

CAPÍTULO 5 PROYECCIONES

5.1 Perspectivas actuales nacionales

México cuenta con un potencial muy importante en cuestión de recursos energéticos renovables, cuyo desarrollo permitirá al país contar con una mayor diversificación de fuentes de energía, ampliar la base industrial en un área que puede tener valor estratégico en el futuro y atenuar los impactos ambientales ocasionados por la producción, distribución y uso final de las formas de energía convencionales. En este marco, el país posee vastos recursos naturales para la producción de bioenergéticos resultado de su gran diversidad agrícola y de sus condiciones climáticas y geográficas idóneas para este propósito. En 2007, la producción de energía primaria a partir de biomasa (incluye bagazo de caña y leña) en México, fue del 3.3% de acuerdo con el Sistema de Información Energética (SIE) de la Secretaría de Energía (SAGARPA, 2008). Si bien existen varios cultivos potenciales para la producción de bioenergéticos, los considerados elegibles por la SAGARPA, entre otros, son la caña de azúcar, sorgo dulce y remolacha para la producción de etanol y jarotropa, higuera y palma de aceite para la producción de biodiésel.

5.1.1 Potencial de bioenergía en México

El potencial de bioenergía en México se extiende de 2,635 a 3,771 PJ al año 3,035 a 4,550 PJ al año Ghilardi y col. (2005). Este potencial es equivalente al 27% y al 47 % de la energía primaria suministrada en México en el año 2008 (9,690 PJ), respectivamente (IEA, 2009b). La Tabla 5.1 muestra este potencial clasificado por el tipo de fuentes de bioenergía. La leña contribuye con el 67 % de este potencial de bioenergía, combustibles derivados de los desechos agrícolas con el 32% y desechos sólidos municipales con el 1%. Desde el año 2005, el empleo de bioenergía en México ascendió a 350 PJ y contribuyó con el 12% y el 8% del potencial estimado, respectivamente.

Figura 5.1 Potencial de los recursos usados para la bioenergía en México (Ghilardi y col., 2005)

Fuentes de bioenergía	Potencial energético (PJ/año)
Leña de bosques naturales	997 -1716
Leña de plantaciones forestales	450 -1246
Leña de residuos de aserraderos	71
Combustibles de granjas	-
Residuos de cosechas	863
Residuos agroindustriales	202
Residuos de ganado	148
Cultivos energéticos	269
Aguas residuales municipales	35
Total	3035 - 4550

5.1.2 Digestores en México y el metano

México tiene una industria de cerdo bien desarrollada con cinco millones de granjas y más de 18 millones de cerdos y 500 mataderos con una producción de 850,000 toneladas de desechos por año que han sido capaces de capitalizarse en los ingresos del Mecanismo de Desarrollo Limpio del Protocolo Kyoto (MDL) (Ecosecurities, 2006). Este mecanismo, que es supervisado por la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), que permite el desarrollo de países del anexo I que han ratificado el protocolo para reducir sus emisiones teniendo equidad en la reducción de emisiones adquisitivas de proyectos en países en vía de desarrollo. Las reducciones de emisión derivadas de estos proyectos son consideradas excedentes, lo que ocurre en una situación de negocios habitual. Este estudio analiza la capacidad de estas granjas de cerdo para ganar satisfactoriamente reducciones de emisión y evitar barreras comunes para implementación del proyecto.

Las granjas de cerdo en México no tenían éxito ya que no presentaban desarrollo porque ninguna tenía los medios para tratar del excremento de cerdo. Algunas granjas simplemente dejaban los desechos flotando directamente en canales. Otras granjas descargan sus desechos en lagunas donde el metano generado del excremento se colecta y se evita al medio ambiente antes de ser descargado a los canales, o deshidratado, o esparcido en cultivos. Estas lagunas eran un modo rudimentario de prevenir la contaminación de agua. Sólo las granjas porcinas con las lagunas que produjeron el metano fueron seleccionados para CER's ya que previenen la liberación de metano presentándose una oportunidad para desarrollar proyectos MDL. Las granjas que no tenían estas lagunas y simplemente liberaban el excremento en el drenaje local no eran elegibles para desarrollar estos proyectos ya que no existe recolección de metano y el excremento es arrojado directamente al drenaje y esto produce que el excremento sea oxigenado (Gavaldon, 2007).

Estos proyectos no sólo son considerados deseables para una perspectiva financiera, sino que también proveen a los agricultores locales una solución contra el olor y problemas de contaminación del agua que habían comenzado a crear relaciones tensas con sus vecinos. Aquellos agricultores que no cuentan con biodigestores tienen que pagar multas por descargar el agua contaminada proveniente de sus digestores, la cual debe ser 90 % libre de materia sólida orgánica (Gavaldon, 2007).

De todos los proyectos MDL en México, el 56 % implica la captura de metano de granjas de cerdo y estos proyectos constituyen el 49 % de las reducciones de emisiones del país que serán generadas hacia el 2012. Estas reducciones de emisiones, conocidas como Reducciones de Emisión Certificadas (CER's), pueden ser usadas para cumplir los objetivos de reducción del Protocolo Kyoto. México ha sido el más beneficiado con proyectos de captura de biogás que cualquier otro país en la región, con más de 11,000 CER's que su competidor más cercano, Brasil, hacia el 2012 (Fenhann, 2007).

México ha disfrutado de tal éxito por varios motivos. México, a diferencia de sus vecinos del sur, tiene granjas de cerdo con una masa crítica de animales que es suficiente para hacer viable un digestor. También, la mayor parte de granjas de cerdo pertenecen a un grupo de granjas que pertenecen al mismo dueño como Granjas Carroll México (GCM) y Socorro Romero Sánchez. Muchas granjas que pertenecen al mismo propietario son más fáciles de manejar para aprovechar la metodología en pequeña escala. Es menos riesgoso manejar varios biodigestores de un mismo dueño porque se simplifica la comunicación con los operadores de la granja. Los proyectos que emiten menos de 60,000 toneladas de dióxido de carbono destruido cada año se combinan para reducir gastos creando sólo un documento de diseño de proyecto (PDD) y ser evaluados por solo un auditor y un verificador (UNDP, 2006).

