuestros días, del aprovechamiento de la energía hidroeléctrica mediante minicentrales ha sufrido altibajos. Sin embargo, actualmente, como consecuencia de diversos factores, tales como las crisis energéticas de los años 1970, las trabas que representan los impactos medioambientales al desarrollo de grandes centrales hidroeléctricas, etc., ha vuelto a impulsarse.

En este capítulo se presentan aspectos básicos respecto del origen, la medida y potencial de esta fuente energética renovable. También, se comentan las opciones técnicas de las minicentrales hidroeléctricas y se describen las infraestructuras y componentes más comunes de las instalaciones. Asimismo, se comentan los costes asociados a este tipo de aprovechamiento energético renovable.

Finalmente, se indican aspectos relacionados con la incidencia que las instalaciones de aprovechamiento hidroeléctrico pueden tener sobre el medio ambiente y se señala la situación actual de esta tecnología energética.

8.2. Objetivos

Al término del estudio de este tema, los alumnos deberían:

- Tener nociones sobre el origen, medida y potencial de esta fuente energética renovable.
- Tener claro algunos conceptos fundamentales de ingeniería hidráulica.
- Poseer conocimientos sobre las diferentes opciones técnicas de las minicentrales hidroeléctricas y de los equipos electro-mecánicos que componen las instalaciones.
- Estar al corriente de las estructuras hidráulicas (obra civil) que intervienen en una minicentral hidroeléctrica.
- Visualizar con claridad los costes asociados a la producción de energía eléctrica de origen hidráulico.
- Conocer los efectos positivos y negativos que las instalaciones de aprovechamiento de la energía hidráulica tienen sobre el medioambiente.

8.3. Origen

Como la mayoría de las otras energías renovables, la energía hidráulica es una consecuencia de la radiación solar. El sol inicia el ciclo hidrológico (Figura 8.1) evaporando agua de la superficie de la Tierra (océanos, lagos, etc.). El agua, en forma de vapor, es llevada

sobre los continentes por la circulación atmosférica y al precipitar y fluir por la superficie de los terrenos en forma de riachuelos y ríos es capaz de proporcionar esta energía.

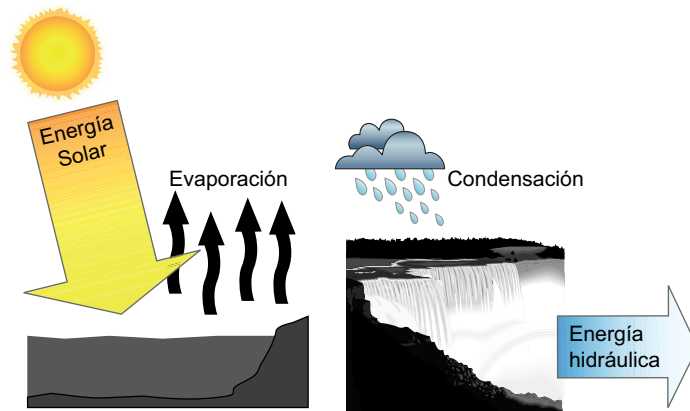


Figura 8.1. La energía hidráulica en el ciclo hidrológico.

8.4. Potencial de la energía hidráulica

A grandes rasgos, teniendo en cuenta los niveles de precipitación media anual en el mundo y la altura media de los terrenos sobre el nivel del suelo, puede estimarse que la energía potencial hidráulica es equivalente a casi el doble del consumo anual de energía primaria en el mundo.

Sin embargo, es evidente que un porcentaje del potencial estimado no puede ser explotado, ya que una parte del agua será siempre inaccesible y otra se evaporará antes de que pueda usarse.

Si se utiliza el caudal medio de los ríos para estimar el potencial hidráulico mundial se concluye que la energía total anual es, aproximadamente, una cuarta parte del estimado a partir de las precipitaciones.

Estimaciones actuales del potencial hidroeléctrico técnicamente explotable en el mundo sugieren una capacidad del orden de 2-3 TW, con una producción anual de 10.000-20.000 TWh.

En la actualidad, la capacidad de generación hidroeléctrica instalada en el mundo (Figura 8.2), sin tener en cuenta los sistemas de pequeña escala y las instalaciones privadas, es aproximadamente de 630 GW, con una producción anual de 2.200 TWh, es decir un 10% del potencial técnico explotable.

8.4.1. Medida del potencial hidráulico

La potencia en vatios de este recurso se puede estimar haciendo uso de la siguiente Ecuación (8.1).

$$P = \rho g Q H \quad (8.1)$$

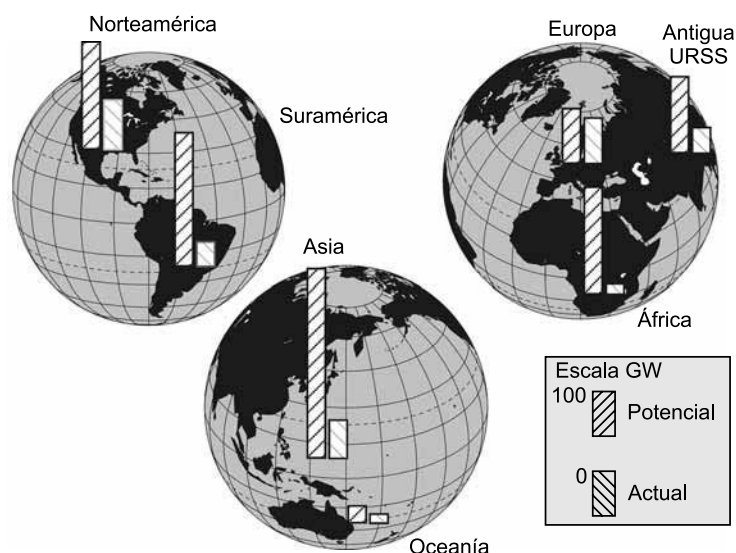


Figura 8.2. Potencia instalada e instalable para seis grandes áreas del mundo.

donde ρ (1.000 kg/m^3) es la densidad del agua, Q es el caudal de agua en m^3/s que se descarga en las turbinas, g ($9,8 \text{ m/s}^2$) la aceleración de la gravedad y H es el salto bruto en metros.

Para estimar este recurso se precisa conocer el salto bruto y la evolución temporal del caudal.

8.4.1.1. Medida del caudal

Para conocer la evolución de los caudales medios diarios en la zona del río donde se desea instalar la central hidroeléctrica se puede recurrir a la información registrada en las estaciones de aforo que estén instaladas en la zona de interés, las cuales registran los caudales máximos instantáneos y los medios diarios. En España existen del orden de 500 estaciones controladas por la Comisaría de Aguas, que es un departamento que depende de las confederaciones hidrográficas. Los aforadores se encargan de medir los caudales en ciertos puntos y del mantenimiento de estas estaciones de aforo.

El aforo de una corriente de agua es la medida del caudal Q circulante que pasa por una sección A en un momento determinado (8.2)

$$Q = vA \quad (8.2)$$

donde v es la velocidad de la corriente de agua y A es la sección que es atravesada por la misma.

Para calcular el área A de la sección transversal, puede discretizarse la misma en n trapezios como muestra la Figura 8.3.

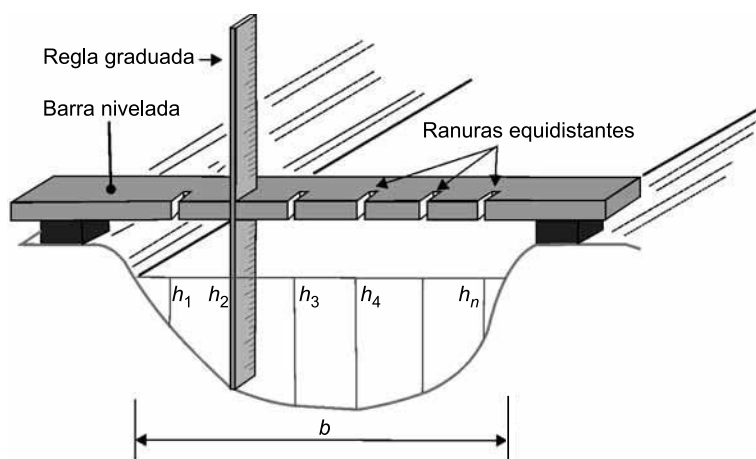


Figura 8.3. Cálculo del área de una sección transversal.

Mediante el empleo de reglas graduadas se miden las alturas o lados de los trapecios y se determina el área mediante la Ecuación (8.3).

$$A = b \frac{h_1 + h_2 + \dots + h_n}{n} \quad (8.3)$$

El cálculo de la velocidad media del agua se puede llevar a cabo mediante diversas técnicas. Una de ellas consiste en utilizar **molinetes** que permitan medir la velocidad de la corriente en un número suficiente de puntos de esa sección.

Para mediciones puntuales se suelen utilizar molinetes provistos de hélices (Figura 8.4) y que transmiten un impulso eléctrico a un contador por cada vuelta de la hélice. El molinete universal C31 de OTT está diseñado para la monitorización del caudal en combinación con barras o suspendido mediante cable mediante una polea desde un puente o lancha.

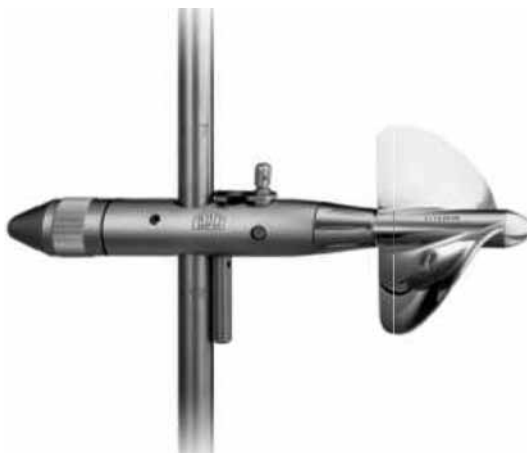


Figura 8.4. OTT molinete universal C31 (Fuente: OTT Medioambiente Iberia S.L.).

Una vez conocida la velocidad media en una serie de secciones verticales (de áreas inferiores al 10% del área total A) en que se puede dividir el cauce, es posible estimar la velocidad media global como la suma de los productos del área de cada una de esas superficies por el valor medio de sus correspondientes velocidades, dividida por la superficie total A de la sección.

Actualmente, existen sistemas acústicos Doppler (SAD) para la medición continua de velocidad de flujo en ríos. La empresa OTT Medioambiente Ibérica S.L. dispone de un sistema de este tipo (OTT SLD) (Figura 8.5) para la monitorización continua de la velocidad de flujo y del nivel de agua (opcional) en ríos y/o canales. El sistema, que no tiene componentes móviles y va encerrado en una cápsula, mide la velocidad en 9 celdas adyacentes con dos haces horizontales mirando lateralmente hacia el flujo (*Side Looking Doppler*) y garantiza mediciones confiables de velocidad inclusive en situaciones de inundación con elevada cantidad de sedimentos.



Figura 8.5. OTT sistema acústico Doppler (Fuente: OTT Medioambiente Iberia S.L.).

En combinación con un gestor de estación (Figura 8.6), el OTT SLD puede ser ampliado a un sistema continuo de medición de caudal.



Figura 8.6. Gestor LogoSens® (Fuente: OTT Medioambiente Iberia S.L.).

Este sensor se conecta mediante su salida serial SDI 12 al gestor, el cuál calcula el caudal desde los valores de nivel de agua y velocidad de flujo y transfiere los resultados obtenidos mediante teléfono, GSM o satélite a una estación central.

Teniendo en cuenta la evolución estacional e interanual de los caudales, ha de disponerse de una serie suficientemente larga (más de 20 años) que incluya años muy húmedos, años húmedos, años normales o medios, años secos y años muy secos.

8.4.1.2. Medida del salto bruto

El salto bruto es la distancia vertical H , entre los niveles de la lámina de agua, medidos en la toma de agua y en el canal de descarga.

En la actualidad, se puede medir esta distancia mediante el uso de teodolitos electrónicos (Figura 8.7), los cuales son muy precisos. Hay que tener en cuenta que la potencia del salto es proporcional a $H^{3/2}$, por tanto un error del 5% en la medida de H originará un error del 7,6% en la potencia estimada de la central



Figura 8.7. Teodolito electrónico.

8.4.2. Tratamiento de datos

En este apartado se describen algunas de las manipulaciones que se suelen realizar con los datos de caudal registrados con el objeto de facilitar un juicio respecto a lo apropiado o no del punto de medida para el aprovechamiento energético hidráulico.

En este sentido, se estudian básicamente dos aspectos: distribuciones temporales (**hidrogramas**) y distribuciones de frecuencia (**curvas de caudales clasificados**).

8.4.2.1. Distribuciones temporales (hidrogramas)

A partir de la evolución temporal de los caudales registrados (Figura 8.8), se trata de dar respuestas a una serie de cuestiones, entre dichas cuestiones pueden señalarse:

- Cuál es la variación media diaria del caudal en un período dado.
- Cuál es la variación de los caudales medios mensuales a lo largo de un año.
- Cuál es la variación interanual del caudal.
- Cuál es la variación de los caudales máximos.

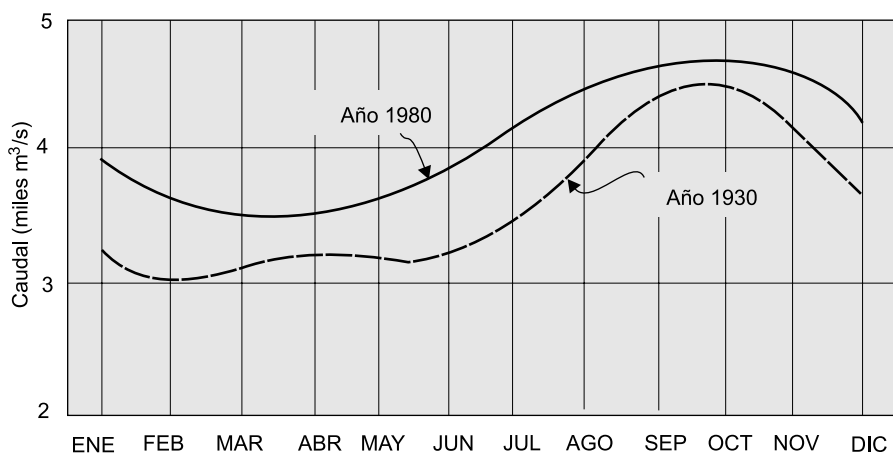


Figura 8.8. Evolución temporal del caudal registrado en un año (Hidrograma).

8.4.2.2. Distribuciones de frecuencia

También es posible ordenar las series de datos de caudal mediante diagramas de frecuencia acumuladas en lugar de por orden cronológico. Para ello se utilizan las denominadas **curvas de caudales clasificados (CCC)**.

Dichas curvas indican el porcentaje de tiempo en el que se alcanza o se supera un cierto valor del caudal. En la Figura 8.9 se muestra una CCC, donde en ordenadas se representa el caudal y en abscisa la frecuencia de ocurrencia.

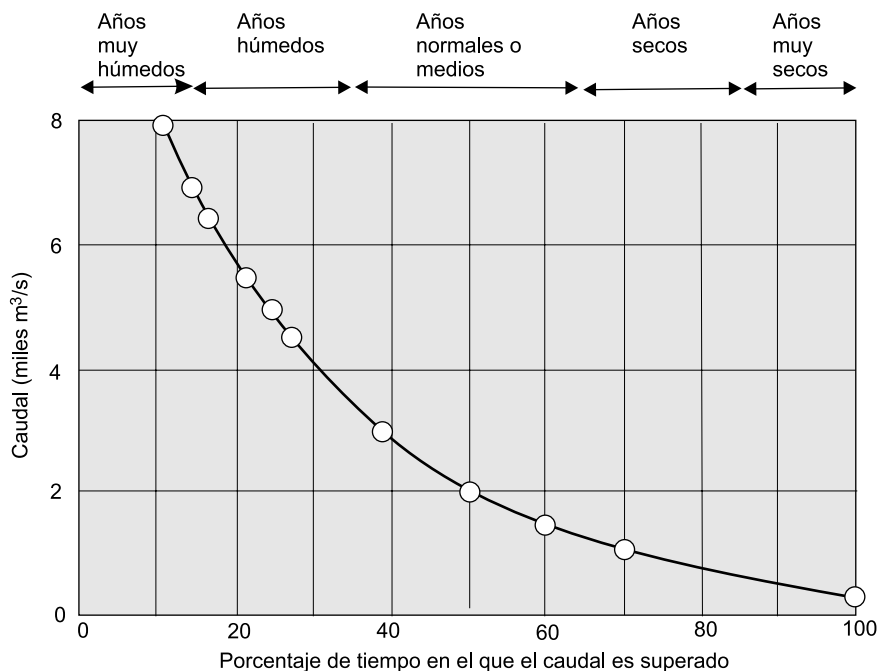


Figura 8.9. Ejemplo de curva de caudales clasificados (CCC).

Si las diferencias entre los caudales máximo y mínimo son importantes, se suele aplicar una escala logarítmica a la ordenada de la CCC. (Figura 8.10).

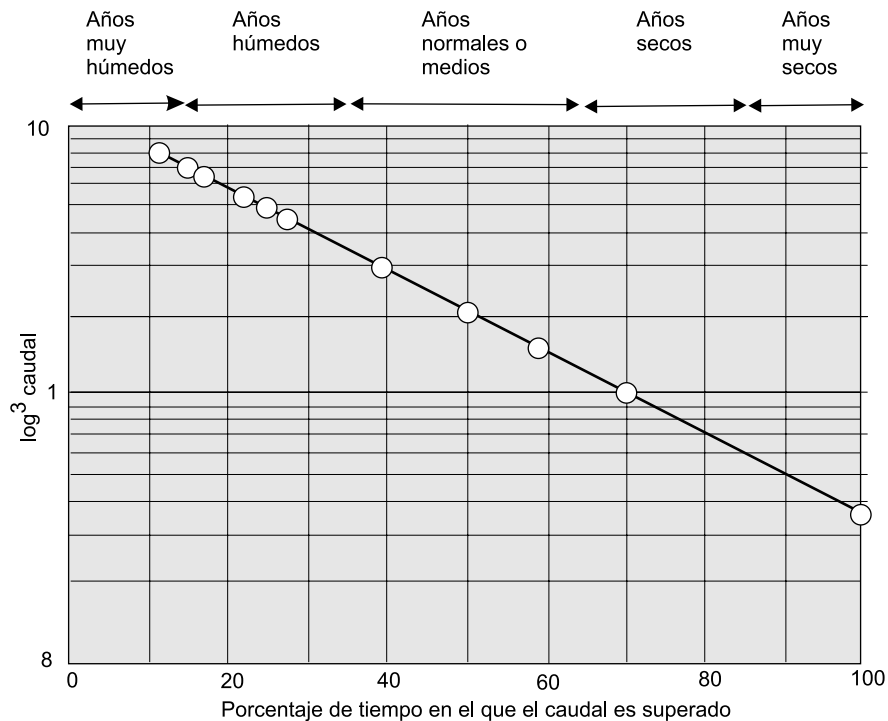


Figura 8.10. Ejemplo de CCC con escala logarítmica en caudales.

Si se desea comparar las curvas de caudales clasificados de distintos ríos deben utilizarse las denominadas **curvas estándar de caudales clasificados**. Estas curvas se obtienen dividiendo los caudales por la superficie y por la intensidad media anual de precipitación.

De igual forma que los hidrogramas, las CCC se pueden elaborar por períodos inferiores a un año, es decir, por períodos estacionales e incluso mes a mes.

8.5. Evolución histórica de la energía hidráulica

Existen muchos posibles usos de la potencia del agua que no contemplan la generación de electricidad. La energía hidráulica puede utilizarse directamente una vez transformada en energía mecánica; de hecho ésta ha sido la aplicación exclusiva de la potencia hidráulica hasta la mitad del siglo XIX. La energía hidráulica ha sido una de las primeras fuentes de energía utilizadas para reducir la carga de trabajo del hombre y de los animales. No se conoce con exactitud cuándo se inventó la rueda de agua, pero los sistemas de irrigación existen desde hace al menos 5.000 años y parece probable que el primer aparato que utilizó la potencia hidráulica fue la noria, elevando agua desde un río a un tanque o a un sistema de canales.

Los primeros molinos de agua fueron probablemente molinos de eje vertical destinados a la molienda de grano, conocidos como molinos nórdicos o molinos griegos (Figura 8.11), los

cuales se estima aparecieron durante el primer o segundo siglo antes de Cristo en el Medio Este y unos siglos después en Escandinavia.

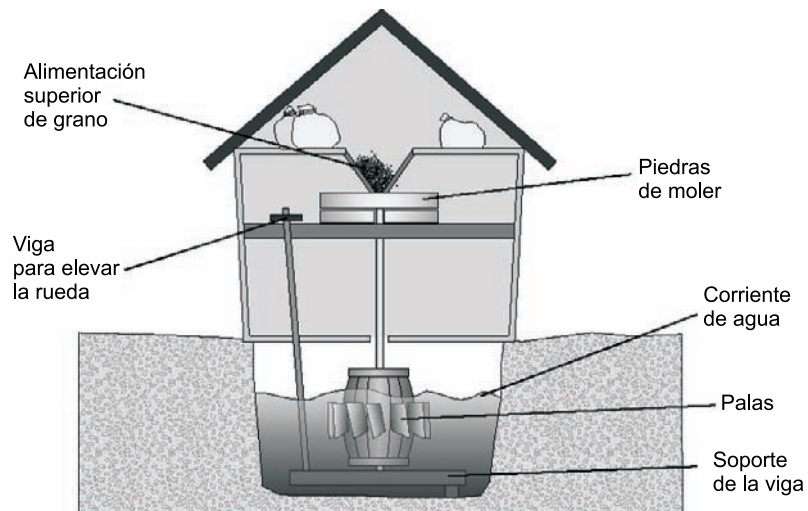


Figura 8.11. Molino de agua nórdico o griego.

Posteriormente, en Roma, se utilizaron molinos de eje horizontal más sofisticados, los cuales se destinaban a la molienda de grano y que disponían de engranajes que permitían cambiar la dirección del movimiento (Figura 8.12).

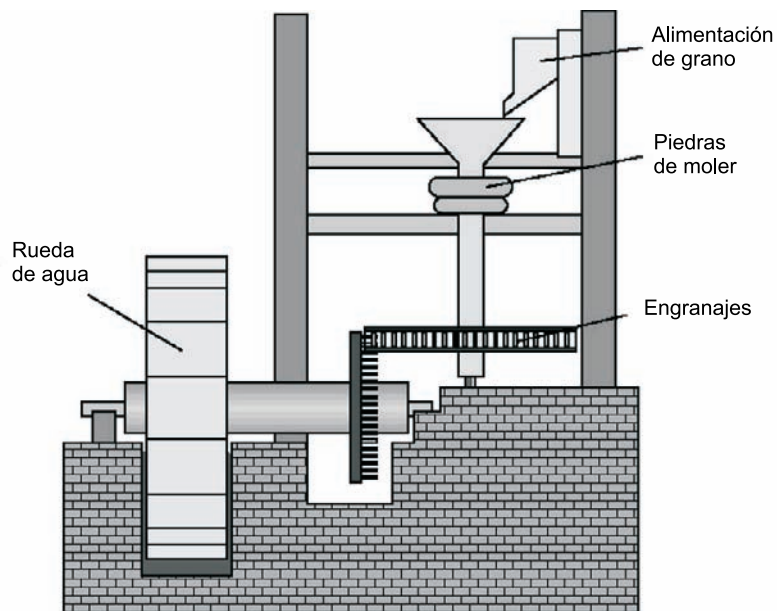


Figura 8.12. Molino de agua romano.

A finales del siglo XVIII existían tres tipos de ruedas. La rueda horizontal de empuje inferior, en la que las paletas inferiores se encontraban sumergidas en la corriente de agua que

las empujaba; la rueda horizontal de empuje superior, la cual giraba gracias a que el agua caía sobre las palas desde arriba; y la rueda horizontal de empuje central, que era un compromiso entre las dos anteriores.

Sin embargo, la elevación de agua y la molienda de grano no fueron las únicas aplicaciones de los molinos de agua, ya que durante la Revolución Industrial la energía hidráulica tuvo aplicación en el trabajo del hierro, la fabricación de papel, y los procesos asociados con el trabajo de la madera y el algodón.

Hay que señalar que el despegue de la aplicación de la energía hidráulica a la producción de electricidad ha sido fruto de extraordinarias series de descubrimientos científicos y desarrollos técnicos en el campo de la electricidad ocurridos durante el siglo XIX, aunque los cambios significativos en lo que ahora se denomina hidrotecnología también jugaron su papel a partir del año 1832, en que el ingeniero francés Benoit Fourneyron (1802-1867) diseñó la primera turbina, que operaba con rendimientos del orden del 80%. El primer par de estas turbinas fueron instaladas en 1837.

Actualmente, la energía hidráulica se destina fundamentalmente a la generación de electricidad. Las plantas hidroeléctricas actuales son el resultado de 2.000 años de avances tecnológicos, desde la rueda de madera, que convertía un bajo porcentaje de energía hidráulica en energía mecánica útil, a los modernos turbogeneradores que giran a 1.500 revoluciones por minuto y producen energía eléctrica con muy altos rendimientos. A diferencia de las otras energías renovables, la energía hidroeléctrica constituye una tecnología muy bien establecida.

Con respecto a las centrales hidroeléctricas pequeñas hay que señalar que su evolución ha sido muy irregular. En los inicios del siglo XX la instalación de centrales hidroeléctricas de pequeña potencia fue apreciable en Europa, Asia y América del Norte. Sin embargo, posteriormente, un importante porcentaje de ellas fueron abandonadas por la fuerte competencia que ofrecían las centrales de gran potencia, las cuales presentaban más altos rendimientos. Las crisis del petróleo de los años 1970 y posteriormente los frenos impuestos por diversos países a la implantación de grandes centrales hidroeléctricas que impactasen negativamente en el medioambiente, la necesidad de hacer llegar el suministro eléctrico a zonas remotas, etc., ha vuelto a impulsar la instalación de pequeñas centrales hidroeléctricas.

8.6. Tecnología. Tipos de centrales hidráulicas

Para transformar la energía cinética y potencial del agua en energía mecánica de rotación se utilizan dispositivos denominados **turbinas hidráulicas**, las cuales, acopladas al eje de un generador eléctrico, le imprimen el movimiento de giro necesario para que éste produzca energía eléctrica.

La tipología de las centrales minihidroeléctricas es muy variada. Estas dependen de:

- La altura del salto. No existe criterio para clasificar estas alturas, sin embargo, a título orientativo pueden indicarse las siguientes medidas: gran salto (más de 150 m), mediano salto (entre 20 m y 150 m) y bajo salto (entre 2 m y 20 m).
- El tipo de tecnología.
- La localización y tipo de presa, embalse, etc.

Según el tipo de central, las instalaciones hidráulicas pueden clasificarse fundamentalmente en:

- Centrales de agua fluyente.
- Centrales de embalse.
- Centrales en canales de riego.
- Centrales en tuberías de abastecimiento de agua potable.

8.6.1. Centrales de agua fluyente

Las centrales de agua fluyente toman una parte del caudal del río y lo dirigen hacia la turbina para convertir su energía cinética y potencial en energía mecánica.

Existen diversas configuraciones posibles, dependiendo de la topografía del emplazamiento. Una solución, cuando el salto es medio o alto, consiste en utilizar un **azud** para remansar el agua y desviar parte del caudal del río por un canal de derivación o por una tubería de baja presión hasta la llamada cámara de carga, donde está conectada la tubería forzada que conduce el agua con la mayor pendiente posible hacia el edificio de la central, donde se encuentran las turbinas, los generadores eléctricos y demás aparatos de regulación y control (Figura 8.13). Si el salto es muy pequeño se puede construir el mismo mediante una pequeña presa, de tal manera que ésta, la toma de agua y el edificio de la central constituyen una única estructura.

El agua, una vez cede su energía a la turbina, se evacúa por un canal de descarga devolviéndola de nuevo al cauce del río.

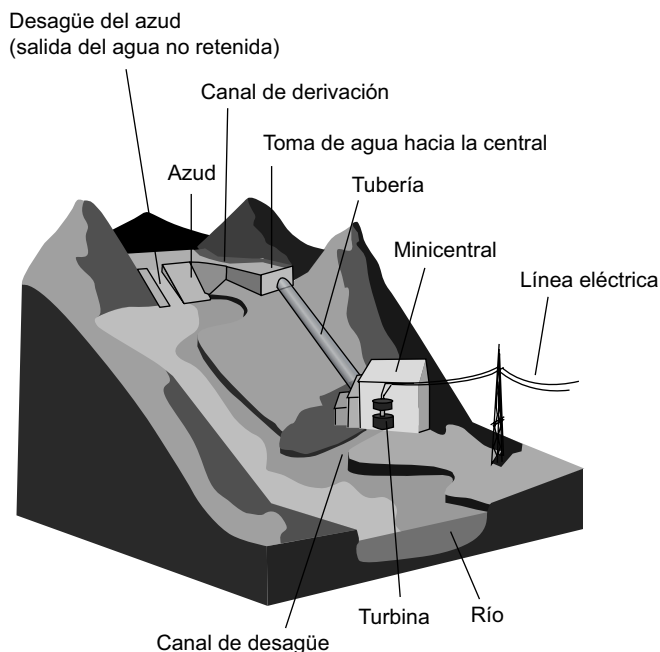


Figura 8.13. Central hidroeléctrica de agua fluyente.

Este tipo de centrales no disponen de depósito o embalse regulador de cierta capacidad, por tanto, la generación de electricidad está condicionada al caudal que en cada momento está circulando por el cauce del río. Si el caudal es inferior a un cierto valor denominado **caudal mínimo técnico** la central deja de producir.

8.6.2. Centrales de embalse

Las centrales con embalse, también conocidas como **centrales de pie de presa** o **centrales de regulación** son aprovechamientos hidroeléctricos que tienen la posibilidad de almacenar las aportaciones de agua de un río.

El almacenamiento del agua se lleva a cabo mediante la construcción de un depósito o utilizando embalses construidos para otros usos, como riego o abastecimiento de poblaciones. Estas centrales pueden regular el caudal de agua que se envía a las turbinas con el propósito de adaptar la energía eléctrica producida a la demanda.

La toma de agua en estas centrales suelen estar situada en la propia presa (Figura 8.14) y a una cierta altura, por lo que crea dos zonas de agua en el embalse; zona muerta o volumen de agua situado debajo de la toma y zona útil o volumen de agua sobre la toma. En función del volumen de agua almacenado en la zona útil del embalse, la regulación de la energía generada puede ser horaria, diaria o semanal.

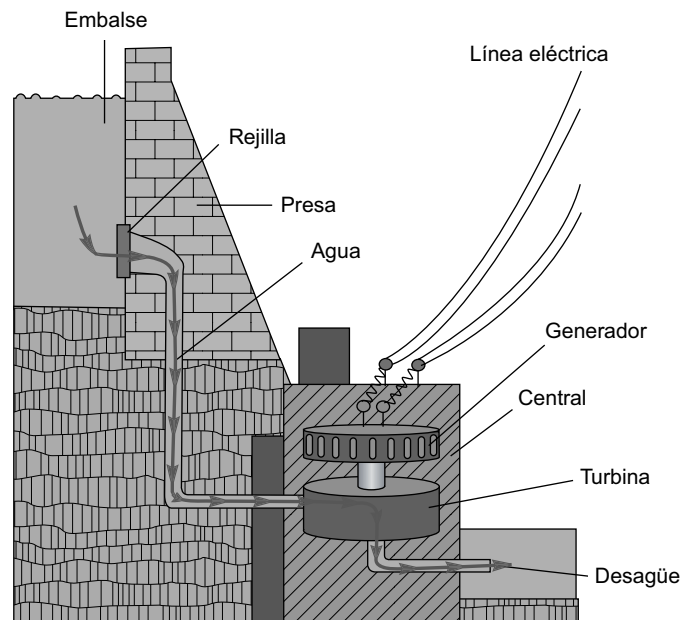


Figura 8.14. Central hidroeléctrica de embalse.

8.6.2.1. Centrales de hidrobombeo

Gracias a la capacidad de almacenamiento y regulación de las centrales con embalse, éstas pueden asociarse con centrales de bombeo, las cuales se encargan de retornar a la presa el agua que ha sido descargada por la turbina en un depósito construido en la parte inferior

de la central. De esta forma se puede almacenar el exceso de energía producido por las centrales térmicas y nucleares (que funcionan a ritmo continuo, ya que no pueden fácilmente regular su generación), o la energía variable generada por un parque eólico, en forma de energía potencial gravitatoria.

Cuando la presa de la central hidroeléctrica dispone de un cauce que lo abastece, como es el caso que se ha descrito hasta ahora, y además recibe agua por bombeo de un depósito con cota inferior, la central se denomina de **bombeo mixto** (Figura 8.15). Un ejemplo de este tipo de centrales es la de Termalito (California).

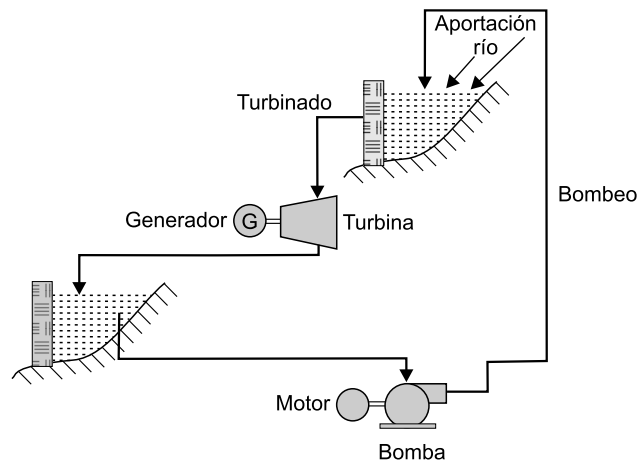


Figura 8.15. Central de bombeo mixta.

Sin embargo, pueden construirse centrales cuyo único abastecimiento de agua proviene de bombeo, es decir, no se dispone de ningún cauce que proporcione caudal a la presa o embalse superior, por lo que toda el agua que se turbinado ha sido previamente bombeada desde un depósito situado a una cota inferior. A este tipo de centrales se les denomina de **bombeo puro** (Figura 8.16). Estos sistemas pueden servir como sistema de almacenamiento de energías renovables aleatorias y adaptar la oferta a la demanda energética (Bueno y Carta,

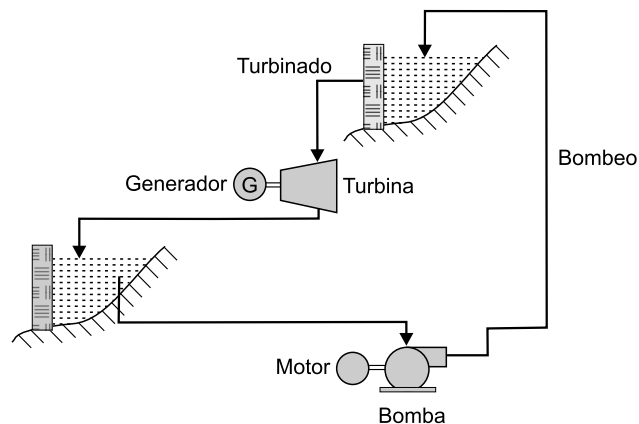


Figura 8.16. Central de bombeo puro.

2006). En la isla de El Hierro (Islas Canarias) se estima que en el año 2010 se haya instalado un sistema híbrido eólico-diésel-hidrobombeo que cubrirá la demanda eléctrica de la isla (Celia y Carta, 2004).

La doble operación de bombeo y turbinado se puede llevar a cabo utilizando, sistemas independientes (Figura 8.15 y Figura 8.16) o un sistema compacto de hidrobombeo reversible (Figura 8.17).

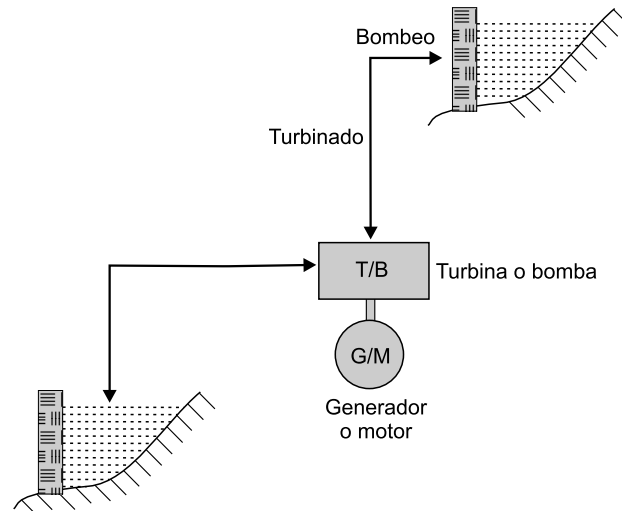


Figura 8.17. Central de hidrobombeo reversible.

En el primer caso, se dispone de un sistema de bombeo constituido por las bombas y sus correspondientes motores de accionamiento y un sistema de generación eléctrica integrado por las turbinas hidráulicas y los generadores eléctricos accionados por ellas.

En el segundo caso, se utilizan las denominadas turbinas reversibles, es decir, una máquina hidráulica que puede funcionar como turbina o como bomba y que se acopla a una máquina eléctrica síncrona. En los períodos de alta demanda de energía eléctrica la máquina hidráulica funciona como turbina y la máquina síncrona como alternador. En los períodos de baja demanda la máquina hidráulica opera como una bomba y la máquina síncrona como motor. Las unidades reversibles no son tan eficientes como lo son las bombas y turbinas por separado, sin embargo, tienen la ventaja de utilizar pocas conducciones y requerir menor espacio de instalación.

8.6.3. Centrales integradas en canales de riego

Son posibles dos alternativas:

- a) Instalar la central en el propio canal, aprovechando un desnivel en el mismo. En este caso es necesario instalar un *bypass* para permitir suministrar agua para riego cuando la turbina se para (Figura 8.18).
- b) La central se instala paralela al canal y se construye una toma lateral del canal para alimentar una tubería forzada instalada a lo largo del canal (Figura 8.19). El agua, una vez pasa por la turbina se vuelve a volcar en el canal.

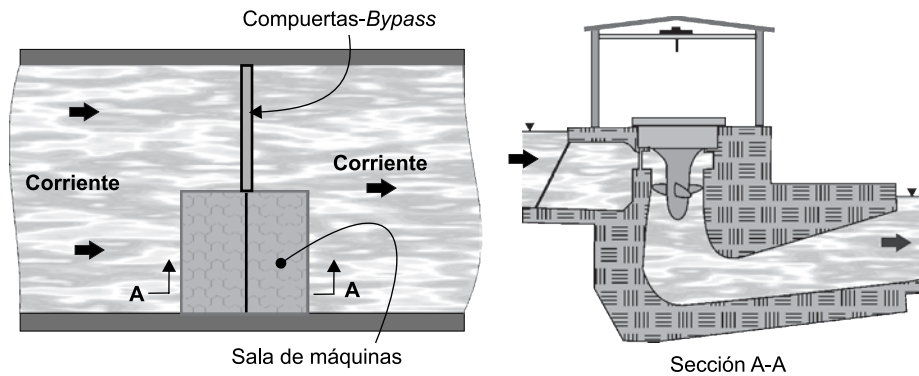


Figura 8.18. Central en propio canal de riego, aprovechando un desnivel.

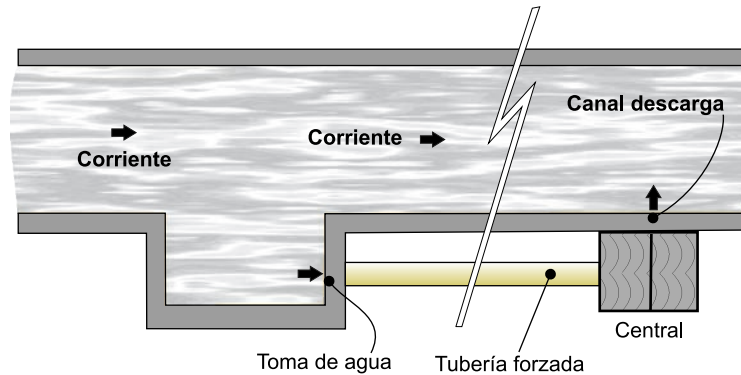


Figura 8.19. Central paralela a canal de riego.

8.6.4. Centrales en tuberías de suministro de agua potable

Consiste en instalar una turbina a la salida de las tuberías de presión, que suministran el agua potable desde los embalses a las estaciones de tratamiento, con el propósito de convertir la energía hidrostática que contiene el agua en energía eléctrica (Figura 8.20).

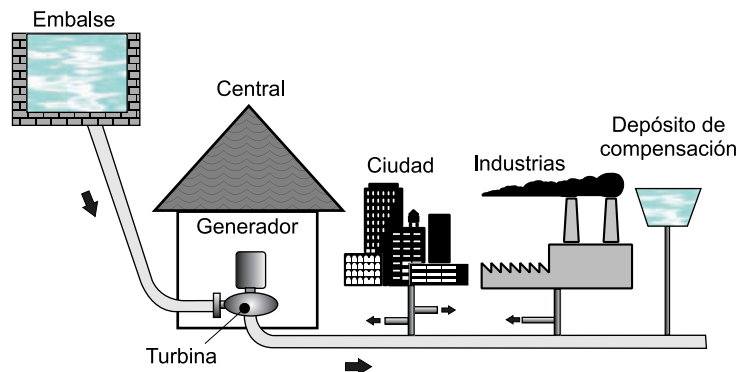


Figura 8.20. Central en red de suministro de agua potable.

Al igual que las centrales integradas dentro de canales de riego, se precisa instalar un *bypass* con el propósito de garantizar el suministro de agua a la población en el caso de parada de la turbina.

8.7. Tecnología. Subsistemas de las centrales hidráulicas

De forma general pueden señalarse los siguientes subsistemas componentes en una central hidroeléctrica:

- Obra civil.
- Turbinas hidráulicas y transmisiones mecánicas.
- Generadores eléctricos.
- Subsistema de regulación y control.
- Subsistema eléctrico auxiliar.

8.7.1. Obra civil

La obra civil se compone de forma general de los elementos de retención y almacenamiento (azudes y presas), destinados a retener el cauce de un río, y los elementos de seguridad para la evacuación de caudales, integrados por **aliviaderos** y **compuertas**. Asimismo, forman parte de la obra civil las conducciones hidráulicas (toma de agua, tubería forzada, etc.), el canal de descarga y el edificio de la central.

8.7.1.1. Elementos de retención y almacenamiento

Entre los elementos de retención se pueden señalar los azudes y las presas.

Un azud consiste en un obstáculo de pequeña altura situado transversalmente al curso del agua, y cuyo cometido es remansar el agua para poder derivar en condiciones favorables el caudal deseado (Figura 8.19). El caudal no derivado pasa por encima del azud.

El material y forma de construcción depende de diversos factores, entre los que se encuentra el tipo de suelo donde han de sustentarse, probabilidad de fenómenos sísmicos, clima, etc. Por tanto, los materiales de los azudes varían desde tierras (Figura 8.21) a hormigón (Figura 8.22), pasando por los dispositivos inflables o dispositivos hinchables de forma tubular que se rellenan de aire a presión o de agua, que se deforman para permitir el paso de agua sobre ellos cuando el nivel alcanza cierta altura, y que pueden vaciarse o llenarse mediante la actuación de válvulas cuando el nivel del agua es alto o cuando se desea que recuperen su forma normal de operación, respectivamente.

Las presas provocan una notable elevación del nivel de un río y crean un embalse.

Debido a su elevado costo de inversión, las presas no se suelen utilizar en las centrales pequeñas. Sin embargo, en determinadas casos particulares puede justificarse la construcción de una presa pequeña que permita regular la energía eléctrica generada y adaptarla a la demanda o a la hora punta.

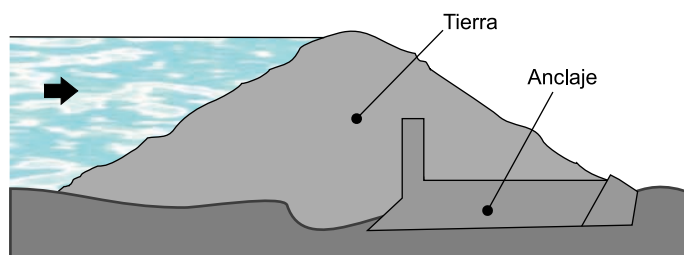


Figura 8.21. Azud de tierra con anclaje.

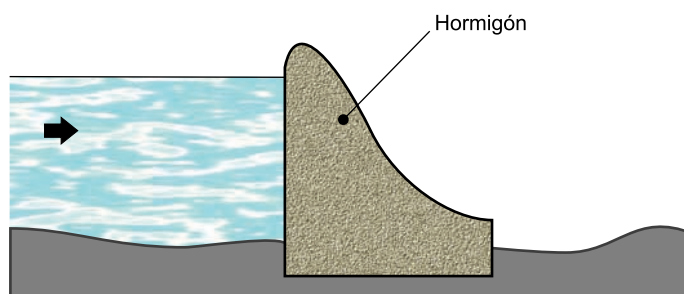


Figura 8.22. Azud de hormigón.

Hay que señalar que una presa se considera pequeña si su altura, medida desde la base a la coronación, es inferior a 15 m, la longitud en la coronación es menor o igual a 500 m y el agua embalsada es inferior a un millón de metros cúbicos.

Las presas se clasifican en: presas de gravedad, presas de bóveda y presas de bóveda múltiple.

Una **presa de gravedad** resiste la presión del agua por su propio peso. Es decir, el par de vuelco que ejerce el empuje del agua sobre la presa se equilibra con el par que ejerce la reacción del suelo, la cual depende del peso de la presa (Figura 8.23). En la Figura 8.24 se muestra una presa de gravedad en la isla de Gran Canaria (España).

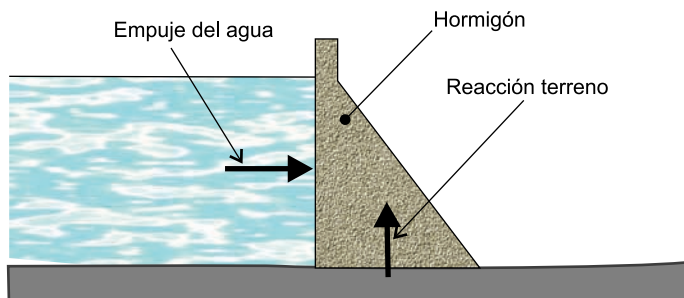


Figura 8.23. Esquema de presa de gravedad.

Las **presas bóveda** (Figura 8.25) son convexas, con la convexidad dirigida hacia el embalse, y resisten el empuje del agua apoyándose sobre las riberas, las cuales han de ser resistentes o han de reforzarse para que lo sean. Este tipo de presas requieren menor volu-



Figura 8.24. La presa de Las Niñas, en la Isla de Gran Canaria, es de tipo gravedad.

men de hormigón que las presas de gravedad, aunque los encofrados que se precisan para su construcción son complejos y suele ser dificultoso localizar terrenos con las condiciones adecuadas para la construcción de la misma.



Figura 8.25. La presa de Soria, en la Isla de Gran Canaria, es de tipo bóveda.

Las **presas de bóveda múltiple** son bóvedas de pequeño espesor realizadas en hormigón armado, con contrafuertes sobre los que se apoyan, pero que no se aplican en minicentrales.

Para evacuar agua del embalse, sin necesidad de turbinarla, cuando ocurren crecidas extraordinarias y así proteger el lugar y evitar que la presa se dañe se construyen los **aliviaderos**, los cuales pueden ser fijos o móviles, estos últimos denominados **compuertas**.

Los aliviaderos fijos pueden ser de diversos tipos. Entre ellos se pueden señalar los **vertederos en coronación** (Figura 8.22), los cuales utilizan la coronación de la presa, que se diseña de forma que esté redondeada y tenga una fuerte pendiente en la cara aguas abajo; los **vertederos en zona lateral de la presa** (Figura 8.25); y los **aliviaderos sifónicos** (Figura 8.26).

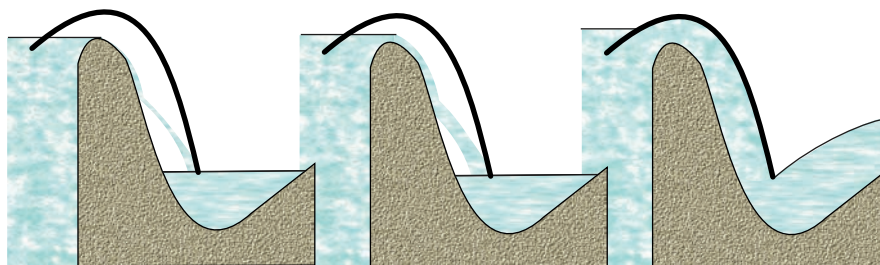


Figura 8.26. Funcionamiento de un aliviadero sifónico.

En esencia, un aliviadero sifónico es un conducto cerrado que comunica el nivel de aguas arriba de la presa con el nivel de aguas abajo. Cuando el nivel del agua sobrepasa el codo del sifón empieza a fluir el agua, de igual manera que un aliviadero en coronación, sin embargo, cuando el sifón se ceba se incrementa notablemente el caudal evacuado.

Asimismo, las presas disponen de elementos que permiten que los peces remonten la corriente.

Las compuertas utilizadas en los aprovechamientos hidroeléctricos pueden ser de muy diversos tipos. Entre ellas se pueden señalar las **compuertas de segmento**, las **compuertas de sector**, las **compuertas deslizantes**, etc.

Una compuerta de segmento, también denominada compuerta taintor o compuertas taintor, es una compuerta radial que está constituida por un segmento de superficie cilíndrica que está en contacto con el agua y que permite regular el nivel de una presa ya que puede girar alrededor de una articulación por medio de unos brazos radiales fijados a ella (Figura 8.27). A medida que la compuerta se mueve hacia arriba el caudal de agua que se vierte debajo de ella aumenta.

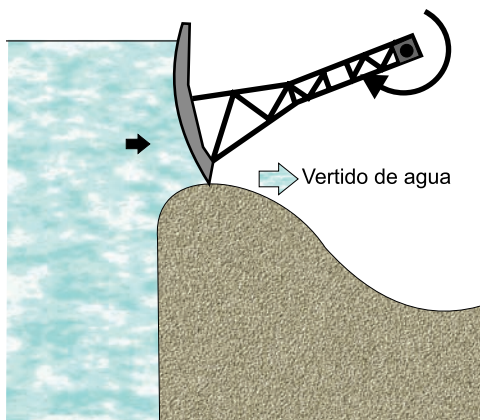


Figura 8.27. Compuerta de segmento.

Una compuerta de sector se diferencia principalmente de la compuerta taintor en que el vertido se realiza por encima de ella, a medida que la compuerta se mueve hacia abajo. Debido al sentido de su movimiento, la presa ha de contar con un alojamiento para la compuerta (Figura 8.28).

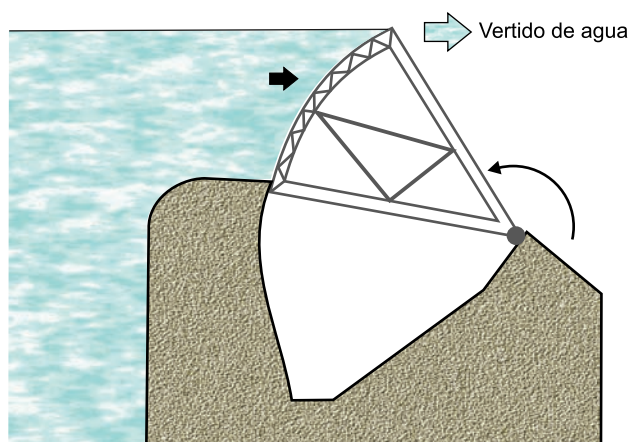


Figura 8.28. Compuerta de sector.

La compuerta de deslizamiento vertical puede ser de distintos tipos. Normalmente, esta compuesta de una estructura de acero que refuerza a una chapa que se enfrenta a la corriente y que se eleva verticalmente, de forma mecánica, eléctrica o hidráulica, para permitir que el agua pase por debajo (Figura 8.29).

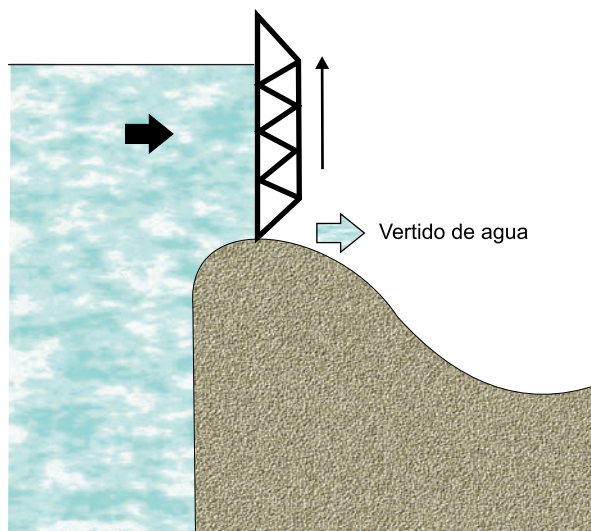


Figura 8.29. Compuerta deslizante vertical.

En las situaciones en que se precisa vaciar un embalse se recurre a los desagües de fondo o de medio fondo. Estos elementos consisten en un conducto situado a un nivel bajo, con una válvula de compuerta a la entrada, o una válvula cónica a la salida.

En los casos en que se estime que el caudal de desagüe pueda ser supercrítico, será necesario prever un dissipador de energía.

8.7.1.2. Conducciones hidráulicas

Las conducciones hidráulicas están constituidas, entre otros dispositivos, por la toma de agua, la cámara de carga y la tubería forzada.

La toma de agua constituye el elemento que toma el agua retenida por el azud o la presa y, a través de un canal de derivación, que puede ser a cielo abierto o enterrado, lo conduce a la cámara de carga.

Existe una gran variedad de tipos de tomas, las cuales, generalmente, cuentan con elementos rejilla para evitar la entrada de elementos sólidos y peces, así como de compuertas para cerrar la entrada de agua cuando se precise.

En algunos casos la cámara de carga coincide con la toma de agua y consiste en un depósito en el que, por arrancar la tubería forzada, su diseño es más crítico que el de las tomas de agua. Normalmente, esta cámara solo tiene capacidad para poder arrancar la turbina sin que se produzcan interrupciones.

La tubería forzada es el elemento encargado de conducir el agua desde la cámara de carga hasta la turbina. Dicha tubería puede instalarse enterrada o sobre el terreno (Figura 8.30), dependiendo de la orografía del terreno y de cuestiones medioambientales.



Figura 8.30. Tubería forzada de la central hidroeléctrica de Corchado (Málaga).

En el caso de instalarse sobre el terreno, los tramos de tuberías que constituyen la conducción se apoyan y anclan sus extremos en pilares, donde se intercalan las correspondientes juntas de dilatación encargadas de compensar las dilataciones y contracciones originadas por los cambios de temperatura.

Los materiales empleados en la fabricación de las tuberías forzadas son muy diversos, dependiendo su elección del salto y diámetro. Entre los materiales utilizados se encuentran los tubos de acero soldados, los tubos de acero estirados, las tuberías de hormigón, las tuberías de polietileno, las tuberías de cloruro de polivinilo, las tuberías reforzadas con fibra de vidrio, las tuberías de polietileno, etc.

Sea cual fuese el material seleccionado, la tubería debe soportar la presión de la columna de agua y las sobrepresiones que derivan del **golpe de ariete** cuando se produzca una parada brusca de la turbina.

El golpe de ariete es un fenómeno que se produce en una tubería como consecuencia de la fluctuación del caudal que circula por ella, y que da lugar a una variación de la presión interna en la tubería, por encima y por debajo de la presión de trabajo. Un caso típico es el que sucede en las centrales hidráulicas, cuando se reduce bruscamente el caudal suministrado a una turbina, cuando se anula la carga del generador mecánicamente acoplado a la misma.

Debido al principio de conservación de la energía, cuando se cierra bruscamente la salida de agua de la tubería, la disminución de la energía cinética que se produce en el fluido se transforma en trabajo de compresión del mismo y en trabajo para dilatar la tubería por la que éste circula. Esto origina una sobrepresión que se transmite desde la válvula hacia el embalse. Cuando toda el agua que circulaba por la tubería se ha detenido, deja de existir la presión que la comprimía y, por tanto, ésta tiende a expandirse y la tubería tiende a contraerse para recuperar sus dimensiones normales. Esto crea una onda de presión en sentido contrario. Por tanto, el cierre brusco de la salida de agua origina una onda elástica de presión que se mueve sucesivamente desde la válvula hacia el embalse y del embalse hacia la válvula, generando sobrepresiones y depresiones en la tubería.

Los efectos del golpe de ariete se pueden minimizar mediante la instalación de chimeneas de equilibrio, en las cuales se amortiguan las variaciones de presión.

Una vez que el agua ha pasado por la turbina ha de ser retornada al río mediante el uso de un canal. A este canal se le denomina canal de descarga, el cual ha de ser protegido para que la erosión que puede producir el agua a la salida de la turbina no dañe la sala de máquinas, y debe ser diseñado para que el nivel de la agua en el mismo sea el correcto (no llegue al rodete de la turbina en períodos de crecida y no dé lugar a **cavitación** de las turbinas de reacción).

Se denomina cavitación a la formación de bolsas localizadas de vapor dentro de un líquido, las cuales, generalmente, se presentan en las proximidades de las superficies sólidas que lo limitan. La cavitación es causada por una reducción hidrodinámica de la presión que da lugar a una vaporización local del líquido. Una forma de la acción dinámica del movimiento, que da lugar a depresiones locales, deriva de la conversión de la presión en energía cinética.

Entre los aspectos negativos de la cavitación pueden señalarse los ruidos, vibraciones, desgaste de materiales, etc.

La cavitación es un factor decisivo en el caso de las turbinas hidráulicas, ya que delimita el tamaño mínimo de la máquina y la velocidad máxima de giro del rotor de la misma.

8.7.1.3. Edificio de la central

En el interior del edificio central se encuentran las turbinas, los generadores eléctricos y demás aparatos de regulación y control. Sus dimensiones y forma depende del número y tipología de los equipos electro mecánicos que se instalen en su interior y su ubicación requiere adecuados estudios topográficos, geológicos-geotécnicos y de accesibilidad.

8.7.2. Turbinas hidráulicas

Un elemento esencial de una instalación hidroeléctrica es la turbina hidráulica (Figura 8.31).

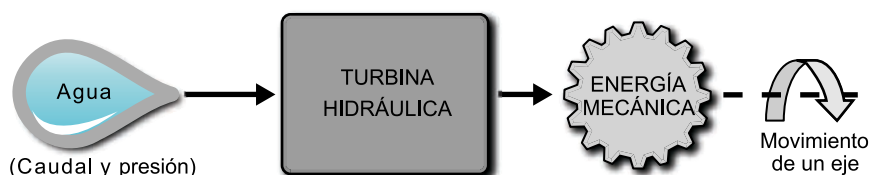


Figura 8.31. Esquema conceptual de una turbina hidráulica.

La turbina hidráulica es el dispositivo encargado de convertir la energía cinética y potencial del agua en energía mecánica de rotación de un árbol, el cual se conecta al árbol de baja de una caja multiplicadora de engranajes con el propósito de elevar la revoluciones hasta la velocidad de rotación de un generador eléctrico acoplado al árbol de alta de dicha caja.

En cuanto al modo de funcionamiento, las turbinas se pueden clasificar en dos grupos: turbinas de acción y turbinas de reacción.

Las **turbinas de acción** aprovechan la presión dinámica debida a la velocidad del agua en el momento de su acción en la turbina. Las **turbinas de reacción** aprovechan además la presión estática al trabajar en el interior de compartimentos cerrados a presión superior a la atmosférica.

Dentro del primer grupo pueden señalarse las denominadas turbina **Ossberger** o **Banki-Michell** (también conocida como turbina de flujo cruzado o de doble impulsión), la turbina **Turgo** con inyección lateral y la turbina **Pelton**. Las turbinas de acción se clasifican en el grupo de las denominadas **turbinas tangenciales**, ya que, fundamentalmente, el agua se mueve en un plano tangencial al rodete.

Dentro del grupo de turbinas de reacción pueden mencionarse la **turbina Francis** y la **turbina Kaplan**. A diferencia de la turbina de acción, en la cual el rodete opera al aire, en la turbina de reacción el rodete debe estar completamente sumergido para funcionar eficazmente, por tanto, las turbinas de reacción son turbinas de **admisión total**.

8.7.2.1. Turbina Pelton

La turbina Pelton, inventada por el ingeniero estadounidense Lester Allen Pelton (1829-1908), constituye la turbina de acción más ampliamente utilizada. Consta de una rueda o rodete, que dispone en su periferia una especie de cucharas (Figura 8.32). Este tipo de turbi-

na no presenta una gran tipología de sistemas de admisión de agua, sino que, normalmente, la admisión se realiza por la tubería forzada. El chorro de agua, dirigido y regulado por uno o varios inyectores, choca contra las cucharas en dirección tangencial al rodete y perpendicular a su eje de giro, que puede ser horizontal o vertical, provocando el movimiento de rotación del árbol de la turbina. Como puede observarse en la Figura 8.33, el rodete, con excepción de las cucharas que en un instante son directamente impulsadas por el chorro del inyector, se mueve en el aire. Como el inyector dirige el chorro hacia una zona limitada del rodete la admisión es de tipo **admisión parcial**. La potencia se regula controlando la cantidad de agua que sale por el inyector o inyectores. Normalmente, con el propósito de evitar el golpe de ariete cuando la válvula de aguja se cierra bruscamente, estas turbinas disponen de un deflector, el cual tiene como función desviar el chorro de agua hacia el canal de descarga (a la presión atmosférica) para que no incida sobre las cucharas y así la turbina no se acelere o embale.

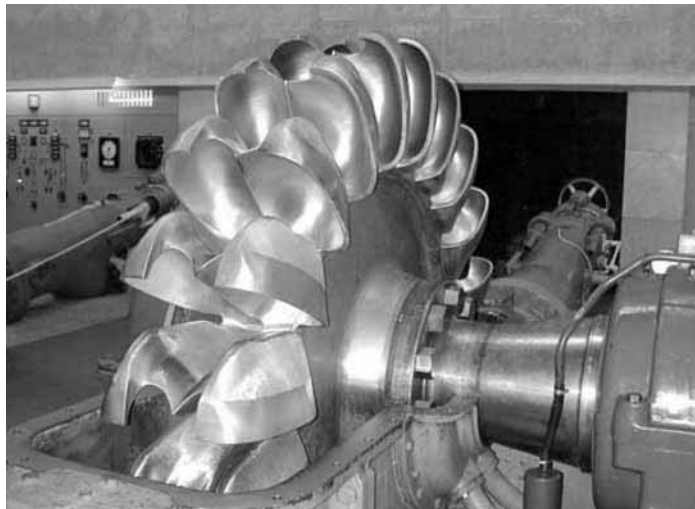


Figura 8.32. Rodete de una turbina Pelton.

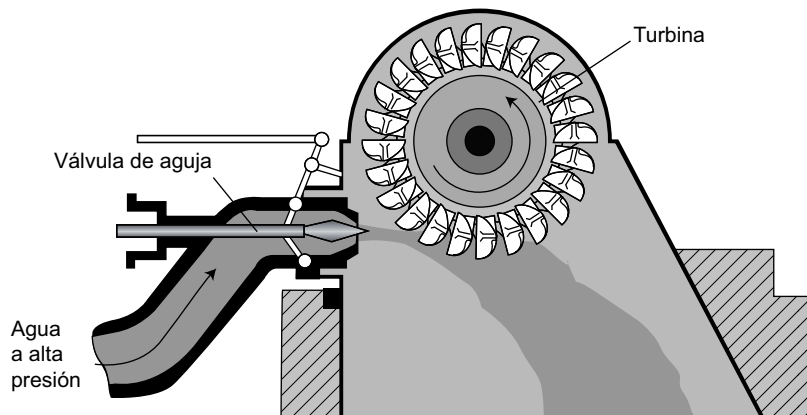


Figura 8.33. Esquema conceptual de una turbina Pelton.

En las turbinas Pelton la función de la carcasa es evitar que el agua salpique, además de los riesgos de accidentes, ya que el agua una vez que impulsa las cucharas sale de éstas con velocidades muy bajas, por tanto, contiene escasa energía cuando cae al canal de descarga. Debido a la forma de operar de estas turbinas, el salto aprovechable es desde la cota de agua del embalse superior hasta la altura del inyector, que lanza el chorro contra el rodete.

Este tipo de turbinas se suelen emplear en centrales hidroeléctricas que disponen de un gran salto, independientemente de la variación de caudal. En la Figura 8.34 se muestra el edificio de la central hidroeléctrica de El Mulato (isla de La Palma). Se trata de una central tipo fluyente, que dispone de un salto de 450 m y utiliza un caudal de 790 m³/h. Debido a estos requisitos está equipada con una turbina Pelton de 820 kW.



Figura 8.34. Central hidroeléctrica de El Mulato (Isla de La Palma-Islands Canarias).

Entre la diversidad de minicentrales hidroeléctricas españolas que utilizan turbinas Pelton se pueden citar: San Vicente (río Leira-Orense), Murias (río Negro y de Los Tornos-Asturias), Barcena (río Besaya-Cantabria), Guriezo Superior (Arroyo Chirlia-Cantabria), Masustanegiko (río Oiartzun-Gipuzkoa), El Portet (Barranco de El Portel-Huesca), La ruda (Barranco La Ruda-Huesca) y El Castillejo (río Garganta de Cuartos-Cáceres).

El rendimiento de las turbinas Pelton es muy alto, ya que prácticamente el 90% de la energía del agua se transforma en energía mecánica en el árbol. Además este rendimiento se mantiene en un rango de potencias superior al 80%. Son, por tanto, turbinas muy apropiadas para trabajar con cargas parciales, y en consecuencia, para regular sistemas eléctricos.

8.7.2.2. Turbina Francis

Dentro del grupo de turbinas de reacción pueden mencionarse la turbina Francis y la turbina Kaplan. A diferencia de la turbina de acción, en la cual el rodete opera al aire, en la turbina de reacción el rodete debe estar completamente sumergido para funcionar eficazmente, por tanto, las turbinas de reacción son turbinas de admisión total.

La turbina Francis, inventada por el ingeniero de origen inglés James Bichens Francis (1815-1892), es la turbina más comúnmente utilizada en las actuales centrales hidroeléctricas (Figura 8.35).

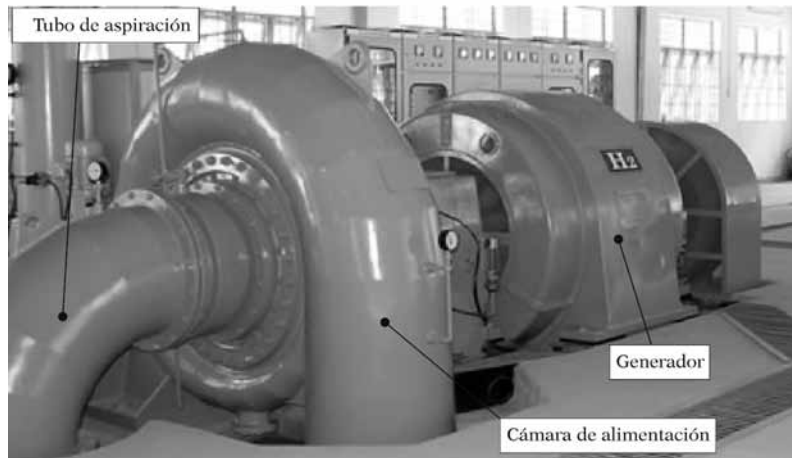


Figura 8.35. Turbina Francis de eje horizontal acoplada a un generador.

Este tipo de turbina, que puede presentar variedad de formas, se compone de: cámara de alimentación, predistribuidor, distribuidor, rodete y tubo de aspiración.

Una característica de esta turbina es el hecho de que el agua cambia de dirección en su paso por la misma. El flujo entra en la turbina en dirección radial fluyendo hacia su eje, pero sale en dirección axial, por ello se dice que es una turbina de tipo radio-axial (Figura 8.36).

La entrada del agua en la turbina se produce a través de la cámara de alimentación, la cual presenta una topología variada, aunque el tipo que lleva a cabo la admisión óptima del agua utilizando menores dimensiones y más alto rendimiento es la denominada **cámara espiral** (Figura 8.35 y Figura 8.36).

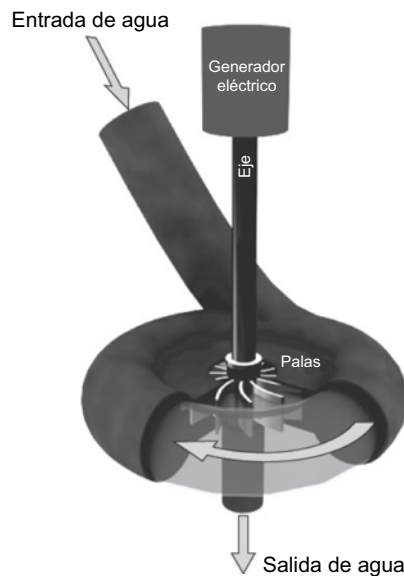


Figura 8.36. Esquema conceptual de una turbina Francis.

Los materiales utilizados para la fabricación de la cámara de alimentación en espiral son el hormigón y el metal (bloque de fundición o un híbrido de chapas soldadas o roblonadas y piezas de fundición). Existen varias formas de perfiles de la sección de la cámara de alimentación que se emplean en las cámaras de alimentación de hormigón; siendo las más utilizadas las de sección rectangular-trapecial. Sin embargo, los perfiles de las cámaras de alimentación metálicas suelen ser de tipo circular (Figura 8.35 y Figura 8.36).

La cámara de alimentación espiral tiene como función distribuir el agua por toda la periferia del rodete pasando por un componente estático denominado **predistribuidor** y un componente con álabes móviles llamado **distribuidor** (Figura 8.37).

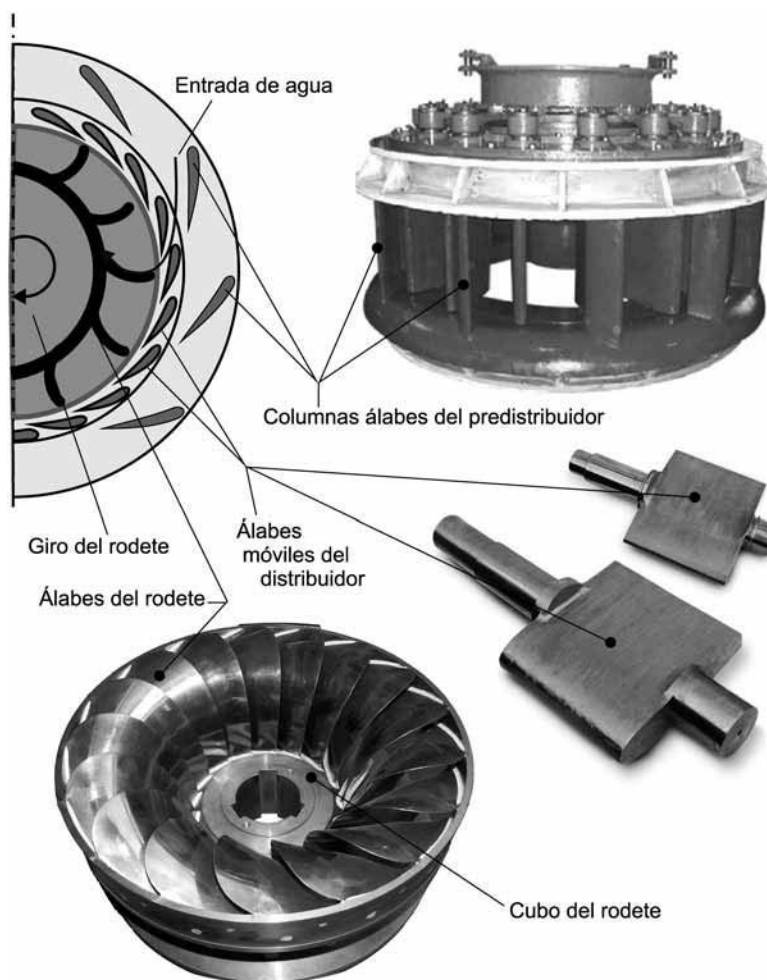


Figura 8.37. Esquema y componentes de una turbina Francis.

La función del predistribuidor es servir de estructura soporte de la turbina y esta compuesta, normalmente, por dos anillos paralelos unidos entre sí por columnas o álabes fijos, que guían al agua en su camino hacia el rodete.

El distribuidor está constituido por un cierto número de álabes móviles situados en un anillo concéntricamente dispuesto entre el pre-distribuidor y el rodete de la turbina (Figura 8.37).

La misión del distribuidor es la regulación del caudal que se dirige al rodete y así regular la potencia de la turbina. Asimismo, si la carga se desconecta, el distribuidor puede cerrar la entrada de caudal al rodete e impedir que la turbina se acelere. Para ello, los ejes de giro de los álabes móviles (normalmente, un número doble que el número de columnas álabes del predistribuidor) del distribuidor pueden orientarse entre límites que van desde la posición de cierre total a la de apertura máxima. Estos álabes móviles giran simultáneamente gracias a mecanismos biela-manivela que los conectan a un anillo de regulación, el cual puede ser exterior o interior. El giro del anillo de regulación se suele realizar mediante el empleo de servomotores.

Como puede observarse en la Figura 8.37, el rodete está constituido por un conjunto de álabes que se encuentran rígidamente unidos por su parte externa inferior a un aro y por su extremo superior a otro aro que contiene al cubo, donde se conecta el árbol de la turbina que transmite la energía cinética de rotación al generador.

Todas las turbinas de reacción han de disponer de un **tubo de aspiración** o **difusor**, el cual tiene entre sus cometidos: a) servir de vía de transporte del agua al canal de descarga, una vez que ésta ha abandonado el rodete; b) recuperar la altura estática (altura de aspiración) existente entre la salida del rodete y el nivel de agua del canal de descarga; c) recuperar la mayor parte posible de la energía cinética a la salida del rodete, la cual aumenta al incrementarse la velocidad específica.

La velocidad específica de una turbina es el número de revoluciones n_s (rpm) a la que tendría que girar para producir 1 kW de potencia con un salto de 1 metro. Además, se cumple que todas las turbinas con idénticas proporciones geométricas, aunque los tamaños sean diferentes, tienen una misma velocidad específica.

$$n_s = n \frac{\sqrt{P}}{H^{5/4}}$$

Donde n es la velocidad de sincronismo, P la potencia de la turbina y H la altura del salto.

Existen varios tipos de tubos de aspiración, entre ellos se pueden mencionar los tubos de aspiración rectos y los tubos acodados, los cuales pueden presentar secciones transversales diversas.

Desde el punto de vista del rendimiento, el tubo de aspiración recto de sección trococónica (Figura 8.38) es el más adecuado para la desaceleración del flujo de agua. Incluso, puede mejorarse si el extremo de dicho tubo tiene forma de embudo o abocinada. La presión del agua en la parte superior del tubo depende de la altura estática de aspiración y del porcentaje en que se reduce la velocidad del agua al pasar por él. Una reducción importante precisa de un tubo largo. El inconveniente del tubo de aspiración es que para su instalación se precisa realizar una excavación, a veces importante, para conseguir una adecuada evacuación del

caudal de agua. Por ello, cuando el coste de excavación lo exija pueden utilizarse tubos de aspiración acodados (Figura 8.39), aunque se sacrifique algo el rendimiento.

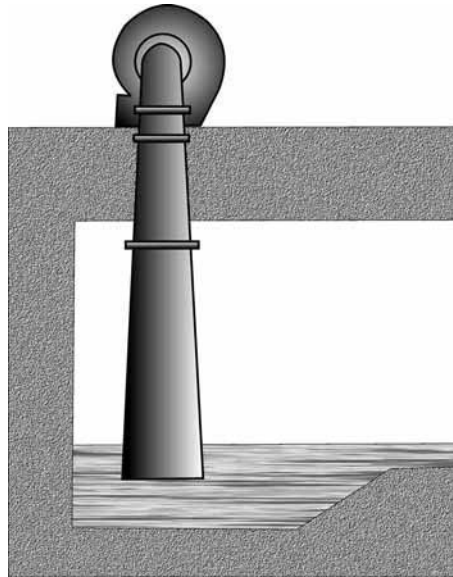


Figura 8.38. Esquema de un tubo de aspiración trococónico.

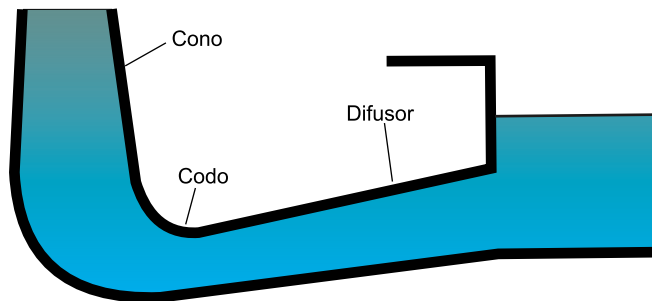


Figura 8.39. Esquema de tubo de aspiración curvado.

Las turbinas de reacción aprovechan la velocidad y la presión del agua, por tanto, aprovechan la altura del salto desde la cota de agua del embalse hasta la cota del nivel de agua del desagüe.

La turbina Francis se adapta muy bien para distintos saltos y caudales y presenta un rango de operación considerable. Estas turbinas se pueden encontrar en instalaciones con saltos de 2 metros o en instalaciones con saltos de 200 metros.

Existen múltiples minicentrales hidroeléctricas españolas que utilizan turbinas Francis, entre las que se pueden citar: Puente Nuevo (río Guadiato-Córdoba), Aracena (Rivera de Huelva-Huelva), Alange (río Matagorda-Badajoz), Tranco del Diablo (río Cuerpo de Hombre-Salamanca), La Chanza (río Chanza-Huelva), Torrelaguna (Canal Bajo de abastecimiento a

Madrid-Madrid), Talave (río Mundo-Albacete), Río Muerto (río Segura-Murcia), La Escalinata (Canal Principal del Turia-Valencia), Rialb (río Freser-Girona), Ventatxuri (río Indusi-Bizkaia), Pe de Vina (río Eo-Lugo), La Castellana (río Mandeo-La Coruña) y Feixa (río Verdugo-Pontevedra).

El rendimiento de una turbina Francis depende del porcentaje de caudal de equipamiento, es decir del caudal máximo que puede enviarse a la turbina. En condiciones óptimas de operación este rendimiento puede ser superior al 90%. Asimismo, es necesario señalar que el rendimiento de las turbinas de reacción aumenta con el tamaño de las mismas.

8.7.2.3. Turbina Kaplan y semi-Kaplan

La **turbina Kaplan**, inventada por el ingeniero austriaco Viktor Kaplan (1876-1934), puede ser de dos tipos: de regulación doble (verdadera Kaplan) y regulación simple o **semi-Kaplan**.

La turbina Kaplan (Figura 8.40) cuenta, básicamente, con los mismos componentes que la turbina Francis, es decir, dispone de: cámara de alimentación, predistribuidor, distribuidor, rodete y tubo de aspiración. Sin embargo, el rodete de la turbina Kaplan, a diferencia de la turbina Francis, está compuesto por una hélice cuyas palas son ajustables, lo que le proporciona un mayor rango de operación con más altos rendimientos. Por tanto, la turbina Kaplan cuenta con dos mecanismos de regulación: el distribuidor y el rodete.

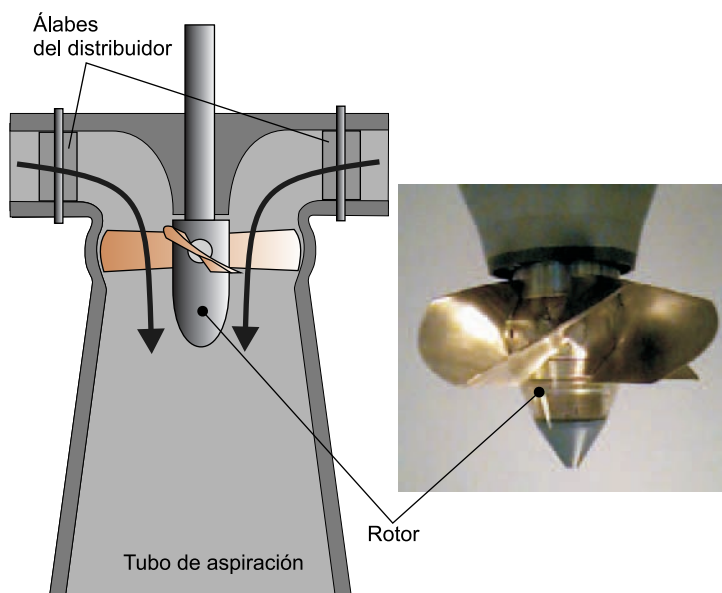


Figura 8.40. Esquema de turbina Kaplan.

La turbina semi-Kaplan se diferencia de la turbina Kaplan en que aquella no dispone de distribuidor regulable.

En las turbinas Kaplan es fundamental la zona donde se aloja el rodete, la cual se denomina cámara del rodete. Dicha cámara puede adoptar diversas formas, sin embargo, la forma

esférica, al mantener el juego entre las palas y la superficie del alojamiento, es la más adecuada para minimizar las pérdidas sea cual sea el ángulo de las palas.

Entre las minicentrales hidroeléctricas españolas que utilizan turbinas Kaplan pueden citarse, a modo de ejemplo: Valdano (río Nalón-Asturias), Santacara (río Ebro-La Rioja), Berbegal (Canal de Terreu-Huesca), Alos (río Segre-Lleida), Cairat (río Llobregat-Barcelona) y Salto de La Esperanza (río Segura-Murcia).

Las turbinas Semi-Kaplan se han instalado en diversas minicentrales hidroeléctricas españolas, entre las que, a título de ejemplo, pueden mencionarse: Higares (río Tajo-Toledo), El Maquilon (río Tajo-Guadalajara), Gelsa (río Ebro-Zaragoza) y San Vicente de La Sonsera (río Ebro-La Rioja).

Asimismo, existen minicentrales que combinan distintos tipos de turbinas. A título de ejemplo se pueden citar: San José (río Duero-Valladolid), la cual emplea turbinas Kaplan y Semi-Kaplan y El Salto de Eguillor (manantial y río Arteta-Navarra), que emplea una turbina Pelton y una turbina Francis).

8.7.2.4. *Campo de utilización y rendimientos de las turbinas*

Puede concluirse de lo expuesto hasta ahora que cada tipo de turbina dispone de un rango de utilización, en función del caudal y de la altura o salto (Figura 8.41).

Así, la turbina Kaplan es adecuada para saltos pequeños y caudales variables. Sin embargo, para saltos más elevados y menores variaciones de caudal es más apropiada la turbina Francis. La turbina Pelton es recomendable para grandes saltos, independientemente de la variación de caudal.

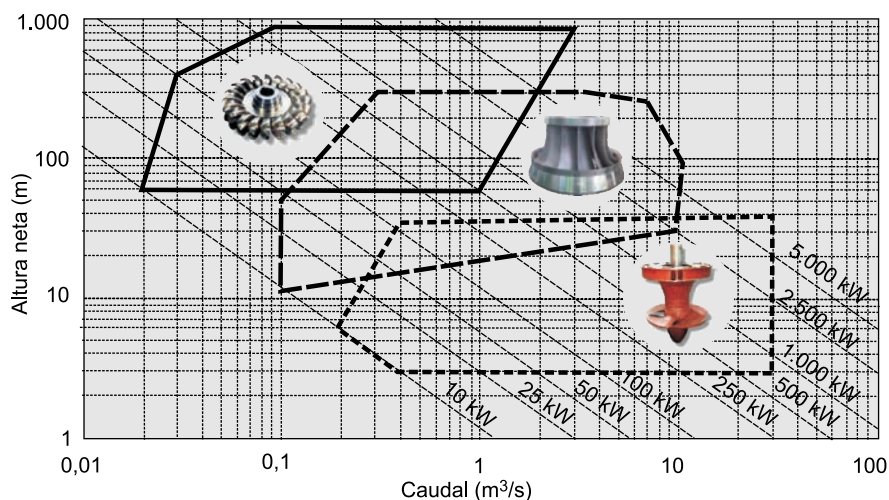


Figura 8.41. Rango de utilización de los diferentes tipos de turbinas.

En la Figura 8.42 se muestra, para los distintos tipos de turbinas descritas en este capítulo, las curvas de rendimiento en función del caudal.

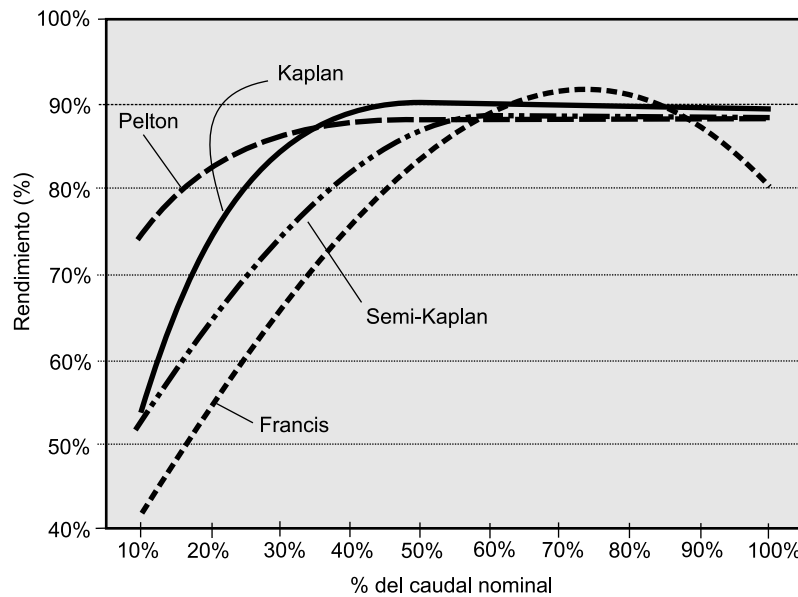


Figura 8.42. Rango de utilización de los diferentes tipos de turbinas.

El rendimiento representado se define como el cociente entre la potencia mecánica transmitida al eje de la turbina y la potencia hidráulica correspondiente al caudal y salto nominales. Para determinar el rendimiento total habría que tener en cuenta el rendimiento del multiplicador (si existiese) y el rendimiento del generador eléctrico.

La turbina Pelton muestra una curva de rendimiento bastante plana. En condiciones de diseño el rendimiento es superior al 90% y para un caudal del 20% del nominal presenta un rendimiento superior al 80%.

La turbina Francis con cámara en espiral presenta un rendimiento superior al 90% en condiciones de diseño. Sin embargo, el rendimiento es inaceptable con caudal inferior al 50% del nominal.

La turbina Kaplan de doble regulación tiene un rendimiento aceptable a partir del 20% del caudal nominal. La semi-Kaplan solo trabaja eficazmente a partir del 40% del caudal nominal.

8.7.2.5. Curvas características de las turbinas

Las turbinas hidráulicas no funcionan siempre en el denominado **punto nominal** o **punto de diseño**, es decir, no siempre mantienen constantes la altura neta H , el caudal Q o las revoluciones n . Si alguna de estas variables se modifica se producirá una variación en al menos una de las otras variables.

Los fabricantes de turbinas hidráulicas confeccionan, a partir de ensayos experimentales en un banco de pruebas o *in situ*, las curvas que relacionan diversas características de operación de sus máquinas. Estas curvas, que relacionan entre sí estas variables teniendo en cuenta el rendimiento se denominan **curvas características**, las cuales permitirán al selec-

cionador de la turbina conocer como se comportará la misma en condiciones de servicio variables.

En las turbinas Francis y Pelton solo cuatro variables son independientes y en la turbina Kaplan cinco.

Normalmente, se fijan tres (o cuatro, en las turbinas Kaplan) parámetros y se obtiene una función de una variable. También, es frecuente mantener constantes dos (o tres, en las turbinas Kaplan) parámetros y destinar la segunda variable independiente a describir una familia de curvas. En este contexto, se suelen presentar curvas tales como:

- a) Curva par-velocidad de giro, para diferentes grados de admisión (Figura 8.43). Cuando la velocidad de giro aumenta el par disminuye, denominándose **velocidad de embalamiento** a aquella velocidad a la cual la curva corta al eje de abscisas (par nulo);

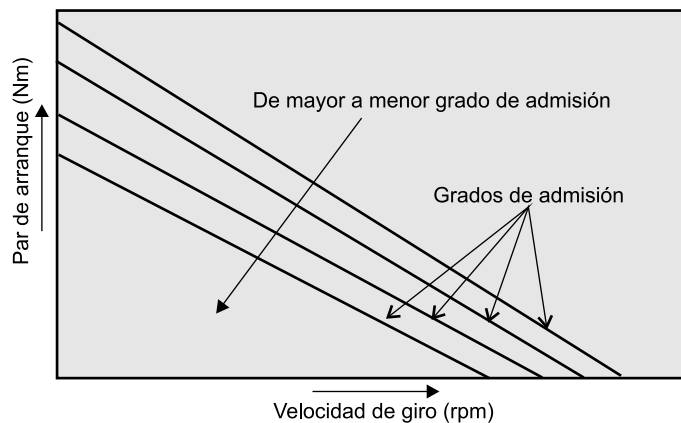


Figura 8.43. Curva par-velocidad para diferentes grados de admisión.

- b) Curva potencia-velocidad de giro, para diferentes grados de admisión (Figura 8.44). Estas curvas tienen forma de parábola y cortan al eje de abscisa en dos puntos, que corresponden con la velocidad nula (turbina frenada) y la velocidad de embalamiento, respectivamente;

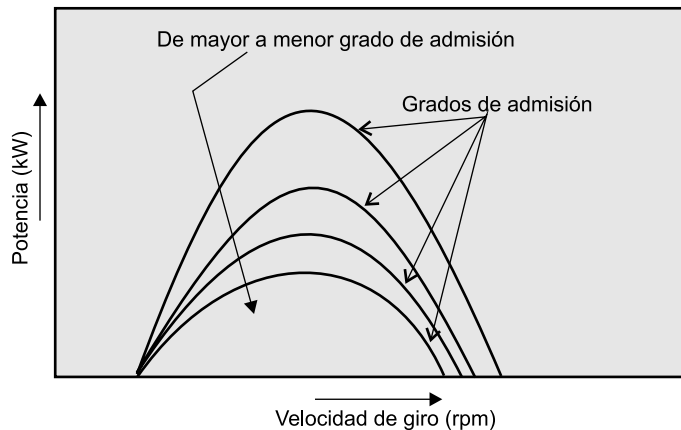


Figura 8.44. Curva de potencia-velocidad para diferentes grados de admisión.

- c) Curva caudal-velocidad de giro, para una altura neta y un grado de admisión dados (Figura 8.45). Estas curvas (prácticamente rectas) tienen distinta pendiente dependiendo del tipo de turbina. Así, las turbinas Pelton presentan gradiente nulo, las de reacción lenta gradiente negativo y las de reacción rápida gradiente positivo.

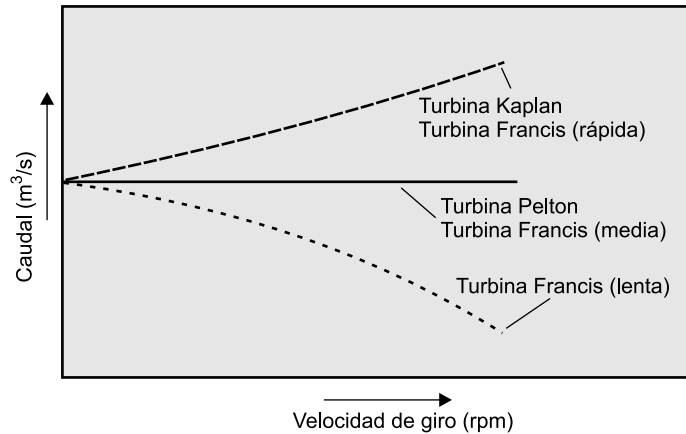


Figura 8.45. Curva caudal-velocidad para diferentes tipos de turbinas..

De la misma manera es posible representar otras relaciones de variables. En la Figura 8.46 se muestra, a título de ejemplo, el rendimiento η_t total y la potencia P , en función de la altura neta H y el caudal Q , manteniendo constantes los demás parámetros.

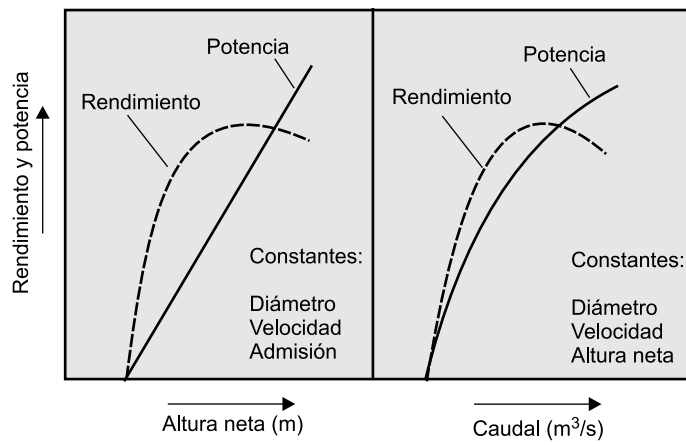


Figura 8.46. Curvas características elementales.

