

**FUENTES NO CONVENCIONALES
DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD**



ISAGEN
GENERACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA

FUENTES NO CONVENCIONALES DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD



ISAGEN

**FUENTES NO CONVENCIONALES
DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD**

© 2005

ISBN 958-97714-1-6

ISAGEN S.A E.S.P.

LUIS FERNANDO RICO PINZÓN

Gerente General

MARÍA LUZ PÉREZ LÓPEZ

Gerente Proyectos de Generación

LUIS ALBERTO POSADA ARISTIZÁBAL

Director Desarrollo Proyectos de Generación

EDITORES

Sergio Botero Botero

Farid Chejne Janna

Jorge Luis Rodríguez Sanabria

EQUIPO DE REVISIÓN

Isaac Dyer Rezonzew

José Vicente Guzmán Sossa

Hernán Palacios Perdomo

María Luz Pérez López

Emma Maribel Salazar Peña

DISEÑO EDITORIAL

Sandra De Bedout R.

IMPRESIÓN

Impresiones Rojo

Impreso en Colombia

"ISAGEN S.A. E.S.P. participa en la publicación de este libro bajo el entendido de que se trata de una obra con fines académicos y sin ánimo de lucro. Por tanto, de conformidad con el Artículo 32 de la Ley 23 de 1982, entiende que la cita o reproducción parcial de obras literarias, artísticas o de cualquier otra naturaleza, pertenecientes a otras personas, se hace con fines de ilustración y por tanto, en ningún caso, supone un aprovechamiento de las mismas que de lugar al pago de cualquier erogación a favor de sus autores."

AGRADECIMIENTOS

Los Editores agradecen a todas las personas que contribuyeron a la realización de este libro, al equipo de revisión mencionado en la contraportada y a quienes estuvieron acompañando a los editores participando en el "Estudio Nuevas Tecnologías de Generación - Actualización y Viabilidad en Colombia", semilla de este libro, quienes fueron: por parte de la Universidad Nacional los profesores Roberto Rengifo, Ricardo Smith, y Juan David Velásquez; los ingenieros Yanury Benavides, Gabriel Jaime Correa, Juan Felipe Franco, Lizeth Sepúlveda, y Elizabeth Catalina Zapata; y los estudiantes Hernán Darío Mejía y Claudia Patricia Arévalo; y por parte de ISAGEN los profesionales Luis Enrique Aguilar y Carlos Mario Restrepo. Adicionalmente, agradecemos la colaboración de Alan Hill Betancourt quien colaboró con la revisión final del texto.

PRÓLOGO



ISAGEN S.A. E.S.P. considera como parte fundamental de su actividad productiva y comercial, la promoción y construcción de soluciones energéticas que respondan de manera integral a los requerimientos del país en materia energética.

En este orden de ideas y orientando sus esfuerzos en la búsqueda de alternativas, que permitan un abastecimiento energético que se conjugue con el desarrollo sostenible, el año anterior, **ISAGEN** llevó a cabo conjuntamente con la Universidad Nacional de Colombia - Sede Medellín, el estudio "Nuevas Tecnologías de Generación – Actualización y Viabilidad en Colombia", lo que le permitió establecer el estado del arte de las tecnologías no convencionales, las tendencias, las posibilidades de su aplicación en el país y la competitividad de las mismas en el mercado de energía colombiano.

Durante el desarrollo del estudio, se identificó una limitada disponibilidad de información, sobre tales tecnologías aplicadas a nuestro país, lo cual motivó a **ISAGEN** para adelantar conjuntamente con la Universidad, la preparación de un texto de consulta sobre Fuentes No Convencionales de Generación de Electricidad, en el cual se recopilaran de manera general los principales aspectos relacionados con estas tecnologías, de tal manera que el texto pudiera ser utilizado a futuro como un medio de consulta para estudiantes, profesionales y demás personas interesadas en el tema.

La experiencia de asumir esta tarea, resultó a todas luces interesante y valiosa, ya que nos permitió integrar las visiones de la academia y de la industria, conjugando



diferentes puntos de vista sobre el problema tecnológico de la generación de energía eléctrica, con base en la utilización de fuentes no convencionales en Colombia.

Por lo anterior, podemos expresar con seguridad que la entrega del presente trabajo se convierte para **ISAGEN** en un punto de partida, que le permitirá no solo emprender acciones tendientes a dar una respuesta adecuada y oportuna a las necesidades energéticas de los colombianos, sino enfrentar los retos y las oportunidades que deberá asumir la Compañía en el futuro, para seguir contribuyendo al desarrollo del país.

ISAGEN agradece de manera especial a la Universidad Nacional de Colombia y al equipo humano de la Gerencia de Proyectos de Generación el esfuerzo y los aportes realizados para que esta publicación se convierta en realidad.

LUIS FERNANDO RICO PINZÓN

GERENTE GENERAL
ISAGEN S.A. E.S.P.

Septiembre de 2005

INTRODUCCIÓN



La diversidad de recursos energéticos existentes en Colombia le ha permitido al país aprovechar parte de este potencial para solucionar sus necesidades de energía eléctrica, principalmente a partir del desarrollo de proyectos basados en el uso de tecnologías convencionales, utilizando plantas hidroeléctricas y en menor grado, plantas termoeléctricas.

Teniendo en cuenta el desarrollo que han tenido las tecnologías no convencionales para la generación de electricidad y la necesidad de construir soluciones energéticas ambientalmente sostenibles, **ISAGEN** viene adelantando un proceso encaminado a la identificación y el desarrollo de nuevas alternativas de generación basadas en la utilización de fuentes no convencionales de energía.

El presente texto, en el que se recopilan las principales características de estas tecnologías y su aplicación en el país, materializa uno de los pasos dados por **ISAGEN** para desarrollar esta iniciativa. La preparación del mismo contó con el apoyo académico e investigativo de la Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín.

En el desarrollo del texto se abordaron de manera particular las tecnologías basadas en las energías renovables no convencionales: Geotérmica, Solar, Eólica y Biomasa; igualmente se incluyó un capítulo dedicado a la Cogeneración, que si bien es cierto, no es en sí misma, una tecnología de energía renovable no convencional, su importancia y adaptabilidad a los requerimientos de los usuarios, particularmente de la industria permite realizar un uso racional y eficiente de la energía. Otras fuentes no convencionales como la energía Mareomotriz y la utilización del Hidrógeno como fuente alterna se abordaron también en esta recopilación.

La utilización de las energías alternativas o no convencionales, no está motivada únicamente por razones ambientales, sino que tiene que ver con la disponibilidad de



los recursos energéticos en cada sitio; de hecho la producción de electricidad utilizando estas fuentes ha aumentado en forma significativa principalmente en aquellos países, tanto desarrollados como en vías de desarrollo, en los cuales no se dispone de suficientes recursos convencionales o se depende de recursos energéticos no renovables más costosos.

En Colombia se han desarrollado algunos proyectos de energías no convencionales, a nivel piloto y otros con aplicación comercial. Estas primeras experiencias serán de gran importancia y marcarán una pauta importante para el desarrollo de estas fuentes en nuestra región.

En este orden de ideas, **ISAGEN**, consciente de la importancia que ha venido cobrando la utilización de las energías alternativas en los últimos años, quiere aprovechar la celebración de sus 10 años de existencia publicando este libro para contribuir al mejor conocimiento de estas fuentes, las cuales se vislumbran como un elemento importante en el futuro desarrollo de la industria energética.

El libro está estructurado de tal manera que en los primeros seis capítulos se describen los aspectos técnicos y el potencial de utilización en Colombia de las fuentes de energía no convencionales ya mencionadas.

El capítulo final se dedica a la revisión del marco legal aplicable en Colombia para el tema abordado, considerando de manera particular los aspectos concernientes a la regulación energética y ambiental vigentes y los estímulos existentes a nivel tributario y gubernamental para fomentar su desarrollo.

CONTENIDO



PRÓLOGO	4
INTRODUCCIÓN	6
1. ENERGÍA GEOTÉRMICA	13
1.1 ASPECTOS GENERALES	14
TRANSFORMACIÓN DEL RECURSO GEOTÉRMICO EN ENERGÍA ELÉCTRICA	
PARÁMETROS IMPORTANTES DE LA ENERGÍA GEOTÉRMICA	
1.2 ASPECTOS AMBIENTALES	21
EMISIONES DE DIÓXIDO DE CARBONO	
EMISIONES DE H ₂ S	
EMISIONES DE AGUA SALINA	
1.3 POTENCIAL DE LA ENERGÍA GEOTÉRMICA EN EL MUNDO	23
1.4 POTENCIAL DE LA ENERGÍA GEOTÉRMICA EN COLOMBIA	26
2. ENERGÍA SOLAR	31
2.1 ASPECTOS GENERALES	32
ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	
GENERACIÓN INDIRECTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DEL SOL	
PARÁMETROS IMPORTANTES DE LA ENERGÍA SOLAR	
2.2 ASPECTOS AMBIENTALES	41
2.3 POTENCIAL DE LA ENERGÍA SOLAR EN EL MUNDO	41
2.4 POTENCIAL DE LA ENERGÍA SOLAR EN COLOMBIA	44
3. ENERGÍA EÓLICA	49
3.1 ASPECTOS GENERALES	50
TRANSFORMACIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA EN ENERGÍA ELÉCTRICA	
PARÁMETROS IMPORTANTES DE LA ENERGÍA EÓLICA	
3.2 ASPECTOS AMBIENTALES	59
3.3 POTENCIAL DE LA ENERGÍA EÓLICA EN EL MUNDO	61
3.4 POTENCIAL DE LA ENERGÍA EÓLICA EN COLOMBIA	65
PARQUE EÓLICO PILOTO	
4. BIOMASA	69
4.1 ASPECTOS GENERALES	70
TRANSFORMACIÓN DE LA BIOMASA EN ENERGÍA ELÉCTRICA	
PARÁMETROS IMPORTANTES DE LA BIOMASA	
4.2 ASPECTOS AMBIENTALES	81
4.3 POTENCIAL DE LA BIOMASA Y DESECHOS EN EL MUNDO	83
DESARROLLOS DE LOS PROCESOS BIOLÓGICOS EN LA GENERACIÓN	



DESARROLLOS DE LA COMBUSTIÓN DIRECTA DE BIOMASA	
DESARROLLOS DE LA COMBUSTIÓN DIRECTA DE RESIDUOS	
4.4 POTENCIAL DE LA BIOMASA Y RESIDUOS EN COLOMBIA	88
5. OTRAS FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES	91
5.1 ENERGÍA MAREOMOTRIZ	92
ENERGÍA DE LAS MAREAS	
ENERGÍA DE LAS OLAS	
ENERGÍA TÉRMICA OCEÁNICA	
5.2 HIDRÓGENO	96
PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO	
PILAS DE COMBUSTIÓN	
6. COGENERACIÓN	99
6.1 ASPECTOS GENERALES	100
SISTEMAS DE COGENERACIÓN	
PARÁMETROS IMPORTANTES DE LA COGENERACIÓN	
6.2 ASPECTOS AMBIENTALES	108
6.3 POTENCIAL DE LA COGENERACIÓN EN EL MUNDO	109
6.4 POTENCIAL DE LA COGENERACIÓN EN COLOMBIA	111
7. MARCO LEGAL VIGENTE	115
7.1 REGULACIÓN ENERGÉTICA	116
LEGISLACIÓN	
DEFINICIONES E IMPLICACIONES	
OPCIONES PARA PARTICIPAR EN LA BOLSA DE ENERGÍA DE ACUERDO AL TIPO DE PLANTA	
IMPLICACIONES DE LA REGULACIÓN EN EL DESARROLLO DE ENERGÍAS ALTERNAS	
7.2 REGULACIÓN AMBIENTAL	125
LEGISLACIÓN	
DEFINICIONES	
PERMISOS AMBIENTALES	
LEGISLACIÓN INTERNACIONAL ADOPTADA POR COLOMBIA	
APLICACIÓN EN PROYECTOS DE COGENERACIÓN	
IMPLICACIONES DE LA REGULACIÓN AMBIENTAL EN ENERGÍAS RENOVABLES	
7.3 ESTÍMULOS ECONÓMICOS	130
LEGISLACIÓN TRIBUTARIA	
INCENTIVOS GUBERNAMENTALES	
BIBLIOGRAFÍA	135

TABLAS

TABLA 1.1	Clasificación de recursos geotérmicos, según su temperatura	18
TABLA 1.2	Costos de instalación y generación de una planta geotérmica	21
TABLA 1.3	Impacto ambiental en las aplicaciones geotérmicas	21
TABLA 1.4	Capacidad instalada y generación geotérmica en el mundo	25
TABLA 1.5	Localización y características de las principales fuentes geotérmicas en Colombia	29
TABLA 2.1	Valores promedio de las variables en la evaluación solar en Colombia	34
TABLA 2.2	Características más importantes de las centrales solares térmicas	40
TABLA 2.3	Proyecciones de crecimiento de la energía solar térmica	43
TABLA 2.4	Principales aplicaciones de la energía solar respecto a Colombia	44
TABLA 2.5	Resumen de la generación fotovoltaica en Colombia	46
TABLA 2.6	Potencial de la energía solar en Colombia, por regiones	47
TABLA 3.1	Escala de Beaufort para la intensidad del viento	51
TABLA 3.2	Capacidad instalada eólica en el mundo	62
TABLA 3.3	Tasa de Crecimiento de la capacidad eólica, en los 10 principales mercados	65
TABLA 3.4	Potencial de la energía eólica en algunas localidades de la Costa Atlántica, calculada a 10 m de altura	66
TABLA 4.1	Composición del gas combustible	75
TABLA 4.2	Composición química del biogás	76
TABLA 4.3	Tipos de biodigestores de procesamiento de biogás	77
TABLA 4.4	Capacidad de generación de energía eléctrica	86
TABLA 4.5	Producción y tratamiento de los residuos sólidos en Europa	87
TABLA 4.6	Composición de los residuos de varias ciudades del mundo (%)	87
TABLA 6.1	Relaciones electricidad/calor y eficiencias globales para varias configuraciones	107
TABLA 6.2	Costos de sistemas de cogeneración	108
TABLA 6.3	Utilización de los motores reciprocantes en diversos países empleados tecnologías de cogeneración	110
TABLA 6.4	Utilización de las turbinas a gas en ciclo simple en diversos países empleados en tecnologías de cogeneración	110
TABLA 6.5	Utilización de las turbinas a gas en ciclo combinado en diversos países empleados en tecnologías de cogeneración	111
TABLA 6.6	Utilización de las turbinas a vapor en diversos países empleados en tecnologías de cogeneración	111
TABLA 6.7	Demanda eléctrica y térmica por sectores en Colombia	113
TABLA 6.8	Conformación de las regiones para el estudio del potencial de cogeneración en Colombia	114
TABLA 7.1	Artículos relacionados con las fuentes de energía no convencionales	117
TABLA 7.2	Precio de venta de energía para plantas menores	120
TABLA 7.3	Clasificación de los cogeneradores según la reglamentación energética vigente en Colombia y opciones de venta y despacho de excedentes según Artículo 2 Resolución 039/01	121
TABLA 7.4	Requerimientos en legislación ambiental nacional para proyectos de energías renovables	130
TABLA 7.5	Incentivos tributarios para cada tecnología	87

FIGURAS

FIGURA 1.1	Planta geotermal Larderello, Italia	14
FIGURA 1.2	Esquema típico de un campo geotérmico	15
FIGURA 1.3	Vapor extraíble en un campo geotérmico	16
FIGURA 1.4	Alimentación de la planta eléctrica, a partir del reservorio	16
FIGURA 1.5	Generación con escape a presión atmosférica	17
FIGURA 1.6	Generación geotérmica con vapor condensado	17
FIGURA 1.7	Generación geotérmica con planta binaria	18
FIGURA 1.8	Chimeneas de emisión de gases, en una planta geotérmica	23
FIGURA 1.9	Planta geotermal Geysir, California	24
FIGURA 1.10	Planta Momotombo, Nicaragua	26
FIGURA 1.11	Planta Miravalles, Costa Rica	26
FIGURA 1.12	Mapa de desarrollos geotérmicos	28
FIGURA 2.1	Distribución de las pérdidas de la radiación incidente	33
FIGURA 2.2	Esquema de la generación de energía eléctrica,	35
FIGURA 2.3	Circuito de distribución en una casa alimentada	35
FIGURA 2.4	Instalación solar fotovoltaica típica	36
FIGURA 2.5	Tipos de concentradores	38
FIGURA 2.6	Distrito suburbano de la ciudad de Yoshikawa, Japón. Instalación con paneles solares	42
FIGURA 2.7	Instalación fotovoltaica en Espenhain, Alemania	43
FIGURA 3.1	Molino de viento europeo antiguo	50
FIGURA 3.2	Áreas de radiación Solar sobre la tierra	51
FIGURA 3.3	Sistema mecánico del aerogenerador	53
FIGURA 3.4	Evolución del tamaño de los aerogeneradores	54
FIGURA 3.5	Relación tamaño aerogenerador-potencia	55
FIGURA 3.6	Componentes básicos de un aerogenerador	56
FIGURA 3.7	Aerogenerador típico	57
FIGURA 3.8	Ruido según la distancia, de un aerogenerador	60
FIGURA 3.9	Parque eólico de Higuera, España	61
FIGURA 3.10	Evolución de la capacidad instalada de energía eólica en la Unión Europea	62
FIGURA 3.11	Recursos eólicos mundiales	63
FIGURA 3.12	Parque eólico La Tejona, San Carlos, Costa Rica	64
FIGURA 3.13	Mapa eólico de Colombia	66
FIGURA 3.14	Parque eólico Jepirachi, alta Guajira	67
FIGURA 3.15	Distribución de frecuencias de la zona del parque	68
FIGURA 4.1	Industrialización de producción de energía con fuente en la biomasa en España	70
FIGURA 4.2	Fuentes de biomasa	71
FIGURA 4.3	Distribución energética de un árbol	72
FIGURA 4.4	Transformación de la biomasa	73
FIGURA 4.5	Esquema de una planta eléctrica con base en biomasa	74
FIGURA 4.6	Proceso completo de gasificación	75

FIGURA 4.7	Esquema ilustrativo de la cadena de la biomasa cuando se utilizan biodigestores	78
FIGURA 4.8	Estación de energía biomasa en Takikawa, Japón	81
FIGURA 4.9	Beneficio de café para obtención de gas metano, Las Quebradas, El Salvador	84
FIGURA 4.10	Capacidad del biogás por sectores en Europa (%)	85
FIGURA 4.11	Generación con base en biomasa, en Europa	86
FIGURA 4.12	Mapa de disponibilidad de biomasa en Colombia	88
FIGURA 4.13	Disposición de residuos sólidos en Colombia	89
FIGURA 5.1	Estación mareomotriz de Rance – Francia. 240 MW	93
FIGURA 5.2	Dispositivos utilizados en la energía de olas	94
FIGURA 5.3	Ciclo cerrado OTEC	95
FIGURA 5.4	Ciclo abierto OTEC	96
FIGURA 5.5	Hidrógeno: fuentes de energía primarias, conversores de energía y aplicaciones	97
FIGURA 5.6	Transformación de energía química a eléctrica	98
FIGURA 6.1	Comparación de abastecimiento de energía eléctrica	100
FIGURA 6.2	Funcionamiento de una planta de cogeneración	101
FIGURA 6.3	Diagrama de flujo de un ciclo superior	102
FIGURA 6.4	Diagrama de flujo de un ciclo inferior (Bottoming Cycle)	103
FIGURA 6.5	Generación de potencia con turbina a vapor	104
FIGURA 6.6	Generación de potencia con turbina a gas	105
FIGURA 6.7	Generación de potencia con turbinas a gas en ciclo combinado	105
FIGURA 6.8	Planta de cogeneración en la empresa Madeflex S.A	112
FIGURA 6.9	Caldera de recuperación en la planta de Unibol S.A	112
FIGURA 6.10	Potencial técnico estimado de cogeneración	113
FIGURA 6.11	Potencial económico de cogeneración en Colombia por regiones	114



ENERGÍA GEOTÉRMICA

1

La primera aplicación de generación de electricidad a partir de vapor geotérmico se llevó a cabo por primera vez en Larderello - Italia en 1904 utilizando una planta con capacidad para producir 0.5 MW. Esta planta entró en funcionamiento en 1913. Las experiencias continuaron y actualmente la potencia instalada en esta planta es de 390 MW {Figura 1.1}.



Figura 1.1

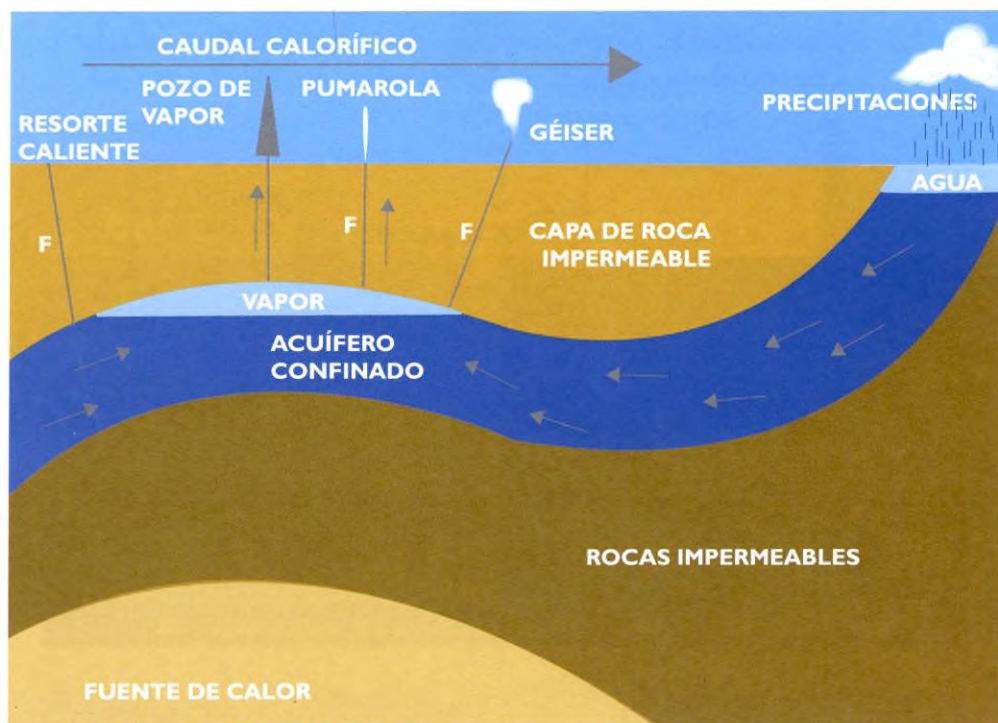
Planta geotermal Larderello, Italia

Disponible en: www.massamarittima.info/dintorni/larderello.htm. Julio de 2005

Durante los últimos 30 años esta fuente de energía para producción de electricidad se consolidó como una industria madura y competitiva. Esta tecnología ha evolucionado debido a los continuos mejoramientos en el diseño de plantas y la transferencia tecnológica de las industrias del petróleo y el gas, apta para la generación de calor y electricidad.

1.1 ASPECTOS GENERALES

En el interior de la tierra se almacenan grandes cantidades de energía originada en la descomposición de elementos radiactivos en el núcleo del planeta. Estos procesos internos de la corteza terrestre se transfieren a la superficie por difusión, movimientos de convección en el magma (roca fundida) y por circulación de agua en las profundidades; los cuales se manifiestan en la superficie con géiseres, fumarolas, manantiales de agua caliente – zonas hidrotermales – y bajo la superficie forman zonas geopresurizadas, zonas de roca caliente que se crean por la intrusión de material magmático a temperaturas entre 600 y 1000° C {Figura 1.2}.

**Figura 1.2**

Esquema típico de un campo geotérmico

Un campo geotérmico es el área en la cual se puede explotar el recurso geotérmico. Esta área se establece una vez definidas las características de las fuentes de calor, las dimensiones del reservorio y la posibilidad técnico-económica de construir una planta para el aprovechamiento múltiple del recurso geotérmico. Se pueden distinguir cuatro clases de campos geotérmicos (campos de vapor seco, de vapor húmedo, de agua caliente o de rocas calientes), dependiendo de la temperatura media y de la formación geológica de la fuente de calor [IGA, 2004].

TRANSFORMACIÓN DEL RECURSO GEOTÉRMICO EN ENERGÍA ELÉCTRICA

La tecnología para el aprovechamiento de esta fuente de energía consiste en utilizar un fluido geotérmico (generalmente vapor de agua) con una temperatura preferiblemente mayor que 150 °C, como se aprecia en la **Figura 1.3**. El vapor se extrae de un pozo o reservorio que debe poseer una buena capacidad de almacenamiento de energía en rocas permeables y se eleva a la superficie a través de pozos de

producción. Los vapores extraídos se utilizan para generar calor o electricidad en una planta de vapor (Figura 1.4).



Figura 1.3
Vapor extraíble
en un campo geotérmico

Disponible en: www.doctorado.disc.ucn.cl/galeria.php Septiembre de 2005

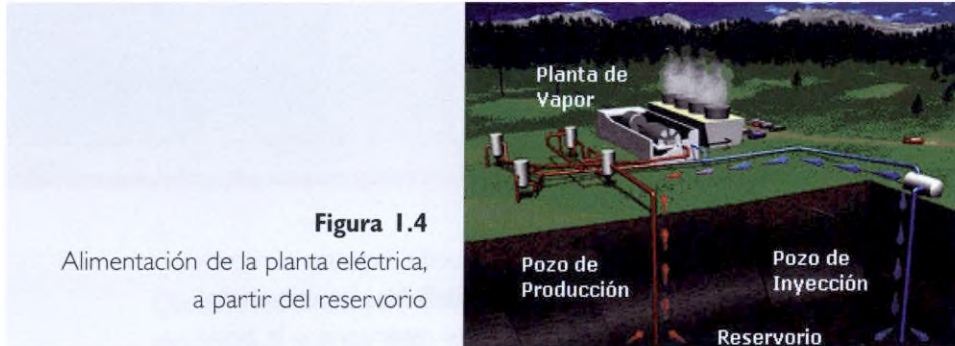
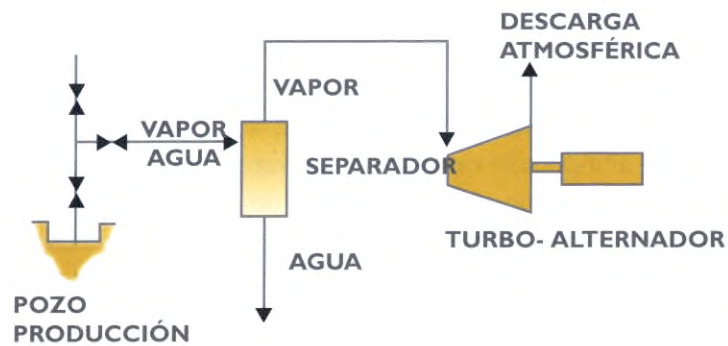


Figura 1.4
Alimentación de la planta eléctrica,
a partir del reservorio

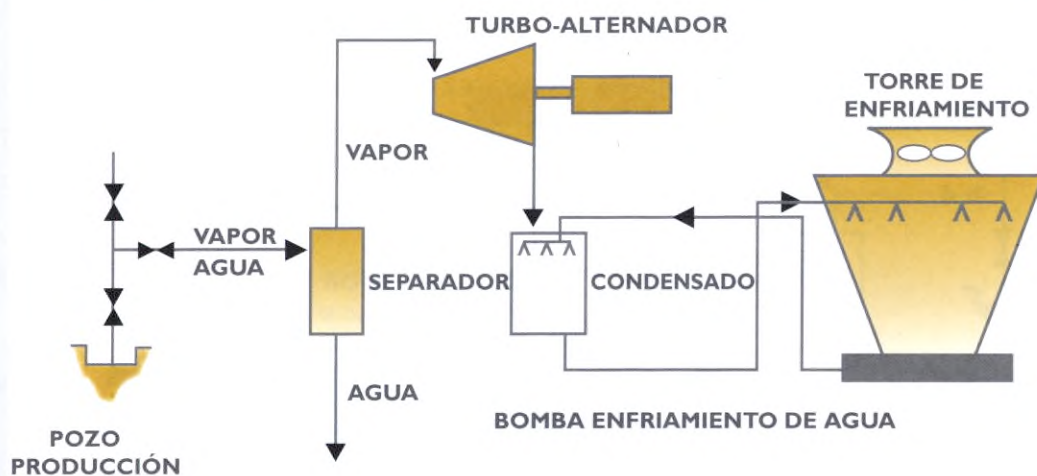
El potencial geotérmico extraíble depende de la actividad volcánica y sísmica que se presente en la zona.

La generación de electricidad tiene lugar en turbinas convencionales de vapor y en plantas binarias, dependiendo de las características del recurso geotérmico [DICKSON, FANELLI, 2004]. Las turbinas convencionales de vapor requieren fluidos a temperaturas de al menos 150°C y están disponibles con escapes a presión atmosférica o con escapes de vapor condensado. Las primeras son más simples y económicas. En estos casos, el vapor seco que se toma directamente de los pozos, se separa, luego se pasa a través de la turbina y se expelle a la atmósfera (Figura 1.5).

**Figura 1.5**

Generación con escape a presión atmosférica

Las unidades de condensación tienen más equipos auxiliares y son más complejas que las plantas con escapes a la atmósfera. Los tamaños son más grandes y pueden tomarse más del doble de tiempo para construirse e instalarse. Sin embargo, la cantidad de vapor consumido es menor (cerca del 50%) que aquel empleado en las turbinas con escape atmosférico. Las plantas de condensado con capacidades entre 55 y 60 MW son las más comunes {Figura 1.6}.

**Figura 1.6**

Generación geotérmica con vapor condensado [IGA, 2004]

La generación de electricidad a partir de fluidos geotérmicos de baja a alta temperatura **Tabla 1.1** y de las aguas calientes de desecho, que provienen de los separadores de agua en campos geotérmicos, ha progresado considerablemente, empleando plantas binarias. Estas plantas emplean un fluido secundario que tienen un punto de evaporación bajo y alta presión de vapor, si se compara con el vapor de agua. El fluido secundario se opera a través de un ciclo convencional de Rankine. El fluido geotérmico transfiere calor al fluido secundario a través de un intercambiador de calor, en el cual se calienta y se vaporiza. Este vapor se hace pasar a través de una turbina, donde se enfría y condensa y el ciclo comienza nuevamente **{Figura 1.7}**.

Tabla 1.1
Clasificación de recursos geotérmicos, según su temperatura (°C) [UPME, 2003]

DESCRIPCIÓN	AUTOR			
	Muffler & Cataldi (1978)	Hochstein (1990)	Benderitter & Cormy (1990)	Haene, Rybach & Stegena (1998)
Baja Entalpía	Menor de 90	Menor de 125	Menor de 100	Menor de 150
Media Entalpía	Entre 90 y 150	Entre 125 y 225	Entre 100 y 200	N/A
Alta Entalpía	Mayor de 150	Mayor de 225	Mayor de 200	Mayor de 150

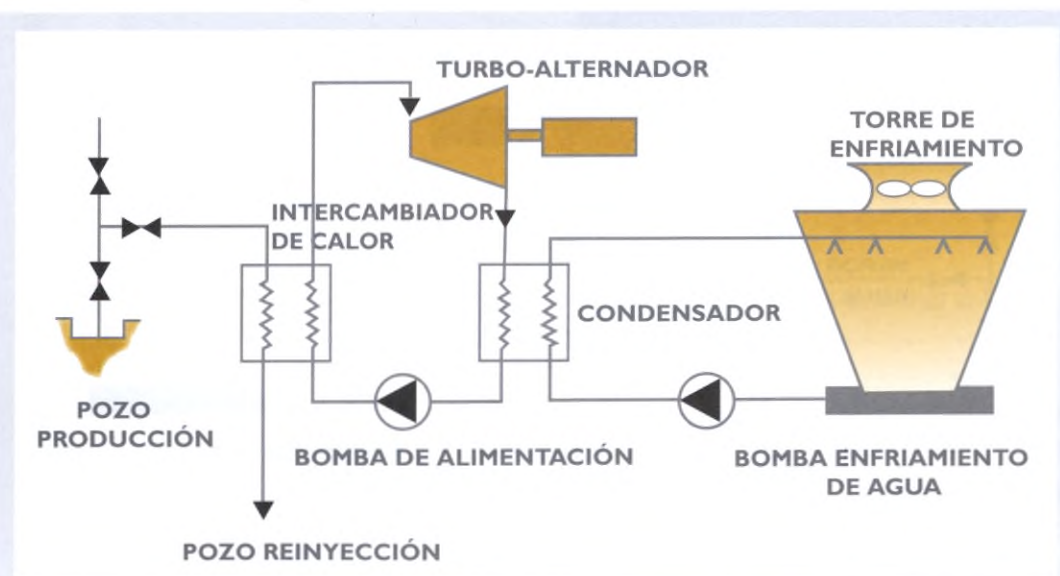


Figura 1.7

Generación geotérmica con planta binaria

PARÁMETROS IMPORTANTES DE LA ENERGÍA GEOTÉRMICA

Además de los aspectos técnicos generales de cualquier planta generadora (potencia, energía producida, etc.) existen unos parámetros específicos de la energía geotérmica que ayudan a determinar la viabilidad de un proyecto.

- * **Potencia eléctrica máxima.** Se refiere a la potencia eléctrica que puede entregar el sistema.
- * **Energía eléctrica promedio producida.** Se refiere al total de energía eléctrica generada por el sistema durante un período de análisis.
- * **Factor de utilización.** Corresponde a la relación entre la energía producida durante un período de tiempo, y la que se podría obtener durante el mismo período operando la instalación a su capacidad nominal. En plantas desarrolladas con este tipo de tecnología es frecuente encontrar factores de utilización entre el 70 y el 90%, debido a la alta disponibilidad del recurso.
- * **Temperatura del recurso.** Se refiere a la temperatura del fluido aprovechable. Esta define en gran parte qué tipo de ciclo se debe usar. Los recursos geotérmicos se clasifican de acuerdo a su temperatura (o entalpía) en tres tipos: de alta, media y baja entalpía como se observa en la **Tabla I.1.**

En términos generales, se considera que los recursos de alta entalpía son los más adecuados para la generación de electricidad y los de media y baja temperatura son más apropiados para aplicaciones de uso directo del calor tales como calefacción, aguas termales, etc, sin embargo con estos últimos también se puede generar electricidad a costos más altos con plantas binarias.

- * **Profundidad del pozo.** Se relaciona con el gradiente de temperatura. Muestra la profundidad a la cual se encuentra el fluido geotérmico.
- * **Reserva geotérmica.** Se puede considerar reserva "aquella parte de los recursos extraíbles del subsuelo con costos competidores con otras clases de energía" [PÉREZ, 2000]. La reserva depende de muchas variables, entre ellas se pueden listar los cuatro elementos básicos de un campo geotérmico: la fuente de calor, el área de recarga de agua, el reservorio de agua (el cual depende de la permeabilidad de la roca), y la cobertura impermeable.