Otras granjas también han disfrutado del éxito en México porque Ag Cert, el autoproclamado "líder mundial en reducciones de emisión obtenidas de actividades agrícolas", ha instalado varios proyectos en el país y han perseguido agresivamente proyectos logrando consolidar 120 que son útiles al país. Como algunos agricultores comenzaron a aprovechar la oportunidad de ganar el dinero de su desechos de cerdo, se ha extendido la práctica, y más agricultores de cerdo se han interesado. Despreciar la importancia del papel de México en el mercado y tener problemas técnicos con la operación de estas granjas pueden poner su futuro en peligro. Futuras oportunidades de captura de metano en el país podrían ser enfocadas a otros tipos de agroindustrias o rellenos sanitarios.

Las granjas de GCM esperan generar electricidad a partir del metano y diseñar proyectos que generan bonos de carbono para disminuir el empleo intensivo de combustibles fósiles usados por la red eléctrica mexicana. Mientras que emplear metano para producir electricidad es una tecnología probada, varias preocupaciones sobre la operación de estos proyectos sugieren que los primeros años de generación eléctrica pudieran ser un período de prueba y error. Demasiado sulfuro de hidrógeno no sólo daña los quemadores, sino también puede causar un mal funcionamiento de un

generador o la microturbina. Dudas sobre la cantidad de gas que será producido y la selección adecuada de equipo hace difícil precisar el tamaño del sistema a usar (Landa, 2007).

Ag Cert ha decidido no incorporar la generación de electricidad a sus proyectos debido a los altos costos de inversión del generador y la incertidumbre sobre cómo usar algún gas en el generador y luego mandarlo al quemador. Los generadores que usarán las granjas no son lo bastante grandes para utilizar todo el biogás producido en la mayor parte de los digestores de Ag Cert. A pesar de estas dudas sobre la generación de electricidad, los agricultores en muchas de las granjas de Ag Cert piensan comprar generadores ellos mismos para aprovechar el metano y eliminar de sus cuentas el pago de electricidad (Pérez, 2007).

El excedente de electricidad que no se usa por la granja, teóricamente se puede vender a la red eléctrica nacional como lo proponen las granjas de cerdo de Empacador Toledo en Guatemala asesoradas por Ecoinvest. Sin embargo, la estructura del mercado mexicano complica la venta del exceso de electricidad. Los generadores pueden vender directamente a Comisión Federal de Electricidad (CFE), y llegar a ganar el 85 % de su costo. También, los generadores pueden usarse para ser "un autoproveedor", estructurar un acuerdo de compra con un cliente que es accionista del generador, y venderle la electricidad. Conforme a ambos esquemas, el generador debe pagar altas tarifas de transmisión.

También, el propietario del proyecto es responsable de establecer líneas de electricidad del punto de generación a la carga (SENER, 1992). Hasta ahora, ninguna de las granjas de cerdo ha decidido invertir dinero en un generador que produzca más electricidad y alimentarla a la red con la esperanza de ganar dinero con el excedente de generación. Por lo tanto, la generación de electricidad sólo sirve para las necesidades del agricultor y ganar bonos de carbono iguales a las emisiones que habrían sido quemadas si la granja fuera servida por la red de energía nacional

5.1.3 Capacidad eléctrica a partir de la biomasa

Por otra parte, las actuales leyes en México permiten la generación de electricidad para su autoconsumo y necesidades de cogeneración, en particular en las actividades industriales. Sin embargo, el bagazo de caña de azúcar ha sido la única fuente de biomasa oficialmente usada para la cogeneración de electricidad y calefacción en el sector de energía mexicano. Desde el año 2003, la capacidad instalada del sector energético para autoconsumo ascendió a 2,224 MW y generó 55 millones de GJ, que eran equivalentes al 49% y al 43% de la capacidad instalada de autoconsumo a nivel nacional y la electricidad generada en aquel año, respectivamente.

Vale la pena mencionar que el 19% (428 MW) de esta capacidad instalada fue generada por turbinas de vapor alimentadas por bagazo, que generaron el 10% de la electricidad suministrada para el autoconsumo en la rama industrial en el mismo año. Para el año 2008 se tenían instalados 496 MW a partir de biomasa y desechos sólidos municipales (Tabla 5.2), finalmente en el año 2009 se generaron un total de 0.823 billones de KWh de electricidad a partir de biomasa y desechos, de un total de 33.881 billones de KWh generados a partir de todas las fuentes renovables.

Se asume que es técnica y económicamente factible para el sector energético generar electricidad de plantaciones de combustible a través del uso de GIBCC hacia el 2015. Estas plantas tienen una capacidad de hasta 250 MW (Bain y Craig, 1997). En el caso del bagazo de caña de azúcar, estos proyectos funcionan con una eficiencia promedio del 40% y un factor de carga del 60%. El problema de que el bagazo no está disponible todo el año puede ser solucionado con una combinación de bagazo y plantaciones forestales (Van der Brock, 1998).

Tabla 5.2 Capacidad instalada en los países de la OECD a partir de biomasa y desechos (IEA, 2009c)

	Capacidad instalada de electricidad por
--	---

Países OECD	biomasa y desechos municipales (Millones de KW)			
	2005	2006	2007	2008
Irlanda	0.136	0.025	0.227	0.229
Italia	2.223	3.616	3.697	4.048
Japón	1.501	1.501	1.501	1.501
Corea del sur	0.087	0.14	0.137	0.139
Luxemburgo	0.014	0.015	0.015	0.017
México	0.490	0.490	0.490	0.496
Netherlands	1.410	1.382	1.058	1.273
Nueva Zelanda	0.129	0.13	0.127	0.127
Noruega	0.168	0.162	0.162	0.162
Polonia	0.058	0.06	0.076	0.095
Portugal	0.362	0.367	0.383	0.386
Puerto Rico	0	0	0	0
Eslovaquia	0.062	0.126	0.164	0.178
España	0.695	0.737	0.750	0.712
Suecia	2.979	3.976	3.208	3.297
Suiza	0.336	0.367	0.368	0.364
Turquía	0.108	0.113	0.115	0.129
Reino Unido	1.604	1.691	1.756	1.782
Estados Unidos	10.689	10.982	11.627	11.992
Islas Virginias E.U	0	0	0	0