Si en los diagramas se emplean variables reducidas a la unidad de salto y unidad de diámetro, éstos se denominan **diagramas universales**, ya que se pueden utilizar, dentro de los límites impuestos por la teoría de la semejanza a todas las turbinas hidráulicas geoméricamente semejantes (igual velocidad específica).

Desde el punto de vista de la explotación interesan dos diagramas: altura neta-potencia y altura neta-caudal. Sin embargo, estos dos diagramas pueden presentarse fundidos en uno solo (Figura 8.47).

En la Figura 8.47 se muestran las curvas de rendimiento en función de la altura neta y el caudal. Asimismo, se representan las curvas de isopotencia, es decir, líneas de igual potencia. Además, en la Figura 8.47 se representan dos líneas límite (representadas con trazo grueso). Una de ellas indica la potencia máxima que puede proporcionar la turbina en función de la altura. La otra señala la potencia máxima que se puede transmitir al generador para que éste no se sobrecargue. Este diagrama, que representa en un plano la región de funcionamiento de una turbina hidráulica, se le denomina **campo característico**.

Las leyes de semejanza de las turbinas hidráulicas, si no se tiene en cuenta la variación del rendimiento ni de la densidad y se considera que se trata de una misma máquina, es decir, el diámetro es constante, pueden utilizarse para estimar como varía, aproximadamente, en una misma máquina el número de revoluciones n , el caudal Q , el par M y la potencia útil P cuando se varía la altura neta H .

$$\frac{n_2}{n_1} = \left(\frac{H_2}{H_1}\right)^{1/2} ; \quad \frac{Q_2}{Q_1} = \left(\frac{H_2}{H_1}\right)^{1/2} ; \quad \frac{P_2}{P_1} = \left(\frac{H_2}{H_1}\right)^{3/2} ; \quad \frac{M_2}{M_1} = \left(\frac{H_2}{H_1}\right)$$

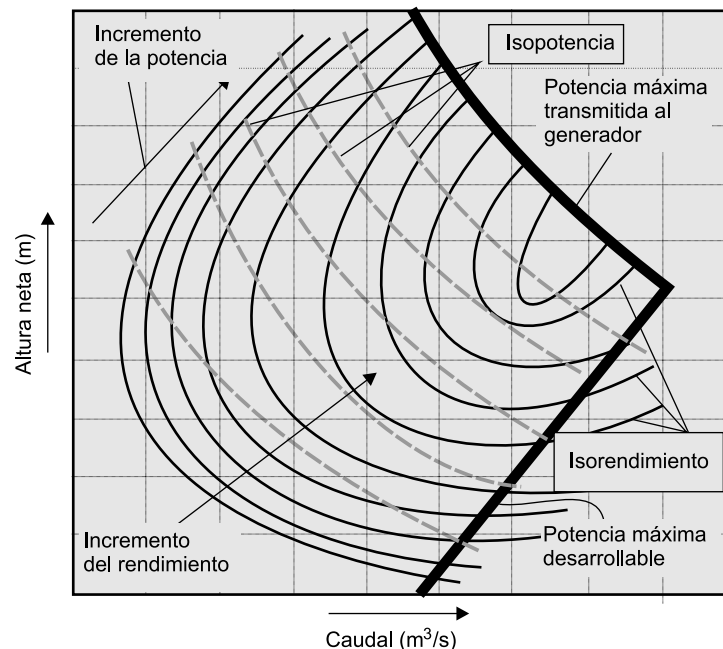


Figura 8.47. Diagrama de explotación $H = f(Q)$ con líneas de isopotencia.

8.7.3. Transmisiones mecánicas

Si una turbina gira a la velocidad de operación del generador eléctrico los árboles de ambos se pueden conectar directamente mediante el empleo de un acoplamiento, generalmente de tipo flexible. Sin embargo, las turbinas de baja altura de carga suelen girar a velocidades (125-400 rpm) inferiores a las que precisan los generadores estándar para funcionar

(1.000-1.500 rpm), por tanto, se precisa instalar un multiplicador de velocidad entre los árboles de ambas máquinas para poder operar (Figura 8.48). El uso de un multiplicador de velocidad implica disminuir el rendimiento global entre un 2% y un 5%.

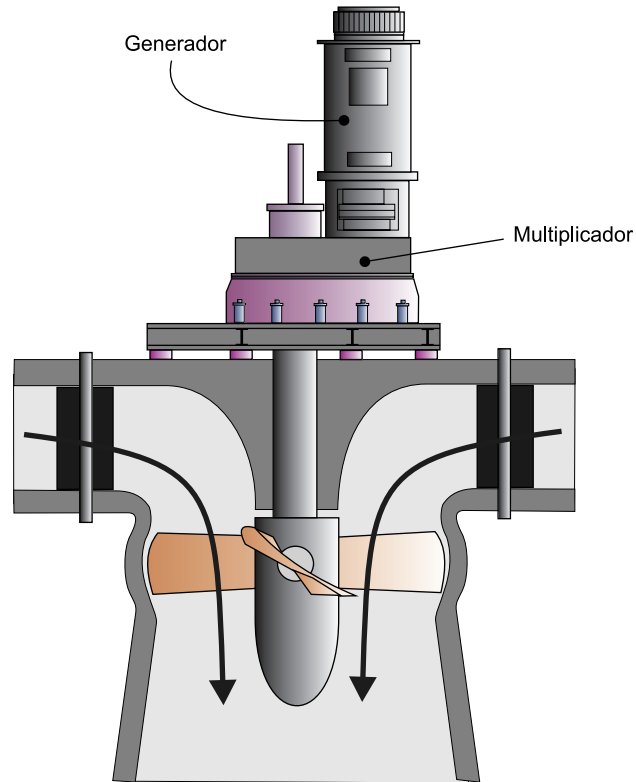


Figura 8.48. Esquema de turbina Kaplan con multiplicador y generador.

Una solución alternativa al empleo de un multiplicador de velocidad consiste en utilizar un generador eléctrico de elevado número de pares de polos, con lo cual su velocidad de sincronismo disminuye. Esta alternativa tiene como ventaja que se evitan las pérdidas del multiplicador y como inconveniente las mayores dimensiones y coste que supone dicho generador no estándar.

Generalmente, el multiplicador de velocidad está constituido por una caja de engranajes, aunque también se han utilizado transmisiones de correas para realizar este cometido.

Las cajas de engranajes utilizadas pueden ser de árboles paralelos (Figura 8.48) o de árboles cuyos ejes que se cortan. Para transmitir la potencia y el movimiento angular entre árboles paralelos se suelen emplear engranajes cilíndricos de dientes helicoidales externos. Aunque también se emplean trenes de engranajes epicicloidales.

Cuando se desea transmitir potencia y movimiento angular entre árboles que se cortan (normalmente forman entre sí 90°) se suelen emplear engranajes cónicos de dientes helicoidales.

Entre las desventajas del empleo de las cajas de engranajes hay que señalar el incremento del nivel de ruido del edificio de la central.

8.7.4. Generadores

Para transformar la energía mecánica de rotación de la turbina en energía eléctrica se utilizan generadores eléctricos. El generador puede ser de corriente continua (dinamo) o de corriente alterna (alternador). Estos últimos son los únicos que se utilizan actualmente.

El alternador está compuesto de dos partes fundamentales: el rotor o inductor móvil, encargado de generar un campo magnético variable al girar arrastrado por la turbina y el estator o inducido fijo, en el que se genera la corriente eléctrica.

Respecto a la posición de su árbol de giro, los generadores se clasifican en generadores de eje vertical (Figura 8.48) y generadores de eje horizontal (Figura 8.35).

Las máquinas eléctricas de corriente alterna típicamente utilizadas se clasifican en máquinas síncronas y máquinas asíncronas o de inducción.

La mayor desventaja de los generadores asíncronos es que necesitan de una batería de condensadores conectada a la salida, la cual compense la energía reactiva generada. Para la creación del campo magnético el generador asíncrono debe estar conectado a la red y tomar de ella la corriente reactiva necesaria. Cuando la turbina hidráulica incrementa la potencia se produce un incremento en el deslizamiento. Ya que la red eléctrica es la que fija la frecuencia no se precisa que la turbina disponga de un regulador de velocidad.

Para llevar a cabo el arranque del generador asíncrono se actúa sobre la admisión de agua en la turbina, de tal manera que ésta se vaya acelerando hasta que el generador se aproxime a su velocidad de sincronismo, instante en el que se cierra el interruptor automático de línea.

En los generadores síncronos es necesario alimentar el devanado del rotor con corriente continua, la cual origina un campo magnético giratorio en el interior del generador que, a su vez, produce un sistema trifásico de voltajes en los arrollamientos del estator. Debido a que el rotor del generador gira, es necesario utilizar mecanismos especiales para llevar a cabo el suministro de la corriente continua de excitación. Básicamente, la corriente continua puede ser suministrada por tres mecanismos de excitación: autoexcitación, excitación auxiliar y excitación sin escobillas.

La **excitación auxiliar** consiste en alimentar el devanado inductor mediante la corriente continua generada por una dinamo auxiliar regulada por un reostato y montada sobre el árbol del generador sincrónico.

La **autoexcitación** consiste en tomar la corriente desde los terminales del generador, transformarla mediante un transformador de excitación, rectificarla mediante un sistema electrónico estático e inyectarla en el devanado inductor mediante un dispositivo de escobillas y anillos rozantes que rodean al árbol de la máquina, pero aislados del mismo árbol (Figura 8.49).

A pesar de los problemas de mantenimiento que genera la combinación de anillos rozantes y escobillas, las máquinas síncronas pequeñas suelen emplear este sistema de excitación ya que, funcionalmente, es el menos costoso para inyectar la corriente de campo. En el ins-

tante del arranque del generador síncrono no existe tensión en bornes y, consecuentemente, no se dispone de corriente de excitación. Por tanto, se necesita una fuente auxiliar (ejemplo, una batería) para iniciar el funcionamiento.

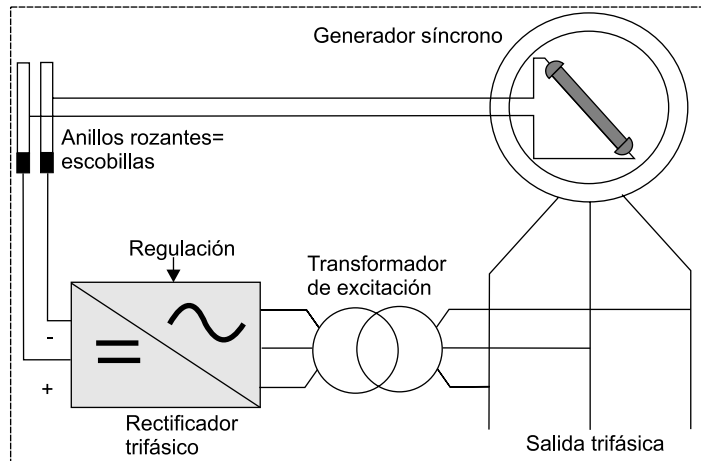


Figura 8.49. Esquema de sistema de autoexcitación de un generador síncrono.

La excitación sin escobillas emplea un pequeño generador síncrono (excitatriz principal) cuyo inducido va montado en el rotor y los polos inductores en el estator. La tensión trifásica de la excitatriz se rectifica a tensión continua mediante un puente de diodos, montado asimismo sobre el árbol del generador, y suministrada directamente, sin escobillas, al devanado de excitación del alternador. El ajuste de la corriente de excitación del generador síncrono se lleva a cabo mediante el control de la corriente de excitación de la excitatriz principal (desde el estator), la cual puede ser suministrada por un transformador de excitación (Figura 8.50).

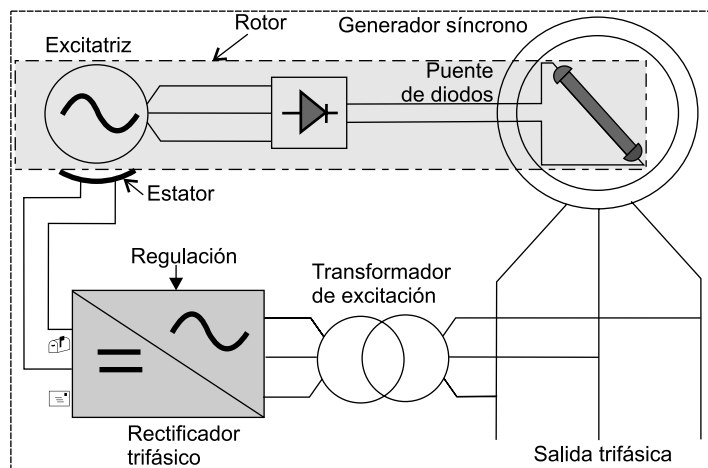


Figura 8.50. Esquema de circuito excitatriz sin escobillas.

Para independizar la excitación de fuentes energéticas del exterior, se suele incluir una **excitatriz piloto**. Ésta dispone de un generador de corriente alterna cuyo devanado de excitación esta compuesto por imanes permanentes y con el devanado trifásico en el estator. Hay que señalar, que algunos generadores síncronos que disponen de excitatrices sin escobillas, con el fin de disponer de una fuente de corriente continua auxiliar para las situaciones de emergencia cuentan también con anillos rozantes y escobillas.

El arranque de los generadores síncronos se realiza en vacío. Mediante la regulación del sistema de admisión de agua de la turbina se incrementa progresivamente la velocidad de ésta y en el instante en que el generador síncrono alcanza una velocidad próxima al sincronismo se conecta la excitación.

8.7.5. Subsistema de regulación y control

Las centrales hidroeléctricas disponen de diversos dispositivos de regulación, control y protección adecuados al tipo de tecnología empleada y del funcionamiento previsto. Fundamentalmente controlan la turbina (caudal utilizado por las turbinas, regulación de potencia de centrales aisladas, etc.) y el generador (regulación de la tensión de generadores síncronos, batería de condensadores de grupos asíncronos, etc.). Las protecciones, que pueden ser mecánicas y eléctricas, de los diferentes subsistemas actúan cuando existe una anomalía en su funcionamiento.

En el caso de minicentrales hidroeléctricas que suministran energía mediante generadores síncronos a redes aisladas es preciso controlar la velocidad de rotación, que normalmente se lleva a cabo regulando el caudal de entrada a la turbina y regulando la tensión del alternador, con el propósito de mantener la tensión dentro de un cierto rango. Si disminuye la demanda energética, la turbina tiende a acelerarse, por lo que un sensor de rpm (mecánico, electrónico, etc.) detecta el incremento de la velocidad y envía una señal para que un servomotor (generalmente, un cilindro hidráulico) regule el grado de apertura de los álabes del distribuidor (en el caso de las turbinas Francis), o el grado de apertura de los álabes del distribuidor y del rodete (en el caso de turbinas Kaplan), o el grado de apertura de las válvulas de aguja de los inyectores (en el caso de las turbinas Pelton) y se alimente con menor caudal de agua a las turbinas. Si se incrementa la demanda energética, los sensores de rpm proporcionarán información al servomotor para que se produzca un incremento del caudal de agua que alimente a las turbinas.

En la Figura 8.51 se muestra un mecanismo de regulación hidráulico-mecánica sin realimentación.

En la Figura 8.51 se muestra que si la carga disminuye, el grupo se acelera y entonces, debido a las fuerzas centrífugas, las bolas del taquímetro se separan (ya que el taquímetro gira a la misma velocidad que la turbina o a un múltiplo de dicha velocidad). Dicha separación origina que el manguito del taquímetro suba, la palanca A gire respecto de el punto de apoyo B y el punto C descienda dando lugar a que la palanca D actúe sobre el distribuidor, que es una válvula amplificadora de presión hidráulica. Es decir, la pequeña fuerza que origina el descenso del punto C se traduce en una fuerza mucho mayor actuando en el vástago del servomotor.

Al descender la palanca D el aceite a presión sale por la parte inferior izquierda del distribuidor y entra por la parte inferior del servomotor, mientras que el aceite situado en la

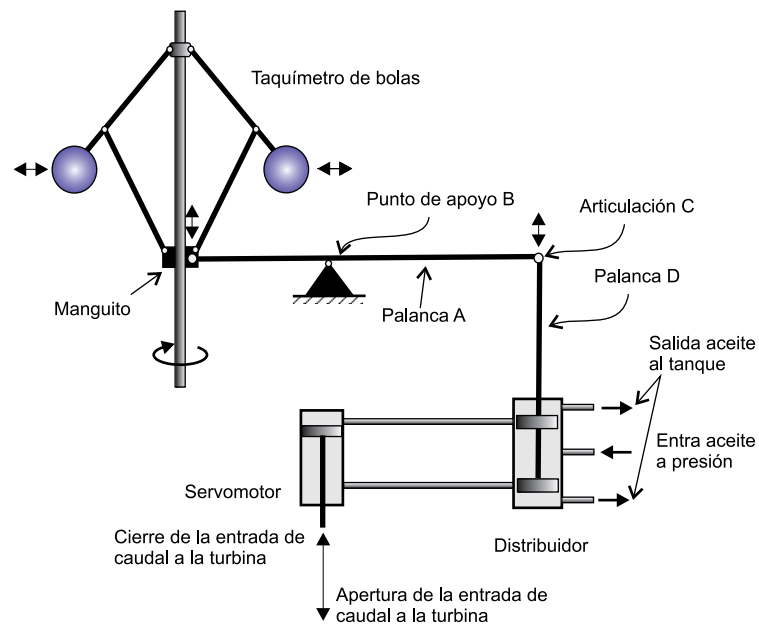


Figura 8.51. Esquema de regulación sin retroalimentación.

parte superior del servomotor entra por la parte superior izquierda del distribuidor y se dirige hacia el tanque de aceite. Al desplazarse el pistón del servomotor hacia arriba se cierra el distribuidor de la turbina.

Si la carga se incrementa se produce el proceso inverso, dando lugar a que el pistón del servomotor abra el distribuidor de la turbina y entre mayor caudal de agua en la misma.

En el caso de minicentrales hidroeléctricas que suministran energía mediante generadores asíncronos a redes fuertes, tal como ya se ha señalado, no se precisa actuar sobre los reguladores de caudal de las turbinas para controlar la velocidad de rotación de éstas, ya que la velocidad de giro la impone la frecuencia de la red. El control de generador se logra mediante el control, por medio de tiristores, de una batería de condensadores estáticos.

Aquí la regulación de caudal se precisa solo en situaciones de empalme (por ejemplo, caída de la carga) para cerrar el suministro de agua a la turbina a una velocidad tal que no se genere un golpe de ariete y no se embale la turbina.

El tiempo de arranque de la turbina depende de las inercias de los mecanismos involucrados (turbina, multiplicador, generador, volante de inercia) y de la velocidad nominal de la turbina y de la potencia nominal. Mientras que el tiempo de arranque de la columna de agua es función del salto, de la longitud de la columna de agua y de la velocidad de los componentes de la columna de agua.

Para poder llevar a cabo una adecuada regulación se ha de cumplir que el tiempo de arranque de la turbina sea mayor que el cuádruple del tiempo de arranque de la columna de agua.

8.7.5.1. Automatización, monitorización y telemando

Normalmente, las minicentrales hidroeléctricas disponen de sistemas con algún grado de automatismo de control, dependiendo dicho grado de diversos factores, entre los que se encuentran los costes de personal, la distancia del punto de ubicación de la central de un núcleo poblacional, etc.

Por tanto, pueden existir centrales con un alto grado de automatismo, que cuentan con sistemas de medida y control inteligentes que, apoyándose en microprocesadores y *software*, llevan a cabo las tareas de arranque, regulación del funcionamiento y las paradas, y centrales cuyo grado de automatismo se limita a generar una señal de alarma y desconectar los grupos, mediante el empleo de relés convencionales, en el caso de presentarse anomalías en el funcionamiento.

Generalmente, las centrales cuentan con sistemas de telemetría que toman información de diversos parámetros de operación, los cuales pueden ser monitorizados en una pantalla digital, almacenarse en una base datos y consultarse a distancia, vía módem. El sistema de telemando también permite que la central pueda ser controlada a distancia por un operador.

8.7.6. Subsistema eléctrico auxiliar

Dentro del equipamiento eléctrico de una minicentral hidroeléctrica hay que destacar el transformador de tensión, que tiene como función elevar la tensión para reducir las pérdidas durante el transporte de la energía.

Normalmente, en las centrales pequeñas el transformador de baja-media o media-alta se instala en el interior del edificio central, sin embargo, a veces estos dispositivos se ubican al aire libre (Figura 8.52), generando impacto visual.

Otro elemento a destacar es la línea transporte eléctrico hasta la red de distribución o al consumo aislado.



Figura 8.52. Estación transformadora a la intemperie.

8.8. Evaluación del aprovechamiento de una central hidráulica

Para estimar la energía generada por una minicentral hidroeléctrica se precisa conocer el caudal de agua disponible a lo largo de un año medio, por lo cual es necesario llevar a cabo un estudio hidrológico que contemple la variación del caudal durante un cierto número de años.

En dicho estudio es necesario tener en cuenta una serie de caudales:

- El **caudal de servidumbre**, el cual se compone del caudal ecológico o caudal mínimo necesario para mantener el funcionamiento, composición y estructura del ecosistema fluvial que ese cauce contiene en condiciones naturales y del caudal que se destina a otros usos;
- El **caudal de equipamiento** Q_e , el cual se selecciona de tal manera que el volumen turbinado sea máximo;
- El **caudal mínimo técnico**, que es proporcional al caudal de equipamiento y depende del tipo de turbina seleccionada (aproximadamente, 10% Q_e para turbina Pelton, 25% Q_e para turbina Kaplan y 40% Q_e para turbina Francis).

Para simular la energía producida por la central se puede hacer uso de la Ecuación (8.4), donde se deduce que la potencia es función del salto neto H_n , del caudal turbinado Q y de los rendimientos de los dispositivos que participan en la producción energética, es decir, de la turbina η_t , el multiplicador de velocidad η_m , el generador η_g y el transformador de salida η_{tr} .

$$P = 9,81QH_n\eta_t\eta_m\eta_g\eta_{tr} \quad (8.4)$$

El salto neto H_n (Figura 8.53) se define como la diferencia entre el salto útil H_u y las pérdidas de carga H_p que se producen en las conducciones de agua. El salto útil es la diferencia entre el nivel de la lámina de agua en la cámara de carga y el nivel de desagüe de la turbina. El salto bruto H_b es la diferencia de altura entre la lámina de agua en la toma y el nivel del río en el punto donde se descarga el caudal turbinado.

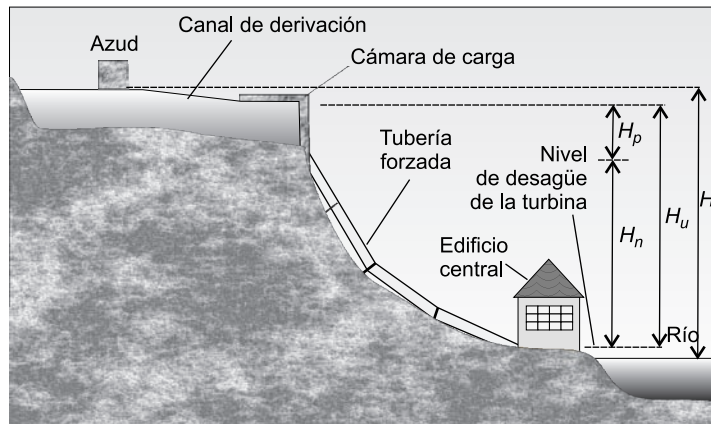


Figura 8.53. Esquema para definir los diversos saltos.

Los rendimientos de los diversos componentes de la central son proporcionados por sus fabricantes, sin embargo, a efectos de estimación inicial el rendimiento global puede tomarse entre un 80% y un 85%.

Las pérdidas en los conductos pueden ser estimados mediante la ecuación de Darcy y Weisbach (8.5), la cual es aplicable a flujos laminares y turbulentos, que fluyen en conductos de sección transversal arbitraria:

$$h_f = f \left(\frac{L}{D} \right) \frac{V^2}{2g} \quad (8.5)$$

donde f es un factor de fricción adimensional, L la longitud del tubo en m, D el diámetro de la tubería en m, V la velocidad media en m/s, y $g = 9,81 \text{ m/s}^2$ la aceleración de la gravedad.

A dichas pérdidas hay que añadir las originadas por codos, válvulas, etc.

Una vez estimada la potencia instantánea se puede determinar la energía multiplicando la potencia en cada instante por el tiempo de funcionamiento.

Al igual que en los parques eólicos, se define aquí el denominado **tiempo característico** como el cociente entre la energía anual producida y la potencia instalada, el cual es una medida del grado de aprovechamiento de la central.

El tiempo característico depende del tipo de central (pie de embalse, canal de riego, central fluyente, etc.), pero a título orientativo se puede mencionar que las centrales españolas presentan un tiempo característico medio superior a las 3.000 horas.

8.9. Costes del uso de la energía del agua

La energía hidroeléctrica constituye una tecnología muy conocida. Los sistemas de control del agua y los turbogeneradores para extraer la potencia constituyen tecnologías estándar. Las instalaciones minihidráulicas existentes cubren un rango de potencia que abarca desde cientos de vatios a diez megavatios. Sin embargo, a pesar de los datos disponibles, es muy difícil, si no imposible, generalizar todos los costes de las centrales hidroeléctricas.

El coste de cada kilovatio-hora obtenido mediante un sistema hidroeléctrico depende del coste de la instalación, la cual debe amortizarse a lo largo de la vida; del coste de explotación; y de la energía producida, que depende en gran medida del caudal de agua en el emplazamiento (para una altura dada).

El coste de la instalación depende fundamentalmente del coste de los siguientes elementos: maquinaria (turbinas, generadores, multiplicadores, etc.), obra civil (accesos, embalses, canales, tuberías, edificaciones, etc.), sistema eléctrico (líneas eléctricas, transformadores, sistema de control, regulación y protección), e ingeniería y dirección.

El coste dominante lo constituye la instalación, y una gran parte de este coste lo genera los costes de la obra civil, los cuales varían notablemente de un lugar a otro. De media, la obra civil puede suponer unos dos tercios del coste de la instalación. Pero podría suponer el 80%, o solo el 25%, si la central puede hacer uso de presas y embalses existentes.

Si se consideran los costes de la maquinaria como una cantidad fija para una capacidad de central dada, el costo de la instalación puede variar entre menos de la mitad y más del doble de la media. Este margen puede establecer la diferencia entre viabilidad o no viabilidad del proyecto.

Los costes específicos de la instalación dependen de la capacidad instalada de la central. En la Figura 8.54 se muestra una estimación de los costes específicos de la instalación para el caso de minicentrales hasta 8 MW de potencia instalada.

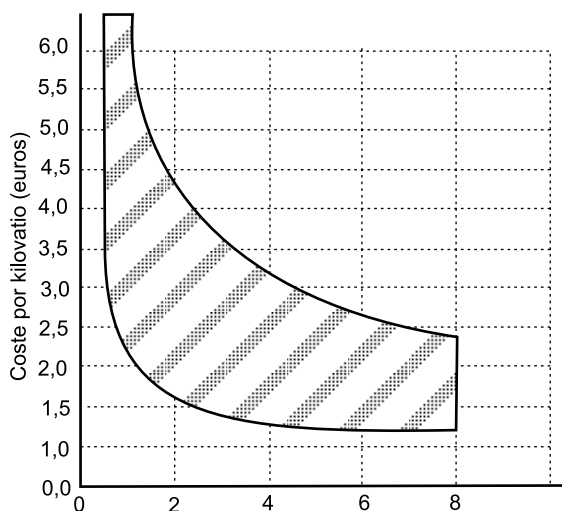


Figura 8.54. Estimación de costes específicos.

La inversión necesaria para llevar a cabo la instalación de una minicentral hidráulica puede estimarse descompuesta en cuatro grandes partidas, cuyos porcentajes medios estimativos se reflejan en la Figura 8.55.

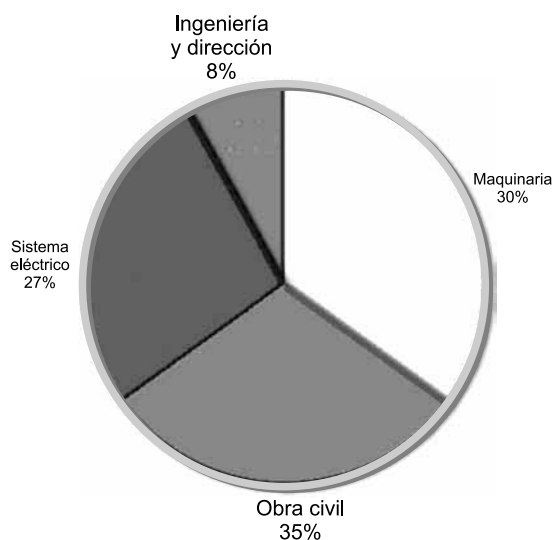


Figura 8.55. Distribución de los costes de inversión.

Los costes de explotación se desglosan en costes por alquiler de terrenos, costes de operación y mantenimiento (personal, repuestos y consumibles), costes de gestión y administra-

ción y costes de seguros e impuestos. Estos representan una cantidad muy pequeña comparados con los costes de inversión de la instalación.

Un factor determinante cuando se pretende calcular el coste del kWh producido es el denominado factor de capacidad anual de la central, es decir, el porcentaje respecto de la potencia instalada en que opera la central. Ya que puede existir una gran diferencia, en cuanto a producción se refiere, entre la generación de la central funcionando constantemente a plena capacidad, y funcionando intermitentemente, usando una fracción de la capacidad instalada. Las centrales hidroeléctricas suelen operar con un factor de capacidad medio algo bajo (40%), si se compara con el de las centrales convencionales que utilizan combustibles fósiles o energía nuclear (60%-80%).

En general, las centrales adecuadamente instaladas están sin duda produciendo la energía más barata en muchos países. En Escocia, por ejemplo, con una gran proporción de centrales hidroeléctricas, el coste medio del kWh producido es más o menos dos tercios del coste de todas las energías generadas en el Reino Unido. También ocurre algo similar en la mayoría de las centrales hidroeléctricas instaladas en Estados Unidos.

8.10. Impacto medioambiental por utilizar la energía hidráulica

La incidencia que las instalaciones de aprovechamiento hidroeléctrico pueden tener sobre el medio ambiente hay que analizarlas desde dos vertientes: a) desde el punto de vista de los beneficios que supone producir energía eléctrica disminuyendo el consumo de combustibles fósiles y, por tanto, reduciendo los efectos negativos de éstos sobre el medio ambiente (emisión de CO₂ y NO_x, lluvia ácida, residuos tóxicos, etc.); b) desde el punto de vista de la afectación al medio ambiente.

Entre las posibles alteraciones del medio físico que las instalaciones hidroeléctricas pueden generar durante la etapa de construcción y la etapa de explotación se encuentran:

- La inundación de extensas zonas, con el consiguiente impacto ambiental.
- Pérdidas de suelo agrícola, ganadero o forestal por erosión e inundación.
- Cortes de vías de comunicación.
- Reajustes de las corrientes de agua y los efectos asociados sobre la calidad y cantidad de agua y fauna acuática.
- Reducción de la diversidad biológica.
- Efecto barrera del azud al tránsito de fauna.
- Impacto acústico originado por las turbinas y generadores.
- Desaparición de especies animales por degradación o destrucción de su hábitat.
- Sustracción de caudales de agua aprovechables para otros usos.
- Alteraciones bioclimáticas locales.
- Impacto visual de las estructuras.

El proceso de construcción en sí mismo puede causar alteraciones generales, y aunque el período de edificación puede durar solo unos pocos años, el efecto sobre un ambiente frágil puede ser más prolongado. Incluso la presa en sí misma puede ser objeto de preocupación, tanto por su impacto visual como por la posibilidad de su fallo catastrófico.

8.11. Situación actual de la explotación de la energía del agua

El consumo de energía hidroeléctrica total en el mundo a finales del 2007 fue, según BP Statistical Review of World Energy (junio del 2008), de 709,2 millones de toneladas equivalentes de petróleo, encabezando la lista los países de la OECD, con 295,6 tep. El consumo de la Unión Europea fue de 77,3 tep y en España de 7,4 tep.

La potencia de centrales minihidráulicas (menores de 10 MW) instalada en los países de la Unión Europea y la producción eléctrica de las mismas a finales del 2005, según EurObserv'ER 2007, se muestra en la Figura 8.56 y la Figura 8.57, respectivamente. La potencia total instalada fue de 11.576,1 MW y la producción de 37,25 TWh.

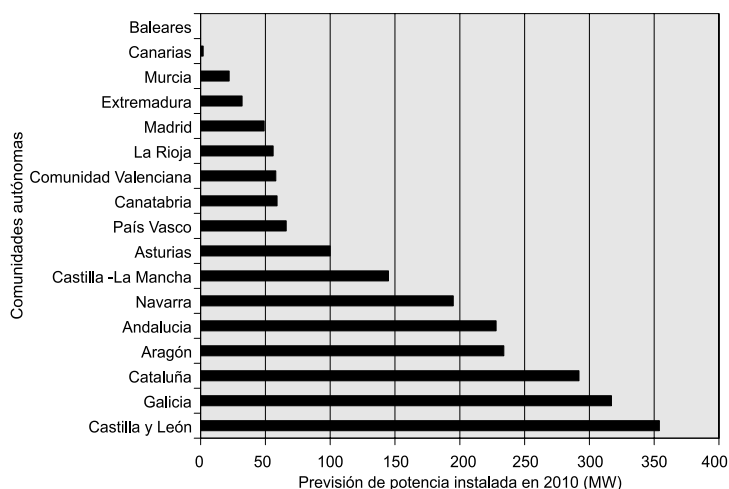


Figura 8.56. Potencia minihidráulica instalada en la UE a finales del 2005.

Según EurObserv'ER, basándose en un crecimiento anual del 2% prevé que la capacidad de minihidráulica instalada en la Unión Europea sea de unos 12.855 MW en el 2010, en lugar de los 14.000 MW previstos por el Libro Blanco. Por otro lado, la Asociación Europea de Pequeñas Instalaciones Hidráulicas (ESHA) prevé que el objetivo europeo no se alcanzará antes del 2015.

Según el Plan de Energía Renovables en España (PER. 2005-2010), las previsiones de capacidad instalada de minihidráulica en España en el 2010, por comunidades autónomas, son las mostradas en la Figura 8.57.

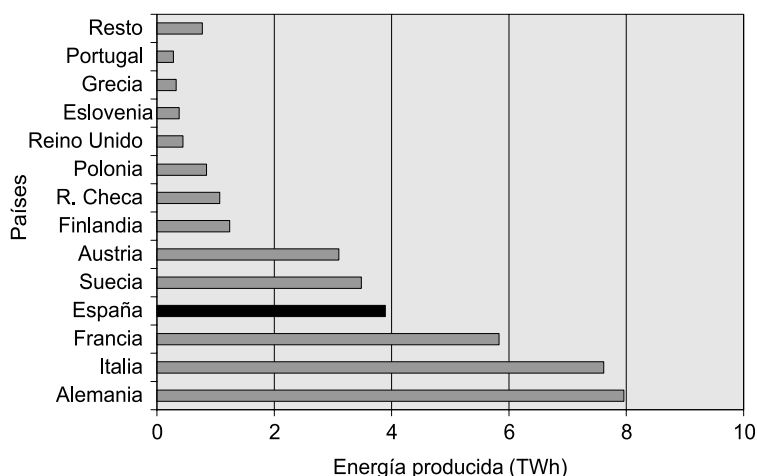


Figura 8.57. Previsión de potencia instalada en 2010 (MW) en España.

Según se indica en el PER (2005-2010) «La tecnología minihidráulica (≤ 10 MW) presenta un alto nivel de madurez, tanto en lo que se refiere al sistema completo, como en lo relativo a cada uno de los principales componentes. Los equipos principales, turbina y alternador, constituyen elementos con unos niveles de rendimiento y fiabilidad difíciles de superar actualmente.

Los desarrollos mas recientes están orientados a la adaptación de mejoras ya probadas en las grandes turbinas hidráulicas, lo que ha permitido durante la última década mantener los niveles de precios de los equipos. Al igual que para otros sistemas de generación, se han desarrollado e implementado profusamente los sistemas de telegestión o telecontrol de las instalaciones, así como la telemida.

Las líneas básicas de su desarrollo futuro tienden a la estandarización de equipos, al diseño matemático de simulación de flujo en campos tridimensionales, al uso de nuevos materiales y al desarrollo de microturbinas sumergibles para aprovechamientos de pequeños saltos.

En relación con las obras civiles, su desarrollo tecnológico se centra principalmente en evitar en lo posible la degradación ambiental, por lo que se tiende a nuevos sistemas de construcción, nuevos materiales y empleo de elementos prefabricados. Últimamente se han comenzado a usar presas inflables en lugar de los diseños clásicos de azudes y tuberías de polímeros plásticos o de fibra de vidrio reforzado para saltos de poca potencia.

Por tanto, dado el grado de madurez de esta tecnología, no puede establecerse un objetivo específico a alcanzar a corto o medio plazo. Únicamente se puede plantear como objetivo genérico el que los desarrollos en métodos de diseño y fabricación, la estandarización de equipos y el uso de nuevos materiales, permitan mantener o reducir los actuales costes de los equipos principales y de las obras».

8.12. Conclusiones

En este capítulo se han expuesto nociones básicas sobre el origen, medida y potencial de esta fuente energética renovable.

También, se han definido las opciones técnicas de las minicentrales hidroeléctricas y se han descrito las infraestructuras y componentes más comunes de las instalaciones.

Además, se han señalado aspectos relativos a los costes asociados a este tipo de instalaciones y se han mencionado los efectos positivos y negativos que estas centrales pueden tener sobre el medioambiente.

Asimismo, se comentan los costes asociados a este tipo de aprovechamientos energéticos renovables.

Por último se ha mostrado la situación actual y las perspectivas de futuro de esta fuente energética.

En la bibliografía específica sobre energía hidráulica que se incluye pueden ampliarse los conocimientos adquiridos en este capítulo.

8.13. Bibliografía

- Harvey, A.; Brown, A. *Micro-Hydro Design Manual: A Guide to Small-Scale Water Power Schemes*. Ed. Practical Action, 1993.
- Smith, N. *Motors as Generators for Micro-Hydro Power*. Ed. Practical Action, 2008.
- Thake, J. *The Micro-Hydro Pelton Turbine Manual: Design, Manufacture and Installation for Small-Scale Hydro-Power*. Ed. Practical Action, 2001.
- Rodríguez, L. y Sánchez, T. *Designing and Building Mini and Micro Hydro Power Schemes: A Practical Guide*. Ed. Practical Action, 2008.
- Edwards, B. K. *The Economics of Hydroelectric Power*. Ed. Edward Elgar Publishing, 2003.
- U. S. Government. *21st Century Complete Guide to Hydropower, Hydroelectric Power, Dams, Turbine, Safety, Environmental Impact, Microhydropower, Impoundment, Pumped Storage, Diversion, Run-of-River*. Ed. Progressive Management, 2003.
- Grigsby, L. L. *Electric Power Generation, Transmission, and Distribution*. Ed. CRC, 2007.
- Berga, L.. *Dams in 21st Century*. Ed. Taylor & Francis, 2006.
- Kishor, N.; Saini, R. P. y Singh, S. P. «A review on hydropower plant models and control». *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2007; 11: 776-796.
- Bueno, C.; Carta, J. A. «Wind powered pumped hydro storage systems, a means of increasing the penetration of renewable energy in the Canary Islands». *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2006; 10: 312-340.
- Bueno, C.; Carta, J. A. *Technical-economic analysis of wind-powered pumped hydrostorage systems. Part II: model application to the island of El Hierro*. *Solar Energy* 2005; 78:396-405.
- Martínez, G.; Serrano, M.; Rubio, M. y Menéndez, A. «An overview of renewable energy in Spain. The small hydro-power case». *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2005; 9: 521-534.
- Paish, O. «Small hydro power: technology and current status». *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2002; 6: 537-556.
- Hongling, L.; Chuanwen, J. y Yan, Z. «A review on risk-constrained hydropower scheduling in deregulated power market». *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2008; 12: 1465-1475.
- Caetano, A. C. «Assessment and statistics of Brazilian hydroelectric power plants: Dam areas versus installed and firm power». *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2008; 12: 1843-1863.

- Martínez, G. de y Serrano, M. del Mar. *Minicentrales hidroeléctricas: mercado eléctrico, aspectos técnicos y viabilidad económica de las inversiones*. Ed. Bellisco, 2004.
- Daugherty, R. L. *Hydraulic Turbines, With A Chapter On Centrifugal Pumps*. Ed. Fournier Press, 2007.
- Mataix, C. *Turbomáquinas Hidráulicas*. Ed. ICAI, 1975.
- ESHA, European Small Hydropower Association. *Manual de Pequeña Hidráulica*. Ed. Dirección General de Energía (DGXII). Comisión de las Comunidades Europeas, 1998.

8.14. Evaluación

8.14.1. Ejercicios teóricos

1. ¿Cuál de las siguientes repuestas es correcta?

- A) La turbina Pelton pertenece al grupo de turbinas de reacción.
- B) La turbina Francis pertenece al grupo de turbinas de reacción.
- C) La turbina semi-Kaplan pertenece al grupo de turbinas de acción.
- D) La turbina Ossberger pertenece al grupo de turbinas de reacción.

Solución: La respuesta B) es la CORRECTA. La turbina Francis, inventada por el ingeniero de origen inglés James Bichens Francis (1815-1892), pertenece a grupo de turbinas de reacción, ya que, a diferencia de las turbinas de acción que aprovechan la presión dinámica debida a la velocidad del agua en el momento de su acción en la turbina, la turbina Francis aprovecha además la presión estática al trabajar en el interior de compartimentos cerrados a presión superior a la atmosférica.

2. ¿Cuál de las siguientes respuestas es correcta?

- A) La regulación del caudal en la turbina Pelton se lleva a cabo mediante el giro de los alabes del rodete.
- B) La regulación del caudal en la turbina semi-Kaplan se lleva cabo mediante la regulación de los álabes móviles del «predistribuidor».
- C) La turbina Kaplan dispone de dos dispositivos para regular el caudal.
- D) La regulación del caudal de la turbina Francis se lleva a cabo mediante el control de las válvulas de aguja de los inyectores.

Solución: La respuesta C) es la CORRECTA. La turbina Kaplan cuenta, básicamente, con los mismos componentes que la turbina Francis, es decir, dispone de: cámara de alimentación, predistribuidor, distribuidor, rodete y tubo de aspiración. Sin embargo, el rodete de la turbina Kaplan, a diferencia de la turbina Francis, está compuesto por una hélice cuyas palas son ajustables, lo que le proporciona un mayor rango de operación con más altos rendimientos. Por tanto, la turbina Kaplan cuenta con dos mecanismos de regulación: el distribuidor y el rodete.

3. ¿Cuál de las siguientes turbinas hidráulicas muestran una curva de rendimiento bastante plana?

- A) La turbina Pelton.
- B) La turbina Francis.
- C) La turbina semiKaplan.
- D) La turbina Kaplan.

Solución: La respuesta A) es la CORRECTA. La turbina Pelton muestra una curva de rendimiento bastante plana. En condiciones de diseño el rendimiento es superior al 90% y para un caudal del 20% del nominal presenta un rendimiento superior al 80%.

4. ¿En España cuál es el límite de potencia nominal que define una central minihidráulica?

- A) 5 kW.
- B) 5 MW.
- C) 30 MW.
- D) 10 MW.

Solución: La respuesta D) es la CORRECTA. Las instalaciones hidroeléctricas con una potencia instalada igual o inferior a 10 MW se denominan minicentrales hidroeléctricas según el Real Decreto 436/2004 publicado en el BOE de 27 de marzo de 2004.

5. ¿Cuál de las siguientes turbinas no precisan de un tubo de aspiración o difusor a la salida del rodete?

- A) La turbina Francis.
- B) La turbina Pelton.
- C) La turbina Kaplan.
- D) La turbina semi-Kaplan.

Solución: La respuesta B) es la CORRECTA. Son las turbinas de reacción las que han de disponer de un tubo de aspiración o difusor, el cual tiene entre sus cometidos: a) servir de vía de transporte del agua al canal de descarga, una vez que ésta ha abandonado el rodete; b) recuperar la altura estática (altura de aspiración) existente entre la salida del rodete y el nivel de agua del canal de descarga; c) recuperar la mayor parte posible de la energía cinética a la salida del rodete, la cual aumenta al incrementarse la velocidad específica. La turbina Pelton es una turbina de acción y el agua una vez que impulsa las cucharas sale de éstas con velocidades muy bajas, por tanto, contiene escasa energía cuando cae al canal de descarga. Debido a la forma de operar de las turbinas Pelton, el salto aprovechable es desde la cota de agua del embalse superior hasta la altura del inyector, que lanza el chorro contra el rodete.

6. Aquellas centrales donde no se regula el caudal de agua que se turбина, es decir, los generadores producen electricidad mientras pasa por las turbinas un caudal igual o superior a su mínimo técnico y se paran cuando el caudal desciende por debajo de ese nivel mínimo; se denominan centrales de:

- A) Agua fluyente.
- B) De pie de presa.
- C) Integradas en canal de riego.
- D) Integradas en sistemas de alimentación de agua potable.

Solución: La respuesta A) es la CORRECTA. Las centrales de agua fluyente, donde no se regula el caudal de agua que se turбина, es decir, los generadores producen electricidad mientras pasa por las turbinas un caudal igual o superior a su mínimo técnico y se paran cuando el caudal desciende por debajo de ese nivel mínimo.

7. En la actualidad, la capacidad de generación hidroeléctrica instalada en el mundo, sin tener en cuenta los sistemas de pequeña escala y las instalaciones privadas, es aproximadamente de:

- A) 60 GW, con una producción anual de 220 TWh, es decir un 30% del potencial técnico explotable.
- B) 6 GW, con una producción anual de 200 TWh, es decir un 15% del potencial técnico explotable.
- C) 6300 GW, con una producción anual de 12.200 TWh, es decir un 20% del potencial técnico explotable.

- D) 630 GW, con una producción anual de 2.200 TWh, es decir un 10% del potencial técnico explotable.

Solución: La respuesta D) es la CORRECTA. En la actualidad, la capacidad de generación hidroeléctrica instalada en el mundo, sin tener en cuenta los sistemas de pequeña escala y las instalaciones privadas, es aproximadamente de 630 GW, con una producción anual de 2.200 TWh, es decir un 10% del potencial técnico explotable.

8. ¿Cuál de las siguientes respuestas es correcta?

- A) El salto bruto es la distancia vertical H , entre los niveles de la lámina de agua, medidos en la toma de agua y en el canal de descarga.
- B) En la actualidad, se puede medir esta distancia mediante el uso de teodolitos electrónicos, los cuales no son muy precisos.
- C) Hay que tener en cuenta que la potencia del salto es proporcional a $H^{2/3}$.
- D) Un error del 3% en la medida de H originará un error del 12,6% en la potencia estimada de la central.

Solución: La respuesta A) es la CORRECTA. El salto bruto es la distancia vertical H , entre los niveles de la lámina de agua, medidos en la toma de agua y en el canal de descarga. En la actualidad, se puede medir esta distancia mediante el uso de teodolitos electrónicos (Figura 8.7), los cuales son muy precisos. Hay que tener en cuenta que la potencia del salto es proporcional a $H^{3/2}$, por tanto un error del 5% en la medida de H originará un error del 7,6% en la potencia estimada de la central.

9. La tipología de las centrales minihidroeléctricas es muy variada. Cuando se clasifican en función de la altura del salto, a título orientativo pueden indicarse las siguientes medidas:

- A) Gran salto (más de 250 m), mediano salto (entre 120 m y 250 m) y bajo salto (entre 1 m y 15 m).
- B) Gran salto (más de 150 m), mediano salto (entre 50 m y 150 m) y bajo salto (entre 2 m y 50 m).
- C) Gran salto (más de 100 m), mediano salto (entre 20 m y 100 m) y bajo salto (entre 4 m y 20 m).
- D) Gran salto (más de 150 m), mediano salto (entre 20 m y 150 m) y bajo salto (entre 2 m y 20 m).

Solución: La respuesta D) es la CORRECTA. No existe criterio para clasificar estas alturas, sin embargo, a título orientativo pueden indicarse las siguientes medidas: gran salto (más de 150 m), mediano salto (entre 20 m y 150 m) y bajo salto (entre 2 m y 20 m).

10. Una presa se considera pequeña si:

- A) Su altura, medida desde la base a la coronación, es inferior a 15 m, la longitud en la coronación es menor o igual a 50 m y el agua embalsada es inferior a un millón de metros cúbicos.
- B) Su altura, medida desde la base a la coronación, es inferior a 15 m, la longitud en la coronación es menor o igual a 500 m y el agua embalsada es inferior a un millón de metros cúbicos.
- C) Su altura, medida desde la base a la coronación, es inferior a 15 m, la longitud en la coronación es menor o igual a 500 m y el agua embalsada es inferior a tres millones de metros cúbicos.
- D) Su altura, medida desde la base a la coronación, es inferior a 25 m, la longitud en la coronación es menor o igual a 500 m y el agua embalsada es inferior a un millón de metros cúbicos.

Solución: La respuesta B) es la CORRECTA. Hay que señalar que una presa se considera pequeña si su altura, medida desde la base a la coronación, es inferior a 15 m, la longitud en la

coronación es menor o igual a 500 m y el agua embalsada es inferior a un millón de metros cúbicos.

8.14.2. Prueba objetiva

1. ¿Cuál es el caudal de servidumbre?
 - A) El caudal mínimo técnico.
 - B) El caudal de equipamiento.
 - C) El caudal mínimo anual o de estiaje.
 - D) El caudal ecológico y el caudal que se destina a otros usos.
2. La potencia que puede ser extraída de un salto de agua es:
 - A) Proporcional a la raíz cuadrada del salto bruto.
 - B) Inversamente proporcional al caudal.
 - C) Directamente proporcional al salto neto y al caudal.
 - D) Directamente proporcional al cubo del caudal turbinado.
3. ¿Cómo se denomina al número de revoluciones por minuto de una turbina hidráulica que genera 1 kW de potencia con un salto de agua de 1 metro?
 - A) Velocidad nominal estándar.
 - B) Velocidad de referencia.
 - C) Velocidad geométrica.
 - D) Velocidad específica.
4. ¿Cuántas variables de las curvas características de una turbina Kaplan son independientes?
 - A) 4.
 - B) 3.
 - C) 5.
 - D) 6.
5. En las curvas par-velocidad de giro de una turbina hidráulica ¿cómo se denomina aquella velocidad que hace nulo el par?
 - A) Velocidad de embalamiento.
 - B) Velocidad de diseño.
 - C) Velocidad específica.
 - D) Velocidad nula.
6. ¿Cuál de las siguientes respuestas es correcta?
 - A) El consumo de energía de origen hidroeléctrico en el mundo ascendió a 9,2 millones de tep en el año 2007, de los cuales 1,3 millones corresponden a la Unión Europea.
 - B) El consumo de energía de origen hidroeléctrico en el mundo ascendió a 709,2 millones de tep en el año 2007, de los cuales 77,3 millones corresponden a la Unión Europea.
 - C) El consumo de energía de origen hidroeléctrico en el mundo ascendió a 22.709,2 millones de tep en el año 2007, de los cuales 1.177,3 millones corresponden a la Unión Europea.

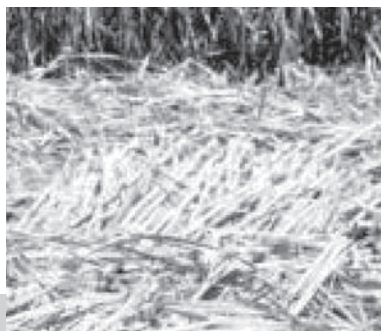
- D) El consumo de energía de origen hidroeléctrico en el mundo ascendió a 709,2 millones de tep en el año 2007, de los cuales 377,3 millones corresponden a la Unión Europea.
7. Las minicentrales hidroeléctricas se pueden clasificar, en función de la forma en que se instalen:
- A) En cuatro tipos fundamentales: de agua fluyente, de alto de presa, por debajo del canal de riego integradas en sistemas de alimentación de agua potable.
 - B) En tres tipos fundamentales: de agua fluyente, de pie de presa, integradas en canal de riego.
 - C) En cuatro tipos fundamentales: de agua fluyente, de pie de presa, integradas en canal de riego integradas en sistemas de alimentación de agua potable.
 - D) En cinco tipos fundamentales: de agua fluyente, de pie de presa, de alto de presa, integradas en canal de riego integradas en sistemas de alimentación de agua potable.
8. Estimaciones actuales del potencial hidroeléctrico técnicamente explotable en el mundo sugieren una capacidad del orden de:
- A) 200-300 TW, con una producción anual de 10.000-20.000 TWh.
 - B) 2-3 TW, con una producción anual de 100-200 TWh.
 - C) 2-3 TW, con una producción anual de 10.000-20.000 TWh.
 - D) 20.000-30.000 TW, con una producción anual de $10^6 - 10^7$ TWh.
9. Las compuertas utilizadas en los aprovechamientos hidroeléctricos pueden ser de diversos tipos. Entre ellas se pueden señalar las compuertas de:
- A) Segmento, las de sector y las compuertas deslizantes.
 - B) Segmento, las de sector, las deslizantes y las compuertas de trapecio.
 - C) Segmento y las compuertas deslizantes.
 - D) Sector, las deslizantes y las compuertas de trapecio.
10. Las centrales hidroeléctricas suelen operar con un factor de capacidad:
- A) Bajo (25%).
 - B) Medio algo bajo (40%).
 - C) Medio algo alto (70%).
 - D) Alto (90%).

Las respuestas al final del libro.

9

Centrales de energía de la biomasa

- 9.1.** Introducción y orientaciones para el estudio
- 9.2.** Objetivos
- 9.3.** Origen de la energía de la biomasa
 - 9.3.1. Ecosistemas silvestres
 - 9.3.2. Biomasa residual
 - 9.3.3. Cultivos energéticos
 - 9.3.4. Biomasa fósil
- 9.4.** Potencial de la energía de la biomasa
- 9.5.** Tecnologías para aprovechar la energía de la biomasa
 - 9.5.1. Historia del aprovechamiento de la biomasa
 - 9.5.2. Tecnología
- 9.6.** Tecnología de los residuos sólidos urbanos (RSU)
- 9.7.** Costes del uso de la energía de la biomasa
- 9.8.** Impacto medioambiental al utilizar la energía de la biomasa
- 9.9.** Situación actual de la explotación de la energía de la biomasa
- 9.10.** Conclusiones
- 9.11.** Bibliografía
- 9.12.** Evaluación
 - 9.12.1. Ejercicios teóricos
 - 9.12.2. Prueba objetiva



9.1. Introducción y orientaciones para el estudio

Como la mayoría de las fuentes de energía renovables, la energía de la biomasa procede originariamente del Sol (Figura 9.1). Se podría sintetizar diciendo que la biomasa es la energía solar convertida por la vegetación, mediante el proceso de fotosíntesis, en materia orgánica (energía química almacenada).

Sin embargo, hay que señalar que la biomasa puede ser primaria (producto directo de la fotosíntesis) o secundaria, la cual recibe la energía del Sol de forma indirecta (por ejemplo excrementos de animales y fangos residuales).

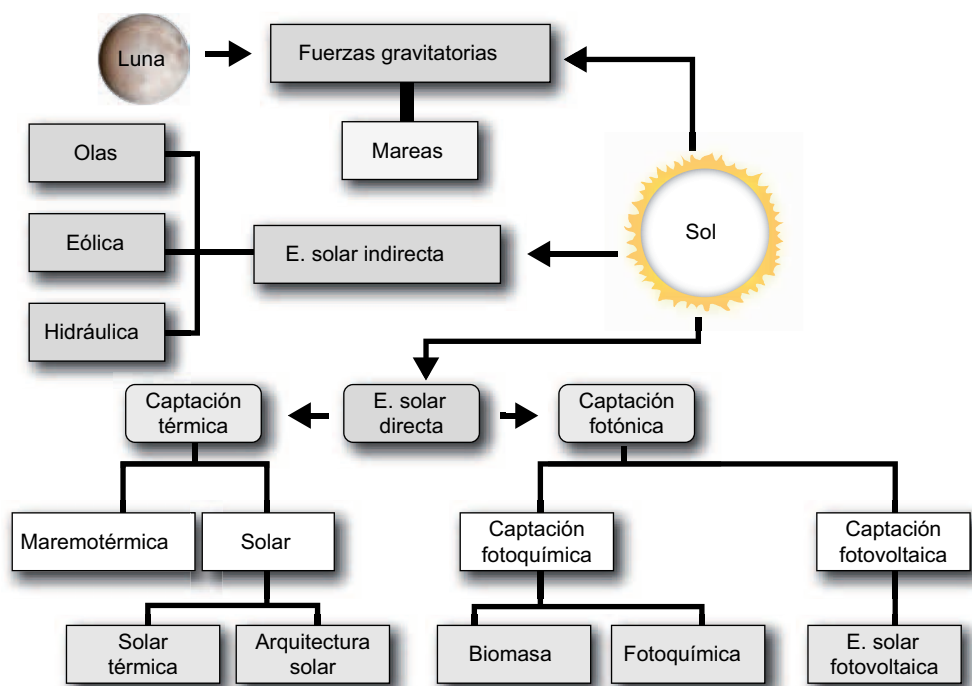


Figura 9.1. Origen de la biomasa.

Desde el punto de vista del aprovechamiento energético la biomasa puede clasificarse en dos categorías, biomasa de residuos y biomasa de cultivos energéticos.

A su vez, la biomasa de residuos puede diferenciarse en cuatro categorías: residuos urbanos, residuos agrícolas, residuos ganaderos y residuos forestales.

Existen diferentes formas de transformar la energía química de la biomasa en otro tipo de energía. La forma más común y sencilla consiste en quemarla directamente en un horno y usar el calor generado para producir vapor que se utiliza como medio de calefacción o para accionar una turbina que, acoplada a un generador eléctrico, produce electricidad.

Una segunda técnica consiste en utilizar procesos termo-químicos de conversión (carbonización, gasificación y pirólisis) con los cuales se pueden obtener combustibles gaseosos o líquidos, que pueden ser empleados en un proceso de combustión y producir calor o generar electricidad.

Otra técnica utiliza procesos físico-químicos (transesterificación) para obtener combustibles líquidos que se pueden destinar, previo proceso de combustión, a la producción de calor o la generación de electricidad.

Asimismo, existen técnicas de conversión bioquímica (fermentación alcohólica, digestión anaeróbica, descomposición aeróbica) con las que se pueden obtener combustibles gaseosos y líquidos con los cuales generar calor y electricidad o, en el caso del producto (compost) obtenido con la descomposición aeróbica (presencia de oxígeno), aprovechar el calor liberado en el proceso mediante el empleo de una bomba de calor para suministrar calor a baja temperatura.

La biomasa, desde el punto de vista medioambiental, podría considerarse como una sustitución directa de los combustibles fósiles, particularmente del carbón, ya que se quema o gasifica de una manera análoga a como lo hace el carbón y, como el carbón, produce emisiones atmosféricas, principalmente dióxido de carbono. Sin embargo, existen diferencias importantes. La biomasa vegetal cuando crece toma dióxido de carbono de la atmósfera durante el proceso de fotosíntesis. Por tanto, durante el ciclo completo de crecimiento, cosecha y combustión existe un equilibrio neto entre la adición y sustracción de dióxido de carbono a la atmósfera. Sin embargo, la principal diferencia entre biomasa y carbón consiste en que la biomasa no contiene sulfuros y, por tanto, las centrales de gas procedentes de biomasa no precisan de tratamientos para eliminar los dióxidos de sulfuro antes de liberar las emisiones a la atmósfera.

En este capítulo se presentan aspectos básicos respecto del origen de este tipo de fuente energética y sobre su potencial.

Además, se describen los diferentes tipos de sistemas que se utilizan para aprovechar la energía de la biomasa.

También, se indican aspectos relativos a los costes de inversión y mantenimiento de este tipo de plantas, así como cuestiones relacionadas con la incidencia que las instalaciones de aprovechamiento de la energía de la biomasa pueden tener sobre el medio ambiente.

Por último, se señala la situación actual de esta tecnología energética.

9.2. Objetivos

Al término del estudio de este tema, los alumnos deberían:

- Conocer el origen y potencial de este tipo de fuente energética.
- Distinguir los diferentes tipos de biomasa.
- Discernir los diferentes procesos de extracción de energía de la biomasa, incluidos los residuos urbanos.
- Tener nociones sobre los costes asociados a las instalaciones de explotación energética de la biomasa.
- Diferenciar los efectos positivos y negativos que las instalaciones de aprovechamiento energético de la biomasa tienen sobre el medioambiente.
- Reconocer la situación actual de las centrales de aprovechamiento energético de la biomasa.

9.3. Origen de la energía de la biomasa

La biomasa, según el diccionario de la Real Academia Española, «es la suma total de la materia de los seres que viven en un lugar determinado, expresada habitualmente en peso estimado por unidad de área o de volumen, cuya medida es de interés en ecología como índice de la actividad o de la producción de energía de los organismos». Por tanto, en su acepción más amplia, el término biomasa incluye toda la materia viva existente en un instante de tiempo en la delgada capa superficial de la Tierra denominada biosfera.

Sin embargo, el término suele ser utilizado habitualmente en un contexto energético, es decir, se suele hablar de biomasa energética, o simplemente biomasa, para referirse a aquellos recursos biológicos de origen vegetal o animal, incluyendo los materiales procedentes de su transformación, de los cuales se puede obtener un combustible energético (biocombustible), ya sea de forma directa o indirecta.

El término **biocombustible** cubre un amplio rango de fuentes de energía, desde una simple madera que se quema, a miles de toneladas de residuos urbanos que alimentan a grandes centrales energéticas. De una forma más precisa se podrían definir los biocombustibles como cualquier sólido, líquido, o gas producido por materiales orgánicos, que proceden directamente de las plantas o indirectamente de residuos industriales, comerciales, domésticos o agrícolas.

En determinados ámbitos se suele utilizar el término de **biocarburante** para designar a los biocombustibles en estado líquido que se utilizan en automoción.

Como ya se ha indicado, la **biomasa primaria** es la energía solar convertida por la vegetación, mediante el proceso de fotosíntesis, en materia orgánica (energía química almacenada).

Sin embargo, esta biomasa puede ser transformada por otros seres vivos que se nutren de la misma y generan la denominada **biomasa animal** o **biomasa de los residuos animales**, (Figura 9.2).

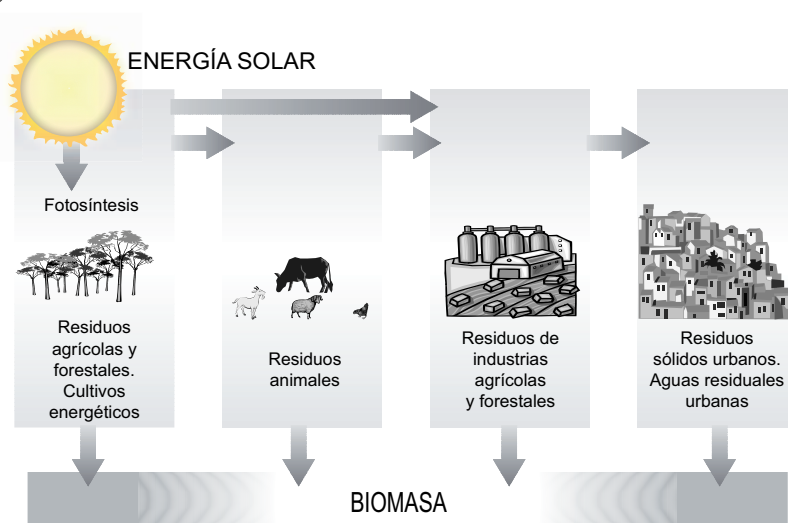


Figura 9.2. Fuentes de biomasa.

Asimismo, diversas actividades industriales que manejan biomasa vegetal o animal generan subproductos.

Por último, los núcleos de población, fruto de la actividad cotidiana de sus habitantes, también generan residuos sólidos (residuos sólidos urbanos) y residuos líquidos (aguas residuales urbanas).

La fotosíntesis es el proceso metabólico específico de ciertas células de los organismos autótrofos (organismos que en el curso de la evolución aprendieron a usar la energía solar y a transformarla en energía química), por el que se sintetizan sustancias orgánicas a partir de otras inorgánicas, utilizando la energía luminosa. Es decir, la principal característica de la fotosíntesis es la conversión de dióxido de carbono (CO_2) y agua (H_2O) en glucosa (carbohidratos) y oxígeno (O_2) bajo la influencia de la luz (Figura 9.3).

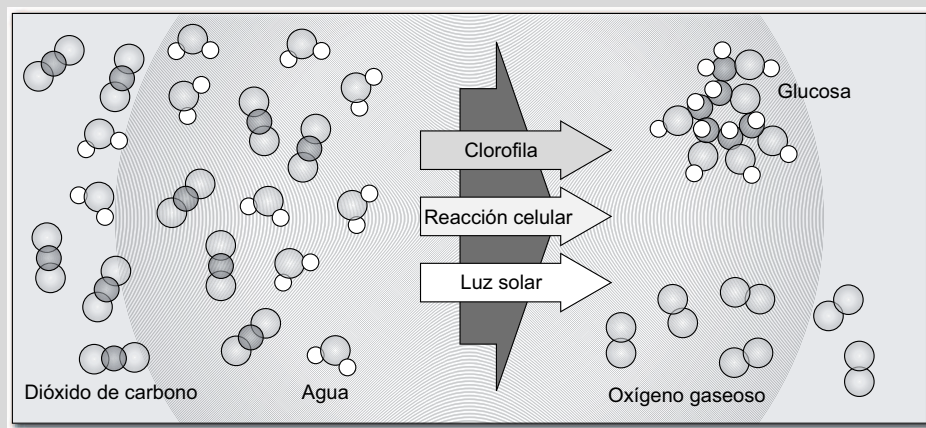
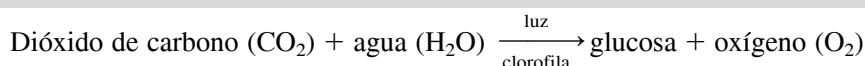
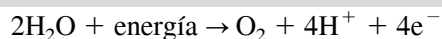


Figura 9.3. El proceso de fotosíntesis.

La fotosíntesis es posible gracias a una sustancia denominada clorofila. Se trata de un pigmento de color verde que se encuentra en las plantas y procariotas que realizan la función clorofílica.

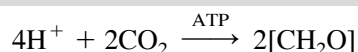
La fotosíntesis es un proceso que ocurre en dos etapas o fases. La primera fase es un proceso que depende de la luz (reacciones lumínicas): requiere la energía directa de la luz que genera los transportadores que son utilizados en la segunda fase (reacciones oscuras).

Cuando la luz es absorbida por los pigmentos verdes de la clorofila (la unidad estructural de la fotosíntesis es el cloroplasto), parte de esta energía se emplea para separar las moléculas de agua. El primero de los productos de la reacción es oxígeno gas (O_2), que se libera. Los otros productos de la reacción son los iones de hidrógeno (H^+) (e^- representa un electrón excitado de un átomo). Con esta reacción esencialmente se acaba el papel de la luz solar.



La energía es transportada por las partículas de H^+ y e^- , las cuales, después de una serie de reacciones de óxido-reducción, se convierten en ATP (principal producto químico utilizado por los sistemas vivos para almacenar energía) y un compuesto denominado NADP. Estos productos se utilizan en la segunda etapa.

La fase independiente de la luz (reacciones de oscuridad), se realiza cuando los productos de la primera etapa, más CO_2 , son utilizados para formar, mediante reacciones enzimáticas, los enlaces covalentes carbono-carbono (C—C) de los carbohidratos (CH_2O)



En definitiva, la biomasa puede ser producida por diversas fuentes (Figura 9.4).

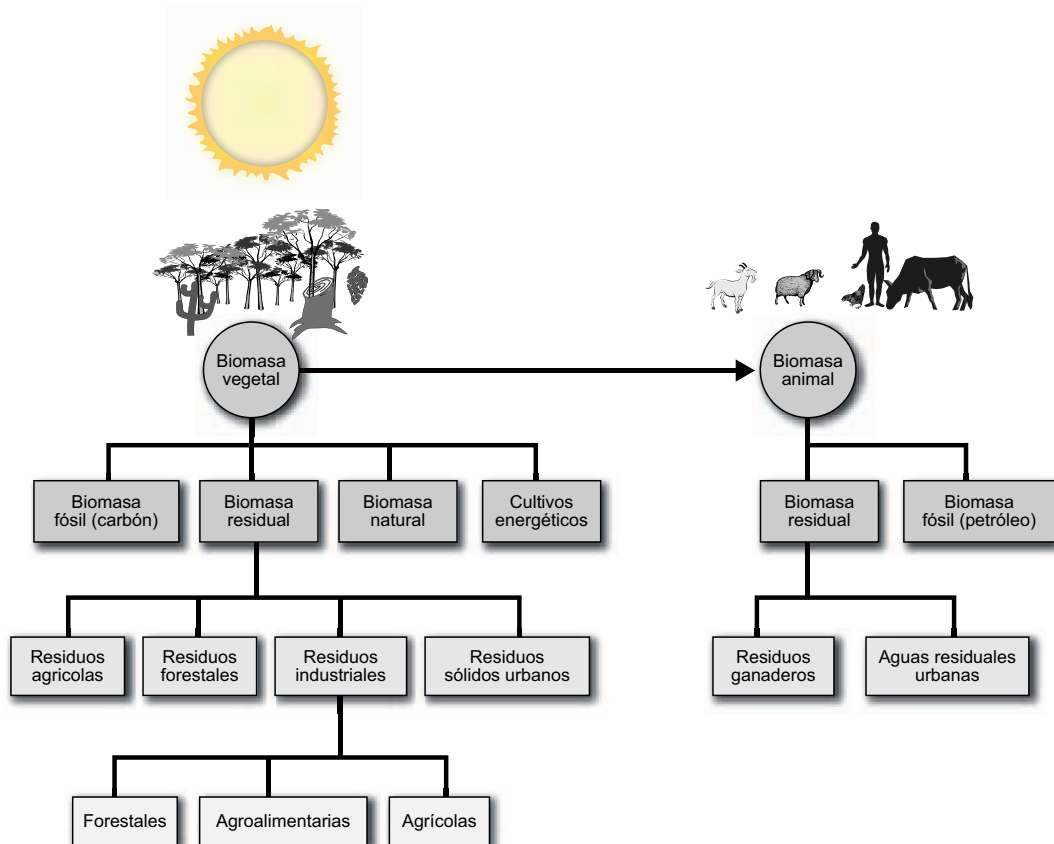


Figura 9.4. Clasificación de las fuentes de biomasa.

9.3.1. Ecosistemas silvestres

A esta biomasa (Figura 9.5) se la denomina **biomasa natural**. Es necesario señalar que la explotación de la biomasa natural de los bosques y selvas en cantidades superiores a la

capacidad de generación del ecosistema produciría un daño irreparable en el planeta. No hay que olvidar que la biomasa natural constituye el pulmón del planeta Tierra, al consumir dióxido de carbono (CO_2) y liberar oxígeno (O_2) en el proceso de fotosíntesis. Es decir, la biomasa natural no constituye una fuente de energía renovable, si se la explota de forma intensiva, ya que si la velocidad de consumo es mayor que la de su generación se puede provocar su agotamiento. Sin embargo, esta clase de biomasa es en la actualidad una fuente energética que se explota de forma desproporcionada en determinadas zonas del mundo.

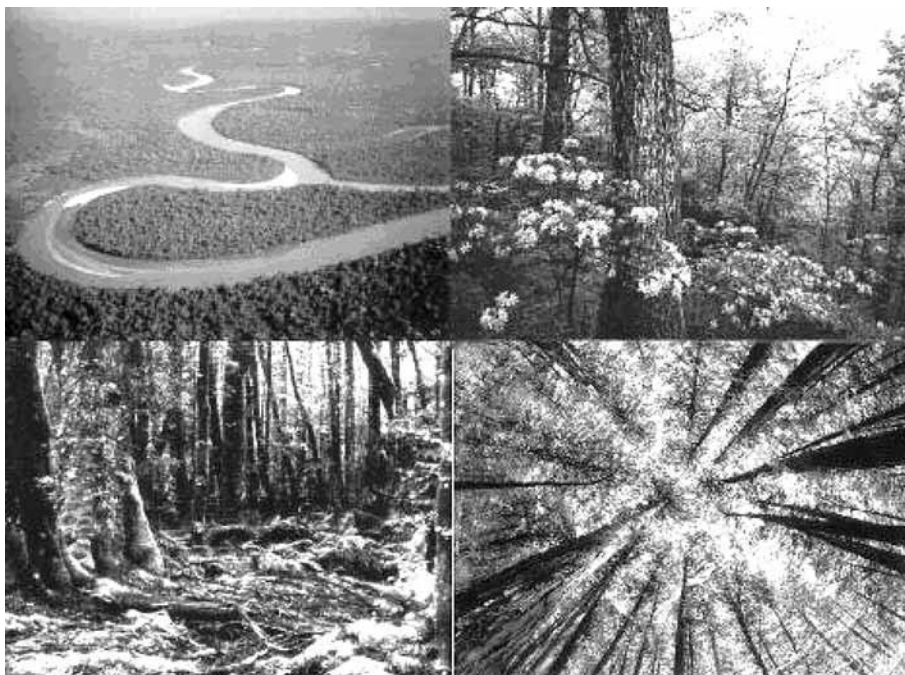


Figura 9.5. Selvas tropicales.

9.3.2. Biomasa residual

La biomasa residual comprende los subproductos derivados de determinadas actividades ganaderas, agrícolas, forestales, industriales, domésticas, etc., que suelen denominarse **biomasa residual**:

Los residuos ganaderos (Figura 9.6) constituyen una parte de la denominada **biomasa animal**.

Este tipo de residuos está formado por determinados subproductos generados por animales vivos (por ejemplo material de la cama y deyecciones sólidas, que constituyen el denominado **estiércol** y material procedente de deyecciones líquidas y agua de lavado que se suele denominar en España como **purines**), o muertos (por ejemplo, huesos, pellejos, etc.), que son biodegradables y pueden descomponerse utilizando mecanismos apropiados para generar biogás.

Hay que señalar que un porcentaje de los residuos procedentes de mataderos se suelen utilizar como materia prima en determinadas industrias (jabones, albúmina, etc.).



Figura 9.6. Residuos ganaderos (Fuente: Granja el Cardón-Tenerife).

El biogás es una mezcla de metano y otros gases que se desprende durante la degradación anaerobia de la materia orgánica por la acción de microorganismos.

- **Las aguas residuales urbanas (ARU)** (Figura 9.7), constituyen los efluentes líquidos que producen los seres humanos, por tanto, se clasifican dentro de la denominada biomasa animal.

Una parte de estos residuos, una vez tratados, pueden destinarse a la generación de biogás.

- **Los residuos agrícolas** (Figura 9.8) se caracterizan por su estacionalidad y se obtienen de los restos de cultivos o de limpiezas que se hacen del campo para evitar las plagas o los incendios. Estos residuos pueden ser clasificados en dos grupos: los residuos herbáceos (plantas verdes, pajas, cascarrillas de cereales, tallos, etc.) y los residuos leñosos (restos de podas, ramas, etc.).

Los residuos herbáceos que tienen valor energético, y que no se destinan a la alimentación de animales (uso más frecuente), pueden emplearse como combustibles.

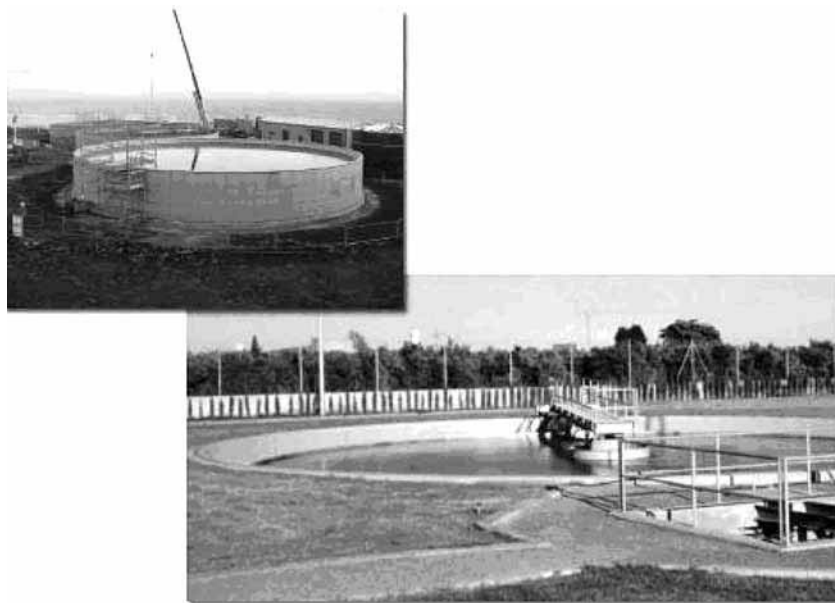


Figura 9.7. Aguas residuales urbanas.



Figura 9.8. Residuos agrícolas.

Actualmente, algunos de los residuos leñosos se suelen usar como combustibles en el sector doméstico y otros, simplemente, se incineran para deshacerse de los mismos.

- **Los residuos forestales** pueden clasificarse en dos grupos: En un grupo se encuentran los residuos procedentes del proceso de mantenimiento (limpieza de matorrales, podas, etc.) de montes y bosques (Figura 9.9) y los residuos que se generan en la limpieza de los troncos de árboles, que se talan para ser usados como materia prima en las industrias forestales (Figura 9.10).



Figura 9.9. Residuos procedentes de limpieza de montes y bosques.



Figura 9.10. Residuos procedentes de manipulación de troncos para industria forestal.

- **Los residuos industriales** se generan en un amplio número de sectores industriales, sin embargo, solo las industrias que generan volúmenes considerables de residuos orgánicos son las que podrían presentar interés a la hora de aprovechar la energía de su biomasa. En este contexto, pueden señalarse las industrias forestales y las industrias agroalimentarias y agrícolas.

Normalmente, los residuos que se generan en pequeñas industrias y que no tienen utilidad, se incorporan dentro de los llamados residuos sólidos urbanos.

Los residuos de las industrias forestales (Figura 9.11) se suelen concentrar en las industrias madereras y papeleras, las cuales generan, entre otros subproductos, serrines.



Figura 9.11. Residuos procedentes de industrias forestales (carpintería).

Entre las industrias agroalimentarias y agrícolas que producen residuos susceptibles de utilizarse con fines energéticos pueden señalarse las industrias de conservas vegetales (huesos de frutas, tales como huesos de aceitunas), las productoras aceites de oliva (orujillos, huesos) (Figura 9.12) y aceites de semillas (cáscaras), productoras de vinos (despalillado, lías), las que elaboran frutos secos (cáscaras de almendra, avellana, piñón, etc.) (Figura 9.13) y las que fabrican cerveza (bagazo y lodos de depuración). Sin embargo, hay que indicar que un alto porcentaje de los residuos generados por estas industrias suele tener aplicación en otras industrias, y por tanto, muchas veces, no pueden tener la consideración de residuos.

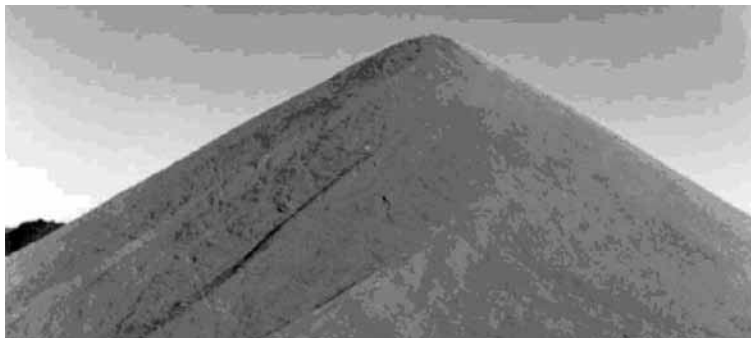


Figura 9.12. Huesos de aceitunas triturados.



Figura 9.13. Cáscaras de frutos secos.

El **orujillo** es la pasta sólida de la aceituna que queda después de haber extraído en las almazaras (lugar donde se exprimen las aceitunas) el aceite de oliva primero, y el aceite de orujo después. Es decir, el orujillo es el residuo sólido de la extracción y está compuesto de hueso, piel y pulpa.

El **despalillado** consiste en la eliminación de la estructura herbácea del racimo antes de iniciar el estrujado de la uva. Operación imprescindible para la consecución de vinos tintos de calidad.

Las **lías** son sustancias sólidas (sobre todo restos de levaduras) acumuladas en el fondo de los depósitos tras la fermentación del vino.

El **bagazo** es un subproducto de la industria cervecera resultante del proceso de prensado y filtración del mosto obtenido tras la sacarificación del grano de cereal (cebada, básicamente) malteado. Es un producto húmedo cuyo contenido en materia seca es de un 20%-25%.

- **Los residuos sólidos urbanos (RSU)** son, según la definición de biomasa residual, una parte de los desechos (basura) que la humanidad genera en su domicilio (restos de alimentos, papel, etc.) (Figura 9.14). Este tipo de residuos se incluyen dentro de la



Figura 9.14. Residuos sólidos urbanos.

denominada biomasa vegetal, sin embargo, su aprovechamiento energético presenta algunas diferencias con los del resto de la biomasa.

El tratamiento y eliminación de estos residuos constituye un problema cada día más agobiante debido a su incesante crecimiento, a medida que aumenta la población y el nivel de vida de la misma.

9.3.3. Cultivos energéticos

Los cultivos realizados con el propósito exclusivo de obtener materiales con características especiales para ser aprovechados energéticamente. Estos cultivos se denominan cultivos energéticos y, normalmente, se clasifican en cuatro tipos:

- **Cultivos tradicionales.** Se trata de cultivos que ha utilizado el hombre tradicionalmente y que ya no son rentables en su aplicación alimenticia o industrial habitual.

Entre estos cultivos pueden señalarse los cereales (Figura 9.15), la remolacha (*Beta vulgaris*) (Figura 9.16), la caña de azúcar (Figura 9.17), etc. Este tipo de explotaciones presentan el inconveniente de su competitividad con la producción de alimentos.



Figura 9.15. Cultivos de cereales (Izquierda: trigo. Derecha: maíz).



Figura 9.16. Remolacha.



Figura 9.17. Caña de azúcar.

- **Cultivos poco frecuentes** Cultivos que pueden implantarse en terrenos difíciles de explotar por los cultivos destinados a la alimentación.

Pueden mencionarse las plantaciones de pitas (ágave americana) (Figura 9.18), cardos (*Cynara cardunculus* L) (Figura 9.19), etc. Este tipo de aprovechamiento no compite con la producción de alimentos.



Figura 9.18. Pita (Ágave americana).

- **Cultivos acuáticos.** Un altísimo porcentaje de la superficie terrestre esta cubierta de agua, donde los rayos solares alimentan a un considerable número de plantas acuáticas.

Algunas de estas plantas, entre las que se pueden señalar las algas *Macrocystis* y *Nereocystis*, en aguas saladas, y el jacinto de agua (*Eichornia crassipes*) (Figura 9.20), en agua dulce, podrían cultivarse con finalidad energética.

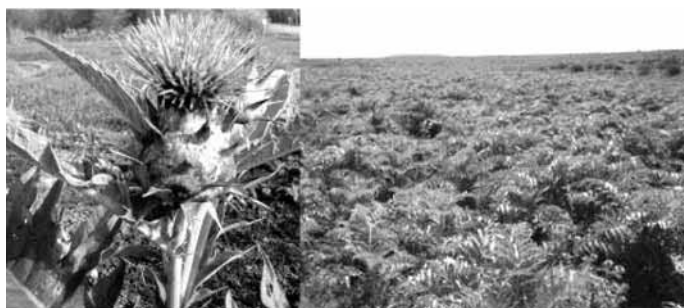


Figura 9.19. Cardos (*Cynara cardunculus* L.).



Figura 9.20. Jacinto de agua (*Eichornia crassipes*) (fuente: RNC Alliance).

El jacinto de agua se considera que es una de las plantas más destructivas y difíciles de erradicar del mundo. Esta planta puede destruir centrales hidroeléctricas, vías fluviales y lagos enteros, matando la vida acuática y, obstaculizando el transporte en el río y la industria pesquera.

- **Cultivos óptimos** para la obtención de combustibles líquidos. Hay plantas con propiedades similares a las de los derivados del petróleo que, mediante un sencillo tratamiento, pueden proporcionar combustibles líquidos. En este sentido pueden señalarse la palma africana (*Elaeis guineensis*), la tabaiba (*Euphorbia lathyris*) (Figura 9.21), etc.



Figura 9.21. Palma africana (*Elaeis guineensis*) y tabaiba (*Euphorbia lathyris*).

9.3.4. Biomasa fósil

Como pudo observarse en la Figura 9.4, el carbón (Figura 9.22), el petróleo (Figura 9.23), etc., pertenecientes a los denominados combustibles fósiles o combustibles no renovables, también constituyen biomasa (tanatoma), es decir, biomasa de origen vegetal o animal que se enterró en ciertos períodos geológicos y que por la intervención de determinados mecanismos o condiciones se transformaron en biomasa fósil.

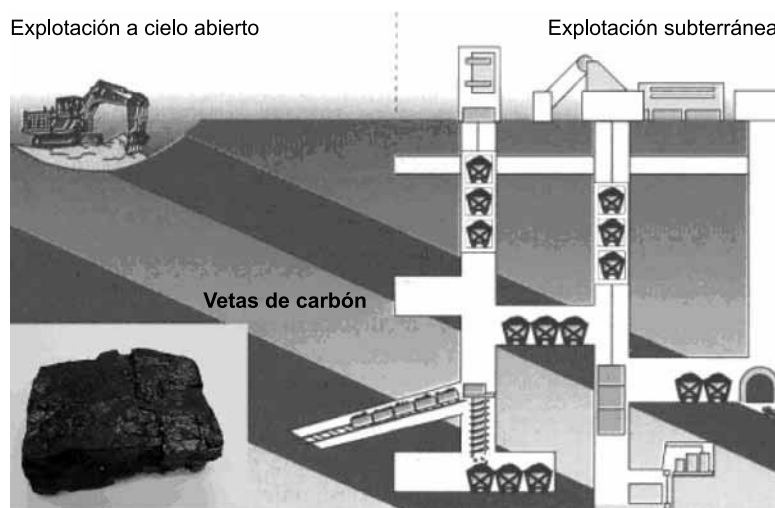


Figura 9.22. Carbón.

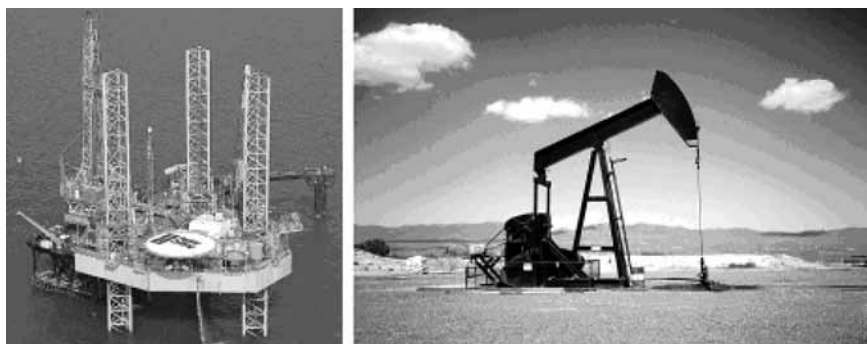


Figura 9.23. Petróleo.

El carbón procede de la carbonización de las masas vegetales que quedaron sepultadas en determinados períodos geológicos. El carbón más antiguo es la antracita, con un contenido en carbono del 95%, le sigue la hulla (80% C), el lignito (70% C) y la turba (50% C).

El petróleo se originó hace millones de años debido a la descomposición anaeróbica de determinados animales (fundamentalmente plancton marino), que se encuentran enterrados y sometidos a elevadas presiones y temperaturas.

En este capítulo solo se abordará aquella biomasa que puede incluirse dentro del concepto de renovable, es decir, la biomasa que tras ser utilizada puede regenerarse natural o artificialmente. Por tanto, solo se analizará la biomasa de los residuos y la biomasa de los cultivos energéticos, es decir, los recursos que, al estar sometidos a ciclos, se mantienen de forma más o menos constante en la naturaleza.

En definitiva, la biomasa de los residuos y de los cultivos energéticos constituye, esencialmente, como ya se ha mencionado, energía química almacenada. Esta energía puede ser transformada por el hombre mediante diferentes tratamientos, en función del tipo de recurso, para aprovecharla mediante la producción de calor, generación eléctrica, o destinarla como combustible para el transporte.

Evidentemente, la biomasa al quemarse produce anhídrido carbónico (CO_2) y agua (H_2O); ambos elementos presentes en la composición de la atmósfera terrestre. Sin embargo, los constantes ciclos a que están sometidos estos componentes les permiten volver a pasar a la materia vegetal en el proceso de crecimiento de las plantas. Es decir, se trata de un proceso cíclico en el que la composición de la atmósfera se mantiene dentro de valores constantes.

Los combustibles extraídos de la biomasa presentan un muy bajo contenido de azufre, no forman escorias en su combustión y tienen bajo contenido en cenizas.

A diferencia, los combustibles fósiles emiten grandes cantidades de CO_2 , que ya no formaban parte de la dinámica de la biosfera, contribuyendo a elevar la proporción de este gas en la atmósfera y, consecuentemente, a la producción del llamado **efecto invernadero** (calentamiento por retención de la radiación solar reflejada), y a la generación de otros problemas ambientales, tales como la lluvia ácida o el deterioro de la capa de ozono, debido a la producción de elementos extraños a la atmósfera (óxidos de azufre, carbono y nitrógeno, partículas, hollines, metales pesados).

9.4. Potencial de la energía de la biomasa

Como ya se ha indicado, la biomasa constituye energía solar almacenada en forma de energía química. El rendimiento teórico de este proceso de conversión es bastante bajo, ya que es inferior al 5%. Sin embargo, la biomasa se encuentra muy distribuida sobre la superficie de la Tierra (Figura 9.24), estimándose que la energía anual almacenada por la biomasa es de más de 8 millones de TWh (aproximadamente el 40% de esta energía se genera en ámbito acuático).

Actualmente, solo se utiliza una ínfima parte de la energía de la biomasa como combustible. Sin embargo, no existe forma sostenible en la que se pueda hacer uso de la producción entera anual de la biomasa, incluso aunque se quisiera. El combustible constituye, en cualquier caso, solo uno de los cuatro usos contrapuestos de la biomasa. Comida, forraje y fibra deben compartir el recurso (comida para los humanos, forraje para los animales domésticos y salvajes, y fibra para la fabricación de papel, tejidos, etc.). Además, no todo el potencial de la biomasa renovable puede ser explotado debido a diversos condicionantes: elevados costes de recolección y transporte, localización en el mundo acuático, etc.



Figura 9.24. Biomasa en el mundo.

Dada la naturaleza tan diversa de los biocombustibles y las amplias variaciones en sus condiciones locales, es evidente que cualquier evaluación del potencial mundial debe apoyarse en análisis detallados de las contribuciones individuales dentro de regiones específicas o países. Como en la estimación de cualquier recurso, se deben tener en cuenta factores medioambientales y sociales, así como consideraciones técnicas y económicas.

Los estudios realizados a escala mundial (Conferencia de las Naciones Unidas sobre Medioambiente y Desarrollo), sugieren que el suministro de energía anual procedente de la biomasa, en la mitad de este siglo, podrá alcanzar alrededor de la mitad del consumo actual total de energía primaria.

9.5. Tecnologías para aprovechar la energía de la biomasa

9.5.1. Historia del aprovechamiento de la biomasa

La biomasa fue la principal fuente de energía en todo el mundo antes de la revolución industrial. Hasta épocas recientes, la historia de los combustibles fue esencialmente la historia de los biocombustibles. Durante mucho tiempo la energía solar y la energía de la biomasa han sido las únicas fuentes de energía térmica empleadas por el ser humano. Lo mismo puede decirse de la luz, pues esta procedía de lámparas que usaban aceites vegetales o animales. Sin embargo, no es hasta la década de los 70 cuando las crisis del petróleo incentivan el aprovechamiento en gran escala de esta fuente energética. En este sentido pueden señalarse

países como Brasil que reorienta la política energética nacional y crean el programa *Proal-cool* en el año 1975, con el objetivo de producir etanol a partir de la industria azucarera de caña existente y usarlo como combustible de automóviles. Brasil, desde dicha fecha, ha producido más de 100 billones de litros de etanol.