- * **Flujo del fluido geotérmico (agua-vapor).** De este parámetro depende la potencia eléctrica del sistema. Es función de la potencia requerida, del diseño de la turbina y de la entalpía del recurso.
- * **Tipo de planta de generación a considerar**
- * **Eficiencia.** La eficiencia de utilización de la energía geotérmica E , la cual mide la conversión de trabajo disponible del recurso en trabajo útil. Se define como:

$$\eta = \frac{\dot{W}}{m \times E}$$

ecuación 1.1

Donde,

\dot{W} es la potencia eléctrica entregada a la red

m es el flujo másico total del fluido geotérmico

E es la energía específica del geofluido en el yacimiento, dada por:

$$E = h(P_1, T_1) - h(P_0, T_0) - T_0(s(P_1, T_1) - s(P_0, T_0))$$

ecuación 1.2

La entalpía específica h y la entropía s , son evaluadas bajo condiciones del yacimiento, P_1 y T_1 , en el llamado "estado estacionario". P_0 y T_0 corresponden a las condiciones del sitio en que está ubicada la planta.

- * **Tiempos de construcción.** El estudio para un proyecto geotérmico puede dividirse en cinco etapas, de las cuales las tres primeras: reconocimiento, prefactibilidad y factibilidad, se refieren a la parte exploratoria del proyecto, y las otras dos: desarrollo y explotación, a la preparación del campo para el aprovechamiento de fluido endógeno, a la producción sistemática de fluido, a su utilización industrial y a resolver los problemas de gestión del campo [LOZANO, 1997].

El tiempo total de ejecución de un proyecto hasta la terminación de la primera planta es de aproximadamente 7 años.

- * **Costos.** Dependen de la disponibilidad del recurso y del tamaño del proyecto. Un proyecto geotermoeléctrico se caracteriza por su

elevada inversión. Cerca del 50% de los costos totales son debidos a la explotación y la reinyección del fluido geotérmico, 40% a la construcción de la planta de generación, y el restante 10% son debidos a otros gastos. Con respecto a los costos de operación y mantenimiento, normalmente se estipula que ellos representan entre el 10 y el 20% de los costos de electricidad [KANOGLU y CENGEL, 1997].

En la **Tabla 1.2** se presentan los costos de instalación y generación de una planta geotérmica.

Tabla 1.2.
Costos de instalación y generación de una planta geotérmica [NREL, 2005] (*)

	PLANTAS DE VAPOR	PLANTAS DE AGUA CALIENTE
Costos de Instalación (US\$/kW)	1 500	2 100
Costos de Generación(USc/kWh)	4-6	5-8

(*)Valores de 2004

1.2 ASPECTOS AMBIENTALES

La energía geotérmica genera impactos ambientales reducidos, tales como baja emisión de gases y de CO₂. Sin embargo, es importante identificar cuáles serían los impactos locales (**Tabla 1.3**).

Tabla 1.3.
Impacto ambiental en las aplicaciones geotérmicas [BOOMQUIST, 1989]

FACTOR	IMPACTO AMBIENTAL	COMENTARIOS
Calidad del aire	Emisión de varios gases a la atmósfera	Ciertos recursos contienen: <ul style="list-style-type: none"> • Partículas efluentes • Emisión de gases • Elementos Radioactivos
Ruido	Contaminación acústica	Básicamente es un problema en la etapa de perforación. El uso de mofles silenciadores debe mitigar la contaminación acústica.

Tabla 1.3.
Continuación...

FACTOR	IMPACTO AMBIENTAL	COMENTARIOS
Calidad del agua superficial	Degradación de la calidad del agua, debido a propiedades térmicas, químicas o naturales de la disposición de fluidos procesados.	Diseños apropiados en la disposición de fluidos y planeamiento para liberaciones térmicas accidentales.
Uso de la tierra	Conflicto por el uso geotermal de la tierra con aplicaciones agrícolas y para la recreación.	Puesto que el área superficial requerida en la aplicación geotérmica es relativamente pequeña, este factor puede ser usualmente resuelto
Alteración Geológica	Subsistencia y/o actividad sísmica inducida	Puede haber subsistencia en recursos con áreas sedimentarias cuando la inyección de fluidos no es usada. La sismicidad inducida no es de interés, excepto para casos de inyección de fluidos a profundidades con alta presión.
Alteración del agua de alimentación y manantiales calientes	Alteración del potencial existente del agua de alimentación o manantial caliente debido a la inyección o extracción de fluidos.	La explotación geotérmica cerca de las aguas de alimentación o manantiales térmicos, debe ser restringida debido a la inadecuada información hidrológica para predecir su impacto.

Cuando un campo de vapor seco entra en operación para la generación de electricidad, los gases no condensables (CO_2 y H_2S) y el vapor no condensado son los residuos más importantes, relacionados con el manejo ambiental.

EMISIONES DE DIÓXIDO DE CARBONO

El nivel de emisiones en las plantas geotérmicas es mucho menor que en las termoeléctricas que trabajan con combustibles fósiles [BRONICKI, 2004]. La descarga al exterior de CO_2 por parte de la geotérmica no se considera nociva, siempre y cuando el área esté bien ventilada.

EMISIONES DE H₂S

El H₂S es un gas altamente tóxico en concentraciones mayores o iguales a 20 ppm. La evacuación de los gases del condensador se efectúa a una altura apropiada para no exceder los límites permisibles a nivel del suelo, como se puede observar en la **Figura 1.8**. Debido a la mayor densidad de este gas comparado con la del aire, tiende a descender; y para evitar que esto ocurra, se procura construir chimeneas para descarga del gas hasta de 40 m de altura [DICKSON, FANELLI, 2004].

Figura 1.8
Chimeneas de
emisión de gases,
en una planta
geotérmica



Disponible en: sabermaísides.planetaclix.pt/index_fotos.html. Junio 2005

EMISIONES DE AGUA SALINA

Los sistemas de agua-vapor requieren atención por los volúmenes elevados que deben manejarse de agua residual con presencia de sales, puesto que presentan niveles riesgosos para la agricultura, salud y fauna regional. La reinyección, es la alternativa más efectiva para controlar este impacto ambiental, y constituye también un mecanismo para recargar artificialmente el reservorio geotérmico, y actualmente es de uso común en todos los campos de agua-vapor que se están explotando en el mundo.

1.3 POTENCIAL DE LA ENERGÍA GEOTÉRMICA EN EL MUNDO

Las fuentes geotérmicas se comenzaron a explotar comercialmente desde el año 1812, mediante la extracción de bórax y posterior reducción del ácido bórico en algunas fumarolas italianas [DICKSON, FANELLI, 2004].

Después de los años 90, la generación de electricidad mediante plantas geotérmicas toma un papel muy importante en el contexto energético de algunos países en desarrollo, como Argentina, El Salvador, Costa Rica, Kenia, Filipinas, etc.

Plantas de generación geotérmica se encuentran instaladas en países de los cinco continentes, siendo Estados Unidos el país con mayor capacidad instalada, con un total de 2 395 MW. Actualmente, existe a nivel mundial un potencial estimado de 60 000 MW aproximadamente.

La primera turbina de vapor geotérmico que operó comercialmente en Estado Unidos fue una unidad de 12.5 MW, la cual fue instalada en 1960 en los campos Geysers de California. El crecimiento de esta planta fue tal, que en 1975 se tenían 11 unidades adicionales de generación, para una capacidad total instalada de 502 MW **(Figura 1.9)**. Otros países que tuvieron un gran desarrollo geotérmico al inicio de los años 70 fueron Japón, Nueva Zelanda, México y la antigua Unión Soviética [IGA, 2004]. Puede señalarse que la tecnología para producir energía eléctrica de manera confiable y económica con base en geotermia, sólo se estableció durante los últimos 30 años.



Figura 1.9

Planta Geotermal Geysers, California

Disponible en: www.nrel.gov/geothermal/. Junio de 2005

En la actualidad los países con mayor aprovechamiento del recurso geotérmico son Italia, Japón, México, Nueva Zelanda, Estados Unidos y algunas naciones que conformaron la antigua Unión Soviética. Estos países se caracterizan por una creciente evolución en la capacidad geotérmica instalada durante los últimos 30 años.

Hacia el año 2001 la capacidad instalada de energía geotérmica aumento de 82 a 3 200 MW en Estados Unidos y de 3.5 a 960 MW en México [IGA, 2004].

En la **Tabla 1.4** se presenta la capacidad instalada en los principales países en donde se ha desarrollado esta fuente de energía.

Tabla 1.4.
Capacidad instalada y generación geotérmica en el mundo

PAÍS	CAPACIDAD INSTALADA EN 2004 (MW)	Generación GWh/año
Estados Unidos	2 395	16 000
Filipinas	1 931	8 630
México	953	6 282
Italia	790	5 300
Nueva Zelanda	453	3 600
Japón	537	3 395
Indonesia	807	6 085
El Salvador	105	550
Nicaragua	78	308
Kenia	127	1 100
Islandia	200	1 433
China	32	100
Turquía	21	90
Costa Rica	162	1 170
Francia	4	21
Portugal	8	42
Taiwán	3	15
Grecia	2	No Opera
Argentina	1	No Opera
Tailandia	<1	2

Los elementos necesarios para el éxito de estos proyectos geotermoelectrónicos son la localización del recurso a profundidades técnica y económicamente explotables (menos de 3 000 m); la entalpía alta o media del fluido; el potencial adecuado para alimentar unidades de suficiente capacidad para el sistema eléctrico deseable, mayores de los 15 MW; bajo contenido de gases incondensables y las características corrosivas e incrustantes de los fluidos compatibles con el proceso de producción eléctrica [PÉREZ, 2000].

El impulso adquirido por las actividades geotérmicas en Centro y Latino América involucran en la actualidad 18 países, dentro de los cuales se han estudiado alrededor de 60 áreas de interés y se han realizado alrededor de 40 proyectos de estudio.

Es de notable importancia que la capacidad geotérmica instalada actualmente en México, El Salvador, Costa Rica y Nicaragua supera los 1 000 MW, lo que se constituye en un gran instrumento de apoyo para incrementar la confianza en este tipo de tecnología y el uso de los recursos geotérmicos dentro de la región {Figura 1.10 y 1.11}.



Figura 1.10
Planta Momotombo, Nicaragua

<http://www.presidencia.gob.ni> Junio 2005



Figura 1.11
Planta Miravalles, Costa Rica

Disponible en: . www.ice.go.cr/.../electric/instalac2.htm. Junio 2005

I.4 POTENCIAL DE LA ENERGÍA GEOTÉRMICA EN COLOMBIA

Dadas las características geográficas de Colombia, cruzada de sur a norte por un sistema montañoso compuesto por tres cordilleras con manifestaciones volcánicas muy importantes, el país tiene grandes posibilidades de generar electricidad mediante la utilización del recurso geotérmico.

La explotación de los recursos geotérmicos en Colombia ha estado limitada al aprovechamiento de los termales para fines recreativos y terapéuticos, especialmente en el altiplano cundiboyacense y en el eje cafetero. No hay ninguna aplicación para la generación de energía eléctrica, aunque se han realizado algunos estudios de prefactibilidad y de factibilidad, sin que hasta el momento se le haya dado impulso a ninguno de estos.

El interés por la energía geotérmica en Colombia nace en el año 1968 mediante un estudio preliminar sobre las posibilidades geotérmicas en el Macizo Volcánico del Ruiz. Este estudio fue el resultado de un convenio investigativo entre la Central Hidroeléctrica de Caldas (CHEC) y el Ente Nazionale per l'Energia Elettrica (ENEL), mediante el cual se realizó un estudio de reconocimiento de posibles fuentes geotérmicas en un área que incluyó a los departamentos de Caldas, Quindío, Risaralda, Antioquia y Tolima (Aproximadamente 15 000 km²) [MINMINAS, 1983].

Posteriormente, en el año 1980, la CHEC adelantó una etapa de pre-factibilidad en el área antes mencionada, que incluía estudios de geo-química, hidrogeología y geofísica. Dicha etapa arrojó resultados atractivos en lo que tiene que ver con la fuente de calor; pero cierta incertidumbre dada la permeabilidad de formaciones rocosas que eventualmente podrían servir como reservorio geotérmico.

Hacia el año 1981, el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL), en conjunto con la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), realizaron un inventario geotérmico en los departamentos de Nariño, Valle, Cauca, Tolima, Huila, Santander, Boyacá y algunas regiones de la Costa Atlántica. El resultado de este inventario fue la determinación de 3 áreas prioritarias para las cuales se recomendó adelantar estudios de mayor detalle. En orden de prioridad, las áreas son las siguientes:

- 1 **Azufra de Túquerres** en el departamento de Nariño, que luego se denominó Proyecto de Azufra.
- 2 **Chiles - Cerro Negro**, en la frontera con el Ecuador; también en el departamento de Nariño, que posteriormente se identificó como Proyecto geotérmico binario Chiles-Cerro Negro – Tufiño.
- 3 **Paipa - Iza**, en el departamento de Boyacá, que se identifica con el Proyecto Paipa.

En la **Figura 1.12** se presentan los lugares, considerados como los de mayor potencialidad para el aprovechamiento de la energía geotérmica en Colombia.



ENERGÍA SOLAR

2

ISAGEN

GENERACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA

El interés por el aprovechamiento de la energía solar viene de tiempo atrás. Los griegos (2000 A. C.) ya utilizaban el calor del sol para calentar sus viviendas dándoles la ubicación geográfica adecuada. Sin embargo, el aprovechamiento de la energía solar para generar energía eléctrica de manera directa, solo fue posible a través del descubrimiento de Edmund Becquerel del efecto fotoeléctrico en 1839, y es hasta 1955 cuando se comercializa el primer producto fotovoltaico para generación de electricidad, con una eficiencia del 2% en celdas de 0.014 W.

La energía solar ha tenido su gran desarrollo debido a que la radiación solar incidente sobre la Tierra se constituye en la principal fuente de energía renovable a nuestro alcance, puesto que la cantidad de energía solar captada por ella anualmente es aproximadamente de 5.4×10^{24} J. Esta cifra representa 4 500 veces la energía que se consume.

Para aprovechar la energía solar se puede transformar en calor –conversión fototérmica– o en electricidad directamente –conversión fotovoltaica–. La conversión de la energía Solar es ampliamente considerada como una de las más prometedoras tecnologías de energía renovable, la cual tiene el potencial de contribuir de manera significativa al abastecimiento energético sostenible [ALSEMA y NIEUWLAAR, 2000].

2.1 ASPECTOS GENERALES

La energía solar llega a la Tierra en forma de radiación electromagnética, generada por un proceso de fusión nuclear en el interior del Sol. En el Sol se producen constantemente reacciones de fusión, lográndose que los átomos de hidrógeno se fusionen para formar átomos de helio, liberando una gran cantidad de energía. De ésta, sólo una pequeña parte llega a la Tierra, de la cual, a su vez, sólo parte es utilizada en los procesos energéticos de nuestro planeta, puesto que una alta componente de la energía solar incidente es retornada hacia el espacio exterior a través de los procesos de reflexión y reemisión.

La energía solar se transfiere a la superficie de la Tierra a través del espacio en cuantos de energía llamados fotones, que interactúan con la atmósfera y la superficie terrestre llegando a la Tierra por dos vías diferentes: incidiendo en los objetos iluminados por el Sol (radiación directa) y por reflexión de la radiación solar absorbida en la atmósfera y en el polvo atmosférico (radiación difusa). La suma de la radiación solar directa y difusa es lo que se conoce con el nombre de Radiación Solar Global.

La radiación solar que recibe la Tierra oscila entre los 1 300 y los 1 400 W/m² aproximadamente. Estos valores pueden variar depen-

diendo de las condiciones climatológicas, que a su vez dependen de la ubicación geográfica (latitud y longitud) y del período del año, como se observa en la **Figura 2.1**.

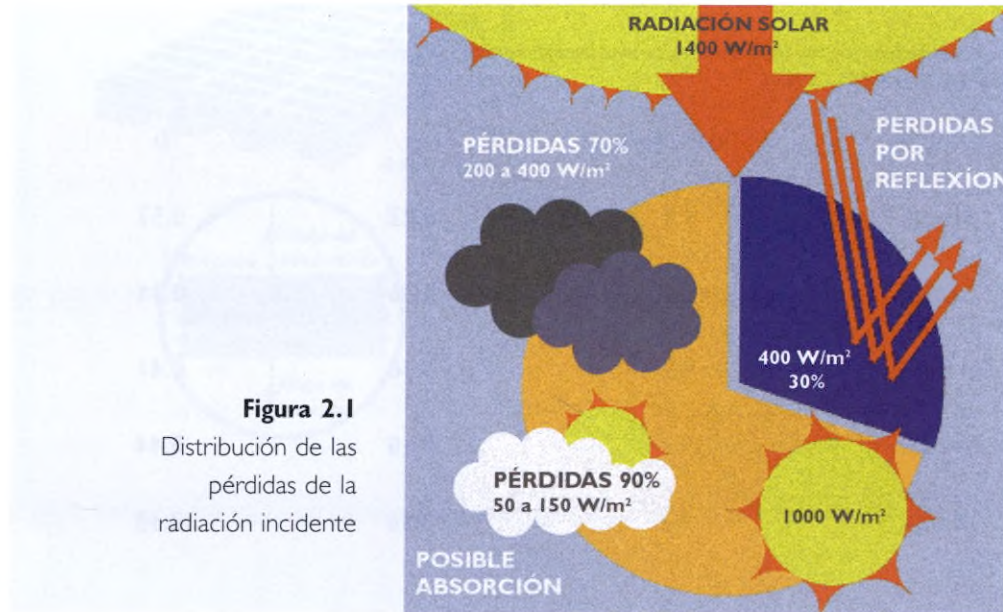


Figura 2.1
Distribución de las pérdidas de la radiación incidente

Para diseñar los dispositivos para la transformación de energía y determinar la orientación que se les debe dar según los cambios de radiación durante el año, la correlación empírica que más se usa es la de Ångstrom, la cual se utiliza en ausencia de datos experimentales o de mapas. Esta correlación incluye el valor de la radiación solar promedio (I) en el lugar y en un tiempo dado, la radiación solar para una atmósfera completamente despejada (I_0) en el lugar para el mismo período de tiempo, y el brillo solar promedio (n) para las mismas condiciones espacio temporales, todo esto con la suposición de la incidencia de las radiaciones sobre una superficie horizontal. Además involucra la duración promedio del día en esa latitud (N) y dos constantes, a y b , que en ausencia de brillo solar, la constante a relaciona la fracción de radiación global terrestre con la extraterrestre, y la constante b representa la variación de I/I_0 con respecto a la variación n/N :

$$I = I_0(a + bn/N)$$

ecuación 2.1

A manera de ejemplo en la **Tabla 2.1** se citan los valores promedios de I_0 y las constantes a y b para el mes de enero en varias ciudades del país [GONZÁLEZ y LEAL, 1997].

Tabla 2.1
Valores promedio de las variables en la evaluación solar en Colombia
[GONZÁLEZ y LEAL, 1997]

CIUDAD	I_0 [kWh/m ² /día]	a	b
Bogotá	9.4	0.22	0.52
Cali	9.5	0.36	0.34
Cartagena	8.7	0.30	0.41
Medellín	9.2	0.30	0.44
Neiva	9.6	0.36	0.38

Hoy en día los sistemas de generación de electricidad con energía solar más difundidos son: la "Conversión Fotovoltaica" o generación de electricidad vía efecto fotovoltaico, y la "Foto-termoconversión" o producción de vapor para generar electricidad.

ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La Energía Solar Fotovoltaica (ESF) consiste en la generación de energía eléctrica directamente del sol, empleando tecnología de semiconductores, similar a la que ha impulsado la tecnología de los circuitos integrados en los últimos 35 años [MEC, 2001]. La electricidad obtenida del semiconductor se presenta con corriente continua.

El efecto fotoeléctrico es la base de la producción de energía eléctrica por radiación solar y ocurre cuando un material es irradiado con energía luminosa y genera corriente eléctrica.

Una aplicación del efecto fotoeléctrico para generar electricidad es utilizar celdas fotovoltaicas, también llamadas celdas solares, las cuales constan básicamente de un tipo de semiconductores que se conocen con el nombre de " obleas", láminas delgadas de silicio y boro con un espesor de 0.5 mm aproximadamente, las cuales se utilizan solas o en pequeños arreglos. En la **Figura 2.2** se observa su funcionamiento.

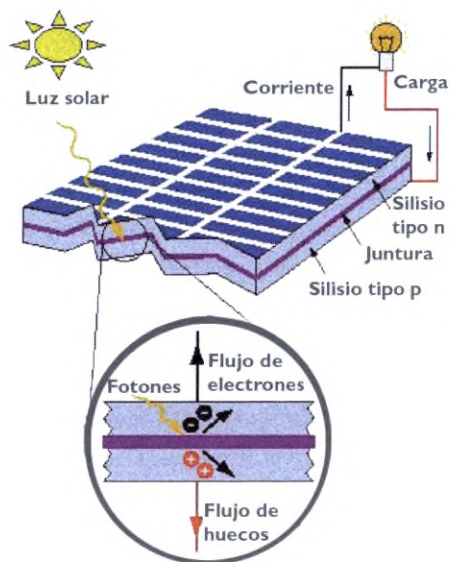


Figura 2.2
Esquema de la generación de energía eléctrica, a partir de celdas fotovoltaicas



Figura 2.3
Circuito de distribución en una casa alimentada a partir de celdas fotovoltaicas y conectada a la red

Para generar potencias del orden de kilovatios se disponen arreglos de celdas conectadas en serie o en paralelo, variando la potencia suministrada por los módulos en función de la intensidad de la radiación incidente. Los sistemas de conexión a red, a diferencia de los sistemas aislados, no requieren ningún mecanismo de acumulación de energía {Figura 2.3}, con lo cual son más baratos y fiables, puesto que toda la energía producida se inyecta en la red. Así se evita que se pierda la energía generada cuando las baterías estén cargadas.

La transformación directa de la energía solar en electricidad mediante la conversión fotovoltaica presenta ventajas claras, teniendo en cuenta su sencillez, autonomía, fiabilidad, operabilidad y la ausencia de impacto medioambiental y de ruidos en el proceso energético.

El desarrollo de las celdas fotovoltaicas en el tiempo, conduce a la utilización de diferentes tipos de silicio, policristalino, monocristalino y amorfo. En la actualidad continúa la investigación en celdas con obleas de sulfuro de cobre y cadmio, arseniuro de galio, telurio de cadmio, arseniuro de boro, compuestos orgánicos.

En la **Figura 2.4** se presenta el esquema de una instalación fotovoltaica típica. Las celdas fotovoltaicas se conectan a la configuración a través de un regulador, para que ésta no se sobrecargue. Las baterías alimentan cargas en corriente continua.

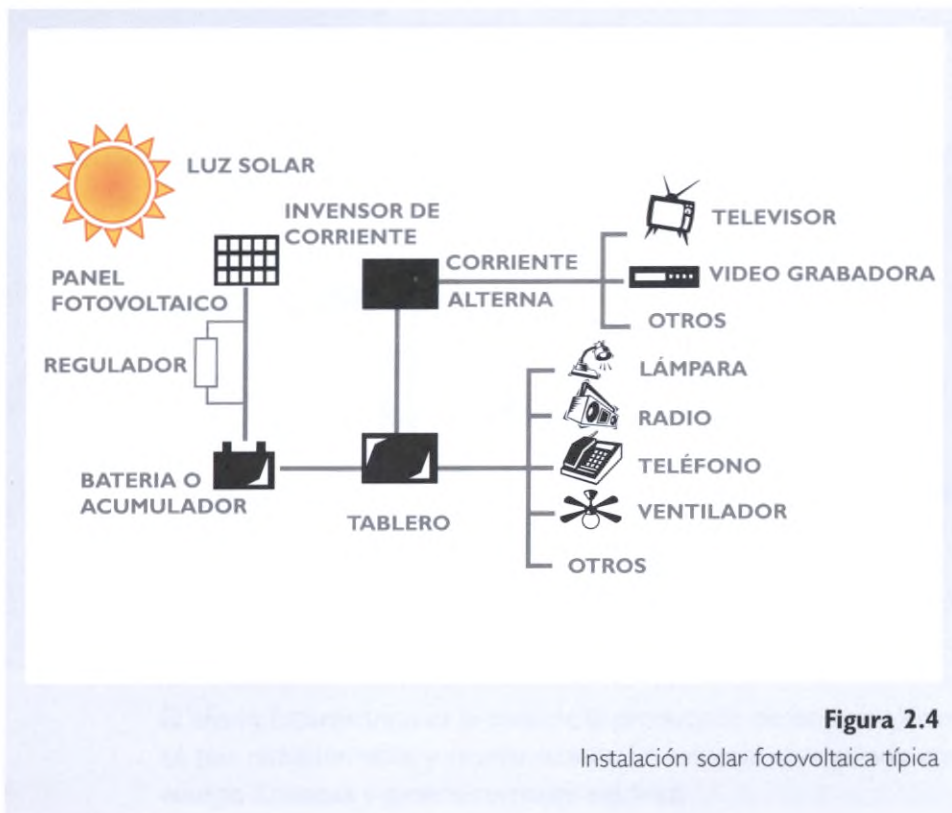


Figura 2.4

Instalación solar fotovoltaica típica

Como se aprecia en la figura anterior, cuando se necesite energía en corriente alterna (CA) se podrá incluir un inversor (convertidor). La potencia generada en el sistema fotovoltaico puede transformarse en su totalidad en CA o puede alimentar simultáneamente cargas de corriente continua (CC) y de corriente alterna.

GENERACIÓN INDIRECTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DEL SOL

Las plantas de energía solar térmica, o de concentración solar, producen electricidad mediante la conversión de la energía del Sol en calor a altas temperaturas, utilizando diferentes tipos de concentradores de rayos solares. Se componen de dos partes: una que recolecta la energía del Sol y la convierte en calor; y otra que transforma el calor en electricidad.

Existen dos modos de producir electricidad por energía solar térmica: de alta o de baja concentración. La filosofía de ambas consiste en calentar un fluido, que al evaporarse hace mover una turbina. A partir de ahí, el funcionamiento es similar al de una central de generación de electricidad térmica.

Existen tres tipos de concentradores que se describen a continuación:

* **Tipo receptor central**

Los dispositivos de alta concentración son los llamados sistemas de receptor central: la radiación solar se capta por medio de un conjunto de espejos curvos, que reflejan la luz del Sol, concentrándola en un único punto o foco.

La misión de estos espejos o helióstatos es seguir el movimiento solar a lo largo del día y su control se realiza por medio de software.

El foco funciona como receptor del calor que lo transfiere al fluido de trabajo (agua, aceite, aire, sales, etc.), el cual se encarga de transferir el calor a otra parte de la central termosolar. Generalmente, el calor es transmitido a un depósito de agua donde se evapora, hecho que es aprovechado para hacer mover una turbina de vapor **{Figura 2.5}**.

* **Tipo Concentrador cilindro parabólico**

Los dispositivos de cilindro parabólico, o de baja concentración, son algo diferentes: se trata de un conjunto de colectores cilindro parabólicos, los cuales se mueven con el Sol, concentrando la radiación en una tubería ubicada a lo largo del foco, la cual conduce el fluido de trabajo que transporta el calor adquirido. Este fluido es transmitido a un depósito de agua para ser convertido en vapor; el cual es aprovechado en una turbina. Los sistemas parabólicos típicamente tienen una línea focal horizontal simple y por lo tanto rastrean el Sol a lo largo de un solo eje, ya sea Norte - Sur o Este - Oeste, como se ilustra en la **Figura 2.5**.

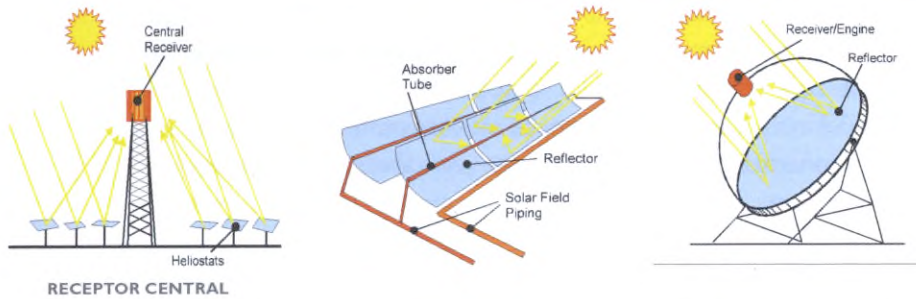


Figura 2.5 Tipos de concentradores [RENGIFO, 2004].

* **Tipo concentrador disco parabólico**

Una variedad de centrales solares térmicas de alta concentración son los llamados Discos Parabólicos: Un Disco Parabólico es un colector que rastrea el Sol en 2 ejes, concentrando la radiación solar en un receptor ubicado en el foco de la parábola. El receptor absorbe la energía, transfiriéndola en forma de energía térmica a un fluido de trabajo.

La energía térmica absorbida por el líquido de trabajo se convierte inmediatamente después mediante un grupo turbo-generador a energía eléctrica, o se conduce mediante tuberías a una central de conversión. Este tipo de sistema usa como fluido de trabajo, aceite o agua.

En la **Figura 2.5** se presentan los esquemas mencionados y fotos de instalaciones reales. La foto de la izquierda corresponde a un sistema de receptor central (planta CESA-I instalada en la Plataforma Solar de Almería -PSA-), mientras que la foto del centro corresponde a uno de los campos de colectores cilindro parabólicos, instalado en las plantas SEGS existentes en California (Estados Unidos). La foto de la derecha corresponde a los discos parabólicos que también existen en la PSA.

PARÁMETROS IMPORTANTES DE LA ENERGÍA SOLAR

En este libro se presentan solo los parámetros importantes de los sistemas de energía solar térmica, puesto que son los sistemas con mayor aplicabilidad en sistemas interconectados.

Son cuatro los elementos principales que se requieren para producir electricidad de la energía solar térmica: un concentrador; un receptor; algún mecanismo de transporte o almacenamiento de calor; y un equipo de conversión de potencia similar al utilizado en una planta convencional.

A continuación se presentan los parámetros principales de la tecnología solar térmica, que son de utilidad para su evaluación y comparación con otras tecnologías: **Tabla 2.2.**

- * **Potencia.** Medida de la capacidad instalada de la planta de generación.
- * **Temperatura de operación.** Temperatura a la cual la instalación solar genera energía, dentro de sus rangos predefinidos de operación.
- * **Factor de utilización o de capacidad anual.** Aunque el Sol es una fuente de luminosidad permanente, su disponibilidad en cualquier sitio de la Tierra se ve afectada por los ciclos día-noche, así como por la dispersión y absorción de la radiación solar en la atmósfera, y las características de la superficie reflectante de los equipos de captación de radiación solar. Es por esto que el equipo instalado no puede generar la totalidad de su capacidad.
- * **Eficiencia pico.** Se refiere a la eficiencia que logra alcanzar el equipo de acuerdo con la curva horaria de incidencia del Sol, en la cual es plenamente aprovechable. La eficiencia pico para plantas tipo receptor central, cilindro parabólico y discos parabólicos es de 23, 21 y 29% respectivamente.
- * **Eficiencia neta anual.** Se refiere a la eficiencia total que logra alcanzar el equipo, durante el día total de radiación solar [SARMIENTO, 2004].
- * **Tiempos de construcción.** La tecnología solar tiene tiempos de construcción controlados fundamentalmente por los diseños, fabricación y suministro de los equipos del sistema; no obstante, una vez se hayan recibido los equipos en sitio, los tiempos de montaje son relativamente reducidos, no requiriendo de grandes obras civiles. Se

estima que el montaje de un sistema solar, una vez se tiene el equipo, puede demorarse alrededor de 3 meses, según la magnitud de la instalación. Dependiendo de la disponibilidad de equipos en el mercado, el período de construcción de una instalación de este tipo requiere alrededor de dos años.

- * **Costos.** Un estudio independiente promovido por el Banco Mundial, confirma a las tecnologías de concentración solar (TCS) como la forma más económica de producir electricidad a gran escala a partir de la energía solar:

Es importante notar que los costos de generación de electricidad con la otra opción tecnológica, la energía fotovoltaica, se encuentran entre 0.20 y 0.25 US\$/kWh, cuando se usan directamente de la celda, porque los costos pueden aumentar al añadir al sistema equipos como inversores, acumuladores de energía, etc.

En la **Tabla 2.2** se presentan algunas características de las centrales solares térmicas.

Tabla 2.2
Características más importantes de las Centrales Solares Térmicas [EERE, 2004]

	CILINDRO PARABÓLICOS	RECEPTOR CENTRAL	DISCOS PARABÓLICOS
Potencia [MW]	30-320*	10-200*	5-25
Temperatura Operación[°C/°F]	390/734	565/1 049	750/1 382
Factor de capacidad Anual	23-50%*	20-77%*	25%
Eficiencia Pico	20%	23%	29.4%
Eficiencia Neta Anual	11-16%*	7-20%*	12-25%
Estado Comercial	Disponible	Demostración	Prototipos Demostración
Riesgo Tecnológico	Bajo	Medio	Alto
Almacenamiento Disponible	Limitado	Si	Baterías
Diseños Híbridos	Si	Si	Si

Tabla 2.2
Continuación...

COSTOS [IEA, 2004] **			
	CILINDRO PARABÓLICOS	RECEPTOR CENTRAL	DISCOS PARABÓLICOS
Costo de instalación US\$/kW	2 800-3 200	4 000-4 500	10 000-12 000
Costo de generación US\$/kWh	0.12-0.15	0.15-0.20	0.20-0.25

* Los valores indican cambios esperados entre 1997-2030.

** Valores de 2004.

2.2 ASPECTOS AMBIENTALES

Uno de los beneficios principales de la energía solar térmica es su muy bajo impacto ambiental, sin las emisiones de contaminantes asociadas con la generación de las tecnologías convencionales. No hay contaminación en la forma de los gases emitidos durante la operación, al mismo tiempo que desmontar el sistema es bastante simple.

Cada metro cuadrado de superficie ocupada por un campo solar es suficiente para evitar la emisión anual de 250 a 400 kg de dióxido de carbono en países en los cuales los combustibles fósiles son la principal fuente de energía para generación. La potencia solar aporta al cumplimiento de los compromisos internacionales de reducción de gases de efecto invernadero que contribuyen al cambio climático [JAMES y JAMES, 2004; GARCÍA, 2004].

En muchas regiones del mundo un kilómetro cuadrado de tierra es suficiente para generar alrededor de 100 a 200 GWh de electricidad por año.

Se estima que una Central Solar Termoeléctrica (CST) evita unas 2 000 toneladas anuales de emisiones de CO₂ por cada MW instalado; o lo que es lo mismo, cada GWh producido con CST evita la emisión de 700 a 1 000 toneladas de CO₂. Estas plantas termosolares resultan idóneas para contribuir al 8% de reducción de emisiones, pretendido por la política de la Unión Europea en el año 2010 [ROMERO, 2004].

2.3 POTENCIAL DE LA ENERGÍA SOLAR EN EL MUNDO

En la actualidad las aplicaciones de la Energía Solar Fotovoltaica para generación de electricidad interconectada a la red son reducidas por su

poca participación relativa; no obstante, a pesar de tener un desarrollo poco extendido, se presenta como una alternativa para este fin, gracias a la magnitud en capacidad instalada que pueden alcanzar sus instalaciones.