Finalmente, se asume que no sólo los rellenos sanitarios y proyectos de biogás a partir de los desechos de animales se pueden usar para la generación de energía sino que también el uso de celulosa y otros residuos sólidos de biomasa son económicamente factibles de usarse. El biogás es usado en turbinas de ciclo combinado de gas o de vapor con una eficiencia del 32 % y un factor de carga del 60 % (Shin y Park, 2005). La celulosa y otros residuos sólidos de biomasa (Murphy, 2006) son incinerados directamente en una caldera, usando el vapor sobrecalentado en una turbina convencional de vapor y acoplados a un generador eléctrico. Estas plantas funcionan con una eficiencia del 36 % y un factor de carga del 60 %

5.1.4 Biogás de rellenos sanitarios

Para 2008 se estimó que el 67% de los RSU generados en el país se dispuso en rellenos sanitarios y sitios controlados y el 33% restante en sitios no controlados (Figura 5.1). Ésto representa un incremento importante con respecto a las cifras de finales de los años noventa, según las cuales la disposición en sitios no controlados era cercana al 50%. Ese mismo año, Baja California (96%), Nuevo León (98%), Aguascalientes y Distrito Federal, dispusieron de casi la totalidad de sus RSU en rellenos sanitarios y sitios controlados, mientras que las entidades que los dispusieron en menor porcentaje fueron Hidalgo y Chiapas, ambos con cerca de 30% y Oaxaca con 1.5%. Considerando el tipo de localidad, en las zonas metropolitanas más del 80% de los RSU se dispuso en rellenos sanitarios o sitios controlados, mientras que en las localidades rurales y semiurbanas este porcentaje apenas alcanzó el 3.2%.

En cuanto al número de rellenos sanitarios en México, se ha logrado un avance significativo en el establecimiento de este tipo de infraestructura en los últimos años. Entre 1995 y 2007 la cifra creció de 30 a 114 sitios, contándose además, para este último año, con 24 sitios controlados (SEMARNAT, 2008a)

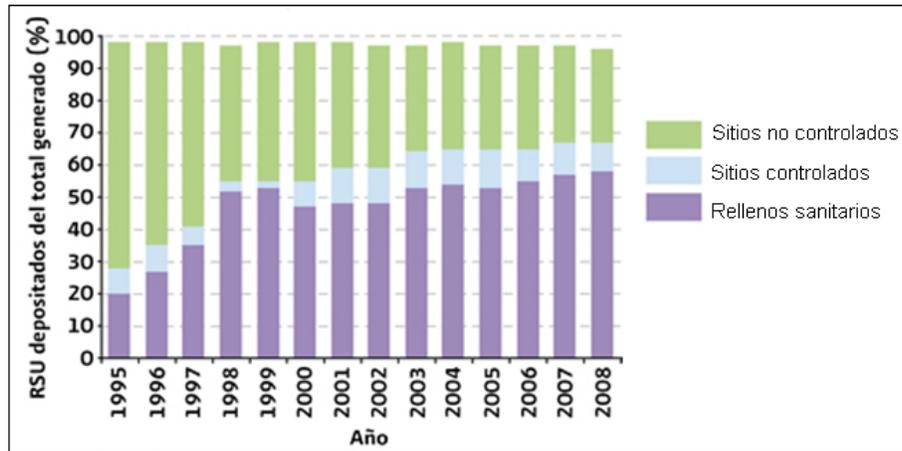


Figura 5.1 Disposición final de los residuos sólidos urbanos 1997-2008 (SEMARNAT, 2009b)

Sólo Oaxaca y Zacatecas no tenían rellenos sanitarios hasta esa fecha, pero contaban, respectivamente, con uno y tres sitios controlados. Monterrey, fue el primer estado en el país que aprovecha el biogás liberado por un relleno sanitario para generar energía eléctrica, con una capacidad de 7 MW, actualmente tiene una capacidad de 16.96 MW. El proyecto se desarrolló con un apoyo parcial del GEF, a través del Banco Mundial. Los cambios regulatorios y legales en los que está trabajando México permitirán replicar este proyecto en otros rellenos sanitarios del país. Actualmente México cuenta con 18.560 MW generados por residuos municipales en Monterrey, la capacidad total de biogás es de 32.7 MW (Figura 5.2), actualmente se están desarrollando 7.4 MW adicionales (Tabla 5.3).

Tabla 5.3 Capacidad eléctrica autorizada para cogeneración y autoabastecimiento en 2010 (CRE, 2011)

Proyecto	No. de permisos	En operación (MW)	En desarrollo (MW)	Inactivo (MW)	Total (MW)
Biomasa	55	473.5	108.4	0	581.9
Biogás	8	32.7	7.4	0	40.2

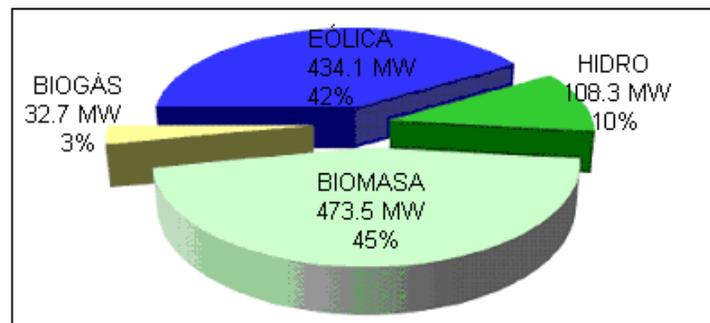


Figura 5.2 Capacidad autorizada para cogeneración y autoabastecimiento de energía renovable al 2010 (CRE, 2011)

Uno de los proyectos que está en etapa de autorización se va a ubicar en Quintana Roo, del relleno sanitario norte con 15.4 hectáreas y la celda emergente del municipio de Isla Mujeres con 3.5 hectáreas. La primera etapa ya concluyó, dado que consistió en la clausura de la celda emergente

sufre y calla, de acuerdo al Plan de Clausura y la fase de exploración para determinar la cantidad de biogás, la cual duró 3 meses. La segunda etapa consiste en la instalación del sistema de aprovechamiento del biogás y la clausura y saneamiento del relleno sanitario norte.

El aprovechamiento del biogás se llevará a cabo con la tecnología desarrollada en Canadá por Smartsoil a través de pozos horizontales, hace que se eleve hasta en un 250% la captación de metano, permitiendo utilizar este recurso de una forma más eficiente en la producción de energía eléctrica. La última etapa, es la generación de electricidad a través de 3 generadores los cuales tendrán como combustible el metano que se extraiga del relleno sanitario norte. Se calcula que se dejará de emitir alrededor de 5,200,000 m³ de metano a la atmósfera, disminuyendo la emisión de gases GEI con la utilización del metano como combustible para la generación de la energía se producirán 30,000 MWh/año aproximadamente, con una capacidad instalada de 4.8 MW.