9.5.2. Tecnología

La biomasa es un recurso que se presenta en una variedad de materiales diferentes: madera, serrín, paja, restos de semillas, estiércol, desechos de papel, desechos domésticos, aguas residuales, etc.

Las características de algunos materiales permiten que éstos puedan emplearse como combustibles directamente, sin embargo, otros requieren de una serie de tratamientos previos, que precisan distintas tecnologías antes de su aprovechamiento.

En la Figura 9.25 se muestra una clasificación de los procesos de extracción de energía de la biomasa, ordenados en función de la complejidad de los mismos.

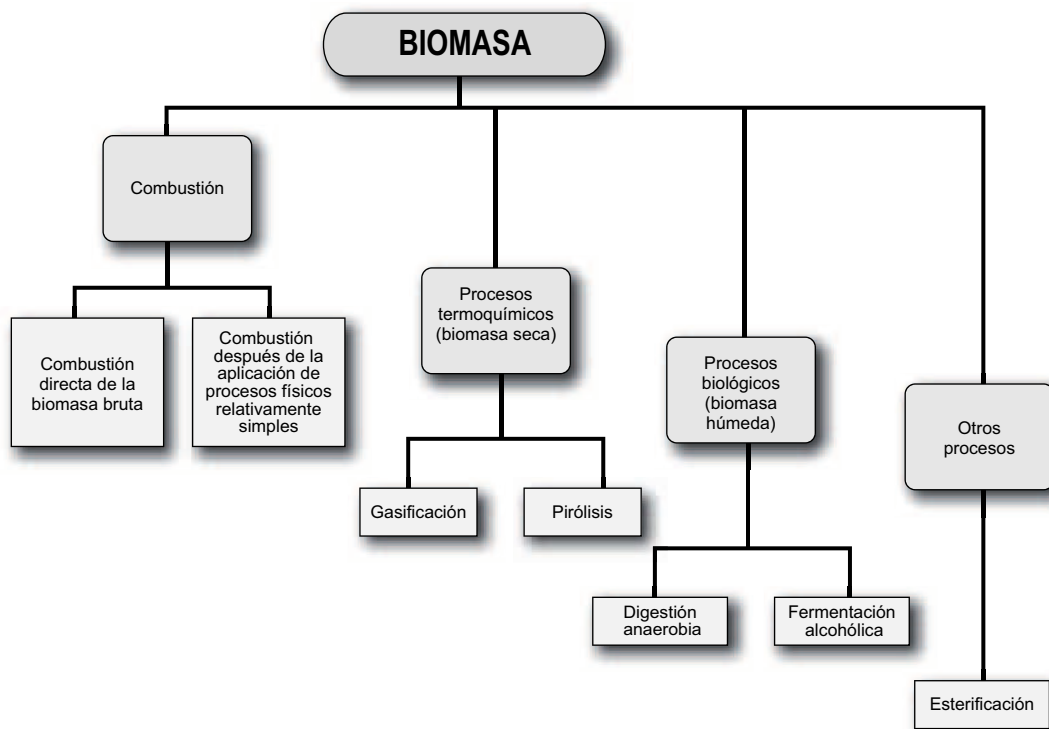


Figura 9.25. Clasificación de las fuentes de biomasa.

El aprovechamiento inmediato de algunos de estos procesos es calor, normalmente empleado *in situ* o a distancias no muy grandes, para procesos químicos o calefacción, o para generar vapor para centrales eléctricas.

En otros procesos el producto resultante es un combustible sólido, líquido o gaseoso: carbón vegetal, combustibles líquidos sustitutos de la gasolina empleada en el transporte, gas para centrales de generación eléctrica, que usan tanto turbinas de gas como de vapor (Figura 9.26).

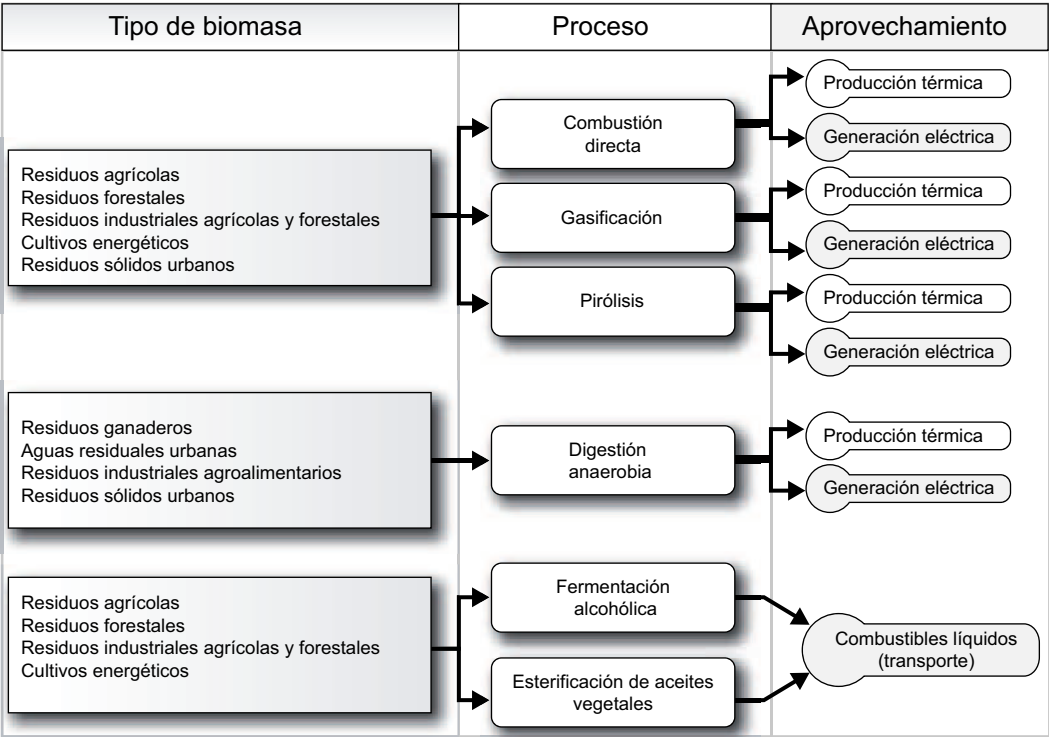


Figura 9.26. Aplicaciones de la biomasa.

Previamente a la utilización de la biomasa en los distintos procesos reflejados en la Figura 9.25, ésta es recogida y sometida a diversos tratamientos, dependiendo del tipo de biomasa y de su utilización.

En la Figura 9.27 se muestran diversas etapas que la biomasa vegetal leñosa debe seguir, dependiendo de sus características, antes de su utilización en procesos de combustión directa o termoquímicos.

Fruto de los tratamientos previos, la biomasa puede ser almacenada antes de su utilización en diversos formatos.

Dos de los formatos más frecuentes son los pellets (Figura 9.28), que se presentan en forma de cilindros de diámetros comprendidos entre 8 mm y 12 mm y longitudes en el rango de 30 mm a 50 mm, y las briquetas (Figura 9.29), también de forma cilíndrica, pero con diámetros comprendidos entre 50 mm y 130 mm y longitudes en el rango de 50 mm y 300 mm.

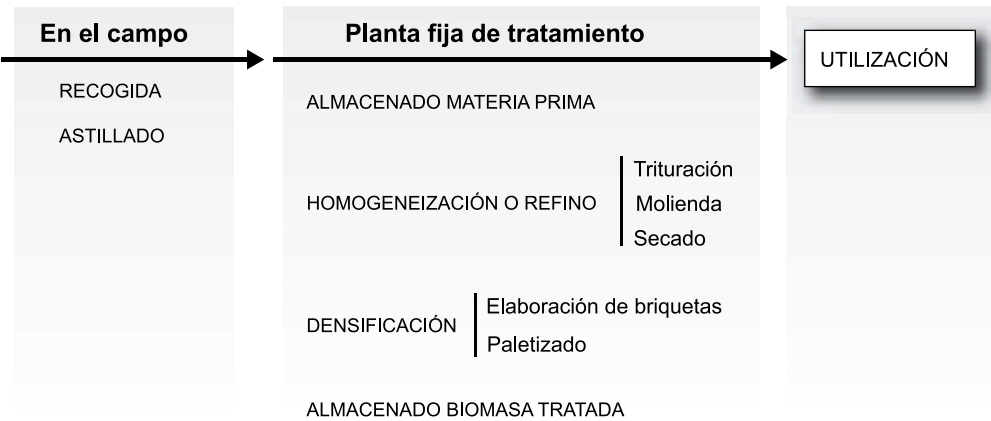


Figura 9.27. Fases del proceso de manipulación previa de la biomasa.



Figura 9.28. Pellets.



Figura 9.29. Briquetas.

9.5.2.1. Combustión directa

La combustión directa es el sistema más antiguo de extracción de energía de la biomasa. En el proceso de combustión la materia orgánica (combustible) reacciona químicamente con el oxígeno (carburante) en una reacción exotérmica (cede calor al medio), obteniéndose dióxido de carbono (CO_2), agua (H_2O) y, si los elementos azufre y nitrógeno forman parte de los reactivos, óxidos de azufre (SO_x) y nitrógeno (N_xO_y).

Los factores fundamentales que afectan al proceso son: características físicas, químicas y energéticas de la biomasa (combustible), el porcentaje de oxígeno y la temperatura a la que se realiza la misma (entre 600°C y 1300°C).

Entre las características físicas de la biomasa sobresale, por su importancia, el grado de humedad de la misma. Se aconseja que el grado de humedad sea inferior a 15% (biomasa seca), ya que en la evaporación del agua contenida en la biomasa se consume parte de la energía liberada en la combustión. Si se utiliza biomasa seca pueden lograrse rendimientos del orden del 80%, frente a los rendimientos conseguidos (60%) cuando se utiliza biomasa húmeda (humedad $> 50\%$). Asimismo, la granulometría (tamaño) y la densidad son características que influyen en la duración del proceso de combustión y en los equipos utilizados en el tratamiento y en la propia combustión.

En cuanto a las características químicas, hay que señalar que el contenido en azufre de la biomasa vegetal es mínimo, por lo que prácticamente no se producen emisiones a la atmósfera de óxidos de azufre.

Las propiedades energéticas de la biomasa vienen dadas por el denominado **Poder Calorífico Superior (PCS)**, cuya unidad más frecuente es kcal/kg, y que se define como la cantidad de calor desprendido por la combustión completa de un kilogramo de combustible a presión constante. Sin embargo, se suele utilizar con mayor frecuencia el denominado **Poder Calorífico Inferior (PCI)**, ya que éste refleja la cantidad de calor desprendido, una vez se ha descontado el calor absorbido en la evaporación del agua contenida en la biomasa.

Partiendo de la composición elemental de la biomasa, el contenido energético de la misma puede ser estimado mediante la ecuación siguiente, cuyo resultado viene dado en kcal/kg:

$$\text{PCS} = 8.100 \text{ C} + 34.000 \left(\text{H} - \frac{1}{8} \text{O} \right) + 2.500 \text{ S}$$

Donde S, H, O y C son la proporción en peso en tanto por uno del combustible en azufre, hidrógeno, oxígeno y carbono, respectivamente.

En la Tabla 9.1 se indican los poderes caloríficos de algunas biomásas en función del porcentaje de humedad h , con una concentración de hidrógeno en base seca de 6.

El porcentaje de oxígeno influye en la reacción, ya que si éste escasea la reacción no se completa y se obtiene carbón y monóxido de carbono. Por tanto, se recomienda que la combustión se realice en un exceso de oxígeno.

TABLA 9.1 Poderes caloríficos de algunas sustancias (Fuente: IER).

Biomasa	PCS $h = 0$	h	h'	PCI con humedad h PCI	h	h'	PCI
Leñas y ramas:							
Coníferas	0,495	20	0,95	0,359	40	0,98	0,255
Frondosas	0,460	20	0,95	0,331	40	0,98	0,234
Serrines y virutas:							
Coníferas	0,488	15	0,94	0,379	35	0,97	0,276
Frondosas autóctonas	0,463	15	0,94	0,358	35	0,97	0,260
Frondosas tropicales	0,487	15	0,94	0,378	35	0,97	0,276
Cortezas:							
Coníferas	0,503	20	0,95	0,365	40	0,98	0,265
Frondosas	0,467	20	0,95	0,337	40	0,98	0,238
Vid:							
Sarmientos	0,456	20	0,95	0,328	40	0,98	0,231
Ramilla de una	0,444	25	0,96	0,324	50	0,98	0,177
Orujo de uva	0,482	25	0,96	0,324	50	0,98	0,196
Aceite:							
Hueso	0,496	15	0,94	0,386	35	0,97	0,281
Orujillo	0,487	15	0,94	0,378	35	0,97	0,276
Cáscara frutos secos:							
Almendra	0,476	10	0,91	0,394	15	0,94	0,369
Avellana	0,450			0,371			0,347
Piñón	0,493	10	0,91	0,409	15	0,94	0,326
Cacahuete	0,425	10	0,91	0,348	15	0,94	0,326
Paja de cereales	0,442	10	0,91	0,363	20	0,95	0,316
Cascarilla de arroz	0,413	10	0,91	0,337	15	0,94	0,315
Girasol-residuo campo	0,406	10	0,91	0,331	15	0,94	0,309
Papel:							
Cartón, papel vario	0,442	5	0,83	0,378	10	0,91	0,363
RSU frac, plástico-papel	0,506	5	0,83	0,448	10	0,91	0,421

El PCI (kcal/kg), referido a la humedad en base seca, para una humedad h y considerando un concentrado de hidrógeno del 6% y un calor de vaporización del agua de 585 kcal/kg, viene dado por:

$$PCI = PCS - 585(h + 0,54)/(h + 1)$$

La relación existente entre la humedad en base húmeda h' y la humedad en base seca h , expresadas en tanto por uno, viene dada por la expresión:

$$h' = h/(h + 1)$$

Mediante la combustión directa de la biomasa se produce la transformación de la energía química almacenada en ella en energía calorífica. La combustión directa de la biomasa puede llevarse a cabo en hogares para calentamiento directo (chimeneas, hornos de leña, estufas de leña, etc.) (Figura 9.30), o mediante el uso de sistemas de calefacción (calderas) (Figura 9.31). Asimismo, el calor generado al quemar la biomasa directamente puede ser usado en plantas industriales para calefacción y producir vapor, que puede ser empleado en la generación de electricidad (Figura 9.32).

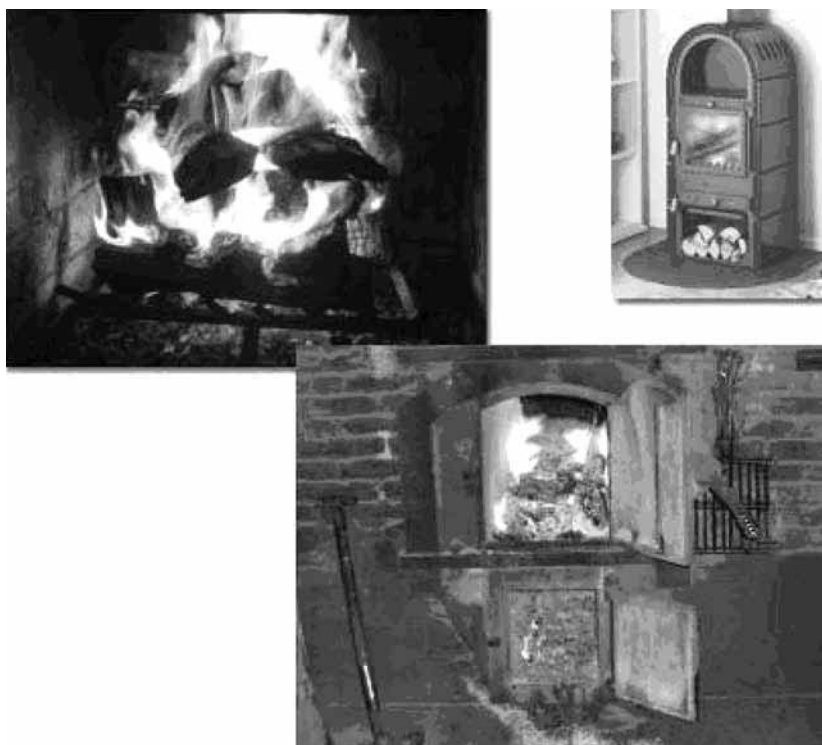


Figura 9.30. Utilización de la combustión directa en el ámbito doméstico.

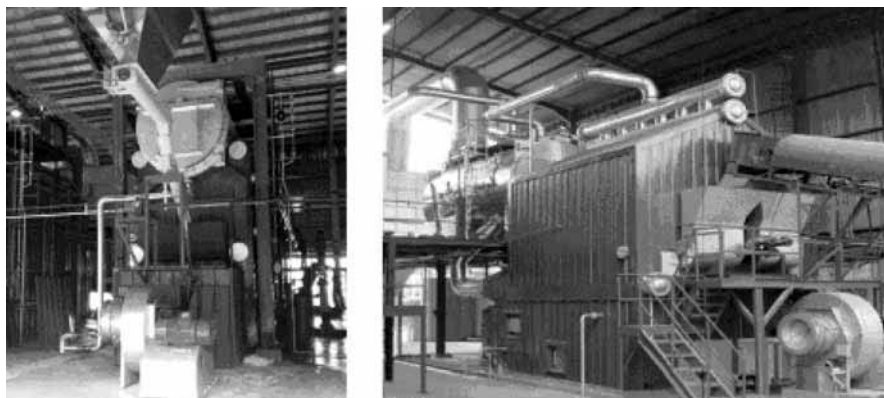


Figura 9.31. Calderas para biomasa (Fuente: Enertech Systems Industries, inc).

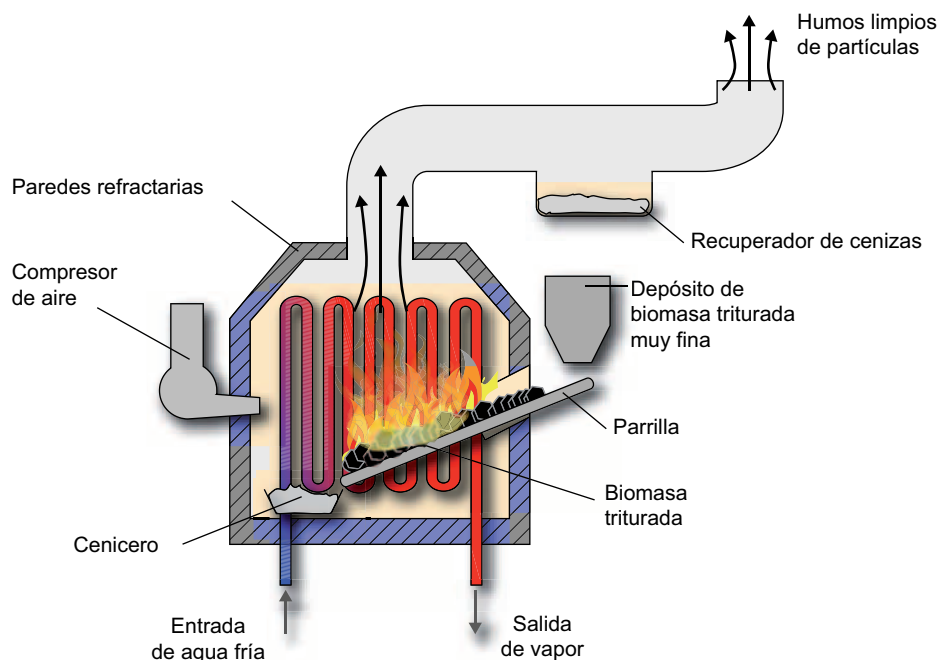


Figura 9.32. Generación de vapor por combustión directa.

9.5.2.2. Procesos termoquímicos

La biomasa es transformada al someterla a diferentes procesos de oxidación, en unas condiciones dadas de presión y temperatura, para obtener combustibles sólidos, líquidos o gaseosos adecuados a diversas aplicaciones. Si el proceso se realizase en ausencia parcial de oxígeno, éste se denomina **gasificación**, sin embargo, si el proceso se lleva a cabo sin la presencia de oxígeno, éste se denomina **pirólisis**.

- **Gasificación:** El término gasificación recoge al conjunto de procesos en los que un combustible sólido es oxidado parcialmente para producir un combustible gaseoso, que contiene entre otros componentes CO (monóxido de carbono), CO₂ (dióxido de carbono), H₂ (hidrógeno), CH₄ (metano) y vapor de agua.

Existen diversos tipos de gasificadores, los cuales se suelen clasificar en gasificadores de lecho fijo, que se subdividen a su vez en gasificadores de flujo de gas ascendente y de flujo de gas descendente, y gasificadores de lecho fluidizado (Figura 9.33).

Los porcentajes obtenidos de cada uno de estos componentes son función de los materiales empleados (composición, grado de humedad, tamaño y uniformidad de las partículas, etc.), de las condiciones en que se lleva a cabo el proceso (con aire o con oxígeno puro, presión de operación, temperatura del proceso, etc.) y del tipo de gasificador (Figura 9.33 y Figura 9.34).

Hay que señalar que, en los procesos de gasificación, la humedad de la biomasa debe ser baja para evitar que la evaporización del agua consuma parte de la energía y reduzca el rendimiento del proceso. Asimismo, la temperatura no debe ser inferior a 700 °C, para obtener

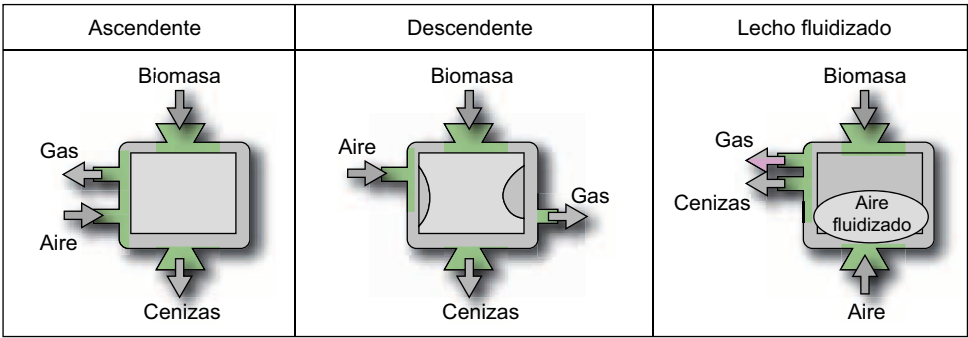


Figura 9.33. Diferentes tipos de gasificadores.



Figura 9.34. Planta gasificadora de 1 MW (Fuente: www.gdstc.gov.cn).

un producto con un adecuado rendimiento, pero tampoco ha de ser excesivamente alta (superior a 1500 °C), ya que se producirían problemas técnicos. El margen de presiones puede oscilar entre 1 y 30 atmósferas.

El rendimiento global de un proceso de gasificación depende del tipo de combustible producido, pero los valores más altos (del orden del 85%), se obtienen en la producción de combustibles de baja calidad.

En las Figuras 9.35 y 9.36 se muestra un esquema conceptual del proceso de gasificación llevado a cabo mediante aire y mediante oxígeno.

Cuando la biomasa de baja humedad (inferior a 15%), se gasifica con aire (haciendo circular un pequeño volumen de aire a través de una gran masa en combustión), se obtiene el denominado **gas gasógeno** o **gas pobre** (poder calorífico inferior a 5,5 MJ/m³). Este gas, debido a su contenido en nitrógeno y su baja densidad energética no se suele almacenar, sino

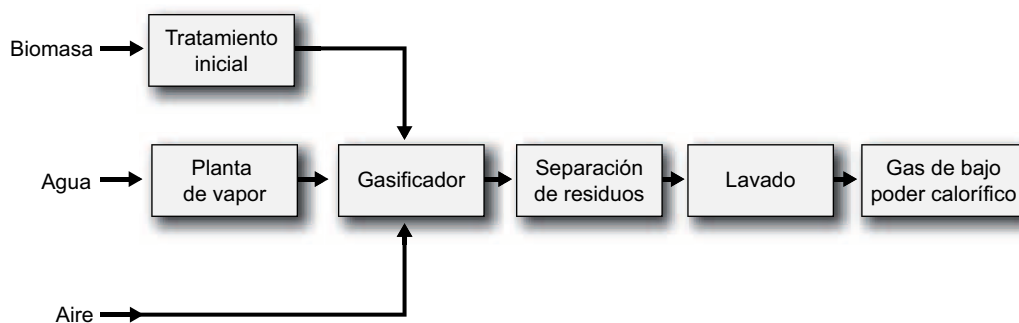


Figura 9.35. Esquema conceptual del proceso de gasificación con aire.

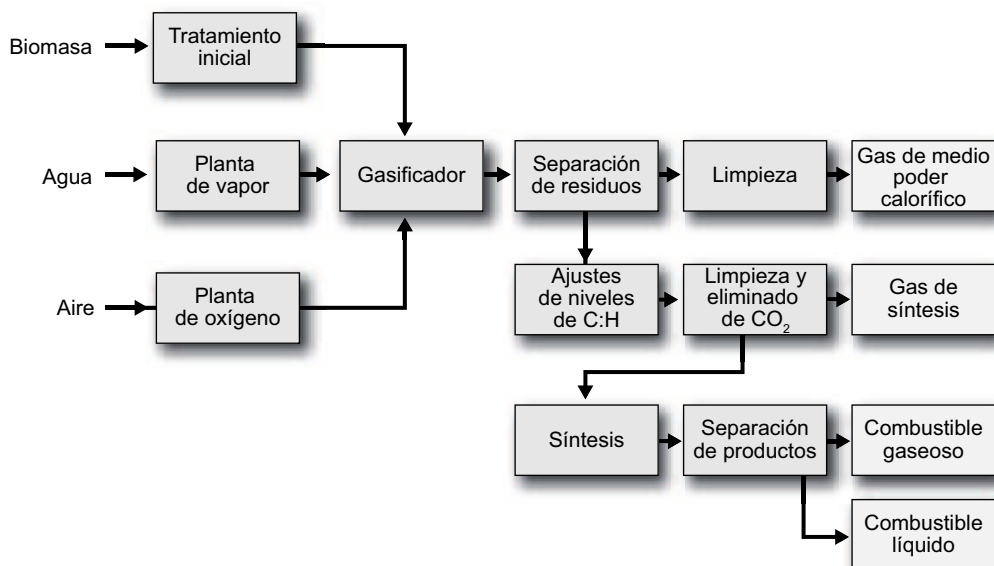


Figura 9.36. Esquema conceptual del proceso de gasificación con oxígeno.

que se suele utilizar directamente en equipos de combustión para generar electricidad utilizando turbinas de gas y generadores eléctricos.

Una central de producción de electricidad con turbinas que se accionan con gas procedente de la biomasa es similar a una central de vapor convencional (Figura 9.37), excepto que, en vez de quemar el combustible para producir vapor y con él accionar las turbinas, éstas se accionan directamente con los gases calientes de la combustión de la biomasa, (Figura 9.38).

El incremento de temperatura conseguido de esta forma mejora el rendimiento termodinámico del proceso, pero para que los álabes de las turbinas no se corroan o ensucien, los gases deben ser muy limpios (este es el motivo por el cual casi todas las plantas con turbinas de gas actuales queman gas natural).

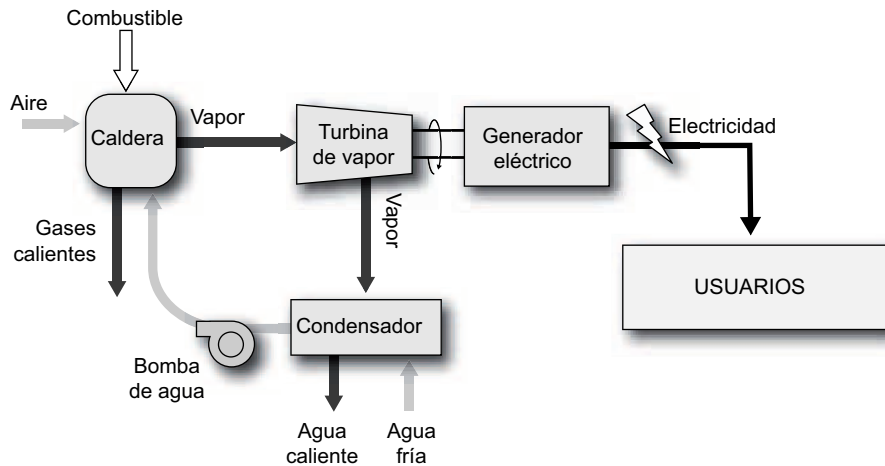


Figura 9.37. Esquema conceptual de una central convencional de turbina de vapor.

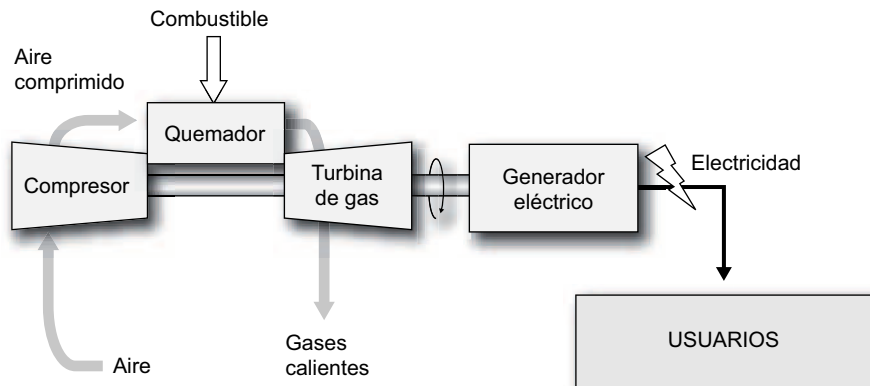


Figura 9.38. Esquema conceptual de una central de turbina de gas.

Existen situaciones en las que se desea producir vapor y electricidad. Para estos propósitos, las turbinas son accionadas por una combinación de gases de combustión y vapores a alta presión, por lo que el sistema incorpora generadores de vapor (Figura 9.39).

Cuando la biomasa seca se gasifica con oxígeno se obtiene el denominado gas de síntesis, con un poder calorífico superior al del gas gasógeno pero inferior al de los combustibles convencionales (propano, butano, etc.). Este gas es posible convertirlo, mediante procesos catalíticos, en varios productos, obteniéndose combustibles líquidos de gran demanda, como el metanol (CH_3OH), además de combustibles gaseosos.

- **Pirólisis:** Es el método más simple y antiguo de procesar un combustible con el propósito de obtener otro mejor. La pirólisis convencional requiere el calentamiento del material original con la ausencia total de oxígeno. El proceso suele iniciarse aproximadamente a los 260°C y finaliza, aproximadamente, a los 450°C o 550°C (si se utilizan residuos vegetales; cuando se utilizan RSU la temperatura suele ser más alta, pudiendo alcanzar los 1000°C).

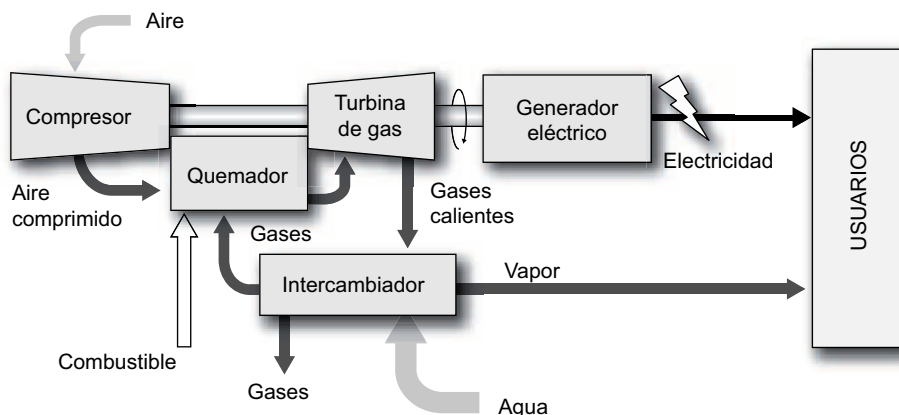


Figura 9.39. Esquema simple de una central de generación de vapor y electricidad.

Las características de la biomasa empleada (residuos agrícolas y forestales, residuos sólidos urbanos) y las condiciones de operación del proceso (temperatura, presión, tiempos, etc.) son los factores que determinan la composición y tipo de producto obtenido. Los productos obtenidos pueden ser carbón vegetal, combustible líquido y combustible gas.

En la Figura 9.40 se muestra un esquema conceptual del proceso de pirólisis para obtener combustible líquido y en la Figura 9.41 una planta de pirólisis súbita o pirólisis rápida (*fast*).

La denominada pirólisis súbita opera en tiempos cortos y a altas temperaturas ($800^{\circ}\text{C} - 1000^{\circ}\text{C}$). Esta técnica permite obtener una pequeña parte de material sólido

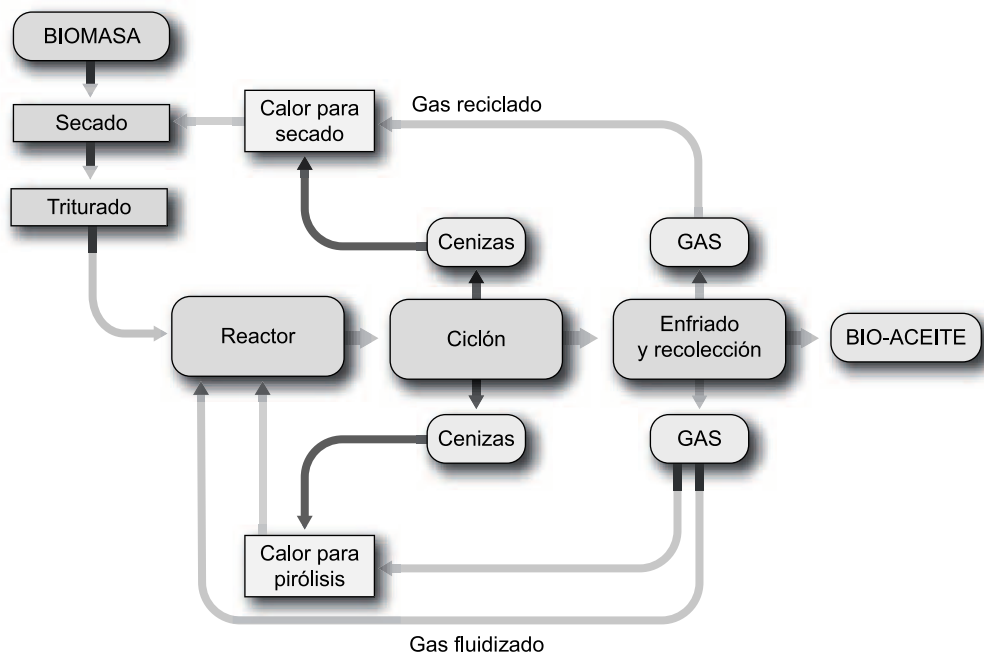


Figura 9.40. Esquema conceptual del proceso de pirólisis.



Figura 9.41. Planta de pirólisis (Fuente: Dynamotive Energy Systems Corporation).

(10%) y convierte un 60% en gas rico en hidrógeno y monóxido de carbono. Esto hace que la pirólisis súbita pueda competir con los métodos de gasificación convencionales.

Probablemente, este sea el proceso más idóneo para convertir los residuos sólidos urbanos (RSU) en compuestos de cierto interés.

9.5.2.3. Procesos biológicos

En estos procesos la biomasa húmeda se degrada gracias a la acción de microorganismos, que contiene la biomasa o que se incorporan al proceso, obteniéndose productos de alta densidad energética. Los dos procesos más conocidos son la digestión anaerobia y la fermentación alcohólica.

- **Digestión anaerobia:** Como su nombre indica la digestión anaerobia, como sucede con la pirólisis, se lleva a cabo en ausencia de aire; pero en este caso la descomposición de la biomasa es debida a la acción de bacterias y no a altas temperaturas.

Los materiales de la biomasa que alimentan el proceso suelen ser residuos ganaderos (estiércol de animales, restos de animales muertos, etc.) (Figura 9.42), residuos obtenidos en depuradoras de aguas residuales (lodos) (Figura 9.7) y residuos de industrias orgánicas (azucareras, papeleras, etc.). El producto resultante es el denominado biogás, que contiene, fundamentalmente, dióxido de carbono (CO_2) y metano (CH_4), junto con fango. Los componentes sólidos del fango pueden emplearse en la alimentación de animales o como fertilizante de terrenos.



Figura 9.42. Recogida de residuos ganaderos.

El proceso de producción de biogás es bastante complejo y se desarrolla en tres etapas. En la primera etapa (hidrólisis), una población de bacterias descomponen la materia orgánica en azúcares. En la segunda etapa (acetogénica), los azúcares se transforman en ácidos orgánicos. En la tercera etapa (metanogénica), se produce la transformación de las sustancias anteriormente obtenidas en metano (CH_4) y gases ácidos (SH_2 , CO_2) (Figura 9.43).

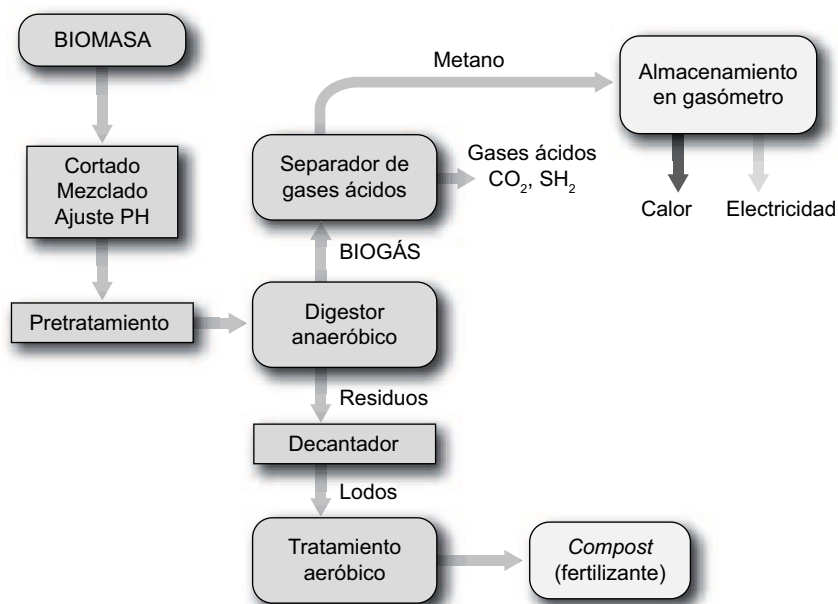


Figura 9.43. Esquema conceptual del proceso de digestión anaeróbica.

Los factores fundamentales que afectan al proceso son el tipo de biomasa y su composición, la temperatura del proceso, la acidez (determina la producción de biogás y el porcentaje de metano), el contenido de sólidos (no excesivamente líquido para que los microorganismos puedan alimentarse y no excesivamente espeso para que puedan moverse) y el tiempo de retención, que depende del tipo de biomasa, pero que se encuentra entre 10 días y un mes.

Los aparatos donde se lleva a cabo la digestión anaerobia se denominan **digestores** (Figura 9.44). Éstos se clasifican en **digestores continuos** y **digestores discontinuos** (en desuso) (Figura 9.45). En los segundos, como su nombre indica, el proceso se lleva a cabo de forma discontinua, es decir, el digestor no se rellena de biomasa fresca hasta que la biomasa que se introdujo en un tratamiento anterior haya fermentado (tiempo de residencia hidráulico de 20 a 60 días), se haya recogido el gas producido, se haya almacenado en los llamados **gasómetros** y se haya vaciado la materia sólida no digerida.



Figura 9.44. Digestor de biogás.

Los digestores continuos no cesan su actividad en ningún momento. La tipología de los mismos es muy variada. Entre ellos se pueden mencionar los **digestores de mezcla completa** (TRH entre 15 y 25 días), los cuales cuentan con dispositivos de mezcla y sistemas de calefacción; **digestores de contacto** (TRH entre 4 y 8 días), que persiguen mejorar la flora bacteriana mediante el empleo de sistemas de realimentación; **digestores de filtro anaerobio** (THR entre 1 y 4 días), que retienen a las bacterias responsables del proceso mediante el uso de filtros inertes.

El **tiempo de residencia hidráulico** (TRH) es aquel que la biomasa permanece dentro del digestor.

Las aplicaciones más usuales del biogás son: calentamiento, combustión de calderas de vapor convencionales y como combustible de motores de combustión interna destinados a la generación de electricidad.

Por otra parte, los residuos de la digestión se pueden destinar a la alimentación de animales y a la fertilización de terrenos.

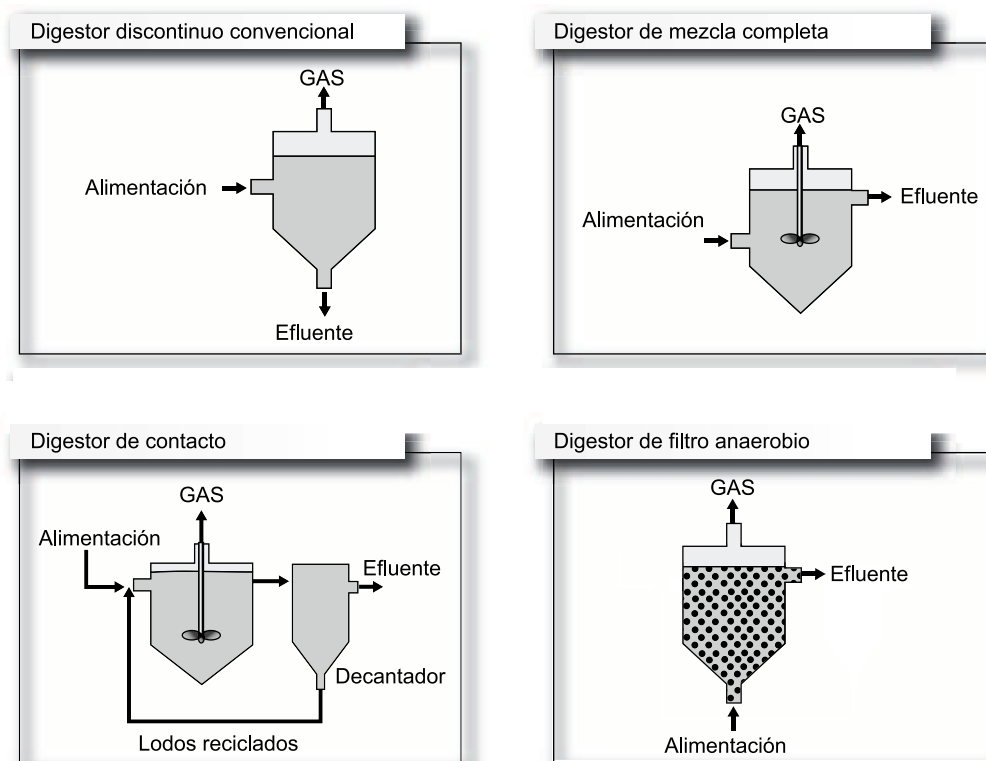


Figura 9.45. Tipos de digestores.

• **Fermentación alcohólica:** Los azúcares (hidratos de carbono simples) que contienen las plantas pueden transformarse en alcohol por la intervención de determinados microorganismos. Asimismo, las plantas contienen almidones y celulosas (hidratos de carbono complejos), que pueden también transformarse en alcoholes, aunque mediante un proceso más complejo (Figura 9.46). Los biocombustibles obtenidos del proceso son fundamentalmente el metanol [$\text{CH}_3(\text{OH})$], o alcohol metílico, y el etanol [$\text{CH}_3\text{-CH}_2(\text{OH})$], o alcohol etílico. Este último, es el que, actualmente, presenta mayores posibilidades de desarrollo.

Mediante el pretratamiento mecánico, (el más usual), se pretende aumentar la superficie de contacto de la biomasa en el tratamiento. Éste comprende la trituración, molienda, etc.

Los hidratos de carbono complejos se rompen mediante hidrólisis de microorganismos (hidrólisis enzimática) o mediante reactivos químicos (hidrólisis química).

Mediante el proceso de fermentación alcohólica se transforman los azúcares en etanol hidratado, gracias a la intervención de determinados microorganismos. Finalmente, el etanol es destilado con el objeto de liberarlo de agua.

El etanol puede usarse como combustible en motores de gasolina y en motores diesel (Figura 9.47). En este último caso, se requiere modificar sustancialmente los motores, mientras que las modificaciones en los motores de gasolina, a veces, no son necesarias.

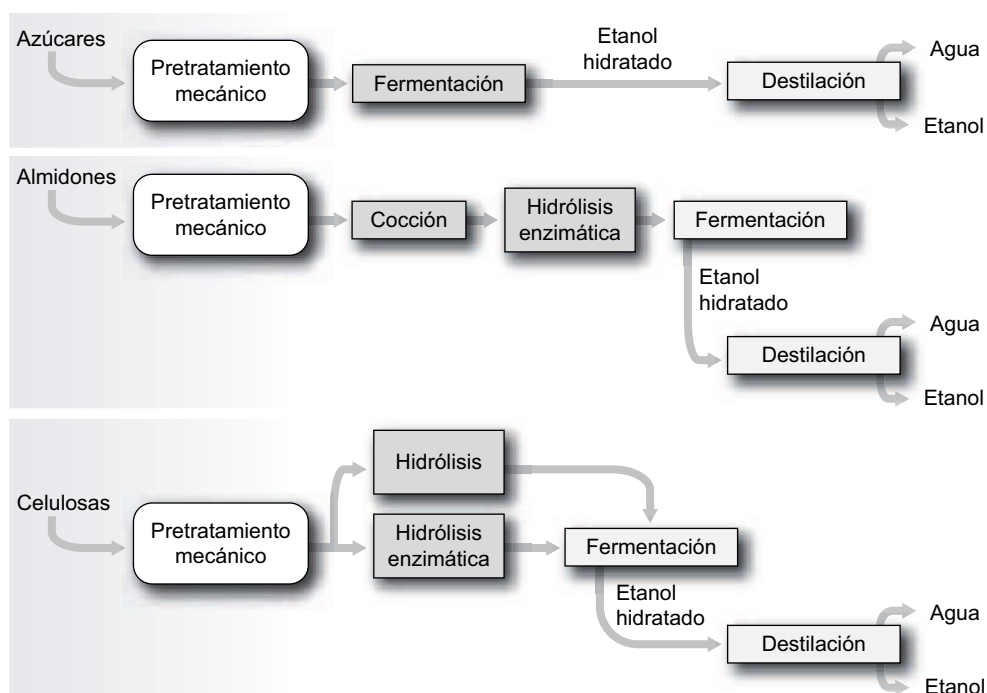


Figura 9.46. Esquema conceptual del proceso de fermentación alcohólica.



Figura 9.47. Empleo del bioetanol y biometanol como carburantes.

9.5.2.4. Otros procesos

Dentro de este grupo se encuentran los procesos encaminados a la obtención de un bio-carburante (biodiésel).

La ASTM (*American Society for Testing and Materials*) define el biodiésel como «el éster monoalquílico de cadena larga de ácidos grasos derivados de recursos renovables, como por ejemplo aceites vegetales o grasas animales, para utilizarlos en motores diésel».

El biodiésel es un combustible líquido obtenido de aceite extraído de semillas oleaginosas o de grasas animales. El biodiésel puede ser utilizado como un sustituto del gasóleo de automoción (Figura 9.48), si los motores de ignición de compresión se acondicionan, o puede mezclarse con éste en diversas proporciones, ya que tiene similares características de densidad y número de cetano, además de un punto de inflamación superior.



Figura 9.48. Empleo de biodiésel en el transporte (Fuente: www.ars.usda.gov).

Cualquier material que contenga triglicéridos puede destinarse a la producción de biodiésel (aceites vegetales convencionales, aceites vegetales alternativos, aceites usados de frituras, aceites vegetales modificados genéticamente, grasas de animales, aceites procedentes de algas y microalgas, etc.), sin embargo, la biomasa más utilizada para la fabricación de este carburante está constituida por aceites vegetales convencionales: girasol y colza (Europa), soja (Estados Unidos), coco (Filipinas), etc.

El proceso industrial de obtención de biodiésel que mayores ventajas presenta es la transesterificación.

Las semillas oleaginosas son sometidas a un proceso químico (arrastre del aceite con disolventes) donde se obtiene aceite y una torta (rica en proteínas y especialmente adecuada para la fabricación de piensos). Posteriormente, este aceite es filtrado, refinado o desgomado y sometido al proceso de transesterificación (Figura 9.49), el cual, básicamente, consiste en el mezclado del aceite vegetal o grasas con un alcohol (generalmente metanol) y un álcali (soda cáustica).

Los aceites vegetales están constituidos por moléculas de triglicéridos, conectadas a la glicerina a través de enlaces de ésteres. El triglicérido es convertido consecutivamente en diglicérido, monoglicérido y glicerina en tres reacciones continuas y reversibles (Figura 9.50).

En el proceso se sustituye la glicerina por metanol (alcohol metílico) que se añade al proceso, obteniéndose moléculas lineales parecidas a las de los hidrocarburos presentes en el diésel.

El empleo de catalizadores permite que la reacción pueda llevarse a cabo bajo temperaturas y presiones inferiores a las que se precisan si la reacción se efectúa de forma natural.

Las tecnologías existentes pueden utilizar procesos continuos o procesos discontinuos (procesos *Batch*), dependiendo de la alimentación, la producción que se desea y de la calidad y recuperación del alcohol y del catalizador. Sin embargo, los procesos continuos son más apropiados para grandes capacidades de producción y precisan de una alimentación más uniforme que los procesos discontinuos.

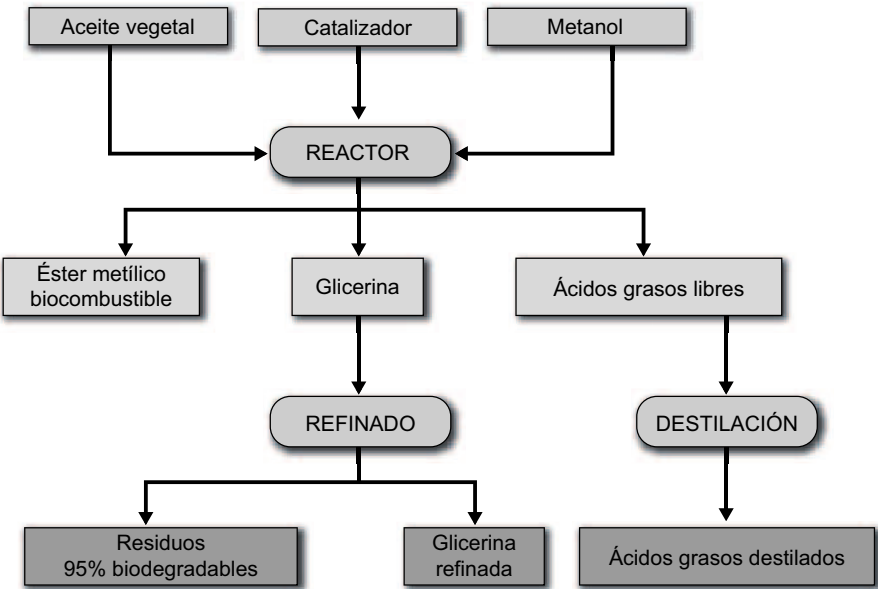


Figura 4.49. Esquema conceptual del proceso de transesterificación.

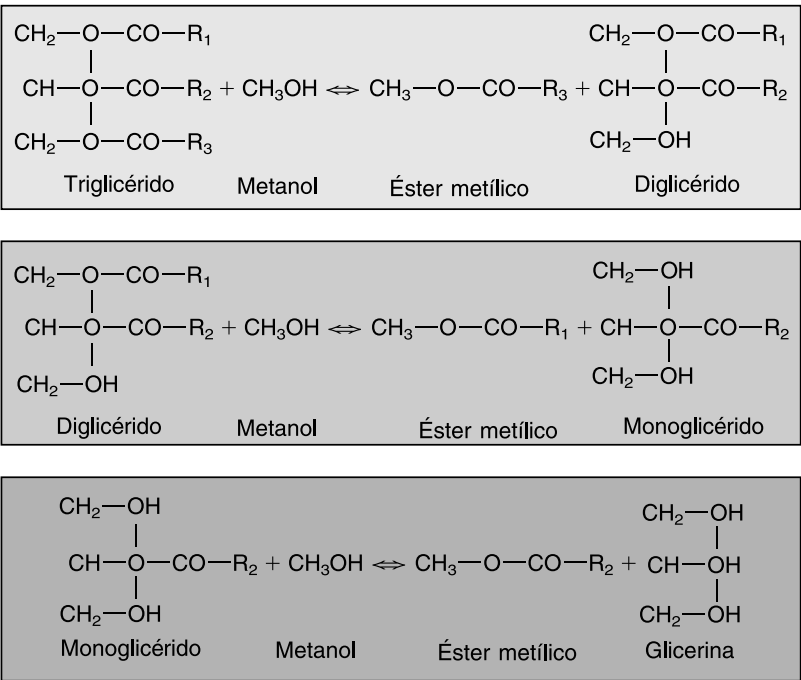


Figura 9.50. Reacciones del proceso de transesterificación.

Las distintas fases del proceso dan lugar a la obtención, además del biodiésel y de la torta agotada, de un coproducto muy valioso: la **glicerina**.

La glicerina tiene múltiples aplicaciones en distintos ámbitos no energéticos (fármacos y cosméticos, espumas de uretano, alimentos y bebidas, etc.).

9.6. Tecnología de los residuos sólidos urbanos (RSU)

Como ya se ha mencionado, los RSU se originan, básicamente, como resultado de la actividad humana en su domicilio, aunque también se suelen incluir los residuos que se generan en pequeñas industrias y que no tienen utilidad.

El incremento del consumo en el mundo desarrollado ha llevado aparejado el incremento en la generación de residuos, que amenaza al medio ambiente.

Existen varias opciones para eliminar los RSU, entre éstas se encuentra la recuperación energética (Figura 9.51).

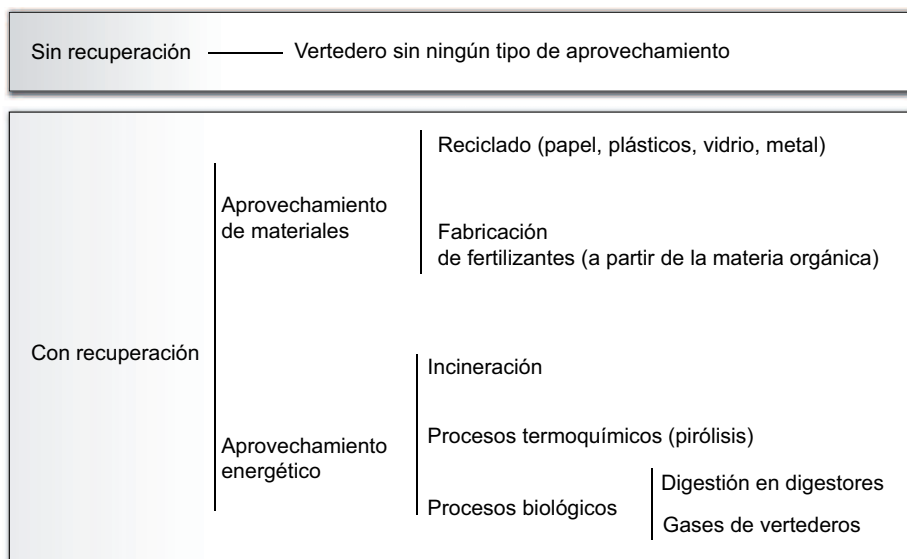


Figura 9.51. Posibles actuaciones para eliminar los RSU.

Los diversos procesos a que pueden someterse los RSU con el propósito de extraer su energía química almacenada ya han sido descritos anteriormente, sin embargo, debido a las características particulares de estos residuos (composición muy heterogénea), se describirán aquí las diferencias principales con los procesos ya comentados, las cuales se centran fundamentalmente en los pretratamientos y postratamientos empleados.

La composición física de los RSU es muy variada y depende de muchos factores. Una composición típica suele estar integrada por un porcentaje alto (50%) de materia orgánica, que es fermentable; otro porcentaje, también relativamente alto (35%), de material con la propiedad de ser combustible (papel-catón, maderas, textiles, plásticos, etc.); y, el resto, constituido por materiales tales como vidrios, metales, etc.

El proceso de recuperación energética más ampliamente utilizado desde hace décadas es la incineración (Figura 9.52).

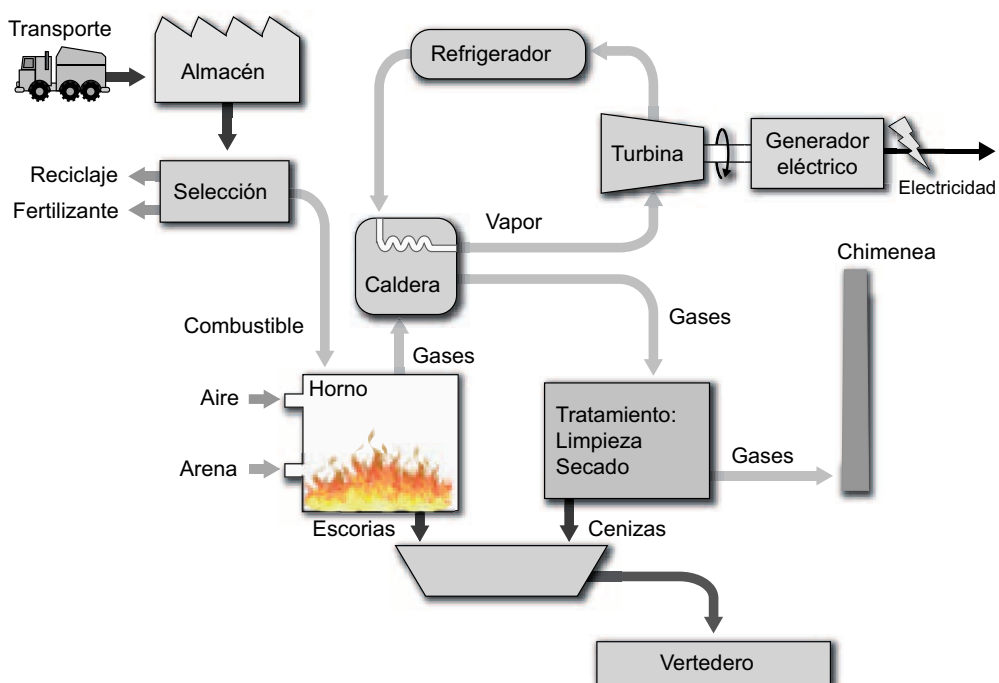


Figura 9.52. Esquema conceptual del proceso de incineración de RSU.

Los camiones (Figura 9.53), una vez recogidos los residuos, se encargan de transportarlos hasta la planta incineradora, donde los vierten en un foso de almacenamiento.

Dependiendo del tipo de instalación, los residuos pueden pasar a alimentar los hornos o pueden ser sometidos previamente a procesos de separación en distintos tipos de materiales, con el propósito de reciclar parte del material (si no han sufrido una selección en origen), y/o destinar la materia orgánica a la fabricación de fertilizantes.



Figura 9.53. Recogida de residuos sólidos urbanos.

En el horno, de los que existen varios tipos (parrillas, rotativos, lecho fluido), se lleva a cabo la combustión de los residuos, transmitiéndose el calor generado por los gases producidos a una caldera donde el agua que circula por sus tubos se convierte en vapor de agua. Este vapor puede emplearse para accionar una turbina de vapor, la cual mueve un generador eléctrico que se encuentra mecánicamente acoplado a la misma. El vapor, una vez cedida la presión a los álabes de la turbina, se condensa, bien en una torre de refrigeración o en un condensador refrigerado por aire.

La combustión, debido a la diversidad de materiales que componen el combustible (basura mezclada con arena, dolomita y calizas como neutralizantes), se lleva a cabo con exceso de aire para lograr la combustión completa.

Los gases producidos en la combustión de los residuos deben de ser tratados antes de ser expulsados a la atmósfera, a través de una chimenea. Estos tratamientos tienen como objetivo depurar los gases mediante la eliminación de sus contaminantes, fundamentalmente las sustancias tóxicas (dioxinas y furanos).

Los métodos típicamente empleados en el tratamiento de los gases son dos: pulverización de reactivos semihúmedos (agua y cal) con filtrado de partículas y secado, y lavado y secado de gases. Los residuos recogidos de estos tratamientos pueden a su vez ser tratados.

Los residuos del proceso, es decir, las escorias de la combustión y las cenizas de los tratamientos de los gases generados, se trasladan a un vertedero de seguridad.

La materia orgánica enterrada en los vertederos sufre un proceso de descomposición que da lugar a la generación de gases (metano). Este gas puede ser captado mediante la instalación de tuberías perforadas que permiten recogerlo y conducirlo a la superficie (Figura 9.54).

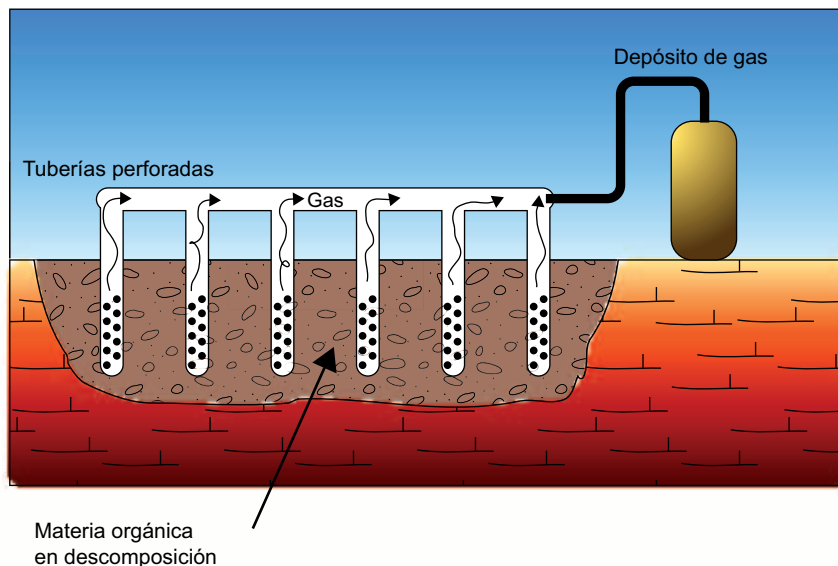


Figura 9.54. Esquema conceptual de recuperación de gases de vertedero.

Existen compañías como Highland Energy Inc. (corporación privada canadiense) que diseñan, construyen y mantienen sistemas de captación de gas de invernadero. El sistema de captación de gas consiste en pozos perforados verticalmente (Figura 9.55) y una serie de tubos laterales.

La extracción del gas se lleva a cabo mediante soplantes. Asimismo, Highland Energy Inc., ha desarrollado un sistema de energía modular para convertir el gas de invernadero en energía eléctrica (Figura 9.56).



Figura 9.55. Instalaciones de captación de gases (Fuente: Highland Energy Inc.).



Figura 9.56. Conversión de gas en electricidad (Fuente: Highland Energy Inc.).

9.7. Costes del uso de la energía de la biomasa

La rentabilidad de la explotación energética de la biomasa está condicionada por el tipo de biomasa y tecnología empleada y por la consideración o no de las denominadas externalidades (costes asociados a los daños a la salud que pueden producir las distintas tecnologías energéticas, desde la etapa de fabricación de sus componentes hasta finalizar su vida útil).

En el caso de aplicaciones domésticas, el coste depende del tipo de uso: calefacción centralizada, aplicaciones domésticas colectivas y aplicaciones domésticas individuales.

En aplicaciones domésticas individuales, el coste depende de la utilización particular que se trate (cocina, estufa, chimenea, etc.) y de la potencia térmica instalada, así como del coste del combustible (briquetas, pellets, etc.). El coste de estos últimos es muy variable, pero a título orientativo puede estimarse comprendido entre 0,15 euros/kg y 0,3 euros/kg.

En aplicaciones colectivas, el coste depende de los costes de inversión, tanto de la planta térmica como de la red de tuberías de distribución, de los costes de operación y mantenimiento y de los costes del combustible.

Los costes de inversión de la planta térmica son función de la capacidad instalada, la cual es a su vez función del número de viviendas que utilizarán el calor generado y de las condiciones climáticas de la zona de implantación. Para unas condiciones climáticas suaves y 1.000 viviendas, los costes promedio de inversión en la planta pueden estimarse en 700 euros/vivienda. Los costes asociados a la red de distribución dependen fundamentalmente del tamaño de la red. Así, para una longitud de red de 10 kilómetros se estima una inversión promedio, en este concepto, de 70 euros/metro.

En el caso de plantas de producción eléctrica alimentadas de biomasa, el coste del kWh generado está ligado a los costes de amortización de la inversión, a los costes de combustible y a los costes de operación y mantenimiento.

Entre estos costes, el generado con la adquisición del combustible (biomasa) representa aproximadamente el 50% del coste de la unidad energética generada.

Debido a que la biomasa puede presentar variaciones en su contenido energético, la compra de la misma se lleva a cabo utilizando como unidad de medida la **termia**; representando una termia mil kilocalorías, y su coste de adquisición suele ser del orden de un céntimo de euro.

Los costes de inversión son función de la capacidad instalada y del tipo de tecnología utilizada. A título de orientación podría indicarse que, para una capacidad instalada de 40 MW, se precisaría una inversión de 50 millones de euros. Estos costes pueden suponer aproximadamente un 30% de los costes de la unidad energética generada.

En la Figura 9.57 se indica, a título de guía, una distribución media de los distintos costes de inversión.

Los costes de operación y mantenimiento dependen de la fiabilidad de la planta y de los tratamientos y desplazamientos internos de la materia prima, pero puede estimarse que para una planta de tamaño medio estos costes suponen aproximadamente entre un 16% y un 22% del coste de la unidad energética generada.

Como ya se ha mencionado, el biogás se obtiene como consecuencia de una serie de actividades encaminadas a paliar los problemas originados por los residuos generados en de-

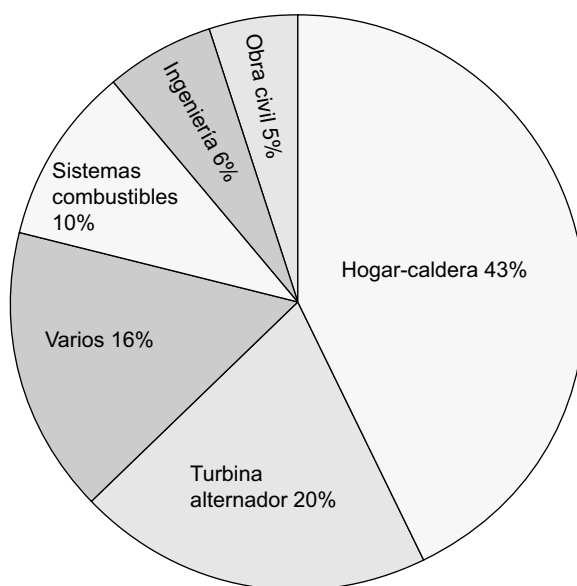


Figura 9.57. Distribución porcentual de los costes de inversión.

terminados sectores, fundamentalmente en el sector ganadero (residuos ganaderos) y en el sector doméstico (RSU). Por tanto, los costes generados en la producción de biogás no deben contemplar todos los costes de la instalación completa, sino únicamente los costes de acondicionamiento de las mismas para adaptarlas a la producción energética. Se estima que dichos costes de acondicionamiento son inferiores al 25% del coste de la instalación global.

Los costes de producción de biocombustibles, tales como el biodiésel y el bioetanol, dependen de los costes de la materia prima, de los costes de inversión de las plantas de producción y de los costes de operación y mantenimiento.

La economía de escala influye de forma acusada en los costes de inversión de este tipo de instalaciones. De forma aproximada, puede indicarse que en el caso de una planta de producción de bioetanol deshidratado a partir de cereales, con una capacidad anual de cien mil metros cúbicos, los costes de inversión se elevan a 55.000 euros, mientras que con una planta de veinte mil metros cúbicos de capacidad el coste puede estimarse algo superior a 12.000 euros.

En el caso de una planta de producción de biodiésel mediante esterificación, los costes aproximados de inversión para una capacidad anual de producción de 30.000 metros cúbicos se aproximan a los 2 millones de euros, mientras que con una planta de cinco mil metros cúbicos de capacidad el coste puede estimarse alrededor de 250.000 euros.

9.8. Impacto medioambiental al utilizar la energía de la biomasa

La biomasa, siempre que se explote racionalmente, es decir, no se utilicen cantidades superiores a las que la naturaleza es capaz de reponer, constituye una fuente de energía renovable.

Como se desprende de la lectura de los apartados anteriores, el aprovechamiento de la biomasa se lleva a cabo por procesos (generalmente térmicos), que generan sustancias contaminantes. Sin embargo, la utilización racional de la biomasa como recurso energético no contribuye, a diferencia de los combustibles fósiles, al incremento de la proporción de dióxido de carbono (CO_2) presente en la atmósfera. Además, los biocombustibles generan aproximadamente un 65% menos de CO_2 que los equivalentes combustibles fósiles.

Pero, como ya se ha indicado, el dióxido de carbono y el agua no son los únicos productos resultantes del uso de los combustibles. Dependiendo del tipo de biomasa y del proceso y tecnología utilizada en la recuperación de la energía contenida en la misma es posible obtener residuos y productos contaminantes, en menor o mayor proporción.

En el caso de los residuos agrícolas, forestales e industriales, debido a que en su composición no figuran porcentajes importantes de elementos tales como el azufre, los compuestos tóxicos (óxido de azufre, que puede transformarse en ácido sulfúrico y favorecer la denominada lluvia ácida) que pueden producirse es posible eliminarlos mediante sencillos sistemas de limpieza y filtrado de los humos producidos. Asimismo, mediante un adecuado control del proceso de combustión es posible reducir la obtención de óxidos de nitrógeno. Con respecto a las emisiones de hidrocarburos (algunos de ellos catalogados de cancerígenos), fenoles, etc., que pueden generarse en los procesos termoquímicos (pirólisis, gasificación), hay que señalar que es posible prevenirlos mediante un adecuado control y gestión de las instalaciones.

En el caso de los residuos ganaderos, aguas residuales urbanas, etc., que suelen ser sometidas a procesos de digestión anaerobia, hay que recalcar que su explotación supone una ventaja medioambiental, en el sentido de que se depuran residuos orgánicos contaminantes que inevitablemente se generan en los sectores mencionados, y que los residuos pueden emplearse como fertilizantes orgánicos. Como impacto negativo de la exploración energética de este tipo de biomasa, aunque bastante menor que el generado por otros combustibles, puede mencionarse la producción de algunos gases contaminantes (por ejemplo, sulfuro de hidrógeno, en el caso de la digestión anaerobia de residuos animales).

Probablemente, en el aprovechamiento energético de los residuos sólidos urbanos, es donde puede generarse un mayor porcentaje de productos contaminantes, los cuales se encuentran fundamentalmente en los gases generados.

Los recelos de la población a la instalación de plantas de aprovechamiento de RSU están ligados con la potencial generación de compuestos tóxicos de hidrocarburos que contienen cloro, es decir, furanos y dioxinas. Sin embargo, las actuales plantas de incineración producen porcentajes muy bajos de estos tóxicos.

La utilización de adecuados postratamientos a los gases emitidos permite la limpieza de una gran parte de las sustancias que estos contienen (monóxido de carbono, partículas metálicas en suspensión, metales en estado gaseoso, óxidos de azufre y de nitrógeno, hidrocarburos policíclicos clorados, etc.).

Otro potencial impacto ambiental de los RSU lo constituyen los olores. Sin embargo, con una correcta recepción y almacenamiento de los mismos estos no se presentarían.

Como impacto medioambiental positivo, además de recuperar el alto valor energético que contienen los RSU, puede señalarse la considerable reducción de vertederos que lleva aparejada la incineración de dichos residuos.

Los cultivos energéticos presentan una serie de impactos positivos, entre los cuales se pueden señalar los siguientes:

- a) los biocarburantes producidos son biodegradables, por lo que no producen impactos negativos importantes en el caso de vertidos accidentales;
- b) los biocarburantes pueden sustituir el plomo y los hidrocarburos aromáticos de las gasolinas por compuestos oxigenados, reduciendo así la contaminación;
- c) si los cultivos energéticos se practican en terrenos abandonados se evita la degradación y erosión del suelo.

9.9. Situación actual de la explotación de la energía de la biomasa

En la actualidad, incluso los países avanzados están analizando distintas estrategias para reducir su dependencia de los combustibles fósiles. Entre las alternativas consideradas para satisfacer una parte de sus necesidades energéticas se encuentra la explotación de la biomasa.

Francia lidera el consumo de biomasa en la Unión Europea (UE), con más de 9 millones de toneladas equivalentes de petróleo. Este consumo se centra, fundamentalmente, en aplicaciones del sector doméstico y de servicios. Suecia obtiene ya un 10% de su energía de desechos forestales y agrícolas, y Finlandia, el 14%. Estos dos países de la UE centran el consumo en el sector industrial. En el Reino Unido existen proyectos para producir alcohol en fermentadores en proceso continuo, que son lo suficientemente rápidos y el alcohol lo bastante concentrado, como para poder competir con la gasolina como combustible para el transporte.

EE.UU. ha instalado más de 9 GW en plantas de generación de energía eléctrica mediante la utilización de biomasa y obtiene el 4% de la energía que necesita de esta fuente.

En algunos países la explotación de la biomasa, a gran escala, es un hecho. Por ejemplo, en Brasil, las vastas extensiones de terreno, la elevada productividad agrícola y los altos niveles de precipitaciones y sol, han hecho que el proceso de obtención masiva de etanol, a partir de melazas de caña de azúcar o de pulpa de mandioca, para ser utilizado como combustible haya sido ideal. Más de 2 millones de vehículos funcionan con alcohol casi puro y unos 8 millones más utilizan una mezcla de gasolina y etanol.

En la Tabla 9.2 se muestra la evolución en la producción de etanol en el mundo.

Determinados escenarios indican que la biomasa, a mediados de este siglo, podrá contribuir a la energía mundial con aproximadamente 200 EJ anuales. Esto podría conseguirse con el uso de unos 400 millones de hectáreas de tierra (alrededor de un 2,5% de la superficie total de terreno); la recuperación de energía de entre un cuarto y tres cuartos de los residuos; y el empleo de sistemas de conversión de alto rendimiento, resultado de la mejora de los métodos de combustión y el empleo de técnicas avanzadas para la generación de energía a partir de la biomasa.

TABLA 9.2 Producción de etanol (miles de TEP) (Fuente: BP-2008).

País	Años					
	2002	2003	2004	2005	2006	2007
EE.UU.	3.957	5.173	6.247	7.208	9.017	11.957
Canadá	—	—	115	127	295	424
Brasil	6.286	7.226	7.314	8.010	8.871	11.264
Colombia	—	—	—	50	134	142
Paraguay	5	17	20	22	23	25
Austria	—	—	—	—	—	14
R. Checa	—	—	—	—	7	16
Francia	111	101	50	72	146	289
Finlandia	—	—	1	6	—	—
Alemania	—	—	12	82	215	197
Hungría	—	—	—	17	17	15
Italia	—	—	—	4	48	22
Letonia	—	—	6	6	6	9
Lituania	—	—	—	4	9	10
Holanda	—	—	7	4	7	7
Polonia	41	38	24	32	80	77
España	57	52	127	151	198	174
Suecia	32	33	35	76	70	35
Turquía	—	—	—	15	20	20
Australia	—	26	12	14	31	56
China	—	38	144	580	985	1.043
India	—	90	75	50	60	70
Paquistán	—	—	—	—	23	17
Tailandia	—	—	—	30	64	88
TOTAL	10.490	12.793	14.190	16.562	20.328	25.972

9.10. Conclusiones

En este capítulo se han expuesto nociones básicas sobre el origen y potencial de la biomasa.

Asimismo, se han descrito los diferentes tipos de biomasa, los distintos procesos que se pueden utilizar para la conversión energética de la biomasa y los diversos tipos de aprovechamiento.

Se han indicado aspectos relativos a los costes de las plantas de aprovechamiento de la energía de la biomasa. Asimismo, se han indicado los efectos positivos y negativos que estas instalaciones pueden tener sobre el medioambiente.

Por último se ha indicado la situación actual y las perspectivas de futuro de esta fuente energética.

En la bibliografía específica sobre biomasa que se incluye pueden ampliarse los conocimientos adquiridos en este capítulo.

9.11. Bibliografía

- Rosillo-Calle, F., Groot, P. de, Hemstock, S. L. y Woods, J. *The Biomass Assessment Handbook: Bioenergy for a Sustainable Environment*. Ed. Earthscan Publications Ltd., 2008.
- Loo, S. van y Koppejan, J. *The Handbook of Biomass Combustion and Co-firing*. Earthscan Publications Ltd., 2008.
- Bridgwater, A., Czernik, S. y Diebold, J. *Fast Pyrolysis of Biomass: A Handbook*. Ed. CPL Press, 2008.
- Brenes, M. D. *Biomass and Bioenergy: New Research*. Ed. Nova Science Publishers, 2006.
- Stassen, H. E., Quaak, P. y Knoef, H. *Energy from Biomass: A Review of Combustion and Gasification Technologies*. Ed. World Bank Publications, 1999.
- Goettemoeller, J. y Goettemoeller, A. *Sustainable Ethanol: Biofuels, Biorefineries, Cellulosic Biomass, Flex-fuel Vehicles, and Sustainable Farming for Energy Independence*. Ed. Prairie Oak Publishing, 2007.
- Rezaian, J. y Cheremisinoff, N. P. *Gasification Technologies: A Primer for Engineers and Scientists*. Ed. CRC, 2005.
- Klass, D. L. *Biomass for Renewable Energy, Fuels, and Chemicals*. Ed. Academic Press, 1998.
- Clark, J. H. y Deswarte, F. *Introduction to Chemicals from Biomass*. Ed. Wiley, 2008.
- Walker, N. *Biomass: Fueling Change*. Ed. Crabtree Publishing Company, 2007.
- Garza, A. De La. *Biomass: Energy from Plants And Animals*. Ed. Greenhaven Press, 2006.

9.12. Evaluación

9.12.1. Ejercicios teóricos

1. La fotosíntesis es el proceso metabólico específico de ciertas células de los organismos autótrofos y consta de:
 - A) Una fase.
 - B) Dos fases.
 - C) Tres fases o etapas.
 - D) Cuatro fases.

Solución: La respuesta B) es la CORRECTA. La fotosíntesis es un proceso que ocurre en dos etapas o fases. La primera fase es un proceso que depende de la luz (reacciones lumínicas): requiere la energía directa de la luz que genera los transportadores que son utilizados en la segunda fase (reacciones oscuras).
2. ¿Cuál de los siguientes procesos pertenece al grupo de procesos termoquímicos?
 - A) Pirólisis
 - B) Fermentación alcohólica.
 - C) Transesterificación
 - d) Digestión anaerobia.

Solución: La respuesta A) es la CORRECTA. La pirólisis es el más simple y antiguo método de procesar un combustible con el propósito de obtener otro mejor. La pirólisis convencional requiere el calentamiento del material original con la ausencia total de oxígeno. El proceso suele iniciarse aproximadamente a los 260 °C y finaliza, aproximadamente, a los 450 °C o 550 °C (si se utilizan residuos vegetales; cuando se utilizan RSU la temperatura suele ser más alta, pudiendo alcanzar los 1000 °C).

3. ¿En cuántas etapas se desarrolla el proceso de producción de biogás?
- A) En una etapa.
 - B) En dos etapas.
 - C) En tres etapas.
 - D) En cuatro etapas.

Solución: La respuesta C) es VERDADERA. El proceso de producción de biogás es bastante complejo, que se desarrolla en tres etapas. En la primera etapa (hidrólisis), una población de bacterias descomponen la materia orgánica en azúcares. En la segunda etapa (acetogénica), los azúcares se transforman en ácidos orgánicos. En la tercera etapa (metanogénica), se produce la transformación de las sustancias anteriormente obtenidas en metano (CH_4) y gases ácidos (SH_2 , CO_2).

4. ¿Qué coproductos se obtienen del proceso de extracción de biofuel a partir de semillas oleaginosas mediante el procedimiento de transesterificación?
- A) Metano y cenizas.
 - B) Etanol y agua.
 - C) Gases ácidos y gas de síntesis.
 - D) Glicerina y torta agotada.

Solución: La respuesta D) es VERDADERA. Las distintas fases del proceso dan lugar a la obtención, además del biodiésel y de la torta agotada, de un coproducto muy valioso: la glicerina.

5. ¿Cómo se expresan las propiedades energéticas de la biomasa?
- A) Mediante el denominado Poder Térmico Medio (PTM).
 - B) Mediante La Energía Calorífica Residual (ECR).
 - C) Mediante el Poder Calorífico Superior (PCS) y el Poder Calorífico Inferior (PCI).
 - D) Mediante el Poder Calorífico Medio (PCM) y el Poder Calorífico Residual (PCR).

Solución: La respuesta C) es la CORRECTA. Las propiedades energéticas de la biomasa vienen dadas por el denominado Poder Calorífico Superior (PCS), cuya unidad más frecuente es kcal/kg, y que se define como la cantidad de calor desprendido por la combustión completa de un kilogramo de combustible a presión constante. Sin embargo, se suele utilizar con mayor frecuencia el denominado Poder Calorífico Inferior (PCI), ya que éste refleja la cantidad de calor desprendido, una vez se ha descontado el calor absorbido en la evaporación del agua contenida en la biomasa.

6. La utilización de procesos termo-químicos de conversión para transformar la energía química de la biomasa en otro tipo de energía, consiste en:
- A) Quemarla directamente en un horno.
 - B) Carbonización, gasificación y pirólisis.
 - C) Fermentación alcohólica, digestión anaeróbica, descomposición aeróbica.
 - D) Transesterificación.

Solución: La respuesta B) es la CORRECTA. Existen diferentes formas de transformar la energía química de la biomasa en otro tipo de energía. Una de ellas consiste en utilizar procesos termo-químicos de conversión (carbonización, gasificación y pirólisis) con los cuales se pueden obtener combustibles gaseosos o líquidos, que pueden ser empleados en un proceso de combustión y producir calor o generar electricidad.

7. Hay plantas con propiedades similares a las de los derivados del petróleo que, mediante un sencillo tratamiento, pueden proporcionar combustibles líquidos, éstas son:
- A) *Macrocystis* y *Nereocystis* en aguas saladas.
 - B) El jacinto de agua (*Eichornia crassipes*).
 - C) La palma africana (*Elaeis guineensis*), la tabaiba (*Euphorbia lathyris*).
 - D) Cardos (*Cynara cardunculus* L).

Solución: La respuesta C) es la CORRECTA. Hay plantas con propiedades similares a las de los derivados del petróleo que, mediante un sencillo tratamiento, pueden proporcionar combustibles líquidos. En este sentido pueden señalarse la palma africana (*Elaeis guineensis*), la tabaiba (*Euphorbia lathyris*).

8. El carbón procede de la carbonización de las masas vegetales que quedaron sepultadas en determinados periodos geológicos. Cuál de las siguientes afirmaciones es la correcta:
- A) El carbón más antiguo es la hulla, con un contenido en carbono del 95%, le sigue la antracita (80% C), el lignito (70% C) y la turba (50% C).
 - B) El carbón más antiguo es la antracita, con un contenido en carbono del 95%, le sigue el lignito (80% C), la hulla (70% C) y la turba (50% C).
 - C) El carbón más antiguo es la antracita, con un contenido en carbono del 95%, le sigue la hulla (80% C), el lignito (70% C) y la turba (50% C).
 - D) El carbón más antiguo es la antracita, con un contenido en carbono del 95%, le sigue la turba (80% C), el lignito (70% C) y la hulla (50% C).

Solución: La respuesta C) es la CORRECTA. El carbón más antiguo es la antracita, con un contenido en carbono del 95%, le sigue la hulla (80% C), el lignito (70% C) y la turba (50% C).

9. La biomasa constituye energía solar almacenada en forma de energía química. El rendimiento teórico de este proceso de conversión es inferior al:
- A) 3%
 - B) 5%.
 - C) 10%
 - D) 15%

Solución: La respuesta B) es la CORRECTA. La biomasa constituye energía solar almacenada en forma de energía química. El rendimiento teórico de este proceso de conversión es bastante bajo, ya que es inferior al 5%.

10. La principal característica de la fotosíntesis es la conversión de:
- A) CO_2 y H_2O en glucosa (carbohidratos) y ozono (O_3) bajo la influencia de la luz.
 - B) CO_2 y H_2O en fructosa ($\text{C}_6\text{H}_{12}\text{O}_6$) y O_2 bajo la influencia de la luz.
 - C) Dióxido de carbono (CO_2) y agua (H_2O) en glucosa (carbohidratos) y oxígeno (O_2) bajo la influencia de la luz.
 - D) Monóxido de carbono (CO) y agua (H_2O) en glucosa (carbohidratos) y oxígeno (O_2) bajo la influencia de la luz.

Solución: La respuesta C) es la CORRECTA. La fotosíntesis es el proceso metabólico específico de ciertas células de los organismos autótrofos (organismos que en el curso de la evolución aprendieron a usar la energía solar y a transformarla en energía química), por el que se sintetizan sustancias orgánicas a partir de otras inorgánicas, utilizando la energía luminosa. Es decir, la principal característica de la fotosíntesis es la conversión de dióxido de carbono (CO_2) y agua (H_2O) en glucosa (carbohidratos) y oxígeno (O_2) bajo la influencia de la luz.

9.12.2. Prueba objetiva

1. ¿A que tipo de biomasa podría considerarse perteneciente el carbón?
 - A) Biomasa vegetal residual.
 - B) Biomasa animal residual.
 - C) Biomasa animal fósil.
 - D) Biomasa vegetal fósil.
2. La humedad de un combustible es fundamental cuando se desea determinar:
 - A) El Poder Calorífico Superior (PCS).
 - B) El Poder Calorífico Inferior (PCI).
 - C) El Poder Calorífico Medio (PCM).
 - D) El Poder Calorífico Superior (PCS) y el Poder Calorífico Inferior (PCI).
3. El proceso de transesterificación pertenece al grupo de procesos de nominado:
 - A) Combustión.
 - B) Procesos termoquímicos.
 - C) Procesos biológicos.
 - D) Ninguna de las respuestas anteriores son correctas.
4. Cuando la biomasa seca se gasifica con oxígeno se obtiene el denominado:
 - A) Gas pobre.
 - B) Gas gasógeno.
 - C) Gas de síntesis.
 - D) Butano.
5. Indicar los países que actualmente lideran la producción de etanol a partir de biomasa:
 - A) Estados Unidos, Filipinas, Italia.
 - B) Francia, Alemania y España.
 - C) Brasil, Paraguay y Colombia.
 - D) Estados Unidos, Brasil y China.
6. El proceso que consiste en la eliminación de la estructura herbácea del racimo antes de iniciar el estrujado de la uva, se denomina:
 - A) Orujillo.
 - B) Despalillado.

- C) Lías.
 - D) Bagazo.
7. Se estima que la energía anual almacenada por la biomasa es de más de:
- A) 8 millones de TWh (aproximadamente el 40% de esta energía se genera en ámbito acuático).
 - B) 14 millones de TWh (aproximadamente el 60% de esta energía se genera en ámbito acuático).
 - C) 6 millones de TWh (aproximadamente el 50% de esta energía se genera en ámbito acuático).
 - D) 20 millones de TWh (aproximadamente el 60% de esta energía se genera en ámbito acuático).
8. Los estudios realizados a escala mundial (Conferencia de las Naciones Unidas sobre Medioambiente y Desarrollo), sugieren que el suministro de energía anual procedente de la biomasa, en la mitad de este siglo, podrá alcanzar alrededor del:
- A) 50% del consumo actual total de energía eléctrica.
 - B) 50% del consumo actual total de energía primaria.
 - C) 35% del consumo actual total de energía eléctrica.
 - D) 40% del consumo actual total de energía primaria.
9. Entre las características físicas de la biomasa sobresale, por su importancia, el grado de humedad de la misma. Se aconseja que el grado de humedad (biomasa seca) sea inferior al:
- A) 25%
 - B) 15%
 - C) 20%
 - D) 30%
10. En aplicaciones domésticas individuales, el coste depende de la utilización particular que se trate (cocina, estufa, chimenea, etc.) y de la potencia térmica instalada, así como del coste del combustible (briquetas, pellets, etc.). El coste de estos últimos es muy variable, pero a título orientativo puede estimarse comprendido entre:
- A) 0,015 euros/kg y 0,03 euros/kg.
 - B) 0,01 euros/kg y 0,03 euros/kg.
 - C) 0,10 euros/kg y 0,5 euros/kg.
 - D) 0,15 euros/kg y 0,3 euros/kg.

Las respuestas al final del libro.

10

Centrales de energía geotérmica

- 10.1.** Introducción y orientaciones para el estudio
- 10.2.** Objetivos
- 10.3.** Origen de la energía geotérmica
- 10.4.** Potencial de la energía geotérmica
 - 10.4.1. Tipos de yacimientos
 - 10.4.2. Métodos de estimación del potencial geotérmico
- 10.5.** Tecnología para aprovechar la energía geotérmica
 - 10.5.1. Evolución histórica
 - 10.5.2. Clasificación de los dispositivos de captación
 - 10.5.3. Componentes de las centrales
- 10.6.** Costes del uso de la energía geotérmica
- 10.7.** Impacto medioambiental de utilizar la energía geotérmica
- 10.8.** Situación actual de la explotación de la energía geotérmica
- 10.9.** Conclusiones
- 10.10.** Bibliografía
- 10.11.** Evaluación
 - 10.11.1. Ejercicios teóricos
 - 10.11.2. Prueba objetiva



10.1. Introducción y orientación es para el estudio

La Tierra, además de disponer de energía procedente del exterior, fundamentalmente del Sol, que da origen, directa o indirectamente, a diversos tipos de energías renovables (solar, eólica, oleaje, maremotérmica, biomasa, etc.), también dispone de energías endógenas. Un tipo de energía endógena es la energía térmica, la cual proviene de la importante cantidad de calor que la Tierra almacena en su interior. Por su procedencia, a esta energía térmica interna de la Tierra se les denomina **energía geotérmica** y se la incluye dentro del grupo de energías renovables, ya que la disipación del calor almacenado requeriría el transcurso de millones de años.

El calor existente en el corazón de la Tierra procede, fundamentalmente, de las radiaciones emitidas por la desintegración atómica de elementos químicos radiactivos presentes en el interior de la misma.

Como resultado del gradiente de temperatura existente entre el centro de la Tierra y las zonas exteriores mucho más frías, el calor fluye constantemente hacia la superficie. Se estima que cada año la potencia térmica que alcanza la superficie es de aproximadamente $10 \cdot 10^6$ TW. En determinados lugares de la corteza terrestre existen anomalías geotérmicas que originan que se alcancen altas temperaturas en zonas muy cercanas de la superficie. En estos lugares puede ser factible explotar la energía térmica almacenada, bien en forma de calor o bien en forma de electricidad.

Existen tres sistemas principales de transformar la energía geotérmica en electricidad, siendo cada uno de ellos apropiado para un tipo específico de campo geotérmico.

En este capítulo se presentan aspectos básicos respecto del origen de este tipo de fuente energética y sobre su potencial.

Además, se describen los diferentes tipos de sistemas que se utilizan para aprovechar la energía geotérmica en función de las características del campo geotérmico.

También, se indican aspectos relativos a los costes de inversión y mantenimiento de este tipo de plantas, así como cuestiones relacionadas con la incidencia que las instalaciones de aprovechamiento de la energía geotérmica pueden tener sobre el medio ambiente.

Por último, se señala la situación actual de esta tecnología energética.

10.2. Objetivos

Al término del estudio de este tema, los alumnos deberían:

- Conocer el origen y potencial de este tipo de fuente energética.
- Distinguir los tres principales tipos de campos geotérmicos.
- Estar al corriente de los sistemas más apropiados para explotar la energía térmica almacenada en los diferentes campos geotérmicos.
- Tener nociones sobre los costes asociados a las instalaciones de explotación de la energía geotérmica.
- Diferenciar los efectos positivos y negativos que las instalaciones de aprovechamiento de la energía geotérmica tienen sobre el medioambiente.
- Reconocer la situación actual de las centrales de aprovechamiento de energía geotérmica.

10.3. Origen de la energía geotérmica

El nombre **geotérmica** deriva de dos palabras griegas: **geo** que significa **Tierra** y **thermo** que significa **calor**.

La energía interna de la Tierra procede del calor acumulado en su núcleo durante el proceso de formación del planeta (hace aproximadamente 4.600 millones de años) y, fundamentalmente, de las radiaciones emitidas por la desintegración atómica de elementos químicos radiactivos (uranio 238, torio 232, potasio 40, etc.) presentes en el interior de la misma.