Figura 2.6

Distrito suburbano de la ciudad de Yoshikawa, Japón. Instalación con paneles solares

Disponible en: www.culturamarcial.com.ar/articulos/EVPF.htm. Junio de 2005

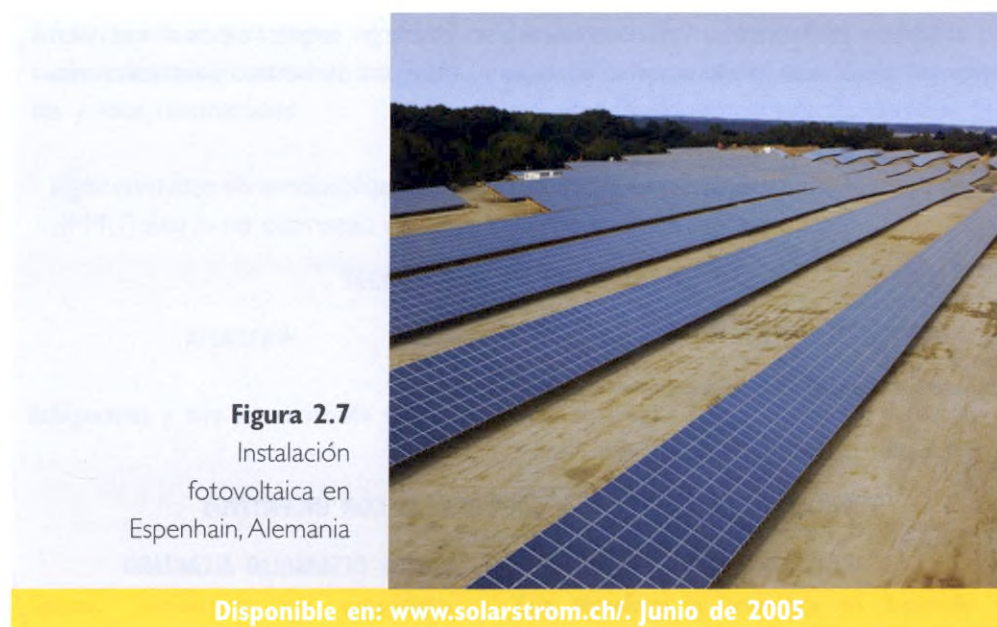
En general se espera que el desarrollo tecnológico permita mejoras en la eficiencia de los módulos, alcanzando en el 2010 un 15%, con base en silicio multicristalino y con otros tipos de módulos, tal como el de película delgada [ALSEMA y NIEUWLAAR, 2000].

La combinación de innovación técnica, los incrementos en la eficiencia, las mejoras en el aprendizaje y las economías de escala, será lo que reduzca los costos de esta tecnología en la próxima década [JACKSON y OLIVER, 2000].

Nuevas oportunidades se abren para la energía solar fotovoltaica, como resultado de la orientación global que busca soluciones energéticas limpias. Diferentes iniciativas en el ámbito mundial apoyan esta tecnología, y promueven su comercialización y producción.

Un gran número de países han introducido en su legislación elementos de presión para que los generadores de electricidad incrementen dentro de su portafolio fuentes de energía renovable. Estos y otros factores han llevado a significativos incrementos en la construcción de plantas en las regiones soleadas del planeta.

Cabe resaltar que en septiembre 2004 se inauguró en Alemania la mayor central de energía solar del mundo, en un área de 160 000 m² ocupado por 33 500 paneles fotovoltaicos de silicio monocristalino, con una capacidad instalada de 5 MW **{Figura 2.7}**.



Para la energía solar fotovoltaica se tienen objetivos de crecimiento para el año 2010 en Japón de 4 820 MW; Estados Unidos 2 140 MW; Comisión Europea 3 000 MW y el resto del mundo 1 200 MW. Para alcanzar estos objetivos, la tasa de crecimiento global debe estar cerca del 30% anual [IEA, 2004].

Para el año 2020 se espera un crecimiento aproximado de 20 000 MW de energía solar térmica **Tabla 2.3**.

Tabla 2.3
Proyecciones de crecimiento de la Energía Solar Térmica [IEA, 2004]

CRECIMIENTO ESPERADO (MW)	2010	2020	TASA (%)
Cilindro parabólico	1 600	10 050	20
Receptor central	410	3 850	25
Disco parabólico	215	6 250	40
Total	2 225	20 150	

2.4 POTENCIAL DE LA ENERGÍA SOLAR EN COLOMBIA

En la actualidad no se tienen en el país desarrollos con esta tecnología incorporados al Sistema Interconectado Nacional (SIN). Influye en esto el desconocimiento en la aplicación de la tecnología a gran escala y los altos costos, sin embargo existen casos aislados en Zonas No Interconectadas (ZNI), para uso doméstico y en telecomunicaciones principalmente.

En la **Tabla 2.4** se describen las principales aplicaciones de esta tecnología en Colombia, cada una con su estado de desarrollo en el país [UPME, 2000].

Tabla 2.4
Principales aplicaciones de la energía solar respecto a Colombia

TECNOLOGÍAS ECONÓMICAS Y COMERCIALES CON INCENTIVOS	
APLICACIÓN	GRADO DE DESARROLLO ALCANZADO
Calentamiento de agua Sistemas domésticos Sistemas para piscinas, clubes, hoteles y otros servicios sociales.	Se tiene una industria incipiente en el país que produce tales sistemas.
Calentamiento de aire (en el sector rural). Deshidratación de productos agrícolas para su conservación y facilitar el transporte. Secado de madera y otros productos	Se han desarrollado secadores por parte de grupos universitarios y se han probado para el secado de diferentes tipos de productos. Esta tecnología es apropiada para la autoconstrucción pues no parece viable fabricar estos productos para su comercialización.
Destiladores solares orientados a la potabilización de agua, especialmente para las costas Pacífica y Atlántica.	Se han construido y estudiado varios modelos. Se han construido plantas de capacidades de varios m ³ . Se intentó por parte de Eternit la comercialización de pequeños destiladores. Actualmente no se producen comercialmente.
Sistemas fotovoltaicos (hasta algunas decenas de kW) para aplicaciones rurales como iluminación, electrodomésticos, cercas eléctricas, radiocomunicaciones, bombeo de agua, etc.	Hay una vasta experiencia en Colombia. Es necesario desarrollar esquemas de mercadeo apropiados para expandir la cobertura del uso de estos sistemas. Actualmente no existe tecnología para construir las celdas, ya que todas son importadas.

Tabla 2.4
Continuación...

TECNOLOGÍAS ECONÓMICAS Y COMERCIALES CON INCENTIVOS	
APLICACIÓN	GRADO DE DESARROLLO ALCANZADO
Arquitectura solar para lograr la climatización e iluminación natural de las viviendas y otras construcciones.	Las universidades han desarrollado y evaluado prototipos para zonas cálidas. Actualmente hay empresas que diseñan con criterio bioclimático. Falta impulsar la aplicación de estos conceptos en la vivienda de manera masiva.
TECNOLOGÍAS EN DESARROLLO	
APLICACIÓN	GRADO DE DESARROLLO ALCANZADO
Refrigeración y aire acondicionado solar.	Esta tecnología se encuentra en desarrollo en países industrializados y no ha alcanzado su comercialización. En Colombia ha habido ensayos incipientes.
Sistemas fotovoltaicos con capacidades mayores de decenas de kW.	Esta tecnología se encuentra en desarrollo en países industrializados y no ha alcanzado su comercialización. En Colombia se han realizado ensayos incipientes.
TECNOLOGÍAS DEL FUTURO	
APLICACIÓN	GRADO DE DESARROLLO ALCANZADO
Motores térmicos solares para la generación de potencia eléctrica y potencia mecánica.	Esta tecnología se encuentra en desarrollo en países industrializados y no ha alcanzado su comercialización. Este desarrollo se espera para la próxima década. En Colombia aún no hay experiencias.
Centrales solares de potencia (térmicas y fotovoltaicas).	Esta tecnología se encuentra en desarrollo en países industrializados y no ha alcanzado su comercialización. Se espera para la próxima década el inicio de esta etapa. No hay aún experiencias en Colombia.
Conversión fotoquímica y termoquímica.	Esta tecnología se encuentra en desarrollo en países industrializados y no ha alcanzado su comercialización. No hay experiencias en Colombia.

Así mismo, en la **Tabla 2.5** se resumen las ventajas y desventajas de la tecnología Solar Fotovoltaica, de acuerdo con su desarrollo en el país.

Tabla 2.5
Resumen de la generación fotovoltaica en Colombia

CARACTERÍSTICAS	GENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA	GENERACIÓN A MEDIANA ESCALA	GENERACIÓN A GRAN ESCALA
	P < 1 kW (Ej. Hogares campesinos; cercas eléctricas; escuelas rurales; equipos de telecomunicaciones en Zonas protegidas/ Parques nacionales, Boyas; radioayudas).	1 < P < 10 kW (Ej. Pequeños caseríos, Equipos de telecomunicaciones Zonas protegidas/parques nacionales).	100 kW < P
TECNOLOGÍA	Comercialmente disponible. Madura tecnológicamente. Posible integración de partes nacionales. Extensa experiencia nacional. Requiere de equipos eficientes (bajo consumo/ buen rendimiento)	Comercialmente disponible. Madura tecnológicamente. Posible integración de partes nacionales. Extensa experiencia nacional. Requiere de equipos eficientes (bajo consumo/ buen rendimiento).	No hay experiencia nacional.
AMBIENTALES	Cero impacto ambiental en su instalación y operación. Disposición final de baterías debe hacerse apropiadamente.		
DESVENTAJAS	Mayor inversión inicial frente a otras alternativas.		
VENTAJAS	Alta confiabilidad. Larga vida útil módulos (>20 años). Simplicidad diseño. Modularidad en la expansión de la capacidad de generación.		Alta confiabilidad de los equipos pero suministro variable de energía. Larga vida útil módulos (>20 años).

Tabla 2.5
Continuación...

CARACTERÍSTICAS	GENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA	GENERACIÓN A MEDIANA ESCALA	GENERACIÓN A GRAN ESCALA
VENTAJAS	<p>Menores costos de generación a largo plazo que alternativa (pequeña planta a gasolina).</p> <p>Independencia de la disponibilidad/suministro de combustibles.</p> <p>Requieren poco mantenimiento.</p> <p>No producen emisiones ni ruido, ni contaminación térmica.</p>	<p>Menores costos de generación a largo plazo (plantas a gasolina y pequeñas diesel)</p> <p>Otras ventajas (Igual que anterior).</p>	<p>Modularidad en la expansión de la capacidad de generación.</p> <p>Independencia de la disponibilidad de combustibles.</p> <p>Requieren de poco mantenimiento.</p> <p>No producen emisiones, ni ruido, ni contaminación térmica.</p>

La capacidad de producción energética del país con este tipo de tecnologías que utilizan la energía del sol puede verificarse gracias a la intensidad de radiación solar. En la **Tabla 2.6** se muestra un potencial para la explotación de esta tecnología por regiones. Debido a que la Guajira tiene el mayor potencial del país, se presenta separada del resto de la Costa Atlántica, región geográfica a la cual pertenece.

Tabla 2.6
Potencial de la energía solar en Colombia, por regiones [UPME, 2000]

REGIÓN DEL PAÍS	RADIACIÓN SOLAR (kWh/m ² /año)
Guajira	2 000 - 2 200
Costa Atlántica	1 800 - 2 000
Orinoquía-Amazonía	1 800 - 2 000
Región Andina	1 600 - 1 800
Costa Pacífica	1 400 - 1 600

Resulta difícil estimar el potencial total de generación de electricidad con energía solar en Colombia, puesto que en teoría en cualquier lugar del territorio se podría instalar un sistema de aprovechamiento de este tipo, optimizándose en las áreas de máxima radiación solar. Sin embargo, para que este potencial sea competitivo en el mercado, dependerá principalmente de sus costos y de los precios de los otros energéticos sustitutos. Dada la situación del país en el trópico y el avance de la tecnología, se prevé que tendrá participación en la canasta energética del país.



ENERGÍA EÓLICA

3

La utilización de la energía eólica en el mundo data desde el año 2000 A.C., cuando los egipcios navegaban a vela. Es en el siglo VIII aparecen en Europa, procedentes del Este, grandes molinos de eje horizontal con cuatro aspas. Su fabricación en particular por los holandeses, les hizo alcanzar una gran firmeza, pese a que, debido a las dimensiones de sus aspas, distaban mucho de recoger una máxima potencia [BORJA, 2001].



Figura 3.1

Antiguo molino de viento europeo

Disponible en: www.perso.wanadoo.fr/contescourt/gouzeaucourt/postales

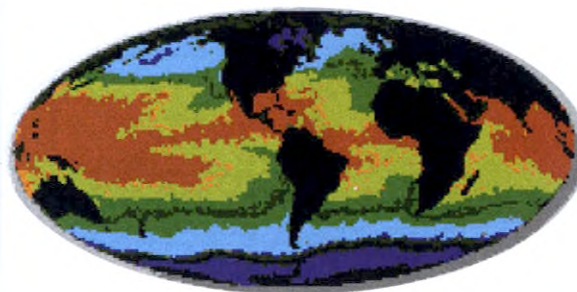
Actualmente, la capacidad generadora mundial del viento, dando por supuesto que sólo el 10% del espacio del planeta es disponible para este efecto, se estima en unos 53 000 TWh/año.

3.1 ASPECTOS GENERALES

El viento se origina de un calentamiento desigual de la superficie terrestre, que junto a la rotación de la Tierra, crean entonces los patrones globales de circulación. Existen tres componentes del viento que determinan su energía disponible, estos son: la velocidad, la dirección del viento y la densidad del aire.

La distribución del viento en el globo terráqueo determina los posibles lugares geográficos en donde se puede explotar este tipo de energía. Las regiones alrededor del Ecuador, a 0° de latitud, son en promedio calentadas por el Sol más que las zonas del resto del globo. Estas áreas calientes están indicadas en la **Figura 3.2** en colores cálidos, rojo, naranja y amarillo, (tomada de un satélite de la NASA, NOAA-7, en julio de 1984) [ADIE, 2004].

Figura 3.2
Áreas de radiación
Solar sobre la tierra



Disponible en: www.windpower.org/es/tour/wres/index.htm. Junio de 2004

Al considerar la explotación eólica, no es suficiente con la percepción de “buenos vientos” en una determinada zona. Debe verificarse que durante un tiempo significativo de mediciones, de al menos un año, la velocidad promedio del viento indique un buen potencial.

Otros factores como la intensidad del viento deben ser cuidadosamente evaluados, con el fin de que el potencial calculado se traduzca efectivamente en una óptima generación energética. La intensidad del viento es fundamental para determinar la potencia captable por un aerogenerador y depende de las características orográficas del terreno. En la **Tabla 3.1** se presenta la escala de Beaufort para la intensidad del viento.

Tabla 3.1
Escala de Beaufort para la intensidad del viento [CECU, 2004]

ESCALA BEAUFORT	NUDOS	km/h	mi/h	m/s	CARACTERÍSTICA
0	0	0	0	0	Calma
1	1-3	1-5	1-3	<2	Ventolina
2	4-6	6-11	4-7	2-3	Suave (brisa muy débil)
3	7-10	12-19	8-12	4-5	Leve (brisa débil)
4	11-16	20-28	13-18	6-7	Moderado (brisa moderada)
5	17-21	29-38	19-24	8-10	Regular (brisa fresca)
6	22-27	39-49	25-31	11-13	Fuerte (brisa fuerte)
7	28-33	50-61	32-38	14-16	Muy fuerte (viento fuerte)
8	34-40	62-74	39-46	17-20	Temporal (duro)
9	41-47	75-88	47-55	21-24	Temporal fuerte (muy duro)
10	48-55	89-102	56-64	25-28	Temporal muy fuerte
11	56-63	103-117	65-73	29-32	Tempestad
12	>64	>118	>74	>33	Temporal huracanado (huracán)

Finalmente, se debe contar con registros continuos de la velocidad del viento o curvas de frecuencias de velocidades, para evitar los posibles errores de estimación causados por la aleatoriedad propia de los factores meteorológicos.

TRANSFORMACIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA EN ENERGÍA ELÉCTRICA

Los aerogeneradores son equipos utilizados para convertir la energía cinética del viento en energía mecánica, y luego en energía eléctrica. El proceso de transformación de energía, como se puede apreciar en la **Figura 3.3**, comienza cuando el viento mueve la hélice del aerogenerador o turbina, y a través de un sistema mecánico de engranajes hace girar el rotor de un generador; normalmente una máquina asíncrona, que produce la corriente eléctrica.

La potencia mecánica en el eje del aerogenerador está representada por la ecuación 3.1:

$$P(V) = \frac{1}{2} C_p(v) \rho$$

ecuación 3.1

Donde,

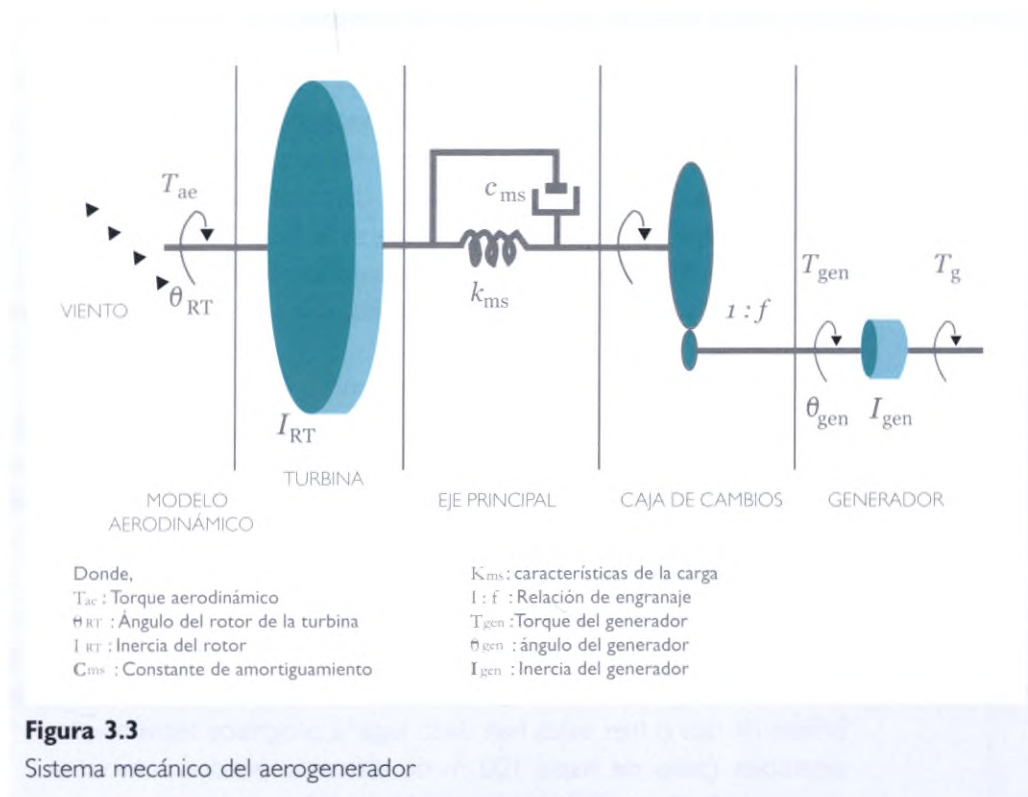
$P(V)$ Potencia mecánica debida al viento [W]

$C_p(v)$ Coeficiente de potencia que mide la eficiencia de la turbina de viento y depende del tipo y condición de operación.

ρ Densidad del aire [kg/m^3]

A Área de barrido de las hélices [m^2]

V Velocidad del viento [m/s]



El coeficiente de potencia $C_p(v)$ se define debido a que no toda la potencia del viento es transformada en energía mecánica. De hecho, el alemán Alfred Betz, probó que el valor máximo del coeficiente de potencia es 0.593, o sea que sólo se puede obtener el 60% de la energía cinética del viento en condiciones ideales. En situaciones reales, la fricción, la rotación de estela detrás de las aspas y el diseño mecánico hacen que la potencia extraída sea inferior al valor máximo mencionado anteriormente.

De la **ecuación 3.1** se puede observar que la velocidad del viento es fundamental para determinar la potencia captable por un aerogenerador, ya que la potencia aumenta con el cubo de la velocidad. De esta manera al aumentar la velocidad del viento, aumenta de forma más que proporcional la potencia teóricamente extraíble, pero aumentan de la misma manera los requerimientos de la máquina.

Para la producción de electricidad con conexión a la red eléctrica se utilizan aerogeneradores dotados de un sistema de sincronización con el objeto de que la frecuencia de la corriente generada esté sincronizada con la de la red. Adicionalmente, para proteger el sistema de generación se requiere de un sistema de control de velocidad de rotación de las aspas, el cual actúa sobre las palas de la hélice cuando la velocidad del viento sobrepasa la velocidad de diseño o cuando se quiere controlar indirectamente la capacidad de generación.

La capacidad de una turbina eólica para extraer la energía del viento depende de la potencia eólica disponible, la curva de potencia de la máquina, y su comportamiento para responder a fluctuaciones en la velocidad del viento. No obstante, sólo funcionan bien cuando soplan vientos de velocidad media o fuerte, en cuyo caso ofrecen un excelente rendimiento. Su principal problema es la fatiga mecánica de los elementos estructurales, que ha desembocado en la rotura de palas en diversas turbinas eólicas experimentales.

Se distinguen dos grandes categorías de motores o turbinas eólicas, que difieren por la disposición de su eje: horizontal y vertical. Las pequeñas turbinas eólicas de eje horizontal (gama de potencia de 0.5 a 50 kW), suelen estar equipadas con un gran número de palas, en cuyo caso pertenecen al tipo "americano" que es, de hecho, el tipo de numerosos molinos tradicionales, como el molino de las Baleares (de seis aspas) o el molino griego (de doce aspas). Este tipo de turbina eólica tiene la ventaja de que puede funcionar con vientos de baja intensidad. Actualmente las grandes turbinas eólicas equipadas con hélices de dos o tres palas, han dado lugar a progresos técnicos considerables (palas de hasta 100 m de diámetro pueden suministrar potencias desde los 100 kW hasta 5 MW).

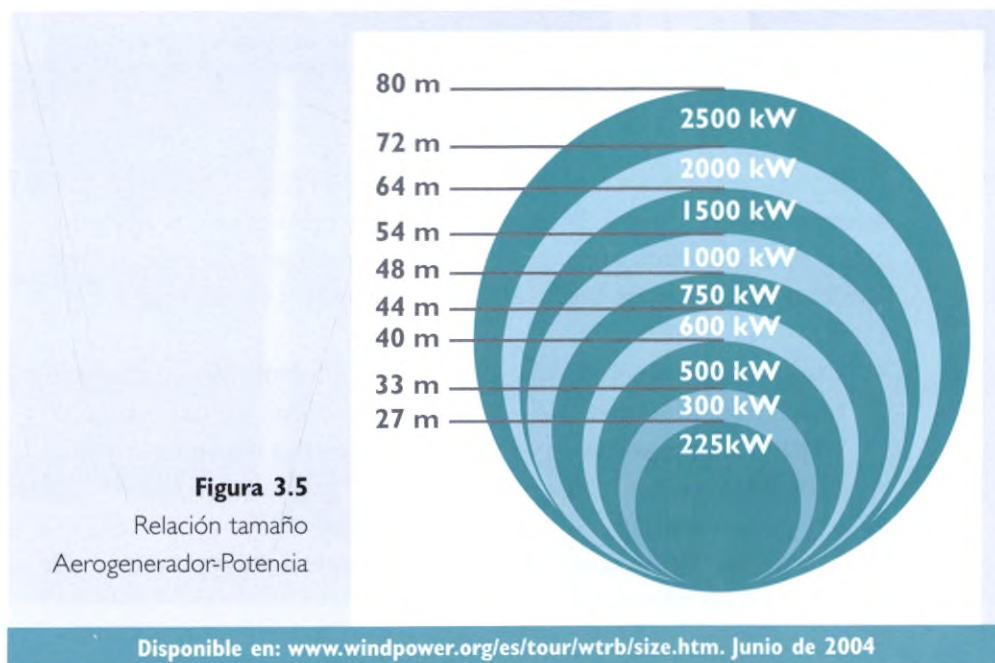
En la **Figura 3.4** se puede apreciar cómo a lo largo de los años las potencias de los aerogeneradores aumentan, debido al mejoramiento de las tecnologías aplicadas.



Las turbinas eólicas de eje vertical son las más antiguas y su funcionamiento no requiere ninguna orientación del eje. Sin embargo, presentan un rendimiento menor que las de eje horizontal [CECU, 2004].

El área del disco cubierto por el rotor (y naturalmente las velocidades del viento) determina cuánta energía puede captarse en un año. En la **Figura 3.5** se presenta la relación del tamaño del aerogenerador y la potencia.

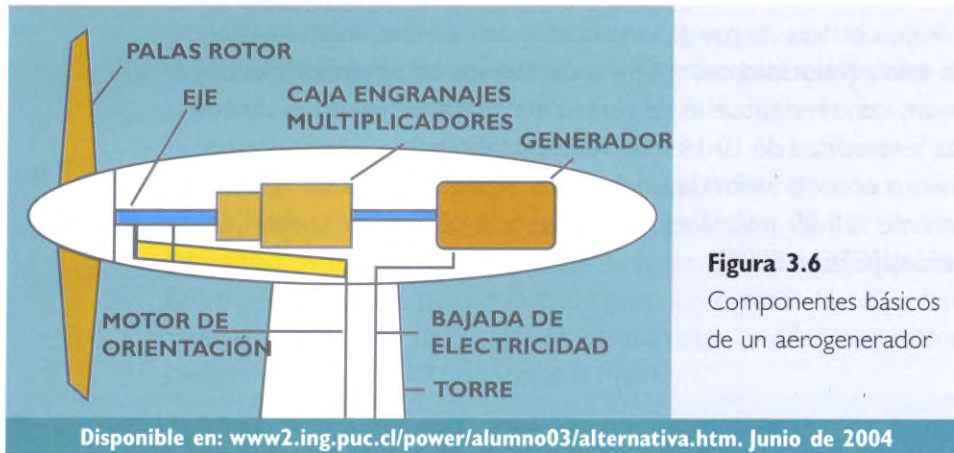
Las máquinas eólicas o aerogeneradores están condicionadas a operar de acuerdo con tres rangos de velocidad: se activan con viento variable de 2 a 4 m/s (velocidad de "cut-in" o de entrada en operación); están equipados con un dispositivo de control de potencia cuando el viento alcanza la velocidad de 10-14 m/s (velocidad de corte o nominal) y se detienen cuando la velocidad del viento alcanza valores de aproximadamente 20-25 m/s (velocidad de "cut-off" o de salida de operación) [CECU, 2004].



A continuación se mencionan las componentes principales de un aerogenerador; la cuales se ilustran en la **Figura 3.6**.

* **Palas.** Es donde el viento produce el empuje que causa el movimiento rotatorio del rotor.

- * **Eje.** Encargado de transmitir el movimiento rotatorio.
- * **Caja de engranajes o multiplicadores.** Encargados de cambiar la frecuencia de giro del eje a otra menor o mayor según dependa el caso para entregarle al generador una frecuencia apropiada.
- * **Generador.** Es donde el movimiento mecánico del rotor se transforma en energía eléctrica.



Además de estos componentes básicos, se requieren otros componentes para el funcionamiento eficiente y correcto del aerogenerador acorde con la calidad de servicio de la energía eléctrica. Algunos de ellos son:

- * **Controlador electrónico.** Permite el control de la correcta orientación de las palas del rotor. También, en caso de cualquier contingencia, como puede ser el sobrecalentamiento del aerogenerador, lo detiene.
- * **Unidad de refrigeración.** Encargada de mantener al generador a una temperatura adecuada.
- * **Anemómetro y la veleta.** Miden la velocidad y la dirección del viento, respectivamente.

PARÁMETROS IMPORTANTES DE LA ENERGÍA EÓLICA

- * **Factor de planta o de utilización.** Definido como la relación entre la energía suministrada por el equipo (E) en un periodo de tiempo T y lo

que se puede generar operando el sistema a potencia nominal (P_n) durante el mismo periodo, así:

$$F.P = \frac{E}{P_n \times T}$$

ecuación 3.2

Depende básicamente de la velocidad del viento y el tiempo en que éste se mantenga en niveles de velocidad que permitan el funcionamiento del generador.



Figura 3.7
Aerogenerador típico
[CHEJNE, 2004]

- * **Densidad del aire.** La energía cinética de un cuerpo en movimiento es proporcional a su masa (o peso). Así, la energía cinética del viento depende de la densidad del aire, es decir, de su masa por unidad de volumen.
- * **Área de barrido del rotor.** Determina cuánta energía del viento es capaz de capturar una turbina eólica. El área del rotor aumenta con el cuadrado del diámetro del mismo [ADIE, 2004].

- * **Velocidad del viento.** Para alcanzar altas eficiencias es de vital importancia realizar correctamente tanto una valoración energética del viento existente, como una caracterización del comportamiento del viento en la zona de implantación.
- * **Distribución de frecuencia de los vientos.** Define la variación de las velocidades del viento en el tiempo. Se utiliza para optimizar el diseño de los aerogeneradores, minimizar los costos de generación y estimar la producción media de un aerogenerador. La distribución de frecuencia del viento en un emplazamiento típico suele describirse utilizando la función de distribución de probabilidades Weibull.
- * **Rosa de los vientos.** Se basa en observaciones meteorológicas de las velocidades y direcciones del viento en el sitio de interés y describe la distribución de la velocidad del viento en las diferentes direcciones de donde proviene. Indica la distribución relativa de las direcciones del viento, y no el nivel real de la velocidad media del viento [ADIE, 2004].
- * **Altura óptima.** La velocidad del viento varía con la altura sobre el nivel del suelo (perfil vertical de velocidades), la cual también se puede expresar con una distribución de Weibull. Normalmente a mayor altura mayor es la velocidad del viento, hasta un nivel en que las variaciones no son significativas.
- * **Eficiencia.** Depende del diseño aerodinámico de las palas del rotor, de los demás elementos expuestos al flujo de viento y de los elementos mecánicos y eléctricos del sistema. Los primeros aerogeneradores de eje horizontal tenían rendimientos del 10%, pero los más modernos utilizan sistemas de control de manera que operan siempre con la máxima eficiencia aerodinámica técnicamente factible, alcanzando valores de rendimiento próximos al 50%.
- * **Tiempos de construcción.** La energía eólica utiliza tecnología de pequeña escala con un tamaño máximo comercial que está alrededor de los 5 MW por unidad (módulo), por lo que esta tecnología es ideal para instalaciones de cualquier tamaño. La producción en serie permite, en teoría, la fabricación y entrega de aerogeneradores en cuestión de 3 a 6 meses, mientras la instalación de una máquina se puede realizar en un período corto. Debido a su naturaleza modular, no es necesaria la totalidad de aerogeneradores de un parque eólico para que éste comience a entregar energía.

El tiempo de construcción de un parque eólico varía de acuerdo con su tamaño total, sin embargo puede afirmarse que el montaje del mismo es inferior a un año, una vez se reciban las máquinas del fabricante. Dependiendo de la disponibilidad de equipos en el mercado, el período de construcción de una instalación de este tipo requiere alrededor de dos años.

- * **Costos.** Comparados con tecnologías convencionales, los costos de inversión de este tipo de generación aún son relativamente altos; no obstante la industria ha estado trabajando intensamente en varios factores tecnológicos tales como: mejoras en los diseños de las turbinas, aumentar el tamaño de las unidades aerogeneradores y obtener una producción masiva, aspectos que se complementan con el incremento en la cantidad de productores de este tipo de tecnología, permitiendo contar con producción de equipos más eficientes y un mercado cada vez con más opciones.

El costo de la electricidad generada por el viento ha bajado de US\$ 0.38/kWh a principios de los 1980, a unos US\$ 0.04/kWh en el 2004 en los principales sitios de explotación eólica. Se encuentran contratos de largo plazo, recientemente firmados en Estados Unidos y el Reino Unido, para el abastecimiento de energía eléctrica a razón de US\$ 0.03/kWh. Se espera que antes del 2010 los costos promedios por kWh de la electricidad generada por el viento bajen a US\$ 0.026/kWh, y aún hasta los US\$ 0.021/kWh antes de 2020 [ADIE, 2004].

3.2 ASPECTOS AMBIENTALES

Normalmente los efectos negativos sobre el ambiente tienen que ver con la ejecución de las obras civiles asociadas al montaje, siendo entre los más relevantes para el caso de parques eólicos construidos en tierra firme la circulación de vehículos, eliminación de vegetación, desmontes y terraplenes, excavaciones, producción de aguas residuales, servidumbres, ocupación del territorio, y producción de residuos sólidos y de aceites usados (aerogeneradores y transformadores); en el caso de parques eólicos de mar abierto, se descartan los relacionados con eliminación de vegetación, desmontes y terraplenes, excavaciones etc.

La muerte de aves de paso al chocar contra las aspas ocurría porque los diseños anteriores utilizaban al máximo la energía del viento, adoptando para ello una velocidad de rotación muy grande de los rotores, por lo que no eran visibles las aspas en movimiento; actualmente dicha velocidad se ha disminuido haciéndolas visibles y

reduciendo este efecto. Los estudios realizados han venido concluyendo en que este impacto es pequeño, frente al producido por causas naturales.

El impacto visual de estas instalaciones depende de criterios fundamentalmente subjetivos. Un parque de unos pocos aerogeneradores puede llegar a ser incluso atractivo, pero una gran concentración de máquinas obliga a considerar el impacto visual y la forma de disminuirlo.

El origen del ruido en los aerogeneradores se debe a factores de tipo mecánico, producidos por el tipo de multiplicador y generador; el ventilador del generador; etc. En las poblaciones más cercanas a las instalaciones no se detecta ningún incremento de ruido, siendo más notable el producido por el propio viento. Igualmente, en el interior de las instalaciones, el nivel de ruido observado es igual o menor al existente en cualquier instalación industrial de igual potencia. Los parques eólicos generan ruido en un área de 300 a 400 m, pero el nivel de éste normalmente es menor que el presente en una oficina [RODRÍGUEZ, 1997] (Figura 3.8).



La reducción de los niveles de dióxido de carbono (CO_2) emitido a la atmósfera es el beneficio medioambiental más importante derivado de la generación eólica.

Al mismo tiempo, la moderna tecnología eólica tiene un balance energético muy positivo. En países europeos los beneficios asociados con las reducciones en las emisiones de CO_2 consecuencia de la utilización de esta tecnología, han permitido reducir el tiempo de recuperación de la inversión realizada a una fracción de la vida media útil de la instalación, la cual es de 15 a 20 años.

3.3 POTENCIAL DE LA ENERGÍA EÓLICA EN EL MUNDO

Una proporción extensa de tierra firme del planeta podría dedicarse a la energía eólica en regiones poco pobladas pero ricas en viento, como los Grandes Llanos de América del Norte, el Noroeste de China, Siberia Oriental y la región Argentina de Patagonia. Si se añade la inmensa capacidad marina (parques mar adentro u off-shore), parece probable que la energía eólica podría satisfacer no sólo las necesidades mundiales eléctricas, sino además toda la necesidad mundial energética [BROWN, 2004].

Las turbinas eólicas alrededor del mundo ahora proporcionan bastante electricidad como para satisfacer las necesidades domésticas de 40 millones de europeos. Como ejemplo del éxito de la energía eólica se pueden citar las experiencias de Alemania, España y Dinamarca en Europa, los Estados Unidos en América, e India entre los países del mundo en vías de desarrollo. Un nuevo sector del mercado está a punto de emerger en emplazamientos mar adentro, con más de 20 000 MW eólicos propuestos en los mares de la Europa del Norte [EWEA, Greenpeace, Appa, 2004].