5.2 Perspectivas a futuro nacionales

Hacia los últimos años del horizonte de planeación 2010-2025, se considera la incorporación de proyectos denominados como de Nueva Generación Limpia, los cuales, contribuirán a diversificar la canasta de generación del SEN. Asimismo, en el actual programa de centrales generadoras se ha incluido el concepto de Nuevas Tecnologías de Generación donde se consideran proyectos de ciclo combinado con eficiencias mejoradas y nuevas tecnologías para la generación distribuida.

Durante el periodo 2010-2025, el programa de expansión del servicio público requerirá adiciones de capacidad bruta por 37,655 MW (Figura 5.3), de los cuales 5,218 MW son de capacidad terminada en 2010, en construcción o licitación, 32,041 MW de capacidad adicional en proyectos que aún no se han licitado y 396 MW en proyectos de rehabilitación y modernización.

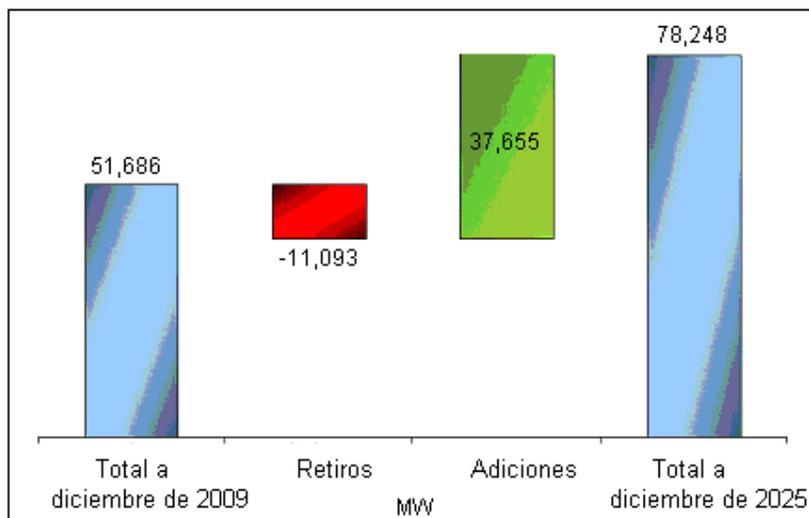


Figura 5.3 Adiciones de capacidad bruta al año 2025 (SENER, 2010)

Por otra parte, se estima una capacidad adicional neta de autoabastecimiento remoto y cogeneración de 4,968 MW, considerando los proyectos del sector privado al igual que el proyecto de cogeneración en Nuevo Pemex con 260 MW de capacidad para porteo, así como proyectos eólicos del Istmo de Tehuantepec y un paquete de 3,000 MW de capacidad programada para el aprovechamiento de energías renovables a partir de 2015. El programa de autoabastecimiento a 2014 considera aquellos proyectos para autoabastecimiento y/o cogeneración, con alta probabilidad de realización. Posterior a ese año se consideran bloques de autoabastecimiento a base de fuentes renovables, de los cuales aun no se cuenta con ubicación precisa en el territorio nacional, pero que podrían desarrollarse por particulares con base en el marco legal aplicable para el aprovechamiento de las energías renovables. La capacidad estimada que se podría instalar asciende en total a 3,000

MW durante el periodo 2015- 2025. La capacidad de autoabastecimiento remoto, incluye los bloques de capacidad para fuentes renovables a partir de 2015, la biomasa participa con 300 MW del total del programa de autoabastecimiento al año 2025. Hacia 2025 se prevé realizar retiros de capacidad obsoleta e ineficiente del servicio público de energía eléctrica por 11,093 MW.

En lo que se refiere a las tecnologías consideradas en los requerimientos de capacidad adicional, los ciclos combinados representan 63.2% (incluye nuevas tecnologías de generación, como ciclos combinados con eficiencia mejorada y nuevas tecnologías para generación distribuida) del total a instalarse durante 2012-2025, con 20,243 MW, la capacidad que se identifica como nueva generación limpia 21.5% con 6,899 MW (algunas opciones posibles son: ciclo combinado y carboeléctricas con captura y secuestro de CO₂, nucleoelectrica, eoloelectrica, solar o importación de capacidad), hidroeléctrica 8.2% con 2,641 MW, eoloelectrica 4.7% con 1,516 MW, geotermoelectrica 0.9% con 304 MW, mientras que el restante 1.5 %, se asignará a diversos proyectos turbogás, combustión interna y un proyecto solar de 5 MW en escala piloto.

Para el programa de expansión 2010-2025 se tiene una prospectiva de 6,899 MW. En este bloque se agrupan diversas opciones tecnológicas para la expansión del sistema de generación, con la importante característica de tratarse de una canasta tecnológica que produciría niveles de emisiones de CO₂ prácticamente nulos. En consecuencia, la demanda de combustibles asociada a la generación de electricidad de dicho bloque se ha simulado para cada proyecto en específico y para uno o más posibles combustibles, quedando de la siguiente manera: Capacidad de 1,041 MW utilizando gas natural, con eficiencia bruta de conversión a energía eléctrica de 52%, correspondiente a la tecnología de los nuevos ciclos combinados, 258 MW utilizando combustóleo y 5,600 MW utilizando carbón.

Los resultados de las simulaciones de generación de electricidad y consumo de combustibles para los proyectos programados como NGL se presentan en la Tabla 5.4. Las tecnologías posibles que aparecen en la tabla son: A: Gasificación, B: Ciclo combinado, C: Importación, D: Carboeléctrica, E: Nucleoelectrica, F: Combustión interna.