El calor almacenado en el interior de la Tierra no se encuentra uniformemente distribuido, sino que es más elevado en el núcleo (alrededor de 7.000 °C) y de menor intensidad en la corteza. El gradiente térmico creado, es decir, la diferencia de temperaturas existente, origina un flujo de calor desde las zonas más calientes hacia las más frías de la corteza. El flujo de calor cerca de la superficie, que tiene lugar fundamentalmente por conducción, depende del gradiente térmico y de la conductividad térmica del material.

A nivel global del planeta, a medida que se profundiza en la corteza terrestre, la temperatura suele aumentar aproximadamente 3 °C cada 100 m. Sin embargo, existen zonas de la superficie terrestre que presentan anomalías geotérmicas, originadas por la ascensión, en determinadas condiciones, de parte de material fundido de las profundidades y que queda atrapado en espacios próximos a la superficie. Por tanto, en sectores de la corteza terrestre pueden existir masas de material a gran temperatura (800 °C-1.000 °C) que pueden dar lugar a un gradiente de temperatura entre 100 °C y 200 °C por kilómetro (Figura 10.1). En estas zonas se dice que existen yacimientos geotérmicos, los cuales, a veces, se manifiestan en la superficie en forma de géiseres (Figura 10.2), de erupciones volcánicas (Figura 10.3), de aguas termales (Figura 10.4), etc.

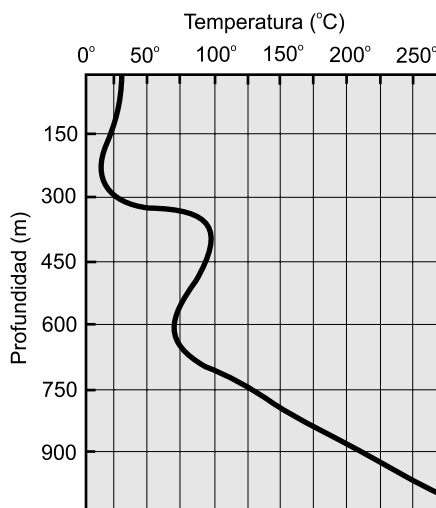


Figura 10.1. Gradiente de temperatura.



Figura 10.2. Géiser.



Figura 10.3. Erupción volcánica de Teneguía-La Palma (fuente: Ministerio de Fomento).

Para representar la estructura interna de la Tierra existen dos modelos: el modelo geológico y el modelo dinámico.

Estos clasifican a la estructura de la Tierra desde la superficie hasta su centro, el cual se encuentra a una profundidad de 6.371 km, en función de su composición química y de la rigidez y plasticidad, respectivamente (Figura 10.5)

En el modelo geológico existen tres capas concéntricas: corteza, manto y núcleo.



Figura 10.4. Aguas termales en Islandia (fuente: M.A. SOS, en Eureka 2004).

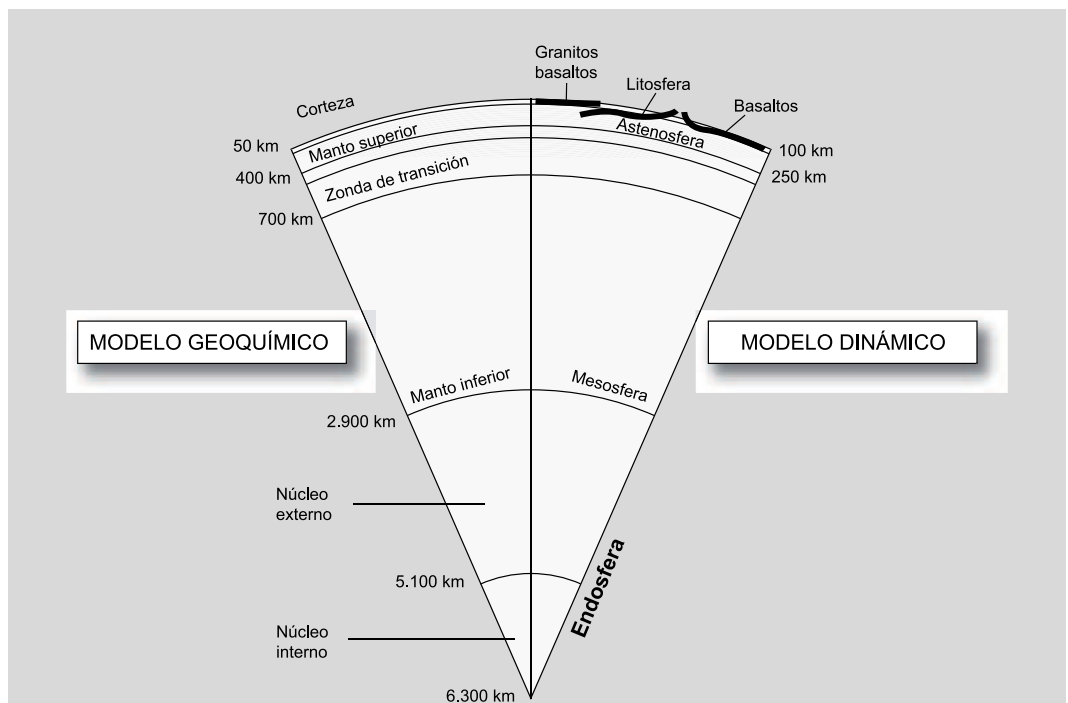


Figura 10.5. Modelos de la estructura interna de la Tierra.

La capa externa de la superficie, denominada **corteza**, está constituida por rocas en estado sólido. Su espesor rara vez supera los 70 km, la densidad media es de aproximadamente 3 g/cm^3 y la temperatura media en su límite inferior es de unos 400°C .

La segunda capa, denominada **manto**, se halla inmediatamente debajo de la anterior. Se compone de **manto superior** (700 km de profundidad, 1.500°C de temperatura

y $3,3 \text{ g/cm}^3$ de densidad) y de **manto inferior** (2.900 km de profundidad, 3.000°C de temperatura y $5,7 \text{ g/cm}^3$ de densidad). Los materiales que constituyen el manto tienen una composición mineralógica distinta de las de las rocas de la parte superficial.

A partir de los 2.900 km se inicia la tercera capa denominada **núcleo**. Se compone de **núcleo externo** (5.100 km de profundidad, 4.000°C de temperatura y 9 g/cm^3 de densidad) y de **núcleo interno** (hasta 6.371 km de profundidad, 6.000°C de temperatura y 12 g/cm^3 de densidad).

En el modelo dinámico la estructura se compone de cuatro capas: **litosfera** (abarca los 100 km iniciales del manto superior), constituye una parte sólida y rígida; **astenosfera** (250 km de profundidad en el manto superior), fundamentalmente es una capa sólida, aunque también contiene parte plástica; **mesosfera** (abarca parte del manto superior y todo el manto inferior), constituye una capa sólida; y **endosfera** (abarca todo el núcleo), tiene parte fluida, correspondiente al núcleo externo, y parte sólida, correspondiente al núcleo interno.

La ecuación de conducción de calor viene dada por:

$$q = K_T \frac{\Delta T}{z} \quad (10.1)$$

En esta expresión $q(\text{W/m}^2)$ es el flujo de calor por metro cuadrado que fluye verticalmente a través de la Tierra. ΔT es la diferencia de temperatura a la distancia vertical z , y $\Delta T/z$ es el gradiente térmico. La constante K_T es la conductividad térmica del terreno (en $\text{W/m}^\circ\text{C}$) y es igual al flujo de calor por segundo que atraviesa un área de 1 metro cuadrado cuando el gradiente térmico es de 1°C por metro en la dirección del flujo.

Si, por ejemplo, la temperatura a 2 km de profundidad es de 60°C y la temperatura en la superficie es de 10°C , el gradiente de temperatura será: $(60 - 10)/2.000 = 0,025^\circ\text{C/m}$, y si la conductividad térmica de las rocas que componen la corteza terrestre es de $2,5 \text{ W/m}^\circ\text{C}$, el flujo de calor será de $2,5 \times 0,025 = 0,0625 \text{ W/m}^2$.

Si existen capas delgadas con conductividades pequeñas se requieren grandes diferencias de temperatura para que el flujo de calor sea alto.

Cuando el calor almacenado en los yacimientos geotérmicos se encuentra a profundidades razonables para poder extraerlo, con la tecnología existente, es posible aprovecharlo energéticamente.

Parte del agua que fluye por la superficie de la tierra (producto de lluvia, de deshielo, de cursos de agua, etc.), se infiltra en el terreno y, a través de grietas y fracturas, puede alcanzar profundidades de varios cientos o hasta miles de metros (Figura 10.6).

El agua, al encontrar en profundidad lechos de rocas suficientemente porosas, circula a través de los poros de dichas rocas. Esos estratos por los cuales circula agua se conocen como **acuíferos**. Si el acuífero se encuentra en una zona caliente, el agua que llena los poros de ese estrato tenderá a equilibrar la temperatura con la de la roca que la contiene.

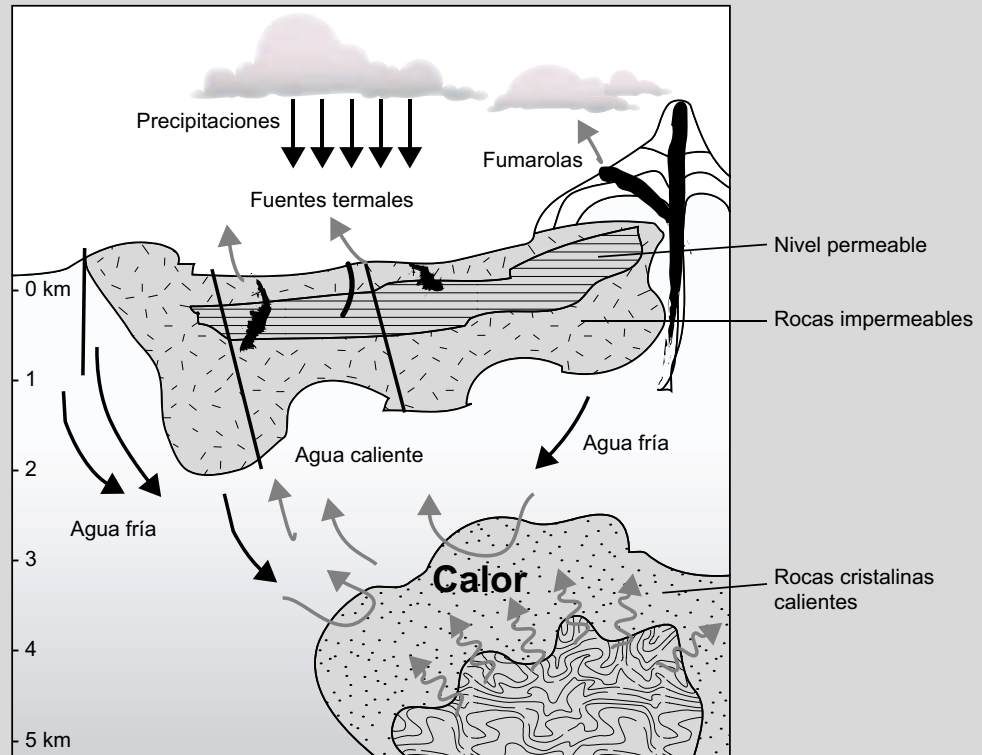


Figura 10.6. Acuíferos en zonas calientes.

Si la masa de agua acuosa que circula por un acuífero se encuentra con una zona de grietas y fisuras, el agua puede alcanzar la superficie del terreno produciéndose entonces un manantial o vertiente. Si el acuífero se encuentra en una zona donde el gradiente hace que el agua alcance una temperatura suficientemente alta se producirá una manifestación hidrotermal que, de acuerdo con las características que presente, se denomina **fumarola**, **solfataras** y **géiseres**.

Fumarolas es el nombre que se le da a la emisión de gases de origen volcánico y vapores a temperaturas que, en ocasiones, pueden alcanzar los 500 °C. Las solfataras se diferencian de las fumarolas por su mayor contenido en vapor de agua, por una menor temperatura, y por eyectar chorros intermitentes de vapor de agua y otros gases.

Estas dos formas de manifestaciones pueden ser surgentes o fluir suavemente, dependiendo de la presión existente dentro del acuífero de donde provienen.

Los géiseres son surtidores intermitentes de una mezcla de agua y vapor (a temperaturas entre 70 y 100 °C), con una gran cantidad de sales disueltas y en suspensión.

Para poder extraer esta energía es necesaria la presencia de agua cerca de estas zonas calientes. La explotación de esta fuente de energía se realiza perforando el suelo y extrayendo el agua, su vapor, o una mezcla de ambos, que sirven de vehículo de transporte.

Normalmente, como ocurre con las fuentes de energía térmica convencionales (Figura 10.7), su aprovechamiento pasa por la utilización del vapor a suficiente presión para accionar una turbina que, acoplada a un generador eléctrico, produzca corriente eléctrica (Figura 10.8).

Sin embargo, cuando se trata de yacimientos que disponen de fluidos a bajas temperaturas, los cuales son los más abundantes, el calor suele explotarse directamente, sin conversión en otro tipo de energía. En estos casos, el calor puede utilizarse directamente en balneoterapia, agricultura, acuicultura, industria y residencias.

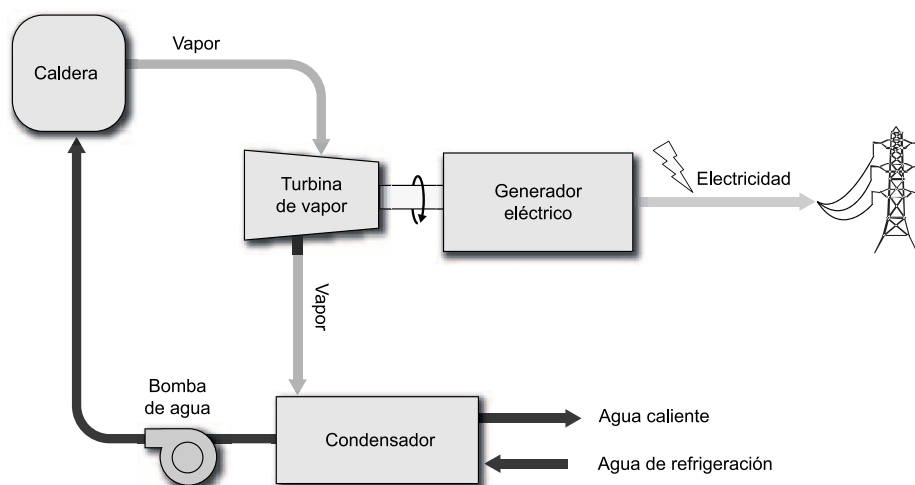


Figura 10.7. Esquema conceptual de una planta térmica convencional.

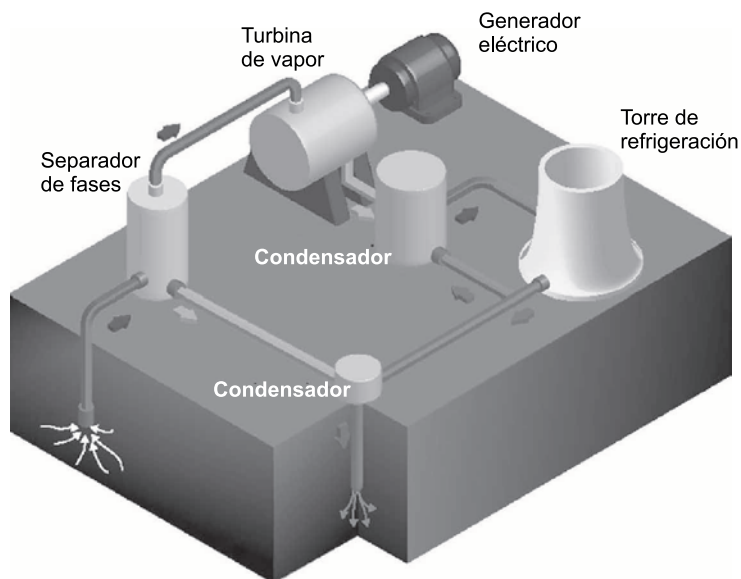


Figura 10.8. Esquema conceptual de una planta geotérmica para generación eléctrica.

10.4. Potencial de la energía geotérmica

Se estima que este recurso energético supone unos 30 millones de Teravatios. Sin embargo, solo es aprovechable una pequeña parte.

Muchas áreas del mundo disponen de recursos geotérmicos accesibles (Figura 10.9), especialmente regiones del denominado Anillo de Fuego, áreas que bordean el Océano Pacífico, zonas de la falla continental y otros puntos calientes. Por tanto, los Andes de Sudamérica, América Central, Méjico, cordilleras de Estados Unidos y Canadá, la cordillera Aleutiana de Alaska, la península de Kamchatka en Rusia, Italia, Nueva Zelanda, sureste de África, Extremo Oriente, etc., son zonas susceptibles de aprovechamiento de la energía geotérmica.

Zonas de mayor potencial geotérmico



Figura 10.9. Zonas de mayor potencial geotérmico.

Para que exista un yacimiento geotérmico, según las investigaciones geológicas, geofísicas y geoquímicas realizadas en una gran cantidad de sistemas geotérmicos, se requiere que se den una serie de circunstancias:

- **Presencia de una fuente de calor.** Esta fuente, generalmente, está constituida por un cuerpo de magma situado a una profundidad razonable, desde el cual se transmite el calor a las rocas circundantes.
- **Presencia de agua.** El yacimiento debe ser susceptible de ser recorrido por una corriente de agua. Esta agua puede haberse infiltrado en el subsuelo, a través de fracturas o rocas permeables, hasta alcanzar la profundidad necesaria para ser calentada por la fuente de calor. También es posible que el agua sea inyectada por el hombre artificialmente desde la superficie. Desde hace bastante tiempo la reinyección de agua ha sido empleada en diversas partes del mundo como una manera de reducir el impacto ambiental del funcionamiento de las plantas geotérmicas. Asimismo, la recarga artificial ayuda a mantener campos geotérmicos que tienden al agotamiento por falta de fluidos.

- **Presencia de un depósito.** El volumen de este depósito lo proporciona rocas permeables situadas a una profundidad, accesible mediante perforaciones, donde se almacena el agua caliente o el vapor, que son los medios para transportar el calor.
- **Existencia de una cubierta impermeable.** Su presencia es necesaria para impedir que los fluidos se escapen hacia el exterior del yacimiento.

10.4.1. Tipos de yacimientos

Teniendo en cuenta cuestiones relacionadas con la presencia o no de agua, del estado de la misma (líquido, vapor), de las condiciones en que ésta se encuentre (alta o baja presión), y de la estructura geológica del yacimiento éstos pueden clasificarse en: **sistemas hidrotérmicos**, **sistemas geopresurizados** y **sistemas de roca caliente seca**.

10.4.1.1. *Sistemas hidrotérmicos*

Los sistemas hidrotérmicos disponen de agua en su interior, normalmente procedente de deshielos o de la lluvia. Suelen encontrarse a profundidades comprendidas entre 1 km y 10 km. En función de la fase en que se encuentre el agua se clasifican en: sistemas con predominio de vapor de agua y sistemas con predominio de agua líquida. Estos son los únicos sistemas que han superado las etapas de investigación y desarrollo experimental, encontrándose, actualmente, en la etapa de explotación comercial.

La entalpía (calor termodinámico total del sistema) de los sistemas con predominio de vapor es del orden de 600 kcal/kg. Las temperaturas suelen ser uniformes y estar comprendidas entre 150 °C y 400 °C. Las presiones no suelen superar los 5 MPa. Estas características del vapor sobrecalentado seco son apropiadas para que, una vez extraído mediante la perforación de pozos, pueda ser utilizado para la generación de energía eléctrica con un rendimiento aceptable.

En los sistemas con predominio de agua en estado líquido las entalpías pueden ser altas (200 kcal/kg a 400 kcal/kg) o bajas.

En los sistemas de alta entalpía las temperaturas reinantes pueden encontrarse en el rango de 180 °C a 300 °C. Las presiones no suelen ser superiores a 1 MPa. Generalmente, cuando el fluido alcanza la superficie, bien de forma natural (existencia de grietas), o artificial (perforación realizada por el hombre), súbitamente se transforma en vapor, debido a la disminución de la presión durante el ascenso. Las características del vapor de los sistemas de alta entalpía hacen que éstos sean apropiados para generar energía eléctrica.

En los sistemas de baja entalpía, con temperaturas menores de 100 °C, el agua que se extraiga en la superficie, por su propia presión o mediante bombeo, tendrá una temperatura inferior a su punto de ebullición, por lo que su aplicación más idónea es el calentamiento de algún fluido (calefacción industrial, urbana y agrícola). Los yacimientos de baja entalpía son muy abundantes y su distribución superficial suele ser regular.

10.4.1.2. *Sistemas geopresurizados*

El fluido en los sistemas geopresurizados, generalmente agua líquida, se encuentra sometido a presiones que pueden alcanzar hasta 100 MPa. Sin embargo, las temperaturas no

suelen ser excesivamente altas (150 °C-250 °C). El agua suele coexistir con gases naturales (metano), lo que dificulta su explotación en la actualidad. Sin embargo, hay que señalar que, en el futuro, cuando se desarrolle una tecnología apropiada para su explotación comercial rentable, será posible utilizar tres fuentes de energía: la hidráulica del fluido (presión), la térmica del fluido (calor) y la energía primaria de los gases naturales.

10.4.1.3. *Sistemas de roca caliente seca*

Los sistemas de roca caliente seca se caracterizan por estar constituidos por rocas impermeables, con temperaturas entre 150 °C y 300 °C, y por carecer de acuífero. La impermeabilidad del sistema, su baja conductividad térmica y la carencia de un fluido que lo recorra constituyen el escollo principal para su explotación. De hecho, a pesar de representar estos sistemas un porcentaje muy elevado de los recursos geotérmicos mundiales, aún se encuentran en la etapa de investigación.

Cuando se desarrollen técnicas y tecnologías que permitan penetrar en el roca y transformarla, en un intercambiador que comunique el calor del foco caliente a un fluido que se inyecte desde la superficie, podrá transformarse la energía térmica en energía eléctrica con rendimientos que se prevén comprendidos entre el 8% y el 20%.

10.4.2. Métodos de estimación del potencial geotérmico

Para determinar el potencial geotérmico se utilizan una serie de técnicas. Cada una de las cuales persigue un objetivo. Entre dichos objetivos se encuentran la identificación del fenómeno geotermal, la determinación del tipo de recurso, la estimación de la capacidad del recurso, análisis de la capacidad térmica, etc.

El procedimiento de partida, en el caso de áreas remotas e inexploradas, suele ser, generalmente, el análisis de imágenes obtenidas por satélite y de fotografías aéreas.

También los estudios de vulcanología facilitan la búsqueda de zonas geotérmicas aprovechables, ya que los mismos son buenos indicadores de la existencia de calor interno.

Los métodos de exploración suelen utilizar estudios geológicos e hidrogeológicos, estudios geoquímicos y estudios geofísicos.

Los estudios geológicos e hidrogeológicos son fundamentales a la hora de cuantificar la extensión de las áreas potencialmente válidas y para evaluar el potencial del recurso.

Los estudios geoquímicos proporcionan información válida para planificar la exploración. Consisten en el análisis químico (y/o isotópico) del agua y del gas de las manifestaciones termales.

Las prospecciones geofísicas tienen como objetivo obtener información de determinados parámetros físicos, tales como temperatura, densidad, velocidad de propagación de ondas elásticas, susceptibilidad magnética, etc.

La etapa final de un programa de exploración geotérmica la constituye la perforación de pozos exploratorios (Figura 10.10). Dichos pozos permiten confirmar si los depósitos son adecuados (capacidad, características del fluido, etc.) para su utilización.

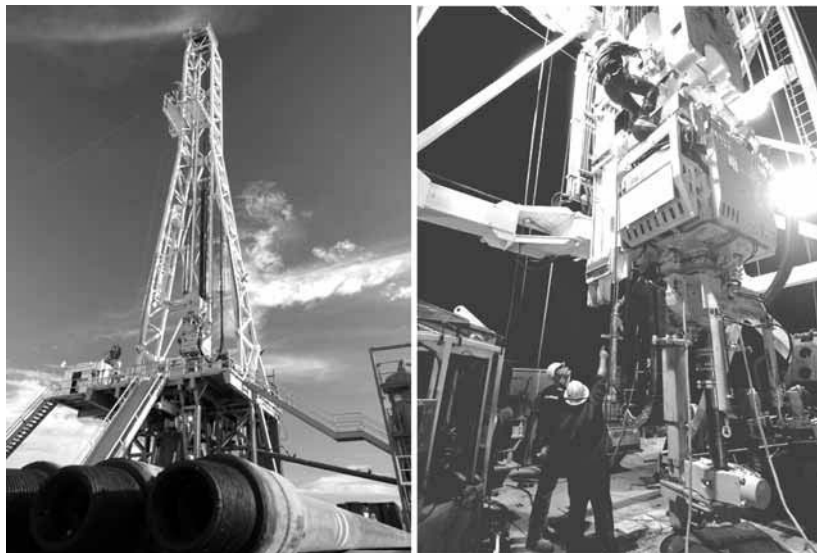


Figura 10.10. Equipo para perforación (fuente: cortesía de Geodynamics Limited).

10.5. Tecnología para aprovechar la energía geotérmica

10.5.1. Evolución histórica

Las explotaciones de las fuentes geotérmicas datan desde la época de los romanos, que utilizaban el agua caliente en aplicaciones medicinales, domésticas y de ocio. Los primeros colonos polinesios en Nueva Zelanda, que vivieron hasta el siglo XVIII sin la influencia europea, dependían de los vapores geotérmicos para cocinar y calentarse, y del agua caliente para bañarse, lavar y curarse, aprovechando las propiedades curativas de las aguas geotérmicas.

En el siglo XIX, los progresos en técnicas de ingeniería hacen posible observar las propiedades térmicas de las rocas y fluidos subterráneos y explotarlos con rudimentarias perforaciones. A principios de este siglo se instaló en Italia una industria química (en la zona actualmente conocida como Larderello), para extraer el ácido bórico de las aguas calientes boratadas que emergían de forma natural, o bien de pozos perforados con ese objeto (Figura 10.11). El ácido bórico se obtenía mediante evaporación de las aguas boratadas, usando como combustible la madera de los bosques de los alrededores. En 1827 Francisco Larderel, fundador de esta industria, desarrolló un sistema para utilizar el calor de los fluidos en el proceso de evaporación, en vez de quemar la madera de los bosques en rápido agotamiento (Figura 10.12).

En 1892, entró en funcionamiento el primer sistema centralizado de calefacción geotérmica, en Boise, Idaho (EEUU). En 1928, Islandia, otro país pionero en la utilización de la energía geotérmica, también inició la explotación de sus fluidos geotérmicos (principalmente agua caliente) para calefacción doméstica.

En 1942, la potencia eléctrica instalada en Larderello alcanzaba los 127.650 kW (Figura 10.13).

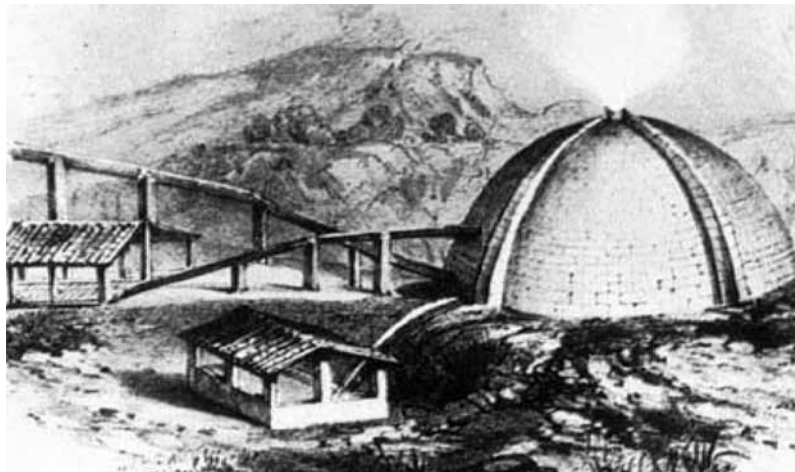


Figura 10.11. Larderello-Italia. Extracción de ácido bórico (fuente: I. Geothermal. A.).



Figura 10.12. Equipo usado en Larderello-Italia en 1904 (fuente: Inter. Geothermal A.).



Figura 10.13. Central geotérmica en Larderello-Italia (fuente: BCP Energia srl).

Años después diversos países se sumaron a la iniciativa italiana. En 1919 se perforaron los primeros pozos geotérmicos en Beppu (Japón). Asimismo, se realizaron perforaciones en el año 1921 en Los Géiseres (California), y en el Tatio (Chile).

En 1958, entra en operación una pequeña planta de generación eléctrica en Nueva Zelanda, en 1959, otra en México, en 1960, en EEUU, seguidos por otros países en los años siguientes.

En el 2007, la capacidad instalada de energía geotérmica en el mundo era de 9.720,4 MW, siendo Estados Unidos (2.936,5 MW), Filipinas (1.978 MW) e Italia (810,5 MW) los países que ocupan las primeras posiciones.

10.5.2. Clasificación de los dispositivos de captación

El aprovechamiento de los yacimientos geotérmicos depende de la entalpía del mismo. Si la entalpía es alta, el aprovechamiento se lleva a cabo en plantas térmicas de diseño específico. En estas plantas se transforma la energía térmica en energía eléctrica utilizando un ciclo termodinámico denominado **ciclo de Rankine**, en honor del ingeniero y físico británico William John Macquorn Rankine (1820-1872). En este ciclo, al igual que las plantas térmicas convencionales (Figura 10.7), se emplea calor para evaporar un líquido, que posteriormente se utiliza en el accionamiento de una turbina, la cual se acopla a un generador eléctrico para producir energía eléctrica. Si la entalpía es baja, el calor suele emplearse para el calentamiento de un fluido, aunque también podrían utilizarse para la generación de electricidad con muy bajos rendimientos.

Existen diversos tipos de sistemas para el aprovechamiento de fuentes geotérmicas de alta entalpía. Entre éstos se pueden destacar los cuatro siguientes:

- Sistemas de conversión directa.
- Sistemas de expansión súbita de una etapa.
- Sistemas de expansión súbita de dos etapas.
- Sistemas de ciclo binario.

10.5.2.1. *Sistemas de conversión directa*

Los sistemas de conversión directa (Figura 10.14) se utilizan en aquellos yacimientos hidrotérmicos donde predomina el vapor seco. En este caso, el vapor supercalentado (a 180 °C-185 °C y 0,8 MPa-0,9 MPa) que llega a la superficie se emplea directamente, después que las partículas sólidas y los gases no condensables hayan sido separados, para accionar una turbina que, gracias a un generador mecánicamente conectado a ella, produce corriente eléctrica. El vapor, una vez pasa por la turbina de expansión, se dirige a un condensador donde se convierte en agua líquida saturada. Al agua obtenida en el condensador se la hace pasar por una torre de enfriamiento; una fracción importante del agua que se ha enfriado en la torre se envía al condensador para que sirva de fluido refrigerante y, el resto, se inyecta de nuevo en el acuífero.

El rendimiento termodinámico de este tipo de instalaciones es pequeño, si se los compara con los obtenidos por una central térmica convencional. La causa fundamental es la diferencia de presiones a la entrada de la turbina.

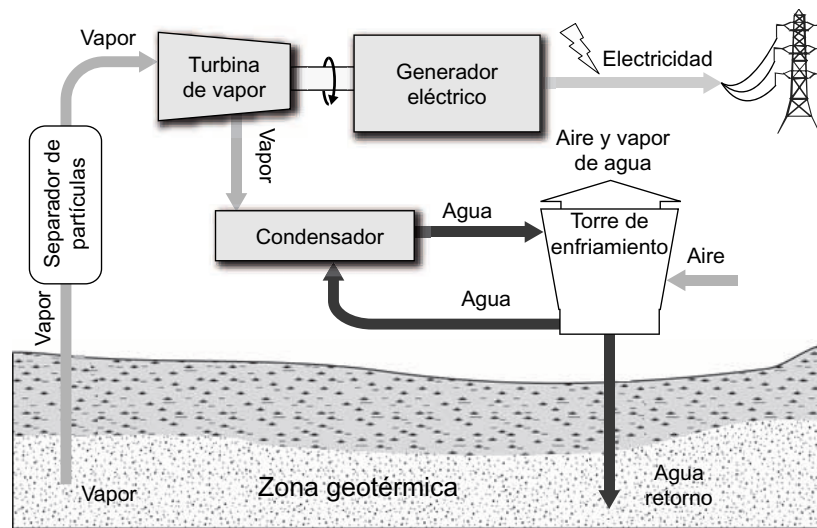


Figura 10.14. Esquema conceptual de una planta de conversión directa.

En una central geotérmica la presión máxima suele ser del orden de 0,9 MPa mientras que en una central convencional dicha presión puede elevarse hasta 17,5 MPa.

En general, los sistemas de conversión directa son los más simples, los más comunes y los más atractivos, desde el punto de vista comercial. Como ejemplos de instalaciones de este tipo que actualmente están operativas en el mundo se pueden destacar la central de Larderello (Italia), de 500 MW de potencia instalada, la central de los Géiseres (EE.UU), con 700 MW instalados (Figura 10.15) y la central de Matsukawa (Japón), con 20 MW instalados.



Figura 10.15. Central de los Géiseres-USA (fuente: Stanford report, 23 febrero-2005).

10.5.2.2. Sistemas de expansión súbita de una etapa

Los sistemas de expansión súbita de una etapa (Figura 10.16) se emplean en los yacimientos hidrotérmicos donde predomina el agua líquida.

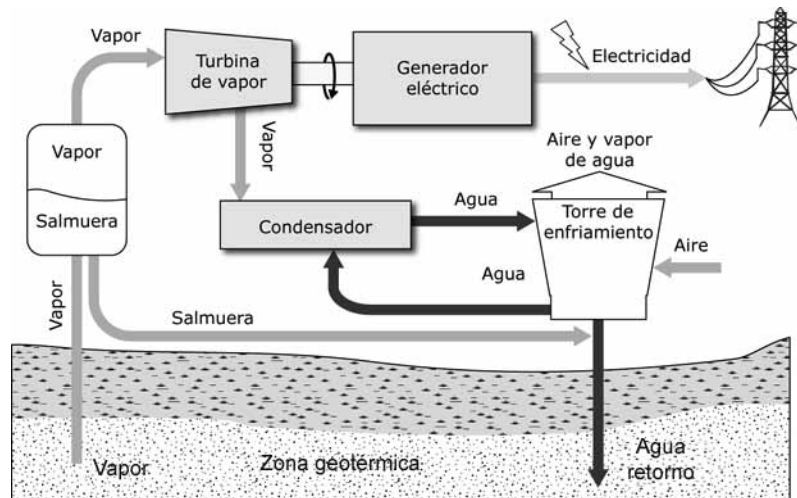


Figura 10.16. Esquema conceptual de un sistema de expansión súbita de una etapa.

En estos sistemas, el agua puede expandirse súbitamente durante el ascenso a la superficie o mediante el empleo de un recipiente de expansión, originando que parte del líquido se evapore instantáneamente. Por tanto, es necesario utilizar un separador de fases que permita dirigir el vapor (155°C - 165°C y $0,5\text{ MPa}$ - $0,6\text{ MPa}$) hacia la turbina y el agua no evaporada hacia el acuífero. El vapor obtenido se expande por una turbina que, acoplada mecánicamente a un generador eléctrico, produce corriente eléctrica. Al igual que ocurría en los sistemas de conversión directa, el vapor, una vez que pasa por la turbina de expansión, se dirige a un condensador donde se convierte en agua líquida saturada. Parte de esta agua constituye a su vez el fluido de refrigeración, una vez ha sido enfriada en una torre de refrigeración. El resto del agua condensada se inyecta de nuevo en el acuífero.

El rendimiento de estos sistemas es inferior a los de conversión directa, ya que no toda el agua que llega a la superficie se transforma en vapor de trabajo, como ocurría con los sistemas de conversión directa.

10.5.2.3. Sistemas de expansión súbita de dos etapas

Los sistemas de expansión súbita de dos etapas (Figura 10.17) se emplean en los yacimientos hidrotérmicos donde predomina el agua líquida con bajos contenidos de impurezas. Tienen como objetivo mejorar el rendimiento de los sistemas de expansión de una etapa. Las diferencias de los sistemas de una etapa frente a los de dos etapas se encuentran en la existencia de dos etapas de expansión del agua que llega a la superficie desde el acuífero y en que la turbina dispone de dos cuerpos; un cuerpo que trabaja al alta presión y un cuerpo que trabaja a baja presión.

En los sistemas de evaporación súbita de dos etapas, el vapor obtenido en la primera expansión se dirige al cuerpo de alta presión de la turbina, mientras que el líquido obtenido en el primer separador de fases es de nuevo expandido (a menor presión que en la primera etapa). El vapor resultante de la segunda expansión es conducido al cuerpo de baja presión de la turbina, mientras que el agua residual se inyecta de nuevo en el acuífero. Como puede observarse en la Figura 10.17, el cuerpo de baja presión de la turbina se alimenta, además del vapor procedente de la segunda etapa de expansión, del vapor saliente del cuerpo de alta de la turbina.

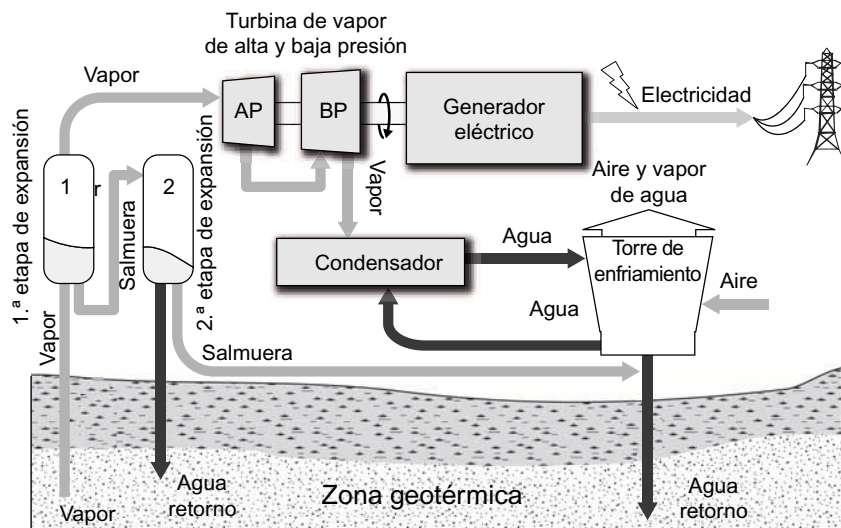


Figura 10.17. Esquema conceptual de un sistema de expansión súbita de dos etapas.

El vapor, una vez que pasa por el cuerpo de baja de la turbina de expansión, se dirige a un condensador donde se convierte en agua líquida saturada. El resto del proceso es similar al de los sistemas anteriormente descritos.

Hay que señalar que los sistemas de dos etapas incrementan el rendimiento de los sistemas de una etapa en casi un 40%, aunque, el incremento del rendimiento sería mucho menor si se añadiese una tercera etapa de expansión. Sin embargo, requieren mucho más fluido, para generar una misma potencia, que una planta de conversión directa. Por ejemplo, la central de East Mesa (California), que comenzó a funcionar en 1988, y que utiliza este sistema para generar 37 MW de potencia, emplea 10 veces más fluido que una central similar de conversión directa.

10.5.2.4. Sistemas de ciclo binario

Los sistemas de ciclo binario pueden ser utilizados en los yacimientos hidrotérmicos de entalpía media (100 °C-200 °C), donde predomina el agua líquida (Figura 10.18). Este tipo de plantas emplean un segundo fluido de trabajo, con un punto de ebullición (a presión atmosférica) inferior al del agua, tales como isopentano, freón, isobutano, etc., los cuales se evaporizan y se usan para accionar la turbina.

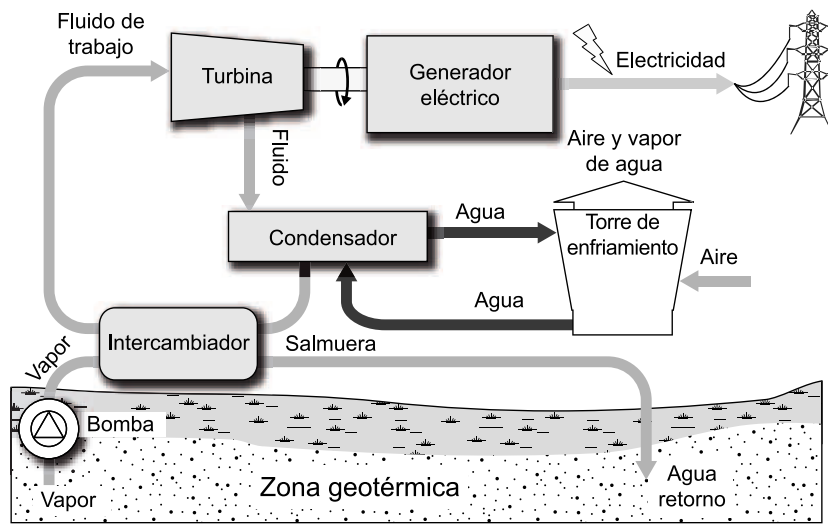


Figura 10.18. Esquema conceptual de un sistema de ciclo binario.

Estos sistemas, además de presentar la ventaja de permitir utilizar yacimientos geotérmicos de temperaturas medias, admiten la explotación de yacimientos con acuíferos con un mayor porcentaje de impurezas, especialmente si estos están bajo una presión tal que no tenga lugar la evaporación súbita. El líquido extraído del acuífero, una vez ha cedido su calor al fluido de trabajo en el intercambiador de calor, retorna de nuevo al yacimiento. El fluido secundario trabaja de acuerdo con el ciclo convencional Rankine. El fluido de trabajo, transformado en vapor recalentado a su paso por el evaporador, se dirige a la turbina con el objeto de accionarla. El generador, mecánicamente acoplado a la turbina, es el encargado de generar electricidad. Los gases del fluido de trabajo, una vez se expanden en la turbina, se condensan en un intercambiador de calor. El intercambiador es refrigerado con agua mediante un circuito que dispone de refrigeración.

Las plantas de ciclo binario se construyen generalmente en unidades modulares de pequeño tamaño, las cuales pueden ser interconectadas para constituir plantas eléctricas de decenas de megavatios. En los años 1990 se desarrolló un nuevo ciclo de trabajo, denominado **ciclo Kalina**, el cual es más eficiente que los ciclos convencionales de Rankin, pero de un diseño más complejo. Este ciclo utiliza como fluido secundario una mezcla de agua y amoníaco, el cual se expande (en condiciones de sobrecalentamiento) a través de las turbinas de alta presión y después es recalentado antes de accionar las turbinas de baja presión.

Varias plantas geotérmicas en el mundo utilizan sistemas de ciclo binario: Soda Lake (Nevada) (Figura 10.19), Wendell-Amadee (California), Fang (Tailandia).

10.5.3. Componentes de las centrales

Independientemente del tipo de sistema utilizado en las centrales geotérmicas, los componentes fundamentales de todas ellas son los siguientes:

- Evaporadores y condensadores.
- Turbinas y generadores.

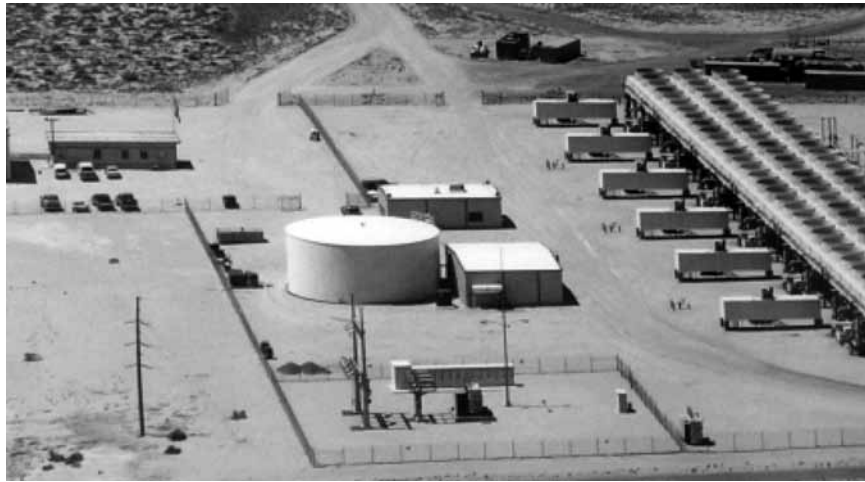


Figura 10.19. Central geotérmica de Soda Lake-Nevada (fuente: Constellation Energy).

- Tuberías y bombas.
- Torres de enfriamiento.

Con excepción de los sistemas de ciclo binario, la mayoría de los condensadores que se emplean en los sistemas geotérmicos son de los denominados de **contacto directo**. En este tipo de intercambiadores la condensación es muy efectiva. El vapor se mezcla con el agua de refrigeración, por lo que a la salida existe un único fluido, agua líquida saturada.

Los condensadores empleados en los sistemas de ciclo binario suelen ser del tipo placa. El fluido de trabajo pasa por muchas superficies de placas de metal, transfiriendo el calor al agua de refrigeración que circula a través de las otras caras de cada placa (Figura 10.20).



Figura 10.20. Condensador de placas (fuente: Sedical).

Las turbinas son las máquinas encargadas de convertir la energía almacenada en el vapor en energía mecánica de rotación (Figura 10.21). Pueden emplearse turbinas simples de vapor y de costes relativamente bajos o turbinas de vapor de múltiples etapas.

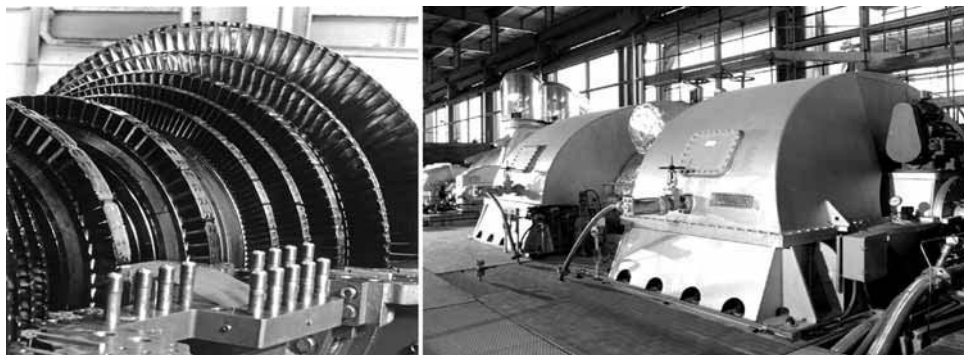


Figura 10.21. Turbinas de vapor (fuente: Ansaldo).

La empresa Fuji ha desarrollado unidades de generación de 77,5 MW a 60 Hz y 110 MW a 50 Hz. Según Fuji, estas unidades constituyen las turbinas de vapor más grandes del mundo, construidas para utilizarse en plantas geotérmicas (Figura 10.22).

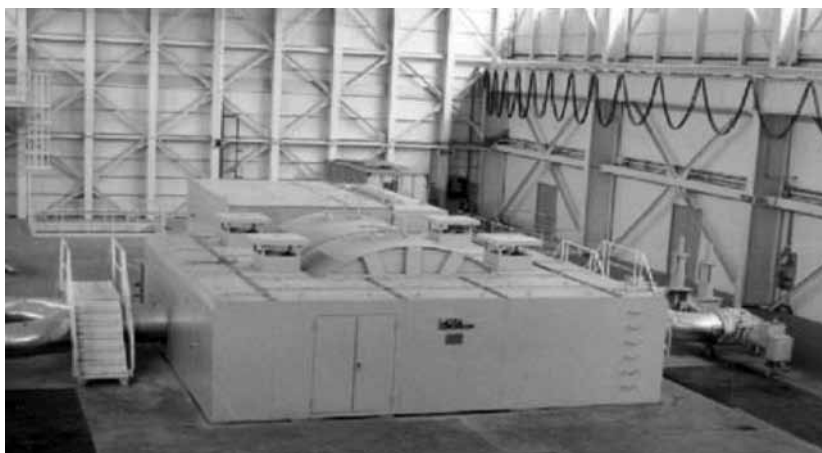


Figura 10.22. Turbina de vapor (fuente: Fuji Electric Systems).

Cuando el fluido geotérmico pasa a través de la turbina se presentan problemas de precipitación de sales, incrustaciones, corrosión y desgastes. Estos problemas se reducen enormemente cuando se emplean sistemas de ciclo binario.

Para refrigerar los condensadores se emplean torres de enfriamiento. En dichas torres el flujo caliente (el agua) se enfría mezclándola directamente con el fluido frío (el aire). El proceso de transferencia de calor tiene lugar por convección y vaporización al pulverizar el agua o dejarla caer en una corriente (tiro) inducida de aire. Mediante el empleo de torres de enfriamiento el calor procedente del proceso se desecha en la atmósfera en vez de hacerlo en el agua de un río, un lago o en el océano.

Los tipos más comunes de torres de enfriamiento son las torres de tiro natural y las torres de convección forzada.

En la torre de enfriamiento por convección natural, el agua se pulveriza directamente en la corriente de aire, que se mueve a través de la torre de enfriamiento por convección térmica. Al caer, las gotas de agua se enfrían por convección ordinaria como por evaporación.

Una plataforma de relleno situada dentro de la torre de enfriamiento reduce la velocidad media de caída de las gotas y, por lo tanto, aumenta el tiempo de exposición de gotas a la corriente de aire en la torre.

Las torres de tiro natural comenzaron a utilizarse en Europa en 1916. Estas son esencialmente apropiadas para cantidades muy grandes de enfriamiento, y las estructuras de hormigón armado que se acostumbra a utilizar llegan a tener diámetros del orden de 81 m y alturas superiores a 103 m.

En una torre de enfriamiento por convección forzada se pulveriza el agua en una corriente de aire producida por un ventilador. El ventilador puede estar situado en la parte superior de la torre, aspirando el aire hacia arriba, o puede estar montado en la base y descargar el aire, a baja velocidad, por la parte superior.

Cuando los yacimientos geotérmicos son de baja entalpía el calor se suele explotar directamente, es decir, sin convertirlo en otro tipo de energía. El uso directo del calor constituye una de las formas más antiguas y comunes de aplicación de la energía geotérmica. Entre las distintas aplicaciones directas del calor extraído de las fuentes geotérmicas pueden señalarse los balnearios (Figura 10.23), la agricultura (Figura 10.24), la acuicultura, calefacción doméstica centralizada, usos industriales, etc.



Figura 10.23. Invernaderos (fuente: Sistemas DR, S.L.).



Figura 10.24. Balnearios de aguas termales (fuente: Oficina de Turismo de Hungría).

La calefacción doméstica ha tenido una aplicación notable en países de Europa Oriental, Estados Unidos, Japón, Francia (Figura 10.25), etc. Asimismo, el uso de aire acondicionado utilizando calor geotermal ha tenido una destacada expansión a partir de la década de los 80, con la introducción del uso de bombas de calor.

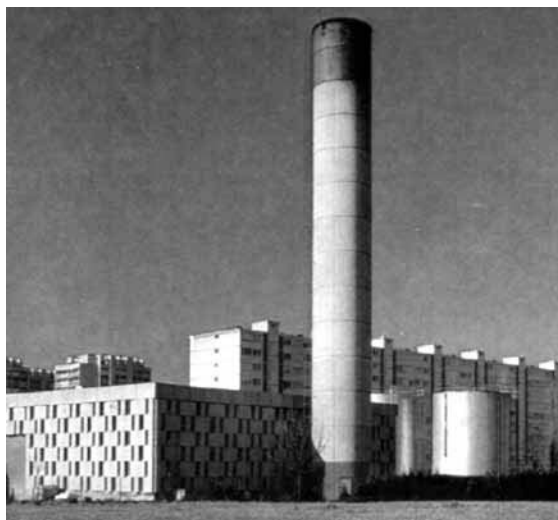


Figura 10.25. Central geotérmica de Melum (Francia) para la calefacción de viviendas.

Las aplicaciones agrícolas consisten, fundamentalmente, en la calefacción de invernaderos, reduciendo considerablemente los costos de operación.

La tecnología de este tipo de explotaciones precisa de la existencia de dos perforaciones y dos estaciones de bombeo (Figura 10.26); una para la extracción del agua caliente y otra para la inyección del agua, una vez ha transmitido su calor. Asimismo, se requiere de un intercambiador de calor a la salida de la tubería de extracción, que permita ceder el calor del fluido geotérmico al agua que, a través de una red de tuberías, se transporte hasta el consumidor. Debido a las pérdidas de calor que se originan durante el transporte del agua, los centros de consumo del agua caliente no deben estar ubicados en zonas alejadas del yacimiento geotérmico que se esté explotando.

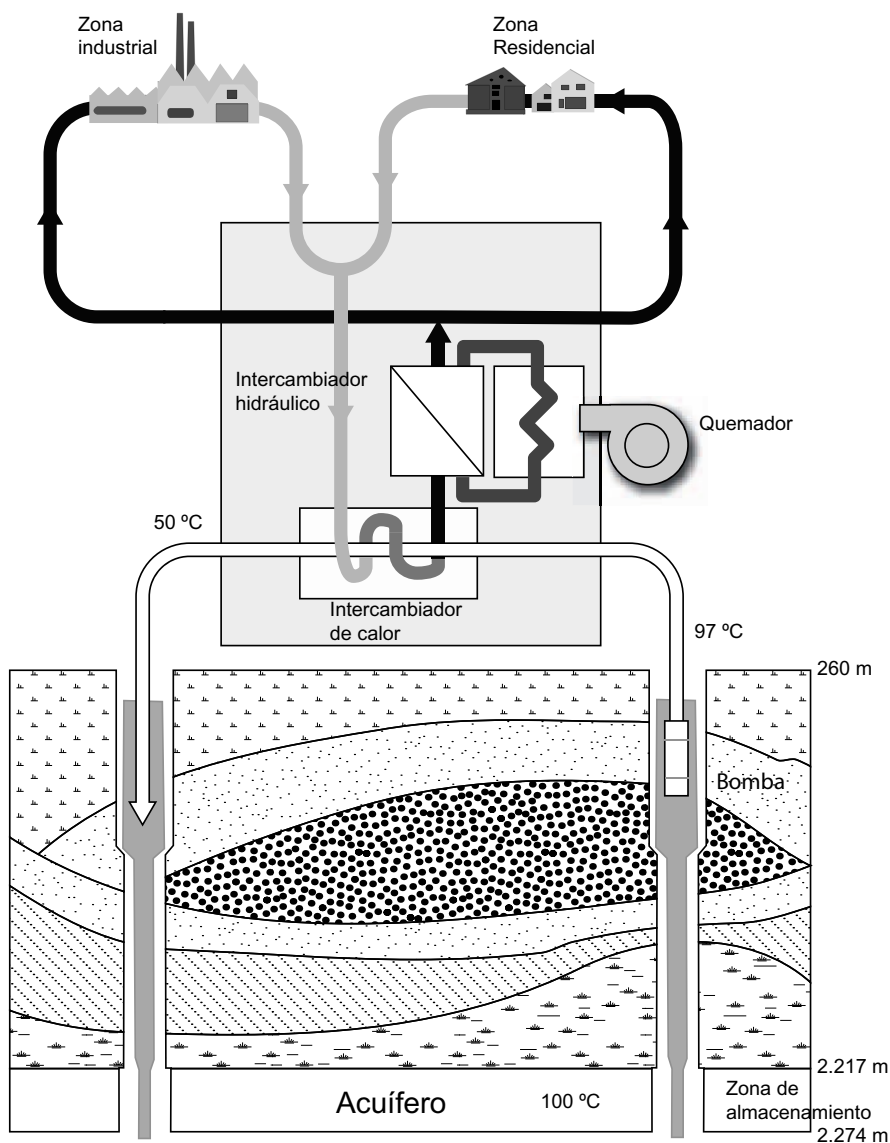


Figura 10.26. Esquema conceptual del aprovechamiento directo del calor geotérmico.

10.6. Costes del uso de la energía geotérmica

La viabilidad comercial de las plantas geotérmicas de generación eléctrica depende de los costes del terreno, de los costes de las perforaciones, de los costes de las instalaciones, de los costes de operación y mantenimiento, de la cantidad de energía generada y del valor de mercado de la energía. Sin embargo, debido a que las plantas geotérmicas requieren de grandes inversiones de capital al comienzo del proyecto, normalmente están en desventaja frente a las plantas térmicas convencionales. Las plantas térmicas alimentadas de combustibles fósiles tienen menores costes de capital, pero, a diferencia de las plantas geotérmicas, los costes del combustible se mantienen durante toda la vida de la planta.

Los costes de capital son costes fijos originados por la construcción de la planta. Los costes de capital de las plantas geotérmicas incluyen los costes del terreno, los costes de las perforaciones para llevar a cabo las exploraciones en el terreno, los costes de la propia planta, incluyendo los edificios y las turbinas y generadores de potencia. Las plantas geotérmicas requieren de relativamente grandes inversiones de capital, sin embargo, los costes variables son bajos y nulos los costes del combustible. Los costes de capital de una planta geotérmica de generación eléctrica se encuentra en el rango de 1.150 € a 3.000 € por kW instalado, dependiendo de las temperaturas y composición del yacimiento y de la tecnología empleada. Estos costes pueden decrecer con el tiempo, según la tecnología se va desarrollando. La vida de las plantas geotérmicas se encuentra, normalmente, entre 30 y 45 años. La financiación del proyecto se estructura a menudo de tal forma que el *Pay Back* (tiempo de recuperación de la inversión) sea de 15 años. Entonces, los costes se reducen hasta un 50%-70%, ya que solo se precisan cubrir los costes de operación y mantenimiento de los 15 a 30 años restantes de operación del sistema. En la Tabla 10.1 se muestran algunos costes de capital de plantas geotérmicas y la Tabla 10.2 muestra una comparación con otras fuentes energéticas.

TABLA 10.1 Costes de capital de una planta geotérmica.

Tamaño de la planta	Coste	Recursos de alta calidad (€)	Recursos de calidad media (€)
Plantas pequeñas (< 5 MW)	Exploración	400 - 800	400 - 1.000
	Vapor	100 - 200	300 - 600
	Planta de potencia	1.100 - 1.300	1.100 - 1.400
	Total	1.600 - 2.300	1.800 - 3.000
Plantas medias (5 - 30 MW)	Exploración	250 - 400	250 - 600
	Vapor	200 - 500	400 - 700
	Planta de potencia	850 - 1.200	950 - 1.200
	Total	1.300 - 2.100	1.600 - 2.500
Plantas grandes (> 30 MW)	Exploración	100 - 400	100 - 400
	Vapor	300 - 450	400 - 700
	Planta de potencia	750 - 1.100	850 - 1.100
	Total	1.150 - 1.750	1.350 - 2.200

TABLA 10.2 Comparación con otras fuentes de energía.

Recurso	Coste de capital (€)
Geotérmica	1.150 - 3.000
Hidráulica	735 - 4.778
Carbón	1.070 - 1.410
Nuclear	1.500 - 4.000

Los costes de operación y mantenimiento de una planta geotérmica de generación eléctrica se encuentran en el rango de 0,0155 € a 0,045 € por kWh, dependiendo de cómo opere la planta. Las plantas geotérmicas normalmente operan un 90% del tiempo. Sin embargo, podrían funcionar hasta un 97% a un 98% del tiempo, pero se incrementarían los costes de mantenimiento. Los altos porcentajes de operación solo se consideran cuando la energía generada se paga a un alto precio. Los altos precios de venta de la energía producida justifican que la planta opere con factores de capacidad más altos, ya que se pueden recuperar los mayores costes de mantenimiento que se producen. En la Tabla 10.3 se indican los costes de operación y mantenimiento en función del tamaño de la planta. La economía de escala es la que origina que las plantas grandes tiendan a generar más bajos costes de operación y mantenimiento que las plantas pequeñas.

TABLA 10.3 Costes de operación y mantenimiento.

Costes de los componentes	Plantas pequeñas (< 5 MW) (€)	Plantas medianas (5-30 MW) (€)	Plantas grandes (> 30 MW) (€)
Vapor	0,35 - 0,7	0,25 - 0,35	0,15 - 0,25
Plantas de potencia	0,45 - 0,7	0,35 - 0,45	0,25 - 0,45
Total	0,8 - 1,4	0,6 - 0,8	0,4 - 0,7

Como se muestra en la Tabla 10.4, los costes de operación, de 0,4-1,4 céntimos de euro/kWh, están dentro del rango de los costes de operación y mantenimiento de las plantas convencionales.

Los costes de generación por kWh de energía han disminuido desde 10 céntimos de euros, en 1980, hasta los costes medios actuales de 4 a 8 céntimos de euro/kWh. Estos costes

TABLA 10.4 Costes comparativos de operación y mantenimiento.

Recurso	Costes de operación y mantenimiento (céntimos de euro/kWh)
Geotérmica	0,4 - 1,4
Hidráulica	0,7
Carbón	0,46
Nuclear	1,9

dependen del tipo de planta. Por ejemplo, las plantas de conversión directa generan costes alrededor de 4 a 6 céntimos de euro/kWh, mientras las plantas de ciclo binario producen la energía a costes más altos, del orden de 5 a 8 céntimos de euro/kWh. Estos costes pueden competir con las plantas térmicas de carbón que, además, son contaminantes.

10.7. Impacto medio ambiental de utilizar la energía geotérmica

Las principales ventajas del aprovechamiento de la energía geotérmica son económicas y ambientales; ahorro en el uso de los combustibles tradicionales para la generación de energía, mínima generación de residuos en relación a los producidos por otras energías convencionales y utilización de un recurso renovable.

Sin embargo, este tipo de energía presenta un cierto impacto medioambiental en el entorno, causado por las emisiones gaseosas y líquidas y por el impacto visual.

Durante la fase de exploración, perforación y construcción se pueden producir impactos. La construcción de caminos de acceso pueden ocasionar la destrucción de bosques o áreas naturales, mientras que la perforación de pozos y la construcción de la planta pueden producir perturbaciones en el ecosistema: ruidos, polvos, humos y posible erosión del suelo.

El ruido puede ser ocasionado durante la fase de exploración, construcción y producción. Muchas veces los niveles sonoros pueden traspasar el umbral del dolor (120 dB). En el mismo emplazamiento, los trabajadores deben estar protegidos con elementos personales de protección auditiva. También se pueden instalar silenciadores adecuados en las maquinarias. Los ruidos en los alrededores del emplazamiento pueden ser reducidos restringiendo las operaciones ruidosas a las horas diurnas, también se pueden construir barreras absorbentes de sonido, como son las barreras de árboles.

Por lo general, las áreas geotérmicas se encuentran alejadas de los centros urbanos, pero se puede contemplar esta medida si los sonidos perjudican a la fauna local.

Durante la fase de operación se suelen generar vertidos gaseosos a la atmósfera. Estos suelen tener baja incidencia en el entorno y están formados por gases no condensables que son arrastrados por el vapor. Están compuestos, principalmente, por dióxido de carbono y sulfuros de hidrógeno, con trazas de amoníaco, hidrógeno, nitrógeno, metano, radón y algunas especies volátiles como boro, arsénico y mercurio, las cuales deberán ser tratadas antes de su vertido.

La contaminación de las aguas superficiales puede producirse por el vertido o acumulación de fluidos geotérmicos, que contienen elementos como sodio, potasio, calcio, flúor, magnesio, silicatos, antimonio, estroncio, bicarbonato, boro, litio, arsénico, sulfuro de hidrógeno, mercurio, rubidio, amoníaco, etc., contaminantes que aparecen en distinto grado en los ecosistemas acuáticos. En algunos casos, se aplican tratamientos físico-químicos de depuración, aunque lo habitual es la reinyección en el subsuelo.

Asimismo, existe el riesgo de contaminar las aguas subterráneas debido a diversas causas: utilización de determinados líquidos en la etapa de perforación; infiltraciones a través de orificios de las paredes del pozo en la etapa de reinyección, que hacen que el líquido contaminado escurra hacia las primeras capas de agua subterránea; fallos en la impermeabilidad de las piletas de evaporación, y sus consecuentes infiltraciones.

Para mitigar estos daños, es posible el tratamiento de los fluidos antes de su descarga, evitando la introducción de metales nocivos en el medio natural. Todas estas situaciones problemáticas pueden ser evitadas con diseños de planta apropiados y con monitorizaciones periódicas de las aguas subterráneas. Es importante trabajar con controles de calidad, principalmente en la etapa de perforación y construcción.

El impacto visual suele ser considerable si las plantas geotérmicas se ubican en campos geotérmicos que suelen coincidir con espacios de gran valor natural y paisajístico (géiseres, termas, etc.)

También, aunque en mucho menor grado, existe la posibilidad de disminuir los niveles de agua subterránea, con las consiguientes pérdidas de presión, hundimientos del terreno, compactación de formaciones rocosas, etc. Para evitarlo es preciso controlar y mantener la presión de las reservas de agua.

Para minimizar el impacto ambiental producido por el traslado del fluido a través de los conductos (Figura 10.27), éstos deben utilizarse dentro del campo geotérmico.



Figura 10.27. Central geotérmica en Larderello-Italia (fuente: Enel).

Por último, hay que señalar que las plantas de aprovechamiento de la energía geotérmica pueden estar sometidas a potenciales sucesos catastróficos.

En zonas con alta actividad tectónica, la reinyección de fluidos en el terreno, durante la explotación de las reservas, puede aumentar la frecuencia de pequeños terremotos en la zona. Estos efectos pueden ser minimizados reduciendo las presiones de reinyección al mínimo y asegurando que los posibles edificios afectados por los movimientos sísmicos estén preparados para soportar la intensidad de estos terremotos. La actividad sísmica de mayor intensidad podría causar filtraciones de fluidos a algunas partes indeseadas del sistema.

Las erupciones hidrotermales suelen ser atípicas y ocurren cuando la presión de vapor en los acuíferos se intensifica y eyecta hacia arriba la tierra que los cubre, creando un cráter.

Mantener la presión en las reservas puede ayudar a reducir la frecuencia de la ocurrencia de erupciones. También se deben evitar las excavaciones en terrenos con actividad termal.

Muchos de los proyectos de aprovechamiento de la energía geotérmica se encuentran en terrenos accidentados y, es por eso, que son más susceptibles que un terreno llano a deslizamientos del suelo. Esto puede ocasionar graves accidentes si las rocas que caen dañan los pozos o las tuberías, lo que podría resultar en el escape de vapores y líquidos a alta temperatura. La probabilidad de que esto ocurra puede ser minimizada conteniendo todas las pendientes susceptibles de sufrir deslizamientos de tierra, aunque esto podría aumentar el impacto visual del proyecto.

10.8 Situación actual de la explotación de la energía geotérmica

La energía geotérmica constituye una forma de energía madura, que se utiliza comercialmente y que puede considerarse dentro del grupo de las energías renovables. Una de sus características importantes es un alto factor de carga (del orden del 90%), comparado con el 20% de la energía solar y el 25% de la energía eólica.

A diferencia de otras fuentes renovables, tales como la solar y la eólica, una planta de potencia geotérmica puede operar sin interrupciones todos los días del año, lo que la hace una fuente atractiva de generación de energía.

Actualmente, tal y como se muestra en la Tabla 10.5 (fuente: BP Statistical Review of World Energy-(junio 2008), muchos países cuentan con centrales geotérmicas que, de una forma u otra, aprovechan este tipo de energía. Dicha energía es considerada como una fuente renovable, limpia, fiable, casi ilimitada, invulnerable a las sequías y con bajo nivel de contaminación, por lo que se ha convertido, en algunos lugares, en una alternativa a la energía térmica convencional o a la nuclear.

De los 9.720,4 MW de potencia geotérmica instalada, destacan países como Estados Unidos (2.936,5 MW) y Filipinas (1.978,0 MW), Japón (537,3 MW), Italia (810,5 MW) y Francia (14,7 MW).

Otro tipo de aprovechamiento energético es el térmico, empleando la energía geotérmica como fuente calorífica para usos en calefacción industrial, urbana, agrícola, etc. En este sentido destacan países como Islandia, que cuenta con la mayor red del mundo en Reikjavik, Estados Unidos, China Rusia, Japón, Francia, etc. El sistema se basa en redes centralizadas enterradas, abastecidas por agua a 60°C-90°C, que distribuyen el calor hasta los hogares mediante tuberías aisladas e intercambiadores de calor estratégicamente ubicados.

Los porcentajes de utilización directa del calor geotérmico se representan en la Tabla 10.6.

Los depósitos de vapor y agua caliente constituyen una pequeña parte de los recursos geotérmicos. El magma de la Tierra y las rocas secas calientes proporcionarán energía barata, limpia, y casi ilimitada. Sin embargo, todavía es imposible su pleno aprovechamiento, principalmente por factores técnicos. Cuando se desarrolle la tecnología apropiada para su explotación podrá extraerse una gran cantidad de energía. Mientras tanto, los yacimientos de temperatura moderada, que son muy abundantes y pueden operar mediante sistemas de ciclo binario, serán los productores de electricidad más usuales.

TABLA 10.5 Potencia geotérmica instalada acumulada (MW).

País	Años					
	2000	2003	2004	2005	2006	2007
Argentina	0,7	—	—	—	—	—
Austria	—	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2
Australia	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1
China	32,1	32,1	32,1	32,1	32,1	32,1
Costa Rica	142,5	162,5	162,5	162,5	162,5	162,5
El Salvador	161,2	161,2	151,2	151,2	204,0	204,0
Etiopía	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3
Francia	4,2	4,2	14,7	14,7	14,7	14,7
Alemania	---	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Guatemala	33,4	33,4	33,6	49,5	49,5	49,5
Islandia	170,0	200,0	202,0	232,0	422,0	456,0
Indonesia	589,5	807,0	807,0	807,0	807,0	807,0
Italia	785,0	790,5	790,5	790,5	810,5	810,5
Japón	535,3	535,3	535,3	535,3	537,3	537,3
Kenia	45,0	121,0	127,0	127,0	127,0	127,0
México	755,0	953,0	953,0	953,0	953,0	959,5
Nueva Zelanda	431,0	399,0	397,0	434,0	434,0	434,0
Nicaragua	70,0	77,5	77,5	77,5	77,5	77,5
Nueva Guinea	—	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5
Filipinas	1.931,5	1.931,5	1.931,0	1.978,0	1.978,0	1.978,0
Portugal	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0
Rusia	23,0	73,0	79,0	79,0	79,0	79,0
Tailandia	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Turquía	20,4	20,4	20,4	20,4	24,7	24,7
USA	2.228,0	2.020,0	2.534,0	2.828,3	2.830,7	2.936,5
TOTAL	7.981,1	8.352,4	8.878,5	9.302,7	9.574,2	9.720,4

TABLA 10.6 Utilización directa del calor geotérmico.

Uso	Porcentaje
Calefacción ambiental	33%
Baños termales	15%
Acuicultura	13%
Invernaderos	12%
Aire acondicionado	12%
Industria	11%
Secado productos agrícolas	1%
Otros	3%

10.9. Conclusiones

En este capítulo se han expuesto nociones básicas sobre el origen y potencial de la energía geotérmica.

Asimismo, se han descrito los diferentes tipos de sistemas que se utilizan para aprovechar la energía geotérmica en función de las características del campo geotérmico.

Se ha realizado un breve resumen histórico sobre el aprovechamiento de este tipo de energía en el mundo.

Se han indicado aspectos relativos a los costes de inversión y mantenimiento de las plantas de aprovechamiento de la energía geotérmica. Asimismo, se han indicado los efectos positivos y negativos que estas instalaciones pueden tener sobre el medioambiente.

Por último se ha indicado la situación actual y las perspectivas de futuro de esta fuente energética.

En la bibliografía específica sobre plantas geotérmicas que se incluye pueden ampliarse los conocimientos adquiridos en este capítulo.

10.10. Bibliografía

- Gupta, H. K. y Roy, S. *Geothermal Energy: An Alternative Resource for the 21st Century*. Ed. Elsevier Science, 2006.
- DiPippo, R. *Geothermal Power Plants*. Ed. Butterworth-Heinemann, 2007.
- Chandrasekharam, D. y Bundschuh, J. *Low-Enthalpy Geothermal Resources for Power Generation*. Ed. CRC, 2008.
- Dickson, M. H. y Fanelli, M. *Geothermal Energy: Utilization and Technology*. Ed. Earthscan Publications Ltd, 2005.
- Morris, N. *Geothermal Power*. Ed. Franklin Watts Ltd, 2008.
- Ueckermann, H. I. *Geothermal Energy Research Trends*, Ed. Nova Science Publishers 2008.
- DiPippo, R. *Geothermal Power Plants: Principles, Applications and Case Studies*. Ed. Elsevier Science, 2005.
- DiPippo, R. *Geothermal Energy As a Source of Electricity: A Worldwide Survey of the Design and Operation of Geothermal Power Plants*. Ed. Books for Business, 2002.
- Chandrasekharam, D. *Geothermal Energy Resources for Developing Countries*. Ed. Taylor & Francis, 2002.
- Barbier, E. *Geothermal energy technology and current status: an overview*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2002; 6: 3-65.
- Ozgenera, L., Hepbaslib, A. y Dincer, I. *A key review on performance improvement aspects of geothermal district heating systems and applications*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2007; 11: 1675-1697.
- Fridleifsson, I. B. *Geothermal energy for the benefit of the people*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2001; 5: 299-312.
- Sos Rochera, M. A. *Estudio de las diferentes aplicaciones tecnológicas de la energía geotérmica en Islandia*. Eureka 2004.

10.11. Evaluación

10.11.1. Ejercicios teóricos

1. Fundamentalmente, ¿cómo tiene lugar el flujo de calor geotérmico cerca de la superficie?

A) Por conducción.
B) Por convección.
C) Por radiación.
D) Por reducción.

Solución: La respuesta A) es la CORRECTA. El flujo de calor cerca de la superficie tiene lugar, fundamentalmente, por conducción y depende del gradiente térmico y de la conductividad térmica del material.

2. ¿En cuántas capas divide la estructura de la Tierra el denominado modelo dinámico?

A) 2 capas.
B) 3 capas.
C) 4 capas.
D) 5 capas.

Solución: La respuesta C) es la CORRECTA. En el modelo dinámico la estructura se compone de cuatro capas. **Litosfera** (abarca los 100 km iniciales del manto superior), constituye una parte sólida y rígida; **astenosfera** (250 km de profundidad en el manto superior), fundamentalmente es una capa sólida, aunque también contiene parte plástica; **mesosfera** (abarca parte del manto superior y todo el manto inferior), constituye una capa sólida; y **endosfera** (abarca todo el núcleo), tiene parte fluida, correspondiente al núcleo externo, y parte sólida, correspondiente al núcleo interno.

3. ¿Cómo se denominan los sistemas que se caracterizan por estar constituidos por rocas impermeables, con temperaturas entre 150 °C y 300 °C, y por carecer de acuífero?

A) Sistemas geopresurizados.
B) Sistemas hidrotérmicos.
C) Sistemas de roca caliente seca.
D) Sistemas magmáticos.

Solución: La respuesta C) es VERDADERA. Los sistemas de roca caliente seca se caracterizan por estar constituidos por rocas impermeables, con temperaturas entre 150 °C y 300 °C, y por carecer de acuífero. La impermeabilidad del sistema, su baja conductividad térmica y la carencia de un fluido que lo recorra constituyen el escollo principal para su explotación. De hecho, a pesar de representar estos sistemas un porcentaje muy elevado de los recursos geotérmicos mundiales, aún se encuentran en la etapa de investigación.

4. ¿Dónde y cuándo se llevó a cabo el primer intento de generar electricidad a partir de vapor de origen geotérmico?

A) Italia, 1904.
B) Japón, 1919.
C) Filipinas, 1921.
D) Estados Unidos de América, 1959.

Solución: La respuesta A) es VERDADERA. En 1904, en Larderello (Italia), se llevó a cabo el primer intento de generar electricidad a partir de vapor de origen geotérmico, utilizando un equipo

inventado por el príncipe Piero Ginori Conti. En 1942, la potencia eléctrica instalada alcanzaba los 127.650 kW.

5. ¿Qué sistemas se utilizan en los yacimientos hidrotérmicos donde predomina el vapor seco?
- A) Los sistemas de expansión súbita de una etapa.
 - B) Los sistemas de expansión súbita de dos etapas.
 - C) Los sistemas de ciclo binario.
 - D) Los sistemas de conversión directa.

Solución: La respuesta D) es la CORRECTA. Los sistemas de conversión directa se utilizan en aquellos yacimientos hidrotérmicos donde predomina el vapor seco. En este caso, el vapor supercalentado (a 180 °C-185 °C y 0,8 MPa-0,9 MPa) que llega a la superficie se emplea directamente, después que las partículas sólidas y los gases no condensables hayan sido separados, para accionar una turbina que, gracias a un generador mecánicamente conectado a ella, produce corriente eléctrica.

6. ¿Cómo se denominan los sistemas que se caracterizan porque el fluido, generalmente agua líquida, se encuentra sometido a presiones que pueden alcanzar hasta 100 MPa y las temperaturas no suelen ser excesivamente altas (150 °C-250 °C), pudiendo coexistir el agua con gases naturales (metano), lo que dificulta su explotación en la actualidad?
- A) Sistemas geopresurizados.
 - B) Sistemas hidrotérmicos.
 - C) Sistemas de roca caliente seca.
 - D) Sistemas magmáticos.

Solución: La respuesta A) es la CORRECTA. El fluido en los sistemas geopresurizados, generalmente agua líquida, se encuentra sometido a presiones que pueden alcanzar hasta 100 MPa. Sin embargo, las temperaturas no suelen ser excesivamente altas (150 °C-250 °C). El agua suele coexistir con gases naturales (metano), lo que dificulta su explotación en la actualidad. Sin embargo, hay que señalar que, en el futuro, cuando se desarrolle una tecnología apropiada para su explotación comercial rentable, será posible utilizar tres fuentes de energía: la hidráulica del fluido (presión), la térmica del fluido (calor) y la energía primaria de los gases naturales.

7. Existen diversos tipos de sistemas para el aprovechamiento de fuentes geotérmicas de alta entalpía. Entre éstos se pueden destacar los siguientes:
- A) Los de expansión súbita de una etapa y de expansión súbita de dos.
 - B) Los de conversión directa y de ciclo binario.
 - C) Los de conversión directa, de expansión súbita de una etapa, de expansión súbita de dos etapas y de ciclo binario.
 - D) Sistemas hidrotérmicos y sistemas magmáticos.

Solución: La respuesta C) es la CORRECTA. Existen diversos tipos de sistemas para el aprovechamiento de fuentes geotérmicas de alta entalpía. Entre éstos se pueden destacar los de conversión directa, de expansión súbita de una etapa, de expansión súbita de dos etapas y de ciclo binario.

8. La segunda capa de la tierra, denominada **manto**. Indicar cuál de las siguientes afirmaciones no es correcta:
- A) Se compone de **manto superior** (700 km de profundidad, 1.500 °C de temperatura y 3,3 g/cm³ de densidad).

- B) Se compone de **manto inferior** (2.900 km de profundidad, 3.000 °C de temperatura y 5,7 g/cm³ de densidad).
- C) Los materiales que constituyen el manto tienen una composición mineralógica distinta de las de las rocas de la parte superficial.
- D) Se halla separada de la capa anterior por una composición mineralógica de entre 2,9 y 3,3 g/cm³ de densidad.

Solución: La respuesta D) es la INCORRECTA. La segunda capa, denominada **manto**, se halla inmediatamente debajo de la anterior. Se compone de **manto superior** (700 km de profundidad, 1.500 °C de temperatura y 3,3 g/cm³ de densidad) y de **manto inferior** (2.900 km de profundidad, 3.000 °C de temperatura y 5,7 g/cm³ de densidad). Los materiales que constituyen el manto tienen una composición mineralógica distinta de las de las rocas de la parte superficial.

9. La tercera capa de la Tierra, denominada **núcleo**, se inicia a partir de los:

- A) 2.900 km.
- B) 1.200 km.
- C) 4.000 km.
- D) 5.500 km.

Solución: La respuesta A) es la CORRECTA. A partir de los 2.900 km se inicia la tercera capa denominada **núcleo**. Se compone de **núcleo externo** (5.100 km de profundidad, 4.000 °C de temperatura y 9 g/cm³ de densidad) y de **núcleo interno** (hasta 6.371 km de profundidad, 6.000 °C de temperatura y 12 g/cm³ de densidad).

10. Si la temperatura a 2 km de profundidad es de 60 °C y la temperatura en la superficie es de 10 °C, y si la conductividad térmica de las rocas que componen la corteza terrestre es de 2,5 W/m°C, el flujo de calor será:

- A) 0,1625W/m².
- B) 0,0625W/m².
- C) 1,0625W/m².
- D) 0,00625W/m².

Solución: La respuesta B) es la CORRECTA. Si la temperatura a 2 km de profundidad es de 60 °C y la temperatura en la superficie es de 10 °C, el gradiente de temperatura será: $(60 - 10) / 2.000 = 0,025$ °C/m, y si la conductividad térmica de las rocas que componen la corteza terrestre es de 2,5 W/m°C, el flujo de calor será de $2,5 \times 0,025 = 0,0625$ W/m².

10.11.2. Prueba objetiva

1. ¿Qué tipo de plantas emplean un segundo fluido de trabajo, con un punto de ebullición (a presión atmosférica) inferior al del agua, tales como isopentano, freón, isobutano, etc., los cuales se evaporizan y se usan para accionar la turbina?

- A) Plantas de conversión directa.
- B) Plantas de expansión súbita de una etapa.
- C) Plantas de expansión súbita de dos etapas.
- D) Plantas de ciclo binario.

2. ¿En que sistemas geotérmicos se suelen utilizar frecuentemente los condensadores de contacto directo?
 - A) En los sistemas de ciclo binario.
 - B) En la mayoría de los sistemas geotérmicos, con excepción de los sistemas de ciclo binario.
 - C) En todos los sistemas geotérmicos.
 - D) Solo en los sistemas de expansión súbita de una etapa.
3. Las turbinas son las máquinas encargadas de convertir la energía almacenada en el vapor en energía mecánica de rotación. ¿Qué tipo de turbinas pueden emplearse?
 - A) Solo pueden emplearse turbinas de vapor simples.
 - B) Solo pueden emplearse turbinas de vapor de múltiples etapas.
 - C) Pueden emplearse turbinas de vapor simple y de costes relativamente bajos o turbinas de vapor de múltiples etapas.
 - D) Ninguna de las respuestas anteriores es correcta.
4. Cuando los yacimientos geotérmicos son de baja entalpía el calor se suele explotar directamente, es decir, sin convertirlo en otro tipo de energía. ¿Qué tecnología mínima precisa este tipo de explotaciones?:
 - A) Un pozo, dos estaciones de bombeo, un intercambiador de calor, sistema de transporte de fluido al consumidor.
 - B) Dos pozos, una estación de bombeo, un intercambiador de calor, sistema de transporte de fluido al consumidor.
 - C) Dos pozos, dos estaciones de bombeo, un intercambiador de calor, sistema de transporte de fluido al consumidor.
 - D) Dos pozos, dos estaciones de bombeo, un intercambiador de calor a la salida de un pozo y a la entrada del otro, sistema de transporte de fluido al consumidor.
5. Indicar la respuesta que ordena de izquierda a derecha los países en función de su mayor capacidad geotérmica instalada en la actualidad:
 - A) Estados Unidos, Filipinas, Italia.
 - B) Francia, Rusia, Filipinas.
 - C) Filipinas, Estados Unidos, Japón.
 - D) Japón, Italia, Argentina.
6. A nivel global del planeta, a medida que se profundiza en la corteza terrestre, la temperatura suele aumentar aproximadamente:
 - A) 1 °C cada 100 m.
 - B) 2 °C cada 100 m.
 - C) 3 °C cada 100 m.
 - D) 3 °C cada 1.000 m.
7. Se estima que este recurso energético de origen geotérmico supone unos:
 - A) 30 teravatios.
 - B) 300 de teravatios.

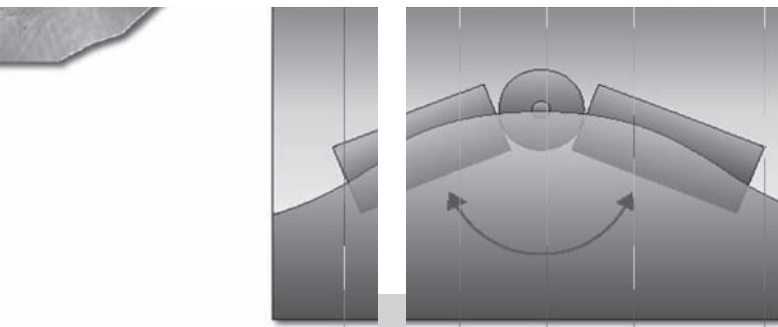
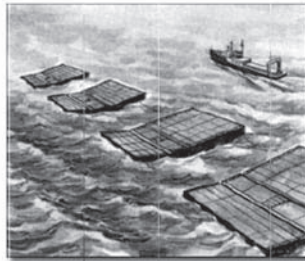
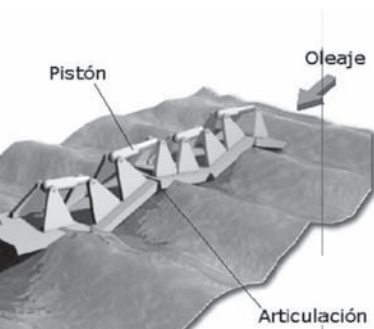
- C) 3.000 de teravatios.
 - D) 30 millones de teravatios.
- 8.** Para que exista un yacimiento geotérmico, según las investigaciones geológicas, geofísicas y geoquímicas realizadas en una gran cantidad de sistemas geotérmicos, se requiere que se den una serie de circunstancias:
- A) Presencia de una fuente de calor, de agua y de una cubierta impermeable.
 - B) Presencia de una fuente de calor, de agua y de un depósito.
 - C) Presencia de una fuente de calor, de agua, de un depósito y de una cubierta impermeable.
 - D) Presencia de una fuente de calor, de agua, de un depósito, de un terreno blando y de una cubierta impermeable.
- 9.** Los sistemas de dos etapas incrementan el rendimiento de los sistemas de una etapa en casi un:
- A) 40%, aunque, el incremento del rendimiento sería mucho menor si se añadiese una tercera etapa de expansión.
 - B) 40%, aunque, el incremento del rendimiento sería hasta del 45% si se añadiese una tercera etapa de expansión.
 - C) 20%, aunque, el incremento del rendimiento sería mucho menor si se añadiese una tercera etapa de expansión.
 - D) 20%, aunque, el incremento del rendimiento sería hasta del 25% si se añadiese una tercera etapa de expansión.
- 10.** Los costes de capital de una planta geotérmica de generación eléctrica, dependiendo de las temperaturas y composición del yacimiento y de la tecnología empleada, se encuentra en el rango de:
- A) 150 euros a 300 euros por kW instalado.
 - B) 1.150 euros a 3.000 euros por kW instalado.
 - C) 11.000 euros a 13.000 euros por kW instalado.
 - D) 15.000 euros a 30.000 euros por kW instalado.

Las respuestas al final del libro.

11

Centrales de la energía de las olas

- 11.1.** Introducción y orientaciones para el estudio
- 11.2.** Objetivos
- 11.3.** Origen de la energía de las olas
- 11.4.** Potencial de la energía de las olas
- 11.5.** Tecnologías para aprovechar la energía de las olas
 - 11.5.1. Evolución histórica
 - 11.5.2. Clasificación de los dispositivos de captación
- 11.6.** Costes del uso de la energía de las olas
- 11.7.** Impacto ambiental de utilizar de la energía de las olas
- 11.8.** Situación actual de la explotación de la energía de las olas
- 11.9.** Conclusiones
- 11.10.** Bibliografía
- 11.11.** Evaluación
 - 11.11.1. Ejercicios teóricos
 - 11.11.2. Prueba objetiva



11.1. Introducción y orientación para el estudio

Las olas son ondas superficiales generadas, fundamentalmente, al actuar el viento sobre el agua de los océanos. El viento global, como se indicó en el Capítulo 7, es causado por diferencias de presión debidas a diferencias de temperatura en zonas del planeta como resultado de la radiación solar, por tanto, la energía de las olas procede del Sol, en este caso de forma terciaria.

La energía que contienen las olas depende de la velocidad del viento y de la distancia que las olas viajan con él. Cuanto mayor sea la velocidad del viento y más larga la distancia recorrida por la ola con el viento soplando sobre ella, mayor será la energía que el agua absorbe.

Las olas con mayor energía se encuentran en los grandes océanos, donde el viento sopla ininterrumpidamente y durante miles de kilómetros. Estas olas pueden encontrarse al norte y sur del ecuador, entre las latitudes 30° y 60° , donde los vientos son bastante fuertes.

Una vez que las olas se han formado, continúan viajando con pequeñas pérdidas de energía hasta que alcanzan la costa. Cuando se encuentran en zonas de baja profundidad de agua incrementan su tamaño, aunque también el tamaño y dirección de las olas se ven afectados por las características de la costa.

Todos los mares contienen olas, sin embargo, no todas las olas son económicamente viables de explotar mediante la extracción de su energía.

Fundamentalmente, a partir de las crisis del petróleo de los años setenta, se han propuesto un gran número de dispositivos para utilizar la energía de las olas. Se han diseñado, tanto aparatos para ser ubicados en la orilla o cercanos a ella, como para extraer la energía de las olas fuera de la costa.

Los convertidores consisten esencialmente en dos componentes principales: El elemento interfaz que es accionado directamente por las olas y el sistema de transmisión de potencia.

Los elementos interfaz son normalmente de dos tipos principales: flotadores que se ondulan o se balancean en respuesta a la acción de las olas y cámaras de aire, dentro de las cuales la presión varía bien por contacto directo con la superficie del agua o por contacto indirecto a través de una membrana.

Los sistemas de transmisión de potencia pueden clasificarse en tres tipos: los que utilizan alta presión hidráulica, generalmente aceite; los que emplean baja presión hidráulica, normalmente agua de mar; y los que usan turbinas de aire. La mayoría de estos sistemas suelen diseñarse para generar electricidad, aunque existen algunas propuestas para usar la energía mecánica para desalinizar agua de mar.

En este capítulo se presentan aspectos básicos respecto del origen de este tipo de fuente energética renovable y sobre su potencial.

Además, se describen los diferentes tipos de dispositivos que se utilizan para aprovechar las olas en la orilla o en la cercanía de ella y los aparatos que se sitúan fuera de la costa.

También, se indican aspectos relativos a los costes de este tipo de plantas, así como cuestiones relacionadas con la incidencia que las instalaciones de aprovechamiento de la energía de las olas pueden tener sobre el medio ambiente.

Por último, se señala la situación actual de esta tecnología energética.

11.2. Objetivos

Al término del estudio de este tema, los alumnos deberían:

- Conocer el origen y potencial de este tipo de fuente energética.
- Estar al corriente de las tecnologías que se suelen proponer para la extracción de la energía de las olas.
- Tener nociones sobre los costes asociados a las instalaciones de explotación de la energía de las olas.
- Diferenciar los efectos positivos y negativos que las instalaciones de aprovechamiento de la energía de las olas tienen sobre el medioambiente.
- Reconocer la situación actual de las centrales de aprovechamiento de energía de las olas.

11.3. Origen de la energía de las olas

Todo tipo de oscilación en la superficie de agua que sea periódica se le denomina ola. Las olas de los océanos son originadas por diversas causas. Entre estas causas se pueden señalar el viento, las fuerzas de atracción gravitacional que ejercen la Luna y el Sol sobre las masas oceánicas, los maremotos, las tormentas, etc. Sin embargo, de todas ellas, el viento constituye el agente que genera las olas más comunes y de mayor densidad energética.

Por ello, se suele decir que la energía que poseen las olas del mar son un derivado terciario de la energía solar, ya que el viento se origina como consecuencia del desigual calentamiento que el sol produce en la superficie terrestre, y el viento, al actuar sobre el agua del mar le transmite energía y la pone en movimiento, produciendo ondulaciones en las capas superficiales que constituyen el oleaje que se observa en todas las aguas de los océanos y que golpean las costas de los continentes (Figura 11.1).

En este sentido, se podría concluir que la energía de las olas oceánicas constituye una forma de almacenar en la superficie de los océanos, con una densidad relativamente alta, la energía solar.

Los mecanismos que intervienen en la interacción entre el viento y la superficie del mar son complejos y aún no se explican en su totalidad. En principio, el proceso puede resumirse de la siguiente forma: cuando el viento sopla a través de la superficie del mar las moléculas de aire interactúan con las moléculas de agua que están en contacto. La fuerza que se genera entre el aire y el agua modifica la superficie del océano, dando lugar a pequeños rizos, conocidos como olas de capilaridad. Las olas de capilaridad dan lugar a una mayor superficie de contacto, la cual incrementa la fricción entre agua y viento. Ello da lugar al crecimiento de la ola que, cuando ha alcanzado un cierto tamaño, facilita que el viento pueda ejercer una mayor presión sobre ella con el consiguiente incremento de la misma.