El desarrollo actual en Europa y en otras partes del mundo de los parques eólicos, ha contribuido en forma decisiva a reducir los costos de la tecnología, iniciando así un efecto en cadena, consecuencia, en parte, de las ayudas de financiación concedidas a estas instalaciones.

La energía eólica ha tenido un gran avance técnico, llegándose a considerar que esta es la tecnología de energía renovable no convencional que más viabilidad tiene para aplicarse en sistemas interconectados. En

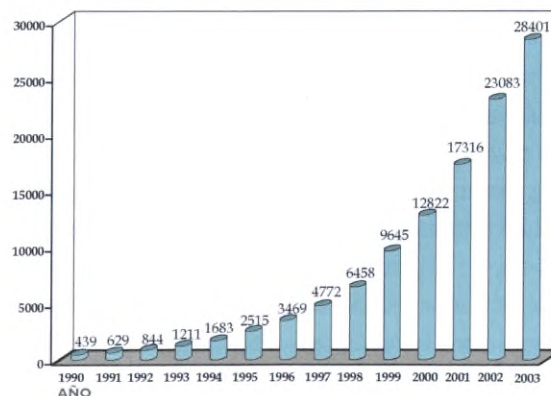
la **Tabla 3.2** se presentan los países con mayor capacidad instalada en el mundo, actualizada hasta marzo de 2004.

Tabla 3.2
Capacidad instalada eólica en el mundo [ABREGO , 2004]

PAÍS	CAPACIDAD INSTALADA (MW)
Alemania	14 609
España	6 374
Estados Unidos	6 202
Dinamarca	3 114
India	2 120
Holanda	939
Italia	904
Reino Unido	710
Austria	415
Suecia	407
Grecia	375
Canadá	323
Francia	240
Portugal	299
Australia	197
Irlanda	186

En la **Figura 3.10** se aprecia la evolución de la capacidad instalada de energía eólica en la Unión Europea, área que cuenta con aproximadamente el 74% de la capacidad mundial total [AWEA, 2004].

Figura 3.10
Evolución de la capacidad instalada de energía eólica en la Unión Europea [AWEA, 2004]



Es importante notar, sin embargo, que debido a la variabilidad del viento, se recomienda que la máxima participación de aerogeneradores conectados directamente en un sistema interconectado sea del 17%, puesto que un valor superior generaría inestabilidad en el sistema. Esta restricción se podría eliminar en el futuro al desarrollar sistemas de almacenamiento de energía que suavicen la curva de potencia entregada por los aerogeneradores [LARSEN, 2004].

Las investigaciones realizadas hasta la fecha indican que los recursos eólicos mundiales son enormes y están distribuidos por casi todas las regiones y países del planeta. La metodología utilizada en tales estudios ha sido la de evaluar el área de tierra firme disponible con un viento medio superior a los 5 ó 5.5 m/s a una altura de 10 metros sobre el nivel del terreno [EWEA, Greenpeace, Appa, 2004]. Los recursos totales disponibles se reducen entonces en un 90 % o más con el fin de tener en cuenta las limitaciones en el uso de la tierra; éstas pueden incluir otras actividades humanas, infraestructuras o una alta densidad de población [EWEA, Greenpeace, Appa, 2004]. En la **Figura 3.11** se presentan los recursos eólicos mundiales.

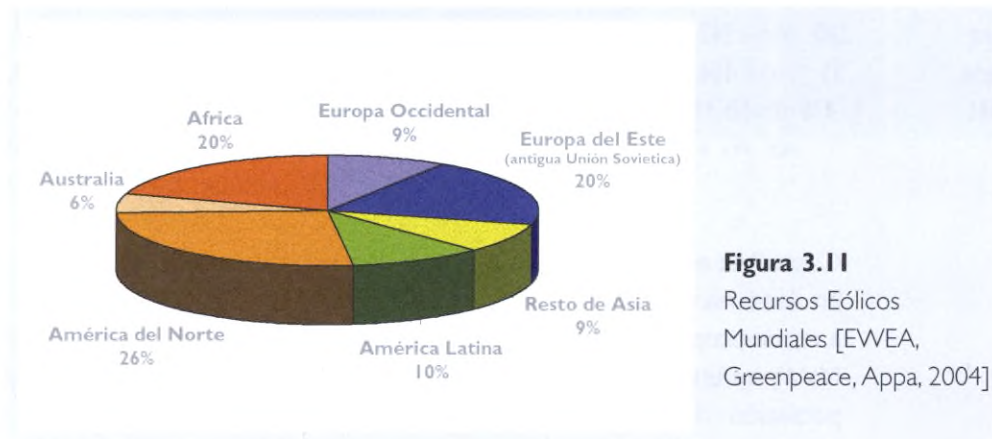
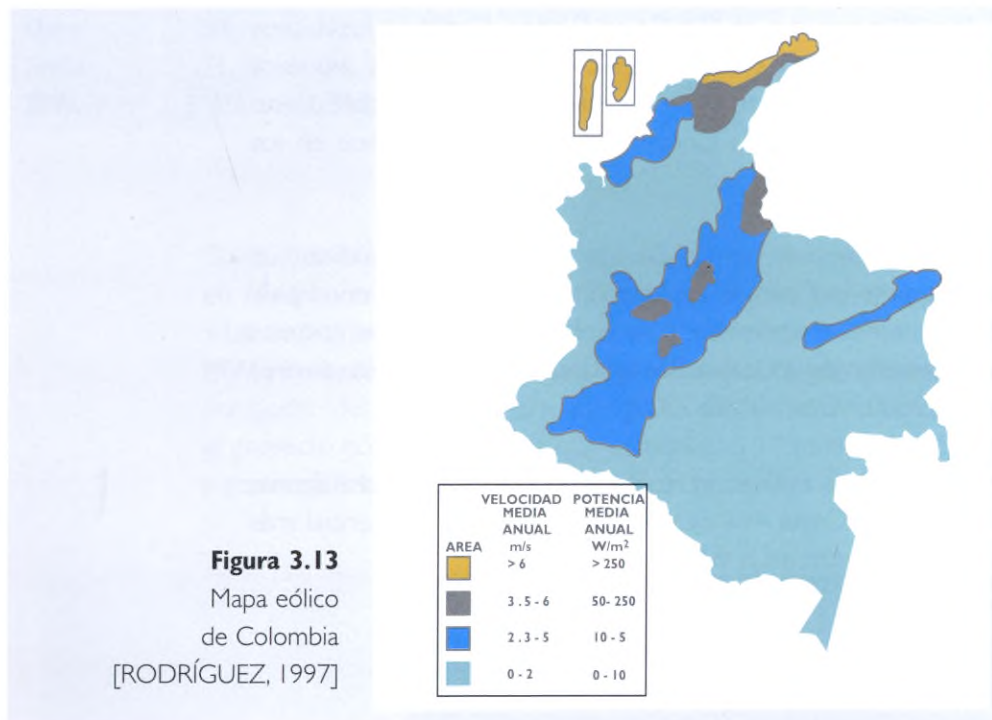


Tabla 3.4.
Potencial de la energía eólica en algunas localidades de la Costa Atlántica, calculada a 10 m de altura [UPME, 2000]

LOCALIDAD	ENERGÍA EÓLICA (kWh/m ² /año)
Cabo de la Vela	3 043
San Andrés	2 182
Providencia	1 727
Riohacha	829
Soledad	633
Cartagena	587
Valledupar	502

El mayor potencial se encuentra en la zona costera de la península de la Guajira [UPME, 2000], en el Cabo de la Vela, y en San Andrés y Providencia como se observa en la **Figura 3.13**.



PARQUE EÓLICO PILOTO

En abril del 2004, entraron al sistema interconectado nacional de energía los casi 20 MW instalados del Parque Eólico Jepírachi, en la Alta Guajira, en cuya zona costera se ubican los 15 aerogeneradores,

con aspas de más de 30 metros de diámetro, y una altura superior a los 60 metros.

La generación esperada de este proyecto piloto en La Guajira **{Figura 3.14}** apenas representa el 0.15% de la producción actual en el país, pero la importancia de esta iniciativa radica en que diversifica las fuentes de energía, potencialmente le puede dar mayor soporte y confiabilidad al sistema interconectado, abre las puertas para el fortalecimiento de la posición exportadora de energía del país y sirve para la reducción de emisiones de gases de efecto de invernadero.

La localización del Parque Eólico Jepírachi en la Guajira, obedece al hecho de que esta zona corresponde a una de las regiones del mundo con más altas velocidades del viento, que llegan a 10.3 m/s, con una velocidad promedio de 9.8 m/s, cuando el promedio mundial es de 7.5 m/s; una segunda razón radica en que en la zona los vientos son continuos durante el 85% del año, mientras que en otras partes del mundo este indicador es del 65% [EEPPM, 2002].

Para este parque, el impacto ambiental es mínimo sobre la flora y fauna de la región, debido, entre otros, a la cercanía al puerto de desembarque de equipos. Además, la zona es semidesértica, de clima cálido y seco y poca fauna y vegetación [EEPPM, 2002].

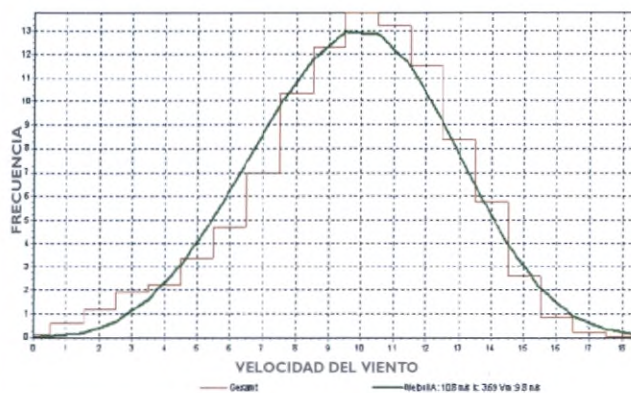


Figura 3.14

Parque Eólico Jepirachi,
Alta Guajira

En la **Figura 3.15** se puede observar la curva de duración de la velocidad del viento.

Figura 3.15
Distribución de Frecuencias de la Zona del Parque Eólico Jepirachi [EPPM, 2002]





BIOMASA

4

Desde la prehistoria, la forma más común de utilizar la energía de la biomasa ha sido por medio de la combustión directa en hogueras a cielo abierto, en hornos y cocinas artesanales. Actualmente se utiliza adicionalmente en calderas para suplir las necesidades de calefacción, cocción de alimentos, producción de vapor y generación de electricidad.

Los avances tecnológicos han permitido el desarrollo de procesos más eficientes y limpios para la conversión de biomasa en energía (Figura 4.1), transformándola, por ejemplo, en combustibles líquidos o gaseosos. Para dicha conversión se utilizan procesos termoquímicos o bioquímicos.



Figura 4.1

Industrialización de producción de energía con fuente en la biomasa en España

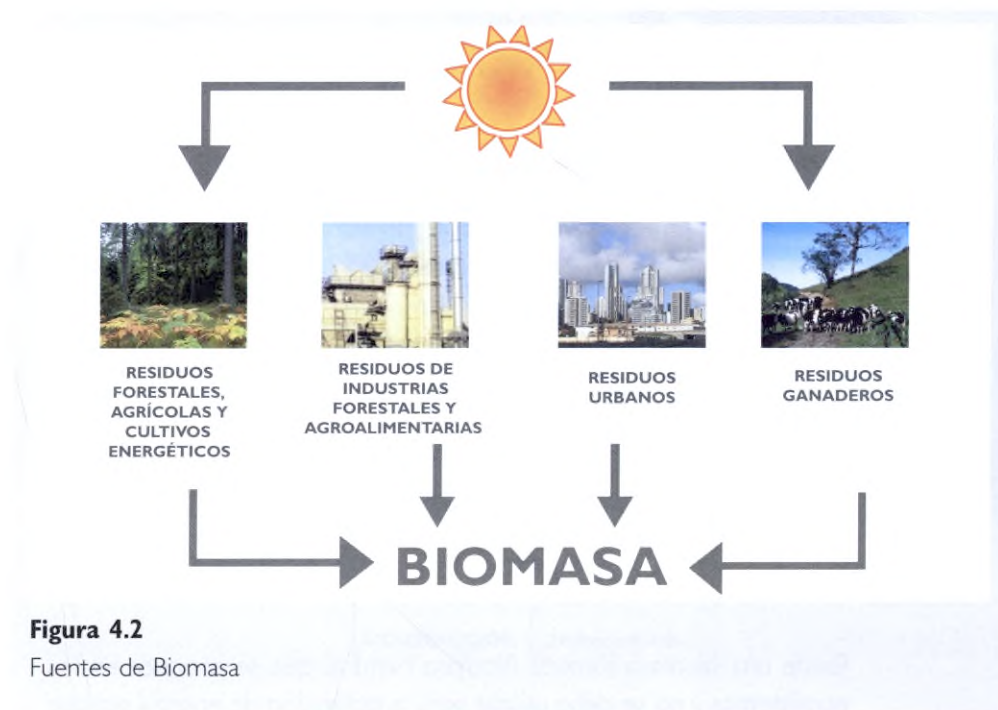
Disponible en: www.lekunberri.com/.../galeria.asp?op=2&id=31

Actualmente, los procesos modernos de conversión de la biomasa solamente suplen el 3% del consumo de energía primaria en países industrializados. Sin embargo, gran parte de la población rural en los países subdesarrollados, que representa cerca del 50% de la población mundial, aún depende de la biomasa tradicional, principalmente de leña, como fuente de energía primaria. Ésta suple aproximadamente el 35% del consumo de energía primaria en países subdesarrollados y alcanza un 14% del total de la energía consumida a nivel mundial [BUN-CA, 2002].

4.1 ASPECTOS GENERALES

EL término biomasa se refiere a toda la materia orgánica que proviene de árboles, plantas (energía química almacenada que se ha formado por la absorción de energía solar, CO₂ y otras sustancias a

través de la fotosíntesis) y desechos de animales que se pueden convertir en energía. Las fuentes provenientes de la agricultura (residuos de maíz, café, arroz, caña de azúcar, podas, ramas, aserrín, cortezas) y de los residuos urbanos (aguas negras, basura orgánica) son susceptibles a liberar su energía química almacenada, tal como se aprecia en la **Figura 4.2**. Estos recursos se usan, generalmente, para procesos modernos de generación de energía, enfocados hacia la sustitución de combustibles fósiles.



Existen dos formas de clasificar la biomasa: biomasa primaria y biomasa residual.

La Biomasa Primaria. Es aquella que existe y es aprovechada en su estado natural y están constituidos por los cultivos, árboles, pastos, plantas acuáticas, etc.; por ejemplo, en la **Figura 4.3** se puede observar la distribución energética de un árbol.

La Biomasa Residual. es, como su nombre lo indica, proveniente de residuos agropecuarios como pulpa de café, cascarilla de arroz, limpieza de bosques, desechos orgánicos de animales, residuos de sacrificio o de procesamiento, etc. La utilización de la biomasa es atractiva porque reduce la contaminación por este tipo de residuos y porque es susceptible a utilizarse para la producción de alcohol, metanol y metano. Los residuos sólidos urbanos también entran en

esta categoría; El aprovechamiento de los residuos sólidos se realiza a través de un manejo integral de los mismos, en el cual los materiales recuperados se reincorporan al ciclo económico y productivo por medio de la reutilización, el reciclaje, la incineración con fines de generación de energía, el compostaje o cualquier otra modalidad que conlleve beneficios sanitarios, ambientales y/o económicos.

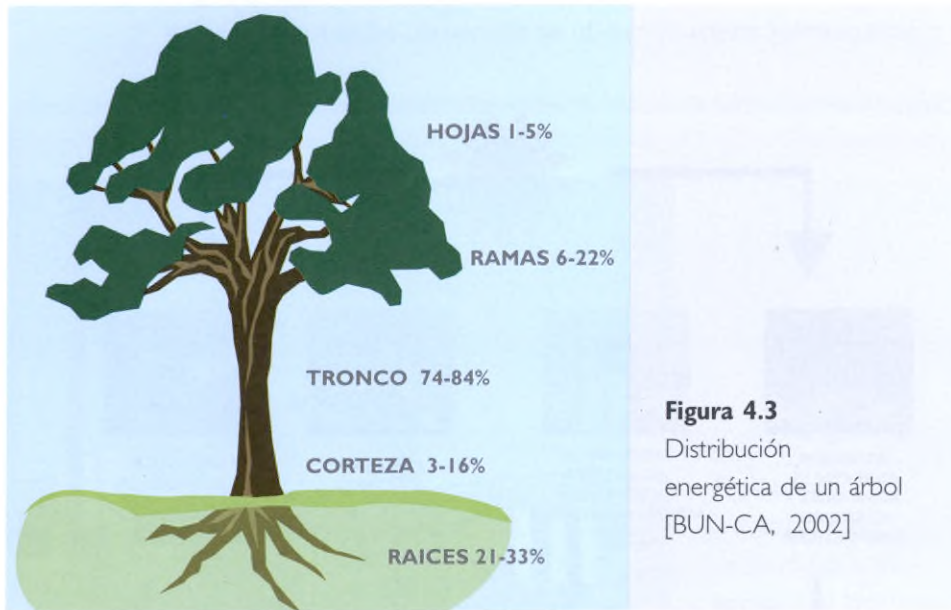


Figura 4.3
Distribución energética de un árbol
[BUN-CA, 2002]

Existe una biomasa llamada Biomasa Natural, que se produce en los ecosistemas y no se debe utilizar para la obtención de energía porque el medio ambiente la necesita para su abastecimiento, protección de suelos y equilibrio ecológico; su uso degrada los ecosistemas naturales.

En este orden de ideas, para que la biomasa sea considerada una fuente de energía renovable es imprescindible que su uso esté acompañado de un programa de resiembra sostenible; Por tanto, se debe garantizar que la materia que se consumió para obtener energía vuelva a ser generada mediante plantación. Es así que las dos fuentes de biomasa como energía renovable son:

Cultivos energéticos, cultivos dedicados a producir biomasa con el único fin de aprovechar su energía. Estos cultivos tienen un programa de resiembra para asegurar su sostenibilidad.

Residuos, los cuales provienen de diferentes procesos de transformación de biomasa, y se desperdiciarían si no se aprovecharan energéticamente.

TRANSFORMACIÓN DE LA BIOMASA EN ENERGÍA ELÉCTRICA

La biomasa se puede transformar por medio de varios procesos, que conducen a productos finales diferentes. En la **Figura 4.4** se puede observar un resumen de las posibles transformaciones a las que puede ser sometida la biomasa.

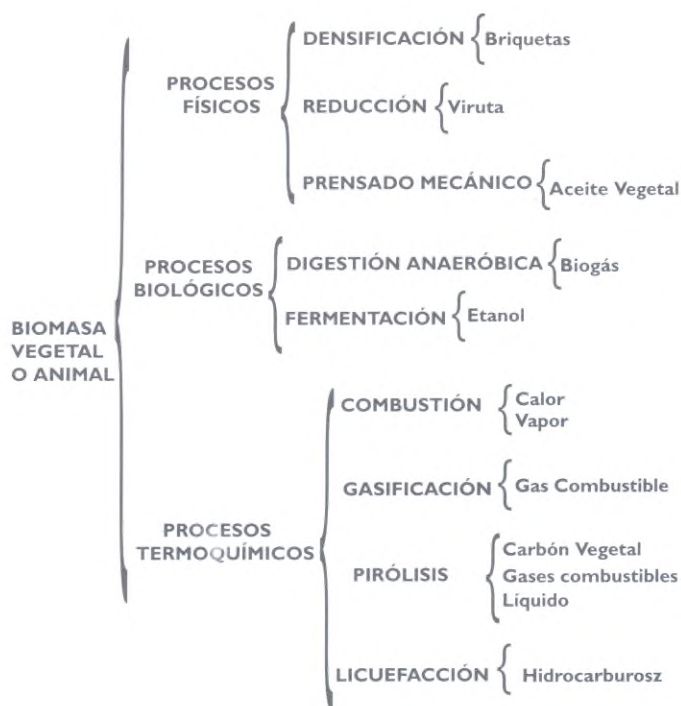


Figura 4.4

Transformación de la biomasa

Para convertir la biomasa en electricidad existen diferentes procesos, entre los cuales los principales son: combustión directa, gasificación y digestión anaerobia (biogás). A continuación se describen tanto los principales como los otros procesos:

* **Procesos de Combustión Directa**

La producción de electricidad por combustión directa consiste en incinerar los residuos y con el calor emitido usado para producir vapor de agua, hacer girar una turbina para generar electricidad y calor a baja temperatura, que se puede utilizar para la calefacción de espacios y procesos térmicos.

Las tecnologías de combustión directa parten desde sistemas simples, como estufas, hornos y calderas, hasta los que operan con tecnologías avanzadas, como combustión en lecho fluidizado para la recuperación de energía a partir de basura.

En la **Figura 4.5** se presenta el esquema de una central de biomasa con quema directa. Básicamente su funcionamiento es el siguiente:

- 1 La biomasa recogida se prepara para transformarla en combustible líquido.
- 2 Este combustible se quema y con el calor producido se calienta agua.
- 3 Se produce vapor a alta presión que mueve una turbina y esta a su vez mueve el generador que producirá energía eléctrica.
- 4 La energía eléctrica producida es transportada por la red eléctrica.
- 5 El calor producido por el vapor se transmite en forma de agua caliente.

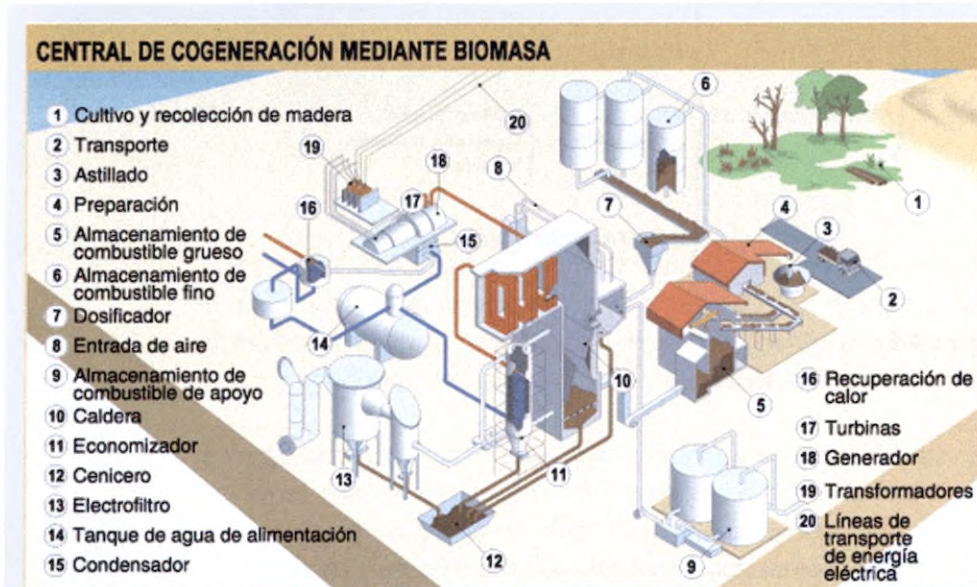


Figura 4.5

Esquema de una planta eléctrica con quema directa de biomasa

* **Co-combustión**

Básicamente consiste en reemplazar parte del combustible convencional en las plantas existentes, por biomasa. Un ejemplo de esta alternativa, y la más implementada, es reemplazar, en una

pequeña proporción, carbón por residuos forestales en las calderas existentes.

* **Gasificación**

La gasificación consiste en la oxidación de materia orgánica (por ejemplo leña) en presencia de una corriente de aire controlado con un agente gasificante como el agua (H₂O) o el dióxido de carbono (CO₂), que permite la formación de un gas que tiene un poder calorífico menor comparado con otros gases, comúnmente llamado “gas pobre”. El aire que se inyecta al equipo es menor al necesario para la combustión completa; De este modo puede alimentar una caldera o un motor de combustión interna para su transformación en energía mecánica y eléctrica [ZAPATA, 1996].

En la **Tabla 4.1** se presenta la composición del gas y su poder calorífico.

Tabla 4.1
Composición del gas combustible

GAS	GAS DE LEÑA	GAS DE CARBÓN VEGETAL
Nitrógeno (%)	50 – 54	60 – 63
Monóxido de carbono (%)	20 – 22	23 – 33
Dióxido de carbono (%)	9 – 11	3 – 7
Hidrógeno (%)	12 – 15	4 – 14
Metano (%)	2 – 3	-
Poder calorífico (kJ/m ³)	5 500	4 100

En la **Figura 4.6** se presenta el proceso de gasificación.

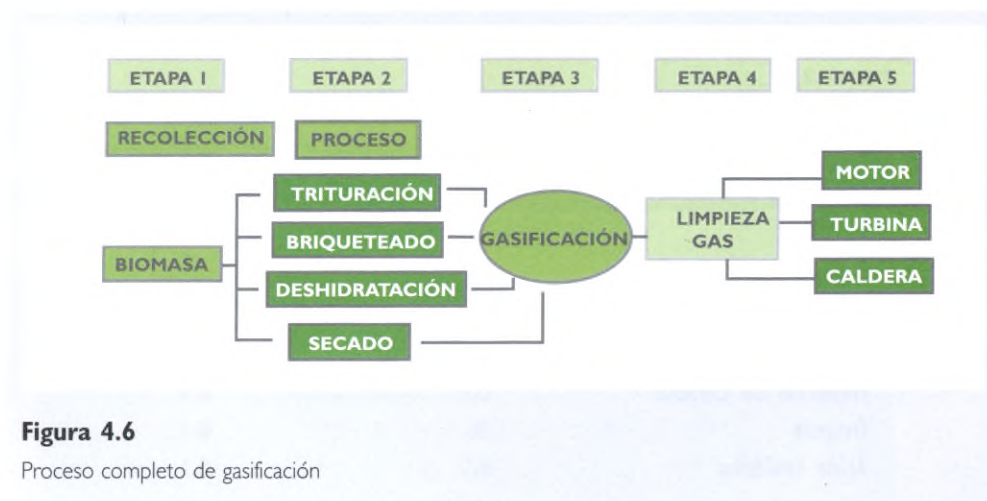
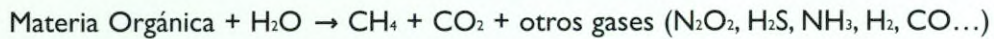


Figura 4.6
Proceso completo de gasificación

* **Digestión anaeróbica**

Estos procesos utilizan las características bioquímicas de la biomasa y la acción metabólica de organismos microbiales para producir combustibles gaseosos y líquidos [BUN-CA, 2002]

Biogás. La digestión de biomasa humedecida por bacterias en un ambiente sin oxígeno (anaeróbico) produce un gas combustible llamado biogás. En el proceso, se ubica la biomasa (generalmente desechos orgánicos) en un contenedor cerrado (el digestor) y allí se deja fermentar; después de unos días, dependiendo de la temperatura del ambiente, se habrá producido un gas proveniente de la descomposición de la materia orgánica de acuerdo a la siguiente reacción:



ecuación 4.1

Este proceso se lleva a cabo a bajas temperaturas (menores de 60°C) y requiere de unos contenidos de humedad de 80% o más. Las heces animales tienen un contenido de humedad elevado superior al 85% y un poder calorífico de 3 540 kcal/kg en base seca. El residuo final de la planta se puede utilizar como fertilizante o como componente de la dieta de animales, por ejemplo, peces.

El biogás producido puede emplearse en el calentamiento de agua, calefacción de ambientes, secado y cocción; y como energía radiante en iluminación y como combustible en máquinas de combustión interna [IEE, 1980]

En la **Tabla 4.2** se puede observar la composición del biogás.

Tabla 4.2
Composición química del Biogás

COMPONENTES	FÓRMULA QUÍMICA	(%)
Metano	CH ₄	60 – 70
Gas carbónico	CO ₂	30 – 40
Hidrógeno	H ₂	1.0
Nitrógeno	N ₂	0.5
Monóxido de Carbono	CO	0.1
Oxígeno	O ₂	0.1
Ácido sulfídrico	H ₂ S	0.1

La pureza del biogás se define con base en la concentración de metano en la mezcla [BOTERO y PRESTO, 1988].

En la **Tabla 4.3** se presentan algunas de las consideraciones de las plantas para el procesamiento de biogás.

Tabla 4.3
Tipos de biodigestores de procesamiento de Biogás

TIPO DE PLANTA	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Campana flotante	Manejo fácil. Presión de gas constante. Volumen de gas producido observable por nivel de la campana.	Alto costo inicial. Cuando es metálica, problemas de corrosión de la misma: mantenimiento frecuente por pintura de la campana metálica
Cúpula fija	Bajo costo construcción. No tiene partes móviles. No tiene partes metálicas oxidables. Larga vida útil.	Presión de gas variable. Su presión puede ser elevada y por tanto requiere de sellos adecuados para evitar fugas de gas.
Balón	Bajo costo de construcción. Fácil transporte e instalación. Construcción horizontal plana.	Muy baja presión de gas. Corta vida útil (5 años). Es necesaria la protección y cuidado de la bolsa balón.

Los biodigestores son construidos en concreto, ladrillo, plástico, metal o fibra de vidrio. Generalmente se clasifican como de producción continua o discontinua, de acuerdo a su forma de operación (Figura 4.7).

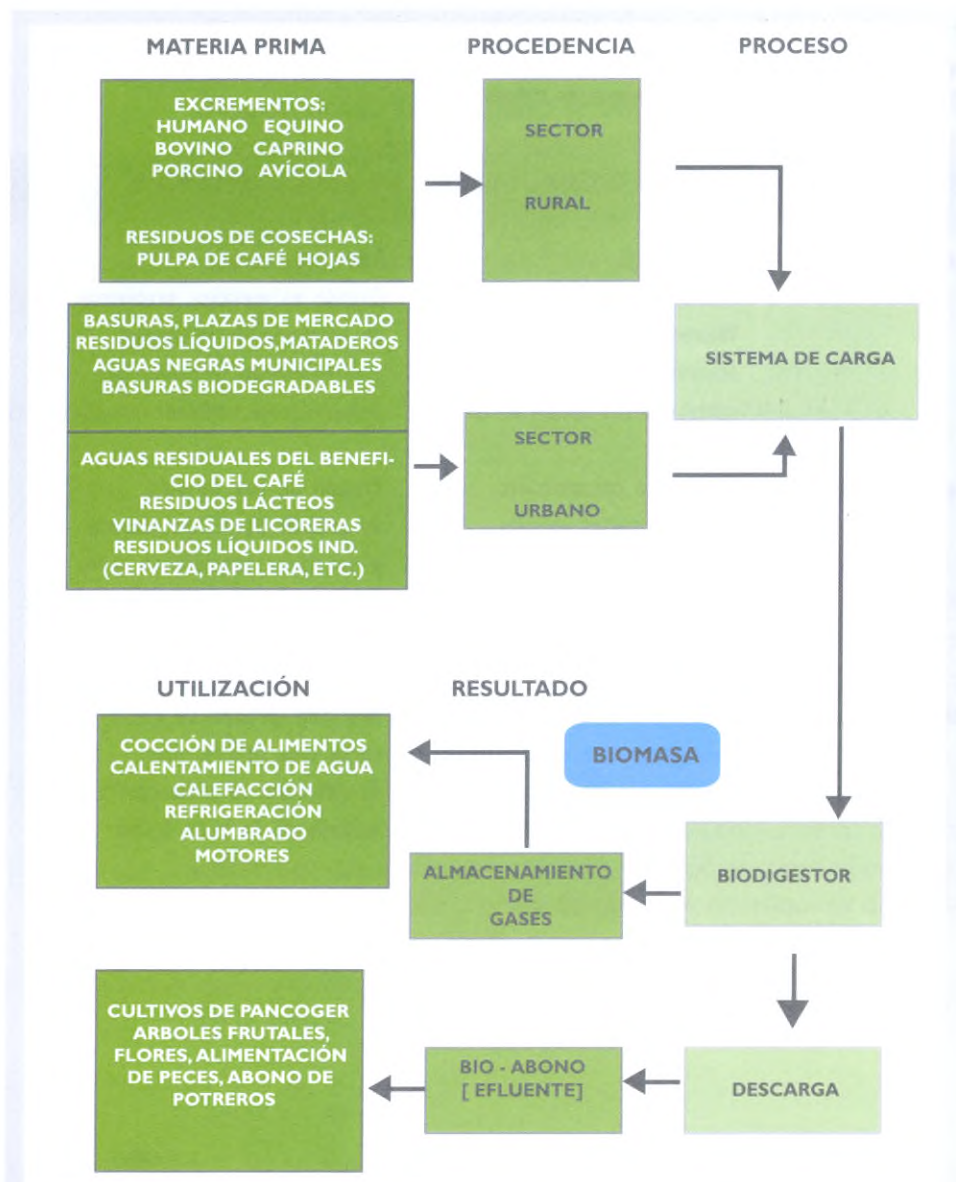


Figura 4.7

Esquema ilustrativo de la cadena de la Biomasa cuando se utilizan biodigestores

Biogás de residuos sólidos. Las mayores concentraciones de compuestos mayoritarios en el biogás procede de rellenos sanitarios, con aproximadamente un 40 a 50% de metano, 35 a 40% de

dióxido de carbono, 3 a 5% de nitrógeno y 2 a 3% de oxígeno. Debido a su contenido de metano, el biogás de los rellenos sanitarios posee un potencial energético considerable, proporcional al porcentaje en volumen de dicho gas.

En la fase aerobia se producen las rupturas moleculares de las cadenas orgánicas de diferente tipo contenidas en los residuos, originando compuestos intermedios. Es en la etapa anaerobia cuando estrictamente se producen las reacciones de metanogénesis (formación de metano) y de formación de dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno, principalmente. El proceso es fundamentalmente exotérmico y es favorecido por la humedad.

* **Combustibles alcohólicos**

De la biomasa se pueden producir combustibles líquidos como etanol y metanol. El primero se produce por medio de la fermentación de azúcares y el segundo por la destilación destructiva de madera. Estos combustibles se pueden utilizar en forma pura o mezclados con otros, como combustible para la propulsión de máquinas.

* **Biodiesel**

El biodiesel se compone de ácidos grasos y ésteres alcalinos, obtenidos de aceites vegetales, grasa animal y grasas recicladas. A partir de un proceso llamado "transesterificación", los aceites derivados orgánicamente se combinan con alcohol (etanol o metanol) y se alteran químicamente para formar ésteres grasos como el etil o metil éster. Estos pueden ser mezclados con diesel o usados directamente como combustibles en motores comunes. El biodiesel es utilizado, típicamente, como aditivo del diesel en proporción del 20%, aunque otras proporciones también son usadas, dependiendo del costo del combustible base y de los beneficios esperados.

* **Pirólisis**

Estos procesos transforman la biomasa en un producto de más alto valor energético, con una densidad y un valor calorífico mayor, los cuales hacen más conveniente su utilización y transporte.

Cuando la biomasa es quemada bajo condiciones controladas, su estructura se rompe en compuestos gaseosos, líquidos y sólidos, fácilmente degradables. Este proceso se conoce como pirólisis o termólisis.

La pirólisis utiliza el calor indirecto para convertir los materiales sólidos orgánicos en gases y sólidos con alto contenido de carbón. La conversión se lleva a cabo en una cámara de reacción donde el aire (oxígeno) está totalmente excluido.