Tabla 5.4 Generación, consumo de combustibles y opciones tecnológicas para los proyectos de centrales clasificadas como nueva generación limpia, 2021-2025 (SENER, 2010)

Tecnologías posibles		Capacidad (MW)	Tipo de Combustible	Generación (GWh)				
Proyecto	Ubicación			2021	2022	2023	2024	2025
Noreste V ^{A/B/C/D}	Coahuila	700	Carbón, gas	2,674	4,807	4807	4,821	4,807
Baja California Sur VIII ^{A/C/F}	Los Cabos	86	Combustóleo	511	623	619	616	619
Noreste V ^{A/B/C/D}	Coahuila	700	Carbón, gas	-	1,379	4,807	4,821	4,807
Oriental I y II ^{A/B/D/E}	Veracruz	1,400	Carbón, uranio, gas	-	-	5,347	9,642	9,614
Baja California Sur IX ^{A/C/F}	Los Cabos	86	Combustóleo	-	-	507	616	619
Pacífico II y III ^{A/B/D}	Michoacán	1,400	Carbón y gas	-	-	6,003	10,824	10,793
Noroeste II y III ^{A/B/C/D/E}	Sonora	1,400	Carbón, uranio, gas	-	-	-	6,556	9,609
Noroeste VI ^{A/B/C}	Tamaulipas	1,041	Gas	-	-	-	-	4,427
Baja California Sur X ^{A/C/F}	Los cabos	86	Combustóleo	-	-	-	-	488
Total		6,899		3,185	6,808	22,090	37,896	45,781

5.3 Perspectivas actuales internacionales

5.3.1 Demanda del uso de residuos

La demanda anual de biomasa ha ido aumentando constantemente en los años recientes, particularmente en los países miembros de la OECD. El uso total de la biomasa es incierto, pero actualmente, tiene una participación mayor al 10% del consumo de la energía primaria global. (45±10 EJ; 1,070±Mtoe/año). Aproximadamente 2/3 de dicha biomasa es consumida en los países en vías de desarrollo como biomasa tradicional o biomasa no comercial (combustible, madra, residuos de cosechas, etc) para cocina doméstica y calor.

La demanda actual de biomasa para producir electricidad y calor para construcciones y la industria es de alrededor de 8 EJ/año (190 Mtoe/año) y cerca de 1.7 EJ/año (40 Mtoe/año) para combustibles líquidos para transporte (IEA, 2008). En la Tabla 5.5 se muestra que la energía mundial total generada en 2008 por diversas fuentes de biomasa fue de 235,595 GWh.

A gran escala, la biomasa es consumida para proporcionar calor en las construcciones, y la industria, la información es incierta, pero excluyendo los usos tradicionales, en 2005 la biomasa y los desechos posiblemente contribuyeron 1.4% (4.5 EJ; 105 Mtoe) de calor directo en la industria global y sectores residenciales (IEA, 2007a) con el calor de las plantas de ciclo combinado, las plantas posiblemente proveen un extra de 2 EJ a 3EJ (47 Mtoe a 70 Mtoe). La biomasa también abasteció cerca del 1% (0.8 EJ; 19 Mtoe) de los combustibles para transporte y poco mas del 1% (0.8 EJ; 230 TWh) de generación eléctrica.

Tabla 5.5 Energía mundial total generada en 2008 por algunas fuentes de biomasa (IEA, 2009d)

	Desechos municipales	Desecho industrial	Biomasa sólida	Biocombustibles
Unidad	GWh	GWh	GWh	GWh
Generación neta	58,120	11,207	162,825	3,443
Unidad	TJ	TJ	TJ	TJ
Producción calorífica neta	188,363	90,565	323,896	13,361
Unidad	TJ	TJ	TJ	Miles de toneladas
Producción	1,107,716	431,690	46,870,063	70,631
Transformación	978,273	211,444	5,405,351	1,896
Plantas de generación eléctrica	582,848	30,011	1,118,018	1300
Plantas de ciclo combinado	323,904	125,374	675,116	518
Plantas con producción calorífica	71,521	56,059	187,387	78
Otras transformaciones	0	0	3,424,830	0

5.3.2 Tecnologías de conversión termoquímicas

Cerca de 400 GW de equipamiento moderno para producción de calor a partir de la biomasa, un consumo de 300 Mt/año de biomasa. Actualmente produce cerca de 4.5 EJ/año (105 Mtoe/año) de calor directo (asumiendo un factor de conversión del 75%). Para el año 2025, se tendrán instalados más de 40 GW de capacidad en plantas de generación al rededor del mundo, generando 230 TWh/año de electricidad (IEA, 2007a).

Asumiendo un factor de capacidad promedio del 60% y un factor de eficiencia de conversión del 25%, esto consumiría aproximadamente 240 Mt/año de biomasa. Para combustibles líquidos, cerca de 120 Mega toneladas de recursos de biomasa fueron consumidas en 2005 para producir cerca de 19 Mtoe de biocombustibles, con un factor de eficiencia promedio del 50%.

5.3.2.1 Combustión

Un análisis de 6 plantas en Europa muestran una relación cercana entre la capacidad de la planta y los costos de inversión, los costos por unidad instalada de generación eléctrica cae rápidamente dependiendo del aumento de la capacidad instalada a partir de los 20 MW (Figura 5.4).

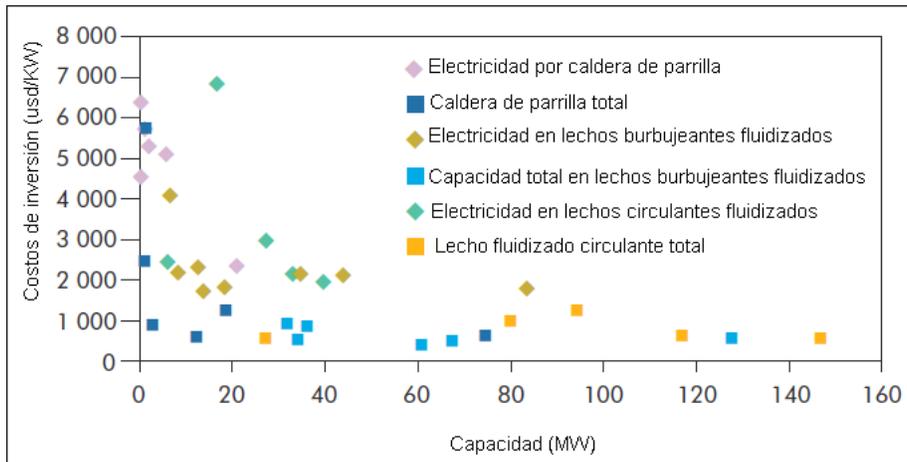


Figura 5.4 Relación entre costos de inversión y la capacidad de salida total de capacidad de calor y electricidad en las calderas de parrillas y lechos fluidizados (VTT, 2007)

La elección entre las calderas y los lechos fluidizados depende del tipo de combustible, el contenido de ceniza, la calidad y la cantidad de impurezas físicas en el combustible. Los combustibles con punto de fusión bajo de cenizas, no puede ser quemado en un lecho fluidizado. Las impurezas físicas pesadas, tales como partículas metálicas en desechos sólidos municipales no pueden entrar a los lechos fluidizados, debido a que se hunden en la placa de distribución de aire, y provocan disturbio en la fluidización y son difíciles de remover de los hornos. Sin embargo, para mantener en operación los lechos se han desarrollado e implementado soluciones para alimentarlos con desechos sólidos municipales.

Los costos varían con el tamaño y el diseño para ambos sistemas de lechos tanto el burbujeante como el circulante. Un análisis de 8 plantas de lechos burbujeantes existentes, para generación de electricidad desde los 8 MW hasta 87 MW, construidos o reconstruidos entre 1993 y 2002 en Finlandia y Suecia, sugiere que no hay una reducción significativa de costos por unidad instalada de capacidad para dicho rango. La eficiencia total de estas plantas entra en el rango de 85% a 90%.

El rango de costo de las inversiones por unidad de capacidad de plantas de lechos circulantes es de alrededor de \$400 $\text{USD}/\text{KW}_{\text{e+termico}}$ a \$750 $\text{USD}/\text{KW}_{\text{e+termico}}$, basado en las 5 plantas existentes entre 1990 y 2002, las cuales son similares a los lechos burbujeantes fluidizados, también tienen eficiencias similares, aunque las plantas circulantes estudiadas entraron dentro de un rango ligeramente más pequeño (desde 7 MW hasta 42 MW) que las plantas de lecho burbujeante.

5.3.2.2 Tratamiento de basura en hornos de incineración

La incineración es un proceso que en presencia de aire en exceso, transforma la basura a cenizas y gases de combustión a temperaturas del orden de los 800 a los 1,000°C. La basura puede producir entre 250 y 750 $\text{KWh}_{\text{e}}/\text{ton}$, dependiendo del poder calorífico de la misma y del pretratamiento a que sea sometida. La generación del límite inferior corresponde cuando la basura es incinerada sin tratamiento previo y en plantas de las denominadas como “Quema en masa”, en tanto que el rendimiento superior puede obtenerse si la basura es secada y clasificada, e incluso peletizada e incinerada en sistemas de “lecho fluidizado”. Existen en el mundo alrededor de 760 plantas de incineración de basura en operación. La incineración de la basura se ha visto frenada en Estados Unidos por restricciones ambientales en los últimos años, donde existe una capacidad de

incineración de 29 millones de toneladas anuales. Por lo que desde 1995 hasta el año 2003 no se habían construido plantas nuevas. En Estados Unidos de los 369 millones anuales de toneladas de basura que generan, 8 % es incinerada, 7% convertida a composta, 20% es reciclada y 65% es depositada en rellenos sanitarios.

En Europa en el año 2002 existían 340 plantas con una capacidad de incineración de basura de 50 millones de toneladas anuales (Themelis, 2003), de las cuales 28 plantas fueron comisionadas con una capacidad total de 4.1 millones de toneladas anuales en 1999. Los países que se destacan por incinerar su basura son: Dinamarca (55%), Suecia (55%), Suiza (45%), Holanda (48%), Francia (35%) y Alemania (42%). En China se generan diariamente 410 mil toneladas de basura, de las cuales el 2% (10,000 ton/día) son incineradas, el 70% es enviada a rellenos sanitarios, 20% son convertidas a composta y el 10% restante tiene otros tratamientos no definidos. En China se considera a los tratamientos térmicos como la tecnología del futuro para procesar su basura, dado que es una fuente de energía importante (Kefa, 2003).

En los últimos años se han destinado en Estados Unidos mil millones de dólares para mejorar los procesos de incineración y reducir al máximo las emisiones de contaminantes de las plantas de incineración, a tal grado que se ha demostrado que los nuevos desarrollos emiten menos contaminantes que una planta convencional de energía. El proceso de combustión con recuperación de energía conocido como Basura a Energía ó Waste to Energy (WTE) por sus siglas en inglés, es una de las alternativas existentes para el manejo de la basura, ya que reduce la cantidad de materiales enviados a los rellenos sanitarios, prevén la contaminación de agua y aire, permiten mejorar los programas de reciclamiento, requieren menos espacio y disminuyen la dependencia de los combustibles fósiles para la generación de energía.

Las plantas de "Quema en masa" son las plantas tradicionales donde el control de las emisiones son rudimentarias o no existen. De 1910 a 1968 existieron aproximadamente 17,000 incineradores de basura doméstica operando en Nueva York, en el mismo período se construyeron 32 incineradores municipales que quemaron en ese lapso un total aproximado de 73 millones de toneladas de basura municipal en esa ciudad (Sipilä, 2002). Estas plantas no requieren pre-procesamiento de la basura, lo que da como resultado que los procesos de transferencia de masa y velocidades de reacción sean relativamente lentos. Por lo que se requieren cámaras de combustión muy grandes y la intensidad de la combustión es lenta. Las temperaturas existentes en la cámara de combustión son del orden de los 900°C y las cenizas no alcanzan el punto de fusión o semifusión. Esta tecnología ha sido mejorada en los últimos años pero ha sido sustituida por los nuevos desarrollos en la materia que incluyen sistemas de lecho fluidizado (Klein, 2002).

Los incineradores de lecho fluidizado son usados ampliamente en Japón, estos sistemas requieren reducciones de la basura a tamaños menores a 5 cm, así como la separación de materiales inertes como vidrios y metales, antes de ser incinerada en estos sistemas. Son alimentados por la parte superior de los lechos fluidizados formados por arena. Bajo estas condiciones la combustión es más eficiente, y las temperaturas son más altas permitiendo una mayor recuperación de energía, menores cantidades de materiales no oxidados y menos exceso de aire que las plantas tradicionales.

Los combustores de lecho fluidizado operan a temperaturas en el rango de 830-910°C y pueden requerir combustible adicional y quemar materiales con contenido de humedad muy altos. Debido a la homogeneidad de las temperaturas existentes en el sistema, la inscrustración y los problemas de corrosión son sensiblemente menores. Por otro lado, la operación a temperaturas bajas en estos incineradores da lugar a la intensa formación de óxidos de nitrógeno (NOx) no deseables, por lo que se requiere la adición con la alimentación de cal para el control de los SOx. Estos sistemas tienen la desventaja de dar lugar a la aglomeración del lecho, si existen sales presentes en la alimentación y pueden proveer de insuficiente tiempo de residencia para las partículas finas. La desventaja del poder calorífico fluctuante de la basura alimentada se compensa por la mayor cantidad de calor inercial existente en el lecho fluidizado.

El término de “Combustible Derivado de la Basura (CDB)” abreviado RDF por sus siglas en inglés, se refiere a la basura que es procesada para incrementar su poder calorífico y quemarse tanto en plantas de basura a energía como en plantas termoeléctricas convencionales. El procesamiento consiste en la separación de los materiales inertes, reducción de tamaño, y densificación (peletización). Esto permite la separación de materiales reciclables y peligrosos. El material con mayor densidad es más fácilmente transportado, almacenado, y quemado. El CDB puede ser producido a pequeña escala y transportado y usado en grandes plantas basura a energía, donde las eficiencias de escala permiten un mejor y efectivo control de emisiones. Los mayores problemas enfrentados por esta tecnología son sus mayores costos de inversión y operación.

Un ejemplo de esta tecnología es la planta SEMASS construida en dos etapas, la primera en 1989 y la segunda en 1994, en Rochester Massachusetts. Las tres unidades de que consta procesan 910,000 toneladas anuales de basura y producen arriba de 720 KWh de electricidad por tonelada de basura, de la cual 100 KWh/ton se usa para operar la planta y el resto es vendida. Esta planta convierte el 76.7% de la basura a energía, 4.5% la recupera en forma de metales ferrosos y no ferrosos, y dispone el 7.7% como cenizas volátiles en un relleno sanitario cercano. La ceniza del fondo representa el 10% una vez que se recuperan los metales. Esta planta cumple con las normas ambientales en cuanto a la emisión de partículas, dióxidos de azufre, nitrógeno, ácido clorhídrico, monóxido de carbono, cadmio, plomo, mercurio, dioxinas y furanos

5.3.2.3 Combustión dual

Cuando entran en combustión los residuos de biomasa con carbón en una caldera tradicional de combustible fósil, para producir electricidad, puede hacer reducciones significativas en las emisiones de CO₂. La combustión dual de combustible ha sido demostrada exitosamente para la mayoría de las combinaciones de combustibles, y tipos de calderas en más de 200 instalaciones alrededor del mundo. Más de 100 plantas de este tipo se encuentran instaladas en Europa, principalmente en los Países Escandinavos, Holanda y Alemania, alrededor de 70 en los Estados Unidos y algunas en Australia. Una gama de combustibles, incluyendo residuos de cultivos, cultivos energéticos, cultivos herbáceos y biomasa de la madera, han sido puestos a prueba en la combustión dual.

La proporción de la biomasa en la mezcla ha estado entre el 0.5% y 10% en términos de energía, con 5% como un valor típico (IEA, 2008). Los costos capitales adicionales para la conversión de la planta y el manejo de los combustibles comúnmente entran en el rango de los \$100 usd/KW a los \$300 usd/KW. Para regiones que han tenido acceso a la tecnología de combustión de carbón y recursos adecuados de biomasa, esta es una opción altamente efectiva en cuestión de costos para el uso de la biomasa.

5.3.2.4 Gasificación

En Europa se encuentran operando 10 plantas alimentadas por biomasa (Tabla 5.6), de las cuales; 5 producen electricidad y 5 producen combustible gaseoso, 10 plantas alimentadas por gas produciendo químicos; 5 plantas alimentadas por carbón; 4 produciendo electricidad y 1 produciendo químicos. En Asia/Australia existen 68 plantas alimentadas por carbón, de las cuales, 60 producen químicos; 5 producen electricidad; 2 combustible y 1 combustible gaseoso, 3 plantas alimentadas por gas; 2 produciendo químicos y 1 combustible, también se cuenta con 29 plantas alimentadas con petróleo, de las cuales 26 producen químicos, 2 producen electricidad y 1 combustible gaseoso. En África se encuentran 5 plantas, de las cuales 3 se alimentan de carbón y producen combustibles y 2 alimentadas por gas, una produce químicos y la otra produce combustibles. En América Latina únicamente se cuenta con dos plantas gasificadoras una alimentada por petróleo y la otra con residuos de asfalto, produciendo combustible gaseoso y amoníaco, respectivamente.

Tabla 5.6 Plantas de gasificación alimentadas por carbón y biomasa con electricidad como producto obtenido principal (GTC, 2010)

Tipo de combustible	Producto principal obtenido			
	Gas de síntesis	Químicos/combustibles	Capacidad	Gasificadores
EUROPA				
Carbón (mt/día)	MW _t	MW _{th}	MW	
Carbón (2000)	465.9	-	253	1
Carbón (2600)	587	-	335	1
-	1,283		900	1
Lignito	636		350	26
EUROPA				
Biomasa (mt/día)				
Biocombustible	48	-	42	1
Biocombustible	28	-	35	1
Corteza de madera	20	-	25	1
Corteza de madera	15	-	15	1
R.S.M (320)	100	100		1
Madera (500)	84	-	85	1
Biocombustible (55)		-	6	1
Basura en pacas	32	17.48	-	1
R.S.M	23	-	5	1
Brea y aceites (1,968)	140	-	56	1

En total existen más de 142 plantas operando al rededor del mundo y 420 gasificadores con una capacidad total de 56,000 MW_{th}, con productos resultantes químicos 44%, combustibles 30% y electricidad 18%. Asia/Australia, Europa y África/Medioeste tienen la mayor capacidad instalada con 17,000 MW_{th}, 14,000 MW_{th} y 15,000 MW_{th} instalados respectivamente, mientras que Norteamérica tiene 7,000 MW_{th}, Centro y Sudamérica menos de 1,000 MW_{th}. Por otra parte la capacidad de distribución en MW_{th} de los productos resultantes de la gasificación es aproximadamente de 10,000 MW_{th} de electricidad, productos químicos 23,000 MW_{th}, combustibles líquidos 17,000 MW_{th}, combustibles gaseosos 3,000 MW_{th}.

5.3.3 Tratamiento de basura en rellenos sanitarios

Existen en el mundo alrededor de 1,152 plantas que suman una capacidad de generación eléctrica de 3,929 MW y generan en promedio 3.1 m³/ton*año de biogás de relleno sanitario (Themelis, 2002). De estas 1,152 plantas, 734 están en Europa y 354 en Estados Unidos, 15 en Canadá, 19 en Asia, 18 en Australia, 8 en Sudamérica y 4 en África. Las plantas en Europa en promedio tienen una capacidad instalada de 1.73 MW por planta, en tanto que en Estados Unidos es de 6.7, lo cual indica que las plantas de Estados Unidos son muy grandes comparadas con las de Europa.

5.4 Estudio de caso en Estados Unidos

5.4.1 Energía proveniente de la basura

La mayoría de la biomasa proveniente de desechos es consumida por el sector industrial y por productores de electricidad independientes (PEI) en el 2009, dichos productores PEI operan casi todas las instalaciones para procesar los residuos sólidos municipales, mientras que el sector industrial y los productores independientes operan la mayoría de los rellenos sanitarios. Otros tipos de desperdicios de biomasa (en la mayoría desperdicios de comida y aguas residuales) se manejan en el sector industrial (EIA, 2011).

5.4.2 Energía industrial de la biomasa

EL sector industrial usó 2.0 cuatrillones de BTU de biomasa en el 2009 para producir 26 billones de kilowatts hora de electricidad. Alrededor del 90% de la energía de la biomasa se utilizó en aplicaciones térmicas (procesos de calor y vapor, calefacción de espacios), las compañías de papel

y productos conexos consumió cerca de la mitad de la biomasa de todo el sector industrial, y generó 94% de su electricidad. Una década atrás, este sector consumió cerca del 70% de la biomasa industrial. La principal razón del declive ha sido por la introducción de las biorefinerías, de las cuales su consumo ha surgido durante los 5 años pasados.

5.4.3 Combustión dual de biomasa y carbón

En 2009 existía un total de 72 plantas reportadas para la combustión dual, dichas plantas tienen una capacidad de poco más de 4,400 MW. Este fue un salto sustancial de los 3,800 MW en 2008. El estado de Wisconsin es el estado con mayor capacidad instalada de 448 MW con un total de 14 plantas.

La generación de electricidad se incrementó en un 9.7% en 2009, la generación proveniente del gas de los rellenos sanitarios incrementó en un 10.7%, mientras que la electricidad proveniente de la madera y combustibles derivados cayeron en un 3.4% , como se aprecia en la Tabla 5.7, al referirse en la tabla a los residuos sólidos biogénicos, se incluye el papel, cartón, madera, alimentos, pieles, textiles, y residuos de jardines, en el rubro de otra biomasa se incluyen los subproductos de la agricultura, lodos residuales, y otra biomasa sólida, líquidos y gases.

Tabla 5.7 Generación neta de electricidad proveniente de recursos renovables por fuente 2007-2009 en (EIA, 2009)

Fuente (MWh)	2007	2008	2009
Total	352,747,486	381,043,759	413,246,300
Biomasa	55,538,578	55,033,612	54,336,774
R.S.U	16,524,554	17,733,759	18,093,335
Gas de rellenos sanitarios	6,157,750	7,156,340	7,351,052
RSM biogénicos	8,303,838	8,096,801	8,342,265
Otra biomasa	2,062,966	2,480,617	2,400,018
Madera y combustibles derivados	39,014,024	37,299,853	36,243,438
Geotérmica	14,637,213	14,951,348	15,209,663
Hidroeléctrica	247,509,974	254,831,385	272,130,941
Solar térmica/células fotovoltaicas	611,793	864,315	807,988
Eólica	34,449,927	55,363,100	70,760,934

5.4.4 Gasificación

En estados unidos se encuentran 6 plantas alimentadas por carbón y coque, de las cuales 3 producen químicos; 2 electricidad, como se aprecia en la Tabla 5.8 y 1 produce combustible gaseoso, 9 plantas alimentadas por gas produciendo químicos, 5 plantas alimentadas por petróleo; 3 producen químicos y 2 combustible gaseoso.

Tabla 5.8 Plantas gasificadoras que tienen como producen energía eléctrica (GTC, 2010)

Tipo de combustible	Producto principal obtenido			Gasificadores
	Gas de síntesis	Químicos o combustibles	Capacidad	
Carbón (mt/día)	MWt	MWth	MW	
coque (2,000)	590.6	-	262	2
carbón (2,200)	451.1	-	250	1

5.5 Perspectivas a futuro internacionales en el tratamiento de la basura

En Europa existe una ley que limita el crecimiento de los rellenos sanitarios en los países miembros de la Unión Europea, por lo que se prevé que en los próximos años estos desaparezcan, y crezcan

primero las plantas de incineración con generación de energía y posteriormente las plantas de gasificación, así como una paralela mayor actividad de reciclamiento. Se estima que la proliferación de estas plantas se duplique para el año 2020, alcanzando una capacidad de incineración de 150 millones de toneladas de basura anuales (Sipilä, 2002).

Hay que tener presente que la incineración brinda la posibilidad de generar energía eléctrica y calor a través de la generación de vapor de manera directa, es decir que partiendo de la incineración se obtendrán gases de combustión que darán lugar a la generación de vapor en una caldera y posteriormente alimentar el vapor a una turbina para genera la electricidad. En tanto que la gasificación brinda la posibilidad de generar un combustible de bajo poder calorífico que pueden emplearse en una máquina de combustión interna acoplada a un generador, a una turbina, a una caldera para generar vapor, o ser empleado como insumo para la síntesis de metanol, hidrógeno, etanol, electricidad, vapor y amoníaco.

La gasificación es vista como la tecnología que sustituirá a la incineración en el mediano y largo plazo, no solo por las razones anteriores, sino también por los beneficios ambientales que se derivan de ella. En Europa las expectativas en el corto plazo de ambas tecnologías, son las que hasta ese año tendrán mayor crecimiento las plantas de incineración de última generación con sistemas de combustión de lecho fluidizado. Al mismo tiempo que la gasificación empezará a aparecer cada vez más en la escena internacional y seguirá madurando no solo en el ámbito de tratamiento de la basura sino también de los residuos agroforestales y pecuarios.