Si bien desde épocas remotas los navegantes y pescadores han dependido del conocimiento del comportamiento del oleaje, las afirmaciones que se realizaron durante el siglo XVIII respecto a las mismas reflejaban el gran desconocimiento que de ellas se tenía.



Figura 11.1. Oleaje.

En realidad el estudio riguroso de las olas es muy reciente, ya que se inicia después de la II Guerra Mundial.

En 1925 se publicaron las primeras ideas acerca del proceso de formación de las olas.

En 1957, Phillips y Miles, propusieron las teorías de formación de las olas que actualmente prevalecen. La teoría de Phillips decía que «las fluctuaciones de presión del viento sobre la superficie del agua produce fluctuaciones en la superficie del agua y es lo que le da la rugosidad». Miles complementó esta teoría diciendo que «las fluctuaciones del agua produce fluctuaciones en el aire y que estas fluctuaciones se ponen en fase, haciendo crecer más las olas».

En 1967, Hasselmann, añadió un concepto que constituye la teoría que actualmente se acepta. Según Hasselmann, las olas interactuaban entre sí y compartían la energía. Por ello, era posible el transporte de energía dentro del espectro entre algunas frecuencias determinadas, que explicaba el crecimiento al principio de la formación de las olas.

Actualmente, se han logrado grandes progresos en el estudio de las olas, facilitándose pronósticos útiles que permiten, desde impedir tragedias hasta el aprovechamiento del oleaje como fuente de energía. A ello ha colaborado el diseño de nuevos aparatos, donde se construyen modelos artificiales a escala de las olas; los nuevos métodos de observación de las olas mediante el uso de boyas y plataformas flotantes, y el empleo de satélites que permiten recoger datos en unos 40.000 lugares de la atmósfera y del océano cada día.

Las olas se caracterizan por su longitud de onda, L , altura de onda, H , y el período, T (Figura 11.2).

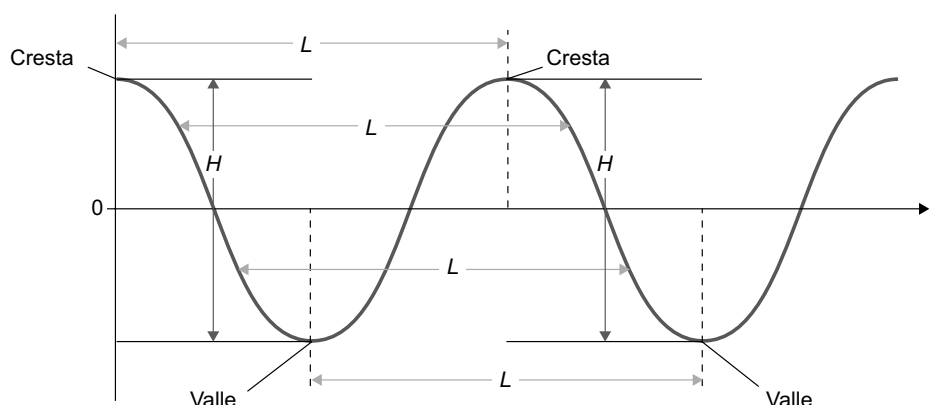


Figura 11.2. Características de una onda senoidal pura.

La longitud de onda es la distancia entre dos picos consecutivos; la altura de onda es la diferencia en altura entre un pico y un valle; y el período es el tiempo en segundos que tarda un valle o un pico de la ola en recorrer su longitud de onda. La frecuencia f de la ola se define como el número de oscilaciones pico a pico (o valle a valle) de la superficie de la ola por segundo, visto por un observador fijo, y es el inverso del período. Es decir, $f = 1/T$. La velocidad de propagación c de una ola viene dada por el cociente entre la longitud L y el período T , es decir, $c = L/T$.

El tamaño de las olas generadas por un campo de viento depende de tres factores: la velocidad del viento; el tiempo durante el cual éste está soplando, y la distancia o alcance sobre la cual la energía del viento se transfiere al océano para formar las olas.

Para una velocidad dada del viento, la energía de la ola puede estar limitada por el alcance o por la duración del mismo. Existe un alcance y duración mínima, para una velocidad del viento dada, en que la energía que adquiere el océano se equilibra con la energía que se pierde, básicamente por rompimiento de la cresta de la ola, obteniéndose lo que se denomina un **océano en completo desarrollo**. Es decir, las olas no crecen indefinidamente aunque aumente el alcance o tiempo que sopla el viento, sino que la altura de las mismas alcanza un equilibrio. A este oleaje bajo la acción del viento es lo que se llama **mar de viento**.

El conocimiento del espectro de las olas es muy importante en el diseño de estructuras costeras y de agua profunda, como barcos, plataformas petroleras, marinas, rompeolas, dispositivos de captación de energía del oleaje, etc., cuya respuesta a las distintas condiciones de oleaje deben ser bien estudiados.

En la Figura 11.3 se muestra el espectro de energía para un océano en completo desarrollo para diferentes velocidades del viento. Puede observarse que el tamaño y posición del pico del espectro varía conforme varía la velocidad del viento. Cuanto menor es la velocidad menor es la altura de ola y más alta su frecuencia o más bajo su período.

En realidad el océano no se compone de ondas senoidales puras como se han representado en la Figura 11.2, sino más bien son una superposición de muchas de ellas, cuya superficie puede ser reconstruida como suma de ondas de amplitud variable, llamada **análisis espectral**.

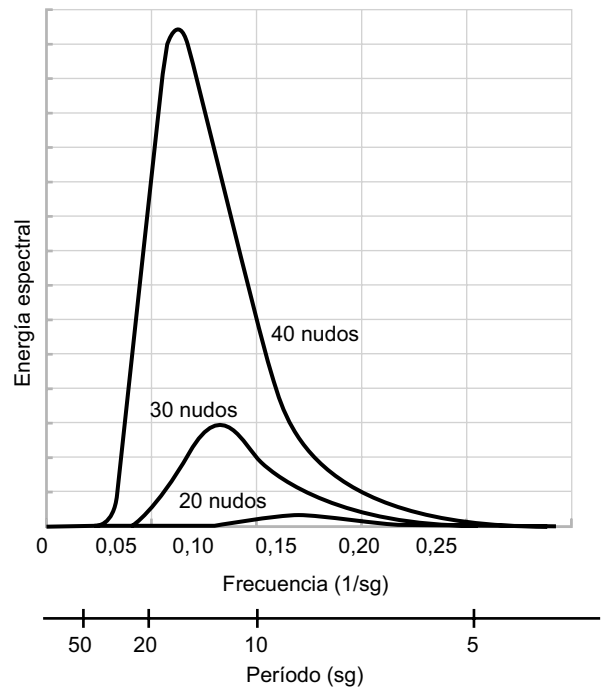


Figura 11.3. Espectro de energía de un océano en completo desarrollo.

Por tanto, un estado típico del mar se compone de una superposición de ondas, cada onda con características propias, es decir, su propia velocidad, período, altura de onda, y dirección (Figura 11.4). Es la combinación de estas ondas lo que se observa cuando se mira la superficie del mar. La envolvente de estas olas viaja a una velocidad distinta de la velocidad de las ondas individuales, y se la denomina velocidad de grupo, c_g .

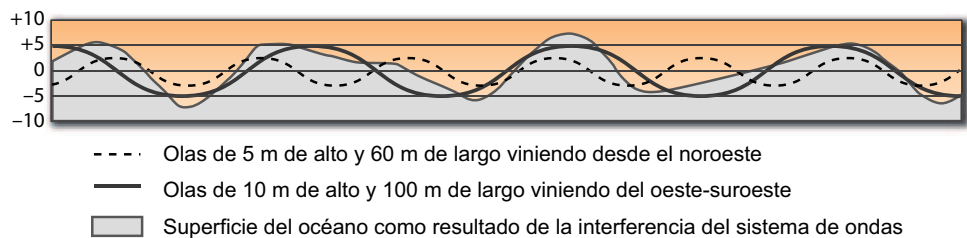


Figura 11.4. Superposición de ondas de un estado típico del mar.

Las olas situadas dentro o cerca de las áreas donde fueron generadas se denominan **olas tormentosas**. Estas forman un mar irregular y complejo. Sin embargo, las olas pueden viajar desde estas áreas con pequeñas pérdidas energéticas para producir grandes olas, a miles de kilómetros del punto donde se originaron. Por tanto, es posible que existan olas en determinadas zonas del mar con ausencia de viento.

Por ejemplo, se considera que el oleaje que llega a la costa occidental de Marruecos surge en la región de las islas Azores. Allí, por la acción de los vientos de gran intensidad y duración, se forman enormes olas que sacuden la masa líquida y propagan la ondulación resultante a enormes distancias y a una velocidad considerable. Se ha calculado que una ola inicial de 150 metros de longitud tarda 30 horas en ir de las Azores a Marruecos.

Existen olas originadas por perturbaciones sísmicas submarinas, como deslizamientos, que producen una onda solitaria de pequeña amplitud (centímetros), pero de gran longitud (cientos de kilómetros). En alta mar estas ondas son prácticamente inobservables visualmente desde embarcaciones o aviones; y se propagan a gran velocidad (cientos de kilómetros/hora). Sus períodos son de 15 a 60 minutos. Cuando estas olas llegan y chocan con el litoral, invaden más allá de la costa, provocando destrucciones considerables. A este fenómeno se le conocía como **ola de marea o marejada alta**, pero actualmente los estudiosos lo designan con el término japonés de **tsunami** (de *tsu*: 'puerto', y *nami*: 'ola').

En el desarrollo de un tsunami, desde su aparición, se distinguen tres etapas:

- Formación de la onda debido a la causa inicial, y a su propagación cerca de la fuente.
- Propagación libre de la onda en el océano abierto, a grandes profundidades.
- Propagación de la onda en la región de la plataforma continental, donde, como resultado de la menor profundidad del agua, tiene lugar una gran deformación del perfil de la onda, hasta su rompimiento e inundación sobre la playa.

Al acercarse las ondas de los tsunamis a la costa, debido a la menor profundidad del fondo marino, disminuye su velocidad y se acortan sus longitudes de onda. Como consecuencia, su energía se concentra, aumentando sus alturas en varias decenas de metros, pudiendo adquirir las olas resultantes características destructivas al llegar a la costa (Figura 11.5). Pueblos enteros de pescadores han desaparecido frecuentemente a consecuencia de algún tsunami, sin que los hombres que se encontraban pescando o navegando en alta mar notaran el paso de la terrible marea bajo las quillas de sus barcos.

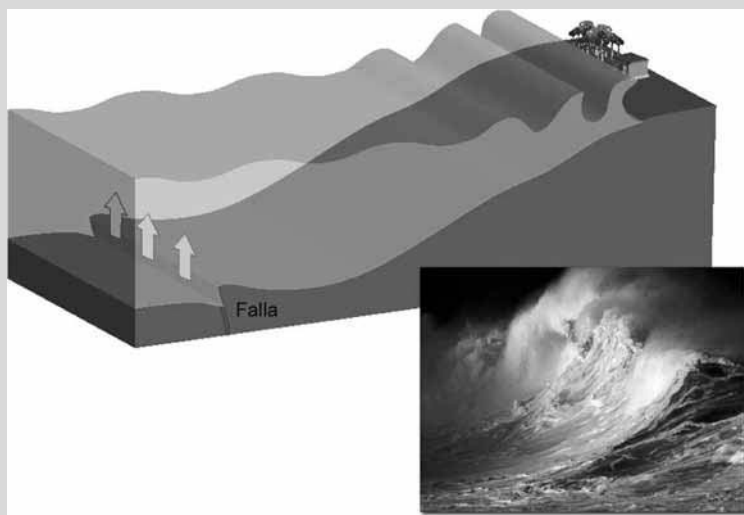


Figura 11.5. Generación de un tsunami.

Los tsunamis no guardan relación alguna con las mareas o las tempestades y se producen siempre en ciertas zonas del océano, principalmente en el Pacífico, por ser ésta la región donde se presentan los terremotos marinos. Las mayores concentraciones están bien definidas: América del Sur y Central, Alaska, islas Aleutianas, Península de Kamchatka, islas Kuriles y el Pacífico suroeste. El proceso es siempre el mismo: en algún lugar del gran océano se origina un maremoto y, por causa del fuerte temblor que sacude el fondo, las aguas se retiran provisionalmente de las costas, para volver, poco después, en forma de una gran ola.

A partir de 1596 Japón ha sido víctima en 15 ocasiones de los tsunamis. El de 1896, llamado del centenario, causó la muerte de 27.122 personas. El tsunami que se produjo por la explosión del volcán Krakatoa, con olas de 40 metros de altura, devastó las costas de Java y Sumatra. Los tsunamis que se produjeron por la explosión del volcán Krakatoa en las Indias Orientales, en 1883, y cuyas olas, que recorrieron el mundo, fueron captadas hasta por los mareógrafos del Canal de la Mancha. Hawái fue víctima de estos tsunamis u ondas de marea en 1946 y 1957, por efectos de terremotos en la fosa de las islas Aleutianas, distante más de 3.200 kms de este archipiélago. En aquella ocasión, la bahía de Kawela se hundió y fallecieron 159 personas.

La ola más alta, originada por un tsunami, de las que se tiene noticia fue una de 70 metros, registrada en cabo Aopatka, en la península de Kamchatka (Siberia), en el año de 1737.

El terremoto submarino del 26 de diciembre de 2004, conocido por la comunidad científica como el *terremoto de Sumatra-Andaman*, y cuyo epicentro estuvo localizado en la costa del oeste de Sumatra (Indonesia), originó un tsunami (conocido en los medios internacionales como el **Tsunami asiático**) que devastó las costas de Indonesia, de Sri Lanka, de la India, de Tailandia y de otros países con olas que llegaron a los 30 m (Figura 11.6).



Figura 11.6. Tsunami asiático del 2004.

El número de pérdidas humanas ascendió a 229.866, incluyendo 186.983 muertos y 42.883 personas desaparecidas.

Una vez que las olas se alejan del área de generación, sus crestas son más lisas y menos caóticas. A este oleaje se le llama **marejada de fondo**. Estas olas se dispersan sobre la superficie oceánica con muy poca pérdida de energía (interacción entre ondas y fricción con corrientes marinas), aunque pierden altura, fundamentalmente por dispersión angular (Figura 11.7).

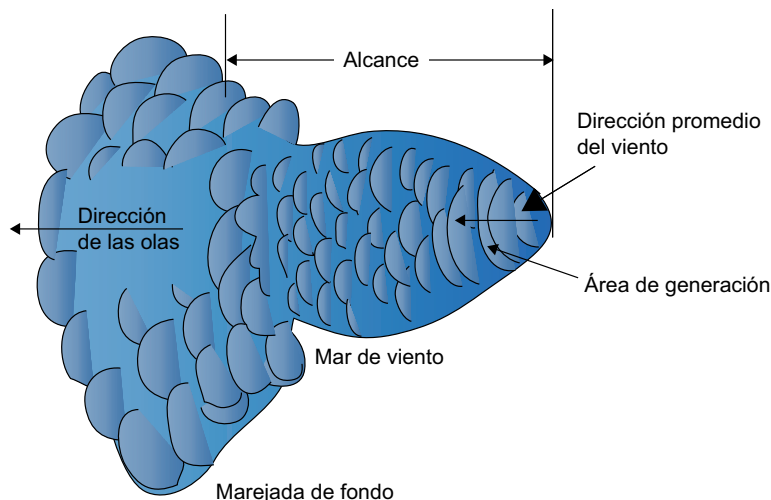


Figura 11.7. Alcance y marejada de fondo.

Una ola oceánica en aguas profundas aparenta un imponente objeto en movimiento (una cresta de agua que viaja a través de la superficie del mar). Pero para entender la energía del oleaje es importante darse cuenta que esto no es así. Una ola oceánica es el movimiento de energía, pero el agua no se está moviendo de forma similar. En el océano, donde las olas mueven la superficie del agua arriba y abajo, el agua no se está moviendo hacia la orilla. En realidad su comportamiento es similar al de una soga que hacemos oscilar. Por tanto, una ola oceánica no representa un flujo de agua. Una ola representa un flujo o movimiento de energía desde su origen hasta su eventual rotura, la cual puede ocurrir en medio del océano o contra la costa.

Debido a que las formas en que se presentan las olas en los mares son muy diversas, se ha adoptado una clasificación internacional de las mismas (Tabla 11.1), creada por el vicealmirante inglés sir Perey Douglas (1876-1939).

La dirección de las olas que viajan en aguas profundas viene fijada por la dirección del viento que las generó. Por tanto, en una zona dada pueden llegar olas procedentes de distintos lugares y diferentes direcciones. Como es de esperar, las olas resultantes son complejas.

El perfil de la superficie de los océanos viene generado por las olas, sin embargo, es necesario entender la naturaleza de la parte sumergida de las olas, si se desean diseñar dispositivos que capturen su energía.

TABLA 11.1 Clasificación del mar en función de la altura de las olas.

Mar número	Denominación del mar	Altura de las olas (en metros)
0	Calma	0
1	Rizada	0-0,1
2	Marejadilla	0,1-0,5
3	Marejada	0,5-1,25
4	Marejada fuerte	1,25-2,5
5	Mar gruesa	2,5-4,0
6	Mar muy gruesa	4,0-
7	Arbolada	6,0-9,0
8	Montañosa	9,0-14,0
9	Enorme	Mayor que 14

Las olas de los océanos están constituidas por moléculas de agua que se mueven formando círculos. En la superficie del agua, en zonas profundas, los movimientos son del mismo tamaño que la altura de la ola, pero estos movimientos disminuyen exponencialmente en tamaño al descender debajo de la superficie.

En una cuerda la generación de una onda hace que el movimiento de las partículas en el medio material en la cual se propaga, sea hacia abajo y hacia arriba, en tanto que la onda se traslada solo longitudinalmente (hacia la izquierda en la Figura 11.8).

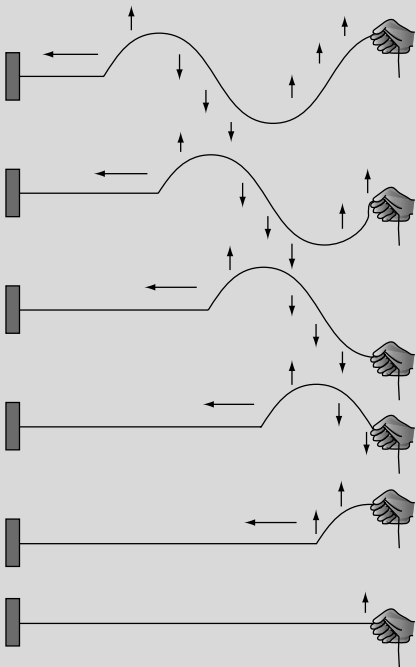


Figura 11.8. Generación de una onda en una cuerda.

El comportamiento de las olas depende en gran medida de la relación que existe entre el tamaño de las olas y la profundidad del agua donde ésta se está moviendo. El movimiento de las moléculas de agua cambia de forma circular a elipsoidal cuando una ola llega a la costa y la profundidad del agua disminuye el movimiento es más horizontal (Figura 11.9).

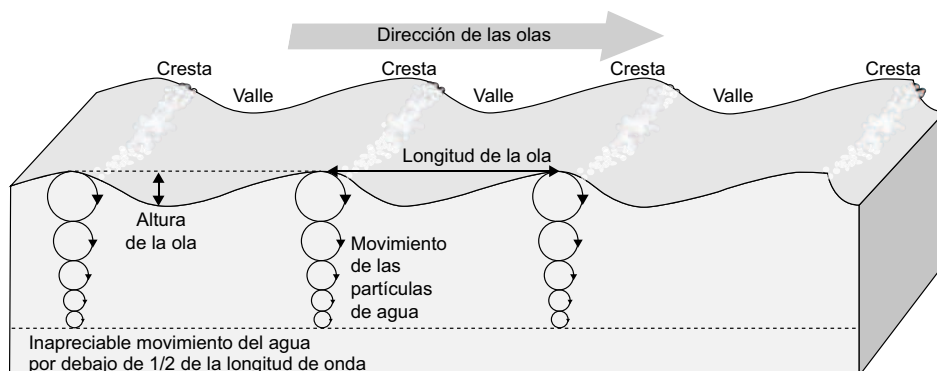


Figura 11.9. Movimiento de las moléculas de agua en las olas.

La velocidad c de las olas en aguas poco profundas depende de la profundidad ($c = \sqrt{gh}$), por tanto, la porción de la ola que está viajando sumergida, viaja mas rápido.

Realmente la velocidad de grupo en agua profunda es menor que la velocidad de las componentes que la forman. Es decir, la envolvente siempre va rezagada con respecto de las ondas individuales. Por eso se dice que las ondas en el agua profunda viajan por paquetes de energía. En agua somera o poco profunda la velocidad de grupo se hace igual a la velocidad de fase de la onda, es decir, $c_g = c$.

Esto origina que las olas vayan cambiando gradualmente su velocidad de propagación y su dirección conforme se aproximan a la costa. A este comportamiento se le denomina **refracción de olas**.

Generalmente, la altura H de la ola en el océano es mucho menor que su longitud L . Por tanto, la teoría que describe el movimiento de una ola se simplifica, pudiéndose expresar la velocidad de propagación de la onda c , de la siguiente forma:

$$c^2 = \frac{g}{k} \cdot \tanh(kh) \quad (11.1)$$

donde:

$k = 2\pi/L$, es el denominado número de onda; h la profundidad del agua; L la longitud de onda; g la aceleración de la gravedad y \tanh la tangente hiperbólica.

Si se trata de una zona de agua profunda, es decir, la razón entre la profundidad h y la longitud de onda L es mayor que 0,5, el término kh es muy grande. Por tanto, la $\tanh(kh)$ es aproximadamente la unidad, y la expresión de la velocidad de propagación c se reduce a:

$$c = \sqrt{g/k} \quad \text{y} \quad c = gT/2\pi$$

(11.2)

De la última ecuación se desprende que viajan más rápido aquellas olas que tienen mayor período. Por esto, las olas de agua profunda se llaman **olas dispersivas**. Esto quiere decir que, cuando se genera una tormenta, siempre van al frente aquellas olas con los períodos T mayores. Son los primeras en alcanzar las costas, aunque no necesariamente las de mayor energía.

Si se trata de una zona de aguas con poca profundidad (también denominadas **aguas someras**), es decir, cuando la razón entre la profundidad h y la longitud de onda L es menor que 0,05, el término kh es muy pequeño, entonces la velocidad de propagación puede expresarse por:

$$c = \sqrt{gh}$$

(11.3)

Puede observarse en esta ecuación que la velocidad de las olas es función de la profundidad h por la cual viajan. A mayor profundidad mayor velocidad. Esto tiene una gran importancia en las transformaciones que las olas sufren conforme se aproximan a la costa, denominada refracción de olas.

En las zonas intermedias, es decir, cuando el agua no es ni profunda ni somera, la ecuación que describe la velocidad de fase de la onda no se puede simplificar (Figura 11.10).

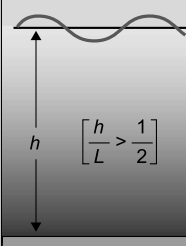


Función	Agua profunda	Intermedia	Agua somera
Velocidad de fase, C	$\frac{g}{2\pi} T$	$\left[\frac{g}{k} \tanh(kh)\right]^{\frac{1}{2}}$	$[gh]^{\frac{1}{2}}$
Límites de aplicación	 $\left[\frac{h}{L} > \frac{1}{2}\right]$		

Figura 11.10. Ecuaciones que describen la velocidad de fase de una ola.

Este cambio de dirección se puede analizar trazando líneas perpendiculares al frente de ola como se muestra en la Figura 11.11.

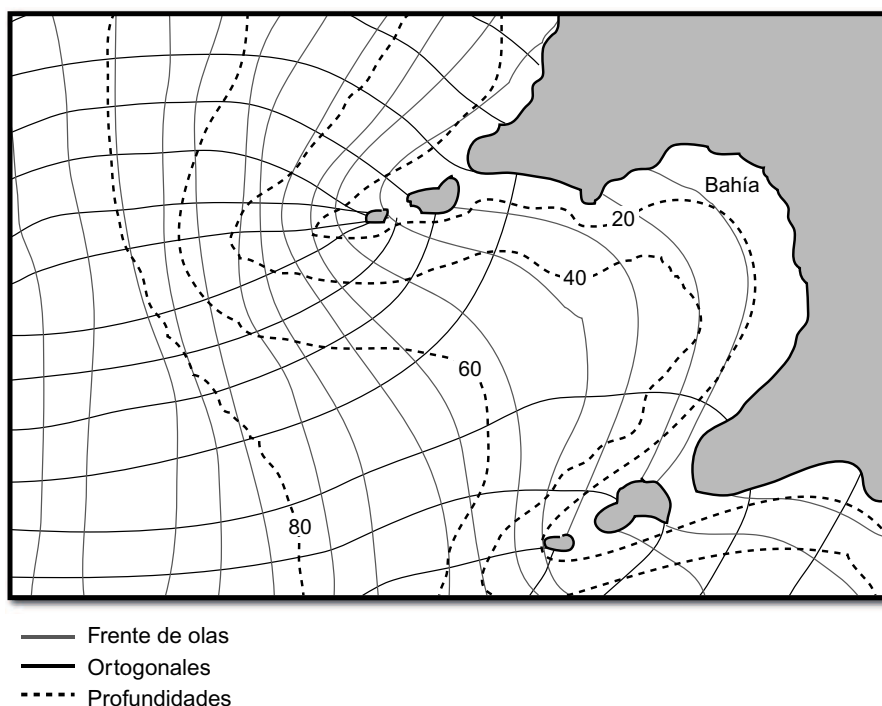


Figura 11.11. Divergencia y convergencia de las olas en la costa.

Cuando las líneas trazadas se juntan están indicando la convergencia de energía de la ola (aumento de altura H). Es como si el frente de las olas se comprimiera, lo cual implicaría aumentar su altura. Mientras que una separación de las líneas trazadas perpendicularmente al frente de olas indica divergencia de energía (menor altura H), y sería equivalente a que el frente de ola se alargase.

Según las olas se van aproximando a la playa, su velocidad de avance y su longitud de onda disminuyen, y su altura aumenta hasta que la velocidad de las partículas del fluido excede la velocidad de avance de la ola (velocidad de fase), y la ola se hace inestable y rompe (Figura 11.12). Esta situación se produce cuando la relación entre la altura de onda H y la profundidad del agua h es aproximadamente igual a 0,78.

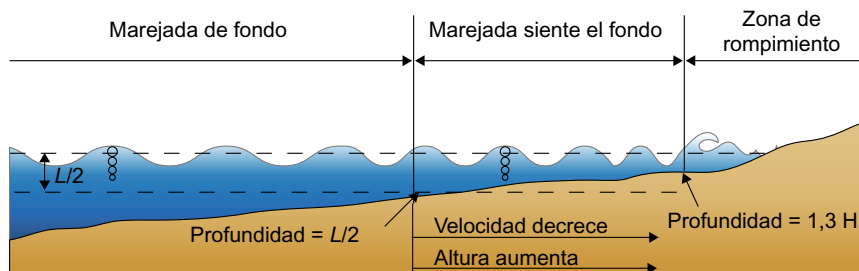


Figura 11.12. Esquema conceptual del rompimiento de las olas en la costa.

El rompimiento de las olas en la costa puede ser distinto, y está relacionado con la pendiente del fondo del agua en las que ellas viajan. Son conocidos tres tipos de rompimiento de las olas denominados **de tubo**, **surcado** y **disperso**.

Las corrientes de resaca se forman en las playas con pendiente, al regresar el agua al mar, a veces con gran velocidad, después que las olas hayan roto y ascendido por dicha pendiente.

Otro fenómeno que puede producirse cuando las olas llegan a la costa es el de **reflexión**. Este se produce cuando la ola choca contra un obstáculo o barrera vertical; la ola se refleja con muy poca pérdida de energía. Si el tren de ondas es regular, la suma de las ondas incidente y reflejada origina una ola estacionaria, en la que se anulan mutuamente los movimientos horizontales de las partículas debidas a las ondas incidentes y reflejadas, permaneciendo solo el movimiento vertical de altura doble y, por lo tanto, de energía doble a la incidente. La resultante será la superposición de las dos olas, incidente y reflejada (Figura 11.13).

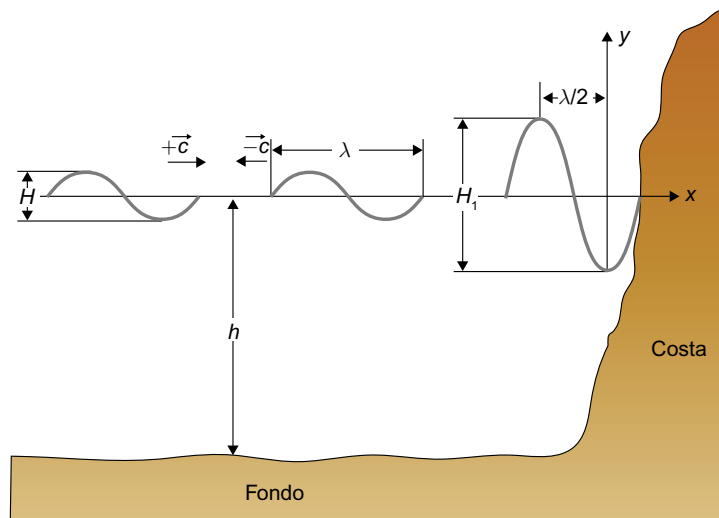


Figura 11.13. Fenómeno de reflexión.

En condiciones ideales la energía de la onda estacionaria resultante es dos veces la de la onda incidente, fenómeno que puede ser utilizado en la conversión del oleaje. Si el oleaje fuese irregular, la reflexión sería totalmente distinta.

También, en el caso de una barrera puede producirse el fenómeno denominado de **difracción**. Este consiste en la dispersión de la energía del oleaje a sotavento de una barrera, el cual permite la aparición de pequeños sistemas de olas en aguas protegidas por un obstáculo (Figura 11.14).

Cuando la ola traspasa la barrera, el frente de olas adopta una forma curva, entrando en una zona de calma por detrás de la barrera, disminuyendo su altura H en esa zona, mientras que la velocidad y la longitud L de la ola no se modifican.

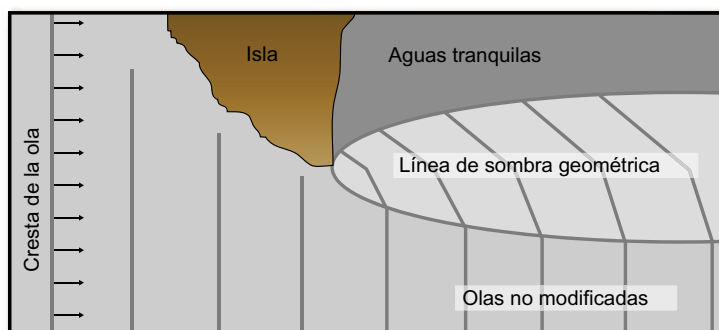


Figura 11.14. Fenómeno de difracción.

La altura de la ola en la zona de difracción es función del ángulo del oleaje incidente con respecto a la barrera, de la longitud de la barrera, de la profundidad del agua y de la posición del punto en cuestión en la zona de difracción. El fenómeno de la difracción se puede aprovechar para el control y concentración del oleaje.

En definitiva, las olas oceánicas son, esencialmente, como ya se ha mencionado, movimientos de energía. Esta energía es de dos tipos:

1. Las moléculas individuales de agua se están moviendo constantemente en una forma circular, y esta energía —energía cinética— puede ser utilizada en diferentes clases de aparatos de conversión de energía del oleaje, bien directamente vía alguna clase de hélice o indirectamente mediante dispositivos compuestos por columnas oscilantes de agua.
2. En su movimiento circular las moléculas individuales de agua son elevadas encima de la línea inmóvil de la superficie del agua y entonces representa una energía potencial.

1.4. Potencial de la energía de las olas

La energía de las olas oceánicas es enorme. Incluso, la fracción de la energía que es potencialmente explotable es muy grande comparada con el consumo actual de electricidad en el mundo.

El aprovechamiento de la energía de las olas se encuentra limitado a las zonas costeras o a sitios cercanos, por lo que su explotación está restringida. Se han realizado diversos estudios con el propósito de estimar el potencial mundial, estimándose que la potencia mundial es de aproximadamente 2 TW y la energía anual generable de 17.500 TWh/año. El límite explotable de este recurso probablemente se encuentre en el rango del 10% al 25%. Por tanto, la energía de las olas puede contribuir significativamente a la satisfacción de la demanda de energía, pero no es una panacea.

La energía que una ola adquiere depende, básicamente, de la intensidad del viento que sopla sobre la superficie del océano, del tiempo en que el viento está soplando y del alcance o superficie sobre la cual sopla el mismo.

La potencia P , en kW por metro de ancho de ola, contenida en una ola oceánica idealizada (onda senoidal de amplitud constante y período y longitud de onda bien definidos) puede expresarse según la siguiente ecuación:

$$P = \frac{g^2 \rho H^2 T}{32\pi} \quad [\text{kW/m}]$$

(11.4)

En la Figura 11.15 se representa la energía de la ola, que es proporcional a su altura al cuadrado, en función de la frecuencia (o período: que es el inverso de la frecuencia). Asimismo, se indica en una fila la causa generadora principal de este disturbio y en la segunda la fuerza principal que disipa o modifica el movimiento ondulatorio.

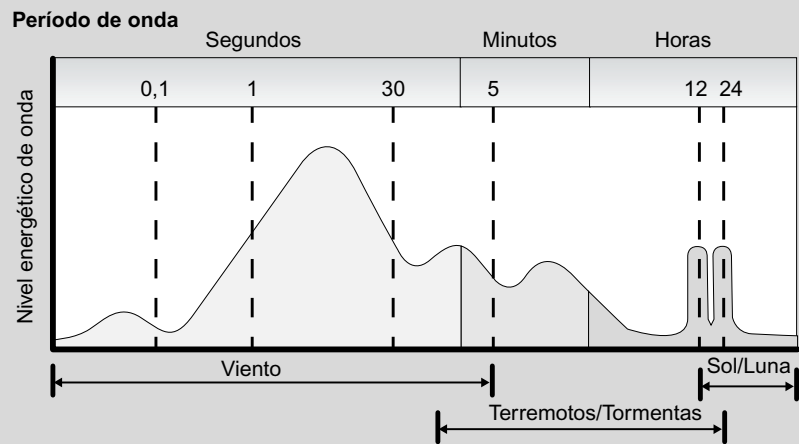


Figura 11.15. Nivel energético del oleaje.

El pico de máxima energía está entre los 4 y 12 s, que corresponden a las olas generadas por el viento. Esto quiere decir que la mayoría de las olas en el océano tienen energía alrededor de esos períodos. Obsérvese los picos de ondas de marea de 12 y 24 horas generadas por la Luna y el Sol.

Según la Ecuación (11.4) la potencia contenida en una ola es proporcional al cuadrado de la amplitud H y al período del movimiento T . Las olas con períodos largos (entre 7 s y 10 s) y grandes amplitudes (del orden de 2 m) tienen un flujo de energía que normalmente excede de los 40-50 kW por metro de ancho.

La potencia total en cada metro de frente de ola del mar irregular es la suma de las potencias de todos sus componentes. Evidentemente, es imposible medir todas las alturas y períodos de ondas independientemente, por tanto, para estimar la potencia total se utiliza una media.

Utilizando dispositivos de medida de las características de las olas (Figura 11.16) o satélites (Figura 11.17) es posible recoger la variación del nivel de la superficie del mar durante un determinado período.

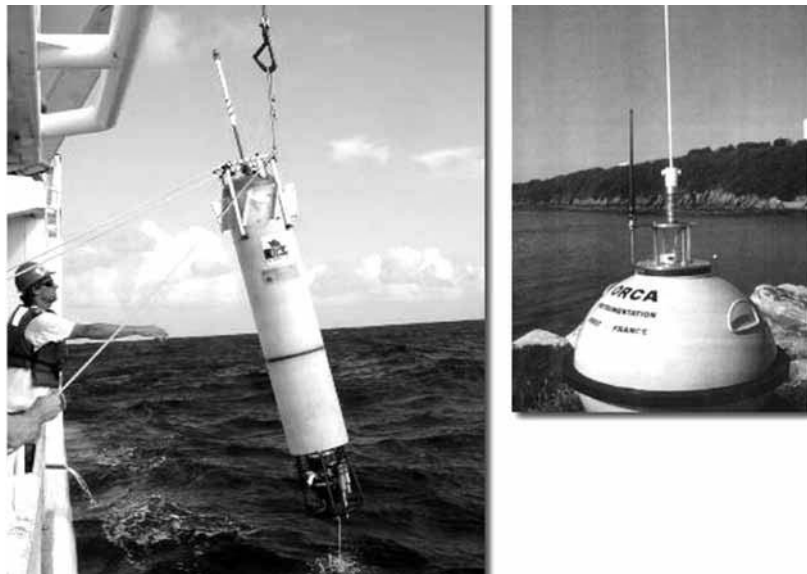


Figura 11.16. Dispositivo de medida de las características del oleaje.



FIGURA 11.17. Satélite utilizado para medir las características del oleaje.

Con los datos recopilados es posible calcular lo que los oceanógrafos denominan la **altura significativa de las olas** H_s (Figura 11.18), la cual se define como la altura promedio de la tercera parte de las olas más altas en un registro, y el **período energético** o **período de nivel cero** T_e , como el período de tiempo que transcurre entre valores sucesivos del paso de una ola dos veces consecutivas por una línea imaginaria situada a la mitad de distancia entre una cresta y un valle.

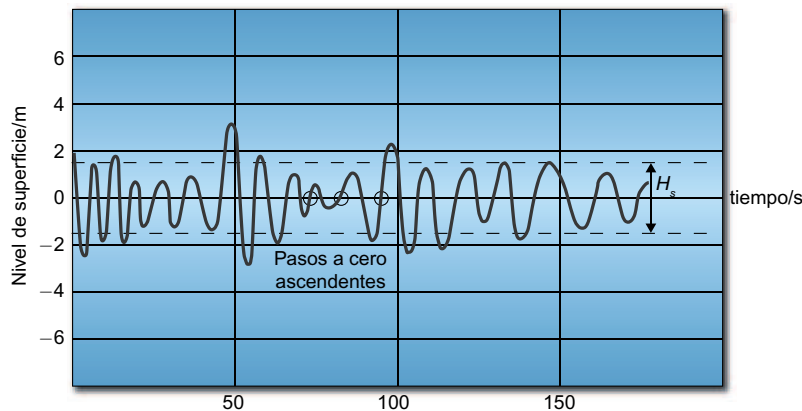


Figura 11.18. Altura significativa de las olas.

Por tanto, en un mar irregular típico, la potencia media total, en kW/m, vendrá dada por:

$$P_s = 0,49H_s^2 T_e \quad (11.5)$$

Como la mayoría de las fuentes renovables de energía, la energía de las olas se encuentra distribuida en el globo terráqueo de forma desigual.

Las zonas del mundo sujetas a vientos regulares son las que disponen de mayores potenciales energéticos que pueden extraerse de las olas. Así, la actividad de la olas se ve incrementada entre las latitudes de 30° y 60° en ambos hemisferios, inducidas por los vientos alisios predominantes que soplan en estas regiones. Los vientos procedentes del golfo de Méjico, que soplan con una dirección predominante del noreste, cruzan el Atlántico y tienen varios miles de kilómetros para transferir energía al océano Atlántico. Estos vientos crean grandes olas que llegan a las líneas de costa de Europa.

En la Figura 11.19 se muestra una distribución global de la energía de las olas en kW por metro de ancho de ola, en varios lugares del mundo.

Para capturar la máxima energía de una ola los aparatos deberían diseñarse para interceptar completamente los movimientos de las partículas de agua, es decir, deberían capturar la energía de todos los movimientos circulares de la ola, desde la superficie hasta las profundidades (Figura 11.19). Sin embargo, ya que las órbitas más profundas y pequeñas contienen poca energía no resulta viable, desde el punto de vista técnico y económico, tratar de capturarlas todas.

A la hora de decidir cuánto debe introducirse, debajo de la superficie del mar, un dispositivo de captación de energía del oleaje, ha de tenerse presente que el 95% de la energía de una ola se encuentra entre la franja comprendida entre la superficie y una profundidad de un cuarto de la longitud de onda L (Figura 11.20).

Existen pocos lugares en el mundo donde la línea de costa está constituida de acantilados bañados por aguas profundas. Estos lugares son los más apropiados para instalar dispositivos de captación de la energía del oleaje, ya que las olas incidentes contienen gran cantidad de energía. Sin embargo, en la mayoría de las zonas costeras del mundo las aguas son poco profundas.

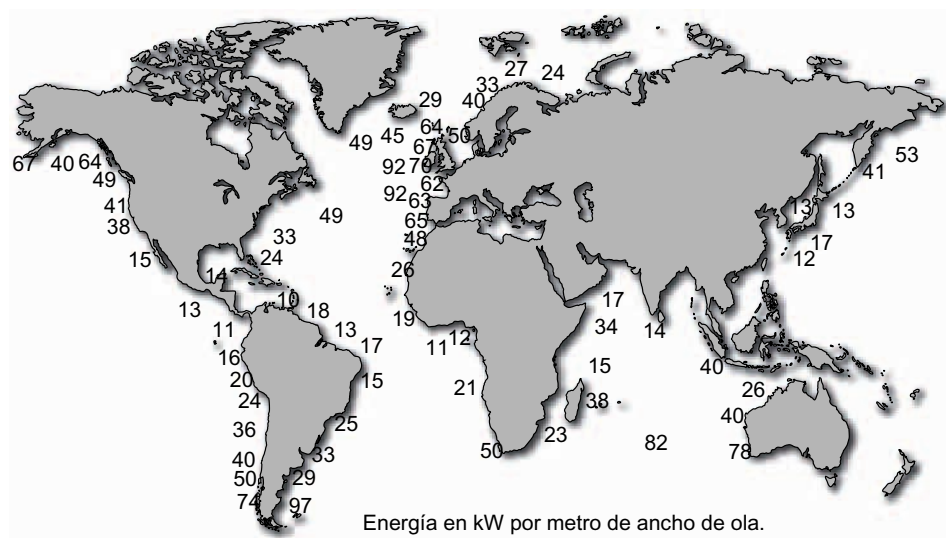


Figura 11.19. Distribución global de la energía de las olas en kW/m.

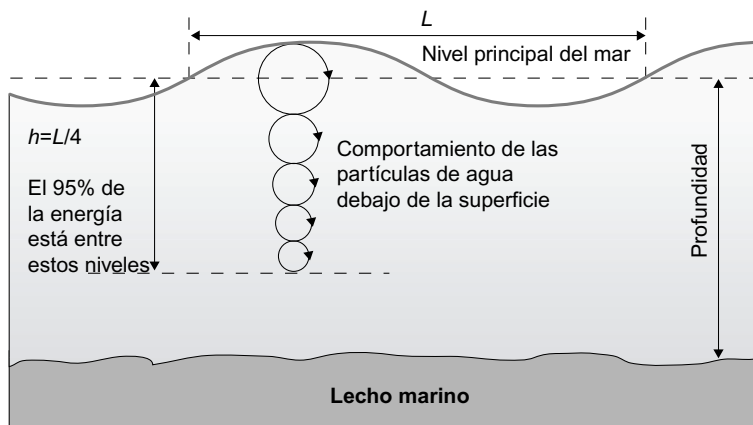


Figura 11.20. Franja donde se encuentra el 95% de la energía de la ola.

Las olas cuando se acercan a aguas poco profundas van perdiendo gradualmente su potencia. Ello se debe a la fricción que se produce entre las partículas de agua más profundas y el fondo del mar, siendo el efecto más significativo cuando la profundidad del agua es menos de un cuarto de la longitud de ola (Figura 11.12). Esta pérdida de potencia es muy importante ya que reduce la cantidad de energía útil que puede extraerse del oleaje.

Normalmente, olas con una densidad de potencia de 50 kW/m, en aguas profundas, pueden reducir su densidad a 20 kW/m, o menos, cuando están más cerca de la costa, en aguas poco profundas, dependiendo de la distancia recorrida en aguas poco profundas y de la rugosidad del fondo del mar. Por otro lado, las olas originadas por tormentas también se atenúan y por consiguiente es menos probable que destruyan los aparatos instalados en la línea de costa.

Hay otro mecanismo que interviene en la pérdida de potencia de las olas cuando éstas llegan a la playa. Las olas se rompen, se vuelven turbulentas y disipan energía. Estas olas son apropiadas para actividades deportivas y de ocio, tales como *surfing* (Figura 11.21), pero pueden ser muy dañinas para las estructuras de los aparatos que se instalen para captar su energía. Hay que tener en cuenta que los aparatos de captación deben ser diseñados no solo para que funcionen correctamente en las tareas de conversión energética a un coste apropiado, sino que también deben ser capaces de soportar las cargas más extremas que produzcan las olas, lo cual puede elevar de forma notable los costes de inversión de la instalación.



Figura 11.21. Surfista «propulsado» por una ola.

11.5. Tecnologías para aprovechar la energía de las olas

11.5.1. Evolución histórica

La idea de aprovechar la energía del oleaje es bastante antigua. En el Pacífico, la gente tiene una larga tradición en el uso de tablas, donde las olas han sido usadas como «propulsores» (Figura 11.21).

La primera patente de un dispositivo de aprovechamiento energético del oleaje fue registrada en 1799 por dos parisinos (padre e hijo) llamados Girard. Los Girard imaginaron diversos medios para aprovechar la energía de las olas, sin embargo, indican que la menos complicada de todas consistía en articular un extremo de una viga en la costa y el otro extremo, dotado de una boya, en el mar (Figura 11.22). Los movimientos de ascenso y descenso de la boya, permitirían accionar algún aparato de la orilla. No se conoce si esta máquina fue alguna vez construida, pero existen muchas dudas.

Entre 1860 y 1930 el número de patentes mundiales registradas para proteger invenciones de dispositivos que pretendían aprovechar la energía de las olas fue notable.

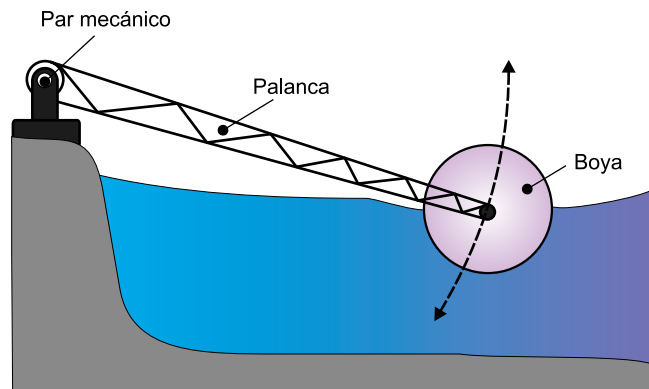


Figura 11.22. Esquema de la patente de los Girard.

En la Figura 11.23 se muestra un esquema de una patente registrada en Estados Unidos en el año 1898. La idea es similar a la propuesta por los Girard en Francia.

En La Figura 11.24 se puede observar un esquema de un sistema que fue construido por Bouchaux-Praceique en Francia, en 1910.

En este caso, se aprovecha la presión que el agua hace sobre una columna de aire para hacer accionar una turbina de aire acoplada a un generador eléctrico. Según se indica en determinadas fuentes bibliográficas, la energía generada permitió cubrir todas las necesidades de electricidad (1 kW) que Bouchaux-Praceique tenía en su casa de Royan, cerca de Burdeos. La forma de aprovechamiento que realizó Bouchaux-Praceique se le denomina OWC, (siglas en inglés de *Oscillating Water Column*) y sigue utilizándose hoy día.

Los conocimientos adquiridos sobre dinámica del oleaje en los años 40 conducen a que en Japón se inicien experimentos por parte del profesor Yoshio Masuda, comandante naval japonés.

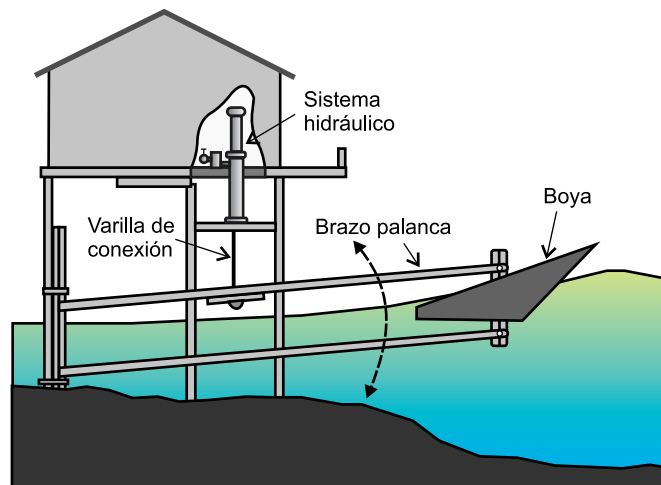


Figura 11.23. Esquema de una patente americana del año 1860.

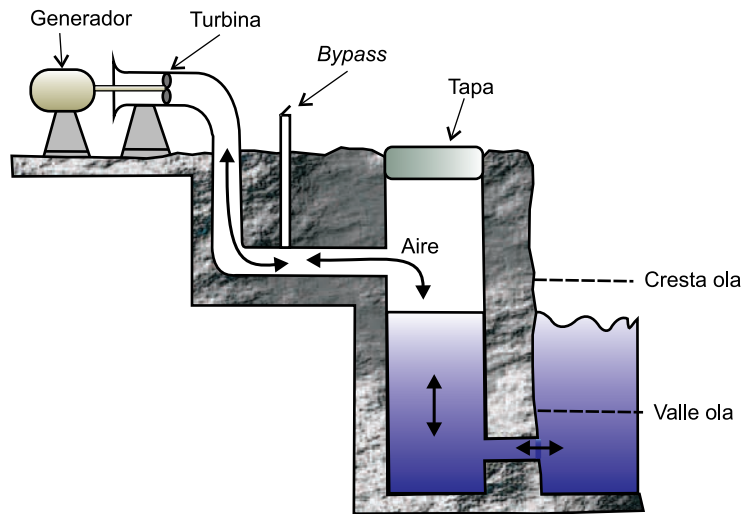


Figura 11.24. Esquema del sistema desarrollado por Bouchaux-Praceique en 1910.

Masuda desarrolló un sistema, conocido como **boya Masuda** que consiste en una cámara flotante semisumergida, la cual se diseña para que el agua que penetra por su parte inferior actúe sobre una columna de aire situada en la parte superior de la cámara. Cuando la ola asciende (Figura 11.25), la válvula 2 está cerrada y la 1 abierta, por lo que el aire es forzado a pasar por los álabes de una turbina unidireccional de aire de 60 W acoplada a un generador eléctrico, el cual se destina a la carga de baterías en boyas de navegación. Cuando

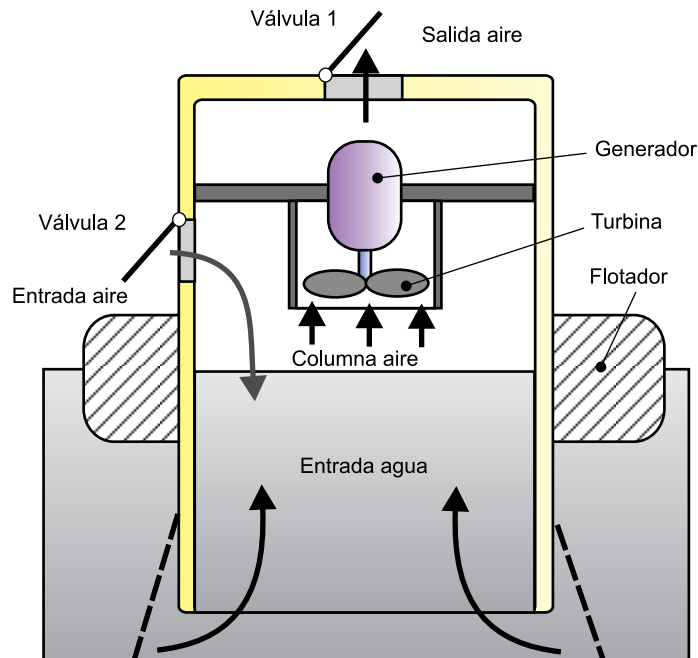


Figura 11.25. Esquema de la Boya Masuda.

la ola descende, la válvula 2 se abre y la 1 se cierra, por lo que el aire succionado por el agua al descender no pasa por la turbina. De este dispositivo se vendieron más de 1.200 unidades.

Debido al incremento en la utilización de los combustibles fósiles para producir energía el número de dispositivos que se proponen entre los años 30 y principio de los 70 disminuye apreciablemente.

Sin embargo, las propuestas de dispositivos destinados al aprovechamiento de la energía de las olas comenzaron a ser más intensas en los años 70, como una respuesta a las crisis del petróleo.

Entre los trabajos más significativos se encuentra el desarrollo, por el grupo de energía del oleaje (*wave-energy group*) de JAMSTEC (Japan Agency for Marine-Earth Science and Technology), de un prototipo flotante de 80 m de largo (eslora), 12 m de ancho (manga) y 500 toneladas de peso, llamado *Buque Kaimei*. Este aparato disponía de 22 cámaras neumáticas, constituyendo cada par de ellas un único sistema de captación, ya que contaba con una turbina de aire y un generador. Una de las cámaras actuaba durante el ascenso de la ola y la otra durante el descenso de la misma. Aunque las turbinas eran unidireccionales, el sistema de válvulas instalado permitía aprovechar ambos movimientos del agua (Figura 11.26). Con los 11 generadores se esperaba obtener una potencia pico de 2 MW y para una altura de ola de 3 m una potencia de 1,25 MW. El sistema, que se anclaba al fondo del mar, fue testado en el Mar de Japón a las afueras de la ciudad de Yura en la Prefectura de Yamagata. Se completaron dos series de ensayos, uno de ellos bajo los auspicios de la Agencia Internacional de la Energía.

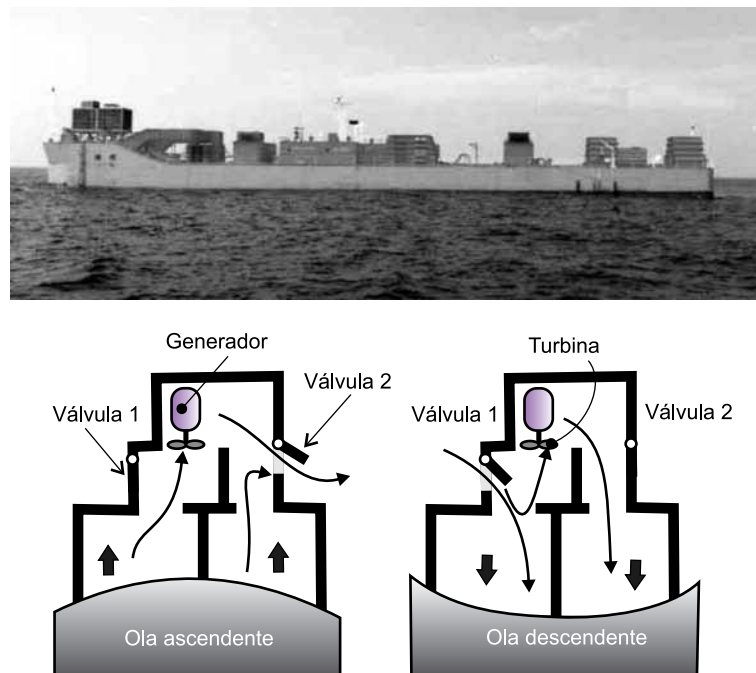


Figura 11.26. Foto del *buque Kaimei* y esquema de operación.

Sir Christopher Sydney Cockerell (1910-1999), ingeniero inglés e inventor del *hovercraft*, propuso en 1972 usar una serie de balsas articuladas para aprovechar la energía de las olas (Figura 11.27). El dispositivo conocido como **balsa de Cockerell** se compone de varios flotadores articulados entre sí, que gracias al movimiento relativo que se produce entre ellos, debido a la acción de las olas, accionan unas bombas de pistón que, a su vez, actúan sobre un generador eléctrico produciendo electricidad.

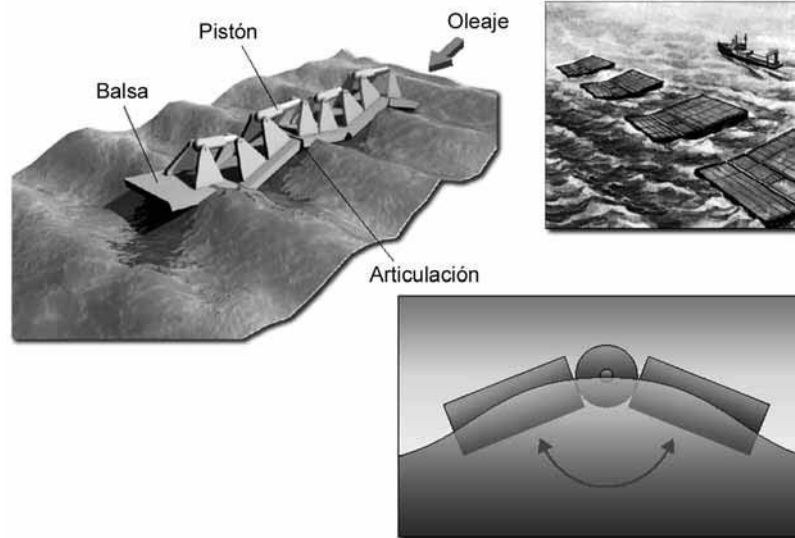


Figura 11.27. Esquemas de la balsa de Cockerell.

En un artículo publicado en 1974, el profesor de la Universidad de Edimburgo, Stephen Salter, describe un dispositivo flotante desarrollado por él, conocido como **el Pato de Salter**. Dicho aparato, cuya sección transversal tiene forma de leva excéntrica (Figura 11.28), funciona con su parte circular dentro del agua y las palas fuera de ella. La presión dinámica de las olas sobre las palas obliga al dispositivo a tener un movimiento de oscilación respecto del eje de la leva. Además de la presión dinámica, los cambios de presión hidrostática también contribuyen a la rotación. Dicho movimiento de oscilación acciona las bombas hidráulicas que se encuentran ubicadas en el interior de la zona sumergida del dispositivo, las cuales transfieren la energía a un motor hidráulico que, a su vez, mueve un generador eléctrico y produce electricidad.

Otro dispositivo significativo es el de Robert Russell, director de Hydraulics Research Station en Wallingford, Oxfordshire (Inglaterra). Russell propone un dispositivo que denomina **HRS rectifier** (más conocido como **rectificador de Russell**), que pretende convertir el movimiento ascendente y descendente de las olas en un flujo lineal de agua que es capaz de accionar una turbina.

Consiste en una construcción modular, fijada al lecho marino en zonas de poca profundidad y situada paralelamente al frente de ola incidente con el propósito de captar la energía de una sola vez. Básicamente (Figura 11.29), cada módulo consta de dos depósitos situados a distinto nivel, cada uno de los cuales dispone de sus correspondientes compuertas. Las compuertas A del depósito superior se abren por la presión del agua cuando la ola (cresta) incide

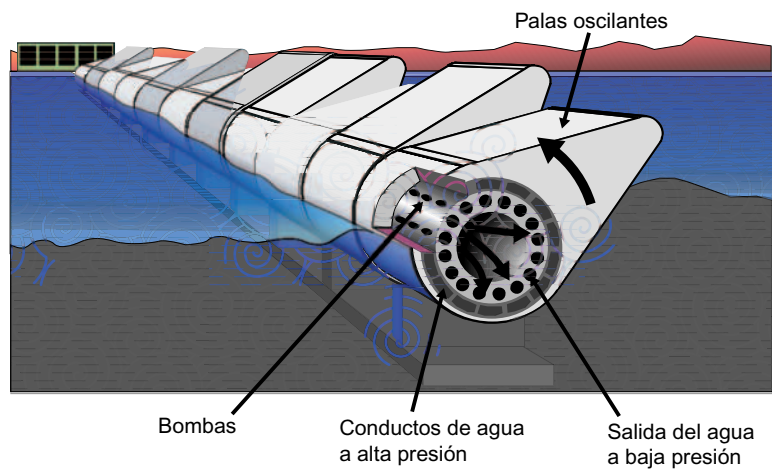


Figura 11.28. Esquema del Pato de Salter.

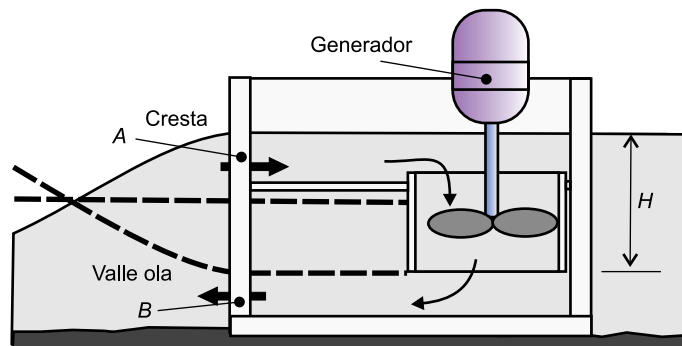
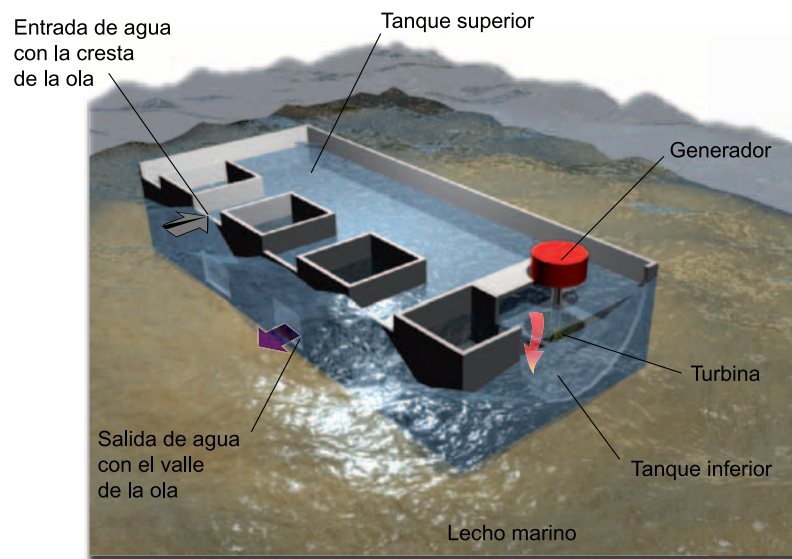


Figura 11.29. Esquemas del rectificador de Russell.

sobre ellas, pero se cierran cuando la presión en el interior es superior a la exterior. El agua almacenada en el depósito superior pasa por la acción de la gravedad a través de una turbina al depósito inferior, el cual se va llenando hasta que la presión del agua en su interior es superior a la exterior (valle de la ola), momento en que se abren las compuertas B del mismo. Ya que la turbina se encuentra acoplada a un generador eléctrico, la energía potencial de la columna agua en la turbina se transforma en electricidad.

A mediados de los ochenta entran en servicio varias plantas piloto de distintos tipos en Europa y Japón. Sin embargo, es a partir de los años 90 cuando un cierto número de empresas en varios lugares del mundo comienzan a involucrarse en el diseño y desarrollo de aparatos para el aprovechamiento de la energía de las olas. Entre estas empresas pueden señalarse: AquaEnergy Group (EEUU), AWS Ocean Energy Ltd (Países Bajos), Oceanlinx (Australia), Ocean Power Delivery (Reino Unido), Wavegen (Reino Unido), WavePlane Internacional (Dinamarca), Wavemill Energy (Canadá), S.D.E. Energy Ltd (Israel), WaveEnergy (Noruega), Oceanenergy (Irlanda), SeaVolt Technologies Inc (EEUU), Wave Star Energy (Dinamarca), Trident Energy (Reino Unido), Seabased (Suecia), Interproject Service AB (Suecia), Ocean Wave Energy Company (EEUU), Ocean Power Technologies (USA-Reino Unido), JAMSTEC (Japón), Wave Dragon ApS (Dinamarca), AW-Energy Oy (Finlandia), Hydram Technology Ltd (Irlanda).

En el período transcurrido desde la presentación de la primera patente de dispositivo para el aprovechamiento de la energía de las olas se han imaginado los aparatos más ingeniosos y, a veces, más increíbles, para captar esta tentadora fuente de energía (Figura 11.30). Sin embargo, muchos de ellos no han pasado de la etapa de diseño y solo una pequeña proporción ha sido ensayada y evaluada. Además, solo unos pocos han sido ensayados en el mar, y muy pocos han sido los que han alcanzado la fase comercial.

11.5.2. Clasificación de los dispositivos de captación

Los dispositivos para aprovechar la energía almacenada en las olas deben captar la energía cinética y/o potencial de las mismas y convertirla eficientemente en otra forma de energía útil, generalmente energía eléctrica. Sin embargo, el desarrollo de estos aparatos se ve condicionado por una serie de dificultades, entre las que se pueden señalar:

- La irregularidad en la amplitud, fase y dirección de las olas; ello dificulta la obtención de la máxima eficiencia del aparato en todo el rango de frecuencias de excitación.
- La carga estructural en el caso de condiciones climáticas extremas, tales como huracanes, pueden superar a la carga media en más de 100 veces.
- Es necesario acoplar el lento (frecuencia de aproximadamente 0,1 Hz) e irregular movimiento de una ola con la mayor frecuencia de excitación (aproximadamente 500 veces mayor) que normalmente precisan los generadores eléctricos.

Los ingenieros que han analizado los problemas han ideado una gama de soluciones novedosas. Los dispositivos que se han propuesto pueden ser clasificados de varias maneras, pero quizás la más sencilla es dividirlos en dos grupos. El primero comprende los dispositivos montados en la costa o en su cercanía y el segundo comprenden los aparatos montados fuera de la costa. Aunque también suelen clasificarse por su geometría y posición relativa

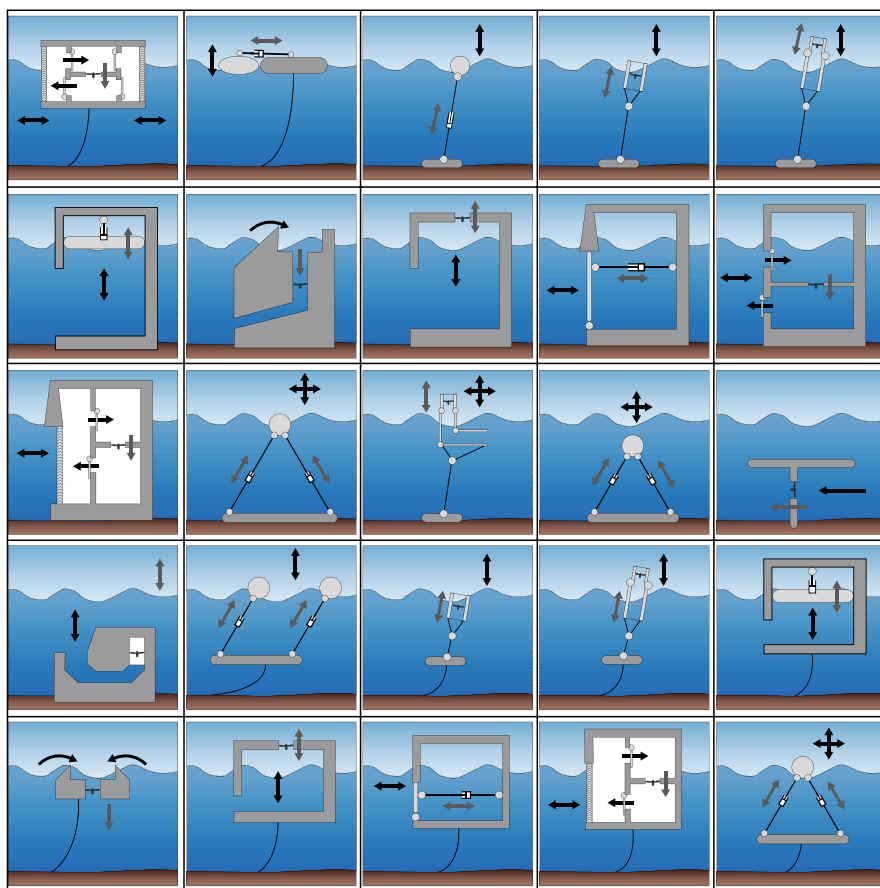


Figura 11.30. Diferentes dispositivos para extraer la energía de las olas.

frente al oleaje. En este último caso los dispositivos se clasifican en: a) **totalizadores** o **terminadores** son dispositivos largos, que tienen su eje principal paralelo al frente de olas, es decir, perpendicular a la dirección en que las olas se mueven y que extraen la energía de las mismas de una sola vez; b) **atenuadores** son dispositivos largos, cuyo eje principal es paralelo a la dirección del movimiento de las olas, es decir, perpendicular al frente olas y que extraen la energía de forma progresiva; y los captadores puntuales, que son dispositivos aislados de dimensiones reducidas que aprovechan la concentración y convergencia del oleaje.

11.5.2.1. Dispositivos ubicados en la costa o en su cercanía

Aunque los dispositivos de aprovechamiento de la energía del oleaje pueden instalarse en el océano en varias posibles situaciones y localizaciones, la mayoría de ellos se han ubicado cerca de la costa.

Los dispositivos de estructura fija se anclan al fondo del mar o en la costa, de manera que la estructura principal no se mueve con el mar. Sin embargo, estos aparatos disponen de

elementos que pueden moverse respecto de la estructura fija, cuando las olas actúan sobre los mismos, y convierten la energía del oleaje en energía mecánica, la cual es generalmente transformada en energía eléctrica. Estos dispositivos son más fáciles de fabricar y mantener que los dispositivos flotantes, sin embargo, presentan varios inconvenientes:

- a) El reducido número de lugares costeros donde se puedan instalar.
- b) Capturan mucha menos energía que los aparatos flotantes que se instalan alejados de la costa, debido a que las olas en aguas profundas disponen de más energía que las olas de las aguas más cercanas a la costa.

Los sistemas ubicados en tierra incluyen los **canales ahusados**, una variedad de **columnas oscilantes de agua** (siglas en inglés OWC, *Oscillating Water Column*) y los **alerones oscilantes**.

- *Las columnas oscilantes de agua (OWC)*

Las OWC son los dispositivos más ampliamente ensayados en la costa y en áreas cercanas a ella. Las OWC consisten en una estructura hueca, parcialmente sumergida, que está abierta al mar por su parte inferior (Figura 11.31). Esta estructura encierra una columna de aire en la parte superior de una columna de agua.

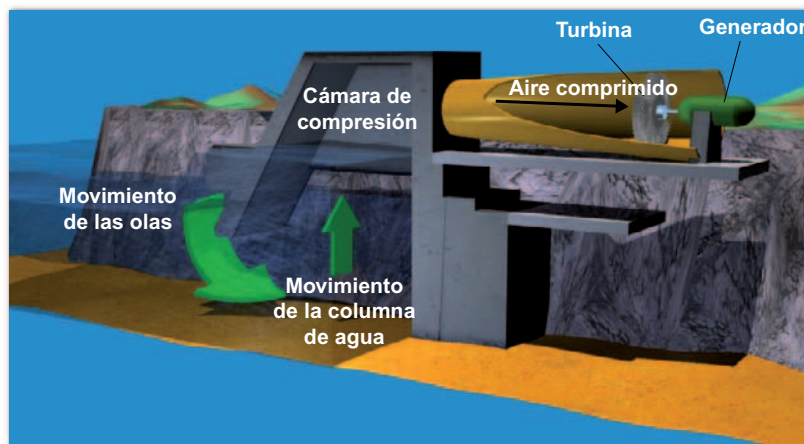


Figura 11.31. Esquema de instalación de columna oscilante de agua (OWC).

Cuando las olas actúan sobre el aparato hacen que la columna de agua suba y baje, con lo cual la columna de aire se comprime y descomprime alternativamente. Es decir, se aprovecha el principio de la cavidad resonante. Si a este aire atrapado se le permite fluir hacia y desde la atmósfera a través de los álabes de una turbina, puede extraerse energía mecánica del sistema y usarse para generar electricidad mediante un generador eléctrico mecánicamente acoplado a la turbina. Las turbinas generalmente utilizadas son las denominadas turbinas Wells, que reciben este nombre de su inventor, el profesor Alan Wells. Estas turbinas tienen la propiedad de rotar en el mismo sentido independientemente del sentido en que el aire pase por sus álabes de perfil simétrico.

No todos los dispositivos de columna oscilante de agua diseñados emplean turbinas Wells. Por ejemplo, el Laboratorio Nacional de Ingeniería del Reino Unido, cuyas siglas en

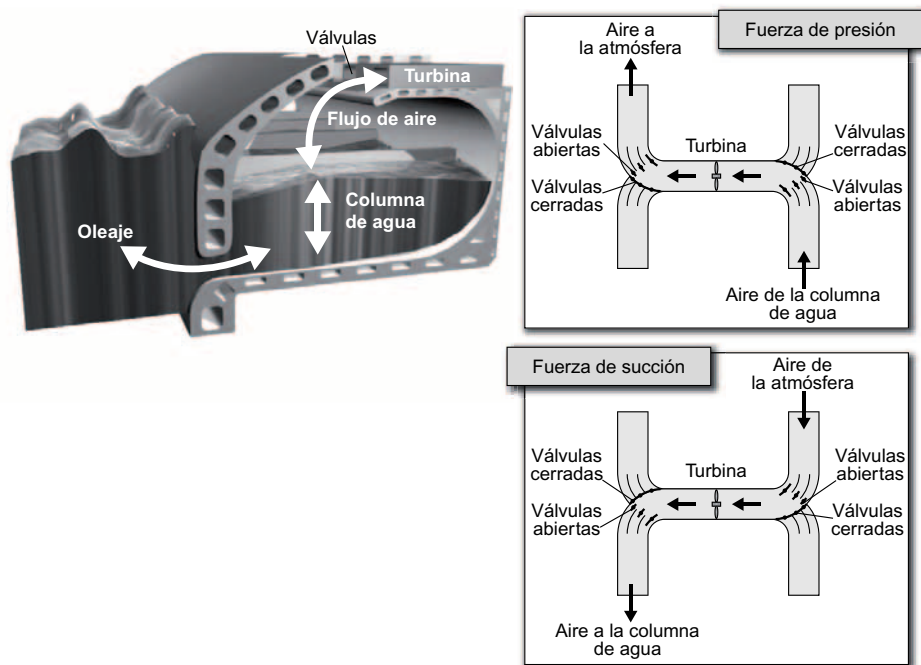


Figura 11.32. Columna oscilante de agua con sistema de válvulas.

inglés son NEL (UK Nacional Engineering Laboratory), propone la utilización de un sistema de válvulas y una turbina convencional que opere en un solo sentido de circulación del aire (Figura 11.32).

El convertidor propuesto por NEL consiste en una barrera totalizadora (Figura 11.33). Dicha barrera está compuesta por una serie de columnas oscilantes de agua situadas una a continuación de la otra.

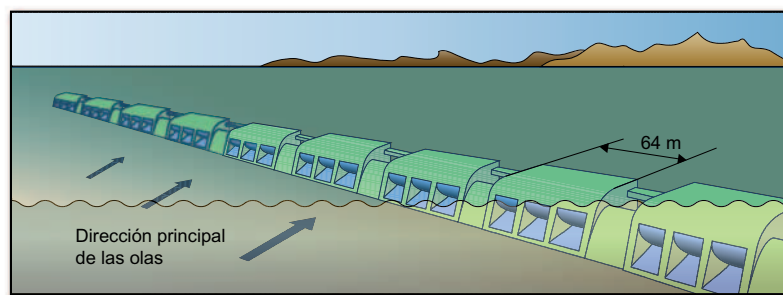


Figura 11.33. Esquema del convertidor propuesto por NEL.

Los aparatos de estructura fija, basados en columnas oscilantes de agua, se han instalado en diversas partes del mundo.

Entre los sistemas OWC pueden mencionarse los instalados en: Sanze (Prefectura de Yamagata-Japón), en 1983, con una capacidad instalada de 40 kW (Figura 11.34); en



Figura 11.34. OWC desarrollado por JAMSTEC en Sanze (Japón).

Toftestallen (Noruega), en 1985, con una potencia instalada de 600 kW (Figura 11.35); en Neya (Japón), en 1985, con una potencia instalada de 40 kW.; en Kujukuri (Japón), en 1988, con una potencia instalada de 30 kW.; en Sakata (Japón), en 1989, con una potencia instalada de 60 kW (Figura 11.36); en la isla Islay (Escocia), en 1991, con una potencia instalada de 75 kW (Figura 11.37); en Islay (Escocia), en 2001, con una potencia instalada de 500 kW (Figura 11.38); en Trivandrum (India), en 1991, con una potencia de 150 kW (Figura 11.39); en la isla de Pico (Las Azores-Portugal), con una potencia instalada de 350-500 kW (Figura 11.40).



Figura 11.35. OWC instalado en Toftestallen (Noruega) por Kvaerner Brug (fuente: Universidad de Leipzig).



Figura 11.36. OWC instalado en Sakata (Japón) (fuente: University of Leipzig).

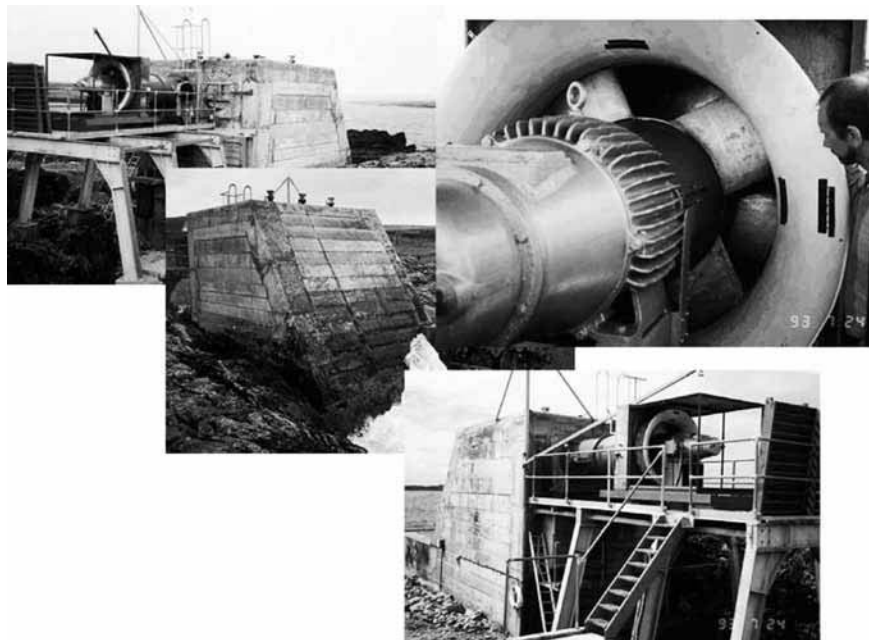


Figura 11.37. OWC instalado en Islay (Escocia) (fuente: University of Leipzig).



Figura 11.38. OWC instalado en Islay (Escocia) (fuente: Wavegen).

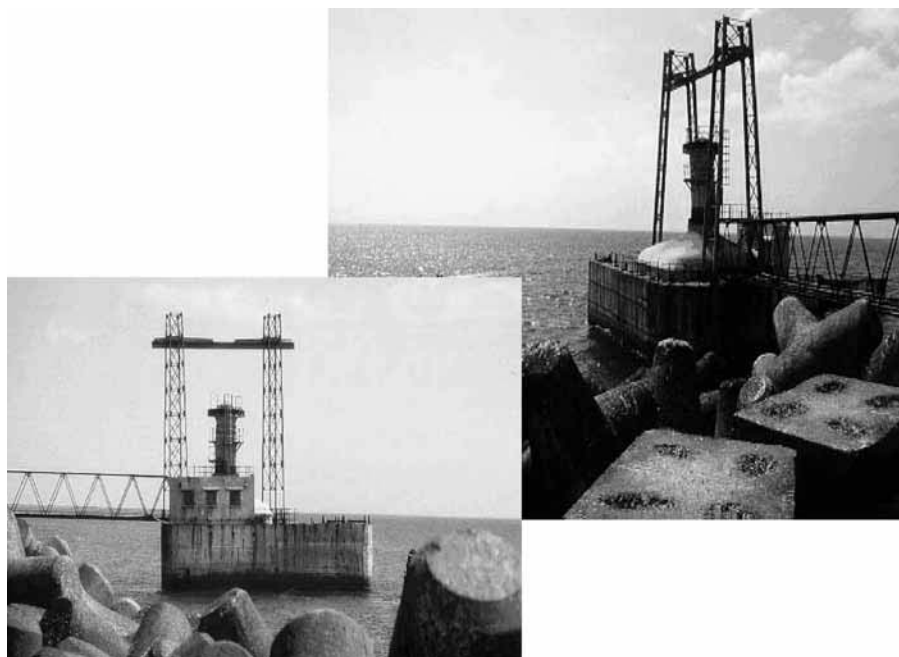


Figura 11.39. OWC en Trivandrum (India) (fuentes: Universidad de Leipzig y VizhinjamPort.org).

Investigación y Tecnología Aplicada, ART (ART, son las siglas en inglés de Applied Research Technology) ha desarrollado un sistema piloto de OWC en acero, que han denominado OSPREY. El aparato, con una potencia nominal de 2 MW, se ha diseñado para que sea instalado cerca de la costa, sujeto al fondo del mar. En la Figura 11.41 se muestran unos esquemas de funcionamiento del dispositivo y, así mismo, se pueden contemplar imágenes del aparato construido.

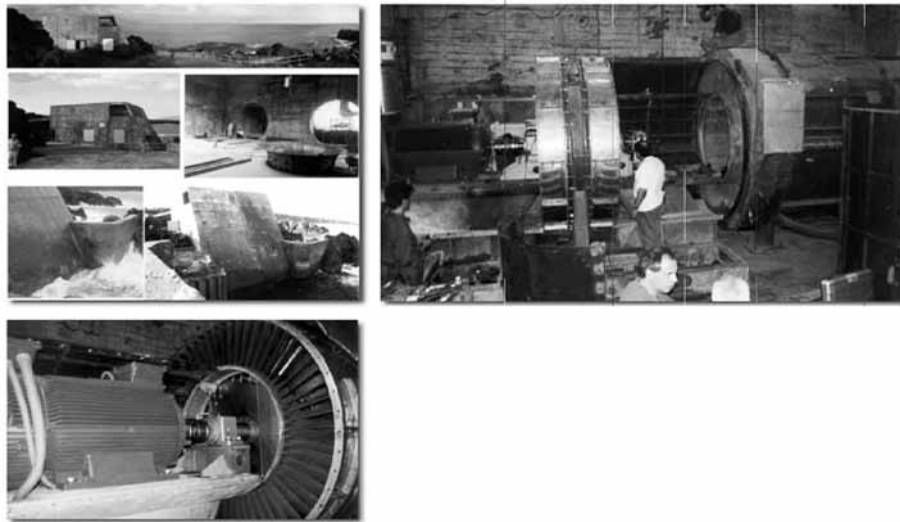


Figura 11.40. OWC en Pico (Las Azores-Portugal) (fuente: www.pico-owc.net).

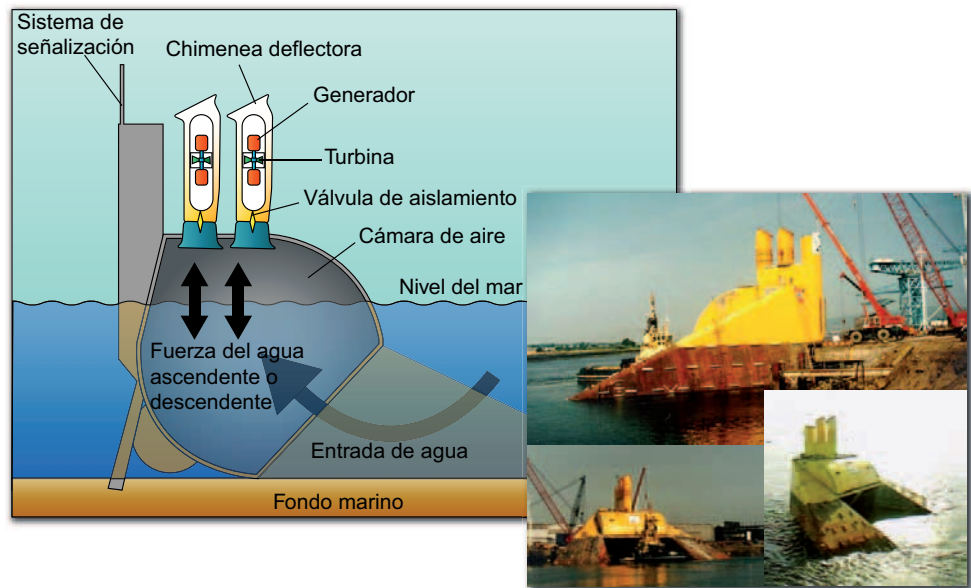


Figura 11.41. OWC de OSPREY (fuente de fotos: Universidad de Leipzig).

- *Los alerones oscilantes*

La energía contenida en las olas puede crear un movimiento de oscilación, por lo que se han diseñado dispositivos de estructura fija para aprovechar dicho movimiento. El dispositivo más conocido de este tipo es el denominado **Pendulor** (Figura 11.42). Los dispositivos **Pendulor**, instalados en Muroran (Japón), en 1983, y en Mashike (Japón), en 1985, disponen de una potencia instalada de 5 kW cada uno, y básicamente consisten en una puerta articulada

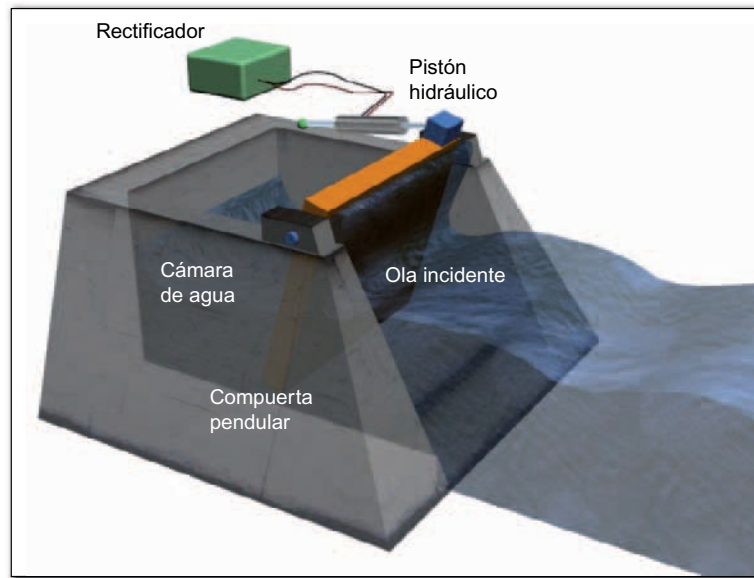


Figura 11.42. Esquema de un dispositivo tipo pendulor.

en su parte superior y que se encuentra conectada con un cilindro hidráulico. La energía de las olas se extrae cuando éstas mueven la puerta y ésta, a su vez, acciona al cilindro hidráulico. El Instituto Tecnológico de Muroran (Japón) está desarrollando un dispositivo de este tipo, con una potencia de 150 kW, para instalar en Yagishiri (Japón).

- *Los canales ahusados*

Estos dispositivos usan y amplifican la altura de una ola con el propósito de crear una altura de agua que pueda ser usada para accionar una turbina convencional de baja altura. Los aparatos de este tipo se sitúan en la línea de costa y cuentan con una estructura construida en un canal que concentra las olas, conduciéndolas a un depósito elevado (Figura 11.43). El flujo de agua que sale de este depósito se usa para generar electricidad, usando tecnologías hidroeléctricas estándar.

Un sistema de este tipo, llamado **tapchan**, fue construido en Toftestallen, una pequeña isla de Noruega, en 1985 (Figura 11.44). La tecnología es relativamente simple pero los costos de construcción son elevados.

El prototipo cuenta con un canal de 10 metros de alto (7 metros debajo del mar y 3 metros por encima) y 170 metros de longitud. Con este sistema la energía cinética de las olas se transforma en energía potencial, que posteriormente se convierte en electricidad al permitir que el agua del depósito vuelva al mar a través de una turbina Kaplan. La potencia mecánica de rotación de la turbina se utiliza para accionar un generador de inducción de 350 kW de potencia nominal, el cual inyecta la energía eléctrica generada en la red eléctrica de la isla.

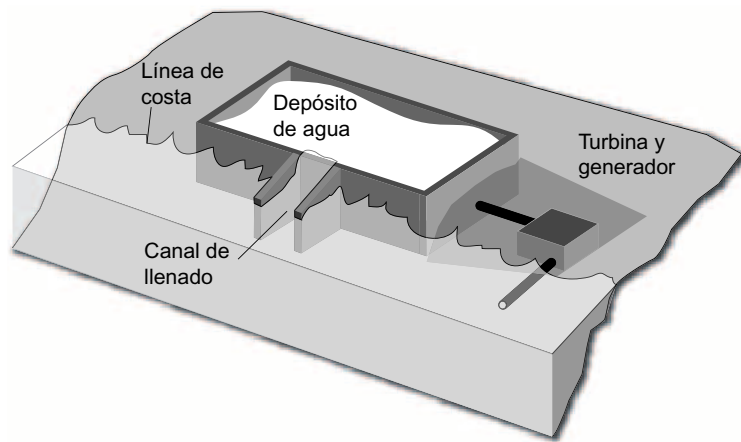


Figura 11.43. Esquema de un dispositivo tipo tapchan

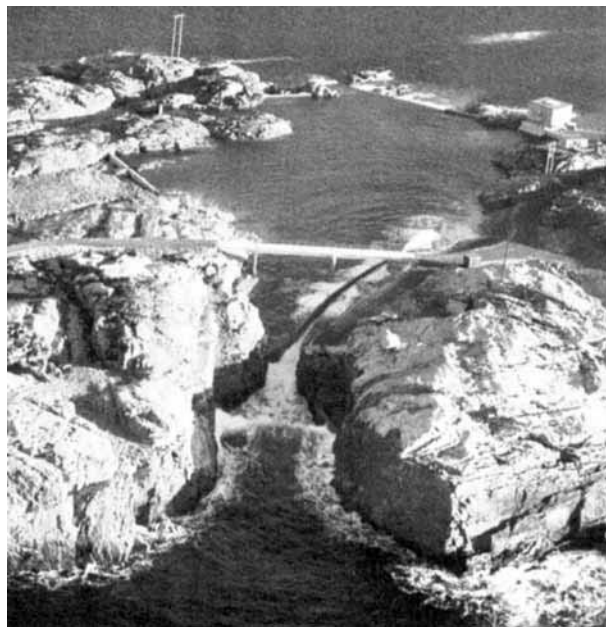


Figura 11.44. Foto de tapchan en Toftestallen (fuente: University of Leipzig).

Sistemas de este tipo están siendo considerados para ser instalados en Tasmania (Australia) y en las islas Shetland (Reino Unido).

Los tres tipos de dispositivos analizados en este apartado pueden ser utilizados fuera de la costa siempre que ellos puedan ser atados para que permanezcan relativamente estacionarios respecto de las olas. Sin embargo, la mayoría de los dispositivos de fuera de costa intentan explotar los movimientos de las olas de forma diferente.

11.5.2.2. Dispositivos ubicados fuera de la costa

Los dispositivos de estructura flotante oscilan con las olas y necesitan disponer de un armazón estable de referencia para que las partes activas del aparato se puedan mover respecto de la estructura principal. Esto se puede lograr aprovechando la inercia, o haciendo la estructura suficientemente grande para que se apoye en varias crestas de olas y pueda permanecer razonablemente estable en la mayoría de los estados de la mar.

Son, fundamentalmente, aparatos flotantes que se mantienen en su lugar con ayuda de diferentes sistemas de amarre. En general, estos aparatos están menos desarrollados que las columnas oscilantes de agua. Existen diversos diseños, algunos de los cuales se encuentran actualmente en fase de desarrollo y comercialización. A continuación se describen algunos de ellos.

- *Mighty Whale (Poderosa Ballena)*

El dispositivo denominado **Mighty Whale (Poderosa Ballena)** (Mighty Whale) (Figura 11.45), constituye el aparato flotante, basado en el fenómeno de las columnas oscilantes de agua, más grande del mundo, y fue botado en julio de 1988 por el Centro de Ciencia y Tecnología Marina de Japón. Este prototipo, que se amarra en el fondo del mar opuesto a la dirección predominante de las olas (Figura 11.46), tiene un desplazamiento de 4.400 toneladas y mide 50 metros de largo por 30 metros de ancho. El Mighty Whale tiene tres cámaras de aire que convierten la energía de las olas en energía neumática.



Figura 11.45. Foto del dispositivo Mighty Whale de JAMSTEC (fuente: www.rise.org).