- * **Producción de carbón vegetal**

La biomasa se oxida con una disponibilidad restringida de aire, lo cual impide que la combustión sea completa. El residuo sólido resultante (carbón) no produce humo y es ideal para uso doméstico. Usualmente, este carbón es obtenido de la madera, pero también se usan otras fuentes como cáscara de coco y algunos residuos agrícolas.

- * **Licuefacción**

En estos procesos la biomasa utilizable es principalmente madera, la cual reacciona con vapor o hidrógeno y monóxido de carbón, produciendo sustancias químicas en su fase líquida. Las reacciones químicas en éste proceso, son semejantes a las de la gasificación pero a menores temperaturas, y a presiones más altas. La licuefacción puede ser directa, dando origen a líquidos orgánicos oxigenados llamados también aceites pirolíticos (pesados) los cuales requieren ser refinados antes de usarse como combustibles (diesel, gasolina o metanol).

PARÁMETROS IMPORTANTES DE LA BIOMASA

Las plantas de generación de energía con biomasa son plantas termoeléctricas, y por lo tanto aplican todos los parámetros técnicos que se usan en las termoeléctricas convencionales. La principal diferencia con las plantas convencionales es el combustible utilizado y sus características. Entre los parámetros de interés se resaltan las siguientes:

- * **Costo y volumen del combustible usado en el sistema de biomasa.** En los casos del bagazo, residuos agrícolas, y residuos municipales no hay costo del combustible en sí, sino que se considera el costo del tratamiento para hacerlo utilizable por la planta generadora. Cuando se trata de cultivos energéticos con dedicación exclusiva para generación ("bosques de leña"), se considera el costo de ciclo de vida del cultivo.
- * **Poder calorífico del combustible.** Permite determinar la cantidad de biomasa requerida para generar una determinada cantidad de energía en un sistema que tiene una eficiencia dada (kW/kg de biomasa).
- * **Eficiencia.** Para procesos termoquímicos la quema directa y la quema combinada pueden alcanzar valores de eficiencia del 20 y 37%, respectivamente; la pirólisis con carbón natural 20%, con gas – metanol 38% y la gasificación 33%; en procesos bioquímicos se logran eficiencias de alrededor del 38%.

- * **Tiempos de construcción.** Para los sistemas con turbinas de gas, de acuerdo con su tamaño y complejidad, el tiempo de construcción oscila entre 4 meses (para sistemas pequeños con ciclo simple) y 20 meses (para sistemas grandes con ciclo combinado). Los sistemas con ciclo de vapor tienen un tiempo de construcción hasta de dos años.
- * **Costos.** En economías con alta dependencia de la agricultura, el uso apropiado de la biomasa ofrece una alternativa para reducir los costos de operación por concepto de insumos energéticos. Adicionalmente, proporciona una solución para los problemas higiénico-ambientales del manejo y disposición de los desechos orgánicos.

En la actualidad las plantas de energía de combustión directa tienen un costo de generación de electricidad del orden de US\$0.09/kWh. En el futuro, tecnologías avanzadas como la gasificación podrían generar energía eléctrica a un costo tan bajo como US\$0.05/kWh. En comparación, una nueva planta de energía de ciclo combinado que usa gas natural como combustible puede generar electricidad a un costo de US\$0.04/kWh [EERE, 2004].



Figura 4.8

Estación de Energía de Biomasa en Takikawa, Japon

Disponible en: www.culturamarcial.com.ar/articulos/EVPF.htm. Julio de 2005

4.2 ASPECTOS AMBIENTALES

El aprovechamiento de la biomasa como fuente de energía ofrece un amplio rango de beneficios ambientales, ya que puede contribuir a mitigar el cambio climático y el efecto invernadero, ayudando a

reducir la lluvia ácida, prevenir la erosión de los suelos y la contaminación de las fuentes de agua, reducir el tamaño del problema de basura urbana, enriquecer el hábitat de la vida silvestre y ayudar a mantener la salud humana y estabilidad de los ecosistemas [BUN-CA, 2002].

La actividad humana emite a la atmósfera millones de toneladas de los denominados "gases de efecto invernadero", principalmente a causa del uso de combustibles fósiles. Tales gases incluyen, entre otros, el dióxido de carbono y el metano.

Así mismo, el metano que escapa de los rellenos sanitarios y de las aguas residuales de procesos industriales, agrícolas y urbanos, se puede minimizar al convertirlo en energía térmica, eléctrica o mecánica.

Dado que la biomasa no contiene azufre, su conversión a energía térmica o eléctrica no produce lluvia ácida, la cual es producida, principalmente, por las emanaciones de sulfuro y óxido de nitrógeno provenientes de la combustión de hidrocarburos, y causa la muerte de cultivos y la contaminación de las aguas, además de ser nocivo para la vida humana y silvestre.

Por otra parte, los cultivos y plantaciones energéticas ayudan a estabilizar los suelos, lo cual contribuye a la reducción de la erosión y la pérdida de nutrientes del suelo. Así mismo, los cultivos energéticos son hábitats de todo tipo de vida silvestre, y ciertas plantaciones energéticas pueden ofrecer refugio para aves y otros animales, especialmente si son planificados apropiadamente; además, pueden ser un soporte vital para bosques centenarios que albergan hábitats no sustituibles.

Los procesos de digestión anaeróbica reducen la contaminación producida por los desechos animales y agrícolas, debido al tratamiento que se les realiza en los biodigestores antes de ser liberados en suelos y ríos.

La combustión de los desechos de aserrío puede evitar que el aserrín y las astillas producidas en los aserraderos contaminen fuentes de agua y el suelo.

El aprovechamiento de los residuos urbanos y agrícolas en sistemas de combustión de los mismos para generación de energía eléctrica, reduce el volumen de los rellenos sanitarios y la producción del gas metano.

Para este tipo de tecnologías el principal impacto causado es la emisión de algunos agentes contaminadores aerotransportados desde los incineradores de desechos, tales como emisiones gaseosas de ácidos, metales tóxicos pesados, dióxidos y otros. Los metales tóxicos

pesados como el plomo están relacionados a una variedad de problemas de salud tales como desórdenes del sistema nervioso, siendo, adicionalmente, considerados cancerígenos. Así mismo se encuentran las emisiones liberadas a la atmósfera en forma de ceniza, de la cual, gran parte se puede remover por medio de temperaturas de incineración adecuadas y la utilización de equipos de control de emisiones.

4.3 POTENCIAL DE LA BIOMASA Y DESECHOS EN EL MUNDO

Según un informe de la WWF (Fondo Mundial para la Naturaleza) y la Asociación Europea de la Industria de la Biomasa (AEBIOM, por su sigla en inglés), la biomasa constituye una fuente de energía que, además de ser eficiente en términos de costos y neutral en cuanto a emisión de carbono, para el año 2020 puede satisfacer el 15% de la demanda de energía de los países industrializados, comparado al actual 1%. Esto permite suministrar electricidad a 100 millones de hogares, lo cual será equivalente a reemplazar cerca de 400 grandes estaciones eléctricas tradicionales. El informe también indica que este aumento sustancial en la biomasa para la producción de energía limpia requiere menos del 2% del terreno de las naciones industrializadas y no compete con la producción de alimentos ni la conservación de la naturaleza [WWF, 2004].

En América Latina, Brasil está a la vanguardia en la utilización de esta fuente energética. El 30% del consumo primario nacional bruto de energía proviene de productos de biomasa. La mitad de la energía actualmente derivada de la biomasa hoy Brasil es producida comercialmente de bosques y plantaciones sustentables, que suministran energía a las industrias del acero, de la caña de azúcar y de pulpa y papel. La industria del hierro colado y del acero utiliza el carbón que se produce de los cultivos de corta rotación de bosques de eucalipto.

Existe un proyecto en Guatemala con una planta de biomasa con capacidad total de 15 MW. El combustible primordial serán los desechos de madera que existen en gran cantidad cerca al lugar en lugar del proyecto, el cual producirá aproximadamente 2.3 millones de toneladas métricas de emisiones de CO₂ equivalente durante el periodo de vida útil, que será de 20 años.

En El Salvador se utilizan los desechos del beneficiado de café para la generación de energía en forma de electricidad y calor en "Las Quebradas", (con una capacidad máxima para la generación de energía térmica de 250 kW térmica y de 50 kW eléctricos), suministrando la energía requerida para sus operaciones y entregando el excedente a la red pública {Figura 4.9}.

Figura 4.9

Beneficio de café
para obtención
de gas metano.
Las Quebradas,
El Salvador
[BUN-CA, 2002]



DESARROLLOS DE LOS PROCESOS BIOLÓGICOS EN LA GENERACIÓN

En algunos países europeos, como Alemania, Francia y Holanda, los residuos animales se están convirtiendo en un problema por su producción de metano, pero pueden utilizarse para producir energía a través de un proceso de fermentación. En China se ha utilizado esta tecnología desde hace más de 200 años, y actualmente tienen 10 millones de digestores de biogás que aprovechan este tipo de residuos; sin embargo no cuentan con un desarrollo tecnológico comparable con el europeo, especialmente el de Alemania.

El mercado de la generación de energía mediante el uso del biogás aún está en una etapa inicial de desarrollo, en relación con el enorme potencial que tiene este combustible, siendo los países europeos los poseedores del desarrollo y la tecnología de punta en esta fuente energética.

En este sentido, el objetivo general de los países europeos es incrementar la capacidad de generación de energía mediante fuentes renovables hasta el final de esta década, de manera que para el año 2010 se espera que la generación por biogás sea de 38.4 TWh **{Figura 4.10}**.

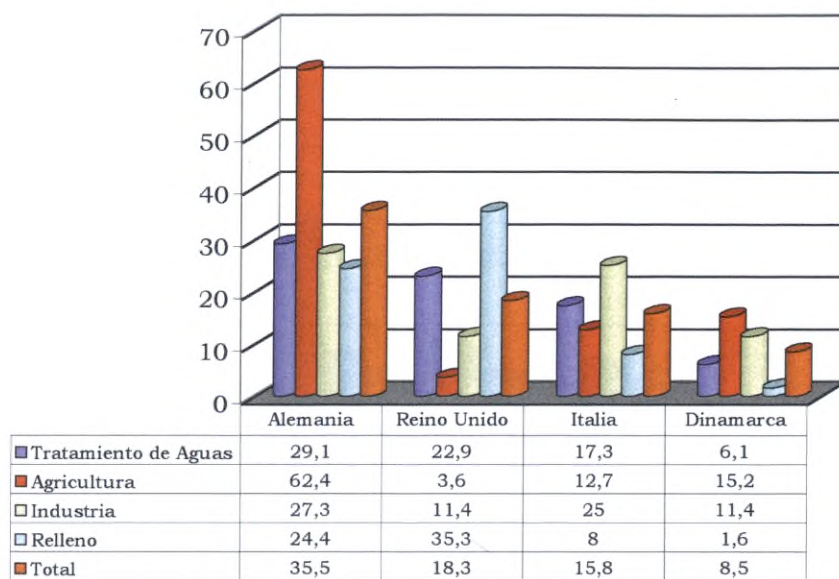


Figura 4.10

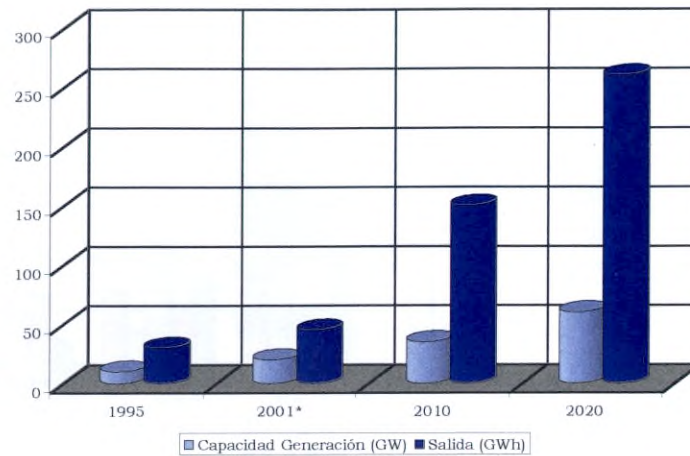
Capacidad del Biogás por Sectores en Europa (%) [U. NACIONAL, 2004]

En la figura anterior se aprecia que el sector agrícola es el que mayor potencial tiene para seguir creciendo, seguido por el sector de aguas residuales, el sector industrial y los rellenos sanitarios, que tendrán un alto potencial en esta década.

DESARROLLOS DE LA COMBUSTIÓN DIRECTA DE BIOMASA

En Europa, Francia es el país que mayor cantidad de biomasa consume (más de 9 millones de toneladas equivalentes de petróleo), seguido de Suecia. En España la biomasa es la energía renovable que más contribuye al abastecimiento energético; en 1994, se consumió biomasa en una cantidad equivalente a 3.8 millones de toneladas de petróleo, que representa el 31% de la contribución total de las energías no convencionales, de la cual, la mayor parte -alrededor del 56% del total-, fue consumida en el sector doméstico.

En la **Figura 4.11** se presentan las perspectivas para la generación a partir del uso de la biomasa, en Europa durante los próximos años.

**Figura 4.11**

Generación con base en Biomasa, en Europa [HENN,2003]

En la **Tabla 4.4** se presenta la capacidad de generación de energía eléctrica, actual y proyectada, a partir de biomasa en América del Norte.

Tabla 4.4
Capacidad de generación de energía eléctrica Proyectos de biomasa América del Norte [HENN, 2003]

PAÍS	ENERGÍA RENOVABLE	ESTADO	CAPACIDAD TOTAL (MW)
CANADÁ	Biomasa — Combustión	Instalado	1 779
	Biomasa — Combustión	En planeación	51
	Biomasa — Combustión	Propuesto	126
	Biomasa — Combustión	En construcción	26
	Total		1 982
ESTADOS UNIDOS	Biomasa — Combustión	Instalado	14
	Biomasa — Combustión	En planeación	11 834
	Biomasa — Combustión	Propuesto	532
	Biomasa — Combustión	En construcción	370
	Total		12 750
MÉXICO	Biomasa- Biogás	Instalado	9
	Biomasa — Biogás	En planeación	6
	Biomasa — Combustión	Instalado	173
	Total		188

DESARROLLOS DE LA COMBUSTIÓN DIRECTA DE RESIDUOS

En algunas ciudades europeas y regiones de Norteamérica (Ontario) se ha desarrollado la combustión de residuos municipales (incineración de residuos sólidos) para el suministro de energía local **Tabla 4.5**. Por ejemplo, en ciudades como París se utiliza este sistema desde principios del siglo XX de forma continua e intensiva.

Tabla 4.5
Producción y tratamiento de los residuos sólidos en Europa [ISWA, 1999]

PAÍS	kg/hab/día	BASURERO (%)	COMPOST. (%)	INCINERACIÓN (%)	RECICLAJE (%)	AÑO
Austria	0.88	55	17	12	16	1994
Francia	1.30	44	9	41	6	1991-1996
Alemania	1.21	47		19	34	1996
Grecia	0.81	94		1	5	1996
Hungría	1.06	87		9	4	1996
Italia	0.96	90		6	4	1996
Luxemburgo	1.48	20		65	15	1996
Holanda	1.14	50		17	33	1991-1995
España	1.12	76	10	4	10	1991-1995
Suecia	0.96	36	5	49	10	1991
Suiza	1.73	14		47	39	1995-1996
Reino Unido	1.54	90		8	2	1996

En la **Tabla 4.6** se resume la composición de los residuos en diferentes ciudades del mundo.

Tabla 4.6
Composición de los residuos de varias ciudades del mundo (%)

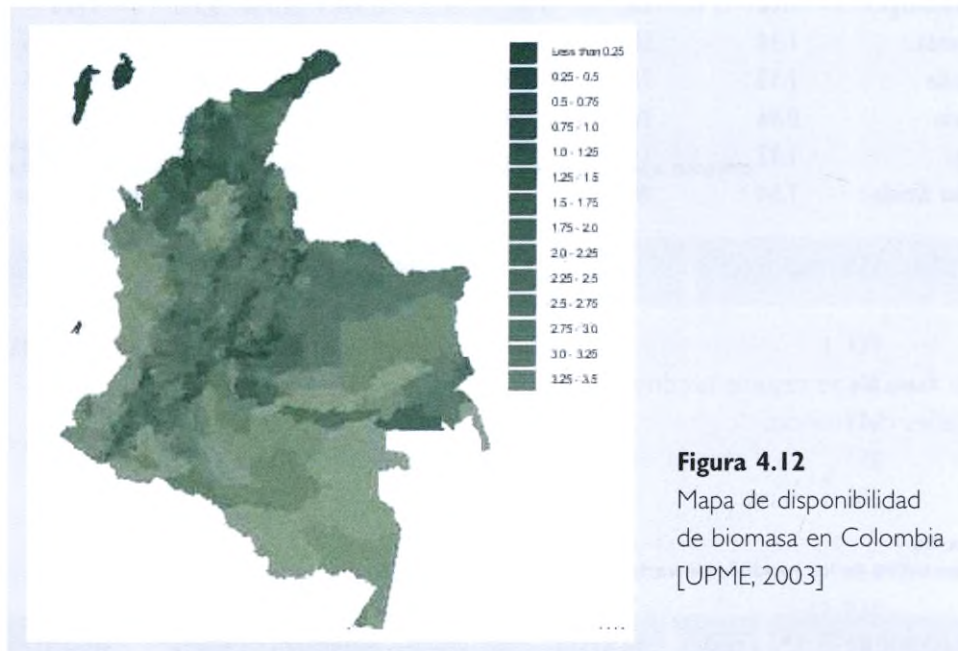
COMPOSICIÓN	LIMA	MEDELLÍN	SAO PAULO	LONDRES	TOKIO	MÉXICO
Biomasa Fermentable	81.4	70.0	70.0	20.0	32.0	75.0
Papel y Cartón	1.0	8.6	16.8	34.0	36.0	9.2
Plástico	0.9	7.0	1.2	1.3	9.6	1.5
Textiles	1.8	3.0	2.3	2.4	3.6	0.6
Vidrio	1.3	1.4	1.5	10.9	5.0	3.1
Otros	13.6	10.0	8.2	31.3	13.8	10.6

4.4 POTENCIAL DE LA BIOMASA Y RESIDUOS EN COLOMBIA

Se cuenta con plantas autogeneradores de electricidad a partir del biogás obtenido con la digestión del material orgánico en las plantas de tratamiento de aguas residuales, como ocurre en la Planta de Tratamiento de San Fernando (propiedad de EEPPM), la cual tiene una capacidad instalada de 6 MW.

La combustión directa de biomasa en Colombia para la generación de electricidad se ha visto impulsada por los ingenios azucareros, los cuales realizan la actividad de cogeneración y se conectan al sistema interconectado nacional [HERNÁNDEZ, 1997]. La generación de energía a partir del bagazo es considerada en el capítulo de Cogeneración.

En la **Figura 4.12** se presenta el mapa de disponibilidad de biomasa. Los lugares más claros hacen relación a alta densidad de materia de biomasa, y los más oscuros se refieren a los de menor densidad.



En Colombia, la UPME elaboró un estudio denominado "Potenciales de los cultivos y residuos agrícolas en Colombia", en el cual se analizan los diferentes escenarios en los que se puede aprovechar el potencial energético de diversos tipos de biomasa. En este estudio se identificó lo siguiente: "El potencial actual identificado que es de 16 267 MWh/año de energía primaria o potencial bruto, el cual se distribuye

así: aceite combustible 658 MWh/año, alcohol carburante 2 640 MWh/año, residuos agroindustriales y de cosecha 11 828, residuos de bosques plantados 442 MWh/año, residuos de bosques naturales 698 MWh/año" [UPME, 2003].

En el país, específicamente en la región centro (Huila y Tolima), donde se procesa y trilla el arroz, el potencial es de aproximadamente 97 MWh/año empleando los residuos en las plantas de cogeneración [UPME, 2003].

De acuerdo con las características de los residuos sólidos municipales en Colombia, se ha determinado que el mejor aprovechamiento energético posible de éstos es con biogás. Los mayores depósitos de residuos sólidos se ubican en los municipios de Bello y Don Matías en Antioquia, Mondoñedo y Doña Juana en Cundinamarca, y Cali y Palmira en el Valle del Cauca, sin embargo, no se han apropiado tecnologías para la explotación del metano originado por la descomposición de dichas basuras en la generación de energía eléctrica.

Se estima que el 85% de las basuras se genera en los hogares y el 15% restante lo produce el comercio, la industria, las instituciones, las plazas de mercado y las vías públicas. El 56% de los centros urbanos de Colombia disponen de las basuras en botaderos a cielo abierto y el 5% los arrojan a los ríos.

En la **Figura 4.13** se presenta la distribución de disposición actual de los residuos generados en Colombia. Los mismos se constituyen en una fuente importante para producción de energía eléctrica [PORTAFOLIO, 2004].

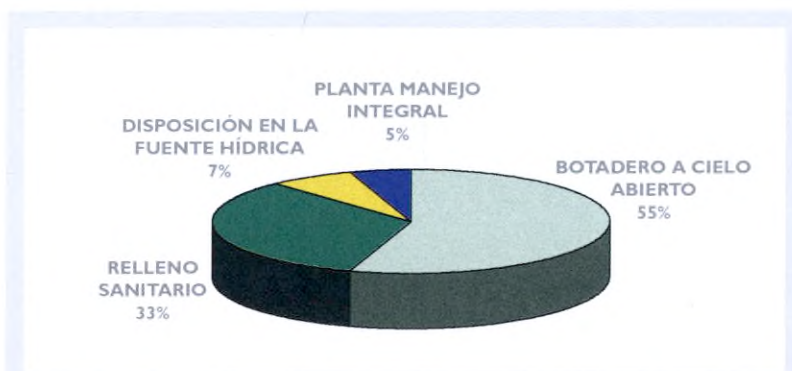


Figura 4.13

Disposición de residuos sólidos en Colombia [PORTAFOLIO, 2004]

Para el caso de la ciudad de Medellín, en los rellenos sanitarios se dispone de un potencial máximo estimado de 9.4 MW, que se podría utilizar en una planta de biogás en el relleno de la Curva de Rodas, con un caudal de gas de aproximadamente 6 200 m³N/h [DÍAZ, 2000]. Si se toma esta cifra como base para estimar el potencial en las principales ciudades del país (Bogotá, Medellín, Cali y Barranquilla), se tendría un total de 47 MW para la generación de energía a partir de residuos sólidos para estas cuatro ciudades.



OTRAS FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES

5

ISAGEN

GENERACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA

Existen otras fuentes de energía de origen renovable, con menor desarrollo, pero con igual o mayor potencial. Entre ellas se encuentran la energía mareomotriz y el hidrógeno; la primera aprovecha la energía del movimiento de la masa de agua marina, y la segunda, como un recurso energético proveniente de una fuente primaria, puede convertirse en un combustible con el cual se podrían reducir notablemente las emisiones de contaminantes a la atmósfera.

5.1. ENERGÍA MAREOMOTRIZ

Por ocupar los mares y océanos las tres cuartas partes de la tierra reciben la mayor parte de la radiación solar; por esta razón la energía mareomotriz puede aportar unos 635 000 GWh anuales, equivalentes a 1 045 millones barriles de petróleo anuales [ENERGÍAS ALTERNATIVAS, 2004].

Existen diferentes maneras de convertir la energía contenida en el mar, bien sea utilizando la energía mecánica de las mareas, de las olas o por medio de los gradientes térmicos. Estas opciones se describen a continuación.

ENERGÍA DE LAS MAREAS

Las mareas son uno de los tipos de ondas generadas por la atracción que ejercen la Luna y el Sol sobre la Tierra. Se utilizan, por lo menos, dos sistemas para convertir la energía disponible en las mareas.

El primer sistema consiste en utilizar la diferencia de niveles de agua oceánica producida a ambos lados de un dique que la encierra en marea alta {Figura 5.1}. Esta diferencia de niveles permite producir un flujo de agua que es conducido a través del dique para accionar turbinas y de esta manera generar energía eléctrica.

La presión del agua en estos embalses es baja en comparación con las obtenidas en las presas convencionales de centrales hidroeléctricas de ríos, por lo cual para obtener una potencia suficientemente alta es necesario instalar muchas turbinas, lo cual generalmente encarece la energía. Igualmente la potencia de estas centrales se ve afectada por los periodos de marea muerta, en los cuales la diferencia de niveles se reduce considerablemente [TORRES, 2003].

El segundo sistema de generación aprovecha las corrientes marinas que se presentan durante los periodos de marea, las cuales permiten

accionar turbinas (similar a las turbinas eólicas pero inmersas en el fondo del mar). Esta tecnología busca reemplazar los diques del primer sistema de generación [ENERGÍAS ALTERNATIVAS, 2004].

Figura 5.1

Estación Mareomotriz
de Rance – Francia. 240
MW
[TORRES, 2003]



ENERGÍA DE LAS OLAS

Se utilizan los movimientos oscilatorios de las olas del mar, que son producidos por la acción del viento costero y la gravitación. El movimiento oscilatorio de las olas almacena una gran cantidad de energía, la cual puede transformarse en energía mecánica y eléctrica mediante alguna de las siguientes alternativas de aprovechamiento: la primera, por medio de la construcción de un dique en zonas próximas al rompimiento de las olas, en donde se almacena agua para luego mover un conjunto de turbinas que permiten dar lugar a la generación; la segunda alternativa consiste en la disposición adecuada de elementos flotantes sobre la superficie del mar, como se observa en la **Figura 5.2**, de manera que los movimientos oscilantes de las olas son empleados para comprimir fluidos hidráulicos (conversión en energía potencial o de presión), que permiten, mediante la utilización de motores hidráulicos, accionar generadores.

Existe otro sistema de generación basado en la utilización de columnas de agua, orientadas de forma tal que las olas entran en ellas para comprimir aire. Este aire comprimido, es empleado para mover un conjunto turbina-generator [TORRES, 2003].



Figura 5.2

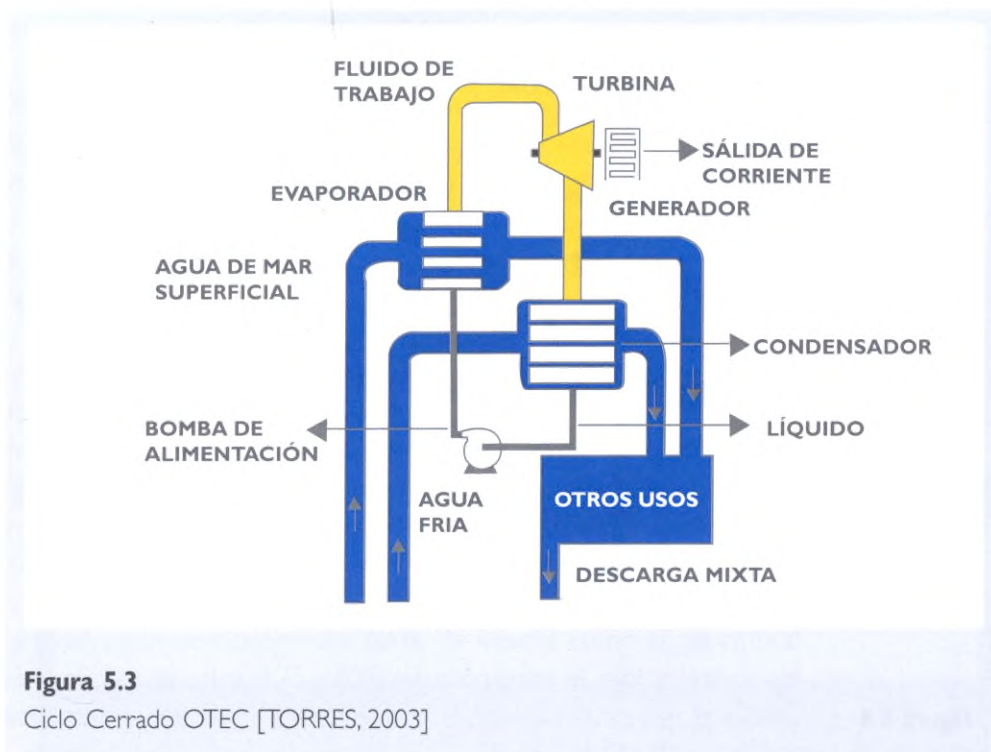
Dispositivos utilizados en la energía de olas [TORRES, 2003].

ENERGÍA TÉRMICA OCEÁNICA

La diferencia de temperatura que se presenta entre las aguas profundas y las superficiales, es resultado del grado de penetración y almacenamiento del calor solar en el agua del mar. Para convertir este gradiente se emplean ciclos térmicos que utilizan como fluido de trabajo sustancias con punto de ebullición bajos, como el amoníaco.

Las plantas de Conversión de Energía Térmica del Océano (Ocean Thermal Energy Conversion –OTEC–) se dividen según su funcionamiento en las de ciclo cerrado, ciclo abierto y un ciclo híbrido que corresponde a una combinación entre los dos primeros.

El ciclo cerrado OTEC (CC-OTEC) (**Figura 5.3**) consiste en la utilización de un fluido de trabajo (por ejemplo amoníaco), el cual, al calentarse con el agua superficial del océano pasa a su fase de vapor; en este estado pasa por una turbina que se encuentra acoplada a un generador que produce la electricidad. El agua fría del océano, la cual debe bombearse desde aproximadamente 700 m de profundidad, se utiliza para condensar el fluido de trabajo y se vuelve a iniciar el ciclo.

**Figura 5.3**

Ciclo Cerrado OTEC [TORRES, 2003]

En las plantas de ciclo abierto CA-OTEC (Figura 5.4) el fluido de trabajo es el agua de mar, la cual al hacerla pasar por una cámara de vacío se evapora a la temperatura superficial. Este vapor pasa por una turbina de baja presión acoplada a un generador que produce la electricidad. El agua profunda con baja temperatura condensa el vapor desalinizado proveniente de la turbina, ya sea por contacto con una superficie fría que hace de intercambiador de calor produciendo agua desalinizada como subproducto, o mediante el contacto directo del vapor con el agua fría, lo cual permite comprimir los gases no condensables a presiones suficientes para ser evacuados del sistema, operando la bomba de vacío utilizada al inicio del ciclo para evaporar el agua de mar superficial.

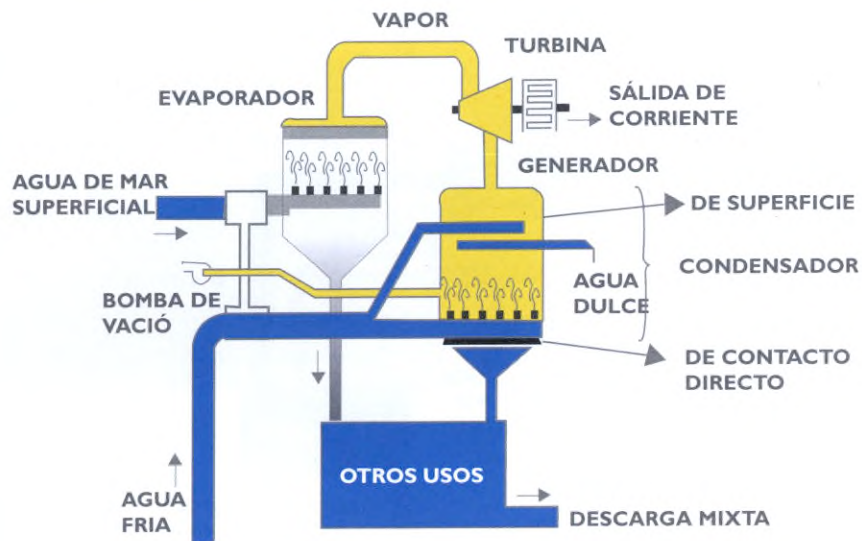


Figura 5.4

Ciclo abierto OTEC [TORRES, 2003]

Un tercer tipo de planta OTEC se conoce como ciclo híbrido, que se basa en la producción de electricidad mediante un ciclo cerrado y en una segunda fase utilizando el agua residual del ciclo de generación de energía a través de un ciclo abierto, aprovechando de esta forma las máximas eficiencias de cada uno de los ciclos [TORRES, 2003].

5.2. HIDRÓGENO

El hidrógeno es un elemento en estado gaseoso en condiciones ambientales normales, fácil de transportar y distribuir, lo que permite su aplicación.

No es una fuente de energía primaria como el carbón y el gas, sino un recurso energético secundario producido a partir de otras fuentes.

La alternativa de utilizar hidrógeno en celdas de combustible se plantea como una solución a la búsqueda de un combustible de uso directo, limpio, abundante y que puede utilizarse en diferentes aplicaciones prácticas.

PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

El hidrógeno puede producirse por distintas tecnologías. En algunas de ellas intervienen procesos industriales consolidados, mientras que otras están aún en fase de investigación y desarrollo. En la actualidad la producción de hidrógeno se realiza a gran escala, no disponiéndose aún de tecnologías de producción a pequeña escala a costos razonables.

En la **Figura 5.5**, se presentan las diferentes fuentes de donde se puede obtener el hidrógeno y sus aplicaciones. Básicamente el hidrógeno puede obtenerse de hidrocarburos tales como el gas natural (la principal fuente en la actualidad), carbón o biomasa; o también de la electrólisis del agua, la cual necesita energía eléctrica proveniente de cualquier proceso de generación.

La producción de hidrógeno a partir de fuentes como el gas natural tiene eficiencias entre el 75 y 80% (relación entre el valor calorífico del hidrógeno y la energía consumida en el proceso), mientras que para la electrólisis se logran valores del 56 al 73% [NREL, 2004].

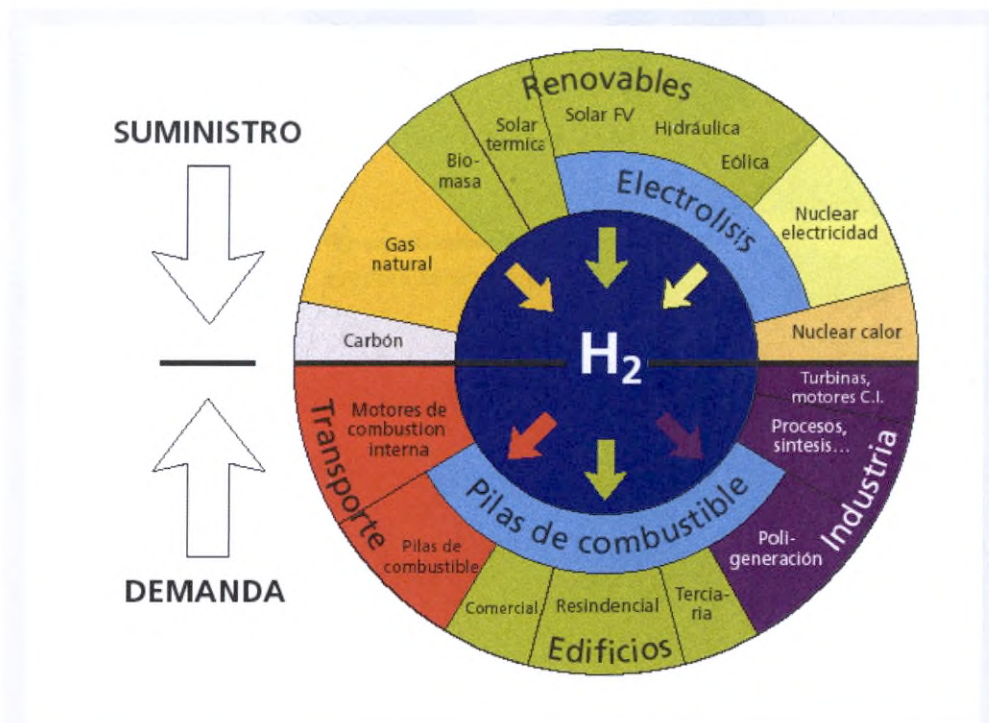


Figura 5.5

Hidrógeno: fuentes de energía primarias, convertidores de energía y aplicaciones [GRUPO DE ALTO NIVEL DE LA COMISIÓN EUROPEA, 2003]

PILAS DE COMBUSTIÓN

Las pilas o celdas de combustión son dispositivos electroquímicos que permiten la transformación directa de energía química en eléctrica, produciendo además una baja emisión de sustancias contaminantes (Figura 5.6).