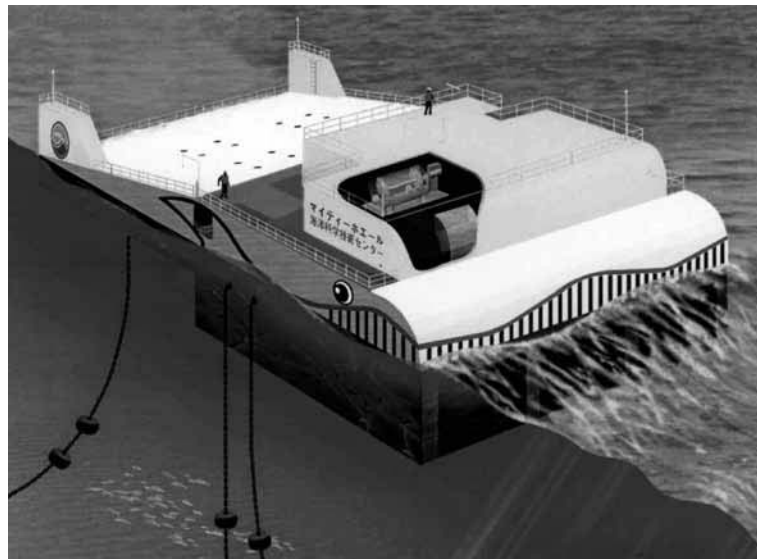


Figura 11.46. Dibujos de Mighty Whale (fuente: www.jamstec.go.jp).

La acción de las olas origina que el nivel de agua interna en cada cámara suba y baje, forzando un flujo bidireccional de aire sobre cada una de las tres turbinas (Figura 11.47), cada una de las cuales mueve un generador, de diferente potencia nominal (50 kW, 10 kW y 30 kW), produciendo electricidad. La electricidad obtenida es suministrada a áreas costeras cercanas. El almacenamiento en baterías asegura que se pueda disponer de electricidad incluso durante períodos de reducida actividad de las olas. Se pretende que una fila de estos aparatos pueda ser usada para proporcionar energía a piscifactorías ubicadas en aguas en calma detrás del aparato, y para la aireación/purificación de agua de mar.



Figura 11.47. Turbinas de Mighty Whale (fuente: University of Leipzig).

Este dispositivo ha estado operando a 1,5 km de la bahía de Gokasho (océano Pacífico), sujeto al fondo del mar (aproximadamente a una profundidad de 40 metros) con seis cables.

- *Wave Dragon (Dragón de olas)*

El denominado **Dragón de olas** (The Wave Dragon) (Figura 11.48), es un dispositivo flotante que utiliza el mismo principio que los denominados canales ahusados (tapchan),



Figura 11.48. Imágenes del Dragón de Olas (fuente: Wave Dragon).

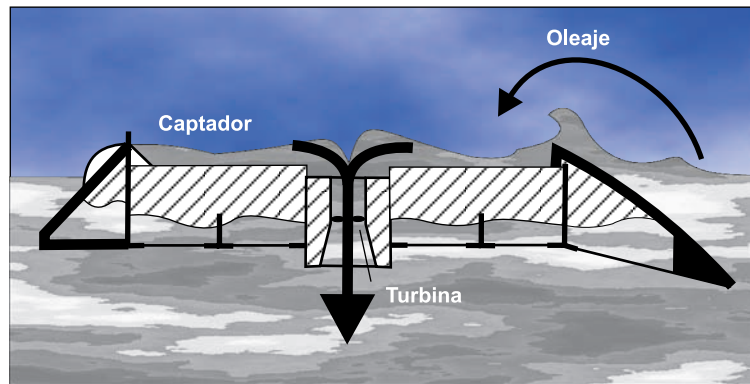


Figura 11.49. Esquema conceptual del funcionamiento del Dragón de Olas.

pero que usa un par de reflectores curvos (de un diseño patentado) para recoger las olas y subirlas por una rampa a un depósito donde el agua es liberada a una turbina situada en la parte inferior (Figura 11.49). Un modelo a pequeña escala ya ha sido ensayado y el modelo a escala 1:1, que se estima tendrá una generación pico de 4 MW, dispondrá de unos brazos reflectores de 227 metros.

- *WavePlane (Plano de olas)*

El invento danés denominado WavePlane (**plano de olas**) (Figura 11.50) es un dispositivo flotante que se ancla al fondo del mar y aprovecha la energía cinética y potencial de las olas.

El aparato es una estructura en forma de cuña, con canales (Figura 22.51) que recogen las olas en un depósito que tiene forma espiral. La salida del depósito está conectada a un extremo de un conducto de inercia. En el otro extremo el tubo de inercia tiene conectada una turbina axial. La forma del depósito hace que el agua produzca un vórtice en el tubo inercial.

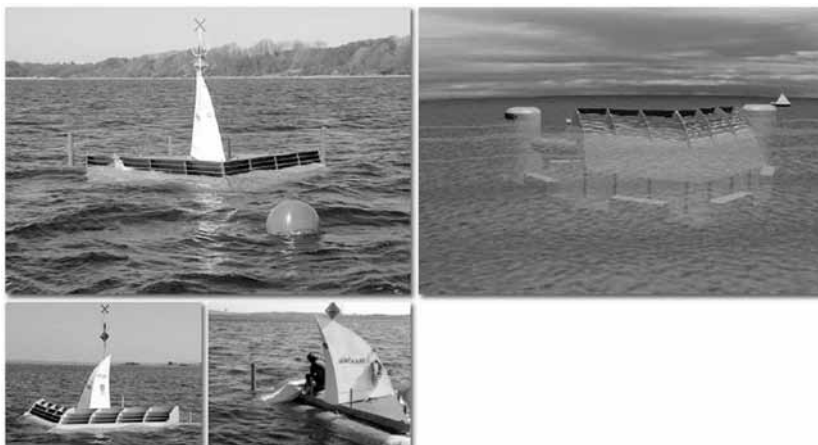


Figura 11.50. Fotos y dibujo del WavePlane (fuente: WavePlane.com).



Figura 11.51. Foto de canales de captación de olas (fuente: WavePlane.com).

La parte de la ola que entra en el depósito será «cortada» en un número de rebanadas horizontales (Figura 11.52). La ola es de ese modo dividida en secciones con diferente cantidad de energía cinética y potencial. La parte más baja de la ola que es capturada tiene más energía cinética y la parte más alta cuenta con más energía potencial. La energía cinética tiene «que ser cogida al vuelo», la energía potencial puede ser almacenada y usada cuando sea conveniente. Esta diferencia es usada por el WavePlane para proporcionar suministro constante de agua al «conducto de inercia» durante todo el período de la ola. Los depósitos más altos tienen mayor capacidad de almacenamiento que los más bajos. El agua que entra en los depósitos inferiores fluye directamente al conducto de inercia. Parte del agua que fluye por los depósitos superiores se almacena y solo se usa cuando la cresta de la ola ha pasado el aparato.

Todos los depósitos se van estrechando según se acercan al «conducto de inercia». De ese modo el agua se comprime y, como resultado, la velocidad se incrementa (principio de Bernoulli). Como la energía cinética varía con el cuadrado de la velocidad del agua, un pequeño incremento de la velocidad proporciona un relativamente importante incremento de la energía cinética.

Toda el agua que pasa por los depósitos del WavePlane se comprimirá dentro del conducto de inercia, de ese modo el agua toma un movimiento de remolino. La rotación de este

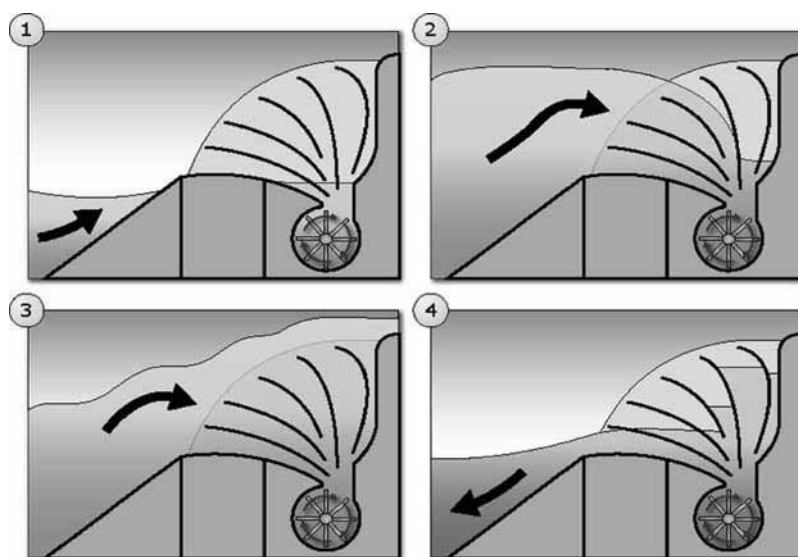


Figura 11.52. Esquema conceptual de la captación y almacenamiento de la ola WavePlane.

remolino es tan fuerte que continua durante el período de dos o tres faltas de olas. Incluso, aunque el agua entrante al WavePlane sea un pulso irregular, la conversión del flujo a través del conducto de inercia lo transforma en un flujo en rotación uniforme.

- *Pelamis*

El dispositivo denominado **Pelamis** (Figura 11.53) está compuesto por una serie de segmentos cilíndricos conectados por uniones articuladas. El dispositivo pertenece al grupo de dispositivos denominados **atenuadores**, ya que su eje principal es paralelo a la dirección en que se mueve la ola, es decir, perpendicular al frente de olas. En este aparato los segmen-



Figura 11.53. Fotos y esquema del dispositivo pelamis (fuente: Ocean Power Delivery Ltd).

tos cilíndricos se mueven unos respecto a otros cuando las olas recorren, por debajo, la longitud del dispositivo. Entonces, émbolos hidráulicos situados en las uniones bombean aceite para accionar un motor hidráulico que se acopla a un generador eléctrico. La electricidad generada en cada articulación se transmite a la costa por un cable submarino común. El dispositivo mide aproximadamente 130 m de longitud y 3,5 m de diámetro. El dispositivo de mayor tamaño que se piensa construir tendrá una potencia nominal eléctrica de 0,75 MW.

Este dispositivo es una versión más moderna del dispositivo conocido como balsa de Cockerell (Figura 11.27).

- *Archimedes*

Archimedes Wave Swing (AWS) es una compañía que ha desarrollado un sistema totalmente sumergido (Figura 11.54), que extrae energía de las olas aprovechando el movimiento de subida y bajada de las mismas (Figura 11.55).

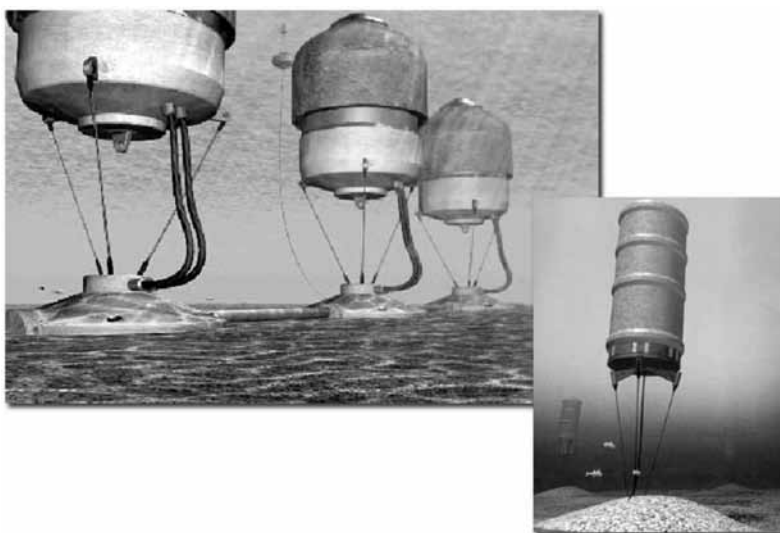


Figura 11.54. Dibujo del Archimedes Wave Swing (AWS) (fuente: www.wave-energy.net).

En este sistema, la energía de las olas produce un movimiento relativo lineal, de arriba a bajo, entre dos cilindros. El cilindro inferior se fija al fondo del mar mientras el cilindro superior, también llamado flotador, se mueve arriba y abajo accionado por las olas. Simultáneamente, imanes unidos al cilindro superior, se mueven a lo largo de una bobina para generar electricidad. Un prototipo de 2 MW se ha instalado en las costas de Portugal (Figura 11.56).

- *Wave Star (Estrella de las olas)*

El Wave Star es una plataforma desarrollada por la empresa Wave Star Energy que contiene 40 flotadores de forma semiesférica ubicados 20 a cada lado de la plataforma (Figura 11.57).

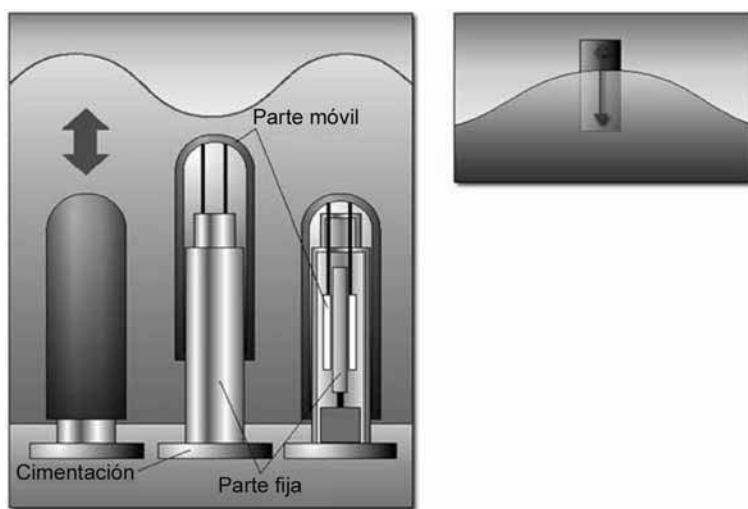


Figura 11.55. Esquema conceptual de operación del Archimedes Wave Swing (AWS).



Figura 11.56. Foto del AWS instalado en Portugal (fuente: Archimedes Wave Swing).

La máquina es un dispositivo atenuador, es decir, no forma una barrera contra las olas, con el propósito de capturar toda su energía. De esta forma las olas corren a lo largo de la máquina, y su energía es explotada en un proceso continuo.

Los flotadores se posicionan en la base de su propio cilindro oleo-hidráulico. Cuando un flotador es elevado por la acción de las olas, el cilindro presiona el aceite en el sistema común de transmisión con una presión superior a 200 bares. La presión acciona un motor oleo-hidráulico, el cual está conectado a un generador, que produce electricidad.

Como la máquina tiene diversas longitudes de onda, los flotadores trabajan continuamente capturando la energía de las olas.



Figura 11.57. Fotos de la máquina Wave Star (fuente: Wave Star Energy).

- *PowerBuoy*

PowerBuoy (Figura 11.58) es un dispositivo desarrollado por la empresa Ocean Power Technologies para capturar y convertir la energía de las olas en electricidad.

La subida y bajada de las olas fuera de la costa da lugar a que la boya se mueva libremente arriba y abajo. Este movimiento se convierte mediante un sofisticado sistema de potencia para accionar un generador. La energía generada es transportada a la costa mediante un cable submarino.



Figura 11.58. Fotos de la boya PowerBuoy (fuente: Ocean Power Technologies).

Los sensores de PowerBuoy monitorizan continuamente el funcionamiento de los distintos subsistemas y también de las condiciones ambientales. Los datos se transmiten a tierra en tiempo real.

Cuando se aproximan olas muy grandes, el sistema automáticamente se bloquea y cesa de producir energía. Cuando la altura de las olas vuelve a su condición normal, el sistema se desbloquea y comienza a producir energía y transmitirla a tierra. Un parque (Figura 11.59) de 10 MW ocuparía aproximadamente 0,125 km² de espacio en el océano.



Figura 11.59. Imagen de un parque de boyas (fuente: Ocean Power Technologies).

11.6. Costes del uso de la energía de las olas

La explotación de la energía del oleaje, como ocurre con muchas otras tecnologías renovables, precisa de altos costes de inversión. Los altos costes de capital se deben a la necesidad de construir grandes estructuras para captar una cantidad significativa de energía. Por otro lado, los costes de operación son relativamente bajos en los dispositivos costeros (bastantes más altos en los aparatos alejados de la costa), ya que no existen costes de combustibles, y los costes de operación, reparación y mantenimiento anuales solo representan entre un 3 a un 8 por ciento de los costes de inversión. Sin embargo, habrá costes de seguros que podrán ser altos en los primeros años, cuando la experiencia en la tecnología sea limitada. La tecnología de la energía del oleaje, como ocurre con la mayoría de las otras tecnologías renovables, solo es rentable si los costos de capital por kW instalado es menor de 1.600 euros.

Una consecuencia de los altos costes de capital es que se obtienen altos períodos de *payback*.

El coste de la energía obtenida con los aparatos captadores de la energía de las olas es altamente dependiente del interés. Se estima que los aparatos instalados en la costa tengan un coste de la unidad energética generada entre 0,09 €/kWh y 0,14 €/kWh. Los costes de los aparatos instalados fuera de la costa presentan una mayor dispersión, pero se estima que se encuentren en el rango comprendido entre 0,18 €/kWh y 0,49 €/kWh. Esta claro que estos costes variarán de un país a otro, e incluso dentro de un mismo país, dependiendo del potencial del oleaje. La viabilidad económica de la explotación de la energía del oleaje será por tanto diferente de un sitio a otro. Se está observando que los costos de la electricidad obtenida con aparatos captadores de la energía del oleaje, y en particular los OWC ubicados

en la línea de costa, se están aproximando cada vez más a los costes de la electricidad obtenida mediante el empleo de plantas convencionales de carbón. En la Figura 11.60, donde se muestra la evolución prevista del coste de la energía producida, puede observarse la tendencia decreciente de los costes, en función del lugar de instalación, los cuales se han determinado considerando un coste de oportunidad del 8%.

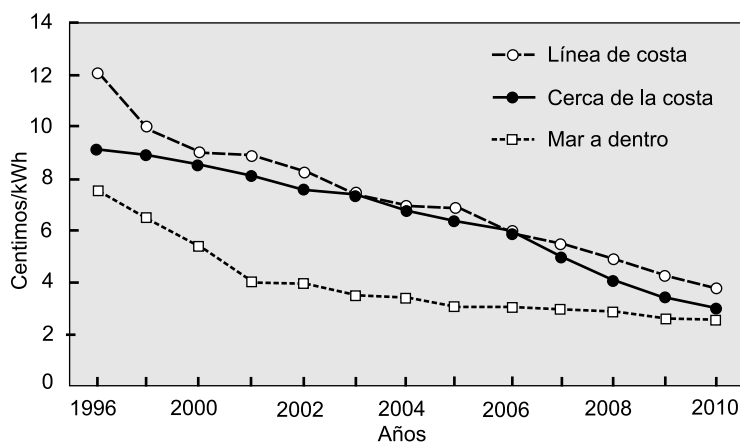


Figura 11.60. Evolución prevista del coste de la energía producida.

11.7. Impacto ambiental al utilizar la energía de las olas

Los sistemas de aprovechamiento de la energía de las olas deben de resolver una serie de problemas antes de que sean ampliamente usados. De todas formas, hay que señalar que muchos de ellos solo afectan a lo dispositivos ubicados en las costa.

Entre los posibles impactos negativos pueden señalarse los siguientes:

- **Impacto visual.** El impacto visual depende del tipo de aparato y de su distancia de la línea de costa. En general, un sistema de boya flotante o una plataforma situada mar a dentro o un sistema sumergido, probablemente no presente mucho impacto visual. Cuando un área depende del turismo, la obstrucción visual es crítica.
- **Ruido.** Los sistemas de conversión de la energía de las olas producen ruido, aunque los niveles suelen ser menores que los ruidos de un barco. Cuando operan a plena carga, no se espera que sean más ruidosos que el viento o las olas, además, estos sistemas pueden ser contruidos con un buen material aislador de ruidos.

El ruido generado puede viajar largas distancias debajo del agua y pueden afectar a ciertos animales, tales como las ballenas, las focas, etc. Se precisan más investigaciones para determinar si existen impactos en la vida de los mamíferos debido al ruido de estos aparatos.

- **Molestias y destrucción de la vida marina.** Los aparatos de captación de la energía de las olas pueden tener una variedad de efectos en el comportamiento del oleaje. Esto podría influir en las áreas de línea de costa y en las plantas y animales que viven en

ella. Los sistemas ubicados en tierra requieren importantes modificaciones que afectan al impacto ambiental. Los impactos potenciales incluyen las molestias o destrucción de vida marina (incluyendo cambios en la distribución y tipos de vida marina cerca de la costa). La instalación de las estructuras soporte y colocación de cables pueden interrumpir temporalmente la vida marina. Sin embargo, la ecología, probablemente, se recuperará.

Los efectos de los aparatos alejados de la costa, probablemente, son pequeños (aunque grandes aparatos podrían tener efectos notables).

Al absorber la energía de las olas, estos aparatos crean aguas en calma a su abrigo produciendo áreas válidas para actividades marinas, comerciales o recreativas.

Las estructuras marinas en el océano proporcionan superficies apropiadas para que se desarrollen variedad de algas e invertebrados, que podrán colonizar los dispositivos. Por tanto, desde el punto de vista de la conservación de estos dispositivos, es necesario tomar medidas correctoras (inyección directa de bióxidos, utilización de productos antiincrustaciones, chorros a presión que desprendan a estos organismos de la estructuras, etc.) que eviten la destrucción de los mismos.

Sin embargo, a menos que sean adecuadamente aplicados, estas medidas antiincrustaciones pueden tener un impacto adverso sobre la vida marina.

- Erosión de la costa. Los dispositivos de captación de la energía de las olas concentran la energía de estas en un área antes de su captación (Por ejemplo, los sistemas denominados *tapchan*). Estos tipos de aparatos concentradores pueden originar un incremento de la erosión de la costa. Una reducción de la acción del oleaje en zonas de la línea de costa puede incrementar el depósito de sedimentos.
- Conflictos con la navegación. Una vez instalados, los sistemas de captación de la energía del oleaje podrían ser un peligroso obstáculo para cualquier embarcación que no pueda verlos o detectarlos por radar. Para la mayoría de los aparatos, esto podría superarse con técnicas convencionales (por ejemplo, luces, pinturas, reflectores, etc.).
- Interferencia con la pesca comercial y deportiva.
- Interferencia con otras actividades recreativas. Los sistemas de captación de la energía de las olas, si no están adecuadamente situados, pueden interferir con otros usos de las áreas de costa tales como *surfing*, paseos en barco, y usos de la playa.

Por otro lado esta fuente de energía presenta una serie de ventajas, entre las que se pueden señalar:

- Se trata de un recurso renovable y sostenible.
- Es un recurso abundante.
- Se reduce la dependencia de los combustibles fósiles.
- No contamina.
- Es relativamente predecible.
- Es relativamente consistente (más que la mayoría de las fuentes renovables)
- Es modular.
- Elevada flexibilidad para su instalación (en tierra, cerca de la costa, mar adentro).

- Se trata de una energía muy concentrada.
- Disipa la energía de las olas/protege la línea de costa.
- La economía local se desarrolla.
- Tiene múltiples aplicaciones (generación de electricidad, producción de hidrógeno por electrólisis, desalinización de agua por osmosis inversa, etc.).

11.8. Situación actual de la explotación de la energía de las olas

En la última década ha sido significativa la eficiencia, fiabilidad y rentabilidad de los sistemas de generación ubicados en la costa y fuera de ella. Los avances en la tecnología de plataformas marinas de extracción de petróleo y gas, y, particularmente, en el sector submarino, han eliminado muchas de las barreras técnicas de los primeros sistemas desarrollados entre los años 1974-84. Aparatos piloto están ahora produciendo electricidad, tanto de forma aislada como conectada a la red, en muchos lugares del mundo.

De forma similar a lo que ocurrió con los primeros desarrollos de la tecnología eólica, la tecnología de aprovechamiento de la energía del oleaje está comenzando a ver incrementado el nivel de inversión privada en el sector.

Actualmente, alrededor de dieciséis captadores de la energía de las olas se han instalado en el mundo. Esto sugiere que se dispone de eficiente tecnología para generación, aunque todavía es necesario seguir investigando. Por ejemplo, se necesitan más desarrollos en el área de los aparatos que se instalen en condiciones extremas de olas.

Hasta ahora, la mayoría de los aparatos captadores, con independencia de la ubicación, utilizan el movimiento de las olas para directa o indirectamente accionar una turbina de columna oscilante de agua (OWC). Las potencias nominales máximas instaladas no superan los 2 MW. Sin embargo, continuamente se están diseñando y ensayando nuevos dispositivos que en el futuro podrán instalarse en tierra firme, o fuera de la costa, para convertir, mediante parques de captadores (Figura 11.61), una importante cantidad de la energía de las olas en electricidad, hidrógeno o agua potable.

Entre los países de Europa involucrados en la explotación de este tipo de fuente energética pueden señalarse: Dinamarca, Irlanda, Noruega, Portugal, Suecia y Reino Unido. Sin embargo, países tales como Bélgica, Finlandia, Francia, Alemania, Grecia, Italia, Países Bajos y España se han centrado en otras fuentes de energía y no han explotado, hasta ahora, de forma significativa este tipo de fuente energética.

Fuera de Europa diversos países, tales como Australia, Canadá, China, India, Indonesia, Irán, Israel, Japón, Corea, México, Rusia, Sri-Lanka, Estados Unidos y algunos otros, han llevado a cabo investigaciones y desarrollos en la energía de las olas. Los expertos siguen recomendando a los países costeros que estudien la posibilidad de incluir proyectos de investigación en este campo, capaces de paliar de alguna forma sus necesidades energéticas locales.

Debido a las pequeñas potencias nominales de los dispositivos desarrollados, si se suma la potencia actualmente instalada y prevista de instalar en prototipos, a corto y mediano plazo, no se superarían los 20 MW.

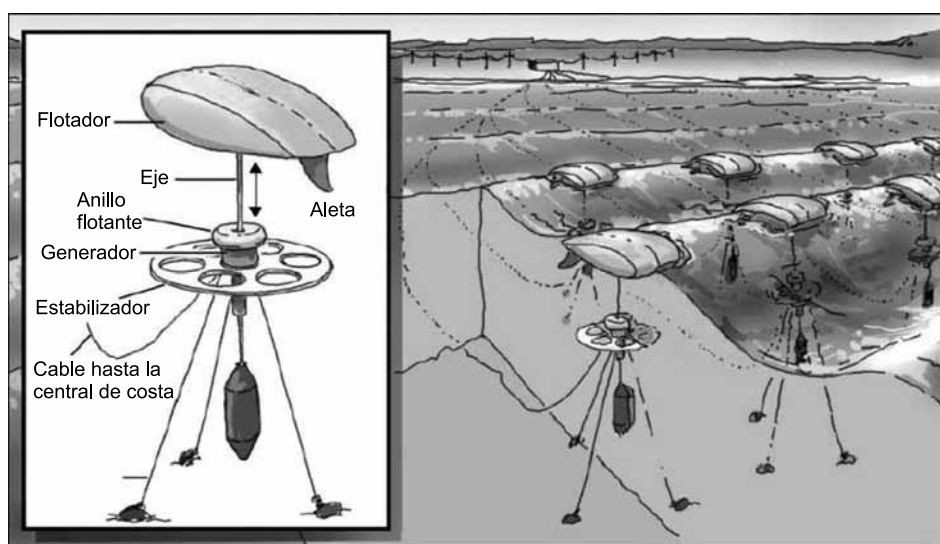


Figura 11.61. Parque de dispositivos captadores de la energía de las olas.

En España, una empresa ha diseñado y desarrollado un prototipo de central eléctrica flotante para extraer la energía procedente de las olas. En lugar de transportar la electricidad producida en la central mediante un cable submarino hasta una receptora ubicada en tierra, el proyecto prevé la conversión de toda la energía en hidrógeno mediante electrólisis. A continuación, el hidrógeno será desplazado hasta los lugares donde estén emplazados los productores de electricidad que introducen la energía en la red de distribución pública. Para superar las dificultades que podrían originarse durante los fuertes temporales marítimos, la central española dispone de un sistema para sumergirse de manera controlada en el fondo del mar, volviendo a su posición habitual cuando mejoren las condiciones climáticas.

11.9. Conclusiones

En este capítulo se han expuesto nociones básicas sobre el origen y potencial de la energía del oleaje.

Asimismo, se han descrito las tecnologías actuales para el aprovechamiento de la energía de las olas, tanto las apropiadas para ser instaladas en la costa, como las más idóneas para ser utilizadas mar a dentro.

Se ha realizado un breve resumen respecto de los antecedentes del aprovechamiento de este tipo de energía.

Se ha indicado el obstáculo que supone los altos costes de inversión de los sistemas de aprovechamiento de la energía de las olas y la tendencia a disminuir que están presentando los costos de la electricidad obtenida con aparatos captadores de la energía del oleaje. Asimismo, se han indicado los efectos positivos y negativos que estas instalaciones pueden tener sobre el medioambiente.

Por último, se ha indicado la situación actual y las perspectivas de futuro de esta fuente energética renovable.

En la bibliografía específica sobre energía de las olas que se incluye pueden ampliarse los conocimientos adquiridos en este capítulo.

11.10. Bibliografía

McCormick, M. E. *Ocean Wave Energy Conversion*. Ed. Dover Publications, 2007.

Cruz, J. *Ocean Wave Energy: Current Status and Future Perspectives*. Ed. Springer, 2008.

Brooke, J. *Wave Energy Conversion*. Ed. Elsevier Science, 2003.

Clément, A. et al. «Wave energy in Europe: current status and perspectives», *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2002; 6: 405-431.

Ross, D. *Power from the waves*. Ed. Oxford University Press, 1995.

11.11. Evaluación

11.11.1. Ejercicios teóricos

1. Señalar la respuesta correcta:

- A) Las olas son consecuencia de la radiación solar, la cual es la causante del viento que las origina.
- B) Las olas son consecuencia de las diferencias de salinidad de las aguas.
- C) Las olas se originan como consecuencia de las diferencias de temperatura que existen entre las aguas de los océanos.
- D) Las olas son consecuencia de las fuerzas de atracción gravitacional que la Luna y el Sol ejercen sobre la Tierra.

Solución: La respuesta A) es la CORRECTA. Las olas del mar son un derivado terciario de la energía solar, ya que el viento se origina como consecuencia del desigual calentamiento que el sol produce en la superficie terrestre, y el viento, al actuar sobre el agua del mar le transmite energía y la pone en movimiento, produciendo ondulaciones en las capas superficiales que constituyen el oleaje.

2. Señala la respuesta correcta:

- A) Las olas situadas dentro o cerca de las áreas donde fueron generadas se denominan de **marejada de fondo**.
- B) Existe un alcance y duración mínima, para una velocidad de viento dada, en que la energía que adquiere el océano se equilibra con la energía que pierde, básicamente por rotura de la cresta de la ola, obteniéndose lo que se denomina un **océano en completo desarrollo**.
- C) Una vez que las olas se alejan del área de generación, sus crestas son más lisas y menos caóticas. Estas olas se dispersan sobre la superficie oceánica con gran pérdida de energía, ya que pierden altura, fundamentalmente por dispersión longitudinal.
- D) La velocidad de las olas en aguas poco profundas depende de la profundidad, por tanto, la porción de la ola que está viajando sumergida viaja más lentamente.

Solución: La respuesta B) es CORRECTA. Las olas no crecen indefinidamente aunque aumente el alcance o tiempo de sople el viento, sino que la altura de las mismas alcanza un equilibrio. A este oleaje bajo la acción del viento es lo que se llama **mar de viento**.

3. ¿Qué es la reflexión de las olas?

- A) Consiste en la dispersión de la energía del oleaje a sotavento de una barrera, el cual permite la aparición de pequeños sistemas de olas en aguas protegidas por un obstáculo.
- B) Es el comportamiento de las olas al cambiar gradualmente su velocidad de propagación y su dirección conforme se aproximan a la costa.
- C) Se produce cuando la ola choca contra un obstáculo o barrera vertical.
- D) Es la propagación libre de la ola en el océano abierto, a grandes profundidades.

Solución: La respuesta C) es CORRECTA. La ola se refleja con muy poca pérdida de energía. Si el tren de ondas es regular, la suma de las ondas incidente y reflejada origina una ola estacionaria, en la que se anulan mutuamente los movimientos horizontales de las partículas debidas a las ondas incidentes y reflejadas, permaneciendo solo el movimiento vertical de altura doble y, por lo tanto, de energía doble a la incidente. La resultante será la superposición de las dos olas, incidente y reflejada.

4. ¿Cuándo los dispositivos de captación de la energía de las olas se definen como **terminadores**?

- A) Cuando son largos y su eje principal es paralelo a al frente de olas.
- B) Cuando son dispositivos aislados de dimensiones reducidas que aprovechan la concentración y convergencia del oleaje.
- C) Cuando son largos y su eje principal es paralelo a la dirección del movimiento de las olas, es decir, perpendicular al frente olas y que extraen la energía de forma progresiva.
- D) Cuando se sitúan fijos en la costa, donde termina la ola.

Solución: La respuesta C) es CORRECTA. Cuando son largos y su eje principal es paralelo a al frente de olas, es decir, perpendicular a la dirección en que las olas se mueven y que extraen la energía de las mismas de una sola vez.

5. Señalar la respuesta correcta:

- A) Los denominados dispositivos OWC (columnas oscilantes de agua) solo se ubican en tierra y utilizan turbinas Wells.
- B) No todos los dispositivos OWC deben emplear turbinas Wells, sino que pueden utilizar turbinas convencionales que operan en un único sentido.
- C) Los dispositivos tipo pendulor son tipo flotantes y se suelen utilizar en alta mar.
- D) Todos los dispositivos flotantes que se han propuesto tienen como finalidad la producción de electricidad.

Solución: La respuesta B) es la CORRECTA. No todos los dispositivos de columna oscilante de agua diseñados requieren emplear turbinas Wells. Por ejemplo, el Laboratorio Nacional de Ingeniería del Reino Unido, cuyas siglas en inglés son N.E.L. (UK National Engineering Laboratory), propuso la utilización de un sistema de válvulas y una turbina convencional que opere en un solo sentido de circulación del aire.

6. Señalar la respuesta incorrecta:

- A) Todo tipo de oscilación en la superficie de agua que sea periódica se le denomina ola.
- B) Las olas de los océanos son originadas por diversas causas. Entre estas causas se pueden señalar el viento, las fuerzas de atracción gravitacional que ejercen la Luna y el Sol sobre las masas oceánicas, los maremotos, las tormentas, etc.
- C) Sin embargo, de todas ellas, el viento constituye el agente que genera las olas más comunes y de mayor densidad energética.

- D) Sin embargo, de todas ellas, las fuerzas de atracción gravitacional que ejercen la Luna y el Sol sobre las masas oceánicas constituye el agente que genera las olas más comunes y de mayor densidad energética.

Solución: La respuesta D) es la INCORRECTA. Todo tipo de oscilación en la superficie de agua que sea periódica se le denomina ola. Las olas de los océanos son originadas por diversas causas. Entre estas causas se pueden señalar el viento, las fuerzas de atracción gravitacional que ejercen la Luna y el Sol sobre las masas oceánicas, los maremotos, las tormentas, etc. Sin embargo, de todas ellas, el viento constituye el agente que genera las olas más comunes y de mayor densidad energética.

7. El tamaño de las olas generadas por un campo de viento depende de tres factores. Señalar la respuesta incorrecta:
- A) La velocidad del viento.
 - B) El tiempo durante el cual éste está soplando.
 - C) La temperatura, la densidad del agua y el relieve y la profundidad de la zona afectada por el viento.
 - D) La distancia o alcance sobre la cual la energía del viento se transfiere al océano para formar las olas.

Solución: La respuesta C) es la INCORRECTA. El tamaño de las olas generadas por un campo de viento depende de tres factores: La velocidad del viento; el tiempo durante el cual éste está soplando, y la distancia o alcance sobre la cual la energía del viento se transfiere al océano para formar las olas.

8. Las corrientes de resaca se forman:
- A) En las playas con pendiente, al regresar el agua al mar, a veces con gran velocidad, después que las olas hayan roto y ascendido por dicha pendiente.
 - B) Cuando las olas llegan a la costa y chocan contra un obstáculo o barrera vertical.
 - C) Si el tren de ondas es regular, la suma de las ondas incidente y reflejada origina una ola estacionaria, en la que se anulan mutuamente los movimientos horizontales de las partículas debidas a las ondas incidentes y reflejadas, permaneciendo solo el movimiento vertical de altura doble.
 - D) Como la resultante de la superposición de las olas de entrada y salida.

Solución: La respuesta A) es la CORRECTA. Las corrientes de resaca se forman en las playas con pendiente, al regresar el agua al mar, a veces con gran velocidad, después que las olas hayan roto y ascendido por dicha pendiente.

9. La energía que una ola adquiere depende, básicamente, de:
- A) La intensidad del viento que sopla sobre la superficie del océano y del tiempo en que el viento está soplando.
 - B) Del tiempo en que el viento está soplando y del alcance o superficie sobre la cual sopla el mismo.
 - C) La intensidad del viento que sopla sobre la superficie del océano, del tiempo en que el viento está soplando y del alcance o superficie sobre la cual sopla el mismo.
 - D) La intensidad del viento que sopla sobre la superficie del océano y del alcance o superficie sobre la cual sopla el mismo.

Solución: La respuesta C) es la CORRECTA. La energía que una ola adquiere depende, básicamente, de: la intensidad del viento que sopla sobre la superficie del océano, del tiempo en que el viento está soplando y del alcance o superficie sobre la cual sopla el mismo.

10. A la hora de decidir cuánto debe introducirse, debajo de la superficie del mar, un dispositivo de captación de energía del oleaje, ha de tenerse presente que:
- A) El 95% de la energía de una ola se encuentra entre la franja comprendida entre la superficie y una profundidad de la mitad de la longitud de onda L .
 - B) El 85% de la energía de una ola se encuentra entre la franja comprendida entre la superficie y una profundidad de un cuarto de la longitud de onda L .
 - C) El 95% de la energía de una ola se encuentra entre la franja comprendida entre la superficie y una profundidad de un cuarto de la longitud de onda L .
 - D) El 85% de la energía de una ola se encuentra entre la franja comprendida entre la superficie y una profundidad de un tercio de la longitud de onda L .

Solución: La respuesta C) es la CORRECTA. A la hora de decidir cuánto debe introducirse, debajo de la superficie del mar, un dispositivo de captación de energía del oleaje, ha de tenerse presente que el 95% de la energía de una ola se encuentra entre la franja comprendida entre la superficie y una profundidad de un cuarto de la longitud de onda L .

11.11.2. Prueba objetiva

1. A la hora de decidir cuánto debe introducirse, debajo de la superficie del mar, un dispositivo de captación de energía del oleaje, ha de tenerse presente que el 95% de la energía de una ola se encuentra en la franja comprendida entre la superficie y una cierta profundidad. ¿Cuál es esta profundidad?
 - A) $1/4$ de la longitud de onda.
 - B) $1/4$ del período.
 - C) $2/3$ de la longitud de onda.
 - D) $2/3$ del período.
2. ¿En que país y en que fecha se registró la primera patente de dispositivo para aprovechamiento de la energía de las olas?
 - A) En Francia, año 1920.
 - B) En Estados Unidos, año 1800.
 - C) En Dinamarca, año 1945.
 - D) En Francia, año 1799.
3. ¿Cómo se clasifica el denominado rectificador Russell, debido a su posición relativa respecto de las olas?
 - A) Oblicuo.
 - B) Captador puntual.
 - C) Atenuador.
 - D) Totalizador.
4. ¿Qué principio de funcionamiento utiliza el denominado Wave Dragon.
 - A) Es un dispositivo flotante que utiliza el mismo principio que las columnas oscilantes de agua.

- B) Es un dispositivo flotante que utiliza el mismo principio que los denominados canales ahogados.
- C) El mismo principio que el utilizado por la denominada boya Masuda.
- D) El mismo principio que la denominada balsa de Cokerell.

5. Señalar la respuesta correcta:

- A) En la actualidad, los costes de la energía obtenida con los aparatos captadores de la energía situados en la línea de costa son superiores a los obtenidos con los dispositivos ubicados mar adentro.
- B) La explotación de la energía del oleaje, al contrario de otras muchas tecnologías renovables, no precisa de altos costos de inversión.
- C) Los costos de operación, reparación y mantenimiento anuales de los dispositivos ubicados en la costa son altos, ya que representan entre un 50 a un 70 por ciento de los costes de inversión.
- D) En la actualidad, la tecnología de la energía del oleaje, como ocurre con la mayoría de las otras tecnologías renovables, solo es rentable si los costos de capital por kW instalado es menor de 5.000 €.

6. El rompimiento de las olas en la costa puede ser distinto, y está relacionado con la pendiente del fondo del agua en las que ellas viajan. Son conocidos:

- A) Tres tipos de rompimiento de las olas denominados de tubo, surcado y disperso.
- B) Tres tipos de rompimiento de las olas denominados ondulado, surcado y disperso.
- C) Cuatro tipos de rompimiento de las olas denominados ondulado, de tubo, surcado y disperso.
- D) Cuatro tipos de rompimiento de las olas denominados de tubo, transversal, surcado y disperso.

7. Se han realizado diversos estudios con el propósito de estimar el potencial mundial de las olas, estimándose que la potencia mundial es de aproximadamente:

- A) 2 TW y la energía anual generable de 170.000 TWh/Año.
- B) 2 TW y la energía anual generable de 17.500 TWh/Año.
- C) 200 TW y la energía anual generable de 170.000 TWh/Año.
- D) 200 TW y la energía anual generable de 17.500 TWh/Año.

8. La energía de las olas puede contribuir significativamente a la satisfacción de la demanda de energía. El límite explotable del potencial mundial probablemente se encuentre en el rango del:

- A) 1% al 2%.
- B) 6% al 10%.
- C) 10% al 25%.
- D) 20% al 35%.

9. Los dispositivos para aprovechar la energía almacenada en las olas deben captar la energía cinética o potencial de las mismas y convertirla eficientemente en otra forma de energía útil, generalmente energía eléctrica. Sin embargo, el desarrollo de estos aparatos se ve condicionado por una serie de dificultades, entre las que se pueden señalar:

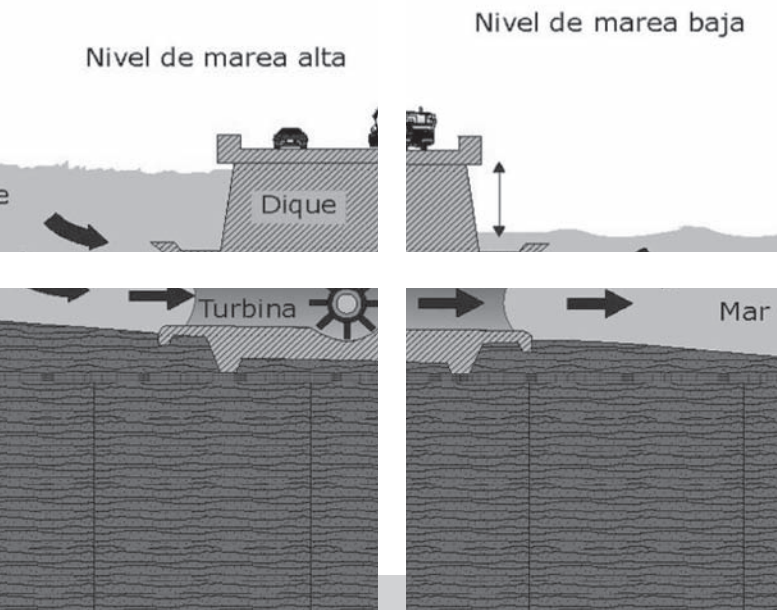
- A) Es necesario acoplar el lento (frecuencia de aproximadamente 0,1 Hz) e irregular movimiento de una ola con la mayor frecuencia de excitación (aproximadamente 500 veces mayor) que normalmente precisan los generadores eléctricos.
 - B) Es necesario acoplar el rápido (frecuencia de aproximadamente 100 Hz) e irregular movimiento de una ola con la menor frecuencia de excitación (aproximadamente 5 veces mayor) que normalmente precisan los generadores eléctricos.
 - C) Es necesario acoplar el lento (frecuencia de aproximadamente 0,01 Hz) e irregular movimiento de una ola con la mayor frecuencia de excitación (aproximadamente 5.000 veces mayor) que normalmente precisan los generadores eléctricos.
 - D) Es necesario acoplar el rápido (frecuencia de aproximadamente 10 Hz) e irregular movimiento de una ola con la menor frecuencia de excitación (aproximadamente 50 veces mayor) que normalmente precisan los generadores eléctricos.
- 10.** El coste de la energía obtenida con los aparatos captadores de la energía de las olas es altamente dependiente del interés. Se estima que los aparatos instalados en la costa tengan un coste de la unidad energética generada entre:
- A) 0,09 €/kWh y 0,14 €/kWh.
 - B) 0,009 €/kWh y 0,014 €/kWh.
 - C) 0,9 €/kWh y 1,4 €/kWh.
 - D) 0,19 €/kWh y 0,24 €/kWh.

Las respuestas al final del libro.

12

Centrales de la energía de las mareas

- 12.1. Introducción y orientaciones para el estudio
- 12.2. Objetivos
- 12.3. Origen de la energía mareomotriz
- 12.4. Potencial de la energía de las mareas
 - 12.4.1. Medida de las mareas
 - 12.4.2. Energía utilizable con un estuario con dique
 - 12.4.3. Energía utilizable con una turbina de corrientes
- 12.5. Tecnologías para aprovechar la energía mareomotriz
 - 12.5.1. Evolución histórica
 - 12.5.2. Tecnología del aprovechamiento mareomotriz
- 12.6. Costes del uso de la energía mareomotriz
- 12.7. Impacto ambiental por utilizar la energía de las mareas
- 12.8. Situación actual de la explotación de la energía de las mareas
- 12.9. Conclusiones
- 12.10. Bibliografía
- 12.11. Evaluación
 - 12.11.1. Ejercicios teóricos
 - 12.11.2. Prueba objetiva



12.1. Introducción y orientaciones para el estudio

Las corrientes de los océanos, que son la causa que el mar fluya, se generan principalmente por la subida y bajada de las mareas, las cuales son consecuencia de la interacción gravitacional entre la Tierra, la Luna y el Sol. Sin embargo, existen otros efectos, tales como diferencias de temperaturas locales (la más destacadas son las corrientes del Golfo, que mueven alrededor de 80 millones de metros cúbicos de agua cada segundo), diferencias de salinidad y efectos de las fuerzas de Coriolis, causadas por la rotación de la Tierra, que también influyen de manera importante.

Existen dos métodos diferentes de extraer energía de las mareas.

Uno de ellos consiste en la utilización de la energía potencial del agua que se almacena en un estuario (el cual se separa del mar abierto mediante un dique con el propósito de constituir un depósito de almacenamiento) durante la pleamar.

En este caso, de similar manera que en las centrales hidroeléctricas, el agua se hace pasar a través de unas turbinas para generar electricidad. Sin embargo, estas centrales pueden operar de diversas maneras, dependiendo del número de embalses o depósitos utilizados (único embalse o múltiples embalses) y de los sentidos del movimiento del agua que se aprovechen (del estuario al mar; del estuario al mar y del mar al estuario). Además, este tipo de instalaciones pueden completarse mediante la utilización de sistemas de almacenamiento con bombeo de agua de mar.

Las turbinas hidráulicas utilizadas en estas instalaciones pueden ser de diversos tipos, pero han de cumplir ciertos requisitos debido a los pequeños saltos hidráulicos que utilizan las centrales mareomotrices.

El otro método de aprovechamiento de la energía de las mareas consiste en la utilización de la energía cinética de las corrientes marinas, de la misma forma que una turbina eólica extrae la energía del viento. En este caso, se utilizan turbinas sumergidas en el mar, que convierten la energía cinética del agua en energía mecánica de rotación en un eje, que conectado a un generador eléctrico produce electricidad.

En este capítulo se presentan aspectos básicos respecto del origen de este tipo de fuente energética renovable y sobre su potencial.

Además, se describen los diferentes ciclos de trabajo y efectos de las centrales mareomotrices de los estuarios, así como los componentes de estas instalaciones.

También se señalan algunos conceptos sobre los dispositivos utilizados para el aprovechamiento de las corrientes marinas generadas por las mareas.

Además, se indican aspectos relativos a los costes de este tipo de plantas, así como cuestiones relacionadas con la incidencia que las instalaciones de aprovechamiento de la energía de las mareas pueden tener sobre el medio ambiente.

Por último, se señala la situación actual de esta tecnología energética.

12.2. Objetivos

Al término del estudio de este tema, los alumnos deberían:

- Conocer el origen y potencial de este tipo de fuente energética.
- Estar al corriente de los dos métodos de extracción de energía de las mareas.

- Poseer conocimientos sobre los distintos tipos de ciclos y efectos que pueden utilizar los sistemas de aprovechamiento de la energía mareomotriz y los componentes fundamentales de las plantas.
- Tener nociones sobre los costes asociados a las instalaciones de explotación de la energía mareomotriz.
- Diferenciar los efectos positivos y negativos que las instalaciones de aprovechamiento de la energía mareomotriz tienen sobre el medioambiente.
- Reconocer la situación actual de la centrales de aprovechamiento de energía mareomotriz.

12.3. Origen de la energía mareomotriz

Los mares y los océanos son inmensos colectores solares, de los cuales se puede extraer energía de orígenes diversos.

- La radiación solar incidente sobre los océanos, en determinadas condiciones atmosféricas, da lugar a los gradientes térmicos oceánicos (diferencia de temperaturas) a bajas latitudes y profundidades menores de 1.000 metros.
- La alteración de los vientos y las aguas son responsables del oleaje y de las corrientes marinas.
- La influencia gravitacional de los cuerpos celestes sobre las masas oceánicas provoca mareas.

Las mareas son movimientos oscilatorios del nivel del mar, debido a las fuerzas de atracción gravitacional que la Luna y el Sol ejercen sobre las partículas líquidas de los océanos (Figura 12.1).

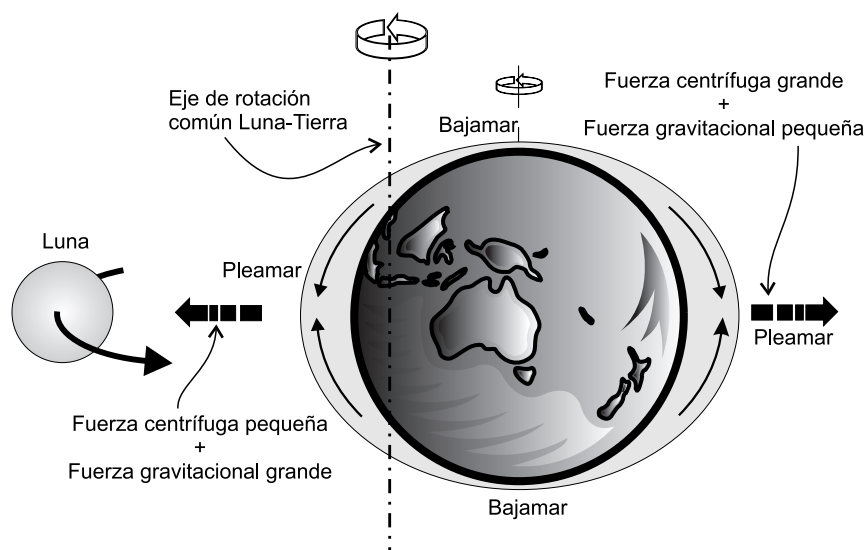


Figura 12.1. Origen de las mareas.

El comportamiento de las mareas y el desnivel de las mismas dependen de la posición relativa de la Tierra, el Sol y la Luna, que cambia cada día, y de la proporción mares-tierra (3:1), de su distribución geográfica, de la topografía local, de la profundidad de las cuencas oceánicas, de los fenómenos meteorológicos y otros factores.

Debido a los movimientos de rotación de la Tierra alrededor de su eje y de la Luna alrededor de la Tierra, existen mareas causadas tanto por el Sol como por la Luna.

En la Figura 12.1 se muestra un primer esquema básico, donde se representa únicamente el efecto de la atracción gravitacional entre la Luna y la Tierra y el efecto de las fuerzas centrífugas. Ya que la atracción gravitatoria depende de las masas de los cuerpos y de la distancia que los separa, la Luna, por estar mucho más cerca de la Tierra que el Sol, influye mucho más en la generación de las mareas que éste.

Las masas de agua están expuestas, además, a la fuerza centrífuga como resultado del movimiento de rotación de la Tierra. El nivel de marea que se produce es, por tanto, el resultado de la combinación las fuerzas centrífuga y gravitatoria.

Cuando la Luna está justamente encima de un determinado punto de la Tierra, la combinación de estas dos fuerzas hace que el agua se eleve sobre su nivel normal (protuberancias en la Figura 12.1). Esto se conoce como marea alta o pleamar. Lo mismo ocurre con las regiones situadas en el lado opuesto de la Tierra. A la primera se le conoce como **marea directa**, mientras que a la segunda se le conoce como **marea opuesta**.

El primer proceso, el efecto centrífugo, se debe al hecho que la Tierra y la Luna giran una respecto de la otra en el espacio, aunque debido a que la masa de la Tierra es casi 100 veces mayor que la masa de la Luna, el movimiento de la Luna es más aparente. Sin embargo, el eje de rotación relativa entre la Tierra y la Luna no se encuentra en el punto medio de la distancia que existe entre ambos cuerpos.

Debido a que la Tierra es mucho mayor que la Luna, su centro común de rotación se encuentra más próximo a la Tierra que a la Luna; de hecho el eje pasa debajo de la superficie de la Tierra (Figura 12.1). La rotación mutua alrededor de este eje produce una fuerza centrífuga relativamente mayor en los mares situados en el lado de la Tierra más alejado de la Luna, agrupándolos para producir una protuberancia (pleamar). También existe una fuerza centrífuga más pequeña, dirigida hacia la Luna, que actúa en los mares que se encuentran enfrente de la Luna. Evidentemente, esta fuerza es más pequeña ya que la distancia desde la superficie de la Tierra al eje común de rotación, situado justo dentro de la superficie de la Tierra, es más pequeña.

El segundo proceso, el efecto gravitacional de atracción de la Luna, produce en los mares de la cara de la Tierra más cercana a la Luna una protuberancia (pleamar), mientras que los mares más alejados de la Luna experimentan una atracción lunar menor que la media.

En resumen, existen una pequeña fuerza centrífuga y una atracción lunar grande que actúan en los mares situados enfrente de la Luna, y una mayor fuerza centrífuga y una menor atracción lunar actuando en los mares situados en la otra cara de la Tierra. El resultado final, según este análisis, es que existe una simetría de fuerzas, pequeña y grande, en cada cara de la Tierra, que produce protuberancias de (en teoría) el mismo tamaño

en cada cara de la Tierra. En la práctica, las protuberancias pueden diferir, debido, por ejemplo, a la inclinación del eje de la Tierra en relación a la órbita de la Luna y a los efectos topográficos locales.

Asimismo, en los mares situados en las zonas perpendiculares al eje de las mareas directa y opuesta se producen fases de marea baja o bajamar.

En la Figura 12.2 se muestra como las fuerzas de atracción del Sol modifican el esquema básico representado en la Figura 12.1.

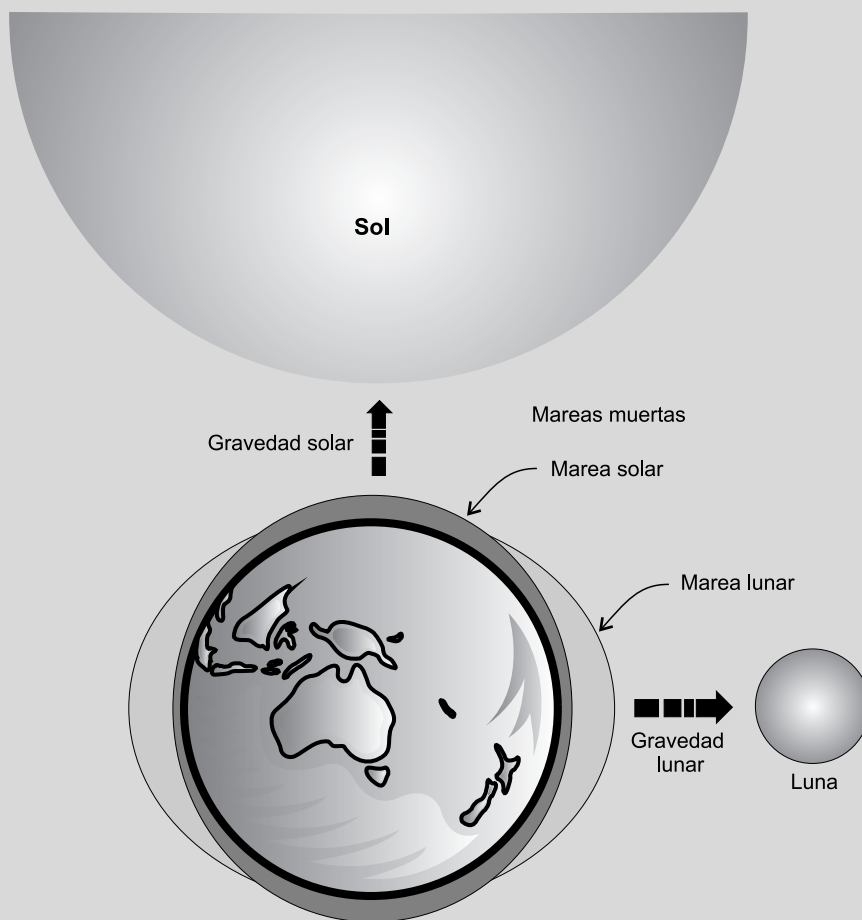


Figura 12.2. Mareas muertas.

Igualmente, el Sol provoca el ascenso de dos crestas de onda opuestas. Sin embargo, de acuerdo con la ley de la gravitación de Newton, la fuerza de atracción es proporcional a la masa e inversamente proporcional al cuadrado de la distancia entre los objetos, por tanto, aunque la masa del Sol sea mayor (alrededor de 27 millones de veces la de la Luna), debido a que está unas 400.000 veces más lejos, su fuerza para crear mareas es un 46% menor que la Luna.

El resultado de la suma de las fuerzas ejercidas por la Luna y el Sol es una onda compuesta por dos crestas, cuya posición depende de las posiciones relativas del Sol y de la Luna en un instante dado.

De este modo, durante las fases de Luna nueva y llena, donde el Sol, la Luna y la Tierra están alineados, las ondas solar y lunar coinciden creando un estado conocido como **mareas de primavera, mareas vivas o mareas de sicigias** (Figura 12.3). En este caso los efectos se suman, provocando pleamares más altas y bajamares más bajas que las mareas promedio.

Sin embargo, cuando la Luna está en el primer o tercer cuadrante, el Sol forma un ángulo recto con respecto a la Tierra que hace que las ondas queden sometidas a fuerzas

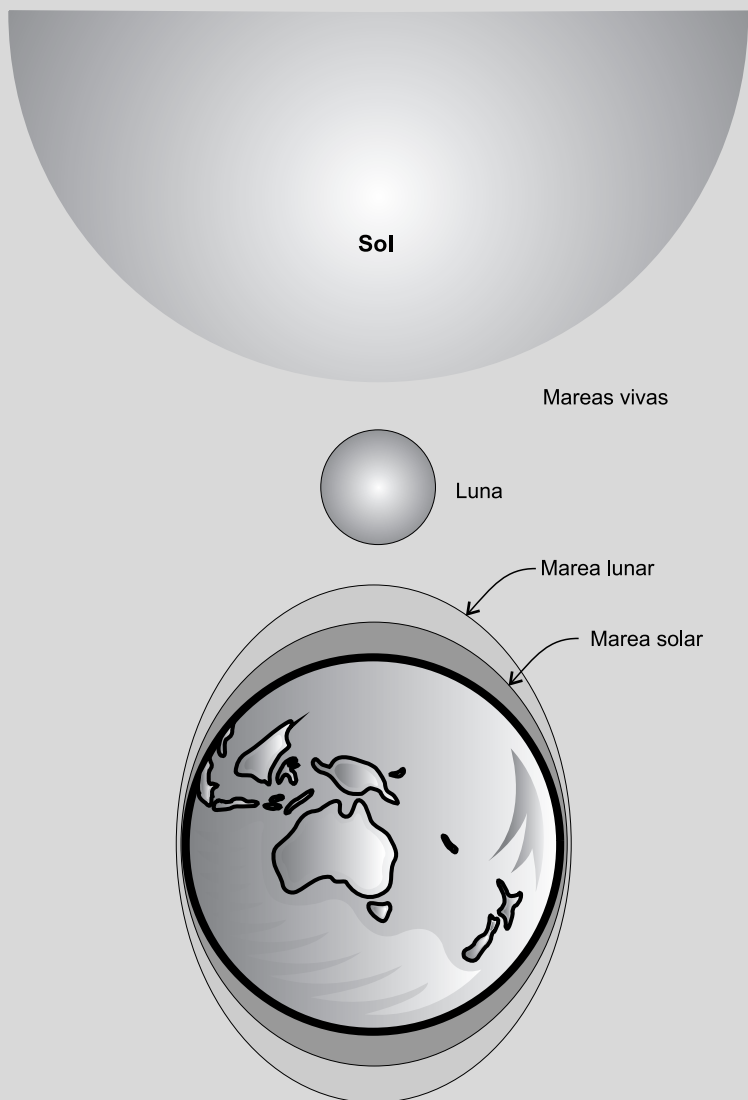


Figura 12.3. Mareas vivas.

opuestas del Sol y de la Luna (Figura 12.2), con lo cual la amplitud de las mareas es menor que el promedio. Este estado se conoce como el de **marea muerta** o **marea de cuadratura**, donde las mareas altas son más bajas y las mareas bajas son más altas que lo normal.

Las mareas de primavera y muerta se producen 60 horas después de las fases correspondientes de la Luna, este período se llama **edad de la marea** o **de la fase de desigualdad**.

La marea denominada **de perigeo** se produce cuando la distancia entre la Luna y la Tierra es mínima. La amplitud de la marea aumenta.

La marea llamada **de apogeo** se presenta cuando la distancia entre la Luna y la Tierra es máxima. La amplitud de la marea disminuye.

Las mareas extraordinarias se producen cuando coinciden las mareas de perigeo con las mareas de sicigias, originando las mareas extra altas. En caso contrario cuando coinciden las mareas de apogeo con las mareas de cuadratura se producen las mareas extra bajas. Este tipo de mareas se presenta una vez al año.

La amplitud de las mareas, es decir, la diferencia entre los niveles más alto (**pleamar**) y más bajo (**bajamar**), suele ser pequeña en medio del océano, pero puede alcanzar en determinados puntos del globo terráqueo, tales como la Bahía de Fundy (Canadá), hasta 20 metros.

La amplitud de las mareas da lugar a que el agua de los mares contenga energía cinética. Esta energía, denominada mareomotriz, se puede utilizar de dos formas.

Una forma consiste en la construcción de diques que cierran una bahía para conseguir recoger y almacenar el agua cuando sube la marea. El agua marina se retiene mediante compuertas hasta la bajamar y se libera en las horas intermareales para que, aprovechando la energía potencial originada por el desnivel mar-dique, pueda accionar las turbinas que, acopladas a un generador eléctrico, producen electricidad (Figura 12.4).

La energía mareomotriz y la hidráulica tienen un origen diferente, ya que la primera se produce como consecuencia de atracción gravitacional del Sol, y principalmente de la Luna, y la segunda se origina con el ciclo hidrológico, sin embargo, respecto a la tecnología del aprovechamiento, podría decirse que ambas presentan una gran similitud.

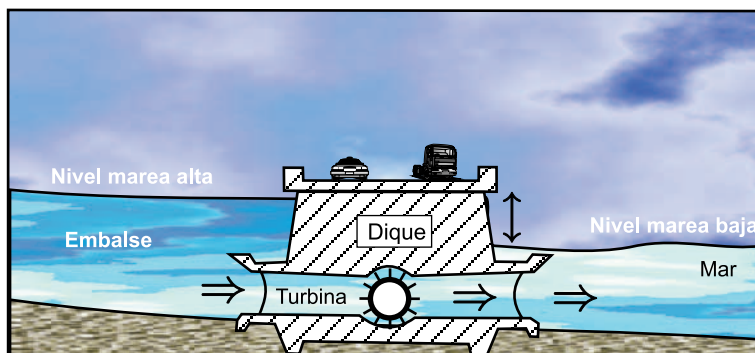


Figura 12.4. Esquema conceptual de una forma de aprovechamiento de las mareas.

En la mayoría de las costas del mundo se producen dos mareas altas y dos mareas bajas cada día. Por lo tanto, en el caso de disponer de una bahía acondicionada, ésta se llenará y vaciará diariamente en dos ocasiones.

Debido a que el aprovechamiento de la energía de los océanos utilizando una bahía que se separa del mar mediante una presa origina impactos considerables en el medioambiente, recientemente, han comenzado a investigarse métodos de explotación de la energía mareomotriz basados en el aprovechamiento de la energía cinética de las corrientes marinas originadas por las mareas. Para ello, se emplean turbinas sumergidas en el mar, que extraen la energía cinética de la corriente de la misma forma que una turbina eólica extrae la energía del viento (Figura 12.5).

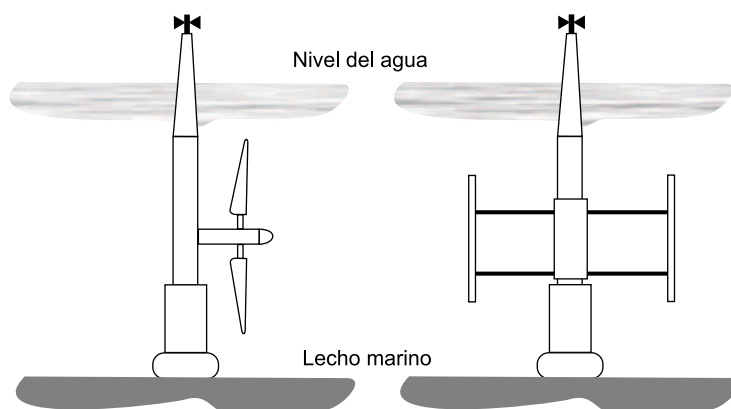


Figura 12.5. Turbinas de eje horizontal y vertical para aprovechamiento de corrientes.

Cuando César realizó su primera invasión de Britania, no tomó en cuenta las mareas que se presentaban en las costas de Kent, lugar que seleccionó para el desembarco. Cuando estuvo frente a ellas la marea alta se produjo una hora antes de la medianoche y llegó a una altura superior a la normal, por ser una marea de plenilunio, lo que provocó que la mayor parte de su flota sufriera daños, por lo cual César tuvo que retirarse para planear su desembarco tomando en cuenta el comportamiento del mar.

Si César hubiera efectuado cuidadosas observaciones sobre los fenómenos de la marea durante un período razonablemente largo, habría descubierto que el mar crece, a lo que se le llama pleamar, y se retira dos veces por día.

Isaac Newton (1642-1727), físico, matemático y astrónomo inglés llevó a cabo el primer estudio científico del comportamiento de las mareas. Newton analiza el fenómeno en su obra *Principios matemáticos de la filosofía natural* (1686). Newton, con su ley de gravitación, calculó la altura de la marea según la fecha del mes, la época del año y la latitud. Fue Pierre Simón Laplace (1749-1827), astrónomo, matemático y físico francés, quien en su obra *Mecánica celeste* complementó las teorías de Newton.

Posteriormente, muchos investigadores han colaborado con trabajos para el conocimiento de las mareas. En 1872, William Thomson (1823-1907), físico británico, construyó un aparato para predecir mareas.

12.4. Potencial de la energía de las mareas

La amplitud de las mareas no es la misma en todos los lugares. Es nula en algunos mares interiores, como en el Mar Negro, entre Rusia y Turquía; de escaso valor en el Mediterráneo, en el que solo alcanza entre 20 y 40 centímetros. Asimismo, es débil en el océano Pacífico. Por el contrario, alcanza valor notable en determinadas zonas del océano Atlántico, en el cual se registran las mayores mareas. Así, en la costa meridional atlántica de la República Argentina, en la provincia de Santa Cruz, alcanza la amplitud de 11 metros, de tal modo que en Puerto Gallegos los buques quedan en seco durante la marea baja.

Pero aún son más altas las mareas de determinados lugares, tales como en las bahías de Fundy y Frobisher, en Canadá (19 metros), en el estuario del río Severn (13,6 metros), en Gran Bretaña, y en las bahías de Mont-Saint-Michel (12,7 metros) y el estuario de Rance (13,5 metros), en Francia.

La potencia asociada a las mareas se estima del orden de 3 TW. Sin embargo, para el aprovechamiento eficaz de la energía mareomotriz es necesario que la amplitud de las mareas sea al menos de cinco metros y que exista una bahía apropiada para la recogida y almacenamiento del agua en las pleamares. Además, la potencia disponible en las costas se reduce a valores del orden de 1 TW, ya que, teniendo en cuenta las pequeñas amplitudes de las mareas comparadas con los saltos de los aprovechamientos hidroeléctricos, es necesario disponer de grandes volúmenes de agua y, por tanto, se precisan grandes desarrollos en las anchuras de los diques. Estas condiciones se reúnen en pocos lugares en el mundo (Figura 12.6), por tanto, se estima que la potencia mareomotriz económicamente viable, teniendo en cuenta que el rendimiento de estas centrales no superará el 25%, se cifra alrededor de los 15 GW.

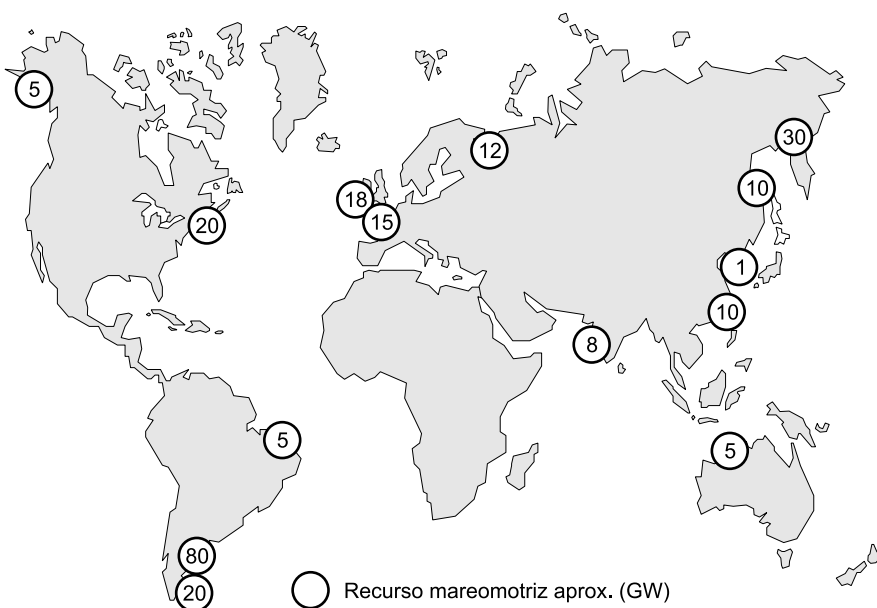


Figura 12.6. Lugares del mundo con recursos mareomotrices.

El WEC (World Energy Council) ha estimado en 22.000 TWh la energía total anual de las mareas. De esta energía, se considera que solamente una porción (200 TWh) podría ser rentable económicamente su explotación.

Recientes estudios indican que las corrientes marinas tienen potencial para suministrar una fracción significativa de las necesidades futuras de electricidad de la Unión Europea. Estos estudios confirman que las corrientes originadas por las mareas que podrían ser explotadas de forma efectiva se concentran en determinados lugares donde se encuentran corrientes rápidas (se estima que se necesitan velocidades comprendidas en el rango de 1 m/s a 3 m/s). Muchos de esos lugares existen, principalmente donde el agua del mar se acelera por la topografía costera, tales como en estrechamientos entre islas y continentes, las entradas a lagos y fiordos y alrededor de penínsulas y promontorios. Un estudio finalizado hace una decena de años logró identificar y analizar 106 localizaciones europeas con fuertes corrientes marinas, y se estimó que estos lugares podrían suministrar 48 TWh por año a la red eléctrica europea.

12.4.1. Medida de las mareas

Para medir los niveles de las mareas con el propósito de estimar su potencial se ha de tener en cuenta que el océano está sometido a diversas fuerzas, como las influencias gravitatorias de los astros, los vientos predominantes, la densidad variable de las masas de agua, etc. Además, se ha de considerar que el nivel del mar es diferente en los distintos océanos: es más alto en la costa del océano Pacífico que en la del Atlántico, diferencia que puede deberse a la menor densidad del agua del Pacífico, e influye en la intensidad de las mareas.

Aunque las mediciones de las mareas pueden llevarse a cabo de una manera muy simple, por ejemplo, utilizando una regla graduada en un lugar poco profundo de la costa, en la actualidad se cuenta con métodos de mayor precisión, y se han construido dispositivos de medición llamados **mareógrafos** (Figura 12.7), los cuales pueden estar colocados en los buques oceanográficos o en boyas para registrar los cambios de marea.

Las mediciones de las mareas permiten calcular su frecuencia y magnitud, con lo cual pueden efectuarse estimaciones de su comportamiento. Hasta hace pocos años, los aparatos para predecir las mareas eran mecánicos; ahora se utilizan computadoras electrónicas que hacen el trabajo de manera más rápida y eficiente y se programan para que impriman automáticamente las tablas de marea.

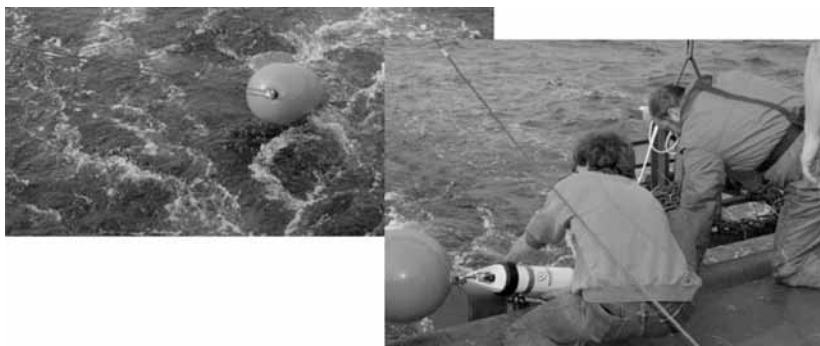


Figura 12.7. Medición de las mareas.

12.4.2. Energía utilizable con un estuario con dique

Para obtener la energía potencial natural de un estuario en un año de duración, $E_{\text{nat/año}}$, se debe tener en cuenta el histograma de las mareas que actúan en dicho estuario. La energía potencial de un estuario es proporcional al cuadrado del rango de las mareas, por tanto se puede utilizar la raíz cuadrática media del rango de las mareas durante un año de duración, H_{rms} , para calcular $E_{\text{nat/año}}$ en Wh.

El número total de ciclos de mareas por año es 705,5. Por tanto, la cantidad de energía natural disipada por año en un estuario viene dada por (12.1); donde V es el volumen del almacenamiento del estuario en m^3 .

$$E_{\text{nat/año}} = 705,5 \rho g V H_{\text{rms}} / 3.600 \quad (12.1)$$

Sustituyendo los valores de la densidad del agua ρ (aproximadamente 1.000 kg/m^3) y de la aceleración de la gravedad g ($9,81 \text{ m/s}^2$), se obtiene (12.2)

$$E_{\text{nat/año}} = 705,5 \rho g V H_{\text{rms}} / 3.600 \approx 2.000 V H_{\text{rms}} \quad (12.2)$$

12.4.3. Energía utilizable con una turbina de corrientes

Las turbinas utilizadas para aprovechar las corrientes originadas por las mareas tienen un aspecto similar al de las turbinas eólicas. Por tanto, la potencia utilizable con una turbina de mareas puede estimarse mediante la ecuación (12.3), donde ρ es la densidad del agua, A es el área barrida por el rotor de la turbina y v es la velocidad de la corriente de agua.

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (12.3)$$

Debido a que el agua es 800 veces más densa que el aire, no se requieren las altas velocidades del viento que precisan las turbinas eólicas para obtener una relativamente alta densidad de energía. En el caso de una corriente marina de 2 m/s podría obtenerse una densidad de 4.000 W/m^2 . Sin embargo, se precisaría de una velocidad del viento de aproximadamente $18,7 \text{ m/s}$ para obtener la misma densidad.

12.5. Tecnologías para aprovechar la energía mareomotriz

12.5.1. Evolución histórica

La utilización de las mareas como fuente de energía data de varios siglos. Los ribereños de los ríos costeros ya habían observado corrientes que hacían girar las ruedas de sus molinos, que eran construidos a lo largo de las orillas de algunos ríos del oeste de Francia (Figura 12.8) y otros países en los cuales las mareas vivas son de cierta intensidad.



Figura 12.8. Molino de mareas en la isla de Brehat (Francia).

Esta energía de los mares es aprovechada por el hombre de diferentes maneras, por ejemplo, se utiliza para mover ruedas hidráulicas, lo que se conoce desde los comienzos de la historia de la humanidad, que sirven para irrigar los campos o para la molienda de los cereales, como las cuatro ruedas hidráulicas empleadas para moler especias, en Chelsea, Massachusetts, donde con la máxima amplitud de la marea generan alrededor de 50 caballos de fuerza, o para fabricar hielo, como la de Ploumanach, que en 1898 producía 450 kilogramos diarios.

Aún pueden verse algunos de estos molinos en las costas normandas y bretonas francesas. Los progresos tecnológicos provocaron el abandono de estas sencillas máquinas de bajo rendimiento.

Bernard Forest de Belidor (1698-1761), ingeniero civil y profesor en la escuela de Artillería de La Fère (Francia), fue el primero que estudió el problema del aprovechamiento de la energía cinética de las mareas, y previó un sistema que permitía un funcionamiento continuo de dicha energía, empleando para ello dos cuencas o receptáculos conjugados. Las teorías expuestas por Belidor en su *Tratado de arquitectura hidráulica* (1927) no se aplicaron en su época, sin embargo, la idea de aprovechar la enorme energía de las mareas no fue completamente abandonada, ya que cuando los progresos tecnológicos fueron suficientes se retomó el estudio del aprovechamiento de las centrales mareomotrices.

En el verano de 1966 se puso en marcha la primera planta de explotación, a gran escala, de la energía mareomotriz del mundo. La planta está situada en el río La Rance (Figura 12.9), en el noroeste de Francia.

Las mareas en el lugar oscilan entre 3 m y 13.5 m, teniendo la marea de 13.5 m una probabilidad de ocurrencia de una vez cada 28 años.

Una presa de 750 m de longitud separa el estuario del mar abierto y crea una cuenca de 22 km², la cual permite almacenar 184 millones de m³ de agua. Tiene una esclusa para la navegación y esta equipada con 24 turbinas tipo Kaplan de bulbo reversibles, las cuales tienen un diámetro de 5,35 m. Cada una de las turbinas está conectada directamente a un gene-



Figura 12.9. Central mareomotriz de La Rance, en Francia.

rador eléctrico con una potencia nominal de 10 MW, proporcionando a la planta una potencia total nominal de 240 MW.

El sistema fue diseñado para generar potencia en un ciclo de doble efecto con acumulación por bombeo. Sin embargo, algunos problemas mecánicos originaron que en julio de 1975 se simplificase el modo de operación, permitiéndose únicamente la generación directa, sin bombeo.

La disponibilidad típica de la planta ha sido en la mayoría de los años de funcionamiento superior al 90% y la energía neta producida ha sido de aproximadamente 480 GWh por año, con significativas ganancias debidas al bombeo.

Rusia tiene un notable potencial mareomotriz (se ha estimado que podría alcanzarse una capacidad instalada de 157 GW), particularmente en el mar Blanco en la costa Ártica y en el mar de Okhotsk. Por ello, se han propuesto diversos proyectos para explotación de la energía mareomotriz en la bahía de Lumbovsky (360 MW), en la bahía de Mezen (10 GW), en la bahía de Augur (9 GW), en la bahía de Penzhinsk (100 GW) y en otros lugares, desde 1930. Un prototipo de pequeña potencia (8 MW) fue puesto en funcionamiento en agosto de 1968 en la bahía de Kislaya (Figura 12.10), (antigua URSS).

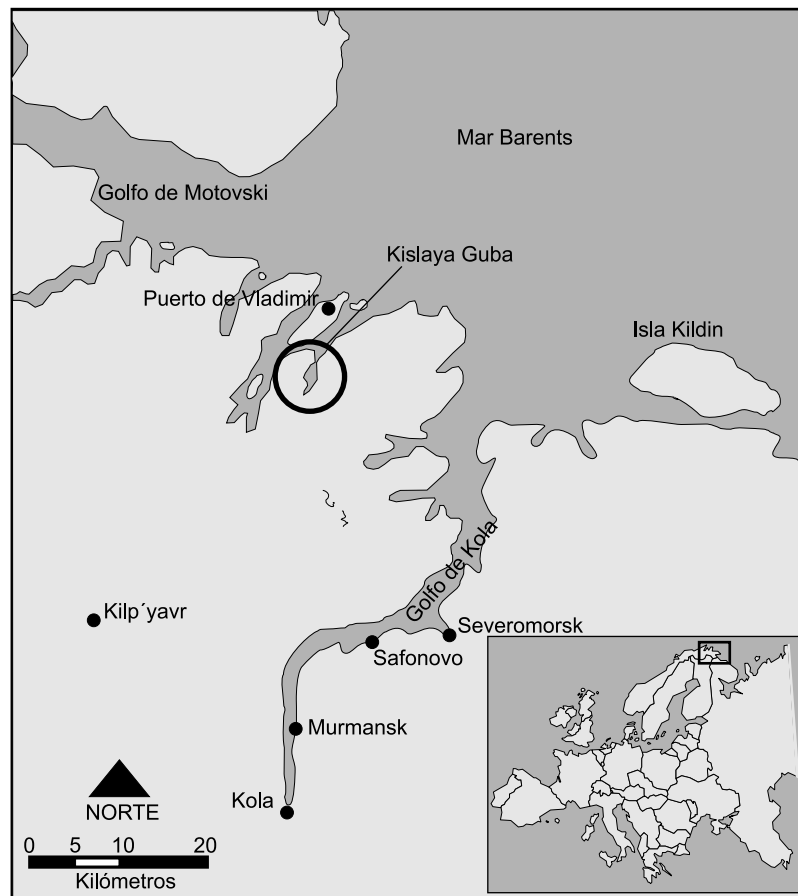


Figura 12.10. Situación geográfica de la central mareomotriz de Kislaya Guba.

La planta consiste de un dique prefabricado de hormigón de 36 m de longitud, 18,3 m de ancho y 15,35 m de altura, que originalmente fue diseñado para instalar dos turbinas-generadores. Una de estas turbinas, de 400 kW de potencia nominal, fue diseñada y construida en Francia, sin embargo, la segunda unidad fue sustituida por un desagüe. La turbina, tipo Kaplan, tiene un diámetro de 3,3 m y fue diseñada para funcionar en un ciclo de doble efecto, parecido al funcionamiento de la central de La Rance, aunque aquí la turbina se conecta al generador mediante una caja multiplicadora de engranajes que eleva las revoluciones desde 72 rpm a 600 rpm.

La única turbina instalada ha sido capaz de generar 1,2 GWh de energía por año.

En la bahía de Saint-Michel (Francia) se propuso en los años sesenta la instalación de una central mareomotriz que uniría las islas de Chausey. Se pretendían aprovechar las mareas de 12,5 m que se producen en la zona con un dique de 40 km de longitud que permitirá la formación de un embalse de 650 km². La instalación se compondría de 300 unidades turbina-generador de 40 MW. El proyecto fue abandonado en 1965 debido a razones de índole económico.

Desde 1920, han sido numerosas las propuestas que se ha realizado en el Reino Unido para utilizar el estuario del río Severn para producir electricidad. Entre ellas cabe mencionar la realizada en 1977, donde se inició el estudio de un proyecto para instalar en el estuario del río Severn, Gran Bretaña, una central mareomotriz de una capacidad instalada de 8,6 GW (216 turbinas). Con un dique de 15,9 km de longitud, lo que suponía 480 km² de área encerrada, se estimaba obtener una energía media anual de 17 TWh (en la Figura 12.11 se muestra un esquema del proyecto realizado por un artista). Sin embargo, los costes de construcción, que se elevaban a aproximadamente 12.500 millones de euros en abril de 1988, la existencia en el entorno de fuentes convencionales que cubrían la demanda energética de la región, así como las discusiones sobre los impactos ambientales, descartaron su construcción.

Desde 1919 existía interés de Estados Unidos y Canadá por explotar la energía mareomotriz en la frontera de ambos países, en la bahía de Fundy, en el río Annapolis. Sin embargo, no es hasta el año 1984 cuando se construye la central mareomotriz de Annapolis en la provincia de Nueva Escocia (costa atlántica de Canadá) (Figura 12.12).



Figura 12.11. Proyecto de la central mareomotriz del río Severn (Gran Bretaña).



Figura 12.12. Central mareomotriz de Annapolis (Canadá).

El río Annapolis tiene una superficie de almacenamiento de 4,8 km² y el rango medio de las mareas es de 6,4 m.

El dique tiene una longitud de 46,5 m y una altura de 30,5 m.

La turbina, de 7,6 m de diámetro, tiene una potencia nominal de 17,8 MW y el caudal de descarga es de 378 m³/s. Fue diseñada para operar en un ciclo de simple efecto.

A finales de 1984 había ocho plantas mareomotrices en China, sin embargo, a partir de esta fecha cuatro de estas plantas fueron cerradas. La experiencia China en plantas mareomotrices puede describirse con cuatro de ellas: Jiangxia, Shashan, Haishan y Xingfuyang.

La central de Jiangxia está localizada en la provincia de Zhejiang, aproximadamente a 200 km al sur de la ciudad de Hangzhou. A finales de 1985, cinco turbinas estaban en funcionamiento. La primera y segunda turbina tienen potencias nominales de 500 kW y 600 kW, respectivamente, las restantes unidades son todas de 700 kW. La capacidad instalada de las cinco turbinas es de 3.200 kW. La planta está aún en operación, produciendo 6 GWh de energía por año.

La central mareomotriz de Shashan comenzó en 1959 con una turbina de madera, que proporcionaba energía mecánica para molienda de grano. En 1964, la turbina de madera fue reemplazada por una de acero con un generador de 40 kW. La planta produjo 0,1 GWh en 1984, que fue destinada para riego y para 860 viviendas rurales. Esta planta ha sido cerrada.

La planta de Haishan está situada en la isla de Maoyan, en la provincia de Zhejiang, y la energía es usada por una comunidad aislada de 760 familias. La planta fue diseñada para dos unidades de 75 kW, pero solo una fue instalada en 1975. Esta unidad operó de forma continua y la energía fue usada particularmente para bombeo de agua a un depósito para riego y uso doméstico. La planta ha sido mejorada para instalar una capacidad de 0,25 MW, produciendo 0,34 GWh por año.

La planta de Xingfuyang, localizada en la provincia de Fujian, fue encargada en 1989 y cuenta con cuatro turbinas de 320 kW que proporcionan 3,1 GWh de energía anual.

Las turbinas que aprovechan las corrientes originadas por las mareas constituyen una nueva tecnología que ha comenzado a instalarse en diversas zonas de mareas.

El proyecto Seafloว์ consistió en el diseño y construcción de una turbina experimental de 300 kW para explotar la energía de las mareas. La turbina fue instalada en mayo del 2003 a 3 km noreste de Lynmouth, en la costa norte de Devon (Figura 12.13).

Era la primera turbina sumergida del mundo que aprovecha la energía de las mareas para generar electricidad y que pretendía determinar la viabilidad de la misma desde el punto de vista técnico y económico. El proyecto fue realizado por un consorcio, pero todas las propiedades intelectuales y los componentes de la turbina desarrollada pertenecen a MCT Ltd (Marine Current Turbines).

MCT Ltd, según los resultados obtenidos con el proyecto Seafloว์ ha confirmado en el 2008 la instalación de su sistema de aprovechamiento de la energía de las mareas denominado SeaGen, en Strangford Lough, en el norte de Irlanda. El generador de 1,2 MW (Figura 12.14) puede suministrar energía a la red comercial para suministro de energía a 1.000 hogares y servir de prototipo comercial para ensayo de esta fuente de energía limpia y sostenible. El próximo proyecto de MCT Ltd consistirá en la instalación de un parque de 10,5 MW en la costa de la isla de Welsh.



Figura 12.13. Levantamiento de la turbina Seaflow de MTC (Marine Current Turbines).



Figura 12.14. Turbina SeaGen de 1.2 MW de MCT Ltd (Marine Current Turbines).

El proyecto RITE (Power's Roosevelt Island Tidal Energy) de Verdant Power Inc., se inició en 2002 en el East River de la ciudad de New York. En diciembre de 2006, Verdant Power instaló su primera turbina de flujo libre (*free flow*) conectada a la red eléctrica (Figura 12.15). Las turbinas restantes hasta conseguir completar el sistema de demostración compuesto por seis turbinas, que podrían generar 10 MW de potencia y suministrar energía a 8000 casas de Nueva York, se llevó a cabo en el año 2007.

La compañía Verdant Power ha propuesto el proyecto CORE (Cornwall Ontario River Energy) que consiste en la instalación de sus turbinas en el suelo del St Lawrence River,

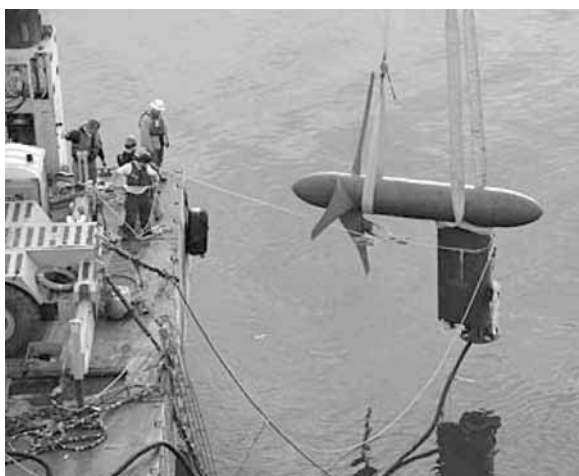


Figura 12.15. Instalación de la primera turbina del proyecto RITE (Verdant Power Inc.).

entre Nueva York y Ontario. Este proyecto pretende demostrar la fiabilidad y viabilidad comercial de las turbinas de flujo libre de Verdant Power. La instalación proyectada, de una capacidad de 15 MW, estima producir electricidad para satisfacer las necesidades de 11.000 casas utilizando las corrientes marinas de St Lawrence River. El proyecto se completará en dos fases, esperándose que la demostración comercial pueda estar finalizada en el 2011.

12.5.2. Tecnología del aprovechamiento mareomotriz

Como ya se ha señalado, los principios físicos y de ingeniería de la generación de potencia utilizando las mareas son relativamente sencillos.

Los sistemas de aprovechamiento de la energía de las mareas pueden clasificarse en dos tipos. Los sistemas que utilizan estuarios y diques para construir depósitos de almacenamiento de agua con el propósito de aprovechar la energía potencial de las mareas y los sistemas que capturan la energía cinética de las corrientes marinas originadas por las mareas.

12.5.2.1. Tecnología de estuarios y diques

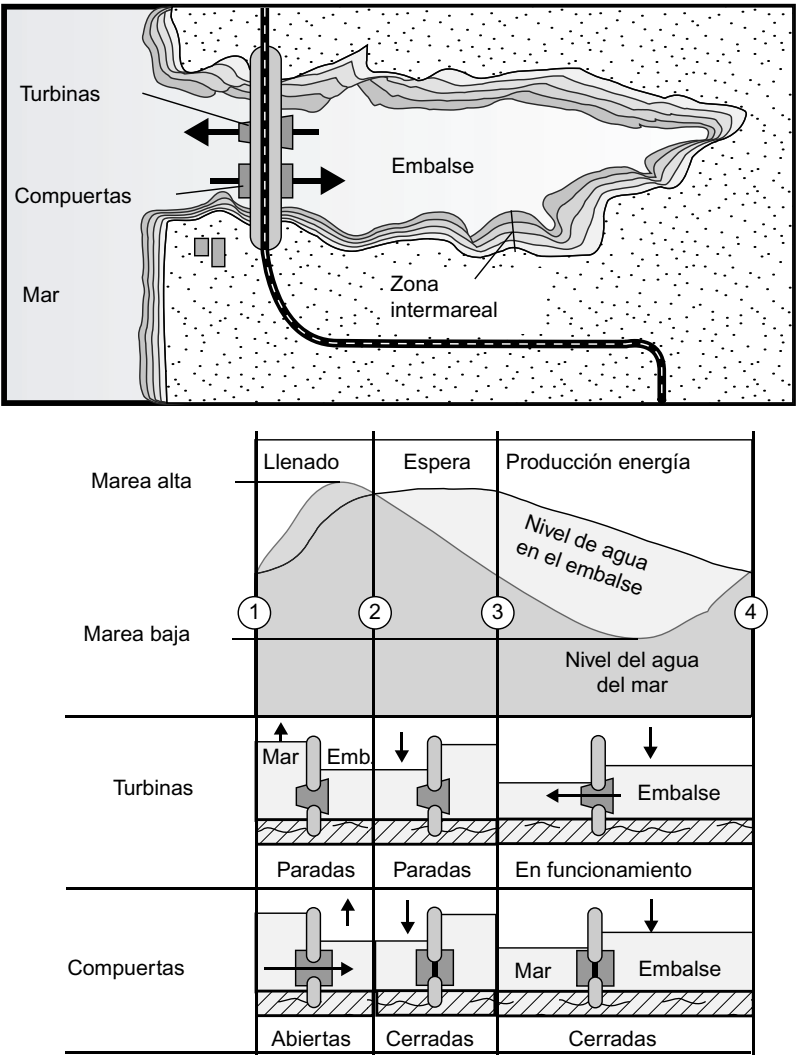
Diques, contruidos en estuarios adecuados, se diseñan para extraer energía de la subida y bajada de las mareas utilizando turbinas localizadas en conductos que atraviesan los diques. La energía potencial originada por la diferencia del nivel del agua en los diques, se convierte en energía cinética debido al rápido movimiento del agua al pasar a través de las turbinas.

Las palas o álabes de las turbinas, al girar, convierten la energía cinética del agua en mecánica de rotación, la cual permite accionar un generador para producir electricidad.

Además de los temas básicos de localización y orientación de los diques, existe un segundo conjunto de factores que influyen en la potencial energía generada por estos sistemas. Estos están relacionados con la forma de funcionamiento.

Una central mareomotriz puede diseñarse para operar de distintas formas, las cuales dependen del número de ciclos y del sentido de aprovechamiento de las mareas.

Cuando la instalación se diseña para aprovechar la energía únicamente en la etapa de vaciado de un estuario, es decir, durante la bajamar, se dice que ésta opera en un **ciclo elemental de simple efecto** (Figura 12.16). Esta forma de operar limita la energía eléctrica generada, ya que solamente se aprovecha el flujo de agua en un sentido: del estuario al mar. Por tanto, solamente se aprovechan los dos períodos diarios en que se vacía el estuario. Es decir, entre tres y seis horas, como mucho, en cada ciclo.



- 1 - Paro de las turbinas y apertura de las compuertas
- 2 - Cierre de las compuertas
- 3 - Puesta en marcha de las turbinas
- 4 - Paro de las turbinas y apertura de las compuertas

Figura 12.16. Esquema de una central de ciclo elemental de simple efecto.

Con el propósito de incrementar el período de generación eléctrica se han diseñado centrales que aprovechan mejor la energía de las mareas. Con este objetivo se han diseñado instalaciones que operan según un **ciclo elemental de doble efecto** (Figura 12.17 y Figura 12.18). Este tipo de instalaciones aprovechan la energía del agua en dos sentidos: al entrar en el estuario y al salir del mismo. Para ello se recurre al empleo de canalizaciones de entrada

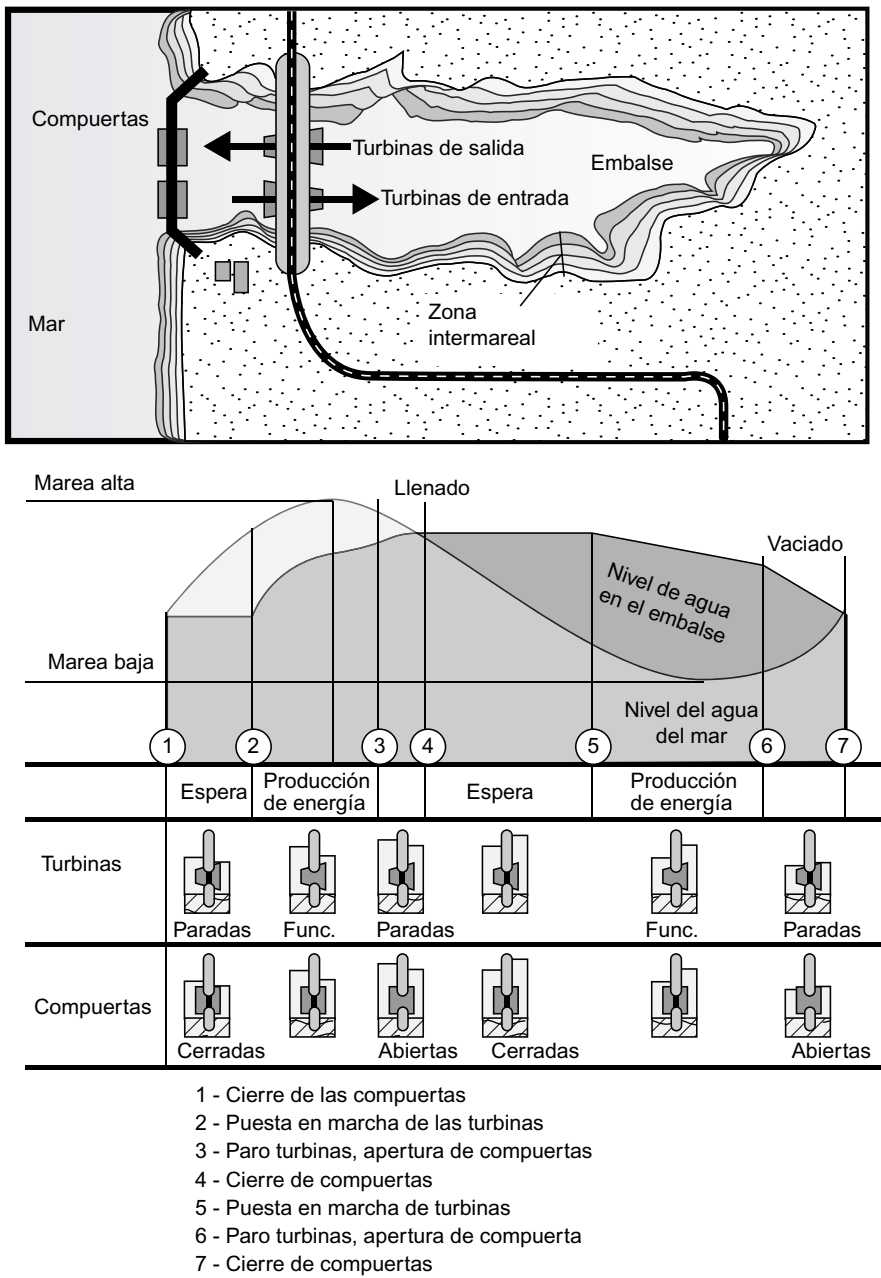


Figura 12.17. Esquema de una central de ciclo elemental de doble efecto.

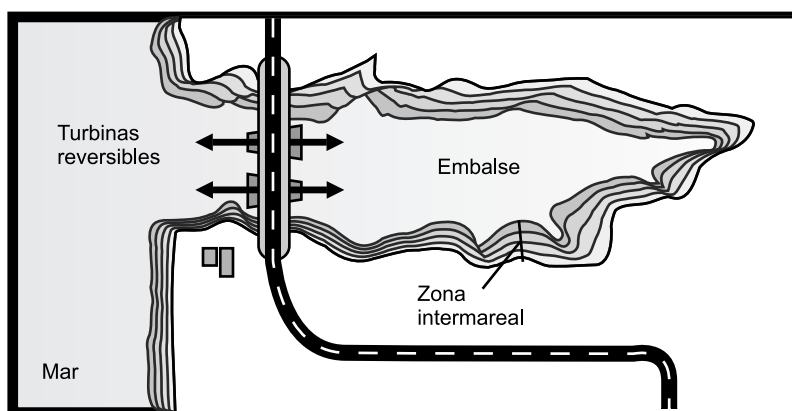


Figura 12.18. Esquema de central de ciclo elemental, doble efecto y turbinas reversibles.

y canalizaciones de salida (Figura 12.17), o a la utilización de un único tipo de canalizaciones, pero equipadas con turbinas que pueden trabajar en los dos sentidos (Figura 12.18).

Las instalaciones de ciclo múltiple utilizan varios embalses y tienen como objetivo paliar los valles de producción energética que se producen en las instalaciones de ciclo elemental.

Existen muchas propuestas de diseño de embalses múltiples, todas ellas encaminadas a adecuar la producción energética a las horas de demanda. En la Figura 12.19 se muestra una instalación de dos embalses. En el dique que separa el embalse superior del mar existen unas compuertas que facilitan la entrada de agua para su llenado, entre la marea media y la marea alta, y que se cierran entre la marea media y la marea baja.

Asimismo, se puede observar en la Figura 12.19 que la salida del agua hacia el mar se lleva a cabo por las compuertas ubicadas entre el embalse inferior y el mar.

Estas compuertas permanecen cerradas entre la marea media y la marea alta, abriéndose en el período comprendido entre la marea media y la marea baja. Las turbinas y generadores encargados producir la energía eléctrica se encuentran ubicados en el dique que separa ambos embalses.

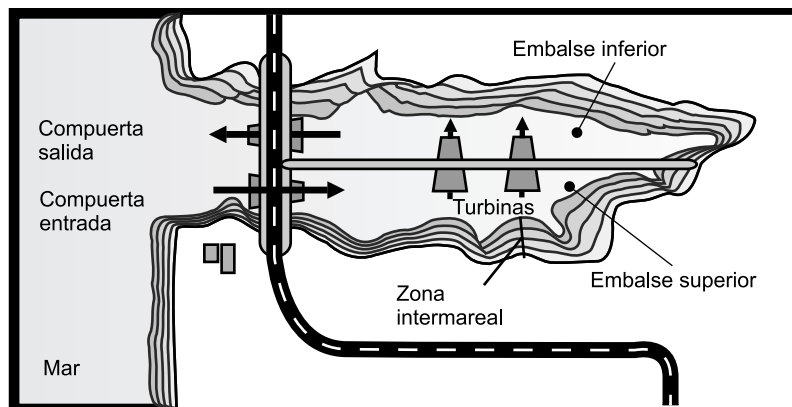


Figura 12.19. Esquema de central mareomotriz de ciclo múltiple.

Al igual que en las instalaciones hidroeléctricas, también en las instalaciones mareomotrices pueden utilizarse turbinas reversibles, las cuales pueden funcionar como bombas en un sentido y como turbinas en el otro. De esta forma, cuando exista un exceso de energía puede emplearse para bombear agua desde el mar hacia los embalses, aumentando así el nivel para disponer de agua extra para la subsiguiente fase de generación.

Cualquiera que sea la configuración elegida para una central mareomotriz, los componentes básicos son los mismos: turbinas, diques, compuertas, generadores eléctricos, subsistema de control e infraestructura de transporte de la energía eléctrica generada.

Debido a las peculiares características de las centrales mareomotrices, donde los saltos son relativamente pequeños, las turbinas más adecuadas son las de hélice de flujo axial y de alta velocidad.

Tres son los tipos de turbinas más aceptados: la turbina de bulbo axial, la cual se instala junto con el generador eléctrico en un habitáculo en forma de bulbo situado en el conducto de paso del agua (Figura 12.20); la turbina Kaplan tubular, la cual se conecta al generador que se encuentra en el exterior del conducto de flujo del agua (Figura 12.21); y la turbina de rotor anular, la cual lleva integrado el generador eléctrico alrededor del rodete de sus álabes, constituyendo ambos una unidad compacta (Figura 12.22).

La velocidad de un generador convencional acoplado a la turbina tiene que ser regulada estrechamente para que pueda sincronizarse con el sistema eléctrico al que se conecta. Con el propósito de ayudar a la regulación de frecuencia bajo las condiciones variables de una planta mareomotriz, un conjunto de palas fijas (regulador) se colocan a menudo en frente de los álabes de las turbinas para proporcionar un movimiento rotatorio al agua. El uso de estas palas unido con una turbina Kaplan de álabes regulables proporciona un considerable grado de control de la velocidad de giro.

En aplicaciones pequeñas, donde tal ajuste del control de la velocidad no es esencial, o donde los costes sean críticos, se puede usar un método de control (bien una turbina de álabes variables o bien un regulador) en lugar de los dos juntos.

Otra alternativa consiste en usar un generador de velocidad variable. Esta solución electrónica permitirá que la turbina gire a su velocidad óptima en todas las condiciones mientras

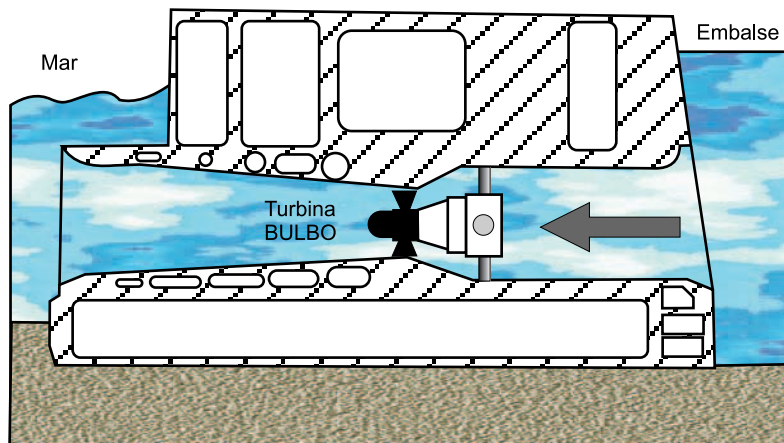


Figura 12.20. Turbina de bulbo axial.

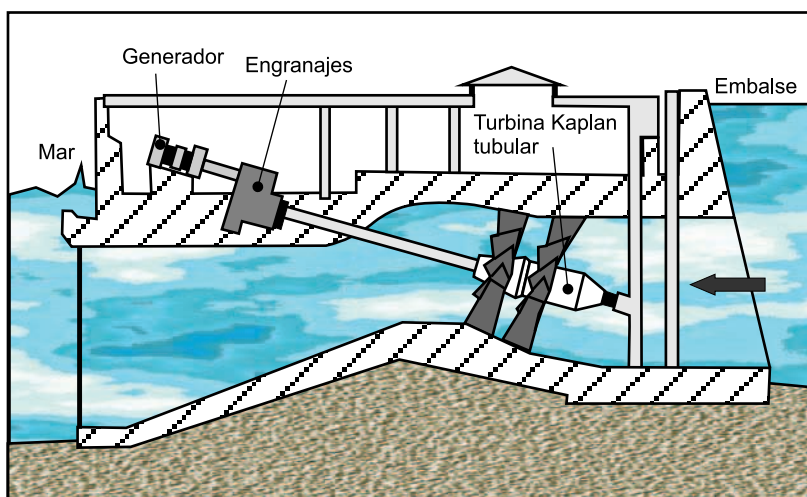


Figura 12.21. Turbina Kaplan tubular.

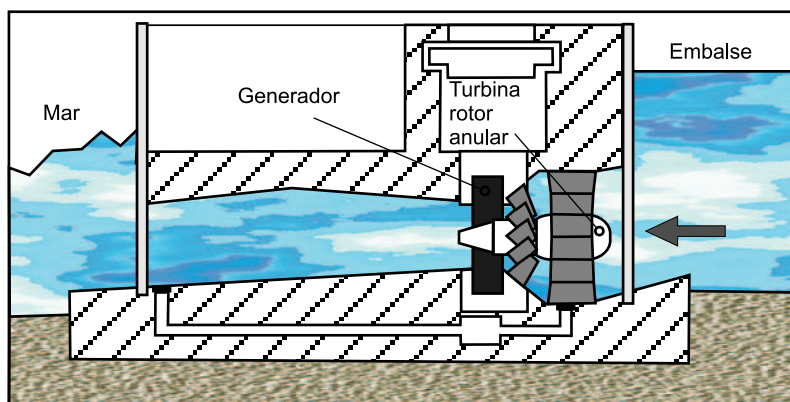


Figura 12.22. Turbina de rotor anular.

que la energía eléctrica se entrega a la red a la frecuencia correcta. Esto permite ganar en eficiencia, sin embargo, la solución es más costosa que usar un generador convencional y controlar mecánicamente la velocidad de la turbina.

Las compuertas de un dique de estuario deben ser suficientemente grandes y suficientemente eficientes para permitir que la cuenca de la marea detrás del dique se llene de agua rápidamente.

Donde el agua es suficientemente profunda, se pueden construir compuertas eficientes usando el concepto de **tubo de Venturi**. Estos diseños de compuertas transferirán el agua de un lado a otro del dique, pero deben estar completamente sumergidos. Las compuertas convencionales generalmente necesitan ser más grandes que los tubos de Venturi para proporcionar la misma velocidad de transferencia.

Muchos de los ríos adecuados para implantar una central mareomotriz se usan para tráfico de barcos. Para permitir que los barcos y lanchas continúen usando el río, se deben dejar

puertas para circulación de los mismos en el dique. Ellas deben también facilitar a los peces y otras formas de vida marina pasar a través del dique. Esto es particularmente importante si el río es usado por peces migratorios, tales como los salmones.

Una alternativa a los diques que cruzan un estuario es la propuesta por Tidal Electric Inc. Este sistema denominado **lagunas mareomotrices** (*tidal lagoons*) consiste en encerrar una zona del mar con una cerca flexible, pero robusta, que se ancla al fondo del mar. El principio es el mismo, se trata de crear un depósito que pueda llenarse cuando la marea sube y se vacíe cuando la marea baja.

Con este sistema podrá utilizarse un ciclo de doble efecto y la energía eléctrica se podrá transportar a tierra mediante un cable submarino.

En principio, con estas soluciones se disminuyen los problemas medioambientales que originan los diques de los estuarios. Una laguna de este tipo ha sido propuesta para la zona de la bahía de Swansea en Gales (Figura 12.23).



Figura 12.23. Lagunas mareomotrices de Nidal Electric Inc. (fuente: BBC).

12.5.2.2 Tecnología de turbinas de corrientes marinas

Existe la posibilidad de aprovechar las corrientes de marea, es decir, los movimientos horizontales del agua que se aprecian a lo largo de las costas, rías, bahías, estuarios, fiordos, etc., producidos por las subidas y bajadas de las mareas. Estas corrientes de superficie pueden intensificarse como consecuencia de los efectos de concentración en canales estrechos.

Para aprovechar la energía cinética de este tipo de corrientes se han diseñado dispositivos simples, parecidos a los rotores de las turbinas eólicas, que se sumergen en el mar a profundidades comprendidas entre 20 y 30 metros.

Se han propuesto turbinas de eje horizontal, o turbinas de hélice, que comprende un rotor con dos o más palas. La turbina puede ser montada en una torre que se fija al lecho marino o puede unirse a un soporte flotante (Figura 12.24).

Asimismo se han propuesto turbinas de eje vertical con rotores de flujo cruzado.

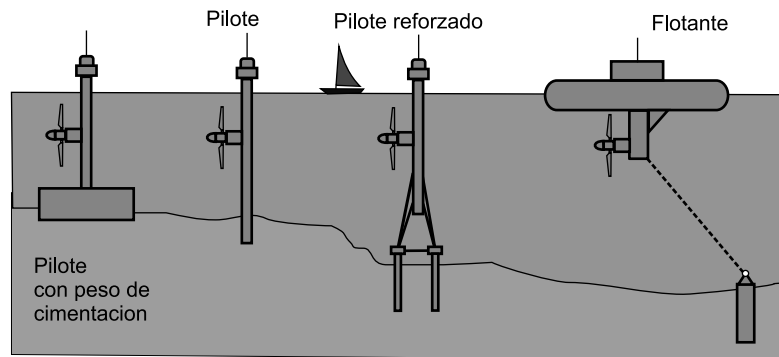


Figura 12.24. Algunos sistemas de sustentación de turbinas de eje vertical.

Debido a la alta densidad del agua, comparada con el aire, las turbinas utilizadas para aprovechar la energía de las corrientes marinas son más pequeñas que las turbinas eólicas (Figura 12.25).



Figura 12.25. Hélice de la turbina SeaGen de MCT Ltd. (Marine Current Turbines).

Se han realizado instalaciones experimentales con turbinas de eje horizontal, tales como el denominado proyecto Seaflow de la empresa MCT Ltd (Marine Current Turbines), con el propósito de demostrar que la energía de las mareas es una fuente válida para obtener electricidad.

El prototipo construido en el proyecto Seaflow, de una potencia nominal de 300 kW, dispone de una hélice debajo del agua que funciona en un solo sentido. La hélice está sujeta a una estructura que se apoya en el fondo, aunque el dispositivo sobresale del nivel del agua (Figura 12.26).

El movimiento de la hélice se transmite mediante unos engranajes al generador que está en la parte de arriba (eso simplifica el mantenimiento). El transporte de la energía eléctrica hasta la costa se efectúa a través de un cable submarino que sale del fondo de la estructura.



Figura 12.26. Dibujo de un parque de turbinas de MCT Ltd. (Marine Current Turbines).

A la vista de los esperanzadores resultados obtenidos con este prototipo se ha diseñado y construido otro modelo de mayor potencia nominal (1 MW), de dos hélices (Figura 12.26), que opera en ambos sentidos. Sin embargo, el objetivo final es instalar un parque sumergido de este tipo de máquinas (Figura 12.26).

La empresa Verdant Power Inc., ha diseñado y construido turbinas de flujo libre (Figura 12.27), que son de eje horizontal. Estas turbinas conectan el rotor de tres palas con una caja multiplicadora de engranajes por medio de un acoplamiento flexible. El árbol de salida de la caja de engranajes se conecta con el generador eléctrico. (Figura 12.27). El sistema se fija al lecho marino mediante un pilote.

La empresa SMD Hydrovision ha desarrollado un aparato (TideI. Figura 12.28) para la extracción de energía del flujo de las mareas.

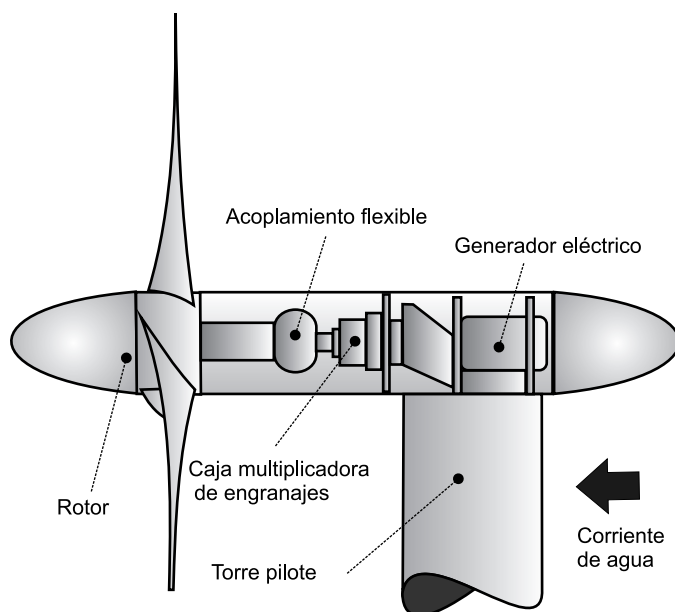


Figura 12.27. Esquema simple de la turbina de Verdant Power Inc.



Figura 12.28. Aparato TidEl de SMD Hydrovision. (Fuente: SMD Hydrovision).

El concepto TidEl consiste en un par de turbinas de 500 kW, montadas juntas. El ensamble completo es capaz de flotar y atarse al lecho marino por una serie de cadenas. El sistema de amarre permite a las turbinas autoalinearse en la dirección del flujo prevaleciente de la marea sin necesidad de intervenciones externas. Como el sistema no precisa de estructura soporte puede ser adecuado para cualquier profundidad costera razonable.

La empresa TGL (Tidal Generation Limited) está desarrollando una turbina totalmente sumergible de 1 MW de potencia nominal que se monta en una ligera estructura de trípode que se sujeta al lecho marino (Figura 12.29). La máquina ha sido diseñada para ser instalada en aguas con profundidades mayores de 30 m, ya que, según TGL, el 93% de los recursos del Reino Unido están localizados en zonas con estas características. La turbina totalmente sumergible tiene al menos 10 m de distancia a la superficie en el agua más baja y, por tanto, según TGL, no presenta impacto visual ni inconvenientes a los barcos.



Figura 12.29. Turbina totalmente sumergible de TGL (Tidal Generation Limited).

TidalStream es una asociación dedicada a promover el desarrollo de las fuentes de energía renovables. Según Tidal Stream la clave del éxito de las turbinas para aprovechamiento de las corrientes marinas está en la forma de sostener el rotor-transmisión para que éste siga el flujo del agua y pueda ser instalado y mantenido de forma fácil y económica. Para lugares

con aguas profundas, que son donde se encuentran las dos terceras partes de los recursos, son necesarios diseños adecuados de aparatos sumergidos flotantes. Estos evitan la vulnerabilidad a las tormentas de los aparatos flotantes de superficie, y la dificultad de los montajes en lecho marino.

TidalStream ha propuesto varios diseños. En la Figura 12.30 (izquierda) se muestra uno de los últimos diseños propuestos para operar a profundidades comprendidas entre 30 m y 50 m. Se compone de dos turbinas gemelas con dos rotores de 20 m de diámetro, con potencias nominales entre 1 MW y 2 MW, dependiendo de la velocidad de la corriente marina.

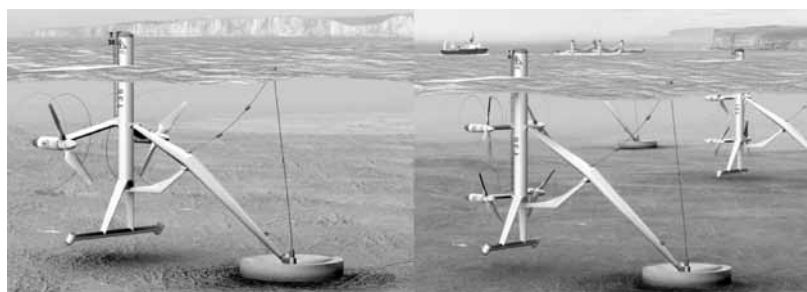


Figura 12.30. Dispositivos propuestos por TidalStream (fuente: TidalStream).

Cada rotor gira en la corriente aguas arriba de su brazo soporte. La sujeción al lecho marino se lleva a cabo con una base de gravedad. Contiene mecanismos articulados que facilitan la instalación y desmontaje del aparato.

En el caso de aguas más profundas (60 m) TidalStream propone la utilización de otro par de rotores de 20 m de diámetro (Figura 12.30 derecha), proporcionando el dispositivo una potencia de 4 MW.

Las turbinas de eje vertical usadas para extraer la energía de las corrientes marinas tienen palas verticales que están soportadas en un montante sujeto a un árbol vertical. Las palas son diseñadas para que puedan rotar en la corriente, cualquiera que sea la dirección de esta.

Como sucede con las turbinas de eje horizontal, las turbinas de eje vertical pueden montarse en el lecho marino o sujetarse a una plataforma flotante.

Blue Energy dispone de una turbina de eje vertical. Desarrollada por un veterano ingeniero aeroespacial (Barry Davis), la turbina de eje vertical de Blue Energy representa dos décadas de investigación y desarrollo canadiense.

Las cuatro hidroalas de la turbina se unen al árbol del rotor, el cual hace girar a los engranajes de una multiplicadora para conseguir la velocidad adecuada del generador eléctrico (Figura 12.31).

La turbina se monta en un armazón marino de hormigón que ancla la unidad al fondo marino, dirige el flujo a través de la turbina concentrando el recurso y soporta los acoplamientos, la caja de engranajes y el generador.

Es posible desplegar un conjunto de turbinas de eje vertical y colocarlas como los elementos verticales de una valla. Cuando se utiliza esta disposición para aprovechar las corrientes de las mareas se le denomina **valla mareomotriz** (*Tidal fence*). Esta construcción

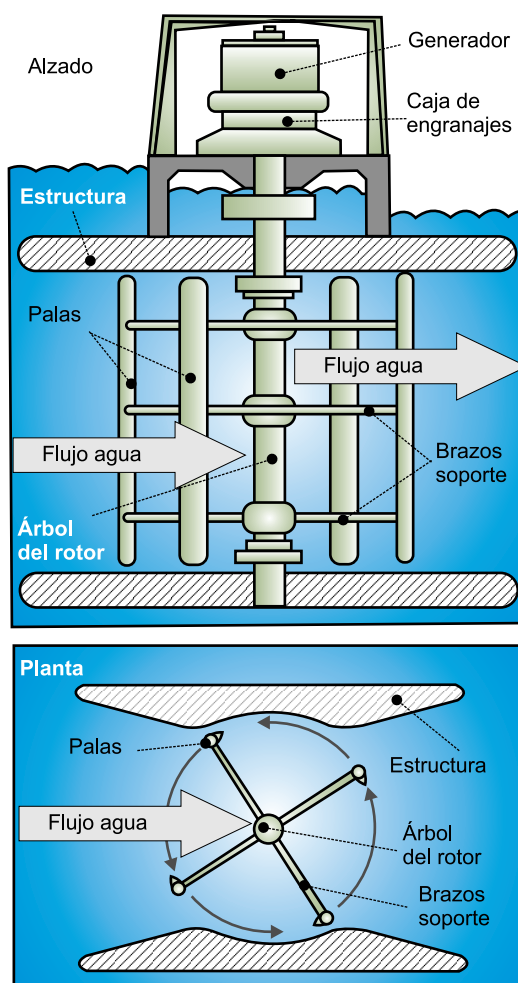


Figura 12.31. Esquema de la turbina de eje vertical de Blue Energy.

permite extraer la máxima cantidad de energía de un sitio. Un prototipo basado en este concepto se ha pensado para instalarlo en Filipinas.

Además de las turbinas de eje horizontal y de las turbinas de eje vertical se ha desarrollado otros extractores de la energía de las mareas. Uno de tales dispositivos, llamado Stringray, se basa en el concepto de hidroplano.

El generador Stingray fue diseñado por EB (Engineering Business) para extraer energía de las corrientes marinas, originadas por las mareas.

El flujo de las corrientes sobre el hidroplano causa una movimiento oscilante que puede ser usado para accionar directamente un cilindro hidráulico y hacer fluir aceite a alta presión hasta un motor hidráulico, que a su vez acciona un generador eléctrico (Figura 12.32). Un mecanismo de guiñada asegura que el hidroplano esté alineado con el flujo y reflujo de las mareas.

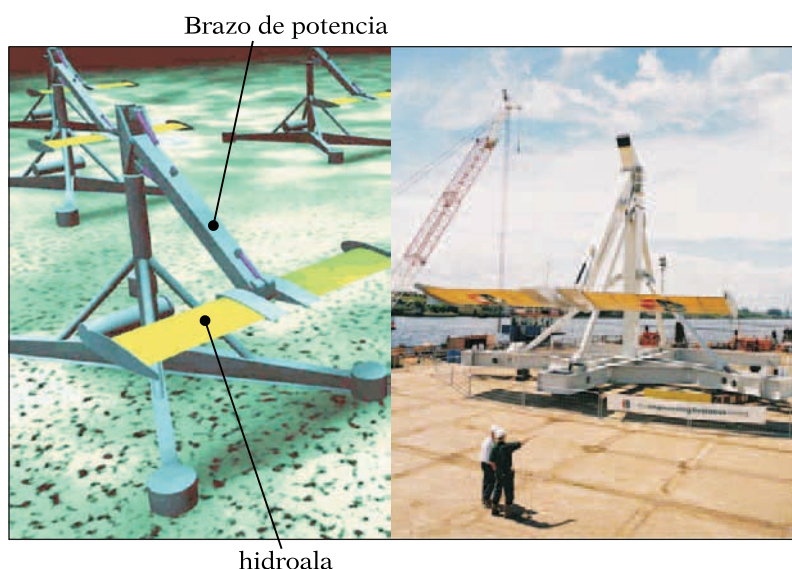


Figura 12.32. Convertidor Stingray de EB (Engineering Business).

El Stingray es un dispositivo que se monta en el lecho marino a profundidades de 100 m para eludir los efectos perjudiciales de las olas.

EB ha ensayado en el año 2002 un prototipo de demostración de 150 kW (a 2 m/s) instalado en las islas Shetland, a 30 m de profundidad.

12.6. Costes del uso de la energía mareomotriz

El obstáculo para la explotación de esta fuente energética no solo es el operacional, sino que el económico también juega un papel primordial.

En el caso de las estaciones mareomotrices situadas en estuarios con dique no se dispone de abundante experiencia, sin embargo, las centrales construidas pueden servir de guía respecto a los costes que se generan. Analizando los resultados obtenidos en dichas estaciones se concluye que los costes de inversión son similares a los costes de las centrales hidráulicas, sin embargo, las estaciones mareomotrices tienen dos condicionantes que hay que tener en cuenta.

El factor de carga de las estaciones mareomotrices es bajo. Si operan solo durante el reflujo, el factor de carga es del orden de de 22%-24%. Si se bombea agua el rendimiento puede incrementarse ligeramente, pero se precisan mayores costes de inversión.

Otro problema está relacionado con el período del día en el cual la planta puede generar.

Los cálculos que se han realizado sobre el coste de la unidad de energía producida en el Reino Unido y Australia indican que, desde el punto de vista puramente económico, las centrales mareomotrices no son competitivas actualmente.

Teniendo en cuenta que la vida de estas instalaciones pueden superar los 75 años, y que los costes de operación (combustible) son nulos, cuando los combustibles fósiles y los pre-

cios de la energía convencional aumenten es posible que los proyectos de instalaciones mareomotrices sean más atractivos.

Con respecto al aprovechamiento de la energía de las mareas hay que señalar que a tecnología está en una etapa inicial de desarrollo y que es difícil hacer un análisis realista de los costes. Sin embargo, algunos estudios realizados en Europa indican que los costes de inversión dependen de la capacidad instalada, pero que pueden oscilar entre 1.200 €/kW y 3.000 €/kW y que la energía podría generarse con costes comprendidos entre 0,05 €/kWh y 0,15 €/kWh. Con este rango de costes de generación esta tecnología podría competir con los sistemas de generación diésel.

12.7. Impacto ambiental por utilizar la energía de las mareas

La energía mareomotriz tiene la cualidad de renovable, en tanto que la fuente de energía primaria no se agota por su explotación, y limpia, ya que en la transformación energética no se producen subproductos contaminantes gaseosos, líquidos o sólidos. Sin embargo, la limitación para la construcción de estas centrales (localización puntual y potencia limitada), no solamente se centra en el mayor coste de la energía producida, sino en el impacto ambiental negativo que generan en algunos de los más ricos e importantes ecosistemas, como son los estuarios y las marismas.

Respecto de la tecnología utilizada para el aprovechamiento de las corrientes marinas hay que señalar que no existen aún estudios profundos que revelen el factor de impacto en el medio ambiente, sin embargo, es posible que las hélices de dichos dispositivos pudieran matar a peces y mamíferos marinos si no se toman las debidas precauciones. Probablemente, en el caso de las vallas de mareas se generarán similares efectos negativos que los que producen los diques de los estuarios.

Otro de los potenciales impactos de esta tecnología es la posible interferencia que puedan tener con los barcos y con los caladeros.

12.8. Situación actual de la explotación de la energía de las mareas

Difícilmente la energía mareomotriz podrá ser una importante fuente de energía a nivel general, porque pocas localidades reúnen los requisitos para construir un sistema de diques en estuarios. El aprovechamiento de este tipo de energía del mar está frenado por la modificación del paisaje y el impacto ecológico, ya que la mayoría de las centrales necesitarían de mucho espacio. Hasta la fecha el desarrollo tecnológico de esta energía es escaso ya que necesitan de un alto coste económico.

Sin embargo, en determinados países que cuentan con rangos de mareas apropiados, se han propuesto diversos emplazamientos para la instalación de centrales mareomotrices, según WEC (World Energy Council) (Tabla 12.1).

Actualmente, no existen razones significativas de índole técnica para que las corrientes marinas no sean explotadas a gran escala en un futuro cercano, ya que la ingeniería que se

TABLA 12.1 Propuestas de implantación de centrales mareomotrices.

País	Región	Marea (m)	Superficie (km ²)	Potencia (MW)	Producción (TWh/año)
Argentina	San José	5,8	778	5.040	9,4
	Golfo Nuevo	3,7	2.376	6.570	16,8
	Río Deseado	3,6	73	180	0,45
	Santa Cruz	7,5	222	2.420	6,1
	Río Gallegos	7,5	177	1.900	4,8
Australia	Bahía Secure	7,0	140	1.480	2,9
Canadá	Walcott Inlet	7,0	260	2.800	5,4
	Cobequid	12,4	240	5.338	14,0
	Cumberland	10,9	90	1.400	3,4
	Shepody	10,0	115	1.800	4,8
India	Golfo de Kutch	5,0	170	900	1,6
	Golfo de Khambat	7,0	1.970	7.000	15,0
Corea Rep.	Garolim	4,7	100	400	0,836
	Cheonsu	4,5	—	—	1,2
México	Río Colorado	6-7	—	—	5,4
Reino Unido	Severn	7,0	520	8.640	17,0
	Mersey	6,5	61	700	1,4
	Duddon	5,6	20	100	0,212
	Wyre	6,0	5,8	64	0,131
	Conwy	5,2	5,5	33	0,060
EEUU	Pasamaquoddy	5,5	—	—	—
	Knik Arm	7,5	—	2.900	7,4
	Turnagain Arm	7,5	—	6.500	16,6
Fed. Rusa	Mezen	6,7	2.640	15.000	45
	Tugur	6,8	1.080	7.800	16,2
	Penzhinsk	11,4	20.530	87.400	190

precisa existe. Sin embargo, los factores que pueden resolverse solamente a través de un programa técnico de investigación y desarrollo son si se puede construir un sistema de aprovechamiento de corrientes marinas fiable y duradero a bajo costo.

En el 2004 el Gobierno chino expresó su apoyo a un ambicioso proyecto de Tidal Electric para instalar una laguna mareomotriz (*tidal lagoons*) de 300 MW a cierta distancia de la costa, en las aguas cercanas a la boca del río Yalu. Este sería el proyecto de mayor potencia instalada del mundo, superando los 240 MW de la central de La Rance (Francia).

En Corea se está construyendo un dispositivo para el aprovechamiento de la energía de las corrientes marinas originadas por las mareas en el lago Shiswa de la ciudad de Ansan, que tendrá una capacidad de 252 MW. El sistema comprenderá 21 unidades de 21 MW con lo que se estima obtener 552 millones de kWh/año de energía cuando se complete en el

2008. Diseñado por el Instituto Coreano de Investigación y Desarrollo Oceánico (Ocean Research & Development Institute) el proyecto es financiado por la Corporación de Recursos de Agua de Corea (Water Resource Corporation). Los costos se estiman en 202 millones de euros, con un precio por kWh de 0,057 euros. Si se logra, este proyecto sobrepasará la potencia instalada en La Rance. Corea también está planificando la construcción de una planta de 1 MW para el aprovechamiento de la energía de las corrientes producidas por las mareas en el Estrecho de Uldol-muk. La planta experimental utilizará turbinas de hélice desarrolladas por GCK.

La compañía americana Tidal Electric ha propuesto dos proyectos de lagunas mareomotrices para el aprovechamiento de la energía de las mareas en Gales. El proyecto inicial del 60 MW se ha propuesto para la bahía de Swansea, en Reino Unido, en un área de 5 km² y aproximadamente a 1,5 km de la costa.

El mayor proyecto, dependiendo del éxito que se obtenga del proyecto de Swansea, podría ser instalar 400 MW en Rhyl, en la costa de Gales.

12.9. Conclusiones

En este capítulo se han expuesto nociones básicas sobre el origen y potencial de la energía mareomotriz.

Asimismo, se han descrito las tecnologías actuales para el aprovechamiento de la energía potencial almacenada en estuarios debido a las mareas y las tecnologías desarrolladas para la extracción de la energía de las corrientes marinas originadas por las mareas.

Se ha realizado un breve resumen histórico sobre el aprovechamiento de este tipo de energía en el mundo.

Se ha indicado el obstáculo que suponen los altos costes de inversión de las centrales mareomotrices y la escasa experiencia acumulada sobre los costes asociados a las plantas de aprovechamiento de la energía de las mareas. Asimismo, se han indicado los efectos positivos y negativos que estas instalaciones pueden tener sobre el medioambiente.

Por último, se ha indicado la situación actual y las perspectivas de futuro de esta fuente energética renovable.

En la bibliografía específica sobre centrales mareomotrices que se incluye pueden ampliarse los conocimientos adquiridos en este capítulo.

12.10. Bibliografía

- Clark, R. H. *Elements of Tidal-Electric Eng.* Ed. Wiley-IEEE Press, 2007.
- Charlier, R. H. y Finkl, C. W. *Ocean Energy: Tide and Tidal Power.* Ed. Springer, 2008.
- Peppas, L. *Ocean, Tidal, and Wave Energy: Power from the Sea.* Ed. Crabtree Publishing Company, 2008.
- Charlier, R. H. y Justus, J. R. *Ocean Energies.* Ed. Elsevier, 1993.

12.11. Evaluación

12.11.1. Ejercicios teóricos

1. Señalar la respuesta correcta:

- A) Las mareas son consecuencia de la radiación solar, la cual es la causante del viento que las origina.
- B) Las mareas son consecuencia de las diferencias de salinidades de las aguas.
- C) Las mareas se originan como consecuencia de las diferencias de temperatura que existen entre las aguas de los océanos.
- D) Las mareas son consecuencia de las fuerzas de atracción gravitatoria que la Luna y el Sol ejercen sobre la Tierra.

Solución: La respuesta D) es la CORRECTA. Las mareas son movimientos oscilatorios del nivel del mar, debido a las fuerzas de atracción gravitacional que la Luna y el Sol ejercen sobre las partículas líquidas de los océanos.

2. Señala la respuesta correcta:

- A) Las denominadas **mareas de Sicigias** provocan pleamares más altas y bajamares más bajas que las mareas promedio.
- B) Durante las fases de Luna nueva y llena, donde el Sol, la Luna y la Tierra están alineados, las ondas solar y lunar coinciden creando un estado conocido como **marea muerta**.
- C) Durante las denominadas **mareas de cuadratura** los pleamares son más altos y los bajamares más bajos que las mareas promedio.
- D) Las mareas de primavera y muerta se producen 120 horas después de las fases correspondientes de la Luna, este período se le llama **edad de la marea o de la fase de desigualdad**.

Solución: La respuesta A) es CORRECTA. Durante las fases de Luna nueva y llena, donde el Sol, la Luna y la Tierra están alineados, las ondas solar y lunar coinciden creando un estado conocido como mareas de primavera, mareas vivas o mareas de Sicigias. En este caso los efectos se suman, provocando pleamares más altas y bajamares más bajas que las mareas promedio.

3. ¿Cómo se dice que opera una central mareomotriz que se diseña para aprovechar la energía únicamente en la etapa de vaciado de un estuario, es decir, durante la bajamar?

- A) Ciclo elemental de medio efecto.
- B) Ciclo elemental de doble efecto.
- C) Ciclo elemental de simple efecto.
- D) De medio ciclo y simple efecto.

Solución: La respuesta C) es CORRECTA. Cuando la instalación se diseña para aprovechar la energía únicamente en la etapa de vaciado de un estuario, es decir, durante la bajamar, se dice que ésta opera en un ciclo elemental de simple efecto. Esta forma de operar limita la energía eléctrica generada, ya que solamente se aprovecha el flujo de agua en un sentido: del estuario al mar. Por tanto, solamente se aprovechan los dos períodos diarios en que se vacía el estuario. Es decir, entre tres y seis horas, como mucho, en cada ciclo.

4. Tres son los tipos de turbinas más aceptados para el aprovechamiento de la energía de las mareas en estuarios con diques. ¿Cuál de las siguientes respuestas es correcta?:

- A) La turbina Kaplan lleva integrado el generador eléctrico alrededor del rodete de sus álabes.
- B) La turbina de bulbo radial es la más frecuentemente utilizada.

- C) La turbina Kaplan tubular es una de las turbinas que se utilizan en este tipo de instalaciones.
- D) La turbina de rotor anular se instala junto con el generador en un habitáculo situado en el conducto de paso del agua.

Solución: La respuesta C) es CORRECTA. La turbina Kaplan tubular es un tipo de turbina frecuentemente aceptado, la cual se conecta al generador que se encuentra en el exterior del conducto de flujo del agua.

5. ¿Cuál de las siguientes afirmaciones es correcta?

- A) La limitación para la construcción de las centrales mareomotrices en estuarios con diques se centra exclusivamente en el coste.
- B) La limitación para la construcción de las centrales mareomotrices en estuarios con diques se centra exclusivamente en el impacto ambiental negativo que generan.
- C) La ventaja de las centrales que aprovechan la energía de las corrientes marinas originadas por las mareas es que no producen ningún impacto negativo.
- D) En la actualidad no existen estudios profundos que revelen el factor de impacto en el medio ambiente de las turbinas que extraen la energía de las corrientes marinas.

Solución: La respuesta D) es la CORRECTA. En la actualidad no existen estudios profundos que revelen el factor de impacto en el medio ambiente de las turbinas que extraen la energía de las corrientes marinas. Sin embargo, es posible que las hélices de dichos dispositivos pudieran matar a peces y mamíferos marinos si no se toman las debidas precauciones. Probablemente, en el caso de las vallas de mareas se generarán similares efectos negativos que los que producen los diques de los estuarios. Otro de los potenciales impactos de esta tecnología es la posible interferencia que puedan tener con los barcos y con los caladeros.

6. La amplitud de las mareas, es decir, la diferencia entre los niveles más alto (pleamar) y más bajo (bajamar), suele ser pequeña en medio del océano, pero puede alcanzar en determinados puntos del globo terráqueo, hasta:

- A) 10 metros.
- B) 15 metros.
- C) 20 metros.
- D) 25 metros.

Solución: La respuesta C) es CORRECTA. La amplitud de las mareas, es decir, la diferencia entre los niveles más alto (pleamar) y más bajo (bajamar), suele ser pequeña en medio del océano, pero puede alcanzar en determinados puntos del globo terráqueo, tales como la bahía de Fundy (Canadá), hasta 20 metros.

7. Para el aprovechamiento eficaz de la energía mareomotriz es necesario que la amplitud de las mareas sea al menos de:

- A) Cinco metros.
- B) Tres metros.
- C) Siete metros
- D) Nueve metros.

Solución: La respuesta A) es CORRECTA. Para el aprovechamiento eficaz de la energía mareomotriz es necesario que la amplitud de las mareas sea al menos de cinco metros y que exista una bahía apropiada para la recogida y almacenamiento del agua en las pleamares.

8. ¿Cuál de las siguientes afirmaciones es correcta?:

- A) Se estima que la potencia mareomotriz económicamente viable, teniendo en cuenta que el rendimiento de estas centrales no superará el 15%, se cifra alrededor de los 15 GW.
- B) Se estima que la potencia mareomotriz económicamente viable, teniendo en cuenta que el rendimiento de estas centrales no superará el 25%, se cifra alrededor de los 115 GW.
- C) Se estima que la potencia mareomotriz económicamente viable, teniendo en cuenta que el rendimiento de estas centrales no superará el 25%, se cifra alrededor de los 15 GW.
- D) Se estima que la potencia mareomotriz económicamente viable, teniendo en cuenta que el rendimiento de estas centrales no superará el 3%, se cifra alrededor de los 5 GW.

Solución: La respuesta C) es CORRECTA. la potencia disponible en las costas se reduce a valores del orden de 1 TW, ya que, teniendo en cuenta las pequeñas amplitudes de las mareas comparadas con los saltos de los aprovechamientos hidroeléctricos, es necesario disponer de grandes volúmenes de agua y, por tanto, se precisan grandes desarrollos en las anchuras de los diques. Estas condiciones se reúnen en pocos lugares en el mundo, por tanto, se estima que la potencia mareomotriz económicamente viable, teniendo en cuenta que el rendimiento de estas centrales no superará el 25%, se cifra alrededor de los 15 GW.

9. ¿Cuál de las siguientes afirmaciones es correcta?

- A) En el caso de una corriente marina de 1 m/s podría obtenerse una densidad de 4.000 W/m².
- B) En el caso de una corriente marina de 2 m/s podría obtenerse una densidad de 4.000 W/m².
- C) En el caso de una corriente marina de 12 m/s podría obtenerse una densidad de 400 W/m².
- D) En el caso de una corriente marina de 4 m/s podría obtenerse una densidad de 2.000 W/m².

Solución: La respuesta B) es CORRECTA. Debido a que el agua es 800 veces más densa que el aire, no se requieren las altas velocidades del viento que precisan las turbinas eólicas para obtener una relativamente alta densidad de energía. En el caso de una corriente marina de 2 m/s podría obtenerse una densidad de 4.000 W/m². Sin embargo, se precisaría de una velocidad del viento de aproximadamente 18,7 m/s para obtener la misma densidad.

10. Recientes estudios confirman que las corrientes originadas por las mareas que podrían ser explotadas de forma efectiva se concentran en determinados lugares donde se encuentran corrientes rápidas, se estima que se necesitan velocidades comprendidas en el rango de:

- A) 1 m/s a 3 m/s.
- B) 4 m/s a 6 m/s.
- C) 7 m/s a 9 m/s.
- D) 10 m/s a 12 m/s.

Solución: La respuesta A) es CORRECTA. Estos estudios confirman que las corrientes originadas por las mareas que podrían ser explotadas de forma efectiva se concentran en determinados lugares donde se encuentran corrientes rápidas (se estima que se necesitan velocidades comprendidas en el rango de 1 m/s a 3 m/s).

12.11.2. Prueba objetiva

1. ¿Dónde se han localizado las mareas más altas del mundo?

- A) La costa gallega (España).
- B) En el estuario de La Rance (Francia).

- C) En Puerto Gallegos (Argentina).
 - D) En las bahías de Fundy y Frobisher (Canadá).
2. ¿Quién llevó a cabo el primer estudio científico del comportamiento de las mareas?
- A) Isaac Newton (1642-1727).
 - B) William John Macquorn Ranking (1820-1872).
 - C) Julio Verne (1828-1905).
 - D) Bernard Forest de Belidor (1698-1761).
3. ¿Por qué las turbinas utilizadas para aprovechar la energía de las corrientes marinas son más pequeñas que las turbinas eólicas?
- A) Debido a las altas velocidades de las corrientes marinas comparadas con las velocidades del viento.
 - B) Debido a que la densidad del agua es muy superior a la del aire.
 - C) Los diámetros de las turbinas utilizadas en el aprovechamiento de las corrientes marinas son de similar tamaño al de los rotores empleados en la captación de la energía del viento.
 - D) Debido a que las turbinas empleadas en el aprovechamiento de las corrientes marinas giran a velocidades mucho más reducidas que las turbinas eólicas.
4. Señalar la respuesta correcta:
- A) Todas las turbinas utilizadas para el aprovechamiento de la energía de las corrientes marinas son de eje horizontal y se fijan al lecho marino por gravedad.
 - B) Las únicas turbinas utilizadas para el aprovechamiento de la energía de las corrientes marinas son de eje horizontal o de eje vertical.
 - C) Las turbinas utilizadas para el aprovechamiento de la energía de las corrientes marinas pueden montarse en una torre que se fija al lecho marino o pueden unirse a un soporte flotante.
 - D) Generalmente, la denominada **valla mareomotriz** (*tidal fence*) consiste en desplegar un conjunto de turbinas de eje horizontal como los elementos verticales de una valla. Un prototipo basado en este concepto se ha pensado para instalar en Filipinas.
5. ¿Cuál de las siguientes afirmaciones es correcta?
- A) Las instalaciones que operan según un ciclo elemental de doble efecto recurren exclusivamente al empleo de canalizaciones de entrada y canalizaciones de salida.
 - B) Las instalaciones que operan según un ciclo elemental de doble efecto pueden recurrir a la utilización de un único tipo de canalizaciones, pero equipadas con turbinas que pueden trabajar en los dos sentidos.
 - C) A diferencia de las instalaciones hidroeléctricas, en las instalaciones mareomotrices no pueden utilizarse turbinas reversibles que puedan funcionar como bombas en un sentido y como turbinas en el otro.
 - D) En aplicaciones pequeñas el ajuste del control de la velocidad del generador se lleva siempre a cabo usando combinadamente una turbina de álabes variables y un regulador.
6. ¿Cuál de las siguientes afirmaciones es incorrecta?
- A) Debido a que la Tierra es mucho mayor que la Luna, su centro común de rotación se encuentra más próximo a la Tierra que a la Luna; de hecho el eje pasa debajo de la superficie de la Tierra.

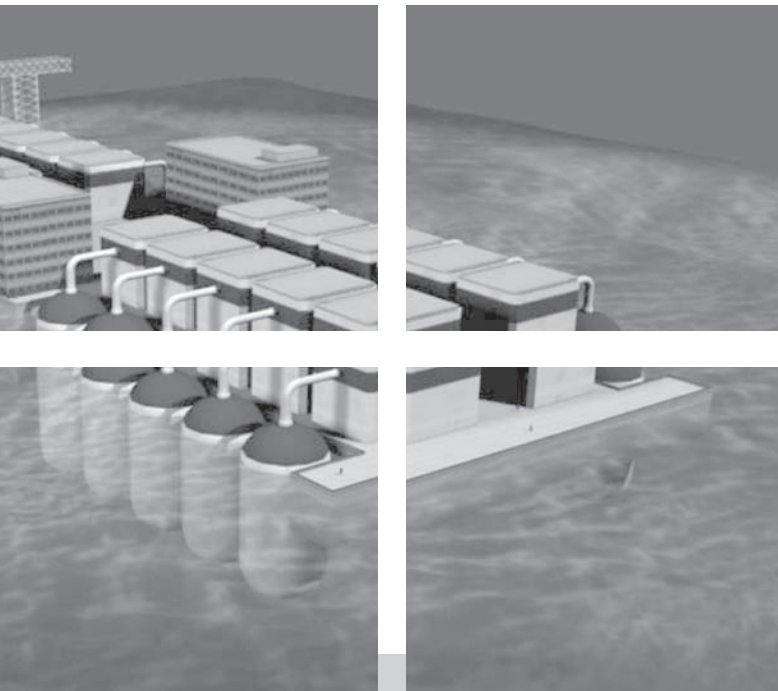
- B) La rotación mutua alrededor de este eje produce una fuerza centrífuga relativamente mayor en los mares situados en el lado de la Tierra más alejado de la Luna, agrupándolos para producir una protuberancia (pleamar).
 - C) También existe una fuerza centrífuga más pequeña, dirigida hacia la Luna, que actúa en los mares que se encuentran enfrente de la Luna.
 - D) Evidentemente, esta fuerza es más grande ya que la distancia desde la superficie de la Tierra al eje común de rotación, situado justo dentro de la superficie de la Tierra, es más pequeña.
7. ¿Cuál de las siguientes afirmaciones es incorrecta?
- A) Las masas de agua están expuestas a la fuerza centrífuga como resultado del movimiento de rotación de la Tierra.
 - B) El nivel de marea que se produce es el resultado de la combinación de las fuerzas centrífuga y gravitatoria.
 - C) Cuando la Luna está justamente encima de un determinado punto de la Tierra, la combinación de estas dos fuerzas hace que el agua se eleve sobre su nivel normal.
 - D) Ninguna de las opciones anteriores a, b y c son correctas.
8. La potencia asociada a las mareas se estima del orden de:
- A) 1.000 MW.
 - B) 3 TW.
 - C) 5 TW.
 - D) 1.000 TW.
9. ¿Cuál de las siguientes afirmaciones es correcta?
- A) El WEC ha estimado en 2.000 TWh la energía total anual de las mareas. De esta energía, se considera que solamente una porción (2 TWh) podría ser rentable económicamente su explotación.
 - B) El WEC ha estimado en 22.000 TWh la energía total anual de las mareas. De esta energía, se considera que solamente una porción (20 TWh) podría ser rentable económicamente su explotación.
 - C) El WEC ha estimado en 2.200 TWh la energía total anual de las mareas. De esta energía, se considera que solamente una porción (200 TWh) podría ser rentable económicamente su explotación.
 - D) El WEC ha estimado en 22.000 TWh la energía total anual de las mareas. De esta energía, se considera que solamente una porción (200 TWh) podría ser rentable económicamente su explotación.
10. Un estudio finalizado hace una decena de años logró identificar y analizar 106 localizaciones europeas con fuertes corrientes marinas, y se estimó que estos lugares podrían suministrar por año a la red eléctrica europea:
- A) 148 TWh
 - B) 4 TWh
 - C) 48 TWh
 - D) 8 TWh

Las respuestas al final del libro.

13

- 13.1.** Introducción y orientaciones para el estudio
- 13.2.** Objetivos
- 13.3.** Origen de la energía maremotérmica
- 13.4.** Potencial de la energía maremotérmica
- 13.5.** Tecnologías para aprovechar la energía maremotérmica
- 13.6.** Costes del uso de la energía maremotérmica
- 13.7.** Impacto ambiental de utilizar la energía maremotérmica
- 13.8.** Situación actual de la explotación de la energía maremotérmica
- 13.9.** Conclusiones
- 13.10.** Bibliografía
- 13.11.** Evaluación
 - 13.11.1. Ejercicios teóricos
 - 13.11.2. Prueba objetiva

Centrales de la energía maremotérmica



13.1. Introducción y orientaciones para el estudio

El agua de los océanos constituye un enorme colector solar. La superficie del agua de los océanos y mares tropicales puede alcanzar temperaturas entre los 24 °C y los 33 °C. Sin embargo, a profundidades del orden de los 1.000 metros dichas temperaturas caen hasta un rango comprendido entre los 9 °C y los 5 °C. En la práctica, existe una gran masa de agua, con una diferencia de temperaturas del orden de los 20 °C, que puede ser explotada energéticamente mediante dispositivos capaces de transformarla en otro tipo de energía y que se denominan OTEC (siglas en inglés de *Ocean Thermal Energy Conversion*).

Estos dispositivos pueden adoptar distintos sistemas de trabajo. Así, se proponen sistemas de ciclo abierto, sistemas de ciclo cerrado y sistemas de ciclo híbrido, para aprovechar este tipo de energía renovable.

La ubicación de las OTEC puede ser en tierra firme o en plataformas en el mar, presentando cada una de ellas ventajas e inconvenientes.

El principal impacto de este tipo de plantas deriva de los grandes volúmenes de agua que han de bombearse desde las profundidades de los océanos hasta la superficie.

Desde el punto de vista económico, las OTEC precisan de altos costes de inversión. Además, no se dispone de suficiente experiencia que proporcione información realista que permita estimar los costes de la electricidad generada por una planta OTEC.

En este capítulo se presentan aspectos básicos respecto del origen de este tipo de fuente energética renovable y sobre su potencial.

Asimismo, se describen los tres sistemas de trabajo que utilizan las OTEC para aprovechar este tipo de energía.

También se comentan algunas instalaciones que se han propuesto y/o realizado en el mundo y se indican ventajas e inconvenientes sobre las posibles zonas de ubicación de estas plantas.

Además, se indican aspectos relacionados con los costes de este tipo de plantas, en función de la potencia instalada y de su ubicación, así como aspectos relacionados con la incidencia que las instalaciones de aprovechamiento de la energía maremotérmica pueden tener sobre el medio ambiente.

Por último, se señala la situación actual de esta tecnología energética.

13.2. Objetivos

Al término del estudio de este tema, los alumnos deberían:

- Tener nociones sobre el origen y potencial de este tipo de fuente energética.
- Poseer conocimientos sobre los distintos tipos de ciclos que pueden utilizar los sistemas de aprovechamiento de la energía maremotérmica y los componentes fundamentales de las plantas.
- Estar al corriente de los tipos de ubicaciones que pueden utilizarse para explotar este tipo de energía y las ventajas e inconvenientes de las mismas.

- Estar al tanto de la influencia que la potencia instalada y la ubicación de las instalaciones OTEC tienen en los costes de inversión y del kWh producido.
- Conocer los efectos positivos y negativos que las instalaciones de aprovechamiento de la energía maremotérmica tienen sobre el medioambiente.

13.3. Origen de la energía maremotérmica

La primera y principal fuente de energía atmosférica procede del Sol. Las radiaciones que inciden sobre la superficie de la Tierra están formadas por ondas de pequeña longitud de onda, que en parte son absorbidas por el ozono en la estratosfera y gran parte por las nubes, que la reflejan nuevamente al espacio en un 34%. El 66% de la energía restante es absorbida por la superficie terrestre. Sin embargo, existe un equilibrio anual entre la energía absorbida por la Tierra y la que ésta emite de nuevo al espacio; si no fuera así, la Tierra sufriría un incremento continuo de temperatura, que se estima en 1,5°C diarios.

Los mares y los océanos son inmensos colectores solares, de los cuales se puede extraer energía de orígenes diversos.

- La radiación solar incidente sobre los océanos, en determinadas condiciones atmosféricas, da lugar a los gradientes térmicos oceánicos (diferencia de temperaturas) a bajas latitudes y profundidades menores de 1.000 metros.
- La alteración de los vientos y las aguas son responsables del oleaje y de las corrientes marinas.
- La influencia gravitacional de los cuerpos celestes sobre las masas oceánicas provoca mareas.

En la actualidad, dos terceras partes de la superficie de la Tierra están cubiertas de agua, y un porcentaje muy elevado (97,7%) de esta agua se encuentra en el mar. Por tanto, una gran parte de la radiación solar absorbida por la superficie terrestre se lleva a cabo en el mar.

El agua del mar, comparada con las tierras, tiene un calor específico más alto, es decir, la cantidad de calor necesario para elevar un grado su temperatura es más elevado. Por tanto, se calienta y se enfría más lentamente que las tierras. Sin embargo, en la tierra la radiación solar se queda casi toda en la superficie, mientras que en el agua del mar la radiación solar penetra, alcanzando generalmente una profundidad promedio de cien metros, pero que puede propagarse hasta los mil metros.

La penetración de estas radiaciones depende principalmente de la turbidez, es decir, de la cantidad de materia sólida que se encuentra en suspensión.

Todo lo anterior hace que el mar sea el colector solar y el sistema de almacenamiento de energía más grande del mundo. Además, la gran inercia térmica de los océanos permite que la temperatura sea más estable en ellos y menos marcados sus cambios, en el transcurso del día y de las cuatro estaciones del año, que en los continentes.

Conforme se profundiza en el mar la intensidad de la radiación decrece, por lo que la temperatura disminuye. Por tanto, puede decirse, de forma muy simple, que la distribución

vertical de temperaturas en el océano abierto consiste en dos capas separadas por una interfase. Una capa superior de agua relativamente caliente, con una temperatura uniforme; esa capa puede extenderse de los 20 a los 200 metros de profundidad, dependiendo de las condiciones locales. Debajo de esta franja existe una zona limítrofe, denominada **termoclina** (Figura 13.1), que algunas veces se caracteriza por un descenso brusco de la temperatura y con mayor frecuencia por un cambio gradual. Esta franja, que puede considerarse comprendida entre los 200 m y 400 m de profundidad, divide a las aguas superficiales, menos densas y menos salinas, de las aguas de las profundidades, más frías, densas y salinas. La temperatura de la capa inferior decrece progresivamente hasta alcanzar 4°C a 1 km.

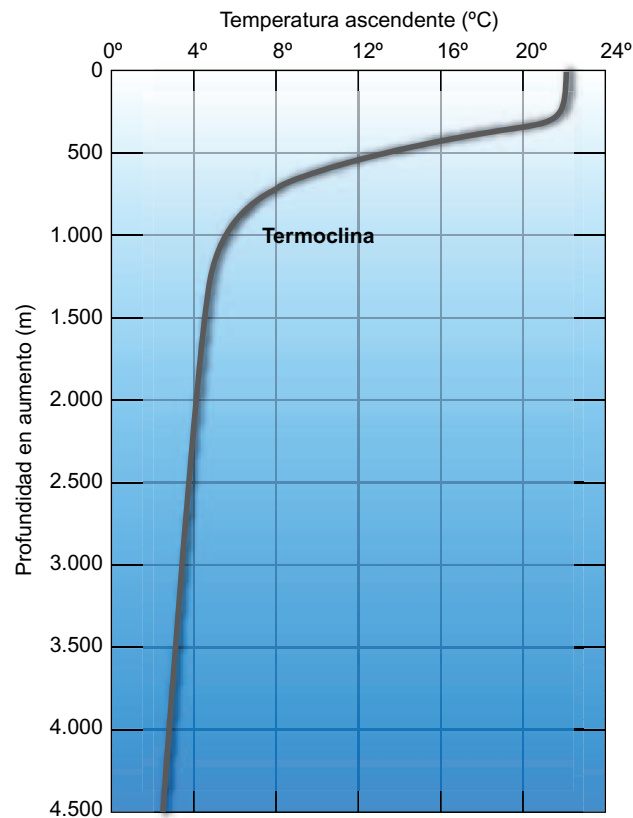


Figura 13.1. Termoclina.

En general, cuando en los océanos se alcanzan profundidades de 1.500 metros o mayores, la temperatura del agua puede ser menor de 4°C, en cualquier parte del mundo, independientemente de la temperatura superficial. En las profundidades de los abismos, a 11 kilómetros de la superficie, la temperatura es menor de 2°C, levemente superior al punto de congelación del agua salada, que para una salinidad de 25‰ es de aproximadamente 1,33°C.

La diferencia de temperaturas entre la capa superior (caliente) y la capa inferior (fría) se encuentra en el intervalo de 10°C a 25°C, hallándose valores más elevados en las aguas ecuatoriales.

Este gradiente térmico oceánico supone una importante fuente de energía, denominada energía maremotérmica, la cual puede ser aprovechada para producir electricidad mediante la utilización de una máquina térmica que, cualitativamente, operaría de forma idéntica a una central térmica convencional (Figura 13.2).

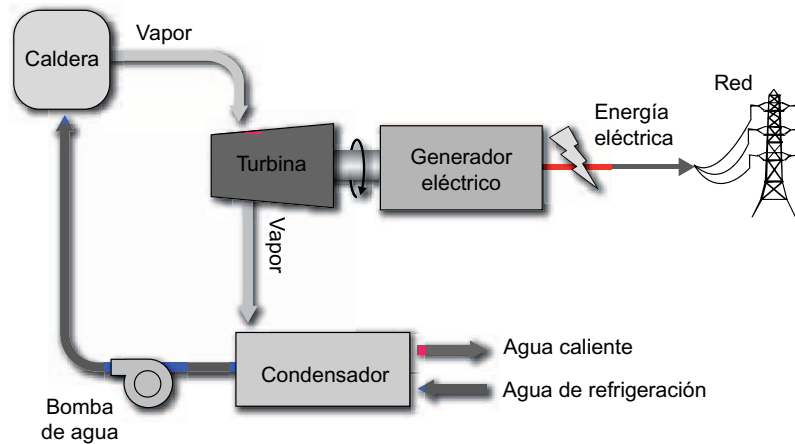


Figura 13.2. Esquema conceptual de una central térmica convencional.

Esto es, el agua caliente de la capa superior oceánica actúa como fuente de calor, mientras que el agua extraída de las profundidades actúa como refrigerante (Figura 13.3). Sin embargo, hay que señalar que, cuantitativamente, las diferencias entre ambos tipos de instalaciones son importantes. Los rendimientos de las instalaciones maremotérmicas son muy bajos, comparados con los de las centrales térmicas convencionales, debido a que los gradientes térmicos también lo son.

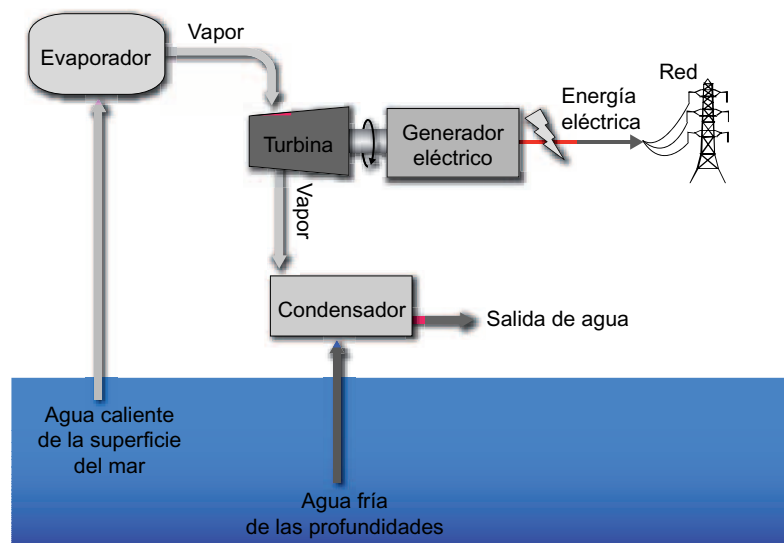


Figura 13.3. Esquema conceptual de una central maremotérmica.

13.4. Potencial de la energía maremotérmica

La radiación solar produce un gran calentamiento de las superficies marinas ecuatoriales, las cuales llegan a alcanzar temperaturas de aproximadamente 28 °C. Esto da lugar a que el agua almacene una importante cantidad de energía térmica, puesto que, aunque esta temperatura es relativamente baja, las cantidades de agua involucradas son enormes, y el calor absorbido por un cuerpo es directamente proporcional a su masa y al incremento de temperatura al que se le somete.

Para el aprovechamiento de la energía maremotérmica se requiere que el gradiente térmico sea de al menos 20 °C. Por tanto, las zonas térmicamente favorables se encuentran en las regiones ecuatoriales y subtropicales (Figura 13.4).

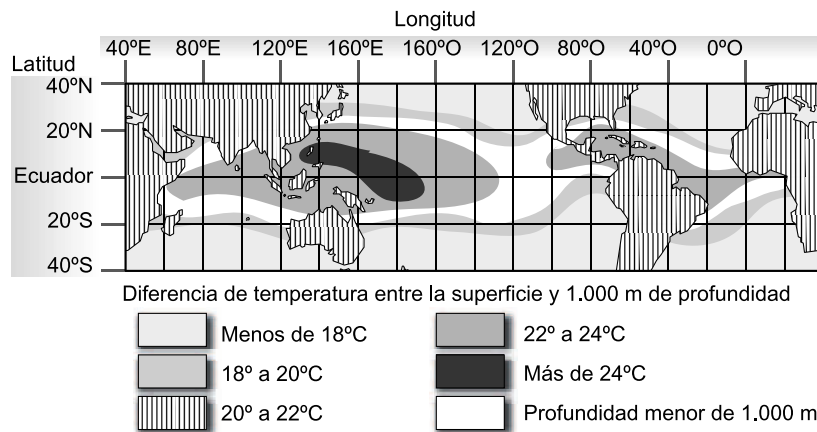


Figura 13.4. Zonas favorables para la explotación de la energía maremotérmica.

Se estima que, en un año, la energía solar absorbida por los océanos es de al menos 4.000 veces la energía que actualmente consume la humanidad. Se necesitaría solo un 1% de la energía renovable que podría producir un sistema maremotérmico, con un rendimiento del 3%, para satisfacer todas nuestras necesidades energéticas actuales.

El rendimiento termodinámico de una central maremotérmica es bastante bajo, si se compara con el de una central térmica convencional.

Si T_2 y T_1 son las temperaturas en grados centígrados del agua caliente y fría, respectivamente, el rendimiento teórico máximo obtenible en el ciclo se obtiene de la expresión siguiente:

$$\mu = \frac{T_2 - T_1}{T_2 + 273}$$

En el supuesto de utilizar un emplazamiento de condiciones muy favorables ($T_2 = 30^\circ\text{C}$ y $T_1 = 4^\circ\text{C}$), se obtiene un rendimiento μ , en porcentaje, de solo el 8,6%. Los rendimientos globales de estas instalaciones serán apreciablemente más bajos (entre

el 2% y el 3%), no solo porque en general los gradientes térmicos suelen ser inferiores al considerado, sino por que hay que incluir los rendimientos de los distintos componentes de la instalación (evaporadores, condensadores, bombas, turbinas, generadores, etc.)

Sin embargo, además del gradiente térmico existen otros factores, tales como condiciones marinas, meteorológicas, tecnológicas, etc., que influyen de manera decisiva en la elección del emplazamiento. Por tanto, para seleccionar las zonas aprovechables y poder evaluar la energía extraíble, son necesarios estudios más precisos que permitan valorar las posibilidades de utilización eficaz, desde el punto de vista técnico y económico, de plantas maremotérmicas.

Para construir los mapas térmicos oceánicos, los oceanógrafos físicos, utilizan básicamente los termómetros de mercurio, los termómetros eléctricos, los batitermógrafos (Figura 13.5), y para grandes profundidades, los instrumentos denominados CTD, que se sumergen en el agua desde un barco o plataforma (Figura 13.6).



Figura 13.5. Batitermógrafo.



Figura 13.6. Instrumento CTD.

Del análisis de los datos recopilados se han establecido las relaciones de la temperatura en diferentes áreas del océano, uniendo los puntos que presentan la misma temperatura con líneas continuas llamadas isotermas.

Los batitermógrafos tienen la ventaja de funcionar, mientras el barco está navegando con velocidades hasta de 18 nudos, aunque se recomiendan velocidades inferiores. El dispositivo se le lanza desde el barco sujeto a un cable de alambre conectado a un guinche.

El aparato penetra verticalmente en el agua, a pesar de la velocidad del barco, y registra directamente la temperatura en relación con la profundidad hasta los 300 metros. Su precisión no es muy elevada, pues no va más allá de un décimo de grado, pudiendo registrar temperaturas entre -2°C y 32°C .

Los instrumentos CTD, cuyas siglas significan: Conductividad-Temperatura-grabador de Profundidad (*Depht*, en Inglés), miden continuamente tres importantes cantidades con una elevada precisión: conductividad (salinidad del agua), temperatura y presión, a medida que se sumerge en el mar. Algunos instrumentos CTD son capaces de medir cada una de estas cantidades hasta 24 veces por segundo. Esto suministra una descripción muy detallada del agua que está siendo examinada.

Las mediciones realizadas pueden ser almacenadas y registradas en forma digital, mediante el instrumento CTD. Una vez que el CTD haya sido extraído del agua, la información almacenada en el mismo es transferida a un ordenador, o transferida continuamente a través de un cable conectado desde el instrumento CTD al ordenador, en el barco o muelle. Los equipos CTD son instrumentos sofisticados que pueden ser usados en todo tipo de situaciones.

13.5. Tecnologías para aprovechar la energía maremotérmica

El aprovechamiento de los gradientes térmicos de las aguas oceánicas se lleva a cabo en las denominadas plantas maremotérmicas. En estas plantas se transforma la energía térmica en energía eléctrica utilizando un ciclo termodinámico denominado **ciclo de Rankine**, en honor del ingeniero y físico británico William John Macquorn Rankine (1820-1872). En este ciclo se emplea calor para evaporar un líquido, que posteriormente se utiliza en el accionamiento de una turbina, la cual se acopla a un generador eléctrico para producir energía eléctrica.

Existen básicamente tres tipos de sistemas para el aprovechamiento de esta fuente de energía:

- Sistemas de ciclo abierto.
- Sistemas de ciclo cerrado.
- Sistemas de ciclo híbrido.

En el **sistema de ciclo abierto**, denominado también **ciclo de Claude**, se usa el agua caliente de la superficie del océano como fluido de trabajo para accionar la turbina. El agua caliente se evapora súbitamente en un evaporador en el que previamente se ha extraído el aire con una bomba de vacío. Al disminuir la presión en el evaporador por falta de aire, también disminuye la temperatura de ebullición del agua de mar, por lo que ésta hierve a la temperatura en que se encuentra en la superficie del mar. En el evaporador se obtiene una mezcla de vapor y agua líquida a la presión de saturación correspondiente a la temperatura del agua ($0,0356$ bares para una temperatura del agua de mar de 27°C). El vapor separado del agua líquida pasa a través de una turbina de expansión, accionándola, y seguidamente se dirige a un condensador, en el que se obtiene de nuevo agua líquida saturada a una presión y

temperatura aproximadas de 0,017 bares y 15 °C, respectivamente. El condensador, de los denominados de contacto directo, utiliza el agua fría del mar como fluido refrigerante. El agua líquida procedente del evaporador y del condensador se retorna al mar (Figura 13.7). El proceso se repite con continuos suministros de agua caliente y fría.

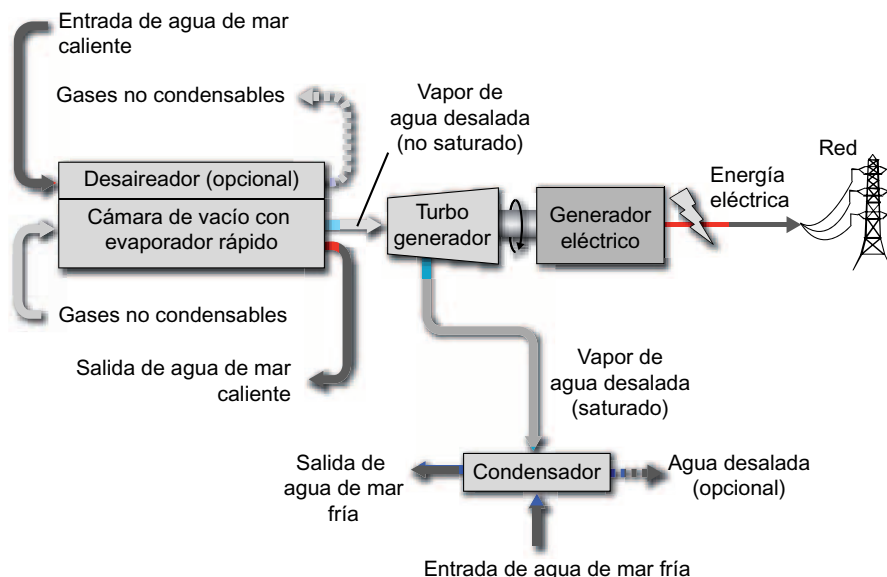


Figura 13.7. Esquema conceptual de una central maremotérmica de ciclo abierto.

Además de los dispositivos mencionados, una instalación de este tipo requiere de equipos para eliminar los gases disueltos en el agua del mar, los cuales no son condensables.

Las súbitas evaporaciones en un evaporador dan lugar a que gotitas de agua de mar pasen al vapor. Si no son eliminadas, estas gotas pueden causar erosión y grietas en las palas de las turbinas. Haciendo pasar el vapor a través de eliminadores de neblina comerciales, típicos de muchos procesos industriales, se puede eliminar una cantidad suficiente de estas gotas de agua.

El rendimiento de este sistema es muy bajo, sobre un 7%. Ello se debe a la baja temperatura del foco caliente y la poca diferencia de temperatura entre el foco frío y caliente. Además, es preciso consumir energía para bombear el agua fría de las profundidades del mar para condensar el vapor y para accionar la bomba de vacío del evaporador. Se estima que entre un 20% a un 30% de la potencia eléctrica generada se consume en las operaciones de bombeo.

Además, hay que señalar que las bajas presiones del vapor de trabajo implica la necesidad de diseñar turbinas específicas, de gran tamaño, lo que dificulta el desarrollo de este tipo de sistemas.

En el **sistema de ciclo cerrado**, denominado también **ciclo de Anderson**, el calor se transfiere desde el agua caliente procedente de la superficie del mar a un fluido de trabajo de bajo punto de ebullición (tales como el propano, freón o el amoníaco) para evaporarlo a presiones más adecuadas (aproximadamente 10 bares). El vapor expandido se dirige a la turbina

acoplada al generador que produce electricidad. El agua fría del mar pasa a través de un condensador que contiene el fluido de trabajo vaporizado transformándolo en líquido, que es reciclado a través del sistema (Figura 13.8)

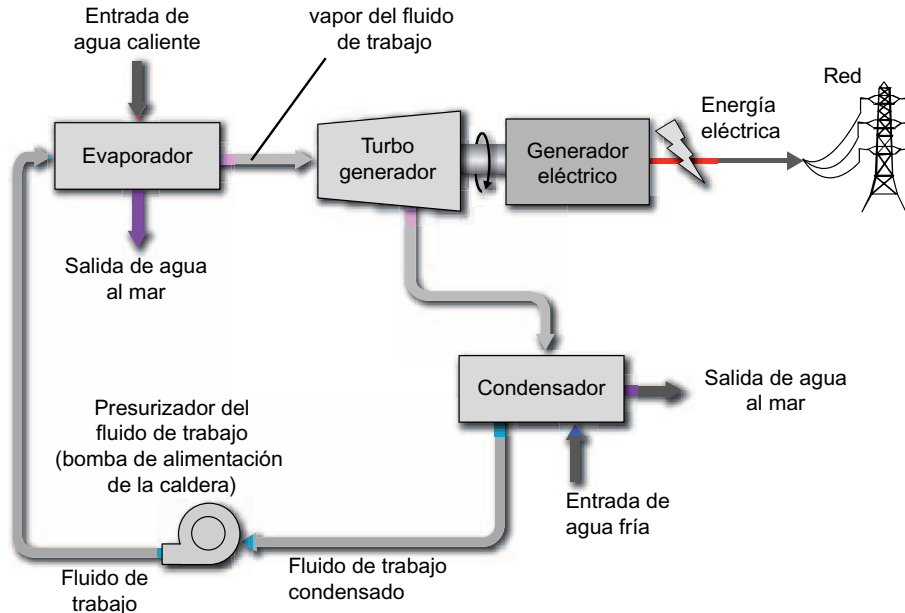


Figura 13.8. Esquema conceptual de una central maremotérmica de ciclo cerrado.

Los sistemas de ciclo cerrado presentan la ventaja, respecto a los sistemas de ciclo abierto, de necesitar turbinas más pequeñas. Ello se debe a que la presión y el volumen específico del fluido de trabajo son más elevados. Sin embargo, hay que señalar que las superficies de transferencia de calor en el evaporador y el condensador son más grandes debido al bajo rendimiento del sistema.

Los **sistemas de ciclo híbrido** combinan las características de los sistemas de ciclo abierto y de ciclo cerrado como medio de optimizar su funcionamiento. Con estos sistemas de ciclo híbrido se persigue la producción de electricidad y la desalinización de agua de mar.

En un sistema híbrido (Figura 13.9), el agua caliente del mar entra en un evaporador donde es súbitamente evaporada, de forma similar a lo que ocurre en un proceso de evaporación de ciclo abierto. El calor del vapor obtenido se utiliza para vaporizar el fluido de trabajo, de bajo punto de ebullición, que circula en un ciclo cerrado. El fluido vaporizado acciona una turbina que produce electricidad. El vapor obtenido del agua de mar se condensa dentro de intercambiador de calor proporcionando agua desalinizada, que puede ser utilizada para consumo humano, agrícola etc.

Con respecto a la ubicación de las centrales maremotérmicas comerciales hay que señalar que éstas deben instalarse en un entorno que sea bastante estable para lograr una operación eficiente del sistema. Para lograrlo, las plantas se construyen en:

- Tierra firme o zona cercana a la costa.
- Plantas montadas en plataformas.
- Instalaciones flotantes o amarradas en profundas aguas oceánicas.

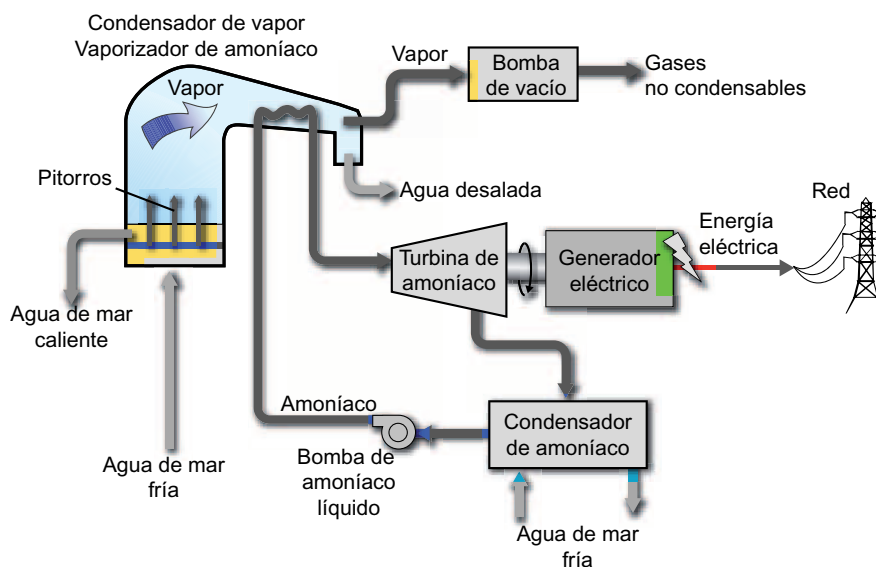


Figura 13.9. Esquema conceptual de una central maremotérmica de ciclo híbrido.

El primer documento que hace referencia al uso de la diferencias de temperatura de los océanos para producir electricidad es la obra del escritor francés Julio Verne (1828-1905) *Veinte mil leguas de viaje submarino*, publicada en 1870. En esta obra el capitán Nemo hace alusión a la posibilidad de transformar la energía almacenada en los océanos, en forma de calor, en una energía utilizable por el hombre.

Once años más tarde, en 1881, Jacques Arsene D'Arsonval, un físico francés, propuso el aprovechamiento del calor relativo (24°C a 30°C) de la superficie del agua de los océanos tropicales para vaporizar amoníaco presurizado a través de un intercambiador de calor (es decir, un evaporador) y usar el vapor resultante para accionar una turbina acoplada a un generador. El agua fría del océano transportada a la superficie desde 800 m a 1.000 m de profundidad, con un rango de temperaturas de 8°C a 4°C , condensaría el vapor de amoníaco a través de otro intercambiador de calor (es decir, un condensador). Su idea se basaba en el ciclo termodinámico de Rankine usado para estudiar las plantas de potencia térmicas. Debido a que el amoníaco circula en un circuito cerrado, este concepto ha sido denominado OTEC de ciclo-cerrado.

Cuarenta años después de D'Arsonval, Georges Claude (1870-1960), alumno de D'Arsonval, propuso, el 22 de noviembre de 1926, a la Academia Francesa de las Ciencias, el uso del agua del océano como fluido de trabajo. En el ciclo de Claude el agua de la superficie es evaporada súbitamente en una cámara de vacío. El vapor a baja presión resultante se utiliza para accionar una turbina acoplada a un generador y la relativamente más fría y profunda agua de mar se usa para condensar el vapor después que ha pasado a través de la turbina. Este ciclo puede, por consiguiente, ser configurado para producir agua desalinizada así como electricidad. Al ciclo de Claude también se le conoce como OTEC de ciclo abierto, ya que el fluido de trabajo fluye a través de todo el sistema. Claude demostró este ciclo en Matanzas, Cuba, con una pequeña planta de 22 kW, ubicada en tierra, haciendo uso de un condensador de contacto directo. La planta no logró

alcanzar una producción neta de potencia debido a la mala selección del sitio (es decir, el recurso térmico) y un mala combinación de los sistemas de potencia y agua de mar. Sin embargo, la planta funcionó durante once días, hasta que la conducción de agua fría fue destruida por una tempestad.

Posteriormente, Claude diseñó una planta flotante de 2,2 MW para producir 2.000 toneladas de hielo para la ciudad de Río de Janeiro. Claude, en 1933, montó su planta en un barco mercante (*La Tunisie*), fondeado a 100 km. de la costa. Desafortunadamente, fracasó en sus numerosos intentos de instalar la larga tubería vertical requerida para transportar el agua de las profundidades del océano al barco y abandonó su empresa en 1935.

En 1939 la empresa francesa Société Energie des Mers, basándose en las ideas de Claude, propuso la construcción de una central maremotérmica de dos ciclos abiertos (3,5 MW netos cada uno), en tierra firme de Abidjan, Costa de Marfil. Para aprovechar un gradiente térmico de 20 °C, se proyectó instalar una tubería de agua fría de 4 km de longitud. Sin embargo, el proceso de producir agua desalinizada resultó no rentable y el proyecto fue abandonado en 1958.

A finales de los años sesenta se presentaron, por parte de empresas y universidades americanas, proyectos de centrales de ciclo cerrado, flotantes y de gran potencia. La empresa Lockheed proyectó la instalación de una central de 160 MW (Figura 13.10) y la empresa TRW una central de 100 MW (Figura 13.11). Sin embargo, los proyectos se abandonaron.

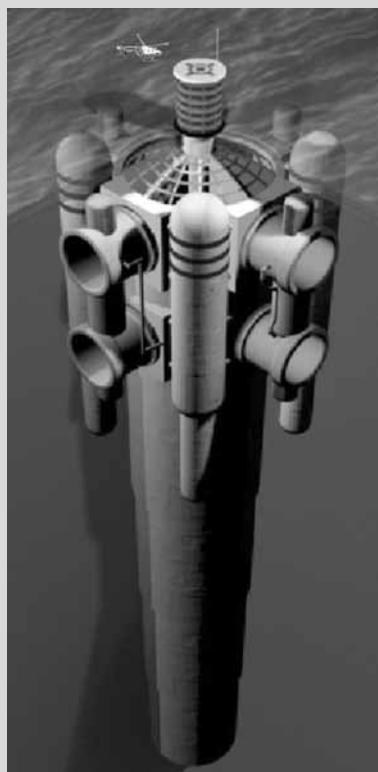


Figura 13.10. Central maremotérmica flotante, de ciclo cerrado, proyectada por la empresa Lockheed.

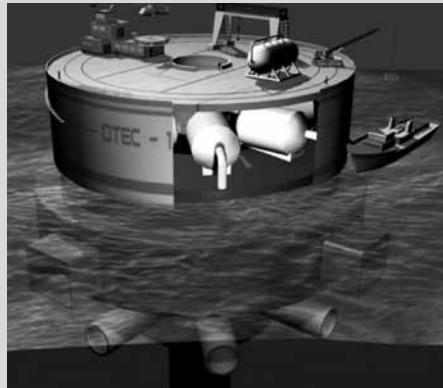


Figura 13.11. Central maremotérmica proyectada por la empresa TRW.

En 1979 se montó en una barcaza una pequeña planta de ciclo abierto (Figura 13.12), denominada Mini-OTEC, en la costa occidental de Hawaii, que produjo 50 kW de potencia bruta, con una producción neta de 18 kW.



Figura 13.12. Central Mini-OTEC (Hawaii).

Posteriormente, en 1982, unas plantas instaladas en tierra firme (Figura 13.13) por un consorcio de compañías japonesas, con una potencia bruta de 100 kW, funcionó en la isla de Nauru. Estas plantas operaron unos pocos meses. Sin embargo, eran demasiado pequeñas para extrapolar los resultados a sistemas comerciales de mayor tamaño.

El siguiente paso, llevado a cabo con el propósito de obtener experiencia en cuestiones relacionadas con la operación de las plantas maremotérmicas, fue la instalación, en Hawaii, de una pequeña planta experimental en tierra. Esta planta fue diseñada y puesta en funcionamiento en 1993 (Figura 13.14).



Figura 13.13. Planta maremotérmica en tierra firme (Isla Nauru).



Figura 13.14. Planta maremotérmica experimental en tierra firme.

La turbina-generador fue diseñada para generar 210 kW, con un agua superficial a la temperatura de 26 °C y un agua fría de 6 °C. Una pequeña fracción (10%) del vapor producido se desviaba a la superficie de un condensador para la producción de agua desalinizada (Figura 13.15). La planta experimental operó con éxito durante seis años. La proporción más alta de producción lograda fue de 255 kW (brutos) con una potencia neta correspondiente de 103 kW y 0,4 l/s de agua desalinizada.

En 1999 se iniciaron los estudios, por parte de la Universidad de Saga (Japón) y NIOT (India), para la instalación de una planta maremotérmica experimental de 1 MW de potencia bruta en la India.

La planta fue instalada en el año 2000 en un barco, de nombre *Sagar Shakthi*, fondeado a 35 km de Tiruchendur, en el sureste de la India. La planta fue diseñada para operar con un gradiente térmico de 22 °C, extrayendo agua fría (7 °C) desde 1.000 m. de profundidad mediante una tubería de 0,88 m de diámetro (Figura 13.16). La planta ha estado operativa en el período 2000-2002.

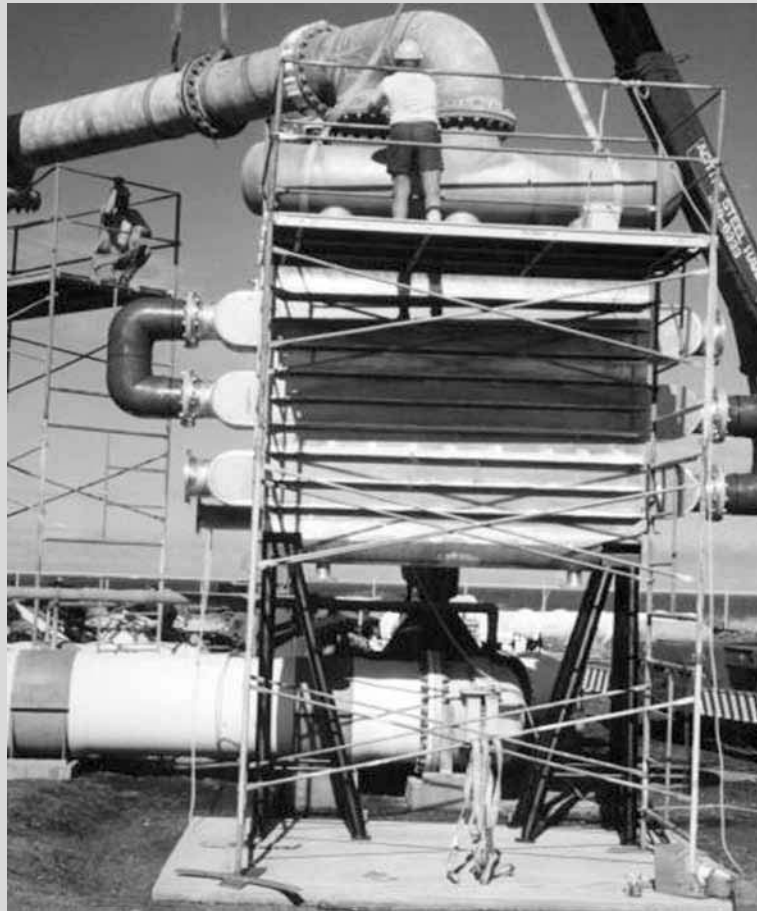


Figura 13.15. Condensador utilizado para producir agua destilada.



Figura 13.16. Barco *Sagar Shakthi* utilizado como central maremotérmica en la India.

Las instalaciones situadas en tierra (Figura 13.14) y las cercanas a la costa ofrecen tres ventajas principales sobre las localizadas en aguas profundas. Las plantas construidas en o cerca de tierra no requieren sofisticados amarres, largos cables para transportar la energía generada, o el importante mantenimiento asociado con los entornos de mar abierto. Pueden ser instaladas en áreas protegidas de tal manera que estén relativamente resguardadas de las tormentas y del duro mar. La electricidad, el agua desalinizada, y el agua fría, rica en nutrientes, pueden ser transportadas desde las instalaciones cercanas a la costa vía puentes o carreteras (Figura 13.17).

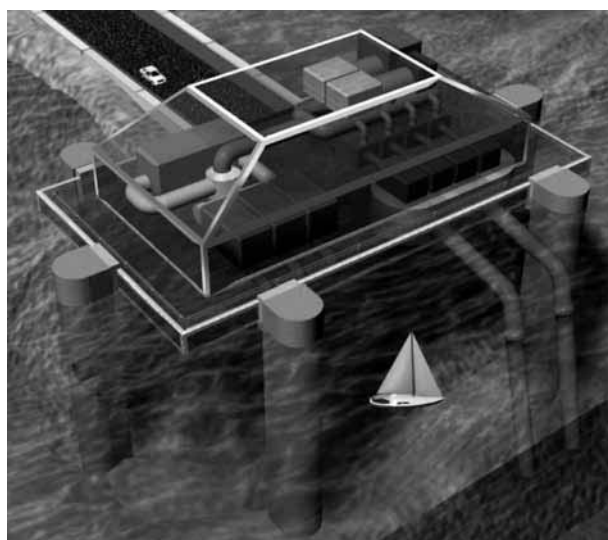


Figura 13.17. Central maremotérmica cercana a la costa.

Para evitar la zona turbulenta de las olas así como para tener más próximo el acceso a los recursos de agua fría, las plantas maremotérmicas pueden ser montadas en una plataforma continental, en zonas con profundidades de aproximadamente 100 metros. Una planta de este tipo puede ser construida en un astillero, montada en el lugar, y fijada al fondo del mar (Figura 13.18).

Este tipo de construcción ya se usa para plataformas marinas de extracción de petróleo. Los problemas adicionales que surgen al hacer operar una planta maremotérmica en aguas más profundas, pueden originar que estas instalaciones sean menos deseables y más caras que su homólogas instaladas en tierra.

Los problemas de las plantas montadas en plataformas son las condiciones adversas de los mares abiertos y la dificultad que origina el transporte del producto obtenido. Debido a la fuerza de las corrientes oceánicas y a la existencia de grandes olas estas instalaciones necesitan una ingeniería adicional y construcciones más costosas. Las plataformas requieren amplios pilotajes para mantener una base estable para el funcionamiento de la planta maremotérmica. El suministro de potencia puede también ser costoso por la longitud de los cables submarinos requeridos para alcanzar la tierra. Por estas razones, las plantas montadas en plataformas no son muy atractivas.

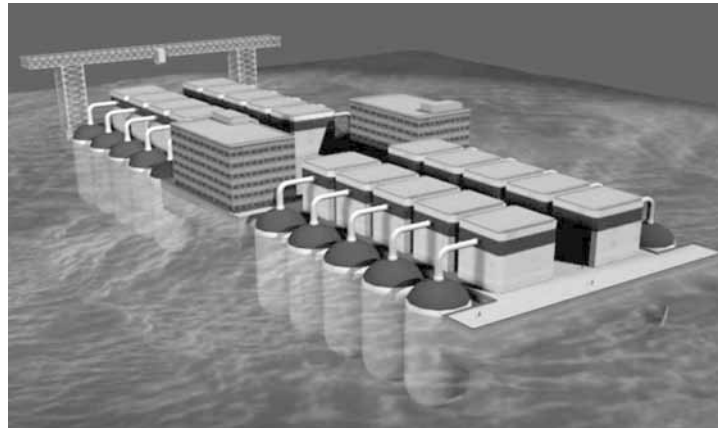


Figura 13.18. Central maremotérmica montada en una plataforma.

Las instalaciones maremotérmicas flotantes pueden ser diseñadas para funcionar mar adentro (Figura 13.19). Aunque potencialmente son preferidas para los sistemas con una gran capacidad de potencia, las instalaciones flotantes presentan diversas dificultades. Este tipo de plantas son mas difíciles de estabilizar, y la dificultad de amarrarlas en aguas profundas puede crear problemas con el suministro de energía. Los cables conectados a las plataformas flotantes son más susceptibles de ser dañados, especialmente durante las tormentas. Además, los cables en profundidades mayores de 1.000 metros son difíciles de mantener y reparar.

Como las plantas montadas en plataformas, las plantas flotantes necesitan una base estable para su funcionamiento. Las tormentas y los mares embravecidos pueden romper la tubería, verticalmente suspendida, de extracción de agua fría e interrumpir la toma de agua

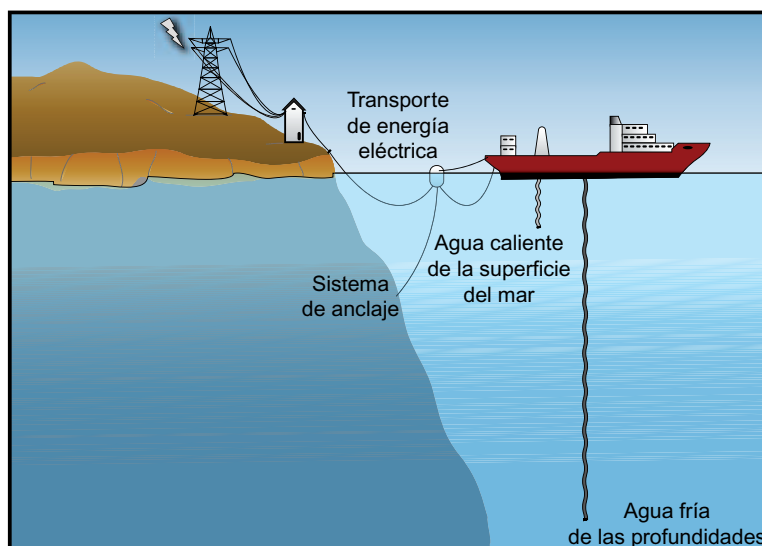


Figura 13.19. Central maremotérmica ubicada mar adentro.

caliente también. Para prevenir estos problemas, las tuberías pueden ser fabricadas de material relativamente flexible (polietileno).

Para que una planta flotante pueda ser conectada a los cables de transporte de energía necesita permanecer relativamente inmóvil. El amarre es un método aceptable, pero las tecnologías habituales de amarre están limitadas a profundidades de alrededor de 200 metros. Incluso en profundidades pequeñas, el coste del amarre puede hacer prohibitivo aventurarse comercialmente en estas empresas.

Independientemente del tipo de ciclo utilizado en las centrales maremotérmicas, los componentes fundamentales de todas ellas son los siguientes:

- Evaporadores y condensadores.
- Turbina.
- Tuberías y bombas.
- Estructura fija o flotante.
- Sistema de anclaje.
- Cable submarino (si la central es flotante).

Los **intercambiadores de calor** constituyen una parte importante del funcionamiento y del coste de los sistemas de ciclo cerrado.

En el caso de los sistemas de ciclo cerrado, los intercambiadores de calor deben de disponer de una gran superficie para transferir suficiente calor en las plantas maremotérmicas que operan con pequeño gradiente térmico. Existen diversos diseños (Figura 13.20).

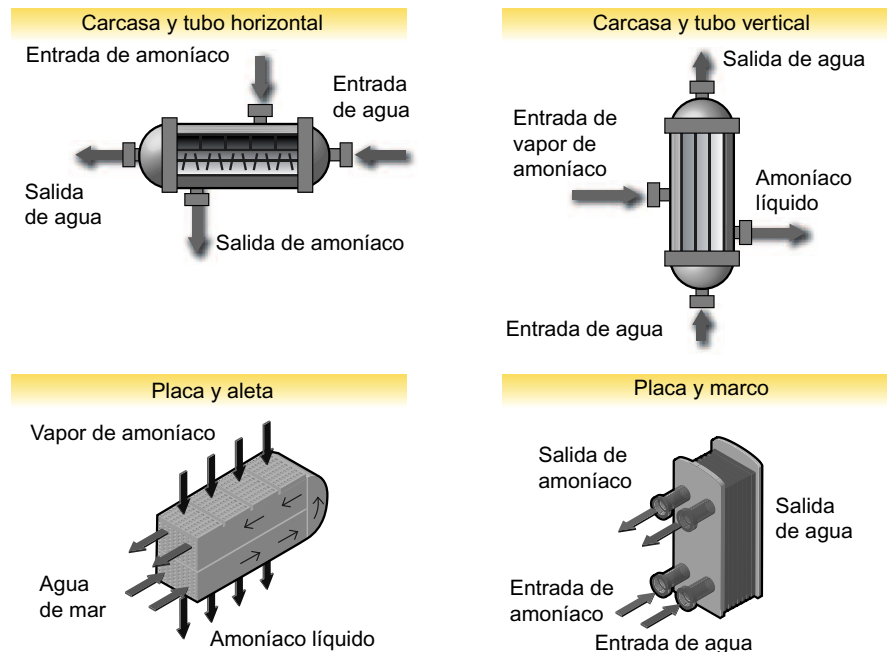


Figura 13.20. Diversos diseños de intercambiadores.

Hay un tipo de intercambiador de calor que usa una configuración de carcasa y tubos en el que el agua de mar fluye a través de los tubos y el fluido de trabajo se evapora o condensa en la carcasa alrededor de ellos. Este diseño puede ser mejorado usando tubos acanalados: En ellos el fluido de trabajo fluye en los surcos y sobre las crestas, produciendo una película delgada que se evapora más eficientemente. En un diseño avanzado de placas y aletas, el fluido de trabajo y el agua de mar fluyen a través de placas paralelas alternantes; las aletas entre las placas mejoran la transferencia del calor.

El titanio fue el material original elegido para fabricar los intercambiadores de calor de ciclo cerrado debido a su resistencia a la corrosión. Sin embargo, es una opción muy cara para plantas que usan grandes intercambiadores de calor. Las aleaciones de cobre-níquel, que se usan para proteger plataformas y tuberías de agua fría, no son compatibles con el amoníaco, el fluido de trabajo más habitual. Una alternativa válida para estos materiales puede ser el aluminio. Los ensayos realizados con este material han indicado que pueden durar hasta 20 años en agua de mar.

Los **evaporadores** súbitos utilizados en los sistemas de ciclo abierto incluyen los de flujo en canal abierto, los de películas descendentes, y los de chorros descendentes. Estos evaporadores convencionales normalmente operan entre un 70% y un 80% del funcionamiento termodinámico máximo, con pérdidas hidráulicas aceptables. El Laboratorio Nacional de Energías Renovables de EEUU (NREL), ha dirigido el desarrollo de un evaporador vertical que puede operar hasta el 90% del límite termodinámico.

En los sistemas de ciclo abierto, después que el vapor pase a través de las turbinas, puede ser condensado en **condensadores** de contacto directo o en condensadores de superficie. Los condensadores de contacto directo no tienen la pared sólida interpuesta de los condensadores de superficie, por tanto, proporcionan una condensación más efectiva. NREL diseñó un condensador de dos etapas donde el agua fría se distribuye a través de dos vasos de extremos abiertos rellenos de un material de protección disponible comercialmente (Figura 13.21). Alrededor del 80% del vapor se condensa cuando fluye a través del primer vaso en la misma dirección del agua del mar fría. El vapor restante es enviado a la parte inferior del segundo vaso y fluye a través de él en dirección opuesta al agua del mar. En la parte superior del segundo vaso, un sistema de bombas de vacío extrae los gases no condensables (inertes) con el vapor no condensado.

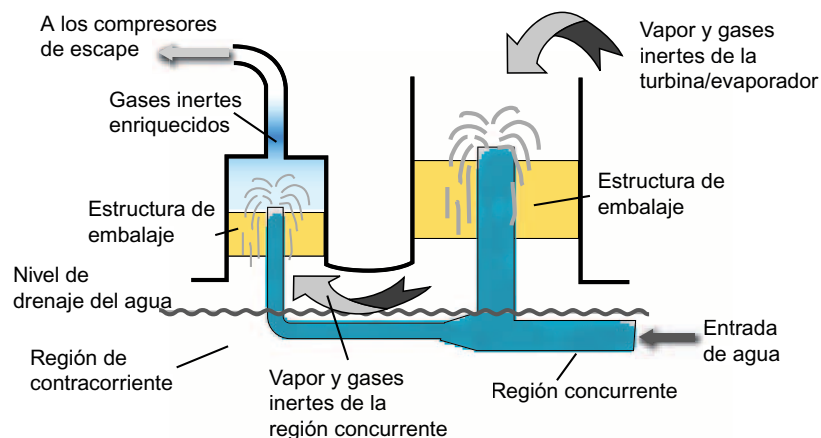


Figura 13.21. Esquema de un condensador de dos etapas diseñado por NREL.

Los condensadores de superficie mantienen el agua fría de la mar separada del vapor usado durante la condensación. Mediante un contacto directo, los condensadores producen agua desalinizada que esta relativamente libre de impurezas del mar. Los condensadores de superficie usados por las plantas maremotérmicas son similares a los usados en plantas de potencia convencionales; sin embargo, estos condensadores de superficie deben operar a más bajas presiones y con más altas cantidades de gases no condensables en el vapor.

El vapor de los sistemas de ciclo abierto contiene gases no condensables que pueden interferir con la producción de potencia. Estos gases -oxígeno, nitrógeno y dióxido de carbono- son liberados por el agua del mar cuando se le somete a bajas presiones en el vacío. El aire también entra en la cámara de vacío del ciclo abierto por infiltraciones, aunque adecuadas técnicas de construcción pueden reducir la proporción de aire infiltrado a niveles muy bajos. Si estos gases no son retirados desde la cámara de vacío, pueden interferir en la condensación al cubrir las superficies de los condensadores; pueden incluso acumularse tanto que pueden parar la evaporación. Un compresor puede retirar estos gases no condensables. La potencia máxima requerida para accionar el compresor se estima en un 10% de la potencia bruta generada por el sistema.

Una vez que las gotitas de agua son retiradas, el vapor puede fluir a través de las grandes **turbinas** de baja presión (Figura 13.22), entrando a una presión de alrededor 2,4 kPa. Estas turbinas deben ser capaces de manejar el gran flujo de vapor necesario para producir una importante cantidad de energía eléctrica. Estudios realizados por la compañía Westinghouse Electric Corporation concluyeron que para producir 100 MW netos de potencia eléctrica, la turbina más económica y fiable será aquella que opere a baja velocidad (200 rpm) y tenga un diámetro de aproximadamente 44 metros. Sin embargo, esta turbina requiere de un mayor desarrollo.



Figura 13.22. Turbina.

Actualmente, se dispone de las turbinas multietapas usadas en las plantas nucleares o de carbón. Las etapas de baja presión de estas turbinas generalmente operan en condiciones cercanas a las que se necesitan en una planta maremotérmica de ciclo abierto. El rotor que compone la última etapa (que generalmente tiene 5 metros de diámetro), junto con un estator modificado, puede producir alrededor de 2,5 MW de electricidad (bruta). Las plantas mayores requerirían de diversas turbinas operando en paralelo o importantes avances en la tecnología de turbinas que permitieran el uso de rotores más grandes.

13.6. Costes del uso de la energía maremotérmica

Las plantas maremotérmicas requieren de grandes inversiones de capital (Figura 13.23). Dado el relativamente bajo precio del petróleo, y de los combustibles fósiles en general, el desarrollo de plantas maremotérmicas probablemente sea promovido fundamentalmente por las agencias gubernamentales y en menor medida por la industria privada.

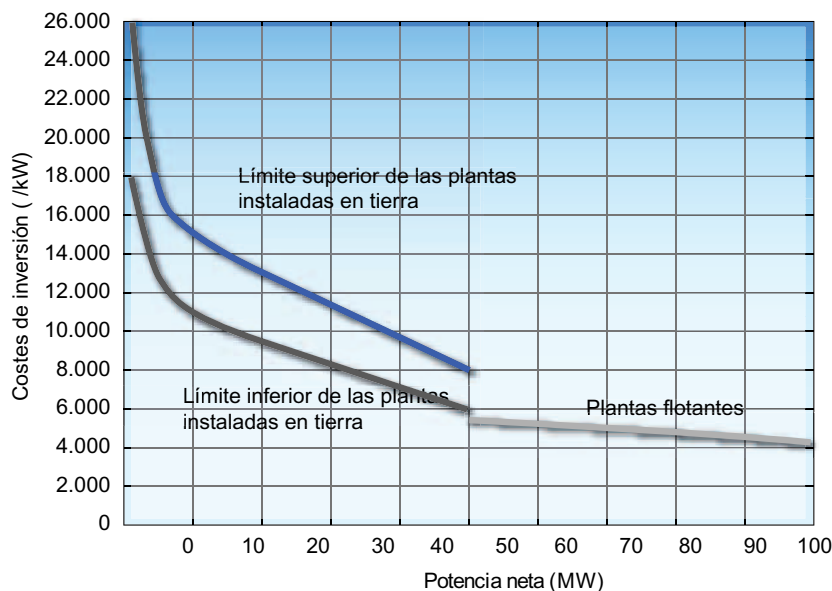


Figura 13.23. Costes de inversión de plantas maremotérmicas.

Los escenarios bajo los cuales las plantas maremotérmicas podrían competir económicamente con las tecnologías convencionales pueden ser identificados comparando los costes de producción de electricidad y de agua desalinizada.

En la Tabla 13.1 se resumen los resultados obtenidos utilizando los costes de inversión dados en la Figura 13.23, y considerando un interés fijo del 10%, un préstamo de 20 años, y una planta maremotérmica con una disponibilidad del 80%. Los costes de operación y mantenimiento se han estimado en aproximadamente 1,5% de los costes de capital.

Un escenario corresponde a pequeñas islas, donde los costes de generar electricidad y agua potable son altos. En tales sitios una planta maremotérmica instalada en tierra de 1 MW

TABLA 13.1 Potenciales lugares de implantación de plantas maremotérmicas en función de los costos del fuel y del agua desalinizada.

Potencia, MW	Tipo	Escenario	Sitios potenciales
1	Plantas ubicadas en tierra con segunda etapa para producir agua potable	Costo del diesel: 45 €/barril Agua: 1,6 €/m ³	Situación actual en pequeñas islas estados.
10	Igual que el anterior	Fueloil: 30 €/barril Agua: 0,9 €/m ³	Áreas insulares del Pacífico americano y otras naciones islas.
50	Sistemas híbridos en tierra, con segunda etapa	Fueloil: 50 €/barril Agua: 0,4 €/m ³ o Fueloil: 30 €/barril Agua: 0,8 €/m ³	Hawái, Puerto Rico. Si los costos del fuel y del agua se duplican.
50	Sistemas ubicados en tierra	Fueloil: 40 €/barril	Igual que arriba.
100	Plantas flotantes	Fueloil: 20 €/barril	Numerosos sitios.

y con desalinización de agua, podría competir económicamente hoy día. Sin embargo, son pocos los lugares en el mundo que presentan este escenario.

Un segundo escenario corresponde a condiciones que pueden presentarse en varias islas. En este escenario, plantas maremotérmicas de 10 MW ubicadas en tierra podrían suministrar electricidad y agua desalinizada a costes competitivos. Se estima que dentro de 20 años, en diversas islas del Pacífico, hayan sido instalados un total de 100 MW a 300 MW.

Un tercer escenario corresponde a plantas maremotérmicas híbridas, situadas en tierra, para un mercado de naciones industrializadas. En este escenario se emplearían plantas de 50 MW o de mayor capacidad y podría tener un coste del doble del coste del fueloil o del coste agua producida.

Un cuarto escenario corresponde a las plantas maremotérmicas flotantes destinadas a la generación de electricidad, de 100 MW o mayores, y que transportan la electricidad a la costa mediante un cable submarino. Estas plantas podrían implantarse en muchos lugares y podrían abarcar un mercado significativo. Los costes estimados de inversión y los costos resultantes de la electricidad se muestran en la Tabla 13.2.

13.7. Impacto ambiental de utilizar la energía maremotérmica

Ventajas:

1. Las plantas maremotérmicas usan fuentes naturales de energía, que son abundantes, limpias y renovables. El agua caliente de las superficies y el agua fría de las profundidades de los océanos pueden reemplazar a los combustibles fósiles para generar electricidad.

TABLA 13.2 Costes estimados de una planta maremotérmica.

Distancia a la costa (km)	Costes de capital (€/kW)	Coste de la energía (€/kWh)
10	4.200	0,07
50	5.000	0,08
100	6.000	0,10
200	8.100	0,13
300	10.200	0,17
400	12.300	0,22

2. Plantas maremotérmicas adecuadamente diseñadas producen poco o nada de dióxido de carbono u otras sustancias químicas contaminantes que contribuyen a la lluvia ácida o al calentamiento global (el efecto invernadero).
3. Los sistemas maremotérmicos pueden producir agua potable y electricidad. Esto constituye una ventaja significativa en islas donde el agua potable escasea.
4. Hay suficiente energía solar almacenada en las capas calientes superficiales del agua de los mares tropicales para cubrir la mayor parte de las actuales necesidades energéticas de la humanidad.
5. El empleo de plantas maremotérmicas como fuente de electricidad podrá ayudar a reducir la dependencia de los combustibles fósiles importados.
6. El agua fría del mar procedente de los procesos maremotérmicos puede tener diversos usos adicionales, incluyendo acondicionamiento de aire de edificios, alimentación de peces, crustáceos, algas marinas y otras plantas marinas que encuentran en estas aguas profundas muchos nutrientes (Figura 13.24).

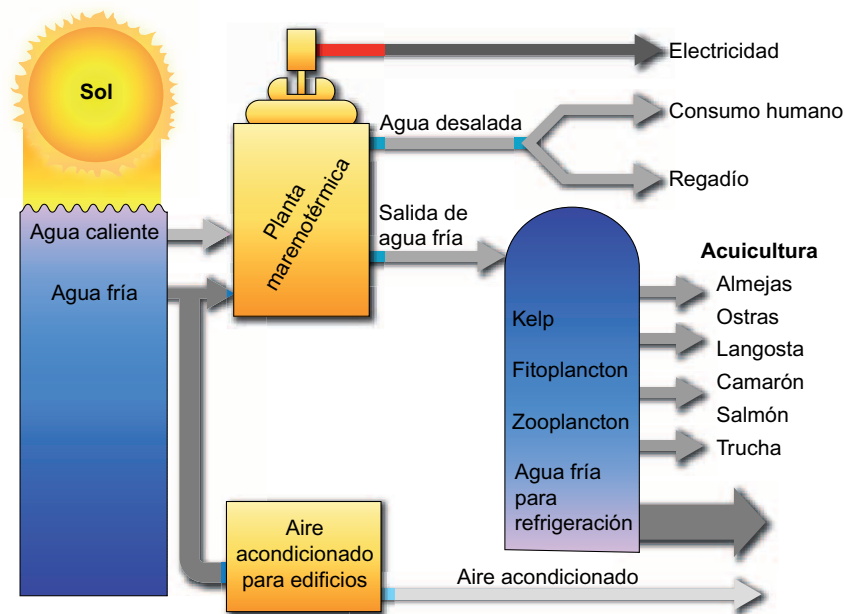


Figura 13.24. Diversos usos de la energía maremotérmica.

Desventajas:

1. Las plantas maremotérmicas producen electricidad actualmente a un coste superior al que se obtiene mediante el empleo de combustibles fósiles. Los costes de la electricidad podrían reducirse significativamente si la planta operase sin importantes revisiones en 30 años o más, pero no se disponen de datos sobre los ciclos de vida de estas plantas.
2. Las plantas maremotérmicas deben instalarse donde existan diferencias de temperatura a lo largo del año de 20 °C. Las profundidades del océano deben estar disponibles muy cerca de la costa para economizar las operaciones.
3. Aunque se han realizado numerosos ensayos de plantas maremotérmicas de pequeña escala, se precisa de la construcción de una planta piloto o de demostración de tamaño comercial para obtener una mayor información de su viabilidad.
4. La construcción de plantas maremotérmicas y la colocación de tuberías en las aguas costeras pueden causar un daño localizado a los arrecifes y ecosistemas marinos cercanos.
5. Son necesarios algunos desarrollos adicionales de componentes claves para que las futuras plantas maremotérmicas tengan éxito (por ejemplo, que las tuberías para extracción del agua de las profundidades marinas sean menos costosas; construcción de turbinas de menor presión y condensadores más apropiados para los sistemas de ciclo abierto, etc.).

13.8. Situación actual de la explotación de la energía maremotérmica

Actualmente es factible aprovechar, a pequeña escala, el gradiente térmico de los océanos. Las posibilidades de esta técnica se han ido potenciando a lo largo de los años debido a la transferencia de tecnología asociada a las explotaciones petrolíferas fuera de costa.

El desarrollo tecnológico alcanzado en la instalación de plataformas profundas, la utilización de materiales compuestos y las nuevas técnicas de unión harán posible la implantación de plantas maremotérmicas más fiables. Será necesaria una mayor investigación en la construcción de las turbinas utilizadas en el proceso para que las centrales de mayor tamaño (mayores de 20 MW) puedan desarrollarse. Actualmente existen diversos programas de investigación y desarrollo de plantas maremotérmicas en muchos lugares del mundo.

Probablemente, cuando los precios y la escasez de combustibles fósiles hagan viable económicamente a las centrales maremotérmicas, entonces las instalaciones se multiplicarán en aquellas partes del mundo que cumplan con los requisitos básicos para su funcionamiento.

13.9. Conclusiones

En este capítulo se han expuesto nociones básicas sobre el origen y potencial de la energía maremotérmica.

Asimismo, se han descrito los tres ciclos típicos con los que suelen operar las OTEC para el aprovechamiento de esta fuente energética renovable y los componentes fundamentales de este tipo de plantas.

Se ha realizado un breve resumen histórico sobre el aprovechamiento de este tipo de energía en el mundo.

Se han señalado los distintos tipos de ubicación de las OTEC y las ventajas e inconvenientes asociados a las mismas.

Se han presentado diversos escenarios de costes de este tipo de fuente energética, así como los efectos positivos y negativos que estas instalaciones pueden tener sobre el medioambiente.

Por último se ha indicado la situación actual y las perspectivas de futuro de esta fuente energética renovable.

En la bibliografía específica sobre OTEC que se incluye pueden ampliarse los conocimientos adquiridos en este capítulo.

13.10. Bibliografía

Takahashi, P. y Trenka, A. *Ocean Thermal: Energy Conversion*. Ed. John Wiley & Sons, 1996.

Avery, W. H. *Renewable energy from the ocean: a guide to OTEC*. Ed. Oxford University Press, 1994.

Charlier, R. H. y Justus, J. R. *Ocean Energies*. Ed. Elsevier, 1993.

13.11. Evaluación

13.11.1. Ejercicios teóricos

1. Señalar la respuesta correcta:

- A) El 66% de la energía solar que llega a la Tierra es absorbida por la superficie terrestre, elevando la temperatura de la Tierra en 1,5 °C diarios.
- B) El 34% de la energía solar que llega a la Tierra es absorbida por la superficie terrestre, estableciéndose un equilibrio anual entre la energía absorbida por la Tierra y la que ésta emite al espacio.
- C) El 66% de la energía solar que llega a la Tierra es absorbida por la superficie terrestre, estableciéndose un equilibrio anual entre la energía absorbida por la Tierra y la que ésta emite al espacio.
- D) El 34% de la energía solar que llega a la Tierra es absorbida por la superficie terrestre, elevando su temperatura anual considerablemente.

Solución: La respuesta C) es la CORRECTA. El 66% de la energía solar que llega a la Tierra es absorbida por la superficie terrestre. Sin embargo, existe un equilibrio anual entre la energía absorbida por la Tierra y la que ésta emite de nuevo al espacio; si no fuera así, la Tierra sufriría un incremento continuo de temperatura, que se estima en 1,5 °C diarios.

2. Señala la respuesta correcta:

- A) El agua del mar, comparada con la de la tierra, tiene un calor específico más bajo.
- B) El agua del mar se calienta y se enfría más rápidamente que la tierra.

- C) En la tierra la radiación solar se queda casi toda en la superficie, mientras que en el agua del mar la radiación solar penetra, alcanzando generalmente una profundidad promedio de dos mil metros.
- D) La penetración de las radiaciones en el mar depende principalmente de la turbidez.

Solución: La respuesta D) es CORRECTA. La penetración de las radiaciones en el mar depende principalmente de la turbidez, es decir, de la cantidad de materia sólida que se encuentra en suspensión.

3. Señalar la respuesta correcta:

- A) El gradiente térmico oceánico supone una importante fuente de energía, denominada energía maremotérmica, la cual puede ser aprovechada para producir electricidad mediante la utilización de una máquina térmica que, cualitativamente, operaría de forma idéntica a una central térmica convencional.
- B) La diferencia de temperaturas entre la capa superior (caliente) y la capa inferior (fría) de los océanos se encuentra en el intervalo de 25 °C a 40 °C, hallándose valores más elevados en las aguas subtropicales.
- C) Los rendimientos de las instalaciones maremotérmicas son similares a los de las centrales térmicas convencionales.
- D) Cuantitativamente, las diferencias entre las centrales térmicas convencionales y las centrales maremotérmicas son mínimas.

Solución: La respuesta A) es CORRECTA. El gradiente térmico oceánico supone una importante fuente de energía, denominada energía maremotérmica, la cual puede ser aprovechada para producir electricidad mediante la utilización de una máquina térmica que, cualitativamente, operaría de forma idéntica a una central térmica convencional. Esto es, el agua caliente de la capa superior oceánica actúa como fuente de calor, mientras el agua extraída de las profundidades actúa como refrigerante. Sin embargo, hay que señalar que, los rendimientos de las instalaciones maremotérmicas son muy bajos, comparados con los de las centrales térmicas convencionales, debido a que los gradientes térmicos también lo son.

4. Señalar la respuesta correcta:

- A) El ciclo termodinámico utilizado en las plantas maremotérmicas para transformar la energía térmica en energía eléctrica se denomina ciclo de Otto, en honor al ingeniero alemán Nikolaus Otto.
- B) El ciclo termodinámico utilizado en las plantas maremotérmicas para transformar la energía térmica en energía eléctrica se denomina ciclo de Rankine, en honor al ingeniero y físico Británico William John Macquorn Rankine.
- C) El ciclo termodinámico utilizado en las plantas maremotérmicas para transformar la energía térmica en energía eléctrica se denomina ciclo de Kelvin, en honor de sir William Thomson Kelvin.
- D) El ciclo termodinámico utilizado en las plantas maremotérmicas para transformar la energía térmica en energía eléctrica se denomina ciclo adiabático.

Solución: La respuesta B) es CORRECTA. El ciclo termodinámico utilizado en las plantas maremotérmicas para transformar la energía térmica en energía eléctrica se denomina ciclo de Rankine, en honor al ingeniero y físico Británico William John Macquorn Rankine. En este ciclo se emplea calor para evaporar un líquido, que posteriormente se utiliza en el accionamiento de una turbina, la cual se acopla a un generador eléctrico para producir energía eléctrica.

5. ¿Cuál de las siguientes afirmaciones es correcta?

- A) En el sistema de ciclo abierto, denominado también ciclo de Anderson, el calor se transfiere desde el agua caliente procedente de la superficie del mar a un fluido de trabajo de bajo punto de ebullición para evaporarlo a presiones de aproximadamente 10 bares.
- B) Los sistemas de ciclo cerrado presentan la ventaja, respecto a los sistemas de ciclo abierto, de necesitar turbinas más pequeñas.
- C) El ciclo híbrido combina las características del ciclo abierto y del ciclo cerrado y se denomina ciclo de Claude.
- D) En los sistemas de ciclo abierto, después de que el vapor pasa a través de las turbinas, puede ser condensado solamente en condensadores de contacto directo.

Solución: La respuesta B) es la CORRECTA. Los sistemas de ciclo cerrado presentan la ventaja, respecto a los sistemas de ciclo abierto, de necesitar turbinas más pequeñas. Ello se debe a que la presión y el volumen específico del fluido de trabajo son más elevados. Sin embargo, hay que señalar que las superficies de transferencia de calor en el evaporador y el condensador son más grandes debido al bajo rendimiento del sistema.

6. En la actualidad, dos terceras partes de la superficie de la Tierra están cubiertas de agua y una parte muy elevada (¿?) de esta agua se encuentra en el mar. Podría estimar este porcentaje en el:

- A) 98,2%.
- B) 84,3%.
- C) 97,7%.
- D) 62,1%.

Solución: La respuesta C) es CORRECTA. En la actualidad, dos terceras partes de la superficie de la Tierra están cubiertas de agua, y un porcentaje muy elevado (97,7%) de esta agua se encuentra en el mar. Por tanto, una gran parte de la radiación solar absorbida por la superficie terrestre se lleva a cabo en el mar.

7. ¿Cuál de las siguientes afirmaciones es correcta?

- A) En general, cuando en los océanos se alcanzan profundidades de 1.500 metros o mayores, la temperatura del agua puede ser menor de 4 °C, en cualquier parte del mundo, independientemente de la temperatura superficial.
- B) En general, cuando en los océanos se alcanzan profundidades de 1.500 metros o mayores, la temperatura del agua puede ser menor de 4 °C, en cualquier parte del mundo, aunque estos valores dependerán siempre de la temperatura superficial.
- C) En general, cuando en los océanos se alcanzan profundidades de 2.500 metros o mayores, la temperatura del agua puede ser menor de 5 °C, en cualquier parte del mundo.
- D) En general, cuando en los océanos se alcanzan profundidades de 2.000 metros o mayores, la temperatura del agua puede ser menor de 6 °C, en cualquier parte del mundo, independientemente de la temperatura superficial.

Solución: La respuesta A) es CORRECTA. En general, cuando en los océanos se alcanzan profundidades de 1.500 metros o mayores, la temperatura del agua puede ser menor de 4 °C, en cualquier parte del mundo, independientemente de la temperatura superficial.

8. Para el aprovechamiento de la energía maremotérmica se requiere que el gradiente térmico sea de al menos:

- A) 16 °C.
- B) 18 °C.

C) 22 °C.

D) 20 °C.

Solución: La respuesta D) es CORRECTA. Para el aprovechamiento de la energía maremotérmica se requiere que el gradiente térmico sea de al menos 20 °C. Por tanto, las zonas térmicamente favorables se encuentran en las regiones ecuatoriales y subtropicales.

9. ¿Cuál de las siguientes afirmaciones es correcta?

A) Se estima que, en un año, la energía solar absorbida por los océanos es de al menos 500 veces la energía que actualmente consume la humanidad.

B) Se estima que, en un año, la energía solar absorbida por los océanos es de al menos 4.000 veces la energía que actualmente consume la humanidad.

C) Se estima que, en un año, la energía solar absorbida por los océanos es de al menos 30.000 veces la energía que actualmente consume la humanidad.

D) Se estima que, en un año, la energía solar absorbida por los océanos es de al menos 15.000 veces la energía que actualmente consume la humanidad.

Solución: La respuesta B) es CORRECTA. Se estima que, en un año, la energía solar absorbida por los océanos es de al menos 4.000 veces la energía que actualmente consume la humanidad. Se necesitaría solo un 1% de la energía renovable que podría producir un sistema maremotérmico, con un rendimiento del 3%, para satisfacer todas nuestras necesidades energéticas actuales.

10. En el supuesto de utilizar un emplazamiento de condiciones muy favorables ($T_2 = 30^\circ\text{C}$ y $T_1 = 4^\circ\text{C}$), se obtiene un rendimiento μ , en porcentaje, de solo el:

A) 8,6%.

B) 11,3%.

C) 4,2%.

D) 3,1%.

Solución: La respuesta A) es CORRECTA. En el supuesto de utilizar un emplazamiento de condiciones muy favorables ($T_2 = 30^\circ\text{C}$ y $T_1 = 4^\circ\text{C}$), se obtiene un rendimiento μ , en porcentaje, de solo el 8,6%. Los rendimientos globales de estas instalaciones serán apreciablemente más bajos (entre el 2% y el 3%), no solo porque en general los gradientes térmicos suelen ser inferiores al considerado, sino porque hay que incluir los rendimientos de los distintos componentes de la instalación (evaporadores, condensadores, bombas, turbinas, generadores, etc).

13.11.2. Prueba objetiva

1. ¿Cómo se denomina la franja comprendida entre los 200 m y 400 m de profundidad que divide a las aguas superficiales, menos densas y menos salinas, de las aguas de las profundidades, más frías, densas y salinas?

A) Termoclina.

B) Franja isotérmica.

C) Franja neutra.

D) Termométrica.

2. ¿Qué fluido de trabajo para accionar la turbina se emplea en el ciclo de Claude?

A) Un fluido de trabajo de bajo punto de ebullición 150 litros.

B) Agua caliente de la superficie del océano.

- C) Una mezcla de propano y agua de mar.
 - D) Freón o amoníaco.
3. ¿Qué significan las siglas de los instrumentos CTD?
- A) Calorías-Tiempo-Grabador de profundidad (*Depht* en inglés).
 - B) Calor-Temperatura-Grabador de profundidad (*Depht* en inglés).
 - C) Conductividad-Temperatura-Detección.
 - D) Conductividad-Temperatura-Grabador de profundidad (*Depht* en inglés).
4. ¿Cuál fue el primer documento que hace referencia al uso de la diferencias de temperatura de los océanos para producir electricidad?
- A) En el trabajo de Hilbert Anderson titulado *Sea Solar Power*, publicado en 1960.
 - B) En la obra de Isaac Newton (1643-1727): *Philosophiae naturalis principia matemática*.
 - C) En la obra del escritor francés Julio Verne (1828-1905) *Veinte mil leguas de viaje submarino*, publicada en 1870.
 - D) En el trabajo *Mechanical Action of heat* de William John Macquorn Rankin (1820-1872).
5. ¿Cuál de las siguientes afirmaciones es incorrecta?
- A) Los sistemas maremotérmicos pueden producir agua potable y electricidad.
 - B) Hay suficiente energía solar almacenada en las capas calientes superficiales del agua de los mares tropicales para cubrir la mayor parte de las actuales necesidades energéticas de la humanidad.
 - C) Las plantas maremotérmicas deben instalarse donde existan diferencias de temperatura a lo largo del año de 20 °C. Las profundidades del océano deben estar disponibles muy cerca de la costa para economizar las operaciones.
 - D) Las plantas maremotérmicas requieren de pequeñas inversiones de capital.
6. Los batitermógrafos tienen la ventaja de funcionar:
- A) Mientras el barco está navegando con velocidades hasta de 18 nudos, aunque se recomiendan velocidades inferiores.
 - B) Mientras el barco está navegando con velocidades hasta de 28 nudos, aunque se recomiendan velocidades inferiores.
 - C) Hasta con velocidades de 32 nudos.
 - D) Ninguna de las afirmaciones a, b, y c es cierta. El barco debe de estar parado.
7. ¿Cuál de las siguientes afirmaciones es correcta?
- A) Se necesitaría solo un 12% de la energía renovable que podría producir un sistema maremotérmico, con un rendimiento del 3%, para satisfacer todas nuestras necesidades energéticas actuales.
 - B) Se necesitaría solo un 1% de la energía renovable que podría producir un sistema maremotérmico, con un rendimiento del 6%, para satisfacer todas nuestras necesidades energéticas actuales.
 - C) Se necesitaría solo un 9% de la energía renovable que podría producir un sistema maremotérmico, con un rendimiento del 6%, para satisfacer todas nuestras necesidades energéticas actuales.

- D) Se necesitaría solo un 1% de la energía renovable que podría producir un sistema maremotérmico, con un rendimiento del 3%, para satisfacer todas nuestras necesidades energéticas actuales.
8. ¿Cuál de las siguientes afirmaciones es correcta?
- A) En las profundidades de los abismos, a 18 kilómetros de la superficie, la temperatura es menor de 2 °C, levemente superior al punto de congelación del agua salada, que para una salinidad de 25% es de aproximadamente 1,33 °C.
 - B) En las profundidades de los abismos, a 11 kilómetros de la superficie, la temperatura es menor de 3 °C, levemente superior al punto de congelación del agua salada, que para una salinidad de 25% es de aproximadamente 2,33 °C.
 - C) En las profundidades de los abismos, a 11 kilómetros de la superficie, la temperatura es menor de 2 °C, levemente superior al punto de congelación del agua salada, que para una salinidad de 25% es de aproximadamente 1,33 °C.
 - D) En las profundidades de los abismos, a 18 kilómetros de la superficie, la temperatura es menor de 2 °C, levemente superior al punto de congelación del agua salada, que para una salinidad de 25% es de aproximadamente 1,83 °C.
9. Para evitar la zona turbulenta de las olas así como para tener más próximo el acceso a los recursos de agua fría, las plantas maremotérmicas pueden ser montadas en una plataforma continental, en zonas con profundidades de aproximadamente:
- A) 10 metros.
 - B) 100 metros.
 - C) 500 metros.
 - D) 1.000 metros.
10. En el denominado ciclo de Claude El rendimiento es muy bajo, sobre un 7%. Además, es preciso consumir energía para bombear el agua fría de las profundidades del mar para condensar el vapor y para accionar la bomba de vacío del evaporador. Se estima que entre un:
- A) 5% a un 15% de la potencia eléctrica generada se consume en las operaciones de bombeo.
 - B) 10% a un 20% de la potencia eléctrica generada se consume en las operaciones de bombeo.
 - C) 20% a un 30% de la potencia eléctrica generada se consume en las operaciones de bombeo.
 - D) 30% a un 40% de la potencia eléctrica generada se consume en las operaciones de bombeo.

Las respuestas al final del libro.



Respuestas. Ejercicios de evaluación

Tema 1

1. La respuesta A) es VERDADERA.
2. La respuesta C) es VERDADERA.
3. La respuesta B) es VERDADERA.
4. La respuesta A) es VERDADERA.
5. La respuesta C) es VERDADERA.
6. La respuesta C) es VERDADERA.
7. La respuesta D) es VERDADERA.
8. La respuesta A) es VERDADERA.
9. La respuesta B) es VERDADERA.
10. La respuesta A) es VERDADERA.

Tema 2

1. La respuesta A) es VERDADERA.
2. La respuesta C) es VERDADERA.
3. La respuesta C) es VERDADERA.
4. La respuesta B) es VERDADERA.
5. La respuesta D) es VERDADERA.
6. La respuesta C) es VERDADERA.
7. La respuesta A) es VERDADERA.

8. La respuesta B) es VERDADERA.
9. La respuesta A) es VERDADERA.
10. La respuesta C) es VERDADERA.

Tema 3

1. La respuesta A) es VERDADERA.
2. La respuesta B) es VERDADERA.
3. La respuesta C) es VERDADERA.
4. La respuesta B) es VERDADERA.
5. La respuesta D) es VERDADERA.
6. La respuesta C) es VERDADERA.
7. La respuesta B) es VERDADERA.
8. La respuesta C) es VERDADERA.
9. La respuesta C) es VERDADERA.
10. La respuesta B) es VERDADERA.

Tema 4

1. La respuesta D) es VERDADERA.
2. La respuesta B) es VERDADERA.
3. La respuesta A) es VERDADERA.
4. La respuesta B) es VERDADERA.
5. La respuesta B) es VERDADERA.
6. La respuesta D) es VERDADERA.
7. La respuesta D) es VERDADERA.
8. La respuesta A) es VERDADERA.
9. La respuesta D) es VERDADERA.
10. La respuesta B) es VERDADERA.

Tema 5

1. La respuesta B) es VERDADERA.
2. La respuesta A) es VERDADERA.
3. La respuesta B) es VERDADERA.

4. La respuesta C) es VERDADERA.
5. La respuesta A) es VERDADERA.
6. La respuesta D) es VERDADERA.
7. La respuesta B) es VERDADERA.
8. La respuesta B) es VERDADERA.
9. La respuesta B) es VERDADERA.
10. La respuesta A) es VERDADERA.

Tema 6

1. La respuesta C) es VERDADERA.
2. La respuesta C) es VERDADERA.
3. La respuesta A) es VERDADERA.
4. La respuesta B) es VERDADERA.
5. La respuesta C) es VERDADERA.
6. La respuesta A) es VERDADERA.
7. La respuesta D) es VERDADERA.
8. La respuesta A) es VERDADERA.
9. La respuesta B) es VERDADERA.
10. La respuesta C) es VERDADERA.

Tema 7

1. La respuesta C) es VERDADERA.
2. La respuesta C) es VERDADERA.
3. La respuesta A) es VERDADERA.
4. La respuesta B) es VERDADERA.
5. La respuesta D) es VERDADERA.
6. La respuesta A) es VERDADERA.
7. La respuesta C) es VERDADERA.
8. La respuesta B) es VERDADERA.
9. La respuesta D) es VERDADERA.
10. La respuesta A) es VERDADERA.

Tema 8

1. La respuesta D) es VERDADERA.
2. La respuesta C) es VERDADERA.
3. La respuesta D) es VERDADERA.
4. La respuesta C) es VERDADERA.
5. La respuesta A) es VERDADERA.
6. La respuesta B) es VERDADERA.
7. La respuesta C) es VERDADERA.
8. La respuesta C) es VERDADERA.
9. La respuesta A) es VERDADERA.
10. La respuesta B) es VERDADERA.

Tema 9

1. La respuesta D) es VERDADERA.
2. La respuesta B) es VERDADERA.
3. La respuesta D) es VERDADERA.
4. La respuesta C) es VERDADERA.
5. La respuesta D) es VERDADERA.
6. La respuesta B) es VERDADERA.
7. La respuesta A) es VERDADERA.
8. La respuesta B) es VERDADERA.
9. La respuesta B) es VERDADERA.
10. La respuesta D) es VERDADERA.

Tema 10

1. La respuesta D) es VERDADERA.
2. La respuesta B) es VERDADERA.
3. La respuesta C) es VERDADERA.
4. La respuesta C) es VERDADERA.
5. La respuesta A) es VERDADERA.
6. La respuesta C) es VERDADERA.
7. La respuesta D) es VERDADERA.

8. La respuesta C) es VERDADERA.
9. La respuesta A) es VERDADERA.
10. La respuesta B) es VERDADERA.

Tema 11

1. La respuesta A) es VERDADERA.
2. La respuesta D) es VERDADERA.
3. La respuesta D) es VERDADERA.
4. La respuesta B) es VERDADERA.
5. La respuesta A) es VERDADERA.
6. La respuesta A) es VERDADERA.
7. La respuesta B) es VERDADERA.
8. La respuesta C) es VERDADERA.
9. La respuesta A) es VERDADERA.
10. La respuesta C) es VERDADERA.

Tema 12

1. La respuesta D) es VERDADERA.
2. La respuesta A) es VERDADERA.
3. La respuesta B) es VERDADERA.
4. La respuesta C) es VERDADERA.
5. La respuesta B) es VERDADERA.
6. La respuesta D) es VERDADERA.
7. La respuesta D) es VERDADERA.
8. La respuesta B) es VERDADERA.
9. La respuesta D) es VERDADERA.
10. La respuesta C) es VERDADERA.

Tema 13

1. La respuesta A) es VERDADERA.
2. La respuesta B) es VERDADERA.
3. La respuesta D) es VERDADERA.

- 4.** La respuesta C) es VERDADERA.
- 5.** La respuesta D) es VERDADERA.
- 6.** La respuesta A) es VERDADERA.
- 7.** La respuesta D) es VERDADERA.
- 8.** La respuesta C) es VERDADERA.
- 9.** La respuesta B) es VERDADERA.
- 10.** La respuesta C) es VERDADERA.



Índice analítico

A

- Absorbedores de neutrones, 31
- Absortividad, 187, 195-197
- Accesos, 395, 406, 410, 463
- Acetogénica, 505
- Acimut, 157, 162
 - del panel, 158
- Acimutal, 157
- Acoplamientos, 372
- Actividad biológica marina, 127
- Acuicultura, 532, 545, 553
- Acuífero(s), 530, 531, 535, 538, 540-542, 551
- Acumulación de energía, 101
- Admisión
 - parcial, 444
 - total, 443, 445
- Aerodinámica(s), 335, 357, 360, 363, 365, 370, 379, 380, 381, 384
- Aerogenerador(es), 357, 334, 353, 358, 360, 365, 366, 373, 375, 378, 381, 382, 385, 386, 389, 390, 393-395, 397, 404, 406, 409, 410
- Aforo, 423
- Agricultura, 532, 545
- Aguas someras, 572
- Aire comprimido, 102
- Aislantes, 237, 248
- Álabes, 447, 448, 459, 632, 636
- Albedo, 154
- Alerones oscilantes, 588, 593
- Alimentación central, 191
- Alisios, 336
- Aliviaderos, 436, 438, 439
 - sifónicos, 439
- Almacenamiento térmico, 181, 200
- Alta
 - concentración, 310
 - temperatura, 166, 199
- Altura
 - de aspiración, 448
 - de onda, 564-566, 573
 - significativa de las olas, 577
 - solar, 158
- Amoniaco, 542, 663
- Amortizar, 317
- Análisis espectral, 565
- Anemómetros, 342, 343
- Ángulo
 - de aceptación, 193
 - de ataque, 366-370, 381
 - de incidencia, 194, 195
 - de inclinación, 158
- Anhídrido carbónico, 491
- Anillos de circulación del aire, 47
- Antracita, 36
- Apogeo, 621
- Aporte
 - directo, 172
 - indirecto, 172
- Aprovechamiento de estructuras, 299
- Árbol(es), 363, 372, 373, 382, 443-445, 448, 455, 457, 640, 642
- Área efectiva, 195
- Arenas asfálticas, 26
- Armónico, 294
- Arranque y acoplamiento, 296
- Arseniuro de galio, 255, 270
- Asíncronos, 374-376, 457, 459, 460

Atenuadores, 587, 600
Atmósfera, 335, 342, 352, 408
Átomo, 244
Auger, 257
Autoencendido, 79
Autoexcitación, 457
Autogenerador, 295
Autoorientables, 362
Azimut, 160
Azud(es), 431, 436, 441, 465, 467

B

Bagazo, 485, 486
Baja temperatura, 166
Bajamar(es), 619-621, 633
Balance energético, 198, 205, 213
Balsa de Cockerell, 584, 601
Banda *gap*, 258
Barcos de perforación (drill-ships), 70
Barlovento, 362, 378
Barquilla, 373
Barrera de potencial, 253
Barriles, 5
Bastidor, 379, 384, 385
Batería(s), 344, 393, 457-460, 582, 597
 de acumuladores, 102, 103
Batitermógrafos, 659
Beneficios sociales de las energías, 139
Beta vulgaris, 487
Binomio producción-demanda, 96
Bioalcoholes, 51
Biocombustible(s), 478, 508, 518
Biocombustible(s), 478, 492, 507, 516, 517
Biodiésel, 508-510, 516
Biogás, 51, 481, 504-506, 515, 516
Biomasa, 476-478, 480, 485, 487, 491-507, 509, 515-520
 animal, 478, 480-482
 fósil, 480, 490
 natural, 480, 481
 primaria, 478
 residual, 480, 481, 486
 vegetal, 477, 479, 480, 487, 494, 496
Bipala, 362, 402
Bolsas de petróleo y gas, 41
Bombeo, 334, 362, 381, 393, 432-434, 534, 547, 661
 mixto, 433
 puro, 433
 hidráulico, 101
 hidráulico de agua, 102

Boquillas, 78
Borde
 de ataque, 366
 de fuga, 366
Bosques, 480, 484
Boya(s), 403, 564, 580, 582, 603, 605, 624
 Masuda, 582
Briquetas, 494, 495, 515
Brisas, 338, 339
BTU, 5
Buje, 360, 363, 364, 382
Buque Kaimei, 583
Bypass, 434, 436

C

Cable(s)
 de conexión, 297
 submarino, 405, 406, 601, 603, 608, 638, 639, 668, 670, 674
Cableado, 288
 subterráneo, 288
Caja multiplicadora de engranajes, 372, 373
Caldera(s), 498, 502, 506, 512, 513, 516
 de vapor, 76
 de vapor o quemador de gas, 75
Calefacción, 476, 493, 498, 506, 515, 534, 536, 545-547, 552, 553
Calentamiento de aceite, 174
Calidad del sistema, 320
Calor(es), 337, 338, 476, 477, 491, 493, 496-498, 505, 513, 515, 526, 527, 530, 532-536, 538, 542-547, 552, 553, 655, 657, 658, 660-663, 670, 671
 latente, 102
 sensible, 102
Cámara
 de alimentación, 446, 447, 450
 de carga, 431, 441, 462
 del rodete, 450
 espiral, 446
Cambio
 climático, 128
 de estado, 102
 de paso, 381
Campo(s)
 característico, 455
 de paneles, 281
 eléctrico, 325
 geotérmico, 526, 551, 554
 gravitatorio, 7

- hipertérmicos, 52
- SEGS, 183
- semitérmicos, 52
- Canal(es)
 - ahusados, 588, 594, 597
 - de derivación, 431, 441
 - de descarga, 426, 431, 436, 442, 444, 445, 448
- Caña de azúcar, 487, 488, 518
- Capacidad
 - de instalación, 325
 - instalada, 244
- Características eléctricas, 283
- Carbón(es), 477, 490, 494, 496, 503, 549, 550
 - bituminoso (hulla), 36
 - pardo, 35
- Carbonización, 476, 490
- Carburante, 12
- Carcasa, 384, 385, 445
- Catalizadores, 509
- Caudal, 192, 354, 420-423, 426, 427, 431, 432, 436, 439, 441, 445, 448, 449, 451, 452, 454, 455, 459, 460, 462, 463
 - de equipamiento, 450, 462
 - de servidumbre, 462
 - ecológico, 462
 - mínimo técnico, 432, 462
- Cavitación, 442
- CCP, 179, 184, 190, 223
- Celda de combustible, 89
- Célula(s), 268
 - BCSC, 262
 - BPC, 262
 - de silicio, 240
 - fotovoltaica, 326
 - crystalinas, 319
 - solares bifaciales, 263
- Cénit, 158
- Cenital, 158
- Central(es)
 - cilíndrico-parabólicas, 228
 - de agua fluyente, 420, 431
 - de ciclo combinado, 108
 - de cogeneración, 108
 - de cogeneración y ciclo combinado, 110
 - de embalse, 431
 - de hidrobombeo, 432
 - de pie de presa, 421, 432
 - de regulación, 432
 - de torre, 179, 228
 - en canales, 431
 - en tuberías, 431, 435
- energética, 95
- eólico-hidráulica, 111
- fotovoltaica, 113
- híbridas, 182
- hidráulicas reversibles, 100, 111
- hidráulicas reversibles acopladas a centrales eólicas, 108
- hidráulicas reversibles acopladas a centrales térmicas, 108
- hidroeléctricas, 420, 421, 430, 445, 459, 463, 465
- hidro-eólicas, 111, 112
- hidro-solares, 111
- hidro-solares formadas, 113
- solar térmica, 113
- solares de chimenea, 201
- solares termoeléctricas de media temperatura, 181
- solo solar, 182
- térmica, 95, 538
- Centro de transformación, 292
- Certificación, 293
- Certificado oficial, 283
- Chimenea, 78, 201
- Ciclo(s)
 - a solarizar, 216
 - combinado (CC), 184, 200, 218, 226
 - combinado híbrido, 227
 - de Anderson, 661
 - de Brayton, 183
 - de Claude, 660, 663
 - de Rankine, 538, 660
 - de vida, 29
 - elemental de doble efecto, 634
 - elemental de simple efecto, 633
 - hidrológico, 27
 - Kalina, 542
 - Rankine, 183, 226
 - termoquímicos, 216
- Cilindro parabólico, 182, 190
- Cimentaciones, 386, 394, 401, 406, 408, 410
- Cinturones sísmicos, 52
- Circuito
 - abierto, 171, 326
 - cerrado, 171
 - equivalente, 276
- Circulación
 - forzada, 172
 - global, 336, 337
 - natural, 172
- Climatización industrial, 182

- Clorofila, 479
- Cloroplasto, 479
- CO₂ en el mar, 126
- Cobre indio galio, 268
- Coeficiente
 - de arrastre, 366
 - de par, 370
 - de potencia, 365, 370-372
 - de sustentación, 366, 367
- Colector(es)
 - cilindro-parabólico, 181, 183
 - de aire caliente, 201
 - de concentración cilíndrico-parabólico, 174
 - solares térmicos planos, 167
- Columnas oscilantes de agua, 575, 588, 589, 596
- Combustible(s), 12
 - fósiles, 26, 27
 - gaseosos, 476, 477, 502
 - líquidos, 477, 489, 494, 502
- Combustión, 12
 - directa, 493, 494, 496, 498, 499
- Comercio de Derechos de Emisión (CDE), 133
- Componentes, 335, 358, 360, 363, 406, 421, 436, 463, 467, 468, 542, 562, 616, 617, 630, 636, 654, 659, 670, 676, 677
- Compresor, 672
- Compuerta(s), 436, 438, 439, 441, 621, 635, 636, 637
 - de sector, 439
 - de segmento, 439
 - deslizantes, 439
 - taintor, 439, 440
- Concentración(es), 210, 270
- Concentrador(es), 185, 211, 309
 - de foco puntual, 178
- Condensador(es), 84, 513, 659-663, 666, 670-672, 676
- Conductores, 237, 247, 288
- Conductos flexibles, 193
- Conexión, 292
 - a la red, 280, 281, 287
 - de los módulos, 288
 - entre colectores, 192
- Conexionado, 288
- Configuración, 191
- Constante solar, 154, 243
- Consumo
 - de carbón, 37
 - de energía primaria, 29
 - de gas natural, 45
 - de petróleo, 43
 - de uranio, 33
- Contacto
 - directo, 543, 661, 663, 671, 672, 289
 - indirecto, 290
- Contador de energía, 294
 - bidireccional, 281
- Contaminación producida por los combustibles radioactivos, 131
- Contaminantes, 513, 517, 550
- Contracción de las masas, 23
- Control, 291
- Convección forzada, 545
- Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, 133
- Conversión
 - de solar a electricidad, 200
 - eléctrica, 166
 - fotovoltaica, 256
 - solar-eléctrico, 213
 - térmica, 166
- Coordenadas solares, 157
- Coriolis, 336, 338
- Corriente(s)
 - alterna, 375, 404, 457, 459
 - de cortocircuito, 272
 - inversa de saturación, 274
 - marinas, 616, 617, 622, 624, 632, 638, 639, 641-643, 645-647
- Corteza, 526, 527, 528, 529, 530
- Cortocircuito(s), 290, 325
- Cosmos, 22
- Costa(s), 562, 563, 567, 568, 571, 572, 574, 578-580, 586-588, 592, 594-596, 601, 603-608, 622-624, 626, 627, 629, 630, 638, 639, 646, 647, 662, 664, 665, 668, 674, 676
- Coste(s), 134, 305, 316, 406, 421, 461, 463, 491, 515, 516, 526, 544, 548-550, 554, 562, 563, 580, 604, 605, 608, 616, 617, 629, 636, 644, 645, 647, 654, 655, 673, 674, 676
 - de la energía, 134
 - de la energía solar térmica, 217
 - de la instalación, 316
 - de los sistemas de acumulación, 316
 - de los sistemas de adaptación de corriente, 316
 - de una instalación fotovoltaica, 243
 - del sistema de regulación, 316
 - externo, 137, 139
 - globales, 138
 - interno de la energía, 135
- Craqueo, 71, 73
- CTD, 659, 660

CTE (Código Técnico de la Edificación), 162
Cucharas, 443-445
Cuerda, 368
Cuerpo negro, 243
Cultivos
 acuáticos, 488
 energéticos, 50, 476, 480, 487, 491, 494, 518
 óptimos, 489
 poco frecuentes, 488
 tradicionales, 487
Cupo, 313
Curva(s)
 características, 387, 452
 de caudales clasificados, 426-428
 de potencia, 387, 390
CV, 5

D

Darrieus, 360, 372
Declinación solar, 154
Demanda, 383, 393, 400, 401, 421, 432-434, 436, 459
 del sistema eléctrico, 96
Densidad
 de potencia media, 354
 de probabilidad, 348, 349, 390
 del agua, 423, 624, 625, 639
 del aire, 354, 365, 389
Depuradoras, 504
Deslizamiento, 374, 376
Despalillado, 485, 486
Destilación fraccionada, 71
Destilados
 intermedios, 73
 ligeros, 73
 pesados, 73
Destrucción de la capa de ozono, 130
Diagrama(s)
 de trayectorias del sol, 161
 universales, 454
Difracción, 574, 575
Difusor, 448
Digestión, 50
 anaerobia, 493, 494, 504, 506, 517, 477
Digestores continuos, 506
 de contacto, 506
 de filtro anaerobio, 506
 de mezcla completa, 506
 discontinuos, 506
Dióxido
 de carbono, 477, 479, 481, 496, 499, 504, 517, 550

 de titanio, 269
Dioxinas, 513, 517
Diques, 621, 623, 632, 636, 638, 645
Direcciones predominantes, 395
Discos parabólicos, 178, 208, 218
Disco-Stirling, 208
Diselenuro, 268
Diseminación de una tecnología, 139
Disperso, 574
Dispositivos
 hinchables, 436
 inflables, 436
Distribución(es), 281
 de frecuencia, 345, 347, 348, 426, 427
 espectral, 242
 temporales, 345, 426
Distribuidor, 447, 448, 450, 459, 460
Divergencia, 573
Duración prevista
 de gas natural, 45
 del petróleo, 43

E

Economías de escala, 320
Edad de la marea, 621
Edificio central, 443, 461
Efecto(s)
 fotovoltaico, 236, 240, 254
 invernadero, 129, 168, 318, 491
 negativo de la explotación de las diferentes fuentes
 de energía, 128
 sombra, 363
Eficacia, 241
Eficiencia, 15, 240, 243, 259, 272, 277, 318, 320, 326
 cuántica, 273
Eje
 horizontal, 360, 363, 372, 376, 429, 457, 638-640,
 642, 643
 vertical, 357, 360, 372, 428, 457, 638, 642, 643
Electricidad a partir de fuentes renovables, 181
Electrólisis a alta temperatura, 216
Electrón(es), 244, 255
 de valencia, 237
 hueco, 256
Electrón-voltio, 5
Electroquímica, 102
Elementos radioactivos, 25
Embalse, 421, 430, 431, 433, 435-438, 440, 442, 445,
 449, 463, 616, 628, 635, 636
Emisiones contaminantes, 317

- Emisividad, 187
 Encendido provocado, 79
 Endosfera, 530
- Energía(s)
 absorbida, 152
 atómica, 10
 calorífica, 11
 cinética, 7, 102, 334, 335, 354, 358-360, 365, 380, 381, 394, 401, 420, 430, 431, 442, 443, 448, 575, 586, 594, 598, 599
 de la biomasa, 50
 de las mareas, 53, 630, 632, 634, 639, 643, 645, 647
 del carbón, 35, 55
 del gas, 56
 del oleaje, 48
 del petróleo, 55
 disponible, 64, 65
 eléctrica, 11, 334, 358, 360, 374, 375, 381, 390, 397, 404, 421, 430, 432, 434, 435, 436, 457, 465, 534, 535, 538, 586, 588, 594, 633, 635, 636, 637, 638, 639
 electromagnética, 9, 10
 electrostática, 9
 eólica, 47, 112, 334, 340, 341, 350, 351, 358, 393, 408, 410, 411
 geotérmica, 51, 526, 527, 533, 536, 538, 545, 548, 550, 551, 552, 554
 hidráulica, 49, 420, 422, 428, 430, 465, 468
 maremotérmica, 654, 655, 657, 658, 660, 673, 674, 676
 mareomotriz, 617, 621-623, 625-627, 629, 644, 645, 647
 mecánica, 11
 nuclear, 10, 55
 nuclear de fisión, 30
 nuclear de fusión, 33
 potencial, 101, 102, 241, 420, 422, 575, 586, 594, 599, 616, 621, 625, 632, 647
 potencial gravitatoria, 7, 433
 primaria, 64, 65, 227
 química, 9, 476, 478, 479, 491, 498, 511
 reactiva, 296
 reflejada, 152
 renovable, 49, 420, 466, 476, 481, 516, 654, 658
 solar, 25, 27, 45, 149, 227, 341, 420, 476, 478, 479, 491, 492, 552, 563, 658, 675
 solar activa, 166
 solar incidente, 198
 solar pasiva, 166
 térmica, 8, 492, 526, 532, 535, 538, 552, 660
 térmica útil, 198
- Engranajes, 429, 456, 457
 Enlaces covalentes, 249
 Ensayos de recepción, 293
 Entalpía, 534, 538, 541, 545
 de reacción, 102
 Entrar en pérdida, 367
 Eolo, 340
 Equinoccios, 155
 Equipos de generación de base, 99
 Erosión, 408, 410, 442, 465, 606
 Espectro solar, 241
 Espejos, 185
 Estable, 246
 Estación(es), 148, 154
 de cabecera, 71
 Estela, 395, 397
 Estiércol, 481, 493, 504
 Estratosfera, 152
 Estructura
 cristalina, 249
 estática, 302
 metálica, 190
 reticular, 249
 soporte, 211
 Estudios
 geofísicos, 65
 geológicos, 65
 Etanol, 493, 507, 518, 519
 Euros, 341
 Evaporación del agua, 49, 126
 Evaporador(es), 542, 659-663, 670, 671
 Excitatriz piloto, 459
 Excitación
 auxiliar, 457
 sin escobillas, 457, 458
 Excrementos y purines, 50
 Exploraciones *off-shore*, 65
 Extracción
 primaria, 70
 secundaria, 70
 terciaria, 70
 Extradós, 366, 367
- F**
 Fabricación mundial de células, 322
 Factor(es)
 de capacidad, 100, 391, 393

- de concentración, 178
- de forma, 272, 275
- de inestabilidad, 100
- de intercepción, 196
- de interceptación, 197
- de operación, 101
- de recubrimiento o de sombra, 258

Fango, 476, 504

Fase de desigualdad, 621

Fatiga, 353, 401

Fermentación alcohólica, 477, 504, 507

Fertilizantes, 512, 517

Fiabilidad, 335, 345, 397, 402, 467

Filtrado, 509, 513, 517

Filtros, 506

- electroestáticos, 78

Financiación, 312

Flotadores, 562, 584, 601, 602

Fluido

- caloportador, 173
- primario, 173
- termoportador, 181

Flujo libre, 631, 632, 640

Forma de onda, 297

Fotoelectroquímica, 265

Fotón(es), 241, 259, 325

Fotosíntesis, 27, 50, 123, 124, 241, 476-479, 481

Fraccionamiento, 71

Frecuencia(s), 345, 374, 375, 382, 383, 385, 387, 457, 460

Frenos

- aerodinámicos, 373
- mecánicos, 373

Fresnel, 176, 182, 270

Fuerza electromotriz, 91

Fuerza

- axial, 368
- de arrastre, 366, 367, 368
- de sustentación, 366, 368
- motora, 368

Fumarola, 531

Furanos, 513, 517

G

Gap, 278

Garantía de potencia, 220

Gas(es), 26, 531, 535, 538, 542, 550

- ácidos, 505
- de efecto invernadero, 133

- de síntesis, 502
- gasógeno, 500, 502
- invernadero, 126
- natural, 40
- pobre, 500

Gasificación, 476, 499, 500, 504, 517

Gasificadores, 499

Gasolina, 494, 507, 518

Gasómetros, 506

GDV, 223

Geísers, 527, 531, 538, 539, 551

Generación

- centralizada, 307
- de electricidad, 172
- de energía eléctrica, 176
- directa de vapor (GDV), 176, 188
- distribuida, 307
- eléctrica, 240
- recombinación, 256

Generador

- eléctrico, 75, 90, 360, 366, 372, 374, 381, 387, 420, 430, 443, 452, 455, 456, 476, 513, 532, 538, 540, 581, 582, 584, 586, 588, 601, 616, 621, 636, 640, 642, 643, 660
- fotovoltaico, 255

General, 164

Geófonos, 65

Geológicos, 535

Geoquímicos, 535

Glicerina, 509-511

Glorias, 149

Golpe de ariete, 442, 444, 460

Góndola, 373, 378, 381, 383, 384, 386

Gradiente térmico, 527, 530, 657-659, 664, 666, 670, 676

Grado

- de ensuciamiento, 186
- mínimo de protección, 282

Granulometría, 496

Gravitación, 23

H

Heat pipe, 213

Helio, 34

Helióstato, 200, 202, 309

Hibridación, 181, 219, 220, 226

Hidrocarburos, 40, 509, 517, 518

Hidrógeno, 94, 95, 215, 216

Hidrogeológicos, 535

Hidrogramas, 426, 428
 Hidrólisis, 505, 507
 Hidroplano, 643
 Hidrotecnología, 430
 Horas equivalentes, 391
 Hornos, 498, 512
 solares, 214
 HTF, 174, 223
 Hueco, 250, 255
 Huella digital, 273
 Huertas solares, 238, 311
 Humedad, 496, 497, 499

I

Imanes permanentes, 375
 Impacto(s), 398, 408, 410, 412, 420, 421, 461, 465, 466,
 516-518, 533, 550-552, 605, 606, 622, 629, 641,
 645, 654, 674
 medioambiental, 221, 316
 sobre la penetración de las energías renovables, 138
 visual, 317
 Implementación Conjunta (IC), 133
 Impureza(s), 41, 251, 252
 Incineración, 511, 517
 Incremento de temperatura, 102
 Indicadores
 biológicos, 356
 geomorfológicos, 356
 sociales, 356
 Industria, 334, 402, 532, 536
 Inestables, 246
 Infiltrado, 533
 Infraestructura
 civil, 394
 de control, 397
 eléctrica, 395
 Ingeniería, 378, 406, 421, 463, 645, 668
 Instalaciones
 flotantes, 662, 669
 generadoras interconectadas, 296
 solares termoeléctricas, 221
 Integración arquitectónica, 164
 Intensidad, 337, 340, 342, 353, 385, 398, 401, 428
 Interacción
 gravitatoria Tierra-Luna, 53
 Tierra-Sol, 25
 Intercambiador(es) de calor, 75, 83, 542, 547, 670, 671
 Intercambio con la red eléctrica, 280
 Intradós, 366

Invernaderos, 149
 Inversión, 311, 398, 406, 407, 477, 515, 516, 644, 645,
 647, 654, 655, 673, 674
 en I + D, 320
 Inversor, 280, 285, 294, 326
 Inyectar a la red, 282
 Inyectores, 78, 444, 459
 Iones, 246
 Irradiación
 espectral, 242
 solar directa, 227
 Irradiancia, 243
 Isotermas, 659

J

Julio, 3
 Juntas rotativas, 193

K

Kelvin, 250

L

La Rance, 626, 628, 646, 647
 Laguna mareomotriz (*tidal lagoons*), 638, 646, 647
 Lastrabarrenas (*drill collar*), 67
 Latitud, 155
 Ley
 de Betz, 365
 logarítmica, 352
 potencial, 352
 Lías, 485, 486
 Lignito, 35
 Limitaciones
 económicas, 228
 técnicas, 227
 Límite de Betz, 365
 Litio, 34
 Lluvia ácida, 129, 491
 Lodo, 485, 504
 circulante, 66
 Luna, 619, 620, 621
 Luz blanca, 241

M

Macromapas, 354
 Magna caliente, 25

- Malla de metalización, 258
Maniobra y medida, 296
Mantenimiento, 375, 384, 395, 402, 407, 423, 457, 464, 477, 484, 515, 516, 526, 548, 549, 554, 604, 639, 668, 673
Manto, 528, 529
 inferior, 530
 superior, 529, 530
Mapas
 eólicos, 354
 térmicos, 659
Máquina(s)
 de vapor, 75
 eólicas, 334, 335, 349, 357, 358, 372, 374, 380, 386, 393, 394
Mar, 338, 339, 397, 398, 401-404, 411, 562, 563, 566, 567, 569, 574, 576, 578, 579, 583, 586-588, 592, 594, 596-598, 601, 605, 606, 608, 645, 654, 660-664, 668, 669, 671, 672
 de viento, 565
 offshore, 385
Marea(s), 25, 616-619, 622-626, 628, 630, 632, 633, 638, 640, 642, 643, 646, 647
 de cuadratura, 621
 de primavera, 620, 621
 de sicigias, 620, 621
 directa, 618
 muerta, 621
 opuesta, 618
 viva, 620, 625
Marejada
 alta, 567
 de fondo, 569
Mareógrafos, 624
Mares, 562, 655, 675
Masa crítica, 31
Materia orgánica, 476, 478, 482, 496, 505, 511, 512, 513
Máxima y mínima frecuencia, 297
Mecanismo
 de Desarrollo Limpio (MDL), 133
 de fotosíntesis, 26
 seguidor, 227
Media
 temperatura, 166, 172
 y alta temperatura, 218
Medioambiente, 412, 430, 468, 526, 554, 563, 608, 617, 622, 647, 655, 677
Mesa de rotación, 66
Mesosfera, 530
Metano, 129, 482, 499, 504, 505, 513, 535, 550
Metanogénica, 505, 521
Metanol, 502, 509
Micromapas, 354
Microsilicio, 269
Mighty Whale (Poderosa Ballena), 596
Minicentrales hidroeléctricas, 420, 421, 445, 449, 451, 459, 460, 461, 468
Mínima tensión instantánea, 297
MINP, 260
Modelo
 dinámico, 528, 530
 geoquímico, 528
Moderador, 31
Modificador por ángulo de incidencia, 197, 199
Módulos fotovoltaicos, 280, 309
Moléculas, 563
 de agua, 479, 563, 570, 571
Molino(s), 357, 428, 625, 626
 griego, 428
 nórdico, 428
 persa, 357
Monitorización, 424, 425, 461
Monocristalino, 266
Monopala, 362
Monopilote, 402
Motor
 de combustión interna, 75, 78
 de cuatro tiempos, 79
 de dos tiempos, 79
 de explosión, 111
 eléctrico, 90
Múltipilote, 402
Multiplicadora de engranajes, 359, 443, 628, 640
- N**
Nadir, 158
Nanotecnología, 263
Neutrones, 31
Núcleo(s), 527, 528, 530
 atómico, 33
 externo, 530
 interno, 530
Nutrientes en el mar, 127
- O**
Obra civil, 406, 436, 463
Obstáculo, 337, 339, 343
Océano(s), 562-565, 567-571, 575, 576, 587, 604, 606,

616, 617, 621, 622, 624
 en completo desarrollo, 565
 Ocupación de terreno, 304, 310
Offshore, 397, 398, 401, 408
 Ola(s), 27, 48, 562-576, 578-580, 582, 583, 586-588,
 593-597, 599-609
 de capilaridad, 563
 de marea, 567
 dispersiva, 572
 tormentosa, 566
 Oleoductos, 71
 Operación, 371, 372, 376, 380, 383, 395, 407, 452, 455,
 461, 464, 547-549, 604, 627, 630, 644
 —ptica, 326
 Orientación
 activa, 378
 pasiva, 378
 Orujillo, 485, 486
 OTEC, 654, 655, 663, 665, 677
 Oxígeno, 477, 481, 496, 499, 500, 502
 Ozono, 124, 491

P

Palas, 353, 360, 362, 363, 365-367, 370, 372, 373, 381
 Panel(es)
 fotovoltaico, 243, 283
 solares térmicos planos, 167
 Parques eólicos, 334, 393, 397, 398, 400, 401, 404, 412
 Par
 electrón-hueco, 258
 motor, 369
 Paso
 fijo, 363, 376, 382, 389
 variable, 363, 370
 Pato de Salter, 584
 Pay Back, 548
 Payback, 604
 Pelamis, 600
 Pellets, 494, 495, 515
 Pendulor, 593
 Pequeña central hidroeléctrica, 420
 Pérdidas, 160, 207
 de carga, 192
 en la captación, 206
 en la transmisión, 281
 geométricas, 194, 206
 ópticas, 195
 por bloqueos, 207
 por conducción, 208

por convección, 208
 por emisión, 208
 por radiación, 208
 por reflectividad, 206
 por sombras, 207
 por sombreado, 164
 térmicas, 196
 Perfeccionamiento de las tecnologías, 320
 Perfil
 aerodinámico, 366
 de obstáculos, 163
 sísmico, 65
 Perforación(es), 534, 536, 538, 547, 548
 de los pozos de petróleo, 66
 Perigeo, 621
 Período
 carbonífero, 36
 de nivel cero, 577
 energético, 577
 PESCE, 260
 Petróleo, 26, 39, 489, 490, 492, 518
 Petroleros, 71
 Picos de potencia, 100
 Pila
 convencional, 75
 de combustible, 75, 88
 Piranómetros, 156
 Piroheliómetros, 156
 Pirólisis, 476, 499, 502, 503, 517
 súbita, 503, 504
 Pizarras bituminosas, 26
 Plancton, 39
 Plano de la eclíptica, 154
 Planta(s)
 con seguidores, 304
 de ciclo combinado, 108, 182
 de cogeneración, 108
 disco-parabólica, 228
 fija, 303
 fotovoltaica, 301
 SEGS, 226
 termoeléctrica, 182, 219
 termosolares, 223, 224, 228
 Plasma, 33
 Plástico, 185
 Plataforma(s), 394, 565, 567, 601, 605, 607, 654, 659,
 662, 668, 669, 671, 676
 de casco flotante con patas telescópicas, 70
 flotante, 403, 564, 642
 móviles, 69

- semisumergibles, 70
 - Pleamar(es), 616, 618, 620-623
 - Poder calorífico
 - inferior, 496, 500
 - superior, 496, 502
 - Policristalino, 266
 - Polimerización, 73
 - Pool boiler*, 213
 - Portadores eléctricos, 251
 - Posición de bandera, 381
 - Postratamientos, 511, 517
 - Potencia, 334, 341, 354, 365, 370, 371, 380, 381, 383, 390, 391, 397, 420, 422, 426, 428, 444, 448, 452, 454-457, 459, 460, 462, 463, 465, 466, 526, 536, 539, 541, 552, 623, 625, 627, 628, 630, 631
 - máxima, 272
 - media, 100
 - rodante, 100
 - solar aprovechable, 46
 - Potencial, 227, 393, 395, 422, 477, 491, 492, 519, 526, 533, 535, 554, 616, 623, 624, 627, 647
 - PowerBuoy, 603, 604
 - Precio, 134
 - de las instalaciones, 320
 - Precipitador, 78
 - Predistribuidor, 446, 447, 448, 450
 - Pre-registro, 313
 - Presa(s), 430-433, 436, 437, 439-441, 463, 466
 - de bóveda múltiple, 437, 438
 - de gravedad, 437, 438
 - Prestaciones energéticas reales, 294
 - Pretratamientos, 511
 - Preventor de erupciones (*Blow Out Preventor*- BOP), 68
 - Prima, 221, 311
 - Principio de superposición, 274
 - Proceso(s)
 - de estabilización, 70
 - industrial, 215
 - SRH, 256
 - Producción
 - de calor, 172
 - de carbón, 38
 - de electricidad, 181
 - de gas natural, 45
 - de hidrógeno, 102
 - de petróleo, 43
 - Productos, 479, 480, 502-504, 517
 - Profesor Lacour, 357
 - Propuesta de costes, 325
 - Prospección, 65
 - Protección(es), 282, 289, 293, 297
 - anti-isla, 288
 - Protocolo de Kioto, 133
 - Protones, 244
 - PS10, 179
 - PS20, 179
 - PSA (Plataforma Solar de Almería), 223
 - Puesta
 - a tierra, 292, 298
 - en marcha, 294, 298
 - Punto
 - caliente, 278
 - de conexión, 299
 - de diseño, 452
 - de máxima potencia, 326
 - nominal, 452
 - Purines, 481
- ## Q
- Quemadores, 78
- ## R
- Radiación
 - difusa, 154, 227
 - directa, 153, 156, 174
 - gamma, 31
 - global, 156
 - infrarroja, 125
 - media incidente, 46
 - reflejada, 154
 - solar, 126, 152, 187, 335, 337, 421
 - solar captada, 227
 - solar difusa, 174
 - solar directa, 184, 189, 227
 - ultravioleta, 124
 - Radiativo, 255
 - Rango de temperatura, 194
 - Rayos
 - cósmicos, 24
 - solares, 156
 - Razón de concentración, 193
 - Reacción(es), 479, 496, 509
 - deuterio-tritio, 34
 - endotérmica, 12
 - exotérmica, 12
 - lumínicas, 479
 - oscuras, 479
 - termonucleares, 23

- Reactivos, 496, 507, 513
 - Reactor
 - de fusión, 33
 - nuclear, 31, 75
 - Recalentamiento de la atmósfera, 129
 - Recepción, 294
 - Receptor(es), 204, 212
 - central, 199, 202
 - de reflujo, 212
 - de tubos directamente iluminados, 212
 - tipo *pool boiler*, 213
 - tubo de calor, 213
 - volumétrico refrigerado por aire, 200
 - Reciclado del carbono, 126
 - Recogedor de cenizas, 78
 - Recombinación, 258, 274
 - Rectificador de Russell, 584
 - Recursos, 28, 44
 - Red atómica, 250
 - Redes de Distribución Pública, 294-295
 - Reducción del dióxido de carbono, 317
 - Refinado, 71
 - Refinamiento del petróleo, 71
 - Refinería, 71
 - Reflectividad, 195
 - Reflector cilindro-parabólico, 184
 - Reflexión, 574
 - Reformado, 71
 - Refracción de olas, 571, 572
 - Régimen especial, 311
 - Regulación, 358, 381, 382, 393, 431, 432, 443, 448, 450, 452, 460, 461, 463
 - Regulador(es), 457, 460
 - Rendimiento(s), 15, 360, 362, 365, 370, 375, 387, 430, 445, 448-452, 454-456, 462, 463, 467, 491, 496, 499-501, 518, 534, 535, 538, 540, 541, 623, 626, 644
 - de las centrales nucleares, 106
 - de las transformaciones energéticas, 104
 - global, 197
 - global del colector, 198
 - máximo de la conversión energética, 106
 - óptico, 197, 198
 - óptico del colector, 187
 - óptico pico, 196
 - técnico global, 104
 - térmico, 197, 199
 - Renovables, 152
 - Reservas, 29, 44
 - de carbón, 37
 - de gas natural, 44
 - de uranio, 32
 - totales de petróleo, 42
 - Residuos
 - agrícolas, 476, 482, 503, 517
 - animales, 478, 517
 - forestales, 476, 484
 - ganaderos, 476, 481, 504, 516, 517
 - herbáceos, 482
 - industriales, 478, 485
 - leñosos, 482, 483
 - pesados, 73
 - sólidos urbanos (RSU), 50, 479, 485, 486, 503, 504, 511, 517
 - urbanos, 476-478
 - Resistencia
 - interna, 259
 - paralelo, 275
 - serie, 275
 - Retorno
 - directo, 191
 - invertido, 191
 - Ribbon, 266
 - Roca
 - almacén, 41
 - corbetera, 41
 - madre, 41
 - Rodete, 442-448, 450, 459
 - Rosa de los vientos, 348, 395, 395
 - Rotones multipala, 361
 - Rotor, 352, 359-362, 365, 374, 395, 625, 638, 640, 642
 - lento, 361
 - multipala, 362
 - rápido, 361, 362, 365
 - tipo hélice, 361, 362
 - RSU, 502, 516, 517
 - Rueda horizontal, 429, 430
 - Rugosidad del terreno, 352
 - Ruido, 335, 398, 402, 408, 409, , 457, 605
- ## S
- Sales fundidas, 200
 - Salto
 - bruto, 423, 426, 462
 - energético (*band gap*), 325
 - neto, 462
 - útil, 462
 - Savonius, 372
 - Seguidor, 301, 304, 326

de dos ejes, 303, 305
de un eje, 302, 305
Seguimiento
 en acimut-elevación, 211
 polar, 211
 solar, 189
Segundo Principio de la Termodinámica, 14
Selvas, 480
Semejanza, 454, 455
Semiconductor, 237, 241, 248, 253, 325
 extrínseco, 250
 intrínseco, 248
Serrines, 485
Servomotores, 448
Silicio, 250
 amorfo, 267
 cristalizado, 266
Sin concentración, 167
Sincronismo, 374, 375, 448, 456, 457, 459
Síncronos, 374-376, 378, 393, 457, 459
Sísmica
 de reflexión, 65
 de elevación, 67
Sistema(s)
 autónomo, 279
 de agua-vapor, 202
 de ciclo abierto, 654, 660, 662, 671, 672, 676
 de ciclo binario, 538, 541-544, 552
 de ciclo cerrado, 654, 660-662, 670
 de ciclo híbrido, 654, 660, 662
 de colectores cilindro-parabólicos (CCP), 226
 de control, 294
 de conversión directa, 538, 539, 540
 de expansión súbita de dos etapas, 538, 540
 de expansión súbita de una etapa, 538, 540
 de lodos, 68
 de posicionamiento, 194
 de receptor central (SRC), 200, 226
 de receptor volumétrico de aire abierto, 202
 de roca caliente seca, 534, 535
 de sales fundidas, 202
 de seguimiento, 174
 de seguridad, 294
 fotovoltaico, 282
 generador, 213
 geopresurizado, 534
 híbrido, 200
 hidrotérmico, 534
Situación energética actual, 54
Sobrecargas, 290

Sobreintensidad, 297
Sobretensión(es), 297, 290
Software, 461
Sol, 148, 337, 421, 476, 518, 616, 618-621
Solar térmica de alta temperatura, 176
Solfataras, 531
Solsticio
 de invierno, 154, 160
 de verano, 154
Sombra, 158, 284
 en los campos FV, 278
Sondeos de exploración (*wildcats*), 66
Sotavento, 362, 363, 380
Stirling, 178, 208
Striborg, 341
Subsistema, 372
 convertidor, 238
 de acumulación, 170
 de almacenamiento, 238
 de captación, 167, 173, 237, 360, 365, 384
 de orientación, 378, 380
 de regulación, 238, 380, 436, 459
 intercambiador, 170
 soporte, 384
Subterráneas, 408
Subvenciones, 312
Suelo radiante, 149
Superficie
 de paneles, 243
 reflexiva, 195
Superposición, 164
Sistema auxiliar, 170

T

Tanatomasa, 490
Tapchan, 606
Tarifa
 eléctrica, 325
 regulada, 221
Tecnología, 307, 344, 357, 358, 401, 402, 404, 406, 411,
 420, 421, 430, 436, 463, 477, 492, 493, 509, 511,
 515, 517, 526, 530, 535, 536, 547, 548, 552, 562,
 563, 580, 594, 604, 607, 608, 616, 621, 625, 630,
 632, 638, 645, 647, 654, 660, 670, 673, 676
 convencional, 303
 de capa delgada, 319
 de torre, 179
 fotovoltaica de concentración, 308
 fotovoltaica, 325
 híbrida, 107

- solar, 150
 - Tectónica de placas, 127
 - Tejados fotovoltaicos, 301
 - Teluro de cadmio, 269
 - Temperatura, 477, 490, 496, 499, 501-504, 506, 509, 526, 527, 529-532, 534, 535, 542, 548, 552, 654-656, 658-661, 663, 666, 676
 - alta, 188
 - de salida, 192
 - máxima de trabajo, 188
 - Tensión, 352, 375, 395, 404, 405
 - de circuito abierto, 272
 - Teodolito, 160
 - Tep, 5
 - Termia, 515
 - Terminadores, 587
 - Termoclina, 656
 - Texturizado, 260
 - Thin film, 267
 - Thor, 341
 - TidEl, 640, 641
 - Tiempo
 - característico, 463
 - de retorno energético, 317
 - de vida, 320
 - equivalente, 391, 393
 - Tierra, 154, 420, 421, 478, 481, 526-528, 530, 552, 616, 618, 619, 621, 655
 - Tipo
 - c, 295
 - N, 251
 - P, 252
 - Tiro natural, 545
 - Toma de agua, 426, 431, 432, 436, 441
 - Torre, 204, 343, 363, 378, 379, 384-386, 398, 401, 402
 - central, 179, 199
 - de enfriamiento, 538, 545
 - de fraccionamiento o burbujeo, 72
 - de refrigeración, 513, 540
 - Torta agotada, 510
 - Totalizadores, 587
 - Trampas, 41
 - Transesterificación, 477, 509
 - Transformaciones
 - de la energía, 11
 - de la materia, 11
 - Transformador(es), 395, 404, 406, 457, 458, 461-463
 - eléctrico, 92
 - Transmisividad, 187, 195, 196
 - Tratamiento antirreflexivo, 187
 - Trayectorias solares, 160
 - Triglicéridos, 509
 - Tripala, 362, 364, 376
 - Triple unión, 264
 - Tritio, 34
 - Troposfera, 152
 - Tsunami, 567, 568
 - Tubería
 - de baja presión, 431
 - forzada, 431, 434, 436, 441, 444
 - Tubo
 - absorbedor, 182, 188
 - absorbente, 186, 187
 - acodado, 448
 - concéntrico, 186
 - de aspiración, 446, 448, 450
 - de aspiración rectos, 448
 - de vacío, 167
 - de Venturi, 637
 - Turba, 35
 - Turbina(s), 420, 423, 430-432, 434, 435, 457, 459, 460, 462, 476, 494, 532, 538, 540-542, 544, 548, 562, 581-584, 586, 588, 594, 597, 598, 607, 616, 621, 622, 625, 626, 628, 630-632, 635-643, 647, 659-663, 670-673, 676
 - de acción, 88, 443, 445
 - de bulbo axial, 636
 - de gas, 75, 84, 502
 - de gas de ciclo abierto, 86
 - de gas de ciclo cerrado, 86
 - de gas de cogeneración, 110
 - de reacción, 88, 442, 443, 445, 448, 449, 450
 - de rotor anular, 636
 - de vapor, 75, 81, 502, 513
 - de vapor de condensación, 109
 - de vapor de contrapresión, 109
 - eólica, 88
 - Francis, 443, 445, 450, 451, 452, 462
 - hidráulica, 49, 87, 430, 434, 442, 443, 452, 454, 455, 467, 616
 - Kaplan, 88, 443, 445, 450, 451, 452, 453, 462, 594, 636
 - Pelton, 443, 445, 451, 452, 462
 - reversible, 434, 636
 - Stirling, 210
 - tangencial, 443
- ## U
- Universo, 23
 - Uranio, 30

V

Valencia, 245
Válvula, 436, 440, 442, 459, 463
 de aguja, 444, 459
Valla
 de marea, 645
 mareomotriz (*Tidal fence*), 642
Vapor, 660-663, 666, 671, 672
 generado, 183
 saturado, 200
 sobrecalentado, 188
Varillaje ligero (*drill pipe*), 67
Varillas de control, 31
Vatio, 4
Vector energético, 94, 215
Veleta, 343, 379, 383
Velocidad
 de arranque, 388-390
 de embalamiento, 453
 de grupo, 566, 571
 de parada, 389, 390
 de recombinación superficial, 257
 específica, 370, 372
 nominal, 388, 389
Vertederos, 439, 513, 517
Vetas, 36

Vida media de un panel, 311
Vidrio, 185
Viento, 27, 241, 334-336, 338-342, 345, 351, 354, 357, 408
 de poniente, 336
 relativo, 368, 369
Volantes de inercia, 102, 103, 393
Volcanes, 127
Vulcanología, 535

W

Wave Dragon (Dragón de olas), 586, 597
Wave Star (Estrella de las olas), 601
WavePlane (Plano de olas), 586, 598-600
WECS, 334
Weibull, 350, 351, 354

Y

Yacimientos, 527, 530, 532, 534, 538, 540-542, 545, 552

Z

Zona
 muerta, 432
 útil, 432