Una celda de combustión está constituida por celdas conectadas eléctricamente, conformadas por dos electrodos (cátodo y ánodo) separados por un electrolito. La energía eléctrica se genera combinando H_2 (combustible) y O_2 (oxidante) mediante una reacción electroquímica sin combustión, produciendo como únicos subproductos calor y agua.

La eficiencia de las pilas de combustión en procesos de generación de energía eléctrica se sitúa entre el 35 y 45% [NREL, 2003].

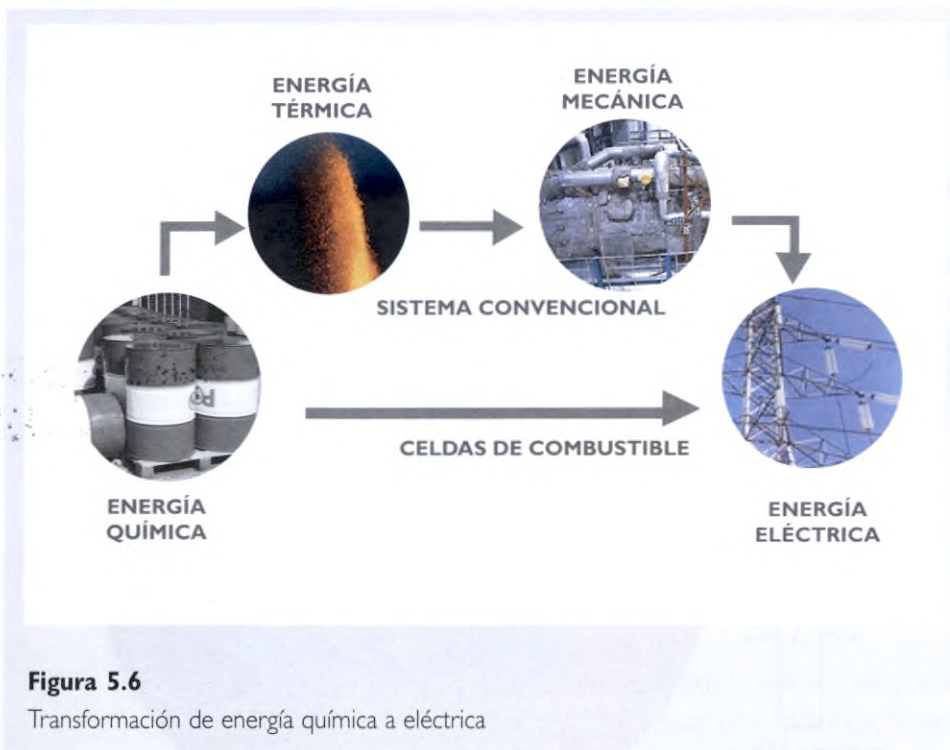


Figura 5.6

Transformación de energía química a eléctrica



COGENERACIÓN

Ministerio de Minas y Energía
BIBLIOTECA

ISAGEN
GENERACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA

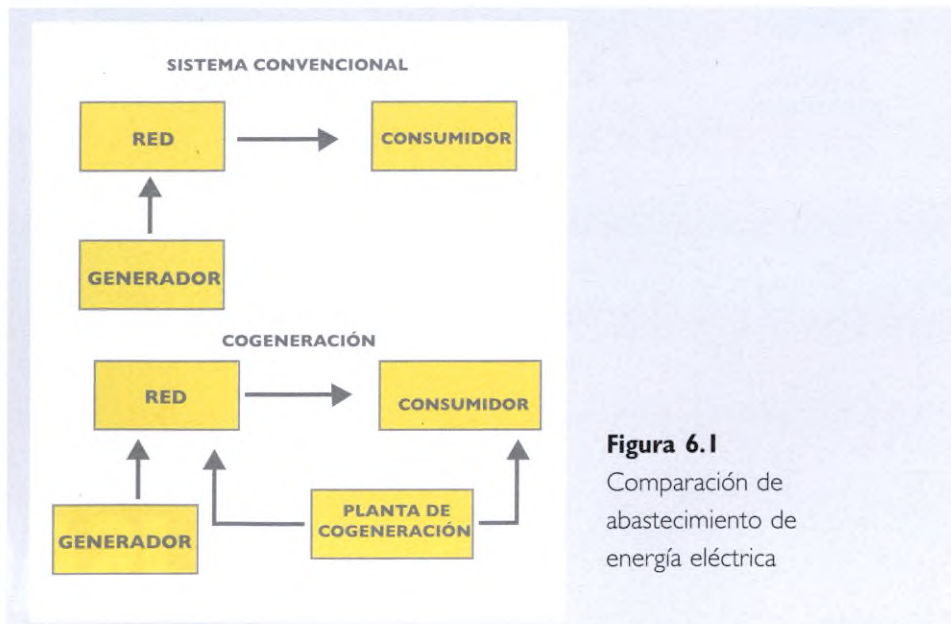
El concepto de cogeneración se utiliza para definir los sistemas tecnológicos que, a partir de una sola fuente de energía primaria, producen en forma secuencial dos diferentes tipos de energía: calor y electricidad.

Las aplicaciones en las cuales se utilizan la energía térmica y eléctrica son bastante amplias en industrias relacionadas con los hidrocarburos, el papel, las cerámicas, los alimentos y las bebidas, entre otros. Igualmente en el sector de servicios se encuentran hoteles, hospitales, centros comerciales, edificios, escuelas, etc. Por lo tanto, técnicamente cualquier empresa de los sectores mencionados que tenga requerimientos de energía eléctrica y de energía térmica, pueden implementar un sistema de cogeneración.

6.1 ASPECTOS GENERALES

La cogeneración es la producción combinada de energía eléctrica y energía térmica a partir de un mismo recurso, que hace parte integrante de una actividad productiva.

Una de las ventajas para las industrias que se abastecen por medio de la cogeneración consiste en la mayor eficiencia en el aprovechamiento energético disponible, tanto en calor como en electricidad, incluyendo la posibilidad de obtener una mayor confiabilidad en el suministro energético y la reducción de costos. En la **Figura 6.1** se presenta la comparación entre un sistema convencional de suministro de energía y uno con cogeneración.



Un sistema de cogeneración es una solución particular para cada industria o empresa que lo implemente; es decir, existe la posibilidad de analizar diversas combinaciones de tecnologías, tamaños y combustibles.

SISTEMAS DE COGENERACIÓN

Una central de cogeneración de electricidad-calor funciona con turbinas o motores recíprocos, gas natural el combustible más utilizado en este tipo de plantas, aunque pueden utilizarse otros combustibles.

El funcionamiento de estas plantas es igual al de una planta térmica; la diferencia es que en la planta térmica normal el calor que sobra del proceso se desecha, mientras que en la cogeneración este calor se aprovecha para procesos diversos, de acuerdo a los requerimientos particulares de cada usuario. En la **Figura 6.2** se ilustra el funcionamiento de una instalación de cogeneración.

En los sistemas de cogeneración se aprovecha hasta el 84% de la energía contenida en el combustible para la generación de energía eléctrica y calor:

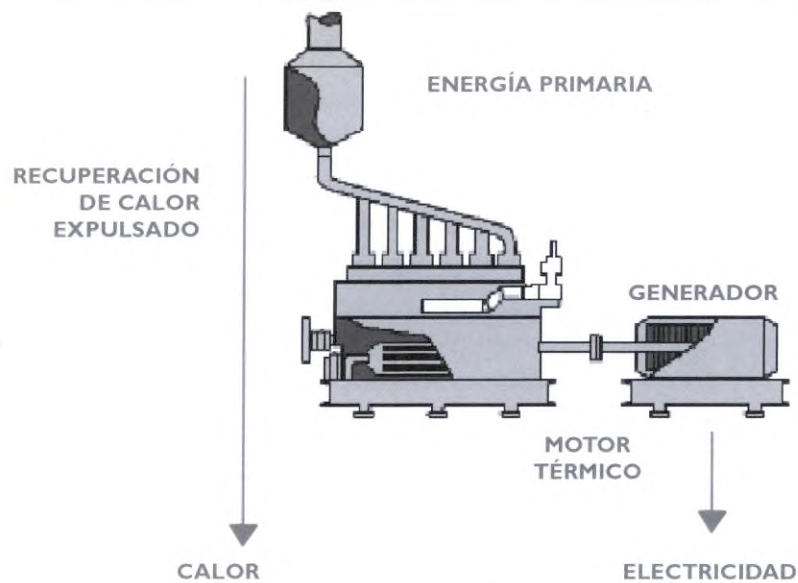


Figura 6.2

Funcionamiento de una planta de cogeneración

A continuación se presenta una clasificación de los sistemas de cogeneración de acuerdo al orden en que se produce la energía eléctrica o mecánica y la energía térmica, posteriormente se mencionan las principales tecnologías de cogeneración.

* **Topping Cycle (ciclo superior)**

Son aquellos sistemas en los que la energía primaria se utiliza en una máquina térmica para producir un fluido caliente y a presión, que genera energía mecánica y/o eléctrica, y el calor residual del fluido se utiliza en un proceso industrial. Este tipo de sistemas se utiliza principalmente en la industria textil, petrolera, celulosa y papel, cervecera, alimenticia, azucarera, entre otras, donde sus requerimientos de calor son moderados o bajos con temperaturas de 250°C a 600°C. En la **Figura 6.3** se presenta el diagrama de este ciclo, en donde W es el trabajo y Q_p el calor útil.

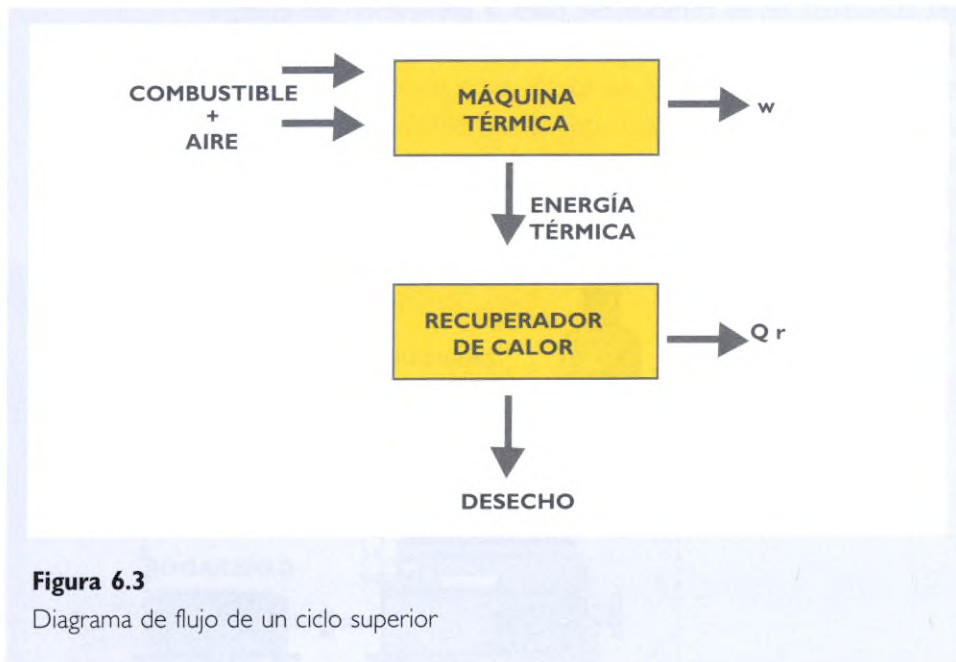


Figura 6.3

Diagrama de flujo de un ciclo superior

* **Bottoming Cycle (ciclo inferior)**

Son aquellos en los que la energía primaria se utiliza en el proceso industrial y la energía calórica no usada en el mismo se emplea en la generación de energía mecánica o eléctrica **{Figura 6.4}**.

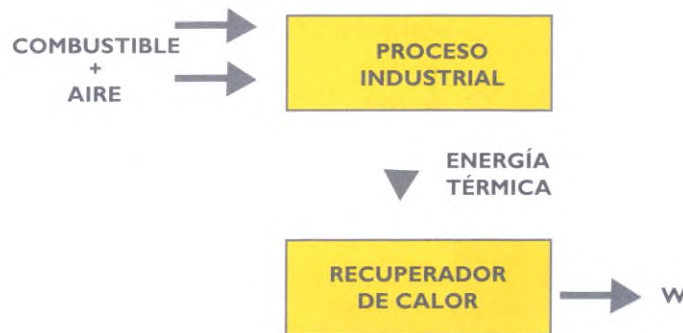


Figura 6.4

Diagrama de flujo de un ciclo inferior (Bottoming Cycle)

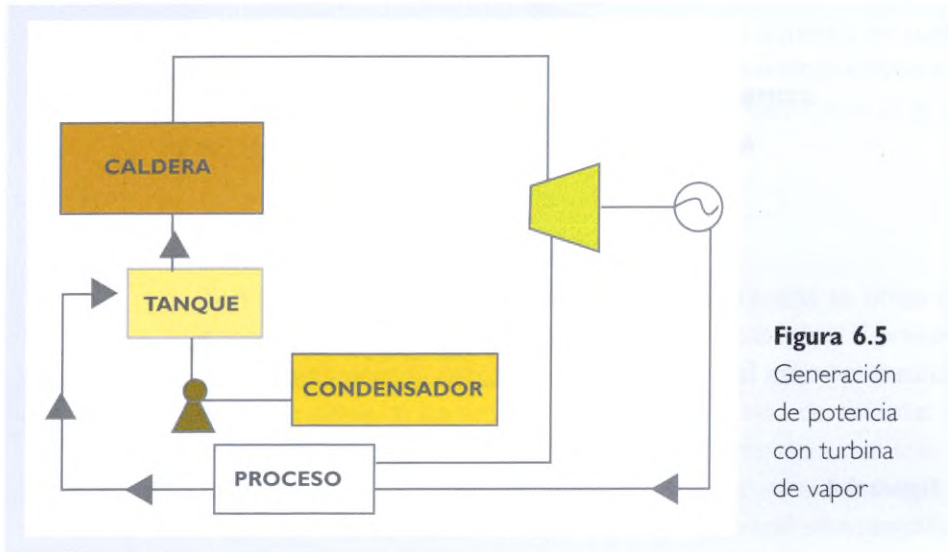
Estos ciclos están asociados con procesos industriales en los que se presentan altas temperaturas, como es el caso de la industria cementera, siderúrgica, vidriera y química, donde se alcanzan temperaturas de los productos residuales del orden de 900°C , que puede ser utilizado para la producción de vapor y electricidad.

* **Motores alternativos de combustión interna**

El motor alternativo genera una cantidad de energía eléctrica por unidad de combustible consumido con eficiencias entre 34 y 41%; los gases residuales salen a temperaturas entre 250 y 350°C , con los cuales se puede producir vapor de baja presión (de 10 a 15 kg/cm^2) o agua caliente de 80 a 100°C .

* **Turbinas de vapor**

En esta configuración la energía mecánica es producida en una turbina, acoplada a un generador eléctrico, mediante la expansión de vapor de alta presión generado en una caldera. Las turbinas de vapor se dividen en tres tipos: a contrapresión, a extracción y a condensación, diseñadas de acuerdo con las necesidades de cada usuario {Figura 6.5}. Debido a que en la caldera se tiene un intercambiador indirecto de calor, se pueden usar diferentes tipos de combustibles sólidos (ej, carbón, bagazo) o líquidos (fuel oil) para este proceso.

**Figura 6.5**

Generación de potencia con turbina de vapor

En las turbinas de contrapresión la principal característica es que el vapor, cuando sale de la turbina, se envía directamente al proceso, sin necesidad de contar con un condensador y equipo periférico, como torres de enfriamiento.

En la turbina de extracción/condensación, una parte del vapor puede extraerse en uno o varios puntos de la turbina antes de la salida al condensador, obteniendo así vapor a varias presiones, mientras que el resto del vapor se expande hasta la salida al condensador.

* Turbinas a gas en ciclo simple

En este arreglo un compresor alimenta aire a alta presión a una cámara de combustión en la que se inyecta el combustible, que al quemarse generará gases a alta temperatura y presión, que a su vez, alimentan a la turbina donde se expanden generando energía mecánica que se transforma en energía eléctrica a través de un generador acoplado a la turbina (**Figura 6.6**). El combustible utilizado para este proceso puede ser gaseoso (ej, gas natural) o líquido de volatilidad adecuada.

Los gases de escape tienen una temperatura que va de 500 a 650°C. Estos gases son relativamente limpios y por lo tanto se pueden aplicar directamente a procesos de secado, o ser aprovechados para procesos de combustión posteriores, ya que tienen un contenido de oxígeno de alrededor del 15%. Debido a su alta temperatura, estos gases suelen ser empleados en un recuperador de calor (HRSG, del inglés "Heat Recovery Steam Generator"), para generar vapor que se utiliza en los procesos industriales.

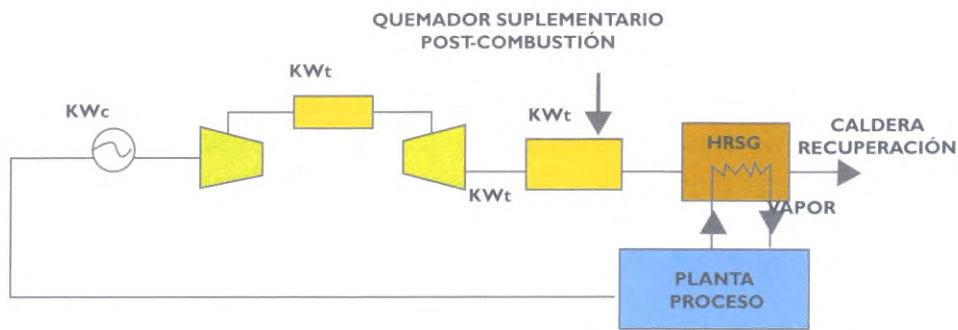


Figura 6.6

Generación de potencia con turbina a gas

* **Turbinas a gas en ciclo combinado**

Este sistema se caracteriza porque emplea una turbina de gas y una turbina de vapor. El calor de los gases producidos en la combustión de la turbina de gas se emplea para producir vapor a alta presión mediante una caldera de recuperación (HRSG), para accionar la turbina de vapor, sea de contrapresión o extracción-condensación, y producir por segunda vez energía eléctrica utilizando el vapor a la salida de la turbina o de las extracciones para los procesos implementados diferentes al de generación de energía eléctrica **{Figura 6.7}**.

Existen configuraciones diversas partiendo de las tecnologías básicas anteriores, las cuales se aplican dependiendo de los requerimientos de energía térmica y electricidad de cada usuario, siendo las de mayor aplicación las turbinas a gas.

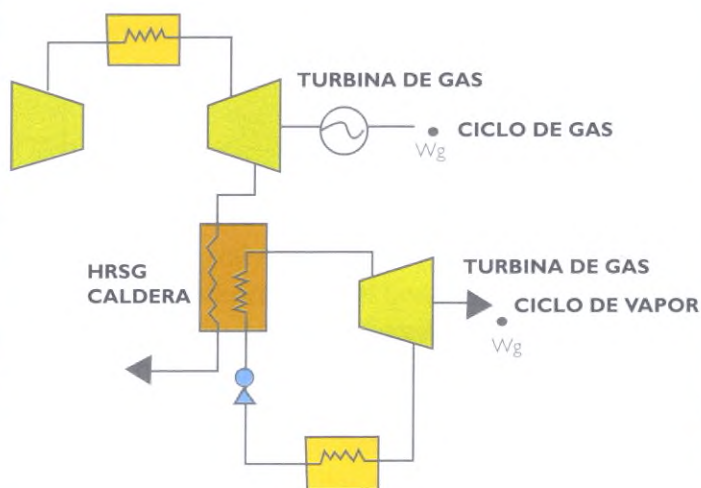


Figura 6.7

Generación de Potencia con Turbinas a Gas en Ciclo Combinado

PARÁMETROS IMPORTANTES DE LA COGENERACIÓN

Es importante recordar que los sistemas de cogeneración son plantas termoeléctricas convencionales con equipos de recuperación de energía térmica; Por lo tanto los parámetros básicos son compatibles con las plantas tradicionales. Como variables relevantes se presentan las siguientes:

- * **Demanda eléctrica del sistema.** Se refiere a la potencia eléctrica que puede ser atendida por el sistema.
- * **Demanda de energía térmica útil del sistema.** Corresponde a los requerimientos de energía térmica que se aprovechan en el proceso productivo.
- * **Energía térmica total suministrada al sistema.** Son los requerimientos de energía térmica que cubre el sistema de cogeneración.
- * **Energía eléctrica promedio producida.** Es la energía eléctrica total generada por el sistema durante el periodo de análisis.
- * **Calidad de la energía térmica requerida.** Normalmente expresado en el nivel de temperatura requerido por los procesos en los que se aprovecha la energía térmica.
- * **Eficiencia.** La eficiencia global se define como la relación de la energía útil entregada por el sistema sobre la energía entregada. La energía útil entregada por el sistema es la suma de la electricidad producida (E) más la energía térmica aprovechada (Q). La energía entregada al sistema es la aportada por el combustible (H_f).

Lo anterior se expresa como:

$$\eta = \frac{E + Q}{H_f}$$

ecuación 6.1

En la **Tabla 6.1** se presenta las distintas relaciones Energía eléctrica/Calor (E/C) y la eficiencia global para las diferentes configuraciones, adicionalmente se tiene en dicha tabla las eficiencias globales de cada configuración.

Tabla 6.1
Relaciones Electricidad/Calor y Eficiencias Globales para varias configuraciones [RIOS, 2003]

CONFIGURACIÓN (TECNOLOGÍA)	RELACIÓN ELECTRICIDAD/CALOR (E/C)	EFICIENCIA GLOBAL (%)
Caldera convencional más Turbina de Vapor	0.26	92.0
Turbina a Gas más Recuperador de Calor sin postcombustión	0.57	85.0
Turbina a Gas más Recuperador de Calor más postcombustión	0.35	88.5
Turbina a Gas más Recuperador de Calor sin postcombustión más Turbina de Vapor a contrapresión	1.16	93.0
Turbina a Gas más Recuperador de Calor con postcombustión más Turbina de Vapor a contrapresión	0.65	86.2
Turbina a Gas más Recuperador de Calor sin postcombustión más Turbina de Vapor a extracción/condensación	2.50	63.0
Turbina a Gas más caldera convencional	0.16	93.0
Turbina a Gas más Caldera convencional más Turbina de Vapor a contrapresión	0.50	81.4
Turbina a Gas más caldera convencional más Turbina de Vapor con extracción y condensación	1.30	60.3

* **Tiempos de construcción.** Los tiempos de construcción varían de acuerdo con la tecnología y el tamaño de los sistemas. Los sistemas con motor recíprocante tienen un tiempo de construcción relativamente corto, generalmente de 2 a 4 meses. Los sistemas con turbina de gas, de acuerdo con el tamaño y complejidad del sistema (ej, ciclo simple vs ciclo combinado) tienen un tiempo típico de construcción entre 4 meses para sistemas pequeños con ciclo simple, y 20 meses para sistemas grandes con ciclo combinado. Los sistemas con ciclo de vapor de tamaño moderado tienen un tiempo de construcción hasta de dos años para instalaciones que utilizan el carbón como combustible.

- * **Costos.** Los costos de un sistema de cogeneración son diferentes para cada situación, dependiendo generalmente del tipo de combustible disponible, de la magnitud del requerimiento energético de la empresa (si es gran consumidor de energía o no), y de los recursos que se estén sustituyendo.

En la **Tabla 6.2** se presentan algunos costos asociados a los sistemas de cogeneración.

Tabla 6.2
Costos de sistemas de Cogeneración [NREL, 2003] (*)

	MOTORES RECIPROCANTES	TURBINAS DE GAS	TURBINAS DE VAPOR	MICROTURBINAS
Rango de Aplicación (MW)	0.01 - 5	0.5 - 50	0.05 - 50	0.03 - 0.25
Costos de Instalación sólo generación Eléctrica(US\$/kW)	700 - 1 000	600 - 1 400	300 - 900	1 500 - 2 300
Costos de Instalación cogeneración (US\$/kW)	900 - 1 400	700 - 1 900	300 - 900	1 700 - 2 600
Costos de operación y mantenimiento (US\$/kWh) (**)	0.008 - 0.018	0.004 - 0.01	< 0.004	0.013 - 0.02

(*) Valores de 2003

(**) Estos costos no incluyen el combustible

6.2 ASPECTOS AMBIENTALES

La cogeneración como fuente alternativa para la generación de energía contribuye a la reducción de gases de efecto invernadero y emisión de partículas a la atmósfera (CO₂, SO₂, NO_x y partículas), por medio de los siguientes aspectos: ahorro en el consumo de combustibles y disminución de las pérdidas de transporte y distribución en el sistema eléctrico.

La cogeneración contribuye al ahorro energético, puesto que por una parte explota la energía proveniente del calor residual (vapor, gases de combustión, etc.) que las centrales convencionales desaprovechan, y de otra forma fomenta la producción distribuida de electricidad, lo que favorece la reducción de las pérdidas de transporte y distribución del sistema eléctrico, y la disminución de las inversiones en estas instalaciones.

El ahorro energético se refleja en una disminución de la energía primaria utilizada (petróleo, gas natural, carbón mineral y biomasa), al hacer un uso más eficiente de los energéticos.

6.3 POTENCIAL DE LA COGENERACIÓN EN EL MUNDO

En la Conferencia Mundial de Gas de Milán de 1994, se advirtió que el gas natural tomaría el liderazgo entre las fuentes de energía para la generación de electricidad, enfocado en las centrales térmicas y en la cogeneración. Esto es justificado en el rendimiento (eficiencia y potencia específica) de los motores reciprocantes de combustión interna y las turbinas de gas, además del aspecto ambiental que presiona la utilización de combustibles limpios y procesos de altas eficiencias. Lo anterior se reafirma al observar que la mayoría de la tecnología instalada en Europa utiliza gas natural con plantas de ciclo combinado. El estado del arte de la cogeneración en el mundo se resume en las **Tablas 6.3 a 6.6**, donde se presenta información sobre el número de plantas o unidades de cogeneración operando en diversos países, con algunas de sus características generales, agrupadas por tipos de tecnología como lo son las máquinas alternativas de combustión interna, las turbinas a gas en ciclo simple, turbinas a gas en ciclo combinado y las turbinas de vapor.

Tabla 6.3

Utilización de los motores recíprocos en diversos países empleados en tecnologías de Cogeneración [Congreso Mundial de Gas, 2000]

PAIS	NÚMERO DE PLANTAS	POTENCIA INSTALADA (MW)	CONSUMO ANUAL DE GAS (TJ)	ELECTRICIDAD PRODUCIDA (GWh/año)	OPERACIÓN ANUAL (hr/año)
AUSTRIA	14	20	560	60	3 000
BÉLGICA	117	60	2 150	190	3 165
DINAMARCA	322	775	40 000	4 000	5 160
FINLANDIA	6	30	1 000	110	3 665
FRANCIA	300	800	29 000	3 055	3 820
ALEMANIA	5 000	2 300	71 000	7 000	3 045
JAPÓN	475	306	15 020	1 377	4 500
HOLANDA	800	700	32 940	2 800	4 000
SUECIA	4	13	670	70	5 385
ITALIA	312	335	12 390	1 018	3 039
ESPAÑA	650	1 265	-	-	-

Tabla 6.4

Utilización de las turbinas a gas en ciclo simple en diversos países empleados en tecnologías de Cogeneración [Congreso Mundial de Gas, 2000]

PAIS	NÚMERO DE PLANTAS	POTENCIA INSTALADA (MW)	CONSUMO ANUAL DE GAS (TJ)	ELECTRICIDAD PRODUCIDA (GWh/año)	OPERACIÓN ANUAL (hr/año)
BÉLGICA	12	305	17 515	1 580	5 180
DINAMARCA	24	230	20 000	1 700	7 390
FINLANDIA	17	490	27 000	2 600	5 305
FRANCIA	100	1 700	120 000	10 000	5 880
ALEMANIA	150	1 500	68 000	6 000	4 000
JAPÓN	281	978	78 230	5 868	6 000
HOLANDA	60	1 400	128 000	10 000	7 145
SUECIA	1	22	1 000	90	4 090
ITALIA	145	689	53 020	3 451	5 009
ESPAÑA	200	1 050	-	-	-

Tabla 6.5

Utilización de las turbinas a gas en ciclo combinado en diversos países empleados en tecnologías de Cogeneración [Congreso Mundial de Gas, 2000]

PAIS	NÚMERO DE PLANTAS	POTENCIA INSTALADA (MW)	CONSUMO ANUAL DE GAS (TJ)	ELECTRICIDAD PRODUCIDA (GWh/año)	OPERACIÓN ANUAL (hr/año)
AUSTRIA	4	88	6 120	606	6 885
BELGICA	1	30	2 071	-	0
DINAMARCA	12	397	22 000	2 600	6 550
FINLANDIA	11	1 300	59 000	7 400	5 690
FRANCIA	-	-	-	-	-
ALEMANIA	150	3 500	92 000	12 000	3 430
JAPÓN	4	56	1 450	160	2 855
HOLANDA	100	1 400	208 620	10 000	7 100
SUECIA	3	99	4 800	490	4 950
ITALIA	77	5 747	217 320	25 354	4 417
ESPAÑA	55	1 375	-	-	-

Tabla 6.6

Utilización de las turbinas a vapor en diversos países empleados en tecnologías de Cogeneración [Congreso Mundial de Gas, 2000]

PAIS	NÚMERO DE PLANTAS	POTENCIA INSTALADA (MW)	CONSUMO ANUAL DE GAS (TJ)	ELECTRICIDAD PRODUCIDA (GWh/año)	OPERACIÓN ANUAL (h/año)
BELGICA	50	393	40 500	1 245	3 170
DINAMARCA	2	480	16 000	2 000	4 165
FINLANDIA	15	-	25 000	1 700	-
FRANCIA	73	2 300	-	6 700	2 915
ALEMANIA	-	7 500	-	-	-
JAPÓN	40	505	-	-	-
HOLANDA	60	2 300	128 000	10 000	4 350
SUECIA	2	177	8 700	600	3 390
ITALIA	412	3 627	263 720	15 144	4 175
ESPAÑA	60	715	-	-	-

6.4 POTENCIAL DE LA COGENERACIÓN EN COLOMBIA

En Colombia la potencia instalada actual de cogeneración se debe a la iniciativa de algunas industrias, que generalmente utilizan carbón y bagazo de caña de azúcar como energético primario, como es el caso de Ingenio Manuelita, Providencia e Incauca. Adicionalmente las grandes empresas textiles (Coltejer, Fabricato) han tenido sistemas de cogeneración a carbón desde hace más de 20 años.

Una encuesta realizada por la UPME en 1996 para determinar el potencial de cogeneración en Colombia, indica que la potencia actual instalada en el país es de 64 MW.

En los años recientes se han desarrollado sistemas de cogeneración en la Costa Atlántica, impulsados por condiciones específicas tales como un costo bajo de gas natural en comparación con el costo de la electricidad de la red, y problemas de calidad del fluido eléctrico. En Mamonal y en Barranquilla se han instalado sistemas generadores con turbinas a gas (ej. Biofilm) y motores reciprocantes con gas natural (Unibol S.A y Madeflex S.A) **{Figura 6.8 y 6.9}**.



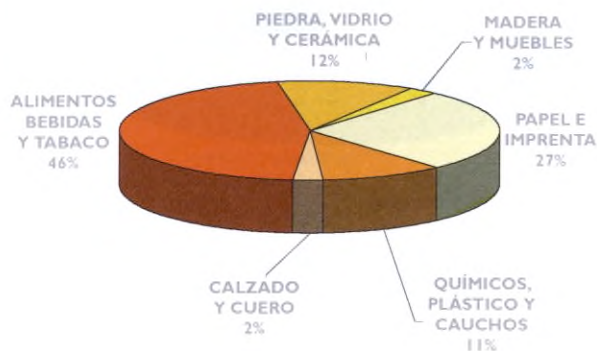
La UPME en 1996, estudió el potencial de cogeneración de Colombia buscando tener un mejor conocimiento sobre las diferentes posibilidades de aprovechamiento racional de los recursos naturales y presentar bases para un desarrollo eficiente del sector energético. El estudio adelantado presenta el potencial técnico y económico de cogeneración en Colombia basado en una encuesta representativa del sector industrial, en el cual se plasmaron las demandas de energía térmica y energía eléctrica. En la **Tabla 6.7** se muestran los resultados de la encuesta.

Tabla 6.7.
Demanda Eléctrica y Térmica industrial por sectores en Colombia [UPME, 1996]

SECTOR	NÚMERO DE INDUSTRIAS	DEMANDA ELÉCTRICA (kW)	DEMANDA TÉRMICA (MBTU/h)	DEMANDA ENERGÉTICA TOTAL (MBTU/h)
Alimentos, bebidas y tabaco	18	54 880	2 115	2 302
Textil y confecciones	10	69 444	1 220	1 457
Químicos, plásticos y caucho	11	122 112	5 246	5 663
Madera	1	3 340	12 80	24 19
Papel e imprenta	8	85 263	1 805	2 096
Piedra, vidrio y cerámica	3	5 123	15 52	33
Calzado y cuero	1	711	1 57	4
Totales	52	340 873	10 417	11 580

La UPME encontró que el potencial técnico de cogeneración en Colombia es de 423 MW (sin incluir los ingenios azucareros). En la **Figura 6.10** se muestra el potencial estimado por sectores industriales.

Figura 6.10
 Potencial técnico estimado de cogeneración [UPME, 1996]



El potencial económico de la cogeneración depende en gran parte del costo y disponibilidad del combustible en cada región. Es así que para la Costa Atlántica y el Piedemonte Llanero la mejor opción es desarrollar proyectos con gas natural mientras que, en el Valle del Cauca y Risaralda se destaca la cogeneración con bagazo y para los centros industriales cercanos a minas de carbón (Antioquia, Valle del Cauca, Cundinamarca) este recurso se ofrece como la mejor opción.

En la **Tabla 6.8** se presenta la conformación de las regiones para el estudio realizado.

Tabla 6.8.
Conformación de las regiones para el estudio del potencial de cogeneración en Colombia [UPME, 1996]

REGIÓN	DEPARTAMENTOS
1	Cundinamarca, Boyacá, Santander y Tolima
2	Valle del Cauca, Cauca, Nariño y Huila
3	Atlántico, Guajira, Bolívar, Norte de Santander, Córdoba, Sucre, Cesar y Magdalena.
4	Antioquia, Caldas, Risaralda y Quindío

En la **Figura 6.11** se puede observar cómo este potencial económico se distribuye por regiones.

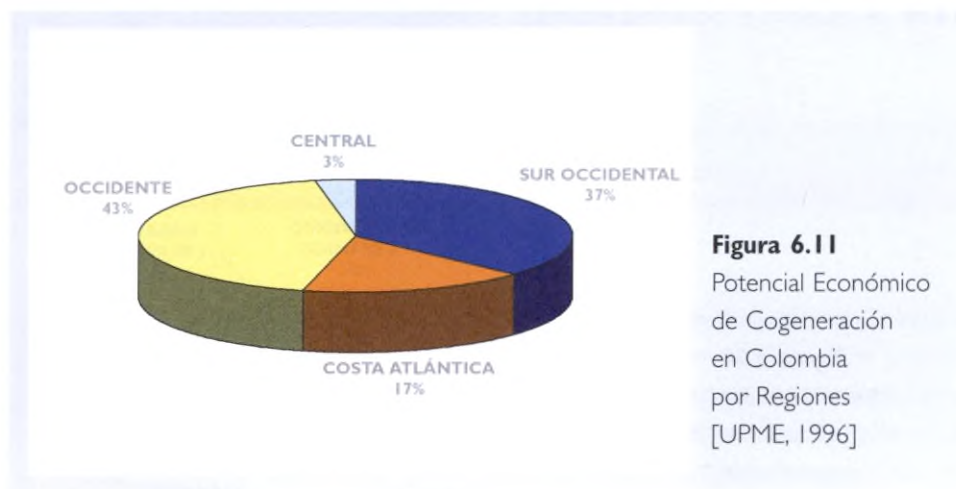


Figura 6.11
Potencial Económico de Cogeneración en Colombia por Regiones [UPME, 1996]



MARCO LEGAL VIGENTE

7

En este capítulo se presenta un análisis del marco legal vigente aplicable a la generación de electricidad usando fuentes alternativas en Colombia; para ello, y debido a su complejidad es conveniente realizar una división sobre tres aspectos fundamentales que corresponden a la regulación del mercado de electricidad, la regulación sobre aspectos ambientales, y finalmente, los incentivos a la inversión en generación usando fuentes alternativas de generación de energía. Este análisis no es exhaustivo, sino que se enfoca en los aspectos más relevantes de la normatividad.

Es importante resaltar que este capítulo corresponde a la normatividad actual, la cual puede ser modificada y por tanto algunos de los análisis y conclusiones pueden perder vigencia, por lo que se recomienda al lector interesado, consultar periódicamente en las entidades responsables de estos temas.

7.1 REGULACIÓN ENERGÉTICA

Tal como lo indica la UPME, de poco sirve la disponibilidad tecnológica y la existencia de un potencial técnico-económico si no existe un marco regulatorio adecuado para el desarrollo de las energías alternativas. Resulta entonces importante analizar el marco regulatorio vigente y la posibilidad de aplicación de las nuevas tecnologías bajo el mismo.

LEGISLACIÓN

El marco regulatorio general en que se encuentra soportado el mercado de electricidad y del cual forman parte las fuentes alternativas de generación, se basa fundamentalmente en la Constitución Política de Colombia, que determina los principios constitucionales para la prestación de los servicios públicos domiciliarios, dentro de los cuales se encuentra la energía eléctrica; la Ley 142 de 1994 ó Ley de los Servicios Públicos que establece el marco regulatorio general de la prestación de los servicios públicos; la Ley 143 de 1994 o Ley Eléctrica que desarrolla y fundamenta el marco regulatorio específico de la prestación del servicio de energía eléctrica; las regulaciones de la CREG que reglamentan y aclaran las distintas aplicaciones e interpretaciones de las leyes y regulaciones generales del país en el ámbito energético de electricidad y gas; y por último, las leyes del Congreso de la República y decretos con fuerza de ley del Gobierno, tales como la Ley 697 de 2001 ó Ley del Uso Racional de Energía (URE) mediante la cual se fomenta el uso racional y eficiente de la energía enfocado a las fuentes alternas y se promueve la cogeneración.

A continuación en la **Tabla 7.1** se presentan los artículos más importantes de la legislación mencionada que se relacionan con las fuentes de energía no convencionales.

Tabla 7.1
Artículos relacionados con las fuentes de energía no convencionales [JARAMILLO y RODRÍGUEZ, 2004]

LEGISLACIONES	ARTICULOS
Constitución Política de Colombia	333, 334, 335, 365-370
Ley de los servicios públicos domiciliarios (Ley 142/1994)	14, 15, 16, 26, 67, 69, 74.1.b, 170
Ley Eléctrica (Ley 143/1994)	7, 26, 32, 40, 46, 47, 50-54, 67
CREG	001/94, 003/94, 054/94, 055/94, 025/95, 020/96, 084/96, 085/96, 086/96, 116-96, 015/97, 107/98, 122/98, 127/98, 039/2001
Ley de Uso Racional de la Energía URE (Ley 697/2001)	1, 9, 10, Decreto 3683-2003

DEFINICIONES E IMPLICACIONES

A continuación se presentan unas definiciones relevantes a considerar:

* Fuentes no convencionales de energía

Según el decreto 3683 de 2003, son aquellas tecnologías que usan fuentes energéticas renovables (sol, agua, viento, biomasa u otros), que intentan generar el menor impacto ambiental posible. Se consideran fuentes no convencionales de energía, entre otras, la energía solar; energía eólica, energía geotérmica, energía proveniente de fuentes de biomasa, pequeños aprovechamientos hidroenergéticos y la energía proveniente de los océanos.

* Servicios energéticos

Según el decreto 3683 de 2003, es una gama de servicios técnicos y comerciales que buscan optimizar y/o reducir el consumo de toda forma de energía por parte de los usuarios finales. Para el caso del servicio público de energía eléctrica y gas es un servicio inherente.

* **Productor marginal**

La Ley 142, en su artículo 14, numeral 15 define: "Productor marginal independiente o para uso particular: Es la persona natural o jurídica que utilizando recursos propios técnicamente aceptados por la normatividad vigente para cada servicio, produce bienes o servicios propios de las empresas de servicios públicos para sí misma o para una clientela compuesta exclusivamente por quienes tienen vinculación económica con ella o con sus socios o miembros o como subproducto de otra actividad principal."

Según esta definición, en el caso de que una empresa decidiera producir energía eléctrica para atender sus requerimientos o los de quienes tienen vinculación económica con ella o con sus socios o miembros, se constituye en un "Productor marginal independiente o para uso particular".

* **Autogeneradores**

En la resolución 084 de 1996, la CREG define al autogenerador como: "aquella persona natural o jurídica que produce energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades. Por lo tanto, no usa la red pública para fines distintos al de obtener respaldo del SIN, y puede o no, ser el propietario del sistema de generación."

Todo usuario que genere energía y la dedique exclusivamente a su uso propio, será definido como autogenerador. Sólo podrá vender sus excedentes en condiciones extremas del mercado y en forma transitoria, como lo es en situaciones de racionamiento.

* **Cogeneradores**

En las resoluciones 085 de 1996 y 107 de 1998, la CREG define al cogenerador como: "aquella persona natural o jurídica que produce energía utilizando un proceso de cogeneración, y que puede o no, ser el propietario del sistema de cogeneración".

Con respecto a la venta de excedentes la resolución 39 de 2001 define: "El Cogenerador puede vender su energía eléctrica excedente, si cumple con los siguientes requisitos: 1. Si produce Energía Eléctrica a partir de Energía Térmica, la Energía Eléctrica producida deberá ser mayor al 5% de la Energía Total generada por el sistema (Térmica + Eléctrica). 2. Si produce Energía Térmica a partir de un proceso de generación de Energía Eléctrica, la Energía Térmica producida deberá ser mayor al 15% de la Energía Total generada por el sistema (Térmica + Eléctrica)."

Según el decreto 3683 de 2003, la cogeneración es el proceso mediante el cual a partir de una misma fuente energética se produce en

forma combinada energía térmica y eléctrica, en procesos productivos industriales y/o comerciales para el consumo propio o de terceros y cuyos excedentes pueden ser vendidos o entregados en la red.

* **Plantas inflexibles**

En el caso de plantas o unidades de generación que son despachadas centralmente, la resolución CREG No 122 de 1998 define: "Una unidad es inflexible cuando las características técnicas de la unidad hacen que genere en una hora a pesar de que su precio de oferta es superior al costo marginal del sistema."

Debido a la incertidumbre asociada a la generación de electricidad de muchas tecnologías alternas (ej, variabilidad del viento, del sol, etc.), estas plantas cabrían dentro de la definición de plantas inflexibles. Las implicaciones de esto son muy importantes, pues las plantas inflexibles no pueden influir en la determinación del precio de bolsa, es decir, no pueden presentar ofertas a la bolsa de energía, y por ende, la energía que éstas produzcan siempre se venderá al precio de bolsa.

* **Plantas menores**

En la resolución 086 de 1996, la CREG define la generación con plantas menores como: "Es la generación producida con plantas con capacidad efectiva menor a 20 MW, operadas por empresas generadoras, productores marginales o productores independientes de electricidad y que comercializan esta energía con terceros, o en el caso de las empresas integradas verticalmente, para abastecer total o parcialmente su mercado. La categoría de Generación con Plantas Menores y la de Autogenerador son excluyentes. El régimen de estos últimos es el contenido en la Resolución CREG-084 del 15 de octubre de 1996."

* **Plantas filo de agua**

Son aquellas plantas hidráulicas que no tienen la capacidad de almacenamiento del agua en un embalse, por lo que la potencia generada depende del caudal que tenga el río en cada momento.

OPCIONES PARA PARTICIPAR EN LA BOLSA DE ENERGÍA DE ACUERDO AL TIPO DE PLANTA

En las **Tabla 7.2, 7.3 y 7.4** se presentan las opciones para participar en la bolsa de acuerdo a los tipos de planta. Igualmente se presenta la clasificación de los cogeneradores según la reglamentación vigente.

Tabla 7.2.
Precio de venta de Energía para Plantas Menores (Res. 086-96 y 039-01)

DE ACUERDO CON EL TAMAÑO	OPCIONES DE DESPACHO	OPCIONES VENTA DE ENERGIA (*)	PRECIO VENTA kWh (*)
		A un Comercializador de mercado regulado, sin convocatoria pública	Precio de Bolsa menos FAZNI, RES 039/01
GENERADOR < 10 MW	Sin acceso al despacho central	A un Comercializador de mercado regulado, participando en convocatoria pública	Por mérito de precio, CREG 020/96
	Con acceso al despacho central	A un comercializador o Generador, si destina los kWh al mercado no regulado igual que si fuera un Generador >20MW	Precio Libre
10 MW <= GENERADOR < 20 MW	Sin acceso al despacho central	A un Comercializador de mercado regulado, sin convocatoria pública	Precio de Bolsa menos FAZNI, RES 039/01
		A un Comercializador de mercado regulado, participando en convocatoria pública	Por mérito de precio, CREG 020/96
		A un comercializador o Generador, si destina los kWh al mercado no regulado	Precio Libre

(*) La producción de energía por fuera de las modalidades de contratación descritas, se remunera al precio de bolsa (Resolución No. 024 de 1995).

Tabla 7.3.

Clasificación de los cogeneradores según la reglamentación energética vigente en Colombia y opciones de venta y despacho de excedentes según Artículo 2 Resolución 039/01

DE ACUERDO A SI DISPONE O NO DE EXCEDENTES	DE ACUERDO A LA GARANTIA DE POTENCIA	DE ACUERDO CON EL TAMAÑO DE EXCEDENTES	OPCIONES DE DESPACHO	OPCIONES DE DESPACHO OPCIONES DE VENTA EXCEDENTES	PRECIO DE VENTA kWh
DISPONE DE EXCEDENTES PARA LA VENTA (DEBE REGISTRARSE ANTE EL SIC SI VENDE DIRECTAMENTE A LA BOLSA Y CUMPLIR: ENERGIA ELECTRICA >5% SI ES COGENERACION PARA USO TERMICO	CON GARANTIA DE PONTENCIA		1). SIN ACCESO AL DESPACHO CENTRAL. , Aplica reglamentación similar que a plantas menores que no participan en la Bolsa	A un Comercializador de mercado regulado, sin convocatoria pública A un Comercializador de mercado regulado, participando en convocatoria pública A un comercializador o Generador, si destina los kWh al mercado no regulado	Precio de Bolsa menos FAZNI indexado según RES 005/01 Por mérito de precio, CREG 020/96 Precio pactado libremente
		EXCEDENTE < 20 MW	2). CON ACCESO AL DESPACHO CENTRAL (*). Debe declararse inflexible	Directamente a la Bolsa de Energía a un comercializador	Sin contrato: precio de bolsa menos FAZNI Con contrato: precio pactado libremente
		EXCEDENTE > 20 MW (DEBE DECLARARSE INFLEXIBLE)	Despachada Centralmente	A un Comercializador de mercado regulado, sin convocatoria pública	Por mérito de precio, CREG 020/96

Tabla 7.3.
Continuación...

DE ACUERDO A SI DISPONE O NO DE EXCEDENTES	DE ACUERDO A LA GARANTIA DE POTENCIA	DE ACUERDO CON EL TAMAÑO DE EXCEDENTES	OPCIONES DE DESPACHO	OPCIONES DE DESPACHO OPCIONES DE VENTA EXCEDENTES	Por mérito de precio, CREG 020/96
SIN GARANTIA DE POTENCIA	EXCEDENTE < 20 MW	EXCEDENTE < 20 MW	1). SIN ACCESO AL DESPACHO CENTRAL	A un Comercializador o Generador, si destina los KWH al mercado no regulado	Precio pactado libremente
			2). CON ACCESO AL DESPACHO CENTRAL (BOLSA)(*)	Directamente a la Bolsa de Energía	Precio aplicable para generación inflexible
NO DISPONE DE EXCEDENTES	SE RIGE POR LA RESOLUCION CREG 084/96, YA QUE SE COMPORTA COMO UN AUTOGENERADOR	EXCEDENTE > 20 MW (DEBE DECLARARSE INFLEXIBLE)	NO TIENE EXCEDENTES PARA VENTA	NO TIENE EXCEDENTES PARA VENTA	NA

(*)RECAUDO CERE (costo equivalente real de energía del cargo por capacidad) por parte del agente, y FAZNI (Art 81 ley 633/00) por parte del ASIC.

NOTAS: Todas las opciones que tengan ventas directas a la Bolsa con Garantía de Potencia, tendrá categoría de Generador con una Capacidad Efectiva equivalente a los Excedentes con Garantía de Potencia que registre ante el SIC. La reglamentación aplicable a Generadores se hace extensiva a estos Cogeneradores.

IMPLICACIONES DE LA REGULACIÓN EN EL DESARROLLO DE ENERGÍAS ALTERNAS

Después de analizar la regulación energética relacionada con las denominadas fuentes alternas o no convencionales, se pueden plantear las siguientes conclusiones: existe un marco regulatorio dentro del cual se pueden ubicar las nuevas fuentes de generación de energía; este marco tiene como base unas reglas que se han ido desarrollando en los últimos 10 años en forma paralela a la evolución del mercado energético. Sin embargo, por las características inherentes de las tecnologías de generación usando fuentes alternas (tamaño, capacidad de garantizar un suministro dado y variabilidad del recurso), estas pueden ver disminuida su competitividad en el mercado, puesto que en su mayoría serían tratadas como inflexibles, plantas menores o autogeneradores, que podrían presentar restricciones en la venta de excedentes.

A grandes rasgos se vislumbra que la mayoría de las nuevas tecnologías pueden participar en el mercado con figuras tales como: Menores, Inflexibles, plantas Filo de Agua, No Despachadas Centralmente, Cogeneradores sin garantía de potencia, Autogeneradores, Productores Marginales, etc. En algunos casos serían plantas tomadoras de precio de bolsa. Algunas tecnologías podrían ofrecer garantía de potencia, tales como la geotérmica, la biomasa (en proyectos dedicados exclusivamente a generar energía) y la cogeneración (de acuerdo a su dimensionamiento con respecto al primer consumidor). Aunque estas reglas parten del principio de equidad para todos los participantes en el mercado, podría resultar difícil para estas tecnologías emergentes competir contra tecnologías convencionales establecidas que además aprovechan economías de escala.

En el corto plazo no se prevé que la regulación de mercado eléctrico dé un trato preferencial a las nuevas tecnologías [BLANDÓN, 2004].

* Implicaciones en la generación distribuida

Dentro de los requerimientos por fuentes alternas de energía, se debe tener en cuenta que se necesitan tecnologías que aseguren el suministro oportuno y de calidad de energía eléctrica. Una de estas alternativas tecnológicas es generar la energía eléctrica lo más cerca posible al lugar del consumo, precisamente como se hacía en los albores de la industria eléctrica, incorporando ahora las ventajas de la tecnología moderna y el respaldo eléctrico de la red del sistema eléctrico, para compensar cualquier requerimiento adicional de compra o venta de energía eléctrica. A esta modalidad de generación eléctrica se le conoce como Generación Distribuida.

La generación distribuida puede aplicarse con cualquier tecnología, tanto renovable como convencional, lo importante es notar que se trata de un nuevo paradigma energético, puesto que la situación convencional es la de grandes centrales generadoras ubicadas en lugares alejados de los centros de consumo (normalmente debido a la localización de los recursos energéticos primarios, agua, combustibles, etc.), hacia donde se transmite la electricidad en líneas de alta tensión. En la generación distribuida se tienen pequeñas centrales ubicadas muy cerca de los centros de consumo, transmitiendo la energía en redes locales de baja tensión.

Una de las principales restricciones regulatorias a la generación distribuida, se origina en el modelo que tiene el mercado Colombiano (uninodal), por el cual, la energía entregada al usuario final, independientemente de su ubicación y la del generador, debe pagar los mismos cargos de uso de la red de transmisión (STN) y subtransmisión regional; adicionalmente, el usuario debe asumir los cargos de distribución final propios de la zona geográfica donde se encuentre localizado.

Para la generación distribuida no se evidencian tratos preferenciales por parte de la regulación colombiana. En principio, uno de los incentivos que se podría proponer para reconocer los beneficios de la generación distribuida en modelo actual del mercado, serían los atribuibles a la redistribución en los flujos en las redes de transmisión y distribución, tales como la reducción de pérdidas en el sistema al ubicar sistemas generadores cerca de las cargas. Sin embargo ese único incentivo no parecería suficiente para impulsar la generación distribuida, además se debería entrar a arreglos con otras instituciones, como lo son los operadores de redes (transmisión y distribución).

En el pasado se han hecho esfuerzos para cambiar las regulaciones y fomentar los sistemas de generación; el último reportado (sin éxito) fue hecho por Asocaña, la asociación de Cañicultores en el Valle del Cauca [PINTO, 2004], en la cual se propuso a la CREG que los sistemas de cogeneración de la región pudieran vender sus excedentes en la red regional sin cobrar al usuario final de esta generación el cargo por transmisión nacional.

7.2 REGULACIÓN AMBIENTAL

LEGISLACIÓN

Según lo expresado en la Ley 99 de 1993, las siguientes son las autoridades ambientales competentes para el otorgamiento de la licencia ambiental:

- * El Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial (MAVDT).
- * Las Corporaciones Autónomas Regionales y las de desarrollo sostenible.
- * Los municipios, distritos y áreas metropolitanas cuya población urbana sea superior a un millón de habitantes dentro de su perímetro urbano.
- * Las autoridades ambientales creadas mediante la Ley 768 de 2002.
- * Las entidades territoriales delegatarias de las corporaciones autónomas regionales, salvo cuando se trate de la realización de proyectos, obras o actividades ejecutadas por la misma entidad territorial.

De igual forma, existe legislación para aspectos tales como: agua, aire, fauna y flora, recursos hidrobiológicos, residuos sólidos y peligrosos, ruido, tasas y transferencias y otras normas generales aplicables a la gestión ambiental de proyectos de generación de energía.

DEFINICIONES

A continuación se presentan algunas definiciones relevantes.

* **Licencia ambiental (Art. 50 ley 99/93)**

Se entiende por licencia ambiental la autorización que otorga la autoridad ambiental competente para la ejecución de una obra o actividad, sujeta al cumplimiento por el beneficiario de la licencia de los requisitos que la misma establezca en relación con la prevención, mitigación, corrección, compensación y manejo de los efectos ambientales de la obra o actividad autorizada. La licencia ambiental no es necesaria para proyectos menores de 10 MW; para proyectos de 10 a 100 MW es competencia de las corporaciones autónomas regionales y para proyectos mayores a 100 MW es competencia del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial [Decreto 1220 de 2005 del MAVDT].

* **Exigibilidad de la licencia ambiental**

De acuerdo con lo establecido en el artículo 7° del Decreto 1180 de 2003, únicamente los proyectos, obras o actividades enumerados en los artículos 8° y 9° del mismo decreto estarán sujetos a licencia ambiental.

En el contexto general aplicable al caso de la generación de energía eléctrica, la autoridad ambiental competente para el caso de capacidades de generación superior a los 100 MW es el MAVDT, de acuerdo con el Artículo 8 del Decreto 1180, que dice: "El Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial otorgará de manera privativa la licencia ambiental para los proyectos de exploración y uso de fuentes de energía alternativa virtualmente contaminantes, entre otros."

* **Estudios de impacto ambiental (EIA)**

En el Artículo 57 Ley 99/1993 y Artículo 17 DR 1728/2002 "Se entiende por EIA el conjunto de la información que deberá presentar ante la autoridad ambiental competente el peticionario de una licencia ambiental."

El EIA contendrá información sobre la localización del proyecto y los elementos abióticos, bióticos y socioeconómicos del medio que puedan sufrir deterioro por el respectivo proyecto, obra o actividad para cuya ejecución se pide licencia y la evaluación de los impactos que puedan producirse. Además incluirá el diseño de los planes de prevención, mitigación, corrección y compensación de impactos y el plan de manejo ambiental del proyecto, obra o actividad.

* **Diagnóstico ambiental de alternativas (DAA)**

El diagnóstico ambiental es un procedimiento mediante el cual la parte interesada debe presentar los análisis realizados sobre las diferentes alternativas de localización del proyecto, sustentando la escogencia del sitio finalmente recomendado, buscando minimizar los impactos. Es un procedimiento previo a la licencia ambiental y cuando el proyecto se encuentra es etapa de reconocimiento o prefactibilidad.

En el Artículo 56 Ley 99/1993 y en los artículos 14 a 16 del Decreto Reglamentario 1728/2002 tratan sobre este objetivo y la exigibilidad del DAA: "En los proyectos que se requieran de licencia ambiental, el interesado deberá solicitar a la autoridad ambiental competente un pronunciamiento acerca de si el proyecto, obra o actividad a que se pretende realizar requiere de la presentación del DAA. Lo anterior salvo lo dispuesto en la ley 685 de 2001."

PERMISOS AMBIENTALES

A continuación se enumeran los permisos más comunes en proyectos de generación de electricidad. Naturalmente la información necesaria para cada permiso depende de cada tipo de proyecto y de las características específicas para implementación y operación, que sólo podrá especificarse en etapas avanzadas dentro de la evolución del Proyecto (Fases 2 y 3 especialmente).

- 1 Combustibles
- 2 Ruido
- 3 Concesión de aguas superficiales
- 4 Utilización de aguas subterráneas
- 5 Vertimientos de aguas residuales
- 6 Aprovechamiento forestal único
- 7 Permiso de emisiones atmosféricas
- 8 Permisos o normas de autoridades ambientales locales

LEGISLACIÓN INTERNACIONAL ADOPTADA POR COLOMBIA

Los convenios adoptados por Colombia en el área ambiental son varios, siendo el de mayor relevancia la convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático -Ley 164 de 1995-, de la cual hace parte el protocolo de Kyoto, ratificado por el congreso Colombiano en la Ley 629 de 2000. Debido a su importancia, cabe hacer referencia especial de este protocolo.

* Protocolo de Kyoto

La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático fue firmada en la reunión de Río de 1992 y consiste en un esfuerzo de las naciones por controlar los factores antropogénicos que pudieran estar afectando el clima mundial. Esa iniciativa fue formalizándose cada vez mas, a medida que se iban realizando conferencias entre las partes (CoP, Conference of the Parties) interesadas en el tema, hasta que en 1997 se estableció el Protocolo de Kyoto, llamado así en mención a la ciudad japonesa en que se firmó y realizó la tercera CoP.

El Protocolo de Kyoto, busca regular las emisiones de los 6 principales gases antropogénicos que ocasionan el efecto invernadero (GEI). Estos gases son: CO₂, CH₄, N₂O, HFCs, PFCs, SF₆. Este protocolo obliga a 39 países desarrollados y en transición (del antiguo pacto de Varsovia) para que en el año 2012 sus emisiones de gases de efecto invernadero lleguen a máximo un 5% por debajo de los niveles de emisión de 1990.

Es importante notar cómo este protocolo aborda problemas de equidad en el desarrollo de las naciones, puesto que las emisiones per cápita en los países industrializados superan de forma significativa las emisiones de los países en desarrollo, mientras que las naciones subdesarrolladas consideran que el uso creciente de la energía es esencial para aliviar la pobreza. Los países en desarrollo no tienen la capacidad financiera, tecnológica e institucional de los países industrializados para manejar el problema, y se considera que con los ritmos actuales de crecimiento, en 30 o 50 años estos países alcanzarán el nivel de emisiones de los países del denominado "primer mundo".

Mecanismo de desarrollo limpio (MDL). Ante la anterior perspectiva, el protocolo de Kyoto estableció éste como el mecanismo por el cual las naciones desarrolladas pueden pagar por reducir emisiones en las naciones menos desarrolladas, y a su vez optimizar el uso de los recursos financieros. Se considera que los costos de evitar emisiones en los países desarrollados son mucho mayores que en los países en desarrollo.

Reducción de emisiones. El MDL trabaja con una unidad básica, la cual es la Tonelada equivalente de CO₂ que deja de emitirse al medio ambiente. Por lo tanto se debe determinar la reducción medible de emisiones de GEI a la atmósfera de una actividad específica o sobre un área, durante un periodo de tiempo establecido. Una vez se puede certificar el logro en la reducción de emisiones, se obtiene un "Certificado de Reducción de Emisiones" (CRE), el cual se convierte en un bien transable en el mercado establecido por el MDL.

Factores de emisión. Se han establecido factores que indican la cantidad de emisiones de GEI de una actividad o tecnología (entre las cuales se destacan la generación de energía), expresada en toneladas de CO₂ equivalentes por unidad de producción de la actividad. Las energías alternas tienen factores de emisión nulos o muy bajos.

Adicionalidad. Para que un proyecto cualquiera pueda participar en financiación del MDL, debe cumplir con la adicionalidad, la cual es una característica muy particular y básicamente consiste en demostrar que el proyecto no se hubiera llevado a cabo si no se tuviera la financiación adicional obtenida a través del MDL.

Financiación de proyectos de generación. En este orden de ideas, se identifica claramente que los proyectos con energías alternas pueden beneficiarse del Protocolo de Kyoto. En la mayoría de los casos estas tecnologías no son financieramente viables, pero es

posible que con el impulso adicional que le pudiera dar el MDL, pasen a ser viables y se puedan ejecutar:

El principio para determinar las reducciones de emisiones de los proyectos de generación es muy simple: se debe determinar si la generación del proyecto está “desplazando” (o evitando) que se genere energía con tecnología que emita GEI. Sin embargo, en el momento de cuantificar las reducciones de emisiones en sistemas interconectados, entran a participar muchos factores que dificultan el cálculo. Esto se debe principalmente a que en estos sistemas participan diferentes tecnologías con diferentes factores de emisión.

APLICACIÓN EN PROYECTOS DE COGENERACIÓN

Los proyectos de cogeneración están definidos por ley como una actividad que contribuye a la protección del medio ambiente, dado su impacto positivo en la reducción y uso eficiente de los recursos energéticos, en especial de los no renovables como los combustibles fósiles. Adicionalmente, directa o indirectamente, la cogeneración contribuye a una reducción en las emisiones (material particulado, gases de efecto invernadero y/o tóxicos) respecto a tecnologías de generación térmica tradicionales, las cuales tienen un rendimiento o eficiencia energética menor [JARAMILLO y RODRÍGUEZ, 2004]

Dado los ítems anteriores, se concluye que un proyecto de cogeneración, como cualquier otro, debe consultar con la autoridad ambiental correspondiente los distintos requisitos y/o normas ambientales aplicables a la actividad específica; adicionalmente debe identificar los distintos impactos significativos al ambiente imputables a dicha actividad.

IMPLICACIONES DE LA REGULACIÓN AMBIENTAL EN ENERGÍAS RENOVABLES

Los proyectos de energías alternativas tienen unos beneficios ambientales evidentes, sin embargo pueden presentar impactos negativos. En la **Tabla 7.4** se presentan algunos de los requerimientos que deben atenderse dentro de la legislación ambiental para varias de las tecnologías en estudio.

Tabla 7.4.
Requerimientos en legislación ambiental nacional para proyectos de de energías renovables

PROYECTOS DE EXPLORACION Y USO DE ENERGIAS ALTERNATIVAS			REQUERIMIENTOS LEGISLACIÓN AMBIENTAL NACIONAL							
			LICENCIA AMBIENTAL	EIA	DAA	LIMITE AZUFRE MAX*	PERMISO DE RUIDO	PERMISO DE EMISIÓN ATMOSFÉRICA	ALTURA MINIMA CHIMENEAS	PERMISOS AUTORIDAD LOCAL
SOLAR	EÓLICA	GEOTÉRMICA	Aplica	Aplica	Aplica	NA	Aplica	NA	NA	Aplica
VIRTUALMENTE CONTAMINANTE			NA	NA	NA	NA	Aplica	NA	NA	Aplica
VIRTUALMENTE NO CONTAMINANTE										

* El Límite de azufre máximo se refiere a azufre en combustibles, sin embargo en Geotermia aplicaría un permiso de vertimiento de aguas de acuerdo a la presencia de azufre en las mismas.

7.3 ESTÍMULOS ECONÓMICOS

LEGISLACIÓN TRIBUTARIA

* **Ley 788 de 2002.** En su artículo 18 establece que son rentas exentas del impuesto de renta las generadas por los siguientes conceptos:

"I. Ventas de energía eléctrica generada con base en recursos eólicos, biomasa o residuos agrícolas, realizada únicamente por las empresas generadoras, por un término de 15 años, siempre que cumplan los siguientes requisitos:

a Tramitar, obtener y vender certificados de emisión de dióxido de carbono, de acuerdo con los términos del protocolo de Kyoto.

b El 50% de los recursos obtenidos por la venta de dichos certificados sean invertidos en obras de beneficio social en la región donde opera el generador."

Posteriormente, en el año 2003 se expide el Decreto 2755 de 2003 que reglamenta el artículo 207-02 de esta Ley del Estatuto Tributario, en donde se establece la exención de renta por un período de 15 años, contados a partir del 1° de enero de 2003, para la empresas generadoras de energía eléctrica a partir de los recursos eólicos, biomasa o residuos agrícolas e igualmente establece los requisitos que deben cumplirse para acceder a dicho beneficio.

En un proyecto de ley que actualmente se encuentra en trámite, este artículo amplía su alcance a las siguientes fuentes: geotérmica, biocombustibles, energía proveniente de residuos sólidos e industriales, y pequeños aprovechamientos hidroeléctricos. Igualmente, se extiende a aquellas empresas de generación o cogeneración que se encuentren en un marco de producción más limpia o que vendan reducciones verificadas de gases de efecto invernadero, siempre y cuando dediquen al menos el 25% del valor exento en obras de beneficio social en el área del proyecto.

- * **Ley 383 de 1997 Art. 31.** Las transacciones realizadas a través de la bolsa de energía en ningún caso están sometidas a retención en la fuente.
- * **Artículo 126-3 (Estatuto Tributario).** "Deducción por inversiones o donaciones para proyectos de investigación o desarrollo científico o tecnológico: Las personas jurídicas, contribuyentes del impuesto sobre la renta que realicen inversiones o hagan donaciones para proyectos de investigación o desarrollo de actividades calificadas por el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología como de carácter científico o tecnológico tendrá derecho a deducir de su renta el 125% del valor invertido o donado, en el período gravable en que se realizó la inversión o donación. Se debe aplicar lo que determina el estatuto tributario 125-1, 125-2, 125-3."
- * **DECRETO 2532 (27 de noviembre de 2001).** Por el cual se reglamenta el numeral 4º del artículo 424-5 y el literal f del artículo 428 del Estatuto Tributario:

Las certificaciones sobre calificación expedidas para efectos de la exclusión de impuesto al valor agregado, IVA, por parte del Ministerio del Medio Ambiente en virtud de lo dispuesto por los artículos 424-5 numeral 4 y 428 literal f del Estatuto Tributario, tendrán vigencia de un (1) año, el cual se contará a partir de la fecha de su expedición.

- * **ARTÍCULO 6 (Estatuto Tributario).** Elementos, equipos o maquinaria que no son objeto de certificación para la exclusión de IVA. En el marco de lo dispuesto en los artículos 424-5 numeral 4o y artículo 428 literal f del Estatuto Tributario, el Ministerio del Medio Ambiente no acreditará la exclusión de IVA respecto de:

¶ Equipos, elementos y maquinaria destinados a proyectos, programas o actividades de reducción en el consumo de energía y/o eficiencia energética, a menos que éstos últimos correspondan a la implementación de metas ambientales concertadas con el Ministerio del Medio Ambiente, para el desarrollo de las estrategias,

planes y programas nacionales de producción mas limpia, ahorro y eficiencia energética establecidos por el Ministerio de Minas y Energía.

- * **La Contribución de solidaridad.** De acuerdo a lo establecido por la Ley 142, existe un fondo de solidaridad para servicios públicos, el cual se financia, parcialmente, con recursos captados entre los usuarios comerciales, industriales y residenciales de estratos altos, quienes pagan un sobre costo en sus servicios con el fin de compensar un menor costo para usuarios residenciales de estratos bajos.

Con respecto a la contribución de solidaridad para la electricidad, ha existido un debate con respecto a este factor; el cual representa hasta un 20% del costo del servicio para el usuario final.

La Ley 142 establece en su Artículo 89 la siguiente norma sobre la aplicación de los criterios de solidaridad y redistribución de ingresos: "quienes generen su propia energía, y la enajenen a terceros o asociados, y tengan una capacidad instalada superior a 25 MW, recaudarán y aportarán, en nombre de los consumidores de esa energía equivalente, al fondo de "solidaridad y redistribución de ingresos" del municipio o municipios en donde ésta sea enajenada, la suma que resulte de aplicar el factor pertinente del 20% a su generación descontando de esta lo que vendan a empresas distribuidoras".

De acuerdo con esta disposición legal, si se tiene una capacidad instalada superior a los 25 MW y no se vende energía, tampoco se deberá recaudar y aportar la contribución mencionada.

Con relación a la interpretación de esta disposición al caso de los "Autogeneradores", la CREG ha formulado varios conceptos, entre los cuales se recoge el siguiente (Concepto CREG C950554; oficio MMECREG-554 del Mayo de 1995): "En consecuencia, la energía que un autogenerador, sin interesar su capacidad instalada, utilice exclusivamente para atender sus propias necesidades, no pagará contribución de solidaridad con destino a los fondos de solidaridad y redistribución de ingresos."

La Tabla 7.6 muestra la clasificación de un resumen de los incentivos aplicables a cada una de las fuentes alternas de energía en estudio.

Tabla 7.5
Incentivos tributarios para cada tecnología

TECNOLOGÍA	TIPO DE PLANTA	INCENTIVOS			
		IMPUESTO DE RENTA	IVA	Contribución de Solidaridad	MDL
Geotermia	Térmica	Exento (proyecto de ley) Deducción de impuesto de renta por inversión en proyectos de investigación o desarrollo por un valor del 125% del valor invertido	Los programas o actividades de reducción en el consumo y/o eficiencia energética que hayan sido previamente concertados con el MMAVDT para el cumplimiento de metas ambientales, estarán exentos del IVA en la adquisición de equipos, elementos y maquinarias	Exento para Autogeneración	Valor factor de emisión de toneladas de CO ₂ /kWh, definido por la autoridad ambiental
Eólica	Filo de Agua	Exento			
Solar	Filo de Agua	Deducción de impuesto de renta por inversión en proyectos de investigación o desarrollo por un valor del 125% del valor invertido			
Biomasa	Térmica	Exento			
Cogeneración	Tabla 7.3	Exento (proyecto de ley) Deducción de impuesto de renta por inversión en proyectos de investigación o desarrollo por un valor del 125% del valor invertido		Exentas de este pago por las compras de gas natural (8,9%)	

INCENTIVOS GUBERNAMENTALES

En el año 2001 se expidió la Ley URE (Ley 697 del 2001) "Mediante la cual se fomenta el uso racional y eficiente de la energía, se promueve la utilización de energías alternativas y se dictan otras disposiciones". En esta ley se declara el Uso Racional de la Energía (URE) como un asunto de interés social, fundamental para la competitividad de la economía colombiana y decreta que el Estado debe establecer la normatividad e infraestructura necesaria, legal, técnica, económica y financiera de proyectos URE que aseguren un desarrollo sostenible, y delega en el Ministerio de Minas y Energía la promoción y el seguimiento de éstos.

En Colombia se han implementado diferentes leyes que tienden a favorecer el desarrollo de fuentes alternativas de energía. Este incentivo puede ser directo o indirecto, por medio de la Ley URE, o por impuestos que gravan los derivados de combustibles fósiles, por ejemplo.

Existen otros factores que indirectamente estimulan la implementación de tecnologías alternas, como lo son la sobretasa a la gasolina y al ACPM establecida en la Ley 488 de 1998 Art. 125, la cual es de orden nacional y de las entidades territoriales.

* **Créditos blandos**

Con el propósito de apoyar el desarrollo de proyectos orientados al Uso Racional y Eficiente de la Energía, el gobierno ha dispuesto líneas de crédito, cuyas características son las siguientes:

Línea Bancoldex. Las beneficiarias son las empresas exportadoras directas e indirectas, o con potencial exportador y las empresas importadoras de bienes intermedios y de capital. El cupo asignado es hasta por \$50 mil millones, se podrá solicitar crédito hasta el 100% de la inversión financiable; el plazo máximo será por siete años incluidos tres años de gracia.

Línea de Crédito BANCOLDEX-COLCIENCIAS. (Antes IFI-COLCIENCIAS). Rubros Financiables: Materiales utilizados en la fabricación de prototipos y plantas piloto. Considera el diseño y construcción de bienes de capital que incluyan innovación tecnológica.

* **Incentivo a la Innovación Tecnológica.**

Para proyectos aprobados técnicamente por COLCIENCIAS y financieramente por el intermediario financiero, Consiste en el prepago de las primeras cuotas de capital por un valor equivalente al porcentaje del crédito redescontado, así: 50% del crédito redescontado por esta Línea para empresas micro, pequeñas o medianas con proyectos de muy significativo esfuerzo en innovación y desarrollo tecnológico y con posibilidades de exportación; 40% del crédito redescontado por esta Línea para empresas, micro, pequeñas o medianas con proyectos de muy significativo esfuerzo en innovación y desarrollo tecnológico orientados a satisfacer la demanda del mercado nacional; 30% del crédito redescontado por esta Línea para empresas grandes con proyectos de muy significativo esfuerzo en innovación y desarrollo tecnológico orientados a satisfacer la demanda del mercado nacional e internacional y 25% del crédito redescontado por esta Línea para empresas de todos los tamaños con proyectos de importante esfuerzo en innovación y desarrollo tecnológico.



BIBLIOGRAFÍA

BIBLIOGRAFÍA

ARTÍCULOS Y DOCUMENTOS

ALSEMA, E.A. y NIEUWLAAR, E. Energy viability of photovoltaic systems. En: Energy Policy Volumen 28 Número 14. 2000, pp 999-1010.

AMELL, Andrés. La Viabilidad de la Cogeneración en la Industria Colombiana: Una Primera Aproximación. Ponencia presentada al XIII Congreso Nacional de Ingeniería Mecánica. Octubre 15-17. 1993. Bucaramanga.

ARAMBURO, Jaime; ZULUAGA, Julio; TRUJILLO, Rodrigo y ROA, Manuel. Parque Eólico Jepirachi En: Revista Empresas Públicas de Medellín, Volumen 15 Número 1. Enero – Junio de 2004. pp.101-166.

ARISTIZÁBAL GUEVARA, Jesús Arturo. El Parque Eólico Jepirachi: Modelo de Gestión. En: Revista Empresas Públicas de Medellín, Volumen 15 Número 1. Enero – Junio de 2004. pp 17-20.

BAJRACHARYA, Deepak. Rural Energy Planning in China and other Developing Countries of Asia. Food and Agriculture Organization of the United Nations (FAO). Environment and Energy Paper No.5. Roma, 1985. 157 pp.

BORJA D., M. A. Documento de trabajo presentado en la Red RRRAS, UNAM, México 2001

CASTRO, J. Generación Geotérmica. En: Energía: Sus perspectivas, su conversión y utilización en Colombia. Sección I, Capítulo 5. Bogotá: Empresa de Energía de Bogotá, UNAL de Colombia y Proyecto PUIE. 1997. pp 107-135

CASTRO, Javier. Usos energéticos de la cascarilla de arroz en Seminario internacional sobre aspectos energéticos y ambientales de la agroindustria arrocera. Santa Fe de Bogotá: Ed.A. Hernández, Universidad Nacional – INEA, 1996.

CIRCE-Centro de Investigación del Rendimiento de Centrales Eléctricas. Energía geotérmica. En: Proyecto PYME: adaptación de las PYMES a las tecnologías de ahor-

ro y energías renovables. Aragón, ES.: Comunidad Económica Europea – Gobierno de Aragón, 1997. Sección 4.7. ADAPT, 1997. p.10

CONCHA, Ismael y JAIMES, Gilberto. Energía y Cambio climático, la situación de Colombia frente al Protocolo de Kyoto. Revista Energética. Edición 22 (1999). c. pp 22-39.

GRUPO DE ALTO NIVEL DE LA COMISIÓN EUROPEA, La energía del Hidrogeno y las pilas de combustible, 2003

DEVIS, E. Utilización de residuos vegetales para generar calor o electricidad en regiones apartadas. En Memorias del Seminario de Energías Nuevas y Renovables. Santa Fe de Bogotá: Ed. R. Beltrán, Universidad de Los Andes, 1981

EEPPM. Empresas Públicas de Medellín. Programa general para el desarrollo de la energía eólica en Colombia. 2002

ENERGÍAS ALTERNATIVAS. Documento obtenido del Portal del Ingeniero Ambiental. Energía Mareomotriz. <http://www.ingenieroambiental.com> 2004

CENTER FOR ENERGY AND ENVIRONMENTAL STUDIES. Review of small stationary reformance for Hydrogen production, Princeton University. 2001

ESPEY, Simon. Renewables Portfolio Standard: A Means for Trade with Electricity from Renewable Energy Sources. Energy Policy, 29(7). 2001 pp. 557-566.

FRENCH, Ian, Biogas in Europe. Renewable Energy World. James y James, Vol 6 N°4 julio-agosto. 2003.

FRIDLEIFSSON, I.B., 2001. Geothermal energy for the benefit of the people. En: Renewable and Sustainable Energy Reviews, N°5, pp. 299-312.

HABALIA, S.M. & SALEHB, I.A. Local Design, Testing and Manufacturing of small Mixed Airfoil Wind Turbine Blades of Glass Fiber Reinforced Plastics. Part I: Design of the Blade and Root. Energy Conversion & Management. Vol 41. pp 249 –280. 2000

HERNÁNDEZ, L. A. Biomasa. En: Energía: Sus perspectivas, su conversión y utilización en Colombia. Sección II, Capítulo 12. Bogotá: Empresa de Energía de Bogotá, UNAL de Colombia y Proyecto PUIE. 1997. pp 299-333.

HEWICKER, C. y PETROV, K. 2003. Potential for Market Power in the German Electricity Power: Kema Consulting. Conferencia de Praga.

IGA: INTERNATIONAL GEOTHERMAL ASSOCIATION. Report of the IGA to the UN Commission on Sustainable Development, Session 9 (CSD-9), New York, Abril, 2001

ICEL. ESTUDIO de la Expansión del Sistema Eléctrico. Fase I. Versión Final. Santafé de Bogotá Julio de 1995

IEE. INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS. Digestores De Desechos Orgánicos. Boletín Energético No. 14. OLADE, Cuernavaca (Mex.), 1980.

INSTITUTO DE INVESTIGACIONES TECNOLÓGICAS (IIT). Plantas de biogás: Diseño, Construcción y operación. Santa Fe de Bogotá. 1990

ISAGEN - UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA. FACULTAD DE MINAS. Estudio nuevas tecnologías de generación - actualización y viabilidad en Colombia -. Medellín, 2004.

ISAGEN-AENE CONSULTORÍA S.A. Estudio de nuevas tecnologías de generación: Gasificación de la madera. Santa Fe de Bogotá D.C., 1997.

JACKSON, Tim y OLIVER, Mark. The viability of solar photovoltaics. En: Energy Policy Volumen 28 Número 14. 2000, pp 983-88.

KANOGLU, M. y CENGEL, Y. Economic evaluation of geothermal power generation, heating and cooling. In: Energy review. U.S.A.: Pergamon, 1999. No. 24 p. 506.

KAUPP, A., J.R.GOSS. Small Scale Gas Producer-Engine Systems. Vieweg Verlag (1984) Braunschweig, Alemania

KOTB, M.A. & SOLIMAN, H.A. Performance of a Staggered Multi-Rotor Horizontal Axis Wind Turbine System Journal of

Wind Engineering and Industrial Aerodynamics. Vol 45. pp 139-152 . 1993

KROOK, A., AHLGREN, E. & NYSTROM, I. 2003. Changing Investment Incentives In A Deregulated European Electricity Market. Conferencia de Praga.

LOZANO, Edison, et.al. Proyecto geotérmico Chiles-Cerro Negro En: Boletín de Geología, Universidad Industrial de Santander. Vol 16., N° 33. 1989. pp 5-18

LOZANO, E. Geotermia. En: Situación Energética en la Costa Atlántica. Tomo VII. Barranquilla, Fundación PESEN-CA. 1987. 84p.

LOZANO, Edison. La energía geotérmica como fuente de producción de energía. En: Energía: Sus perspectivas, su conversión y utilización en Colombia. Sección II, Capítulo 11. Bogotá: Empresa de Energía de Bogotá, UNAL de Colombia y Proyecto PUIE. 1997. pp 267-196.

LONDOÑO ARANGO, Jairo. La energía eólica: una solución muy barata. En Mundo Eléctrico Colombiano. Volumen 14. Número 39 pp 10-12.

MAALAWI K, Y. Y BADAWY M, T. A Direct Method for Evaluating Performance of Horizontal Axis Wind Turbines. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Vol. 5. pp 175-190. 2001.

MARTÍNEZ, J. A. Refinación y Cogeneración, Revista Petróleo Internacional, Agosto 2000, Año 59, No. 4, p 40.

MEC-Energía Solar. En: Revista Mundo Eléctrico Colombiano. Volumen 15 Número 43. 2001. p21.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGÍA ELÉCTRICA (ICEL) & CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS (CHEC). Investigación geotérmica macizo volcánico del Ruiz. Fase II - Etapa A. Bogotá, 1983, 194p.

MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL. Decreto 1220 de 2005. Bogotá, 21 de Abril de 2005.

MORTHORST, Poul Eric y CHANDLER, Hugo. El costo de la energía eólica. En *Renewable Energy World*. Julio – Agosto 2004. pp 126-137.

MUÑOZ, V. La Geotermia: Una fuente alterna de energía para Colombia en el siglo XXI. En: *Revista Energética*. N°7. Medellín. Universidad Nacional de Colombia, Septiembre de 1991. pp. 117 – 126

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY, NREL. Summary of Electrolytic Hydrogen production. 2004

NIGIANI, R. Difusión de la tecnología de biogás en Colombia (1987) Cali, Colombia: GTZ – CVC

OLADE- ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGÍA. Programa regional de Geotermia. En: *Revista Energética*. Vol 8, N° 2. Quito: OLADE, 1984. pp 7-15

PELÁEZ, Jaime; PEÑARANDA, Manuel; HERRERA, Hugo; SIERRA, Luis; GIL, Luis; MESA, Jorge; RODRIGUEZ, Luis Fernando; SANDOVAL, Ana María; GRECCO, Adolfo; ARAMBURO, Jaime; ZULUAGA, Julio; TRUJILLO; Rodrigo y ROA, Manuel. Parque Eólico Jepirachi En: *Revista Empresas Públicas de Medellín*, Volumen 15 Número 1. Enero – Junio de 2004. pp.101-166.

PINILLA, Álvaro, Aspectos Básicos de la Energía Eólica. Conferencia Internacional: Información para los Agentes de Mercado Energético en la Comunidad Andina, Medellín Marzo 26-27 de 2001.

QUIRÓS, J. A. Panorama de la Cogeneración en Colombia. *Mundo Eléctrico Colombiano*. Vol 16 No. 47 abril-junio 2002. pp 55-58

RENGIFO, ROBERTO. Colectores Solares. Universidad Nacional de Colombia 2004. Medellín

Revista Mundo Eléctrico Colombiano. 2002. Informe especial Explorando el Mundo de las Energías Alternativas 16(47).

RODRÍGUEZ ARBELÁEZ, Luis Fernando. Desarrollo de los Trabajos. En: *Revista Empresas Públicas de Medellín*, Volumen 15 Número 1. Enero – Junio de 2004. pp21-25.

RODRIGUEZ D., Julio Mario. Energía Eólica. En *Energía: sus perspectivas, su conversión y utilidades en Colombia*. TM Editores e impresores Ltda. 1997. 401p.

SORESEN, J. N.Y KOCK, C.W. A Model for Unsteady Rotor Aerodynamics. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*. Vol. 58. pp 259-275. 1995

SUNDBERG, G. & SJÖDIN, J. Project Financing Consequences on Cogeneration: Industrial Plant Utility Co-operation in Sweden. *Energy Policy*. Vol. 31 No. 6 Mayo 2003. pp 491-503.

TRUJILLO VÉLEZ, Rodrigo; SANDOVAL, Ana María; ZULUAGA, Luis Eduardo; ARAMBURO, Jaime Eduardo; JIMENEZ, Jaime Hernán; RODRIGUEZ, Luis Fernando; GRECCO, Adolfo. Concepción y planeamiento del Parque Eólico Piloto Jepirachi. En: *Revista Empresas Públicas de Medellín*, Volumen 15 Número 1. Enero – Junio de 2004. pp. 67-83.

UPME. Unidad de Planeación Minero Energética. Documento ANC 375 23. Alternativas para el suministro de Energía. 2000

WILTSEE, G., N. Korens, D. Wilhelm, BIOPOWER: Biomass and Waste-Fired Power Plant Performance and Cost Model, Electric Power Research Institute, Palo Alto, CA: May 1996. Report EPRI/TR-102774, Vol. 1.01.

ZAPATA, A. Gasificación de la biomasa para generación de electricidad. En: *Memorias del IV Seminario Internacional sobre Sistemas Sostenibles de Producción Agropecuaria*. Cali, Colombia: Fundación CIPAV, 1996

CONFERENCIAS

BLANDÓN, Jaime. 28 de Agosto de 2004. Situación y Perspectivas de la CREG. Universidad Nacional de Colombia. Medellín.

LARSEN, Erik. 3 de Diciembre de 2004. Mercados Eléctricos Internacionales: Escenarios para Estrategias y Tendencias Internacionales en Regulación. Universidad Nacional de Colombia. Medellín.

LIBROS

BRONICKI, Lucien. *Implementing New Power Plant Technologies*. ORMAT, Inc., Pomerance, Italia. 2004

BOOMQUIST, G. Regulatory and commercial aspects. In: geothermal direct use engineering and design guidebook. Oregon Institute of Technology, Geo-heat Center, Klamath Falls. Chapter 19, 1989.

BOTERO, Raúl y PRESTO, Thomas. Biodigestor De Bajo Costo Para La Producción De Combustible Y Fertilizante A Partir De Excretas. CALI, 1988, 29 PP.

CHARLES, Jennifer. Energía Renovable. Guía de Alternativas Ecológicas. Edamex, S.A. México, 1995. 245 pp.

DÍAZ, Jorge, ORTIZ, Ricardo & RUIZ, Maria del Pilar. Estudio de Factibilidad del aprovechamiento del biogás producido en el relleno sanitario Curva de Rodas. Tesis Especialización en Finanzas, Preparación y Evaluación de Proyectos. Universidad de Antioquia.; Medellín. 2000, 160p.

ENZENBERGER, N., WIETSCHEK, M. & RENTZ, O. 2002. Policy instruments fostering Wind Energy projects. Energy Policy 30(9).

ESCUDERO, Paula. Modelamiento para la Evaluación del Ingreso de la Tecnología Eólica en el Mercado Eléctrico Colombiano. Universidad Nacional de Colombia. Medellín 2004.

EVE: Ente Vasco de Energía. Estudio de viabilidad del aprovechamiento energético del biogás generado en el Relleno Sanitario Curva de Rodas (Medellín), Junio de 1998. 180p.

FISK, R. W. y VANHOUSEN. Cogeneration Application Considerations. Heat Recovery Steam Generators. Schenectady, NY.

GONZÁLEZ, Julio César y LEAL C, Hildebrando. Energía Solar Fotovoltaica. En Energía: sus perspectivas, su conversión y utilidades en Colombia. TM Editores e impresores Ltda. 1997. 401p.

GRANT, Malcolm A. Geothermal Resource Management. Geothermal Energy New Zealand Limited. Newmarket, Auckland, New Zealand. 1996. 143p.

HORNER, M.W. GE Aeroderivative Gas Turbines Design and Operating Features. General Electric Aircraft Engines, Evendale Ohio.

GONZÁLEZ, Fabio, y RODRIGUEZ, Humberto. Opciones para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en Colombia / Options for Reducing GHG Emissions 1998-2010. Santa fe de Bogotá, 2000.

JARAMILLO y RODRÍGUEZ. Estudio de Factibilidad Técnica y Economía de un Proyecto de Cogeneración con Gas Natural (Estudio de un Caso). Universidad Pontificia Bolivariana. Medellín 2004.

MCNEILS, B. and FRAENKEL, P. Solar and Wind technologies for developing countries: Current status and anticipated developments. Intermediate Technology. 1984.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY, NREL. Gas-Fired Distributed Energy Resource Technology Characterizations. 2003.

PÉREZ OSORNO, Juan Carlos. Generación de energía geotérmica en Colombia utilizando fluidos térmicos. Tesis Magíster en Sistemas Energéticos, Universidad Pontificia Bolivariana, Medellín. 147p. 2000.

RÍOS, L.C. Identificación de los Obstáculos para la Cogeneración en el Valle de Aburrá. Universidad Pontificia Bolivariana. Medellín. 2003.

TORRES, R. Estudio del potencial en Colombia para el aprovechamiento de la energía no convencional de los océanos. Escuela Naval de cadetes Almirantes Padilla, 2003.

UMAÑA ECHAVARRIA, Alejandro. Análisis de escenarios para la implantación de energía eólica en Colombia. Universidad de los Andes. 2000. 82p.

VIDA. Manuais Práticos - Biodigestor. Editora Tres. Sao Paulo, Brasil, 1986. 32 pp.

PAGINAS DE INTERNET

AAMAL-Asociación de Actividades Medioambientales Aire Libre. Energía Eólica.

<http://www.airelibrelapalma.org/itc2-eolica.pdf> Consultado en julio de 2004.

ABREGO, Jose María. Infoeolica.com. www.infoeolica.com. Consultado en junio de 2004.

ACCEFYN. Academia Colombiana de Ciencias Exactas Físicas y Naturales. Capítulo 12. Documento en línea [http://www.accefyn.org.co/Web_GEI\(actualizada\)/Archivos_gei/P_Cap12_Anexo3.pdf](http://www.accefyn.org.co/Web_GEI(actualizada)/Archivos_gei/P_Cap12_Anexo3.pdf)

ADIE-Asociación Danesa de la Industria Eólica. www.windpower.org. Consultado en junio de 2004.

AFREPEN. Opportunities for Cogeneration in a Reforming African Power Sector: Occasional Paper No. 21. http://www.afrepren.org/Pubs/Occasional_Papers/pdfs/op21.pdf. Consultado en Julio de 2004

AGENCIA DE RECURSOS RENOVABLES INDIA. Financial Incentives/Subsidies available for Wind Power. <http://www.mnes.nic.in/inv09f08.htm>. 2000.

AGENCIA INTERNACIONAL DE ENERGÍA. Renewables for power generation. 2004. http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2000/renewpower_2004.pdf

ANDI. <http://www.andi.com.co>.

APPA - Asociación de productores de energía renovables. marco legislativo de las energías renovables. <http://www.appa.es/dch/legislacion.htm#espana>. 2001.

AWEA-American Wind Energy Association. Global Wind Energy Market Report. <http://www.awea.org/pubs/documents/globalmarket2004.pdf> Consultado octubre de 2004.

BAIN R.L. et al. Biopower Technical Assesment: State of the Industry and Technology. National Renewable Energy Laboratory. 2003 <http://www.eere.energy.gov/biomass/progs/searchdb2.cgi?7271>

BROWN, Lester. La energía eólica será el primer recurso energético mundial. En <http://www.casavaria.com/eco/epi/esp030625wind.htm>. Consultado en julio de 2004.

BUN-CA. Manuales sobre energía renovable: biomas. <http://www.bun-ca.org/publicaciones/BIOMASA.pdf> 2002.

CARBALLO et al. Acercamiento a Criterios Arquitectónicos Ambientales para Comunidades Aisladas en Áreas Naturales Protegidas de Chiapas. TAPIC, 2003. Se obtienen los requerimientos para la producción de biogás. <http://www.tapic.org/chiapas/proyectos/ENERGIA2.pdf>

CECICERI. China Energy Conservation Investment Corporation Energy Resources International, Inc.. Market Assessment of Cogeneration in China. Documento en línea. www.efchina.org/documents/Cogen_Report_EN.pdf. 2001.

CECU Confederación de Consumidores y Usuarios. <http://www.cecu.es/res&rue/htm/dossier/1%20eolica.htm#2.1> Consultado en junio de 2004.

CEIT-Campus Tecnológico de la Universidad De Navarra. <http://www.l.ceit.es/asignaturas/ecologia/trabajos/energias/eolica.htm> Consultado en junio de 2004.

CENSOLAR. Centro de Estudios de la energía Solar. <http://www.censolar.es>. Consultado en Julio de 2004.

CIPAV. Utilización del biogás para generación de electricidad. Álvaro Zapata Cavidad, <http://www.cipav.org.co/cipav/resrch/energy/alvaro1.htm>. Consultado en Julio de 2004.

CHAVEZ, Idalberto. Desarrollo de la energía solar fotovoltaica. <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/energia/Energia13/HTML/articulo06.htm>. Consultado junio de 2004

COGEN. A Guide to Cogeneration. 2001. Documento en línea. http://www.cogen.org/Downloadables/Projects/EDUCOGEN_Cogen_Guide.pdf

CONAE. Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, en línea. www.conae.gob.mx/renovables/biomasa.htm

CONAE. Potencial Nacional de Cogeneración. Pag. 4. Documento obtenido de Internet. <http://www.conae.gob.mx/cogeneracion/cogeneracion.html>. 1995

CREG. <http://www.creg.gov.co>. Página de la Comisión Reguladora de Energía y Gas.

DICKSON, Mary H. & FANELLI, Mario. What is Geothermal Energy? En: INTERNATIONAL GEOTHERMAL ASSOCIA-

TION. <http://iga.igg.cnr.it/geo/geoenergy.php> Febrero, 2004

DIM-UZ. Departamento de Ingeniería Mecánica. Universidad de Zaragoza. http://smuz.cps.unizar.es/PlanEneW/teoria/IMPACTO_AMBIENTAL.html Consultado Julio de 2004.

DINERO. Viento a favor: http://www.dinero.com:8080/larevista/169/NEGOCIOS_02.asp. Consultado en junio de 2004.

ECEE, The Assessment of the Chilean Market for Energy Efficiency. Cogeneration <http://www.ecee.org/pubs/assess/chile/ChileSum.htm>. Consultado en Junio de 2004

ECO2SITE.COM. La energía eólica. <http://www.eco2site.com/informes/eolica.asp>. Consultado en julio de 2004

EL TIEMPO:COM Ecología. En la energía 'solar térmica' podría existir una solución a la demanda mundial de electricidad. http://eltiempo.terra.com.co/ecologia/noticiasecolgicas/ARTICULO-WEB-NOTA_INTERIOR-1560393.html Consultado en junio de 2004

EL SENTINEL.COM. Baja Sajonia y Rio Grande do Sul firman acuerdo energía eólica. <http://www.sun-sentinel.com/elsentinel/hoy-6729619jul16.0.1531316.story?coll=hoy-mundo-ap> Consultado en agosto 2004

EERE. Energy Efficiency and Renewable Energy http://www.eere.energy.gov/consumerinfo/pdfs/solar_overview.pdf. Consultado en julio de 2004

EPI-Energy Policy Institute. <http://www.earth-policy.org/Updates/Update24data.htm> Consultado en julio de 2004.

EREN. Energy Efficiency and Renewable Energy Network. <http://www.energylan.sandia.gov/sunlab/overview.htm> Consultado en julio de 2004.

EWEA-European Wind Energy Association. News Release February 4th 2004. <http://www.bwea.com/pdf/ewea2003installation.pdf> Consultado octubre de 2004.

EWEA, GREENPEACE, APPA. Viento fuerza 12 una propuesta para obtener el 12 % de la

electricidad mundial con energía eólica en 2020. www.ewea.org

FAO Reunión Regional sobre Biomasa para la Producción de Energía y Alimentos. Cuba. <http://www.fao.org/sd/spdirect/EGre0036.htm>. 1997

GARCIA GALINDO, Daniel. Ingeniería Sin Fronteras. <http://www.cps.unizar.es/~isf/html/eosel01.html>. Consultado Junio de 2004.

GARCÍA ORTEGA, José Luis. Energía Solar Termoeléctrica Pasos Firmes contra el cambio climático. Jornadas CIEMAT – IDAE – Greenpeace. www.greenpeace.org/espana_es/multimedia/download/1/501018/0/solar_termoel%C3%A9ctrica_2020.pdf Consultado en julio de 2004.

GRAHAM & WALSH. Evaluating the Economic Costs, Benefits and Tradeoffs of Dedicated Biomass Energy Systems: The Importance of Scale. <http://bioenergy.ornl.gov/papers/bioam95/graham1.html>. 1995.

GUEY-LEE, L. Wind Energy Developments: Incentives in Selected Countries. http://www.eia.doe.gov/cneaf/solar/renewables/rea_issues/windart.html#N_36 1999.

HENN, Patrick. BDERAN: Base de Datos de Energía Renovable de América del Norte. En: www.helioscentre.org, Noviembre 2003.

HISPANO ENERGÍAS VERDES. Parques solares, huertas solares. Un negocio al alcance de todos. <http://www.energiasverdes.com/parquesolar.htm>. Consultado en junio de 2005

IGA: INTERNATIONAL GEOTHERMAL ASSOCIATION. <http://iga.igg.cnr.it/index.php> 2004

INERSOL-Ingeniería energética y Medio ambiental. http://www.inersol.com/Solar_Fotovoltaica.htm. Consultado en junio de 2004.

INFOPOWER.COM. Revista electrónica. http://www.infopower.es/infopower64/64r_solarpag44.htm. Consultado en julio de 2004.

ISOFOTON. Reunión con el representante regional de la zona, Dr. Camilo Pazmiño, cuya sede es en Ecuador. Septiembre de 2004. www.isofoton.com

ISWA. <http://www.estrucplan.com.ar>. 1999

JAMES Y JAMES. Solar Thermal Power 2020. A fine future for solar thermal electricity. En línea : Renewable Energy World. <http://www.jxj.com/magsandj/rew/200401/solarthermal.html>. Consultado en agosto de 2004

KLAUSS, D.L. An Introduction to Biomass Energy a Renewable Resource. Entech International, Inc. USA, 2004. <http://www.bera.l.org/about.html>

LEW, Debra y LOGAN, Jeffrey. Energizing china's wind power sector http://www.pnl.gov/china/chinawnd.HTM#_FTN3, 2001.

MEDINA ÁLVAREZ, Cristóbal y SECCIA ARRIAZA, Pablo. Fuentes de generación alternativas. En línea <http://www2.ing.puc.cl/power/alumno03/alternativa.htm> Consultado junio de 2004

MIGUEZ, Claudio. El mantenimiento de un Parque Eólico. <http://www.infoenergia.com/cgi-bin/energia.cgi?action=section&id=26356>. Consultado julio de 2004

MILLIARUM. 2001. Situación energética Actual en España. <http://www.miliarium.com/Proyectos/Agenda21/Anejos/SecutoresClave/Energia4.asp>

MOOMAW, William. Evaluación de Obstáculos y Oportunidades para la Energía Renovable para renovable en América del Norte. Universidad de Tufos www.cec.org/files/PDF/moomawfinal-S4-fin_es.pdf. 2002

MONTERO, J.P. & RUDNICKSECOND, H. 2002. Generation Electricity Reforms in Latin America and the California Paradigm. [En línea]. <http://www.economia.puc.cl>

NIPPONIA No.26 <http://web-japan.org/nipponia/nipponia26/es/feature/feature08.html> 2003

NOGUEIRA, M. Energía solar fotovoltaica. www.aondevamos.eng.br/textos/texto02.htm. 2003

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY, NREL. <http://www.nrel.gov/geothermal/> 2005.

OLIVERO, Luis y SILA, Leonardo. Electricidad Fotovoltaica. En línea <http://cipres.cec.uchile.cl/~lolivero/efectoFotovoltaico.html> Consultado en Julio de 2004

OLADE- Organización Latinoamericana de Energías Renovables <http://www.olade.org.ec/publicaciones/geotermia.htm> 2004

OLADE. En esta página se encuentran las estadísticas de Energía total instalada para Latinoamérica. <http://Olade-SIEE-Electricidad2000.mht>

OLMOS GARCÍA, V.; ROMERO ZAMORA, J.J. y BENAVIDES GONZÁLEZ, B. Análisis económico de un Parque Eólico. <http://www.alcion.es/DOWNLOAD/ArticulosPDF/en/09articulo.pdf>. Consultado en julio de 2004

OSTP. Choices for a brighter future: The renewable electric technology portfolio. Abril 1997. y opportunities to move forward. En: <http://www.eere.energy.gov/power/pdfs/portfolio.pdf>. Consultado en junio de 2004

OVEREND, R.P. Biomass Conversion Technologies National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, USA. <http://devafdc.nrel.gov/pdfs/7289.pdf>. 2003

PICO TRUNCADO-PATAGONIA ARGENTINA. <http://www.truncado.com.ar/parque.html>. Consultado en Agosto de 2004

PRINCETON. Technologies for Centralized Resource Recovery. Documento en línea disponible en formato pdf. <http://www.princeton.edu/cgi-bin/byteserv.prl/~ota/disk3/1979/7910/791007.PDF>. 2004

RENEWABLE ENERGY WORLD. Solar térmica en el 2020. http://www.jxj.com/magsandj/rew/2004_01/solar_thermal.html Consultado en julio 2004

ROBOTIKER. Revista electrónica. <http://revista.robotiker.com/articulos/articulo58/pagina1.jsp> Consultado en Julio de 2004

ROMÁN MEDINA, Eduardo. La energía solar térmica aplicada a la producción de electricidad. En Robotiker: <http://revista.robotiker.com/articulos/articulo58/pagina1.jsp>. Consultado en junio de 2004.

ROMERO ÁLVAREZ, Manuel. Energía Solar Termoeléctrica. Plataforma Solar de Almería-CIEMAT. Consultado en julio de 2004. http://www.uib.es/facultat/ciencias/prof/victor_martinez/recerca/jornades/ManuelRomero/CSPTermoelectrica.pdf

SÁNCHEZ, L.J. La Cogeneración en un Sistema Liberalizado. Comisión del Sistema Eléctrico Nacional. España. Documento bajado de internet en formato pdf. http://www.cne.es/pdf/dt001_97.pdf. 1997

SARMIENTO SERA, Antonio. La hora solar pico. Centro de Estudio de Tecnologías Energéticas Renovables- CETER <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/energia/Energia22/HTML/articulo03.htm> Consultado en agosto de 2004

SOLARTRONIC. Energía renovable. http://www.solartronic.com/Sistemas_Fotovoltaicos/Curso_Breve/Introduccion/ Consultado Julio de 2004

SOLARSTROM. Energía Ecológica. <http://www.solarstrom.ch/>. Consultado en Junio de 2005

SOLAR WEB. Solar térmica. <http://www.solarweb.net/termica.php> Consultado en junio de 2004

UPME "Utilización de la Energía Térmica. Documento Descriptivo" www.upme.gov.co 2003

UPME. Plan Energético Nacional. Numeral 2. Economía y Energía Nacional, 2.3 Estructura del consumo de Energía. 2.3.1.2 Carbón. <http://www.upme.gov.co/energia/fr.htm>

UPME. Potencialidades de los cultivos energéticos y residuos agrícolas en Colombia. http://www.upme.gov.co/si3ea/documentacion/energias_alternativas/potencialidades/biomasaCULTIVOS%20ENERGETICOS.pdf. 2003

UPME. Mapa de recursos energéticos renovables de Colombia. http://www.upme.gov.co/si3ea/documentacion/energias_alternativas/potencialidades/mapaBiomasa.pdf. 2003

VILLEGAS. Nuevas fuentes de energía para Tierra del Fuego. Documento en línea. <http://www.monografias.com/trabajos12/bioma/bioma.shtml#bio>. 2004

WBG – The World Bank Group. Geothermal Energy. <http://www.worldbank.org/html/fpd/energy/geothermal/>. Consultado en septiembre de 2004

WIKIPEDIA. La enciclopedia libre. La energía solar térmica. En: http://es.wikipedia.org/wiki/Energía_solar_térmica consultado en Junio de 2004

WWF. Fondo Mundial para la Naturaleza. Boletín WWF. http://www.wwf.org.co/colombia/noticias/mostrar_noticia.php?ID=65. 2004

ZAPATA, A. Utilización del biogás para generación de electricidad. www.cipav.org.co Fundación CIPAV, 1999

ISAGEN
GENERACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA

Fuentes no convencionales de generación de
electricidad/Isagen

333.794 I74f Ej.1

CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA RECIBO	PRESTADO A	FECHA DEVUELTO
-----------------	------------	-------------------

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA



01005920

BIBLIOTECA



www.isagen.com.co

ISAGEN
GENERACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA