

México Y EL incipiente mercado DE emisiones de carbono

Oportunidades de inversión para
pequeñas y medianas empresas en la
agenda sobre cambio climático mundial

Comisión para la Cooperación Ambiental
393, rue Saint-Jacques Ouest, Bureau 200
Montreal (Quebec) Canadá H2Y 1N9
Tel.: (514) 350-4300
Fax: (514) 350-4314
Correo-e: info@ccemtl.org
<http://www.cec.org>

ISBN: 2-922305-58-9

© Comisión para la Cooperación Ambiental, 2001
Dépôt légal-Bibliothèque nationale du Québec, 2001
Dépôt légal-Bibliothèque nationale du Canada, 2001
Available in English - ISBN: 2-922305-57-0
Disponible en français - ISBN: 2-922305-59-7

Agradecimientos	v
Prefacio	vii
Resumen ejecutivo	ix
1 Introducción: finanzas y medio ambiente	1
1.1 Cuestiones ambientales y gestión de riesgos	3
1.2 Oportunidades de inversión ambiental	5
1.3 Definición de gastos ambientales	7
2 La agenda del clima	9
2.1 Mecanismos de Kioto	11
2.2 El papel de las pequeñas y medianas empresas en los proyectos de mecanismo flexible: desafíos y posibilidades	12
3 Sector de generación de energía eléctrica: oportunidades para la oferta y la demanda	15
3.1 Introducción	15
3.2 Estructura de la industria eléctrica de México	16
3.3 Balanza comercial	21
3.4 Ahorro y eficiencia energéticos	22
3.5 Panorama de las emisiones de la generación de energía	26
3.6 Proyectos de AAC para generación de energía y eficiencia	29
3.7 Mercado de las Pymes en los sectores de generación de energía y eficiencia energética	31
3.8 Oportunidades para las Pymes en la reducción de emisiones en la red de generación	34
3.9 Marco normativo de la energía	42
3.10 Conclusiones	46
4 Oportunidades de mecanismo flexible en el sector acerero	49
4.1 Introducción	49
4.2 Panorámica de las emisiones de GEI en el sector acerero	50
4.3 Caracterización de las pequeñas y medianas empresas en el sector acerero	55
4.4 Oportunidades de proyectos	56
4.5 Conclusiones	62
5 Uso del suelo, cambio de uso del suelo y silvicultura	63
5.1 Introducción	63
5.2 Los bosques de México y sus emisiones de gases de efecto invernadero	64
5.3 Las pequeñas y medianas empresas y el sector forestal	64
5.4 Escenarios sobre emisiones de GEI de los bosques de México	67
5.5 Oportunidades de proyectos de conservación de sumideros forestales	70
5.6 Oportunidades de proyectos en el fomento de sumideros forestales	77
5.7 Incertidumbres en la admisibilidad de los proyectos de uso del suelo, cambio de uso del suelo y silvicultura	80
5.8 Conclusiones	82
Referencias	83
Anexo A: Reducción de las emisiones asociadas con la generación de energía: oportunidades de mecanismo flexible del lado de la oferta y la demanda	87
Anexo B: Oportunidades de mecanismo flexible en el sector acerero	95
Anexo C: Oportunidades potenciales de mecanismo flexible en plantaciones industriales	96

Agradecimientos

Varias personas y organizaciones participaron en la elaboración del presente informe. En México, la iniciativa de investigación fue dirigida por Cathleen Kelly, Senior Policy Analyst, del Center for Clean Air Policy, y por Edmundo de Alba, consultor ambiental internacional, Edward A. Hoyt, director general de EIC Consultores de México, S.A. de C.V., y Miguel Breceda.

Por parte del Secretariado de la Comisión, los participantes en la elaboración del informe fueron Scott Vaughan, Chantal Line Carpentier y Zachary Patterson, del programa Medio Ambiente, Economía y Comercio. Los autores agradecen a Barbara Ouimet la revisión y edición del informe.

Las opiniones expresadas en este documento no representan necesariamente las de las Partes de la Comisión para la Cooperación Ambiental de América del Norte ni del Secretariado. Cualquier error es responsabilidad de los autores del Secretariado de la CCA.

Prefacio

Cuando la agenda ambiental empezó a tomar forma, muchos temían que los países que adoptaran normas ambientales muy elevadas se encontrarían en desventaja competitiva. Aunque no se han disipado aún los ecos de la controversia entre un fuerte desempeño económico y un alto grado de protección ambiental, existe un corpus de evidencias empíricas muy sólido que sugiere que esta disyuntiva entre economía sólida y alto grado de protección ambiental no es válida. Cada vez más empresas establecen metas ambientales y marcos de referencia de diversa índole para sus operaciones. No lo hacen simplemente por razones ambientales, sino también por razones económicas.

El sector de servicios financieros es una de las áreas más interesantes en la que la agenda verde influye en las perspectivas y prácticas empresariales. Aunque la política ambiental se ha fijado sobre todo en los sectores industriales intensivos en contaminación, hay cada vez más indicios de que los mercados financieros —y toda la gama de actores de esos mercados, desde bancos comerciales hasta operadores de capital de riesgo, desde accionistas hasta aseguradoras, desde grandes inversionistas de cartera hasta productores que apoyan los objetivos “verdes” o sustentables— están prestando más atención a las cuestiones ambientales, y en este proceso se favorecen las metas de la agenda ambiental.

Tal vez ningún problema de política ambiental sea tan grande como el del cambio climático. El objetivo del presente informe —primero de una serie que tiene por objeto ofrecer información al sector de servicios financieros sobre las cuestiones ambientales clave en América del Norte— es señalar las oportunidades potenciales de financiamiento relacionadas con la agenda del clima en México. Tengo la firme convicción de que si el sector privado participa en la agenda ambiental, en la definición de enfoques de cooperación que combinen medidas reglamentarias con sistemas basados en incentivos y motivados por consideraciones de mercado, se encontrarán soluciones innovadoras y rentables que satisfagan nuestra exigencia común de un medio ambiente de la mejor calidad posible.

Janine Ferretti, Directora Ejecutiva, CCA

Resumen ejecutivo

Durante la última década se han logrado avances en la identificación de políticas ambientales efectivas que puedan garantizar altos niveles de calidad ambiental y que ofrezcan una buena relación costo-eficiencia. Cada vez resulta más claro que un “menú” variado de políticas —en el que se entrelacen métodos de comando y control con incentivos e instrumentos de mercado diversos— puede ser muy efectivo en la resolución de problemas ambientales.

No hay área en que sea más evidente esta búsqueda de una combinación de métodos que en los esfuerzos internacionales para hacer frente al cambio climático. Tratándose de un problema ambiental mundial, el cambio climático ha hecho proliferar un intenso quehacer de definición y codificación de métodos en los que se combinen medidas nacionales para atender el problema con esfuerzos concebidos para propiciar la cooperación internacional.

La lógica tras el uso de diversos mecanismos “flexibles” en el ámbito internacional para atender el cambio climático es bien conocida. Las diferencias en los costos marginales de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) varían considerablemente de un país a otro. Los costos marginales difieren, sobre todo, entre países industrializados —fuente de la mayor parte de las emisiones de GEI— y economías en transición o países en vías de desarrollo. Por ejemplo, algunas estimaciones sugieren que el costo de la reducción de carbono [emisiones] en países industrializados va de 35 a 50 dólares por tonelada métrica, mientras que en los países en vías de desarrollo es de 10 dólares o menos por tonelada métrica.

Desde 1997 una gran cantidad de esfuerzos se han dedicado a determinar hacia dónde va a evolucionar el Protocolo de Kioto. En el momento de la publicación de este informe, los detalles operativos del Protocolo de Kioto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC, por sus siglas en inglés), a pesar del retroceso interno en Estados Unidos, están pendientes de la reanudación de la Sexta Conferencia de las Partes, que se celebrará a mediados de 2001 en Berlín.

La discusión de cualquier aspecto jurídico relacionado con la UNFCCC queda totalmente fuera del ámbito de este informe. Nuestro propósito es más bien señalar de manera general las oportunidades potenciales de inversión en México en el contexto de lo que parece ser un mercado global incipiente en el que sigue la compra y venta de toneladas de carbono (emisiones, o sus equivalentes). Falta saber con exactitud la magnitud de este mercado internacional, qué potencial de crecimiento tiene a corto plazo, qué reglas determinarán cómo funcionará, o qué precio de equilibrio puede llegar a tener una tonelada de carbón. Con todo, mientras siguen las negociaciones internacionales para especificar las reglas y procedimientos administrativos, el sector privado ha emprendido considerables esfuerzos ante el

problema del cambio climático. De hecho, son cada vez más las empresas que han llegado a la conclusión de que el cambio climático es un problema real, que la solución dependerá en parte de que el sector privado lleve la delantera, y que se está desarrollando rápidamente un mercado internacional asociado con el cambio climático que posiblemente recompensará a los que hayan sido pioneros en la agenda del clima. Por ejemplo, algunas estimaciones sugieren que según el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) —mecanismo en virtud del Protocolo de Kioto por el que las Partes del Anexo 1 y los países que no son del Anexo 1 pueden establecer políticas de cooperación asociadas con el clima— el mercado potencial para políticas de compensación de carbono podrían ubicarse entre 5,000 y 17,000 millones de dólares para el año 2010 (Austin y col., 1999). Otras estimaciones sugieren un mercado de compensación de carbono superior a los 20,000 millones al año (UNCTAD, 1998). Es evidente que las estimaciones del posible valor de los mercados de carbono dependerán del valor supuesto del costo por tonelada. Como en cualquier mercado, hay que partir de que habrá volatilidad en el precio. Al mismo tiempo, un valor de referencia sobre el que parece haber consenso es de 10 a 20 dólares por tonelada de carbono. [El Fondo de Inversión para el Medio Ambiente del Banco Mundial, activado en 1999, se refiere a un precio de 20 dólares por tonelada métrica de carbono. Otras estimaciones, como la del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático referente a costos de secuestro de carbono asociado con uso del suelo, cambio de uso del suelo y silvicultura, sugieren un precio considerablemente inferior a los 10 dólares por tonelada (IPCC 2000b).] Por supuesto, según el proyecto y el valor realizado de los créditos de carbono, habrá oportunidades de arbitraje en estos créditos y un potencial de altos réditos.

Desde luego, todo lo referente a los supuestos sobre magnitud, operación, previsibilidad y escala de precio en los mercados de carbono se verá muy afectado por las negociaciones jurídicas que se están llevando a cabo a la luz del UNFCCC. Después de la suspensión de la VI Conferencia de la Partes de la UNFCCC en La Haya a fines de 2000, varios de los interesados se han vuelto a fijar en los Compromisos estipulados en el Artículo 4 de la UNFCCC (de 1992). En particular, hay quienes están analizando las implicaciones operacionales del Artículo 4(2) (a), que establece que:

“Las Partes que son países desarrollados y las demás Partes incluidas en el anexo I se comprometen específicamente a lo que se estipula a continuación:

(a) ... Cada una de esas Partes adoptará políticas nacionales y tomará las medidas correspondientes de mitigación del cambio climático, limitando sus emisiones antropógenas de gases de efecto invernadero y protegiendo y mejorando sus sumideros y depósitos de gases de efecto invernadero. Esas políticas y medidas demostrarán que los países desarrollados están tomando la iniciativa en lo que respecta a modificar las tendencias a más largo plazo de las emisiones antropógenas de manera acorde con el objetivo de la presente Convención, reconociendo que el regreso antes de fines del decenio actual a los niveles anteriores de emisiones antropógenas de dióxido de carbono

y otros gases de efecto invernadero no controlados por el Protocolo de Montreal contribuiría a tal modificación, y tomando en cuenta las diferencias de puntos de partida y enfoques, estructuras económicas y bases de recursos de esas Partes, la necesidad de mantener un crecimiento económico fuerte y las tecnologías disponibles y otras circunstancias individuales, así como la necesidad de que cada una de esas Partes contribuya de manera equitativa y apropiada a la acción mundial para el logro de ese objetivo. *Esas Partes podrán aplicar tales políticas y medidas conjuntamente con otras Partes y podrán ayudar a otras Partes a contribuir al objetivo de la Convención y, en particular, al objetivo de este inciso*... (cursivas nuestras).

Aún no queda clara la forma en que las medidas relacionadas con el clima emprendidas “conjuntamente” se traducirán en iniciativas sobre clima basadas en proyectos que impliquen a dos o más países. Sin embargo, dada la cantidad de proyectos piloto y las medidas voluntarias ya emprendidas o que están siendo consideradas, así como las grandes diferencias de costos entre países, parece inevitable que sigamos con un mercado internacional de carbono muy dinámico y en rápida evolución.

El propósito del presente informe es señalar las posibles oportunidades de inversión que pueden derivarse de proyectos de compensación de carbono en México. Es importante subrayar que, como México no es un país del Anexo 1, no está obligado de cumplir metas nacionales de reducción de emisiones de GEI. Por otro lado, dados los vínculos económicos cada vez más fuertes entre México y los otros miembros del TLCAN —Canadá y Estados Unidos—, un escenario es que las transferencias de inversión ligadas al cambio climático sigan los patrones internacionales de inversión y de comercio vigentes. Este supuesto corresponde a lo señalado por Von Moltke: conforme se expandan los esfuerzos internacionales sobre cambio climático se irá diluyendo la diferencia entre las inversiones en proyectos relacionados con el clima y los demás tipos de flujos de inversión.

En este informe se analizan tres sectores en México a fin de evaluar su potencial de reducción de carbono: (a) generación de energía eléctrica, (b) producción de acero y (c) cambio de uso del suelo y silvicultura. Este informe no pretende proporcionar un inventario exhaustivo o base de referencia de emisiones totales de GEI o compensaciones de carbono potenciales en los tres sectores mencionados. Más bien acentúa las oportunidades relacionadas con el carbono para las pequeñas y medianas empresas (Pymes) en estos tres sectores.

Son varias las razones por las que se hace hincapié en las Pymes en México. La primera es que todo parece indicar que las grandes empresas se encuentran en mejor posición ante las oportunidades asociadas con la agenda internacional del clima. Por ejemplo, empresas tan diversas como TransAlta, Edison Electric, Arizona Publica Service, Niagara Mohawk, Beyond Petroleum (antes BP-Amoco), Suncorp, Sumitomo y otras decenas más han participado de diferentes maneras en el mercado internacional de carbono. Estas compañías siguen a la vanguardia, ya sea operando de forma independiente o en conjunción con organizaciones como *Environmental*

Defense, el *World Resource Institute* o el Banco Mundial, demostrando que las iniciativas asociadas con el clima pueden ser redituables tanto en lo ambiental como en lo comercial.

Las Pymes, en cambio, enfrentan en general obstáculos para detectar y aprovechar los proyectos asociados con el clima y oportunidades de inversión afines. Algunos de estos obstáculos son los altos costos de entrada y transacción, la dificultad para acceder a los mercados de capital —sobre todo a mercados de capital externo— y la dificultad para estimar bases de referencia e inventarios. Cabe señalar que algunas de estas dificultades son comunes a todas las Pymes, pero otras (como la estimación de inventarios) son propias de la agenda del clima. También conviene señalar que las barreras para que las Pymes en países en vías de desarrollo puedan participar en iniciativas internacionales mixtas son aún mayores que las que se oponen a las Pymes en países industrializados.

Pese a estos obstáculos, una de las conclusiones de este informe es que en algunas áreas las Pymes en México presentan oportunidades de inversión potencialmente atractivas. A continuación se exponen los resultados más importantes en los tres diferentes sectores industriales estudiados.

Electricidad

xii

- El sector de generación de energía eléctrica de México sigue emprendiendo o sufriendo profundos cambios. (Para los lectores interesados en los cambios en el sector eléctrico, a principios de 2002, conforme al Artículo 13, la CCA publicará el informe *Retos y oportunidades ambientales en el dinámico mercado de electricidad en América del Norte*. Si desea consultar los informes provisionales relacionados con esta iniciativa consulte la siguiente dirección: <www.cec.org/electricidad>.)
- Las oportunidades más importantes relacionadas con el carbono en el sector eléctrico mexicano se relacionan directamente con los planes de ampliación del uso del gas natural. Según las estimaciones más recientes de la Secretaría de Energía de México en cuanto a los insumos para generación de energía primaria, en un futuro próximo se usará más del doble de gas natural que de petróleo (Secretaría de Energía 1999b).
- Además de los beneficios generales de la sustitución del petróleo por gas natural que se propone, el área que más potencial de reducción de carbono tiene para las Pymes se encuentra en las oportunidades del lado de la demanda, como son la eficiencia energética y sustitución de combustible. Los usuarios abastecidos por distribuidoras representan un grupo con potencial importante, constituido por Pymes y consumidores domésticos. Estos usuarios recibirán un servicio integral, que comprenderá la distribución y venta final de electricidad. Otra iniciativa emprendida en México del lado de la demanda es

la promoción de un alumbrado doméstico supereficiente, que promete aumentar la eficiencia a más de 50% de los aparatos de iluminación actuales. Como el abastecimiento de energía eléctrica residencial sigue aumentando a un índice mayor que el del sector comercial–manufacturero, dirigir las políticas hacia los beneficios del lado de la demanda podría representar una reducción significativa de toneladas de carbono.¹

- Las deseconomías de escala potenciales que podrían darse en el proceso de cálculo–contabilidad pueden presentar obstáculos para las transacciones relativas al alumbrado doméstico desde el punto de vista de la demanda. Sin embargo, un cálculo superficial sugiere que las ventas totales en 1999 en el sector residencial fueron de 33 TWh (terawatt/hora) cuya generación produjo alrededor de 0.75 millones de toneladas métricas (mtm) de CO₂ por TWh. Una estimación conservadora del índice de crecimiento en la demanda doméstica de energía eléctrica es de 5%. Si consideramos que las eficiencias energéticas podrían reducir esta demanda en 20% durante la década 1999–2009, podrían evitarse 4.2 TWh de demanda de electricidad, lo que representaría (suponiendo que no hubiese cambios en la producción de CO₂ por unidad de electricidad) un ahorro de 3.1 mtm de CO₂, con un valor monetario de alrededor de 31 millones de dólares (en el supuesto de un precio de diez dólares por tonelada de carbón).

xiii

Producción de acero

- Para este informe se elaboró una serie de estudios monográficos y encuestas, incluido el estudio de 13 empresas grandes y medianas productoras de acero en México. Éstos son algunos de los resultados que arrojaron los cuestionarios aplicados a las empresas: casi tres cuartas partes de las encuestadas afirmaron que tenían conciencia del potencial de ahorro de energía de sus operaciones, más de la mitad ya estaba utilizando mecanismos de ahorro de energía o tenía planes de hacerlo. Traducir las ganancias por ahorro de energía a posibles créditos de emisión certificados es algo complejo. Se trata de un tema que es objeto de intensos estudios actualmente en proceso, y que está fuera del alcance y de la misión de este informe.
- Al comparar las tecnologías de horno existentes con la utilización de las mejores tecnologías disponibles, damos información detallada sobre áreas específicas de ineficiencia, como son las de mantenimiento, sistemas de prealentado, incompatibilidades entre capacidades y gestión de moldeo y fundición, y controles de pretratamiento. Los resultados de las 13 unidades de producción encuestadas indican una reducción total potencial de emisiones de carbono de cerca de 121,000 toneladas de carbono. Utilizando como precio aproximado del carbono 10 dólares/ton, el valor del mercado potencial

1 La CCA publicará en breve los resultados de una encuesta a usuarios de electricidad en México, que mide su interés y disposición para pagar electricidad renovable como parte de su cartera total de electricidad. Los resultados pueden consultarse en www.cec.org, en el apartado "Electricidad y medio ambiente".

generado con estas ganancias es de aproximadamente 1.2 millones de dólares de EU.

- La cantidad de emisiones de carbono en la producción acerera en México ha disminuido constantemente entre 1986 y 1996: de 0.50 tonelada de emisiones de carbono por tonelada de acero producido en 1986 a aproximadamente 0.40 en 1996. Aunque, obviamente, son buenas noticias por dondequiera que se vean, esta tendencia de disociar las toneladas totales de acero de las toneladas de carbono emitido reduce en cierta forma las oportunidades de compensación de carbono en el sector.

Cambio de uso del suelo y silvicultura

- Uno de los aspectos más difíciles en el debate del cambio climático sigue siendo el grado en que puede calcularse el secuestro de carbono con respecto a uso del suelo, cambio de uso del suelo y silvicultura.
- Este estudio sugiere que la agenda del clima puede inducir cambios en los bosques de México, que pueden dejar de ser fuente neta de emisiones de gases de efecto invernadero para convertirse en importantes sumideros de carbono. Pese a las muchas lagunas en la información y el análisis de estas estimaciones, tales como ausencia de información sobre cubierta terrestre total, índices de deforestación, inventarios de biomasa aérea, y densidades de carbono de bosques, se presentan diversos escenarios de compensación de carbono en los bosques de México. Según un escenario, tenemos una escala de 2.3 a 3 mil de millones de toneladas métricas de carbono como posible compensación total de carbono. En un segundo escenario —adopción acelerada de nuevas tecnologías— se sugiere una escala de 4.2 a 5.1 mil millones de toneladas entre 1990 y 2030.
- Entre las lecciones del sector forestal destaca el hecho de que los minifundistas y agricultores señalan la necesidad de que se indiquen beneficios no relacionados con el carbono que puedan ser de interés inmediato para los pequeños agricultores y sus comunidades.
- Son diversas las estrategias para que los bosques de México se transformen de fuente neta de emisiones de gases de efecto invernadero a sumidero importante de carbono; por ejemplo: mejor gestión dentro de las áreas protegidas, mejor gestión general de los bosques, fogones de leña más eficientes, reducción del índice de incendios forestales y mejora del manejo de los mismos, y una gama de acciones de mejoras de los depósitos de carbono como reforestación, fuentes energía-biomasa y agrosilvicultura.
- Partiendo de un valor de mercado aproximado de 10 dólares/tonelada, un cálculo superficial del valor de mercado potencial de las oportunidades de inversión relacionadas con el carbono que se señalan en este informe puede ser de unos 23 millones de dólares, como mínimo, y de 51 millones de dólares, como máximo, para el sector mexicano de uso del suelo, cambio de uso del suelo y silvicultura (LULUCF).

1 Introducción: Finanzas y medio ambiente

1

Se suele suponer que una protección ambiental fuerte no es muy compatible con los intereses comerciales. Algunos dicen que los países o empresas que adoptaron normas ambientales estrictas se exponen a perder mercados por la supuesta pérdida de competitividad que en general se asocia con las normas ambientales.

Es inevitable que este debate continúe, pero hay cada vez más pruebas empíricas de que las empresas que adoptan un patrón elevado para sus criterios ambientales también son empresas bien administradas y con alto grado de competitividad. En cambio, las empresas que ignoran o evitan las normas ambientales también suelen tener otros problemas, por ejemplo de gestión y de planeación empresarial.

El grado de interés de las empresas en la agenda del clima se refleja en una gama de iniciativas, desde la certificación ISO 14000 hasta los informes ambientales corporativos. En una encuesta de McKinsey a 400 empresarios de todo el mundo se observó que más del 90% coincidía en que la capacidad del sector privado para incorporar las prioridades ambientales será una cuestión empresarial clave en este siglo (citado en US EPA 2000).

Una aspecto crucial en el debate sobre el clima es el de saber qué impulsa a las empresas a adoptar políticas ambientales y a dar importancia a la agenda ambiental. Suele suponerse que las empresas responderán sólo a los reglamentos directos (vigentes o propuestos), pero ahora es evidente que hay otros factores —además de los reglamentos obligatorios— que influyen en el perfil ambiental de una empresa. Por ejemplo, a medida que los mercados se vuelven más globales, las

empresas deben prestar atención a los reglamentos tanto del país anfitrión como del país huésped. También hay indicios de relación entre la intensidad de exportación y la adopción de normas ambientales elevadas en las empresas. Otros elementos considerados como factores que influyen en la posibilidad de que una empresa adopte una política ambiental son la opinión de los clientes, el papel de las comunidades y la estructura misma del capital social de la empresa. Por otro lado, algunos estudios han mostrado una correlación positiva entre mejor desempeño ambiental de una empresa y el valor de la misma, expresado, por ejemplo, en valor para el accionista (Wisner y Epstein, borrador, 2001).

En vista de que las políticas ambientales se vuelven una parte importante de la planeación y las políticas empresariales, no es de extrañar que el sector de servicios financieros preste más atención a la agenda ambiental. Aunque son muchos los puntos de intersección entre finanzas y medio ambiente, hay dos coyunturas que tienden a dominar esta relación:

- a) *Evaluación y gestión de riesgos*: El riesgo ambiental ha sido el centro de las políticas ambientales desde el momento de su elaboración. La comunidad financiera considera, hasta cierto punto, al riesgo relacionado con el medio ambiente como un factor que puede influir en el riesgo general de la empresa. Las herramientas para determinar y, en la medida de lo posible, cuantificar el riesgo relacionado con el medio ambiente, difieren entre los subsectores del sector de servicios financieros. Las herramientas de riesgo también se distinguen según si el tipo de exposición de riesgo financiero es por deuda, capital social, coinversión, fusiones y adquisición u otros tipos de financiamiento. Además, el sector de seguros —sobre todo las aseguradoras en Europa— ha avanzado a pasos agigantados hacia la identificación y cuantificación de tipos específicos de riesgo, entre ellos los relacionados con la propiedad inmobiliaria, y los indirectos, como riesgos financieros asociados con las repercusiones del cambio climático.
- b) *Oportunidades de inversiones verdes*: La otra forma de considerar el riesgo empresarial es la medición del desempeño financiero de las empresas. El Comité sobre Mercados de Capital Ambiental (*Environmental Capital Markets Committee*) establecido por la Agencia de Protección Ambiental (*Environmental Protection Agency, EPA*) de EU sigue estudiando la relación medio ambiente-finanzas y ha preparado algunas recomendaciones para mejorar los indicadores capaces de medir esta relación (US EPA 2000). Las consideraciones ambientales siguen afectando diversos tipos de inversión, incluidas las empresas conocidas como “verdes” que ofrecen productos o servicios relativamente más limpios o más sustentables que otros productos o servicios de la misma categoría. El tamaño relativamente pequeño de la llamada industria ambiental, junto con los indicios esporádicos de que las empresas

respetuosas del medio ambiente tienen un desempeño marginalmente mejor, sugiere que la participación en el mercado de bienes y servicios verdes se mantendrá más o menos constante a corto plazo, pero que a medida que las políticas internacionales vayan limitando las emisiones futuras de carbono las inversiones relacionadas con el clima se ampliarán.

1.1 Cuestiones ambientales y gestión de riesgos

Un ejemplo de la importancia de las cuestiones ambientales para los inversionistas lo tenemos en los resultados de un estudio realizado en 1999 a 50 de las instituciones financieras más importantes del Reino Unido. El estudio observó que 35 de ellas (70%) había elaborado una declaración ambiental externa (*External Environmental Statement*), en comparación con el 52% de 1998. En otro estudio realizado por PricewaterhouseCoopers con más de 150 signatarios de la *Declaración de Bancos Comerciales sobre el Medio Ambiente* del PNUMA (lista en la que se encuentran, de América del Norte, Salomon Inc., Royal Bank Financial Group, Republic National Bank, Community Capital Bank) se observó que:

- 90% tiene algún tipo de función exclusiva para manejo ambiental,
- 74% de los encuestados tiene políticas ambientales que cubren crédito empresarial, 63% cubren inversiones y 53% cubren gestión bancaria de inversiones,
- 60% de las instituciones encuestadas han emprendido o tienen establecidas actividades para integrar las consideraciones ambientales a las decisiones principales de crédito, mientras que un porcentaje mucho menor, 20%, tiene políticas que comprenden gestión de la cartera de valores,
- 60% de las instituciones han creado varios tipos de productos financieros “verdes” (UNEP 1999a).

Una de las áreas más claras de yuxtaposición entre gestión financiera y ambiental es la de evaluación y gestión de riesgos. Obviamente, la forma en que los problemas ambientales afectan las inversiones, evaluación del riesgo y en sí las herramientas de gestión de riesgos varía de un sector industrial a otro. Los bancos comerciales suelen considerar el tema ambiental al evaluar el riesgo asociado con una inversión en una determinada empresa ya que, por ejemplo, si ésta ha recibido reiterados avisos de incumplimiento ambiental, podrían acarrear no sólo multas y sanciones sino también rechazo del consumidor—como se observó, por ejemplo, con los boicots de los consumidores contra Shell— o incluso hacia el propio prestatario o financiero. Los estudios ya muestran que el valor de los accionistas baja en promedio de uno a dos por ciento cuando hay una demanda pendiente por problemas ambientales, y que los mercados de capital suelen

reaccionar ante la divulgación de informes de cumplimiento ambiental como el informe *En Balance* de la Comisión para la Cooperación Ambiental de América del Norte, que compara las emisiones de contaminantes entre empresas. En cambio, hay evidencias de que el valor comercial de una empresa aumenta poco menos del 1%, en promedio, en valor de accionistas, cuando se señala a la empresa por su buen desempeño en el cumplimiento de la legislación ambiental (Lanoie y col., 1997).

Otros riesgos ambientales son los accidentes industriales, el descubrimiento de vertederos de desechos peligrosos o tóxicos y la oposición de las comunidades al establecimiento de nuevos emplazamientos para el manejo de desechos. Aunque es menos frecuente, los riesgos para los bancos pueden traer implicaciones más directas de responsabilidad como prestamistas. Desde el caso Fleet Factors a principios de los años noventa, los esfuerzos de los bancos, la Asociación estadounidense de banqueros (*American Banker's Association*), la Agencia de Protección Ambiental de EU (*Environmental Protection Agency*) y otros se han dirigido a esclarecer la imputabilidad de responsabilidades, protegiendo incluso a los prestatarios contra el síndrome llamado del "deep pocket" (en el que, a igual responsabilidad, los afectados buscan actuar contra el agente responsable de mayores recursos). Al mismo tiempo, la lejana posibilidad de una responsabilidad del prestamista ha sido un catalizador importante en el sector bancario para vigilar y gestionar los riesgos ambientales, sobre todo los riesgos ambientales verificados.

4

Las herramientas de gestión de riesgos que emplean los bancos comerciales están por lo regular vinculadas al financiamiento de proyectos intensivos en capital, y se utilizan para disminuir las posibles responsabilidades durante un periodo de 10 a 15 años. Los procedimientos de debida diligencia ambiental, en especial los referentes a préstamos en los que se usa un bien raíz como principal garantía, ahora se aplican frecuentemente en los bancos comerciales en América del Norte, siguiendo los pasos del Bank of America, el Royal Bank Financial Group y otros, a principios de los años noventa. El procedimiento de debida diligencia ambiental suele comprender una Fase I, con auditorías ambientales *in situ*, que se hacen mediante listas de verificación. Los bancos de inversión utilizan herramientas similares. Cuando se preparan para presentar su oferta pública inicial, evalúan el grado de imputabilidad de responsabilidades ambientales. Ello implica, por lo regular, procedimientos para la divulgación de la imputabilidad ambiental y la aplicación de procedimientos de debida diligencia, sobre todo para el caso de industrias muy contaminantes.

El sector de seguros analiza actualmente con regularidad los riesgos ambientales y sus correspondientes riesgos financieros. Al igual que en el caso de la banca, entre los riesgos de este sector se encuentran los accidentes industriales relacionados con siniestros, como grandes derrames, o los costos de saneamiento de vertederos de sustancias tóxicas o peligrosas abandonados. El punto en el que

difieren los dos tipos de responsabilidad es el de cambio climático. Durante las dos últimas décadas, las aseguradoras han calculado los costos comerciales de un incremento cuadruplicado de desastres naturales, como tormentas e inundaciones costeras. Por ejemplo, según estimaciones del sector de seguros, el número de desastres naturales y provocados por el hombre aumentó considerablemente a fines de los años 1980 y principios de los 1990. Lo que es más, en 1998 las pérdidas de los asegurados debidas a desastres naturales rebasaron los 17,000 millones de dólares, incremento de casi 40% desde 1995 (UNEP 1999b). Se estima que las pérdidas económicas totales causadas por estos fenómenos rebasan los 90,000 millones de dólares. Recientemente, un alto ejecutivo de la Swiss Reinsurance Company advirtió que si tres huracanes similares en magnitud al “Andrew” azotaran Estados Unidos en una sola temporada, probablemente el sector de seguros de EU quedaría al borde del colapso, debido a las pérdidas económicas graves e “impredecibles” (Knoepfl 1999).

Las herramientas varían de uno a otro ramo industrial, pero lo que los métodos de gestión de riesgos tienen en común es que prevén un posible aumento o descenso *con el tiempo* de los valores de los activos debido a las cuestiones ambientales. El factor tiempo es importante: la gestión de riesgos no sólo consiste en señalar los riesgos financieros del momento, sino también estimar posibles variaciones futuras en una oferta de precio o valor de activos iniciales. Los horizontes temporales difieren, pero como se ha observado para el caso de los bancos comerciales, así como los sectores de seguros, fondos de pensiones y otros; lo habitual es prever un horizonte temporal de 10 a 15 años. La orientación futura de la gestión de riesgos financieros ayuda a explicar por qué tantas empresas grandes hoy en día actúan como si hubiéramos entrado de lleno en la agenda del clima.

1.2 Oportunidades de inversión ambiental

Aunque la gestión de riesgos sigue siendo el área principal de convergencia entre el sector financiero y el medio ambiente, la llamada inversión “verde” representa la otra faceta del asunto. Hay numerosos ejemplos que apuntan hacia nuevas oportunidades empresariales relacionadas con los temas ambientales, paralelamente a una mayor valoración de la información ambiental en todos los servicios financieros.

El principal canal para las inversiones relacionadas con el medio ambiente son los fondos mutuos. Después del crédito comercial, los fondos mutuos y los fondos de pensiones representan en conjunto la fuente más grande de inversión de capital. Por ejemplo, se estima que en el mundo entero existen 6,500 fondos mutuos con una capitalización de 4.5 billones de dólares.

Los fondos “verdes” se clasifican por lo regular dentro de las inversiones éticas, y ejemplo de éstos son Domini Social Equity, Fidelity Select Environmental

Service, Hudson Investors Fund, Calvert Managed Growth, Storebrand-Sudder Environmental Vale Fund y Dreyfus Third-Century Fund, entre otros. Las inversiones éticas tienen un valor de mercado total estimado de aproximadamente 4,000 millones de dólares. Por lo tanto, los fondos de inversión verde constituyen tan sólo una pequeña fracción de todos los fondos mutuos y, por consiguiente, de la inversión total.

El hecho de que los fondos de inversiones verdes constituyan una fracción tan pequeña del total de fondos mutuos no debe interpretarse como un golpe contra la inversión verde; debe más bien tomarse como indicativo de un segmento del mercado de fondos mutuos que tiene buen potencial de crecimiento pues existen buenas razones para efectuar inversiones ambientales. La primera es que hay indicios convincentes de que las inversiones relacionadas con el medio ambiente dan buen rendimiento. Consideremos el desempeño del Dow Jones Group y el SAM Sustainability Group del Dow Jones Sustainability Group Index, que arrancó en octubre de 1999. Este índice—elaborado a partir de las 3,000 empresas del índice general Dow Jones— proporciona información sobre los vínculos entre desempeño ambiental y rendimiento financiero de más de 200 empresas del mundo entero. La capitalización bursátil de este índice rebasa los 4.3 billones de dólares. Pero la novedad no estriba en la cantidad de empresas que integran la lista, sino hacia dónde se dirigen estas empresas y otras similares. Muchos analistas financieros, incluido el propio Dow Jones, están convencidos de que las empresas movidas por la sustentabilidad superarán a la competencia porque vislumbran los desafíos de largo plazo. Una serie de estudios empíricos muestra que, más allá del estricto cumplimiento, la inversión ambiental en empresas produce más rendimiento financiero e incrementa el valor de las acciones.

El interés del sector financiero en las cuestiones ambientales durante la última década se había centrado principalmente en la gestión de riesgos y sus implicaciones para la política crediticia, pero en los últimos 16-18 meses se ha dado un vuelco importante hacia las oportunidades de inversión, que puede explicarse por el cambio de percepción acerca de las oportunidades de negocios relacionadas con el medio ambiente y, sobre todo, por el historial de las inversiones ambientales. Con el aumento en los fondos de eficiencia ambiental a partir de 1997, ahora se cuenta con un historial que demuestra que el rendimiento de las inversiones verdes es *equivalente o superior al de las inversiones industriales ordinarias*. Por ejemplo, un corpus cada vez mayor de datos cuantitativos que comparan carteras de valores de empresas movidas por la sustentabilidad con los promedios industriales como los del Índice 500 de Standard and Poor's y la TSE 300 muestra que el rendimiento de aquéllas supera a éstos por un porcentaje promedio de más de 3% anual.

Otra razón por la que las empresas están realizando inversiones ambientales es el cambio que se ha verificado en la forma en que la industria percibe este tipo

de inversiones. Un informe reciente del World Resources Institute (WRI) expone que, antes, las empresas efectuaban inversiones ambientales a su pesar, sólo por cumplir con la ley, pero ahora empiezan a ir más allá del cumplimiento mínimo como parte de una buena práctica empresarial. Una mayor ecoeficiencia, la adopción de códigos internos de conducta ambiental y metas ambientales de la empresa, así como la adopción cada vez más frecuente de normas ambientales voluntarias como la serie ISO 14000, son ejemplos de este cambio de perspectiva. Además, según el WRI:

Las empresas han convertido incluso el marco normativo en una fuente de ventaja competitiva al adelantarse a las normas ambientales y, por iniciativa propia, ir más allá del cumplimiento voluntario de la legislación en condiciones establecidas por ellos mismos, sabiendo que es probable que luego la competencia se vea forzada a reaccionar (Repetto y Austin 2000).

Algunas empresas que ha realizado recientemente este tipo de inversión son General Motors, IBM, Interface, Johnson and Johnson, Pitney Bowes, y otras que integran el Green Power Market Development Group, cuyo compromiso es hacer que sus empresas aceleren el uso de energía de preferencia ambiental para el 2010. BP ya ha anunciado que en la próxima década invertirá más de 1,000 millones de dólares en energía solar y eólica, y Royal Dutch Sell destinará aproximadamente 500 millones de dólares a energía renovable. Tratándose de política energética y de los retos de la instrumentación del Protocolo de Kioto hay que decir que no es que la *Global Climate Coalition* —grupo empresarial que se oponía a las políticas sobre cambio climático— haya desaparecido. Lo que sucede es que son cada vez menos las empresas que se limitan a esperar a ver qué sucede con las normas ambientales. Ahora se adelantan a ellas, rebasando la observancia mínima.

Con todo lo expuesto quizás se haga más evidente la importancia que tiene el medio ambiente en las decisiones de inversión. Sin embargo, seguimos preguntándonos de qué magnitud es la industria del medio ambiente.

1.3 Definición de gastos ambientales

Al tratar de captar la magnitud de la “industria ambiental”, lo más problemático es asignar una cifra exacta en dólares al total de gastos ambientales. Esto, a su vez, refleja la ausencia de una definición clara de lo que constituye exactamente el “sector verde”. A diferencia de los sectores conocidos y bien definidos, como pueden ser minería y telecomunicaciones, el gasto ambiental, por definición, atraviesa todo un abanico de sectores, desde los sectores industriales muy contaminadores hasta el energético, el de transporte y el agrícola, así como diversos sectores de servicios, por ejemplo el turístico.

Se han hecho varios esfuerzos para clasificar y calcular los gastos ambientales. Hay quienes dicen que en vez de acotar un sector “verde” como sector aislado

deberían medirse las transacciones totales por la transformación de las consideraciones ambientales en actividades empresariales ordinarias, y no tomándolas como una actividad especializada a cargo de “expertos ambientales”. Un experto en este ámbito arguye que las inversiones ambientales deberían abarcar todos los bienes y servicios que mejoran las condiciones del medio ambiente, sea reduciendo el derroche de recursos naturales (ej., técnicas de ecoeficiencia o de producción asociadas con ella), sea reduciendo las emisiones (Gentry 1995).

El Cuadro 1 presenta algunos ejemplos concretos de gastos ambientales —según la definición anterior— divididos en tres categorías: (a) equipo, (b) servicios y (c) recursos, con valores en dólares (estimaciones de 1997):

Cuadro 1: Gastos ambientales estimados en 1997

	INDUSTRIA DE EU (EN MILES DE MILLONES DE DÓLARES)	INDUSTRIA GLOBAL (EN MILES DE MILLONES DE DÓLARES)
EQUIPO		
Equipo de agua y sustancias químicas	13.5	34.0
Control de contaminación atmosférica	11.7	25.8
Instrumentos y sistemas de información	2.9	4.6
Equipo de manejo de desechos	11.2	26.7
Tecnología de proceso y prevención	0.8	2.0
SERVICIOS		
Manejo de desechos sólidos	31.0	88.3
Manejo de desechos peligrosos	6.4	16.7
Asesoría e ingeniería	15.3	26.5
Servicios de rehabilitación/industriales	8.6	14.7
Servicios analíticos	1.6	3.1
Obras de tratamiento de aguas	25.7	62.1
RECURSOS		
Instalaciones hidrológicas	24.2	64.9
Recuperación de recursos	15.4	34.6
Energía ambiental	2.2	4.4
TOTAL	170.5	408.4

Fuente: Ferrier 1996

La tabla anterior ofrece una instantánea de los gastos ambientales. Lo más importante aquí es el tamaño relativo de esta industria. Con 170,500 millones de dólares, equivale a cerca del dos por ciento del PIB de EU, y aproximadamente 0.7% del PIB mundial. Si bien es una porción bastante grande del PIB de EU para una industria, aún tiene potencial de crecimiento. Lo más interesante es la proporción mucho más pequeña que representa esta industria en el PIB mundial, lo que sugiere oportunidades aún mayores fuera de EU.

2 La agenda del clima

9

Una de las áreas en las que se está trabajando más intensamente en todo el mundo para atender un problema ambiental global es la del cambio climático. Aunque se sigue prestando particular atención a las acciones futuras que los gobiernos emprenderán para poner en práctica el UNFCCC y el Protocolo de Kioto, ya se están tomando medidas en el mercado para atender el cambio climático. Uno de los muchos ejemplos que se pueden citar es el de Dupont, que durante la década de los años noventa invirtió más de 50 millones de dólares para lograr la meta de reducir en 45% las emisiones de GEI en sus operaciones mundiales. En 1999 se comprometió a que para 2010 sus operaciones reducirían en 65% sus niveles de emisiones de gases de efecto invernadero respecto de la cifra de 1990. También se comprometió a asignar 10% de su uso global de energía a energías renovables para el año 2010.

Aunque aún subsiste cierta controversia marginal en torno a la validez científica de la teoría del calentamiento global, hay evidencias irrefutables de que el clima mundial está cambiando. En diciembre de 1995, el Segundo Informe de Evaluación (*Second Assessment Report*) del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (PICC) —informe consensuado que parte de la reunión de científicos y otros expertos más amplia que jamás haya habido para tratar un solo tema— dio un vuelco definitivo al debate sobre cambio climático. Concluyó que desde finales del siglo XIX la temperatura atmosférica de la superficie media global se ha elevado de 0.3°C a aproximadamente 0.6°C y que “el saldo de la evidencia sugiere que existe una influencia humana discernible en el clima

mundial". Los gobiernos están revisando ahora una versión actualizada de este informe.

En su informe de noviembre de 2000 ante la VI Conferencia de las Partes (COP VI), el presidente del PICC señaló que las proyecciones actuales sugieren un aumento en el promedio de las temperaturas globales superficiales entre 1.5 y 6°C para el año 2100 (aproximadamente el doble de las predicciones del PICC en 1995). En mayo de 2000, el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (Grupo de Trabajo III) publicó el Informe especial sobre escenarios de emisión: resumen para encargados de la elaboración de políticas (Intergovernmental Panel on Climate Change, 2000). En él se señala que las trayectorias futuras de las emisiones de GEI son complejas, en vista de que las emisiones varían en función de los cambios demográficos, el desarrollo social y económico, y el ritmo y naturaleza de los cambios tecnológicos. El informe del PICC recurre a cuatro escenarios de emisión:

- Escenario A1, caracterizado por un crecimiento económico muy acelerado, con máximas demográficas en 2050, y la rápida introducción de tecnologías más eficientes. Se supone también que habrá una convergencia en el ingreso per cápita entre regiones y desarrollo de la capacidad, y más interacciones culturales. Este escenario traza tres orientaciones alternativas en el cambio tecnológico: uso intensivo de combustibles fósiles, fuentes de combustibles no fósiles y un equilibrio entre todas las fuentes.
- Escenario A2, caracterizado por un mundo muy heterogéneo, en el que cabe incluso la autosuficiencia de algunos países, una convergencia muy lenta de índices de fertilidad entre países que provoca un crecimiento demográfico global muy elevado y diferencias en el ingreso per cápita y cambio tecnológico de un país a otro.
- Escenario B1, caracterizado por una máxima demográfica hacia mitad de siglo (como en el escenario A1), cambios rápidos en las estructuras económicas que derivan hacia economías de servicios y economías basadas en la información, menos intensidad en uso de materiales e introducción de tecnologías limpias y muy eficientes. En este escenario se hace hincapié en las soluciones globales para los problemas económicos, sociales, ambientales y otros.
- Escenario B2, caracterizado por una población en constante crecimiento (menor que en el escenario A2), niveles regulares de desarrollo económico y cambios tecnológicos menos acelerados y diversos que los de los escenarios B1 y A1.

2.1 Mecanismos de Kioto

La iniciativa del Protocolo de Kioto arranca de la Tercera Conferencia de las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático celebrada en diciembre de 1997. Uno de los principales resultados del acuerdo fue el compromiso de todos los países del Anexo 1 de reducir sus emisiones de seis gases de efecto invernadero —(CO₂, CH₄, N₂O, HFC, PFC y SF₄) al menos 5% respecto de los niveles de 1990, con una fecha meta entre 2008 y 2012.

Los compromisos de reducción del Grupo del Anexo 1 de países industrializados no son iguales. Los estados miembros de la Unión Europea, la República Checa, Bulgaria, Estonia, Rumania, Polonia, Eslovaquia y Suiza reducirán 8% de sus emisiones totales de gases de efecto invernadero (GEI) y Estados Unidos reducirá 7% de sus emisiones totales. Canadá y Japón reducirán 6% de sus emisiones. A otros países se les permite aumentar sus emisiones respecto de los niveles de 1990; por ejemplo, Australia, (8%), Islandia (10%) y Noruega (1%).

En el Protocolo de Kioto se mencionan tres mecanismos de mercado flexibles: Aplicación Conjunta (AC) del Anexo 1, Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) y Comercio Internacional de Emisiones (CIE).² (El Protocolo de Kioto permite un cuarto mecanismo, basado en el concepto de “burbuja”).

Estos mecanismos flexibles permiten que los países del Anexo 1 cumplan una parte de sus metas de limitación de emisiones de GEI mediante diversos tipos de mecanismos de cooperación internacional. La lógica de la cooperación internacional en este tipo de esfuerzos es reconocida: implica el logro de objetivos ambientales a un costo menor del que se generaría si cada país se propusiera reducir las emisiones de GEI por su cuenta. Al introducir una mayor flexibilidad y ahorro de costos, los diversos mecanismos internacionales permiten un reparto de los costos de reducción entre países, así como la movilización de capital privado.

Estos son los mecanismos flexibles de base señalados en el Protocolo:

- *Aplicación Conjunta* - Establece la transferencia de unidades de reducción de emisiones (URE) asociadas con la ejecución de proyectos específicos. Estos proyectos pueden llevarse a cabo entre Partes del Anexo 1.³
- *Mecanismo de Desarrollo Limpio* - Permite que las Partes que no son del Anexo 1 adopten proyectos que contribuyan a la consecución de sus metas de desarrollo sustentable y reduzcan las emisiones de GEI, y permite que las Partes del Anexo 1 utilicen los certificados de reducción de emisiones resultantes del proyecto para cumplir con parte de su compromiso.
- *Comercio internacional de emisiones* - Establece la transferencia de unidades de cantidad atribuida (UCA) entre las Partes del Anexo 1. La cantidad atribuida de una Parte es su presupuesto de emisiones netas de GEI basado en su

2 La AC del Anexo 1 se describe en el Artículo 6, el MDL en el Artículo 12 y el CEI en el Artículo 17. Véase UNFCCC (1997).

3 Cuando las URE son generadas por una Parte y vendidas a otra Parte, la Parte vendedora resta las URE a su cantidad atribuida y la Parte compradora suma las URE a su cantidad atribuida. La cantidad atribuida de una Parte es su presupuesto de emisiones netas de GEI basado en su compromiso por el Protocolo de Kioto.

compromiso de reducción de emisiones en virtud del Protocolo de Kioto.

- *Burbujas* - Una burbuja es un concepto normativo por el cual dos o más fuentes de emisiones se consideran como una sola. Crea flexibilidad para aplicar tecnologías de control de contaminación a la fuente que, dentro de la burbuja, tenga las opciones de control de la contaminación que mejor relación costo-beneficio ofrezcan y al mismo tiempo garantiza que la cantidad total de emisiones de la burbuja cumpla los requisitos ambientales para la entidad de que se trate.

Se sigue trabajando intensamente para fijar las reglas para cada uno de estos mecanismos a fin de garantizar que éstas sean transparentes, equitativas y proporcionen claridad y previsibilidad para el sector privado y los gobiernos. Aunque cada mecanismo es diferente, tienen en común la mercantilización de la tonelada métrica de carbono, o su equivalente (una tonelada de carbono equivale a 3.67 toneladas de dióxido de carbono). Este informe se centra en proyectos mexicanos con posible admisibilidad para el MDL y que reflejan la singular composición trilateral (Canadá, Estados Unidos y México) de la Comisión para la Cooperación Ambiental de América del Norte.

12 2.2 El papel de las pequeñas y medianas empresas en los proyectos de mecanismo flexible: desafíos y posibilidades

El objetivo particular del presente documento son las posibilidades que encierran los proyectos relacionados con el clima para las pequeñas y medianas empresas (Pymes) de México. Este tema es de particular importancia dado el papel de las Pymes en la economía mexicana en términos de cantidad total de capital invertido, creación de empleo y manufacturas.

Como ejemplo, el sector agrícola de México está constituido, por una parte, por un gran número de campesinos que trabajan pequeñas parcelas, y, por la otra, por parcelas más grandes bajo régimen de riego (Organización Mundial de Comercio 1997). Estas empresas no suelen ser actores importantes en los mercados que ocupan.

En términos de ubicación geográfica, cerca de la mitad de las microempresas mexicanas están concentradas en siete estados. Las pequeñas empresas se encuentran mayormente en el centro del país y el área metropolitana de la Ciudad de México, las empresas medianas están dispersas, y las grandes tienden a estar concentradas en el Norte.

En esta agenda internacional sobre cambio climático en evolución, las Pymes pueden intervenir de dos maneras. Primero, según el grado de implicación en las actividades de producción, estas empresas pueden participar adoptando medidas que reduzcan las emisiones de GEI o que secuestren carbono. Por ejemplo,

pueden aumentar las eficiencias de sus procesos o instalar tecnologías para reducir el consumo de energía, recurriendo a combustibles de menor generación de carbono, plantar árboles o mejorar la gestión de bosques para secuestrar carbono, etcétera. Luego, en la medida en que proporcionen servicios que permitan a sus clientes lograr niveles más altos de eficiencia (ej., empresas de servicios de energía), las Pymes pueden impulsar la tendencia hacia una mayor eficiencia.

Dicho de otro modo, las Pymes pueden participar en esfuerzos internacionales para reducir el impacto del cambio climático al igual que las grandes empresas. La diferencia no estriba en el tipo de actividad postulada para proyectos basados en Pymes. La diferencia tiene que ver con las complicaciones que el proceso representa para las Pymes: compenetrarse de las posibilidades que ofrecen los mecanismos flexibles en virtud de la UNFCCC o el Protocolo de Kioto, cumplir con los requisitos contables para los mecanismos flexibles, además de las dificultades relativamente grandes en cuanto a manejo técnico y de información que representan los cálculos de bases de referencia y niveles de acumulabilidad, así como para la certificación de las reducciones certificadas de terceros, dificultades genéricas para atraer inversiones de capital externo relacionadas con el clima y otras barreras de ingreso como son los relativamente altos costos de transacción. Todo esto hace que las actividades de las Pymes parezcan menos atractivas que las de empresas más grandes.

Pese a estas dificultades, se considera que de todas formas existen considerables posibilidades de inversión para las Pymes en México. Los ejemplos que se dan a continuación abarcan los sectores de electricidad, acero y silvicultura. De hecho, el propósito del resto del estudio es presentar ejemplos de oportunidades para las Pymes mexicanas que son prometedoras en cuanto a la inversión relacionada con mecanismos flexibles.

3 Sector de generación de energía eléctrica: oportunidades para la oferta y la demanda

3.1 Introducción

15

El sector de generación de energía eléctrica representa oportunidades y dificultades únicas para que las Pymes de México participen en este mercado de mecanismos flexibles en evolución. Las mejores oportunidades de participación de las Pymes en el ámbito de la eficiencia energética son de dos tipos.

En primer lugar, las Pymes de los sectores industrial, comercial y residencial pueden desarrollar proyectos de eficiencia energética o sustitución de combustibles que compensen las emisiones de la red eléctrica. Con el incremento en ingreso generado por los certificados de reducción de emisiones, los proyectos de eficiencia energética tendrían un periodo de recuperación más corto del que tendrían sin el mecanismo flexible. Además de proporcionar un rendimiento económico, los proyectos de eficiencia energética pueden aumentar la productividad de las Pymes y mejorar su competitividad en los mercados correspondientes.

En segundo lugar, las Pymes pueden aprovechar las oportunidades empresariales potenciales que ofrecen los mecanismos flexibles operativos. Es posible que la rentabilidad de las medidas de eficiencia energética amplíe el mercado actual de tecnologías, productos y servicios de eficiencia energética. Aunque puede que las empresas de servicios energéticos y proveedoras de equipo de eficiencia energética no obtengan beneficios directos de los certificados de reducción de emisiones, estas empresas pueden sacar partido de un beneficio indirecto: el que representa el hecho de tener un mercado más grande.

Dado el régimen del sector energético y el marco normativo actual, las oportunidades comerciales que ofrece el mecanismo flexible en el sector de generación de energía son escasas. Existen otras barreras propias de las Pymes que limitan también estas oportunidades para el sector de generación de energía. Sin embargo, se está revisando la estructura normativa actual. Si se aceptan las propuestas de aumentar la participación del sector privado en el sector energético, podrían aumentar las oportunidades de participación de las Pymes por el lado de la oferta. En este momento, los resultados de las discusiones sobre la reforma del sector energético y sobre el calendario para efectuar dicha reforma son inciertos, aunque el nuevo gobierno, del presidente Fox, ha reiterado su compromiso de reestructuración.

Esta sección comienza con una descripción del sector eléctrico de México y las tendencias de la oferta y demanda. En segundo lugar, la descripción de emisiones de GEI del sector eléctrico proporciona el contexto para el potencial de los certificados de reducción de emisiones. Luego se destaca la experiencia de México en proyectos sobre energía en la Fase Piloto de AAC. En tercer lugar se estudia la función actual y potencial de las Pymes en el sector eléctrico, sea en calidad de usuarios finales o de proveedores de servicios e inversionistas. A continuación viene una discusión sobre los segmentos más prometedores en los mercados de generación de energía y eficiencia energética y, por último, se exponen las limitaciones impuestas por el marco normativo del sector eléctrico de México. La sección empieza con una descripción del sector de generación de energía y las oportunidades de inversión para el sector privado.

16

3.2 Estructura de la industria eléctrica de México

3.2.1 Suministro

Según datos de 1998, la capacidad total efectiva de generación de energía eléctrica en México es de 38,502 MW. De esta cantidad, 90% es generada por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y 2.2% por la Compañía de Luz y Fuerza del Centro (LFC), empresas ambas del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Petróleos Mexicanos (Pemex), empresa estatal, genera 4.4% del total y el sector privado entre 3 y 4% (Secretaría de Energía 1999b: 45, 95 y CFE 1999a: 12). Por lo tanto, en cuanto a suministro, el mercado de energía eléctrica de México está dominado por el SEN (con una capacidad combinada de 35,256 MW).

Actualmente, la CFE y LFC satisfacen poco más del 93% de la demanda total de energía eléctrica del país, de 147.1 terawatt/hora (TWh). En 1998, las ventas directas de electricidad fueron de 110.7 TWh (75% del total) de parte de la CFE y 26.7 TWh (18%) de parte de LFC, que suministra energía al Distrito Federal (Ciudad de México) y algunos municipios de los estados de México, Puebla,

Morelos e Hidalgo. Cabe señalar que esta última compañía genera menos del 8% de la energía que vende, el resto la obtiene de la CFE (*Ibid.* y CFE, sin fecha: 4).

Por consiguiente, las dos compañías miembros del SEN funcionan como las empresas públicas de servicio eléctrico. El nivel actual de cobertura territorial es de aproximadamente 95%. LFC suministra energía a la cuarta parte que viven en el centro del país de los casi 100 millones de habitantes; el resto está cubierto por la CFE.

La capacidad instalada del sector privado, autorizada por la legislación correspondiente, es de 6,756.5 MW. En 1998, las fuentes privadas generaron tan sólo 5.93 TWh, es decir, 3.5% de la producción total bruta de energía en el país. Pemex generó 5.42 TWh (3.2%) (*Secretaría de Energía* 1999a: 45).

En cuanto a tecnología de generación, las plantas del SEN se distribuyen de la siguiente manera: 79 unidades hidroeléctricas, 36 de turbina de gas, 29 de vapor, 8 de combustión interna y 7 de ciclo combinado, cinco geotérmicas, dos a base de carbón, una nuclear, una dual (combustible fósil y carbón) y una eólica. En otras palabras, la producción de energía de México se basa mayormente en los combustibles fósiles (66.4% en hidrocarburos, 10.5% en carbón, de un subtotal de 77%). En cuanto al porcentaje restante, 14.4% proviene de hidroeléctrica, 5.4% de nuclear y 3.3% de fuentes geotérmicas y eólicas (*Secretaría de Energía* 1999b: 62 y CFE 1998: 12). Según datos de la CFE, la vida útil restante de la planta instalada garantiza que pueda generarse electricidad con las condiciones y niveles de operación actuales para los próximos 19 años (CFE 1999a: 34). En los últimos años, la productividad y los indicadores de eficiencia de la industria eléctrica se han incrementado notoriamente (Cuadro 2).

17

Cuadro 2: Productividad y eficiencia en el subsector eléctrico

AÑO	CFE		LFC	
	Tiempo de interrupción (min/usuarios)	Energía vendida por trabajador de operación (GWH/trabajador)	Tiempo de interrupción (min/usuarios)	Energía vendida por trabajador de operación (GWH/trabajador)
1988	802	1.1241	487	0.64
1989	567	1.299	447	0.669
1990	536	1.295	373	0.821
1991	495	1.319	414	0.828
1992	375	1.355	437	0.862
1993	447	1.447	408	0.906
1994	251	1.585	373	1.152
1995	242	1.654	401	1.140
1996	203	1.771	377	1.165
1997	236	1.853	352	1.382
1998	224.8	1.933	374	1.630

Fuente: Sitio de la Secretaría de Energía en Internet

Pese a esfuerzos considerables para elevar la productividad y eficiencia de las dos compañías, algunos especialistas consideran que ambas tienen exceso de personal. En 1999 los 108,543 trabajadores del sector eléctrico mexicano (73,302 de la CFE y 35,241 de LFC) produjeron ventas promedio anuales de 1.33 gigawatt/hora (GWh) por trabajador —resultado muy bajo en comparación con otros países, en particular los de América del Norte.

Aunque, en efecto, la eficiencia económica de la CFE puede ser discutible, sus indicadores financieros y administrativos muestran que es una compañía sana con una “sólida estructura financiera” (CFE 1999a: 32). No puede decirse lo mismo de LFC que, según algunos observadores, en 1999 recibió un subsidio indirecto equivalente a 2,400 millones de dólares (Dessomes 1999).

En cuanto a oferta futura, se estima que para el año 2008 se requerirán 22,248 MW de capacidad instalada adicional —que equivale, para dar un ejemplo, al 80% de la capacidad instalada actual en Noruega (Cuadro 3). Ello implica 2,225 MW de nueva capacidad por año de aquí a entonces. La CFE ha tomado medidas al respecto con su programa de inversión para comisionar 6,444 MW de capacidad en los próximos años. El déficit de capacidad de 15,804 MW, poco menos de la mitad de la capacidad actual del país, constituye así un área de posibilidades para el sector privado en la industria eléctrica mexicana.

Cuadro 3: Capacidad y demanda, 1998–2008

1998		(MW) 2008		1999–2008		
Capacidad efectiva	Demanda Máxima	Capacidad efectiva	Demanda Máxima	Capacidad adicional total	Capacidad desarrollada por la CFE	Capacidad abierta al sector privado
35,256	28,571	57,504	48,014	22,248	6,444	15,804

Fuente: Basado en Secretaría de Energía 2000

3.2.2 Transmisión

Actualmente (1999) el SEN cuenta con una red de transmisión eléctrica de más de 600,000 kilómetros de longitud, que comprende 34,079 km de líneas de alta tensión, 38,844 de líneas de transmisión secundaria y 528,107 de líneas de distribución (CFE 1999b: 16).

El horizonte temporal del programa actual de inversión en la red es 2003, pues más allá de ese año es difícil prever la ubicación física de nuevas plantas. Se espera que entre 1999 y 2003 se agreguen 20,237 kilómetros de nuevas líneas de transmisión, y, entre 2004 y 2008, 12,273 kilómetros más (*Secretaría de Energía* 1999b: 118).

Por ahora, los productores independientes tienen autorización para construir líneas de transmisión para uso propio, o bien pueden acceder a la red de transmisión

del SEN pagando tarifas establecidas y publicadas en el *Diario Oficial de la Federación* (DOF) el 24 de noviembre de 1994, y enmendadas el 15 de mayo de 1998 (*Ibid.*: 120).

3.2.3 Demanda

Las previsiones y planes sobre la oferta discutidos anteriormente se basan en la respuesta a la demanda del consumidor que ha crecido constantemente desde 1965, o quizás desde antes. En ese periodo, las ventas nacionales de electricidad aumentaron a un índice promedio anual de 8%, mucho más rápido que la economía de México en general.

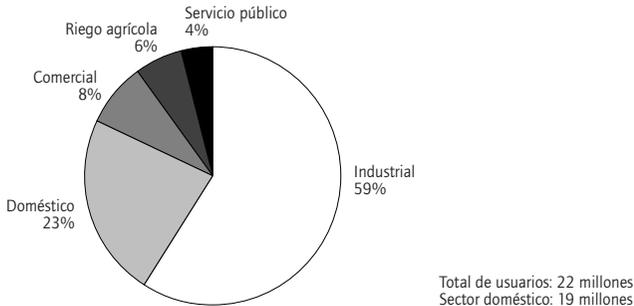
Durante los últimos 10 años, las ventas han aumentado 5% por año, y el porcentaje es mayor a 6% en el caso de consumo doméstico y de empresas medianas. Según algunas estimaciones de la Secretaría de Energía, el aumento de la demanda en el año 2000 ha regresado a su promedio histórico de casi 8%.

En 1998, la generación bruta del SEN fue de aproximadamente 171 TWh, de los que 80% (137.3 TWh) se vendió dentro del país. El valor de mercado de las ventas de electricidad fue de 6,900 millones⁴ y, como se ha indicado, la electrificación ha llegado a casi todos los habitantes del país.

El consumidor de electricidad más grande, que absorbe el 60% del total, es el sector industrial. Le sigue el sector doméstico con 23.1%, el sector comercial con 7.7%, la irrigación agrícola con 5.6% y el subsector de servicios con 3.8% (*Secretaría de Energía* 1999b: 40). El número total de usuarios (que tienen cuenta con la CFE o LFC) es superior a 22 millones, de los que más de 19 millones son domésticos (ver Gráfica 1).

19

Gráfica 1: Consumo de electricidad por sector (1998)



4 Los datos de ingresos por ventas provienen de CFE, *Estadísticas por Entidad Federativa 1998*, p. 12. El tipo de cambio aplicado (9.150160 = 1 dólar) se ha tomado de CFE, *Precios Internos y Externos de Referencia de los Principales Energéticos*, 10ª edición, 1999, Gráfica A.1.

Durante los últimos años, el mayor incremento en la demanda de electricidad se ha dado en el sector doméstico. De 1989 a 1998, las ventas a este sector aumentaron a un promedio anual de 6.5% (Cuadro 4). Sin embargo, se prevé que el incremento más acelerado en un futuro previsible vendrá del sector industrial, principalmente el de las empresas medianas.

Cuadro 4: Crecimiento promedio anual de las ventas de electricidad (CFE y LFC) (%)

Sector	1989–1998	1999–2008	Intervalos de confianza al 80%
Doméstico	6.5	5.0	4.5–5.5
Comercial (1)	3.7	4.8	4.0–5.5
Servicio público	1.5	4.7	3.5–5.8
Industrial (2)	5.8	6.3	6.0–6.6
Agrícola	1.9	0.9	-0.1–1.8
Total (sin exportaciones)	5.3	5.6	5.4–5.8

(1) Los usuarios de las tarifas para servicio general en baja tensión son principalmente establecimientos comerciales, de servicio y microindustrias.

(2) Los usuarios de las tarifas para servicio general en alta tensión (unidades grandes industriales) y media tensión son principalmente establecimientos industriales medianos y pequeños, así como comercios y servicios grandes.

Fuente: Secretaría de Energía 2000, p. 88

20

Se estima que en los próximos diez años seguirá aumentando la demanda mexicana en un total estimado del 72%. Para satisfacer esta nueva demanda, los planificadores del sector eléctrico del país reclaman una expansión de 63% de la capacidad instalada. Ante un escenario de crecimiento económico normal,⁵ se espera que las ventas pasen de los 140 TWh actuales anuales a 236 TWh para 2008.

El SEN ha organizado su labor dividiendo al país en nueve áreas geográficas: Noroeste, Norte, Noreste, Occidental, Central, Oriental, Peninsular, Baja California y Baja California Sur. En la última década, el crecimiento máximo de ventas se dio en Baja California y Baja California Sur, con promedios anuales de 8.2 y 7.2%, respectivamente (Cuadro 5). Los consumidores más grandes siguen siendo la región Oeste, con 23% del consumo, y las regiones Central y Noreste con aproximadamente 19% cada una.

El Mapa 1 muestra el crecimiento pasado y el promedio anual proyectado de la ventas de energía eléctrica en México en los tres escenarios hipotéticos de crecimiento económico elaborados por el gobierno federal y aplicados por la CFE para el periodo 2001-2010. El escenario "alto" supone un crecimiento promedio anual del PIB de 5.8%; el escenario "planeación", 5.2%, y el escenario "moderado", 3.8%. Prácticamente todas las previsiones de mercado emitidas hasta ahora por planificadores del gobierno mexicano, incluidas las de la CFE, han adoptado las suposiciones "planeación" del PIB. Así, pues, con un crecimiento promedio previsto de 5.2% anual en el PIB, la demanda de energía eléctrica aumentará 5.5% por año entre 2001 y 2010 (ver Mapa 1).

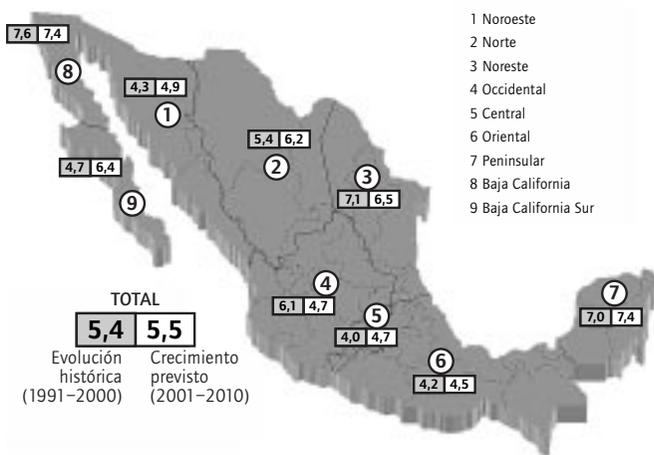
5 Los planificadores de la CFE hicieron sus proyecciones de demanda de energía eléctrica tomando en cuenta tres posibles escenarios: "moderado", con un crecimiento promedio del 3.8% de 1999 a 2008, "planeación" con 5.2% y "alto", con 5.5%. CFE, sin fecha. *Desarrollo del Mercado Eléctrico 1994–2008*, p. 11.

Cuadro 5: Regiones de planeación del SEN: ventas, capacidad y demanda

Área	Ventas de 1989 (GWh)	Ventas de 1998 (GWh)	Ventas de 2008 (GWh)	Crecimiento 1989–1998 (%)	Crecimiento 1998–2008 (%)
1 Noroeste	6,796	10,020	16,681	47	67
2 Norte	7,280	11,113	20,098	53	80
3 Noreste	13,479	23,746	43,943	76	85
4 Occidental	16,966	29,724	54,028	75	82
5 Central	22,062	29,026	44,310	32	53
6 Oriental	15,584	22,337	34,138	43	53
7 Peninsular	2,073	3,961	7,738	91	95
8 Baja California	3,640	6,347	13,595	74	114
9 Baja California Sur	610	863	1,569	42	82
Sistemas pequeños	47	71	119	51	68
Total	88,537	137,208	236,219	55	72

Fuente: extrapolaciones de los datos en Secretaría de Energía 1999b.

Mapa 1: Crecimiento regional de la demanda de energía eléctrica (1991 - 2010)



Fuente: CFE, Subdirección de Programación, 2001. Desarrollo del Mercado Eléctrico 1996–2010, pp. 1-2.

3.3 Balanza comercial

El suministro y demanda de energía eléctrica abarca importaciones y exportaciones. En los últimos 10 años, la balanza comercial ha variado de manera algo errática, pero ha habido una tendencia general de descenso de las exportaciones y aumento de importaciones. En 1989 se importó un total de 562 GWh y se

exportó un total de 1931 GWh, lo que arroja un saldo a favor de 1369 GWh; sin embargo, en 1998 la balanza comercial proyectó un resultado negativo de 1,434 GWh porque las importaciones subieron hasta 1,510 GWh mientras que las exportaciones descendieron a 77 GWh. En las proyecciones se prevén exportaciones mínimas para los próximos años.

3.4 Ahorro y eficiencia energéticos

Con los planes de ahorro y eficiencia energéticos aplicados sobre todo por entidades gubernamentales como la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (Conae) y el Fideicomiso de Apoyo al Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico (Fide) pueden aumentar considerablemente los ahorros de energía de manera que se pueda posponer en parte la creación de nueva capacidad. Los programas de la Conae, en particular, pueden aminorar las necesidades de nuevas plantas generadoras de energía en 7,531 MW, es decir, 13% de la capacidad total requerida para el año 2008, así como reducir el monto de las ventas de energía eléctrica en 25,754 GWh, cifra que equivale a 11% de las ventas para ese año. Por otro lado, aunque profusamente discutido en la Prospectiva del Sector Eléctrico 1999–2008, de la Secretaría de Energía, el potencial de la eficiencia energética no es considerado como factor dentro de los cálculos de planeación, quizás porque es difícil predecir los resultados reales de cualquier programa sobre eficiencia.

22

3.4.1 Tarifas

En 1962, poco después de la nacionalización de la industria eléctrica, el gobierno estableció la política de precios que seguiría vigente hasta nuestros días. En una clasificación superficial y muy esquemática, la CFE y filiales suyas, más pequeñas, distribuyeron a sus clientes en 13 categorías de tarifa por tipos de consumidores empresariales e individuales. Después de 1988, el número de categorías aumentó a 31. Ahora, el precio de la electricidad para el consumidor se fija “en función del volumen de energía requerido, voltaje y temperatura [de la zona de residencia del usuario], tipo de usuario y garantía del servicio” (*Secretaría de Energía* 1999b: 44)

La estructura actual está integrada por los siguientes sectores (CFE sin fecha: 14):

Doméstica

Usuarios que pagan las tarifas 1, 1A, 1B, 1C, 1D y 1E para servicio doméstico.

Comercial

Usuarios que pagan las tarifas 2 y 3 para servicio general de bajo voltaje. En esta categoría se encuentran sobre todo establecimientos comerciales, de servicios y microindustrias.

De servicios

Usuarios que pagan las tarifas 5, 6 y 7 para alumbrado público, bombeo de agua potable y aguas negras y servicio temporal.

Industrial

(comprende usuarios de empresas medianas y grandes)

Empresas medianas: Usuarios que pagan las tarifas O-M y H-M para servicio en media tensión. Se trata sobre todo de comercios pequeños y medianos así como establecimientos comerciales y grandes establecimientos de servicio.

Grandes empresas: Usuarios que pagan las tarifas H-S, HSL y HTL para servicio en alta tensión. Se trata principalmente de los grandes establecimientos industriales e instalaciones de suministro de aguas.

Agrícola

Usuarios que pagan las tarifas 9 y 9M para riego agrícola por bombeo.

Exportaciones

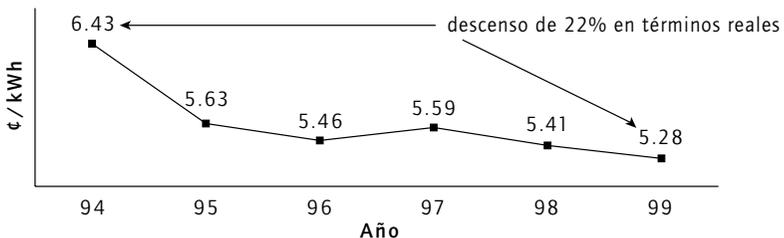
Comprenden ventas a compañías de EU y Belice.

La estructura de las tarifas se ha venido adaptando gradualmente para reflejar la complejidad del aparato productivo y los distintos tipos de consumidores, en particular los de los sectores doméstico, de servicios e industrial. Este último grupo puede optar por tarifas horarias, lo que hace más eficiente la administración de la demanda y agiliza la gestión de la demanda pico para el proveedor.

En México, los precios de la electricidad, particularmente para los que pagan tarifa doméstica, solían rezagarse con respecto al costo de producción. Los aumentos pronunciados en las tarifas reales a principios de 1990 constituyeron un esfuerzo para emparejar las tarifas con los costos, pero de 1994 a 1999 las tarifas descendieron casi 22% a precios constantes, y el precio promedio total⁶ fue bajando sostenidamente de 6.43¢ a 5.28¢ por kWh (Gráfica 2).⁷

23

Gráfica 2: Precio promedio total por kWh (1994–1999)



La fluctuación en la relación costos/precios ha sido una constante preocupación a la hora de definir la política de las tarifas del país. Las autoridades han tratado

6 El precio promedio total incluye los gastos de mantenimiento pero no toma en cuenta los precios de venta de LFC ni el Impuesto al Valor Agregado (IVA).

7 CFE, *Informe anual*, p. 20. El tipo de cambio aplicado es de 9.56 pesos por dólar según datos del Banco de México.

de aplicar políticas de tal forma que el precio promedio vaya siguiendo lo más posible al costo, y los periodos de disparidad se acorten.

A partir de 1997 casi todas las tarifas se ajustaron mensualmente a la inflación de forma automática en el costo de insumos básicos para producción, transmisión y distribución. Las tarifas afectadas son las que se aplican al sector comercial (tarifas 2 y 3 para servicio general en baja tensión), el sector de servicios (tarifa 7 solamente, servicio temporal) y el sector industrial, así como las tarifas establecidas “para servicio interrumpible” (I-15 y I-30).

La fórmula de indexación para todas las tensiones es una función del Índice promedio de Precios al Productor (IPP) para “Maquinaria y Equipo” (IPPME), “Metales Básicos” (IPPMB) y “Otras Industrias Manufactureras” (IPPOM).⁸ Además, las tarifas en alta y media tensión están ajustadas a los precios internacionales de combustibles (gasóleo, diesel, carbón y gas natural) utilizando un índice llamado ICC (ibid.). Al calcular el factor índice para tarifas en media tensión, se asigna al cambio en el promedio de los tres IPP una ponderación de 71% y la ponderación del ICC es de 29%; la ponderación correspondiente para las tarifas en alta tensión es de 59–41%.

La indexación ha hecho más transparente la fijación de precios, y ahora se pueden extrapolar escenarios de precios para el futuro a partir de tendencias inflacionarias en varios insumos, entre ellos el combustible. Estos escenarios son fundamentales para preparar los proyectos de inversión privada en el sector eléctrico.

24

A fin de comparar los proyectos de inversión alternativos, el sector privado necesita conocer los costos de producción por kWh de la CFE. Como señalan varios analistas de este sector en México, las cifras reales se guardan en absoluto secreto. Los costos promedio que se dan a conocer presentan distorsiones debido a la inclusión de gastos financieros y a la agregación de los costos de generación, transmisión y distribución. En pocas palabras, no proporcionan información precisa sobre los costos netos de la generación de energía.

Resulta evidente que las estimaciones puntuales de costos de generación son laboriosas y complejas dadas las dimensiones y complejidad de las plantas instaladas de la CFE. Durante varios años se han realizado esfuerzos considerables para establecer los costos marginales de generación de corto y largo plazo, pero los resultados no se han dado a conocer.

En 1999 las ganancias de venta de la CFE fueron de aproximadamente 8,223 millones de dólares⁹ para costos totales ligeramente superiores a los 7,000 millones de dólares. Se reportó que el costo promedio global por kWh entregado fue de 0.047 dólares y el costo promedio global de generación fue de 0.033 dólares/kWh.¹⁰ Sin embargo, estos valores no reflejan estrictamente el costo de producción verdadero pues incluyen todos los tipos de transferencias gubernamentales y subsidios. Después de todo, las razones costo-precio proporcionadas en las declaraciones de ingresos en los informes anuales de 1998

8 Prospectiva, p. 46. Para más información consulte: <http://www.cfe.gob.mx/gercom/tarif100/tic.html>.

9 Estimaciones tomadas del Informe Anual de 1999 y expresadas en dólares (1 dólar = 9.56 pesos).

10 Suponiendo que el costo de generación equivale al 70% del costo promedio global.

y 1999 de la Comisión fueron de 0.75 y 0.73, respectivamente, lo que significa que las ganancias promedio obtenidas por la CFE por sus productos actualmente son 25% inferiores a sus costos. Por lo tanto, los superávits de operación normalmente declarados por la empresa se deben a una gran variedad de subsidios gubernamentales y a diversos procedimientos contables *sui generis*.

Más aún, los costos globales se estiman mediante un cálculo de costos financieros y de operación engorroso y complejo. La complejidad proviene, entre otras cosas, de la amplia gama de plantas generadoras de energía que se encuentran en fases distintas de su vida útil, de que utilizan muy diversas tecnologías y que tienen niveles dispares de amortización o depreciación.

3.4.2 Política para el establecimiento de tarifas

Según información reciente, a excepción de las tarifas aplicadas a los sectores doméstico y agrícola, todas las tarifas fueron suficientes para cubrir el costo de producción promedio. En el caso de las tarifas aplicadas al sector industrial, principal consumidor de energía, la razón precios/costos es de aproximadamente 1.

Por lo regular, todas las tarifas están compuestas por cargos fijos que corresponden al tipo y calidad de servicio solicitado, más cargos variables por volumen de consumo de energía.

En el caso del sector doméstico, que consume 23% de energía, el precio está subsidiado 58% pues el índice de precios/costos para este sector es de 42%. En 1999 el costo fiscal para el gobierno federal por este subsidio se estimó en aproximadamente 2,400 millones de dólares. En el caso del sector agrícola (bombeo de riego), el monto de subsidio a la tarifa es de casi 70%, pero hay que agregar que este sector sólo representa el 6% del mercado nacional.¹¹

La CFE no se encarga del establecimiento de tarifas sino las autoridades de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP). La decisión de suprimir los subsidios es, en última instancia, una decisión política y la mejora de la relación precios/costos en los dos sectores depende de las decisiones sobre política económica en el futuro inmediato.

El 1 de enero de 2000 entró en vigor una disposición de la SHCP que autoriza nuevos ajustes y modificaciones a las tarifas. Se esperaba que en 2000 las tarifas para uso doméstico, riego agrícola (tarifas 9 y 9M), alumbrado público (tarifas 5 y 5A) y bombeo de agua potable y aguas negras (tarifa 6) aumentarían 0.08% por mes. El objetivo de estos reajustes es elevar la razón precios/costos, tal como lo indica el documento en cuestión: "la propuesta de establecimiento de tarifas [...] pretende reducir la discrepancia entre estas tarifas y costo real".¹²

En los últimos diez años, los precios de electricidad en México casi no han sufrido cambios en términos reales. Pese a algunas fluctuaciones, el precio medio durante estos años (promedio ponderado de todas las tarifas) se mantiene estable, y

11 Estimaciones realizadas a partir de la base de datos de Gutiérrez Santos, 1999: 47.

12 En el sitio de la CFE en Internet, sección "Gerencia Comercial," <http://www.cfe.gob.mx>

las tarifas aplicables al sector industrial, en particular, muestran un crecimiento promedio anual de -2.1%, mientras que las otra tarifas han aumentado (Cuadro 6).

Cuadro 6: Tendencias de las tarifas eléctricas 1989–1998
(Centavos constantes/kWh de 1998)

Año	Comercial	Industrial	Alumbrado	Doméstico	Agrícola	Costo promedio
1989	10.46	4.82	8.47	4.80	1.15	5.39
1990	11.05	4.86	11.77	5.57	1.35	5.85
1991	13.01	5.55	13.53	6.89	2.62	6.92
1992	14.94	5.59	14.92	7.68	3.60	7.71
1993	15.56	5.4	15.62	7.79	4.42	7.81
1994	14.85	4.52	14.54	7.41	4.04	7.04
1995	9.80	2.82	9.40	4.68	2.19	4.35
1996	10.29	3.37	10.25	4.97	2.27	4.70
1997	11.57	4.21	11.32	5.50	2.50	5.45
1998	11.28	3.98	11.96	5.49	2.47	5.25
Crecimiento promedio anual en (%)	0.8	-2.1	3.9	1.5	8.9	-0.29

Las proyecciones a corto plazo (5–10 años) de los precios de la electricidad en México sólo son válidos si las hace el sector consumidor, pues los sectores obedecen a distintos parámetros. Las tarifas domésticas se fijan sobre todo en función de los criterios de la política económica. La cuestión clave es determinar la rapidez con la que las autoridades piensan rectificar la relación precio/costo.

En el caso de tarifas industriales, la metodología está definida y las tendencias previsibles del precio se pueden graficar tomando en cuenta las tendencias de los índices de precios al productor y estableciendo predicciones sobre el precio de los combustibles utilizados para la generación de energía.

3.5 Panorama de las emisiones de la generación de energía

En la capacidad de generación de energía de México predominan las plantas termoeléctricas. La generación de energía térmica constituye aproximadamente 65% de la generación total, que en gran parte proviene de plantas a base de petróleo. Las plantas de carbón, gas y diesel aportan el resto de la generación térmica. La capacidad hidroeléctrica ocupa el segundo lugar en la generación total de energía, con aproximadamente 29%. El 6% restante de capacidad instalada se genera

con capacidad nuclear, geotérmica y eólica. El Cuadro 7 proporciona un resumen de la capacidad de generación del país, por tipo de combustible y por región.

Las emisiones de dióxido de carbono del sector eléctrico constituyen una parte significativa de la contribución total de México a las emisiones globales de gases de efecto invernadero. Según el comunicado más reciente que dio a conocer México sobre su inventario de emisiones, el sector eléctrico generó aproximadamente 34% de las emisiones totales, es decir, cerca de 108,500 miles de millones de toneladas de CO₂ (INE 1999). Esta estimación de emisiones no incluye las emisiones de CO₂ provenientes del uso de combustibles fósiles para la generación de electricidad en los sectores económicos industrial, doméstico o comercial.

Los planes de expansión de la capacidad de generación de México de aquí al año 2007 favorecen las adiciones de capacidad a base de combustión de gas natural, complementada con algunas instalaciones hidroeléctricas, geotermoeléctricas y carboeléctricas. Según la última versión del plan de expansión de la CFE, el incremento general en la capacidad de generación será del orden de 21.5 GW, y 70% de ésta, es decir, unos 15 GW, será suministrada por instalaciones a base de combustión de gas, que son en su mayoría plantas de ciclo combinado. El Cuadro 8 presenta un resumen de estas adiciones a la capacidad planeadas (el Anexo A contiene una descripción más detallada).

La mayor proporción de gas natural en la mezcla de combustibles utilizada para la generación de electricidad posiblemente reducirá la intensidad general de carbono del sector de generación de energía (es decir, los kg CO₂/kWh). Como se ha señalado, el gas natural tiene menor contenido de carbono, y con ello se emite menos CO₂ por unidad de energía, en comparación con el petróleo o el carbón. El nivel de descenso de la intensidad de carbono por kWh dependerá de los patrones de utilización de recursos. Asimismo, aunque la intensidad de carbono del sector se reducirá, las emisiones generales de CO₂ de las actividades de generación de energía aumentarán debido al incremento necesario de producción.

La capacidad de los proyectos de mecanismo flexible para generar créditos de reducción certificada de emisiones dependerá de su capacidad para reducir emisiones en comparación con las que se generarían de no existir el mecanismo flexible. Las bases y marcos de referencia son herramientas importantes para medir estas reducciones de emisiones. El nivel en el que se establezcan las bases de referencia determinará la cantidad de certificados de reducción de emisiones que un proyecto puede lograr, así como el ingreso adicional que puede ofrecer la participación en el mecanismo flexible. Por ejemplo, si las plantas de ciclo combinado a base de gas natural son las plantas típicas instaladas, para que generen certificados de reducción de emisiones, los proyectos de mecanismo flexible deben tener emisiones inferiores a las de estas plantas. Una base de referencia como ésta debería proporcionar créditos de Reducción Certificada de Emisiones para tecnologías de energía renovable y mediciones de eficiencia energética.

Cuadro 7: Capacidad instalada de generación a diciembre de 1997 por subdivisión operacional (MW)

Área	Producción térmica								Total#	
	Hidroeléctrica y eólica ¹	Combustioleo	Ciclo combinado	Turbo-gás	Diésel ²	Combustible dual ³	Carbón	Geotérmica		Nuclear
Noroeste	941	2 162		130						3,233
Norte	28	1 074	200	253						1,555
Noreste	118	1 715	378	170			2,600			4,981
Occidental	1,797	3 466	218			2,100		88		7,669
Central	1,902	2 474	482	374						5,232
Oriental	5,250	2 217	452	43				40	1,309	9,311
Peninsular		442	212	328	1					1,083
Baja California		620		177	2			620		1,419
Baja California Sur		113		96	75					284
Sistemas aislados					47					47
Total	10,036	14,283	1,942	1,671	125	2,100	2,600	748	1,309	34 814
	28,8 %	41 %	5,6 %	4,8 %	0,4 %	6,0 %	7,5 %	2,1 %	3,8 %	100,0 %

¹ La capacidad eólica instalada en La Venta, Oaxaca, es de 1.6 MW (Subdivisión oriental).

² Combustión interna

³ Por lo general funciona a base de combustóleo y gas natural o combustóleo y diésel. # Cifras redondeadas

Fuente: Secretaría de Energía 2000.

Cuadro 8: Resumen de evolución planeada de capacidad de generación de electricidad, 1997–2007

	Existente 1995	Existente 1997	Planeada 1997–2007	Total 2007	Aumento porcentaje
Geotérmica	753	748	215	963	29
Hidroeléctrica	9,331	10,036	2,465	12,501	25
Ciclo combinado	1,890	1,942	14,703	16,645	757
Carboeléctrica	2,250	2,600	2,700	5,300	104
CITD	129	125	131	256	104
Turbogás	1,682	1,671	1,154	2,825	69
Convencional (con CC y Dual)	15,695	16,383	150	16,533	1
Nucleoeléctrica	1,309	1,309		1,309	0
Total	33 037	34 815	21 518	56 332	62

Nota : la clasificación no es necesariamente precisa debido a la combinación de tecnologías propuestas o el cambio de nombre de algunas centrales.

Fuente: Secretaría de Energía 1999: 80, 83

3.6 Proyectos de AC/AAC para generación de energía y eficiencia

Sólo recientemente se amplió la cartera de proyectos AC/AAC de México para incorporar en ella los proyectos sobre energía. Ello refleja la renuencia inicial de la Secretaría de Energía y otras instancias del gobierno mexicano a apoyar proyectos en el sector eléctrico, renuencia que se debe a la inquietud sobre las implicaciones que tendrían estos proyectos para el sector eléctrico, dada su contribución a las emisiones de GEI del país. Algunos funcionarios del sector eléctrico manifestaron que expedir créditos para proyectos en el sector eléctrico limitaría en determinado momento la capacidad del país de reducir emisiones. De hecho, algunos funcionarios han recomendado que el sector eléctrico de México se reserve posibles reducciones de emisiones para cumplir metas que se le planteen a futuro. Ya en los inicios del programa AC/AAC de México, el Instituto Nacional de Ecología manifestó su preferencia por los proyectos forestales y, efectivamente, los tres primeros proyectos que obtuvieron el registro de Reto Voluntario y Registro de Acciones (RVRA) de México fueron proyectos sobre agricultura y silvicultura alternativas.¹³

3.6.1 Lecciones aprendidas con proyectos pasados de AC/AAC en el sector de generación de energía eléctrica

México ha participado en proyectos de AC/AAC sobre generación de energía y eficiencia energética. Con la aprobación de la planta eoelectrica de San Juanico

¹³ Se trata del Proyecto Salicornia (agricultura alternativa, 1996), Scolel Té (silvicultura, 1997), Sierra Gorda de Querétaro (reforestación, 1998) y Sierra Norte de Oaxaca (silvicultura, 1997).

como proyecto de AC en 1999, México obtuvo su primer proyecto de AC del sector eléctrico registrado ante la Iniciativa sobre Aplicación Conjunta de EU. En el aspecto de la demanda, el proyecto Ilumex en los estados mexicanos de Nuevo León y Jalisco, desarrollado en virtud del Programa Piloto sobre AAC del Banco Mundial, reduce las emisiones de la red mediante un proyecto de alumbrado de alta eficiencia.

El proyecto eoléctrico de San Juanico tiene su origen en un compromiso que hizo el Servicio Público de Arizona (*Arizona Public Service, APS*) en virtud del programa estadounidense *Climate Challenge* para lograr emisiones inferiores a los niveles de 1990, junto con una transacción entre el APS y la *Niagara-Mohawk Power Company, NMPC*, por la que se realizaría un intercambio de permisos de emisiones de SO₂ y reducciones de CO₂. Como parte de la transacción, el APS adquirió el compromiso de invertir en un proyecto de reducción de emisiones, y decidió trabajar con la CFE en México.¹⁴

El proyecto San Juanico implica el reemplazo de una estación de generación a base de diesel en San Juanico que suministraba electricidad a una red aislada en la localidad durante casi tres horas al día con un sistema de 117-kW equipado con generadores de turbina de viento de 100 kW, y paneles solares con capacidad de 17 kW, con una unidad de diesel modernizada de 80-kW que proporcionaba energía de respaldo. La clave del sistema es un procesador de energía de 70 kW que equilibra la energía de las dos fuentes renovables y un banco de acumuladores que proporcionan capacidad de almacenamiento de energía.

El costo total del proyecto es de cerca de un millón de dólares, de los cuales el APS y la NMPC aportaron 300,000, unas dependencias gubernamentales 250,000, y los gobiernos del estado de Baja California Sur y la localidad de San Juanico otros 260,000. El gobierno municipal aportó el terreno y la población la mano de obra. La población se dio cuenta del potencial económico del sistema y por eso aceptó sustituir el sistema antiguo, por el que se pagaba una tarifa fija de 50 pesos al mes, por un sistema de electricidad con servicio medido. Según los promotores del proyecto, una planta procesadora de pescado de la localidad que no estaba funcionando antes de que se concluyera el proyecto pudo hacerlo gracias a éste. Los pescadores podían así almacenar y conservar el pescado en caso de que los precios fueran demasiado bajos, y mejorar los ingresos potenciales de la pesca. Antes, los pescadores se veían obligados a vender su pescado al precio corriente o dejar que se perdiera.

Con todo, las reducciones de emisión de GEI gracias al proyecto son limitadas. Según el APS, la reducción estimada de emisiones es de 350 toneladas de CO₂ al año, que representa unas 10,000 toneladas de CO₂ para toda la vigencia del proyecto. Debido a lo importante de la inversión, el costo por tonelada métrica de carbono reducido en San Juanico es de cerca de 100 dólares. Los costos de las contrapartidas de carbono de estos proyectos no están a disposición, pero el precio ofrecido y, en el caso del proyecto de silvicultura IJI Scolel Té, el precio pagado

14 Comunicación personal con C.V. Mathai, director de proyecto de APS, octubre de 1999.

por créditos de carbono para estos proyectos ha sido de 10 dólares por tonelada métrica de carbono. Es evidente que este costo es mucho más competitivo que el costo asociado con las reducciones logradas en San Juanico, lo que confirma nuevamente el análisis inicial de que los costos de inversión para el caso de San Juanico eran relativamente altos.

El proyecto se ejecutó en virtud de un acuerdo de cooperación entre el APS y la CFE. Según el equipo del APS encargado del proyecto, la participación y el apoyo en especie de la CFE fueron determinantes para su éxito. Pero hubo otras dependencias que participaron también en la puesta en marcha y probablemente no se habría concluido sin ese apoyo. La AID y el *Sandia National Laboratory* del Departamento de Energía de EU aportaron financiamiento adicional.

3.6.2 Otros proyectos piloto

Además del proyecto San Juanico (cuya utilidad como modelo para proyectos posteriores es limitada debido al costo y tiempo que implicó), varios proyectos sobre eficiencia energética han sido presentados al INE y al IJI de EU para su registro. Entre ellos se encuentra una serie de proyectos de gestión en el aspecto de la demanda llevados a cabo por una compañía mexicana de servicios energéticos, presentados para registro por parte de asesores financieros de la Corporación Internacional de Ecoenergía (EIC, por sus siglas en inglés). Estos proyectos han tenido una orientación comercial, con financiamiento en términos prácticamente comerciales, y podrían ser un ejemplo de proyectos de mecanismo flexible como inversiones viables. El IJI de EU y el INE los están revisando.

3.7 Mercado de las Pymes en los sectores de generación de energía y eficiencia energética

Esta sección pretende caracterizar las Pymes que operan en los sectores de generación de energía y eficiencia energética de México, así como las oportunidades a futuro para las de nuevo ingreso en estos mercados. Aunque la capacidad de las Pymes de participar en el sector de generación de energía ha sido limitada, sobre todo en el pasado, los cambios normativos que se vislumbran para los próximos años podrían alterar considerablemente las características del mercado. Por otro lado, en el sector de eficiencia energética, la mayoría de empresas que actualmente participan son Pymes, y las oportunidades de nuevo ingreso son probablemente mayores para empresas extranjeras grandes y ya establecidas, sobre todo empresas de servicios energéticos.

3.7.1 Sector de eficiencia energética

En México, el sector de eficiencia energética está constituido por un gran número de Pymes y un número cada vez mayor de grandes empresas internacionales. No se cuenta con ningún registro oficial de empresas y hasta ahora los esfuerzos para caracterizar a detalle el sector han sido limitados. El análisis presentado en este documento se basa en gran medida en evidencias anecdóticas y en observaciones.

Durante las reuniones recientes organizadas por empresas del sector de eficiencia energética y servicios de energía en México, las empresas asistentes eran exclusivamente pequeñas empresas de ingeniería con plantillas de cinco a veinte empleados. No obstante, las grandes empresas extranjeras de servicios también han estado activas en el mercado, sobre todo en los últimos cinco años y no parece probable que el grupo presente en la reunión pasada en México haya sido representativo de estas nuevas incorporaciones.

La presencia de grandes empresas se debe sobre todo a la ola de inversión estadounidense en México, resultado del TLCAN. Las grandes empresas de servicios energéticos de Estados Unidos han seguido a sus grandes clientes hasta México para elaborar proyectos sobre eficiencia energética en las instalaciones ubicadas en este país. Hasta hace poco, con el esfuerzo del Fide para promover el sector de eficiencia energética en México, se ha visto cada vez más interés en el mercado mexicano de parte de las compañías de servicios energéticos de EU y otros países.

32

Sin embargo, aparte de los factores de orden general, el principal determinante del interés en la inversión en el sector es el potencial de señalar y poner en marcha proyectos provechosos. Al irse elevando los costos de la energía y agudizándose la necesidad de ser más competitivo en los mercados internacionales, las empresas con procesos de gran consumo energético buscarán ahorros de energía que ofrezcan buena relación costo/beneficio y contratarán asesoría externa cuando no tengan asesores internos. Como ya se ha mencionado, los precios de la energía se han elevado de forma bastante espectacular desde mediados de 1999, en parte como resultado del incremento de los precios del crudo y en parte por la fuerza considerable del peso mexicano, que se ha reevaluado casi 20% desde finales de 1998. Tomados en conjunto, estos factores multiplicarán los incentivos para que los usuarios de energía industriales y comerciales reduzcan sus costos de energía.

3.7.2 Sector de generación de energía

La magnitud de las oportunidades de inversión en proyectos de mecanismo flexible en el sector de generación de energía de México dependerá del grado de reforma de la estructura normativa. El marco actual permite la participación del sector privado en cuatro modalidades: producción independiente de energía (PIE) de más de 30 MW, plantas de cogeneración, pequeña producción inferior a 30 MW,

y autoabastecimiento para satisfacer necesidades privadas. Sin embargo, en cualquier caso, los proyectos de generación de energía tienen grandes necesidades de capital que posiblemente rebasen los recursos y capacidades de las Pymes, aun tomando en cuenta los ingresos adicionales generados por los certificados de reducción de emisiones. Considerando el número de proyectos del sector privado que han sido aprobados por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) para la creación de nuevos proyectos, al parecer son relativamente pocas las Pymes que actualmente participan en este campo.

- *Autoabastecimiento.* La capacidad media de las instalaciones de generación para las que se han otorgado permisos de autoabastecimiento es de aproximadamente 30 MW, magnitud que representa una mayor capacidad de la que podría consumir una empresa pequeña o mediana promedio. Además, al tratarse de una inversión de cerca de 30 millones de dólares, es un esfuerzo bastante mayor al que la mayoría de las Pymes, con activos netos entre uno y diez millones de dólares, podrían financiar. Aunque es posible, no parece probable que un grupo suficientemente grande de Pymes logre acordar un proyecto de esta magnitud. Aun así, bien puede que haya empresas más pequeñas, sobre todo en los sectores en los que el consumo de energía es alto, que hayan desarrollado algunos de los proyectos más pequeños para los que se han expedido permisos. Por consiguiente, de los tipos de proyecto abiertos hoy a la inversión privada, el sector de autoabastecimiento posiblemente sea el más atractivo para las Pymes.
- *Cogeneración.* La magnitud promedio de las instalaciones de cogeneración que han obtenido permisos es considerablemente mayor: cerca de 75 MW. Esto confirma la noción de que sólo unos cuantos proyectos de cogeneración con características favorables de demanda pueden en realidad ejecutarse, y sugiere que estos proyectos son evidentemente el campo de acción de empresas más grandes, pues la inversión requerida asciende aproximadamente a 75 millones de dólares. Dada la complejidad técnica de los proyectos de cogeneración en general, puede que este sector sea un área de oportunidades menos atractiva para las Pymes de México.
- *Importación.* Se han otorgado permisos de importación a empresas que son principalmente maquiladoras filiales de grandes corporaciones multinacionales ubicadas en Estados Unidos o Asia. La lista de permisionarios de importación comprende seis permisos que suman un total de 10 MW de capacidad de transmisión, y los permisionarios son: Bose (electrónica para consumo general), Minera Múzquiz (minería), Seihwa (posiblemente electrónica), Paulson Mexicana (sector desconocido, pero empresa extranjera), Hyo Seung de México (posiblemente electrónica) y Mecox Resources (sector desconocido, pero empresa extranjera).

Hay varias explicaciones del nivel relativamente bajo de inversión en generación privada, sobre todo el que depende de las disposiciones sobre cogeneración, autoabastecimiento y pequeña producción de la legislación en materia de energía. Más adelante, en esta misma sección, se discuten las barreras para la participación del sector privado en el sector de generación de energía tanto para grandes como para pequeñas empresas. Sin embargo, existen otras cuestiones que hacen aún más difícil para las Pymes, en comparación con las grandes empresas, la participación en la producción de generación privada:

- Magnitud de la inversión en relación con los activos contables de los promotores. Los proyectos de generación de energía requieren inversiones sustanciales de capital inicial. Este factor, junto con los costos de transacción para la puesta en marcha de tales proyectos, es quizás la limitación más importante para la participación de las Pymes en el sector de generación. Aunque en la lista de permisos concedidos por la CRE figuran nombres de empresas que han obtenido el permiso, es difícil discernir si hay empresas relativamente pequeñas que lo han recibido. Sin embargo, aunque la lista no proporciona información detallada sobre cada empresa, las evidencias anecdóticas y empíricas sugieren que las pequeñas empresas son la minoría.
- Costos de transacción. Las conversaciones con empresas mexicanas que han considerado la creación de instalaciones de generación desde 1993, y en menor grado desde 1996, revelan que los trámites de solicitud y obtención de permisos para los proyectos, los acuerdos de ventas, arreglos de flete con la CFE, y la obtención de contratos de abastecimiento de gas (anteriormente, con Pemex, un proceso complicado) han sido factores importantes que han retrasado el desarrollo de los proyectos, incrementado los costos y, en definitiva, puesto trabas a la viabilidad de los proyectos. Sin embargo, se están generando cambios en el mercado que podrían ayudar a reducir algunos de estos costos de transacción. Por ejemplo, como el transporte y distribución de gas se abrieron a la iniciativa privada en 1995, la inversión privada en este sector ha incrementado y muchos nuevos participantes en el mercado están ampliando su clientela gracias a la rápida sustitución de otros combustibles por gas natural.

3.8 Oportunidades para las Pymes en la reducción de emisiones en la red de generación

El incremento acelerado de la demanda y consumo de electricidad en México debe atenderse construyendo una nueva capacidad de generación, complementada muy posiblemente con una mayor inversión en las medidas de

eficiencia energética y controles de demanda. Esta necesidad viene aparejada al hecho de que cierta capacidad de generación, al menos una pequeña porción, será dada de baja en varias áreas del país en los próximos años. Con el apoyo adecuado de las iniciativas sobre política energética y el uso de cogeneración o de tecnologías de energía renovable, la generación de energía privada podría desempeñar un papel importante en la satisfacción de las necesidades de capacidad de México en la próxima década, particularmente en regiones donde el acceso al gas natural quedará restringido debido a consideraciones de costo de creación de infraestructura o por lo limitado del potencial de ventas. A plazo más corto, las medidas de eficiencia energética pueden ayudar a reducir la demanda de electricidad. Además, estas medidas pueden compensar las emisiones de carbono al reducir la generación de energía y la necesidad de capacidad adicional.

Aunque, en definitiva, las Pymes podrían ser importantes en el sector de generación de energía y en el sector de eficiencia energética, tanto como usuarios finales cuanto en calidad de promotores de proyectos, lo que parece más probable es que puedan participar en el desarrollo de la tecnología de eficiencia energética y mercado de servicios. Su función como usuarios finales de servicios proporcionados por las empresas de servicios energéticos es la que mayor potencial encierra. En la medida en que participan efectivamente en la generación de energía y el mercado de energía renovable, las oportunidades en este sentido bien pueden incluir la creación de capacidad fuera de la red. Aprovechando, por ejemplo, las oportunidades de energía renovable para desplazar el uso actual de combustibles fósiles en las necesidades de energía térmica en algunos procesos de producción, así como en los sistemas de calefacción y calentadores de agua para empresas comerciales y turísticas. Otras áreas prometedoras pueden ser la sustitución de combustible por gas natural y posiblemente desarrollo de capacidad de generación con permisos de autoabastecimiento.

Existen siete segmentos principales de mercado con posibilidades de convertirse en mercados importantes para el desarrollo de proyectos de mecanismo flexible en México. Es importante señalar que la función de las Pymes en la mayoría de los sectores (exceptuando el gubernamental) puede ser como proveedores del servicio (con financiamiento, como en los mercados de servicios ecoenergéticos, o mediante ventas directas) o como consumidores del servicio (de igual manera, mediante diversos arreglos contractuales). El Cuadro 9 expone los diferentes tipos de proyectos energéticos que pueden ser los más atractivos en cada sector y la función potencial de las Pymes en cada uno.

En la siguiente sección se exponen las aplicaciones potenciales de tecnologías de energía y la participación de las Pymes. Primero se analizan las oportunidades para aplicaciones de red conectada y fuera de red en el sector de generación de energía. Después se discuten las oportunidades de eficiencia energética en cuanto a demanda y suministro.

Cuadro 9: Oportunidades potenciales de mecanismo flexible para Pymes por segmento de mercado

Segmento de mercado	Oportunidades de eficiencia energética	Oportunidades de generación de energía	Papel de las Pymes
Abastecimiento nacional de energía	Generación Transmisión Distribución	Ventas de generación de energía renovable	Limitado por la competencia de grandes empresas Ventas de equipo de energía renovable
Industrial y minero	Electricidad Uso de energía térmica Sustitución de combustible	Generación de energía renovable para autoabastecimiento Cogeneración Sustitución de combustible	Usuarios finales Compañía de servicios eléctricos
Edificios del gobierno estatal, municipal y federal	Alumbrado Enfriamiento Calefacción Bombeo	Generación de energía renovable para autoabastecimiento y necesidades de energía térmica	Compañía de servicios eléctricos Ingeniería eléctrica Sector de equipo
Comercial	Alumbrado Enfriamiento Calefacción	Generación de energía renovable para autoabastecimiento	Compañía de servicios eléctricos Usuario final
Hotelero	Alumbrado Enfriamiento	Generación de energía renovable para autoabastecimiento y necesidades de energía térmica	Compañía de servicios eléctricos Usuario final
Doméstico	Alumbrado Enfriamiento Calefacción Agua caliente	Energía renovable para necesidades de energía eléctrica y térmica	Proveedores de servicios

3.8.1 Sector de eficiencia energética

Los proyectos sobre eficiencia energética ofrecen oportunidades importantes para las Pymes, sobre todo en el sector incipiente de empresas de servicios energéticos. Existen muchas empresas pequeñas especializadas en ingeniería energética que han proporcionado servicios a clientes industriales y comerciales, por lo regular limitados a contratos por servicio, a diferencia de los contratos por desempeño, que requieren más recursos de capital o acceso a financiamiento, cosa que en general siempre ha sido escasa en México.

La promoción de las actividades de las empresas de servicios energéticos en México es la finalidad de una iniciativa importante del Fide, con apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID). El Programa plurianual de Eficiencia Energética (PEE) del Fide, que se financia mediante un préstamo del BID por 23 millones de dólares, comprende una gama de actividades cuyo objetivo es apoyar el fortalecimiento de las compañías de servicios energéticos en México. El programa del Fide pretende ayudar a mejorar la capacidad técnica y comercial de las empresas mexicanas que podrían convertirse en compañías de servicios energéticos, mediante capacitación técnica, elaboración de mecanismos contractuales

y esfuerzos para desarrollar un sistema de certificación para los proveedores de servicios energéticos. El Fide también creará un programa de bonificaciones que dará a las compañías usuarios finales un incentivo mayor para participar en el programa. Asimismo, el Programa de Descentralización financiado por Banobras, también con montos de 400 millones de dólares de un préstamo del BID, proporcionará recursos para que los gobiernos estatales y locales emprendan toda una serie de programas —entre los que se podrían incluir los proyectos sobre eficiencia energética.

En la medida en que el programa lleve a un crecimiento de la demanda de servicios de empresas de servicios energéticos, este programa complementará el condicionamiento de la oferta de las empresas de servicios energéticos que dispone el Fide.

Se conocen cada vez mejor las oportunidades que ofrecen las inversiones en eficiencia energética —aunque no sean aprovechadas al máximo. Hay variaciones regionales importantes en cuanto a la receptividad y viabilidad de los proyectos de eficiencia energética. Por ejemplo, varias áreas del país pueden jactarse de unas condiciones climáticas y de un rápido crecimiento de la demanda que hacen que las propuestas de inversión en eficiencia energética resulten más atractivas para los clientes que en otras regiones. Varios sectores se han convertido en centro de atracción para el desarrollo del sector de empresas de servicios energéticos en México:

- *Industria, comercio y hotelería.* Las empresas industriales, comerciales y hoteleras cada vez son más conscientes del ahorro potencial que pueden generar los programas de eficiencia energética. Esta mayor conciencia se debe en gran medida a los esfuerzos del Fide y la Conae, pero también al aumento de las tarifas. Los ajustes en las tarifas de electricidad en el periodo posterior a la devaluación de 1994 y las variaciones estacionales significativas en las tarifas en algunas regiones del país han evidenciado los beneficios económicos de tales proyectos.

Al mismo tiempo, las empresas industriales han limitado sus esfuerzos de eficiencia energética a la realización de auditorías de energía. Cerca del 60% de las empresas encuestadas por el Fide indicaron que han realizado auditorías; 40% de ellas manifestaron que el consumo de energía era superior al necesario. No obstante, parece que el alcance de las medidas aplicadas por este segmento ha sido limitado (IIEC y col. 1996). Los presupuestos restringidos y las muchas y atractivas oportunidades de inversión no relacionadas con la energía tienden a relegar las inversiones sobre eficiencia energética a segundo —o incluso tercer— plano pese a los ahorros potenciales. Por eso ha aumentado el interés por el mercado de servicios ecoenergéticos o la tercerización.

A diferencia del industrial, el sector comercial parece haber avanzado mucho menos en cuanto a identificación de patrones de uso energético mediante auditorías (32% según el estudio del Fide), y de éstas, 45% arrojó un consumo energético superior al necesario. Los cambios de aparatos de iluminación y la instalación de interruptores de energía independientes parecen haber sido las medidas más adoptadas (IIEC y col. 1996).

Los rendimientos económicos sobre inversiones en eficiencia energética son superiores en regiones en que las necesidades de refrigeración suelen ser mayores, lo que es característico de las regiones del país con más rápido crecimiento de demanda, que coinciden con las de mayor variación estacional de cargas energéticas y de capacidad. En otras regiones con climas más templados, como el Valle de México y Guadalajara, los rendimientos por inversiones en eficiencia energética suelen ser más atractivos para las instalaciones comerciales e industriales más grandes, pero no tanto para el sector hotelero.

Antes de la devaluación del peso en agosto de 1998, el promedio de las tarifas nacionales para la industria era de 4.5 ¢/kWh, mientras que las tarifas comerciales eran de 10.5 ¢/kWh. Estos niveles son lo bastante altos para que la economía de los proyectos resulte atractiva, incluso en regiones más templadas, si los volúmenes de consumo son suficientemente elevados. En otros lugares, en las regiones noroeste y noreste, que son más cálidas, así como en los climas tropicales de las regiones costeras, estas tarifas son más que suficientes para que los proyectos sean económicamente viables. De hecho, estas áreas también suelen tener tarifas más altas que las promedio: en Sonora, por ejemplo, una planta industrial llegó a pagar tarifas máximas promedio entre 9 y 11 ¢/kWh en verano, y en invierno tarifas base mínimas de 2.3 a 2.8 ¢/kWh. Como ya se ha señalado, la devaluación del peso reduce el valor en dólar de estas tarifas durante un periodo corto, pues al cabo de escasos meses el factor inflación en la escala de tarifas habrá permitido tarifas que recuperen gran parte si no es que todo el descenso en términos de dólar. En la situación actual, en la que el peso es mucho más fuerte, las tarifas en dólares han aumentado, sobre todo en relación con las impuestas por competidoras de empresas mexicanas en Estados Unidos y otros lugares. Este hecho no hará sino reforzar la conveniencia de la aplicación de las medidas de eficiencia energética.

- *Gobiernos municipales y estatales.* Los gobiernos locales también ofrecen proyectos atractivos, sobre todo en el área de alumbrado eficiente. El Fide ha ayudado financiando con casi dos millones de dólares la demostración de proyectos de eficiencia en alumbrado y bombeo para 135 gobiernos municipales. Se calcula que estos proyectos tienen un periodo de reembolso promedio de uno a dos años, partiendo de inversiones de 10,000 a 20,000 dólares (Torres 1998).

Basándose en estas demostraciones, los municipios han financiado proyectos similares utilizando recursos multilaterales y de la banca privada, en el primer caso a través de Banobras (Banco Nacional de Obras Públicas). La cantidad total financiada por Banobras es de aproximadamente 24 millones de dólares, y abarca otros 100 municipios (no existen datos sobre el monto de inversión financiado con recursos privados en estos municipios).

El Fide estima que el mercado actual para proyectos sobre eficiencia está integrado por unos 1,000 municipios, con poblaciones de cerca de 50,000 habitantes, en los que aún no se han emprendido proyectos. Un estudio reciente del Fide sobre la magnitud de este mercado sugiere un potencial de 1,400 millones de pesos de inversión en 425 MW de reducciones de capacidad y 1,800 GWH de ahorro de energía.

En proyectos de eficiencia energética para municipios, el problema de la cobranza en las empresas de servicios energéticos ha preocupado más que en los proyectos industriales. Aunque por lo regular se firman contratos de arrendamiento en los dos tipos de proyectos, el potencial de un cambio político que origine la cancelación de los contratos es evidentemente mayor en el ámbito local. Algunos proveedores/fabricantes de equipo han resuelto esta situación incluyendo cláusulas que permiten al propietario retirar el equipo en caso de incumplimiento de pago en contratos públicos. Ante las consecuencias políticas que puede acarrear el eventual retiro del alumbrado público, los gobiernos entrantes tienden a buscar alternativas a la cancelación de contratos que ya no desean.¹⁵

- Abastecimiento de energía. Otro sector importante de eficiencia energética es el propio sector eléctrico. La CFE empieza apenas a darse cuenta de las ventajas de las medidas de eficiencia por el lado de la oferta. Con todo, el campo de los competidores en las licitaciones de la CFE es grande y en él predominan las empresas importantes. Es poco probable que las Pymes puedan desempeñar un papel significativo ahí, a menos que ofrezcan una tecnología especializada, quizás una que represente una alternativa para el equipo convencional. Esto sucede muy raras veces, y es más probable que suceda con una empresa extranjera que con una de las Pymes nacionales.

15 Comunicación personal, Esteban Torres (director de programa municipal, Fide), 13 de agosto de 1998.

3.8.2 Sector de generación de energía

En el sector de generación existen oportunidades tanto para el suministro por la red nacional como para aplicaciones fuera de red mediante la cogeneración y tecnologías de energía renovable. Con respecto a las aplicaciones de conexión a la red, existen varios segmentos importantes de mercado que presentan niveles distintos de desarrollo y actividad. En cuanto a aplicaciones fuera de red, existen menos oportunidades debido a la reducida población no abastecida por la red. Sin embargo, el uso predominante de tecnologías con diesel ofrece efectivamente el potencial de reducción de emisiones que se generarían en ausencia de los mecanismos flexibles.

En el caso de aplicaciones de conexión a la red, además de una variación regional considerable, existe una variación significativa entre sectores en cuanto a sofisticación e interés en proyectos privados de generación de energía. Desde una perspectiva regional, existe una variación sustantiva en términos de crecimiento de la demanda y consumo de electricidad y acceso a recursos de energía renovable. Estos son algunos factores clave para determinar la demanda de este tipo de servicios y tecnologías.

- 40
- *Cogeneración*: La Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (Conae) ha elaborado una evaluación del potencial de cogeneración en México, pero esta evaluación considera sobre todo aplicaciones de energía no renovable. Menciona un grupo reducido de oportunidades de energía renovable en el país, principalmente en la industria azucarera. La cogeneración industrial que utiliza gas natural ha sido objeto de muchos estudios y se ha detectado una magnitud importante de capacidad potencial. Sin embargo, como ya se comentó, la posibilidad de que los proyectos de cogeneración sean económicamente viables a una magnitud que los haga financieramente factibles para una pequeña o mediana empresa o grupo de Pymes es reducida debido, principalmente, a los costos de transacción asociados a la elaboración y financiamiento de tales proyectos, así como de tramitación de los permisos correspondientes.
 - *Biomasa*: Además del trabajo de la Conae, existe otro estudio, realizado por Winrock International, que evalúa la viabilidad de determinados proyectos en los productos forestales y empresas azucareras (Conae 1998). En general, son varias las oportunidades de cogeneración de biomasa en el sector azucarero, pero se ven obstaculizadas por la situación financiera pobrísima de la mayoría de los ingenios azucareros. Desde su privatización a principios de 1990, los ingenios azucareros han soportado grandes deudas con pocas oportunidades de aumentar los precios para propiciar la recuperación. Otra barrera para el desarrollo de proyectos es el hecho de que el azúcar es un

producto controlado en México, y las exportaciones, particularmente a Estados Unidos, están sujetas a un sistema de contingentes. Además, las importaciones de jarabe de maíz de alta fructosa han erosionado la participación del mercado de los ingenios en el importante sector de los refrescos.

- *Hidroeléctrica*: La Conae ha concluido un estudio sobre el pequeño potencial hidroeléctrico en la región de Veracruz-Puebla, con análisis preliminares de viabilidad para determinados proyectos, y la CFE tiene mucha información sobre el potencial general para la generación de hidroelectricidad en el país (Conae 1997). La CFE está muy interesada en encontrar formas de hacer despegar las pequeñas instalaciones hidroeléctricas que posee en la parte central del país, pero no puede hacer mucho hasta que se aclare el destino de la propuesta de reestructuración del gobierno del presidente Zedillo.
- *Solar*: Según información reciente proporcionada por la Conae, aún hay mucho que hacer para caracterizar el recurso solar. La infraestructura institucional y técnica existente no basta para completar la caracterización ni para llevar registros de credibilidad aceptable. No obstante, parece que hay potencial considerable en esta área. Por ejemplo, la CFE está desarrollando una importante estación piloto de generación heliotérmica con financiamiento del Banco Mundial y el FMAM.

La energía solar es también un recurso abundante en México. Los estudios recientes del Instituto de Ingeniería de la UNAM muestran que la sustitución generalizada de calentadores de agua a base de gas LP por calentadores de agua solares es técnicamente viable y económicamente atractiva. La principal limitación parece ser la difusión y promoción de un programa de sustitución, así como la aportación de financiamiento de bajo costo para los compradores de escasos recursos de este equipo (Conae 1998).

- *Eólica*: La energía eólica se enfrenta con limitaciones similares a las de la energía solar. El Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) ha realizado las primeras investigaciones para la región del Istmo de Tehuantepec, que han arrojado resultados muy favorables (IIE 1996). Aun así, la Conae alega que se requieren más estudios para caracterizar adecuadamente los recursos de energía renovable de varias regiones; por ejemplo, la Península de Baja California, la costa este de la Península de Yucatán, el altiplano norte (mesetas centrales), incluida el área circundante de la Ciudad de México y las regiones costeras del Golfo de México y el Pacífico, así como la parte sur del Istmo de Tehuantepec.

La viabilidad económica de los proyectos en estos distintos subsectores de energía renovable es irregular. Puede que hasta los estudios más recientes deban

ser actualizados para que reflejen las modificaciones en tasas de cambio y las condiciones del mercado internacional. No obstante, parece que algunos de los proyectos sobre ingenios azucareros evaluados en el estudio Winrock podrían ser inversiones atractivas, incluso en las cambiantes condiciones financieras del país. En el caso del estudio minihidroeléctrico de la Conae, la viabilidad de algunos proyectos parece igualmente prometedora, aunque hacen falta más análisis financieros.

México tiene un nivel relativamente alto de conexión a la red: cerca del 95%. La población rural que requiere electricidad fuera de la red en México es de unas 4,500,000 personas (*Secretaría de Energía* 2000).¹⁶ Por lo tanto, son más limitadas las oportunidades de proyectos de energía renovable para aplicación fuera de la red. De la población rural, una parte se abastece por miniredes de la misma comunidad que generan energía a base de diesel u otros medios fuera de la red, y el resto de población no abastecida constituye el núcleo de mercado para sistemas de escala doméstica (ej., sistemas solares domésticos) y otros sistemas de generación de energía renovable a pequeña escala. El tamaño de este segmento no abastecido varía de un estado a otro; por ejemplo, en el estado de Sonora unos 91,000 habitantes, es decir, casi 5% de una población total del estado de cerca de dos millones, no tenían acceso a la electricidad más que mediante baterías a fines de 1995 (INEGI 1996). La experiencia con este tipo de proyectos indica que las poblaciones rurales tienen interés en adquirir tecnologías de energía renovable, pero puede que no comprendan las limitaciones técnicas de las instalaciones de generación fuera de la red.

42

3.9 Marco normativo de la energía

En virtud de las reformas a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) aprobadas en 1992 y puestas en vigor en 1993, las entidades del sector privado pueden construir, poseer y operar plantas generadoras de energía según cuatro “modalidades” de actividad de generación privada. Las empresas privadas también pueden construir y operar líneas de transmisión siempre y cuando no estén interconectadas a la red nacional. Estas son las actividades que la Comisión Reguladora de Energía (CRE) permite al sector privado:

- *Producción independiente de energía.* La CRE permite que las empresas privadas construyan, operen y sean propietarias de plantas de 30 MW y vendan energía eléctrica a la CFE mediante acuerdos para la compra de energía de largo plazo. Hasta ahora, estos proyectos han sido planeados y emprendidos necesariamente por la CFE, con la participación de inversionistas privados que participaron después de haber licitado para los acuerdos para la compra de energía de largo plazo. Sin embargo, la CFE está empezando a dar a promotores privados más libertad que antes para elegir la

¹⁶ En 1995 México tenía una población de 91.12 millones.

ubicación, abastecimiento de combustible y tecnología. Por ejemplo, en una licitación reciente, la CFE estudiará propuestas de nueva capacidad para ser suministrada en las cercanías de la frontera con Estados Unidos, mediante una nueva estación generadora establecida en México o Estados Unidos, o bien de electricidad importada vía una nueva interconexión transfronteriza de alta tensión.

- *Cogeneración.* Según esta opción, las instalaciones de cogeneración pueden generar electricidad para autoabastecimiento o venta a la CFE conforme a un acuerdo para la compra de energía de largo plazo. Como es menos probable que las plantas de cogeneración hayan sido planeadas por la CFE, es más seguro que éstas sean desarrolladas y operadas más para autoabastecimiento que como instalaciones de producción independiente de energía. Sin embargo, esta situación puede cambiar pues la CFE está cada vez más abierta a propuestas alternativas que lleguen como respuesta a sus licitaciones para nueva capacidad de generación.
- *Pequeña producción.* La CRE permite que las instalaciones inferiores a 30 MW produzcan energía para su venta a la CFE, a corto plazo o mediante un acuerdo para la compra de energía de largo plazo.
- *Autoabastecimiento.* La CRE permite que una empresa o grupo de empresas privadas construyan, operen y sean propietarios de una planta para servicio a

43

Para poder participar en el suministro y transmisión del sector de generación de energía, las empresas privadas deben obtener un permiso de la Comisión Reguladora de Energía (CRE), organismo gubernamental creado en 1993 para regular el sector eléctrico. Aunque la CRE tiene autoridad nominal sobre el sector eléctrico, en la práctica su influencia se limita a revisar las solicitudes de permisos para generar, importar o exportar electricidad. La Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) es la que establece las tarifas de electricidad, basándose en recomendaciones de la CFE con cierta intervención de la CRE. Como tales, las tarifas de electricidad siguen siendo un instrumento de política para los responsables de las políticas macroeconómicas del gobierno.

A partir de las reformas del sector eléctrico en 1993, la CRE se ha encargado de expedir los permisos de generación para las empresas privadas, según las cuatro modalidades antes descritas. Sin embargo, desde 1994 se han otorgado relativamente pocos permisos. Según datos de la CRE, sólo se han otorgado 107 permisos de

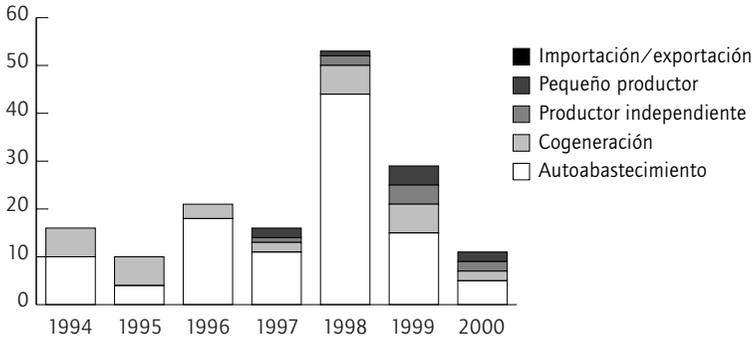
autoabastecimiento y 29 de cogeneración. Además, no todos los proyectos autorizados se han llevado a cabo.¹⁷ En 1999, la Secretaría de Energía informó que sólo 64% de los proyectos que obtuvieron un permiso a marzo de 1998 habían sido ejecutados y estaban en operación (*Secretaría de Energía* 1999a).

Del total de permisos otorgados a abril de 2000, 70% eran permisos de autoabastecimiento, 20% de cogeneración, 5% de producción independiente y menos de 5% eran permisos para importación y exportación de energía eléctrica. Se concedió un permiso de pequeña producción, pero ya no es vigente pues el solicitante no logró poner en marcha el proyecto propuesto durante el periodo de vigencia del permiso.

De los 9,500 MW de capacidad total permitida, la producción independiente y el autoabastecimiento constituyen cada uno el 37%, mientras que la cogeneración representa el 23%. Las importaciones y exportaciones constituyen sólo el 3%. Sin embargo, los permisos no reflejan la capacidad instalada real porque no todos los proyectos autorizados se ponen en marcha. Por ejemplo, para marzo de 1998, estaban en marcha proyectos de producción independiente que sumaban 530 MW en capacidad nueva, pero se habían otorgado permisos para aproximadamente 3,250 MW (*Secretaría de Energía* 1999a). En abril de 2000, la capacidad total de producción independiente autorizada era de 3,525 MW. Desde 1997 ha venido incrementándose el número de proyectos de producción independiente de energía presentados por año, y se espera que este segmento del mercado de generación de energía privada aumente enormemente durante los próximos años, a medida que la CFE acelere su programa de expansión (ver Gráfica 3 para un análisis del número de permisos otorgados al año por cada categoría).

44

Gráfica 3: Permisos expedidos por la CRE



Nota: Sólo se otorgó un permiso de pequeña producción que se revocó porque no se puso en marcha el proyecto para el que se había expedido.

Fuente: CRE, datos hasta el 6 de abril de 2000.

17 Muchos de los emprendidos ya existían desde antes de que se solicitara el permiso. Se trató de un esfuerzo de la CRE para otorgar permisos a las instalaciones hasta entonces no sujetas a permiso.

3.9.1 Barreras para la inversión del sector privado

Aunque se podría acelerar el ritmo de expedición de permisos, como explica la Secretaría de Energía, aún persisten muchos de los condicionantes normativos, económicos y financieros, y técnicos que desde 1993, y sobre todo en 1997, han provocado el bajo índice de desarrollo de proyectos, si bien ha habido ciertas mejoras en algunas áreas. He aquí algunas barreras clave para la aplicación de proyectos:

- *Tarifas de electricidad artificialmente bajas.* Tal vez el factor más disuasorio para la creación de proyectos durante los primeros años posteriores a la promulgación del nuevo reglamento del sector eléctrico ha sido el de las tarifas de electricidad artificialmente bajas, consecuencia inmediata de la devaluación del peso. En ese momento, las tarifas no incluían ajustes automáticos para el costo de combustible e inflación; por lo tanto, se redujeron de manera artificial (en dólares) al aplicarse los tipos de cambio más bajos respecto del peso. En 1996, al entrar en vigor una nueva fórmula para el ajuste de tarifas que consideraba estos factores, los niveles de las tarifas en dólares se recuperaron. Es probable que desde 1999 las tarifas hayan aumentado aún más en términos reales porque los precios del combustible han subido más con el rebote en los precios del petróleo y el peso ha ganado valor frente al dólar. Las tarifas varían por región, hora del día y estación. Aunque en algunas regiones de México estas tarifas sean muy altas, comparadas con las que rigen en el resto del mundo, en otras regiones pueden muy bien competir con índices internacionales. Si bien es demasiado pronto para determinar si este cambio ha eliminado por completo el obstáculo del precio para la aplicación de proyectos, es posible que aumenten los costos de energía eléctrica que, hasta hace poco, habían sido comparativamente bajos. Este incremento en las tarifas hará que los proyectos privados de generación de energía y de eficiencia energética sean más atractivos que antes.
- *Bajo precio de compra de la electricidad de la CFE.* El bajo precio de compra de la electricidad proporcionada por la CFE —que es, de hecho, un monopsonista del mercado de electricidad producida por el sector privado y suministrada a la red— ha sido un factor perjudicial para los pequeños productores. Las tasas que la CFE paga por capacidad puesta en el mercado no suelen ser suficientes para que los proyectos logren una tasa de rendimiento aceptable. En el caso de los proyectos de energía renovable, principalmente eólica, las cargas de capacidad de la CFE son limitadas debido a las dudas sobre la fiabilidad de dicha capacidad —problema que también enfrentan los proyectos de generación eólica de otros países. Por eso, casi todos los permisos otorgados, y las inversiones que ya se han efectuado son para

proyectos de autoabastecimiento y de cogeneración.

- *Necesidades técnicas de cogeneración.* Es obvio que para que los proyectos de cogeneración sean viables es preciso que las instalaciones industriales cumplan con los criterios técnicos que exige un receptor de vapor, y que tenga las cargas de electricidad y vapor adecuadamente equilibradas. Como no todas las empresas interesadas en este tipo de proyectos tienen instalaciones que cumplen con estas condiciones técnicas, el grupo de sitios potenciales para proyecto es por consiguiente pequeño.
- *Restricciones jurídicas para los proyectos de autoabastecimiento.* La restricción de los proyectos de autoabastecimiento que estipula que todos los compradores de energía eléctrica deben ser accionistas de la planta reduce el número de proyectos potenciales.
- *Escasez constante de crédito bancario.* Las condiciones financieras y económicas relativamente difíciles durante 1995 y 1996 y la escasez constante de crédito bancario han limitado la participación de inversionistas. La sequía crediticia está bien documentada, sobre todo con datos que señalan una caída del préstamo bancario de México, de 40% del PIB en 1994, antes de la crisis del peso, a casi 16% en 1999 (Economist 2000). Esta limitación afecta más a las pequeñas y medianas empresas que a las grandes empresas, que constituyen una buena parte de los permisionarios de proyectos.
- *Grandes inversiones de capital inicial y bajas tasas de rendimiento.* Los proyectos de generación de energía requieren inversiones de capital inicial considerables. Además, la cerrada competencia que ha prevalecido en las licitaciones patrocinadas por la CFE para proyectos de producción independiente de energía parece haber provocado rendimientos menores en la inversión para proyectos de gran escala en el sector eléctrico durante los últimos dos años. En una revisión reciente de las licitaciones recibidas por la CFE para ventas de energía de proyectos de producción independiente de energía, los precios iban desde 2.94¢/kWh, el precio más alto, ofrecido por Interger en la planta Bajío, hasta 2.38¢/kWh, el más bajo, ofrecido por Iberdrola en Monterrey III (fuentes de la industria). Además, los altos costos de transacción en los proyectos de generación de energía reducen la tasa de rendimiento, limitando así la rentabilidad de los proyectos, lo que tiene un impacto importante en los proyectos de pequeña escala.

46

3.10 Conclusiones

La oportunidad más importante de participación de las Pymes se encuentra en el sector de eficiencia energética, pues ahí pueden desempeñar dos posibles funciones. Primera: las Pymes de los sectores industrial, comercial y doméstico pueden desarrollar proyectos de eficiencia energética o de reemplazo de combustible que

compensen las emisiones de la red eléctrica. Segunda: las Pymes pueden sacar provecho del potencial de oportunidades comerciales que ofrecen los mecanismos flexibles funcionales. Las oportunidades de mecanismo flexible en el sector de generación de energía son limitadas dada la estructura actual del sector y su marco normativo. Existen otras barreras propias de las Pymes que limitan las oportunidades del mecanismo flexible en el sector de generación de energía. Sin embargo, la estructura normativa actual está siendo revisada. De aceptarse una propuesta de la administración de Zedillo de ampliar la participación del sector privado en el sector eléctrico, podrían aumentar las oportunidades de participación de las Pymes del lado de la oferta. Por ahora son inciertos los resultados de las discusiones sobre la reforma del sector eléctrico y el marco temporal de la misma.

4 Oportunidades de mecanismo flexible en el sector acerero

4.1 Introducción

La industria acerera es intensiva en energía: es el usuario industrial más grande de electricidad y coque y el segundo consumidor de gas natural en México. La industria del acero en México es un sector económico estratégico, tanto por el número de empleos que genera como por su contribución a las exportaciones generales.

A principios de 1990 se privatizó la industria acerera de México. El gobierno vendió Altos Hornos de México S.A. (AHMSA) y Siderúrgica Lázaro Cárdenas-Las Truchas S.A. (Sicartsa) a la iniciativa privada, con condiciones que incorporaban medidas adicionales para proteger el medio ambiente. Los nuevos propietarios realizaron inversiones importantes para mejorar las instalaciones y aumentar su eficiencia. A nivel de sector, las inversiones en modernización durante los últimos diez años ascienden aproximadamente a 4.9 miles de millones de dólares. La organización de productores de acero, Cámara Nacional de la Industria del Hierro y del Acero (Canacero), calcula que 24% de las inversiones en modernización contribuyeron directamente al mejoramiento de la protección ambiental, en especial a las reducciones de emisiones de GEI.

El proceso de modernización es relativamente reciente en comparación con otros países, y aún hay oportunidades para seguir aumentando la eficiencia, sobre todo en las pequeñas y medianas empresas. Como se trata de una industria que requiere mucha tecnología y capital con una fuerte amortización, no es probable

que se den otros cambios tecnológicos dadas las condiciones actuales de los mercados mundiales del acero y los altos costos de la energía. Sin embargo, puede que para pequeñas y medianas empresas existan oportunidades de mejoras que ofrezcan una buena relación costo/beneficio.

Esta sección proporciona un panorama del uso de la energía eléctrica y de las emisiones en el sector acerero, así como información sobre oportunidades para reducción de emisiones en 24 empresas. Se hace hincapié en las pequeñas y medianas empresas. A fin de realizar una estimación inicial de los potenciales de reducción de emisiones de GEI, se estableció una estrecha comunicación con Canacero.

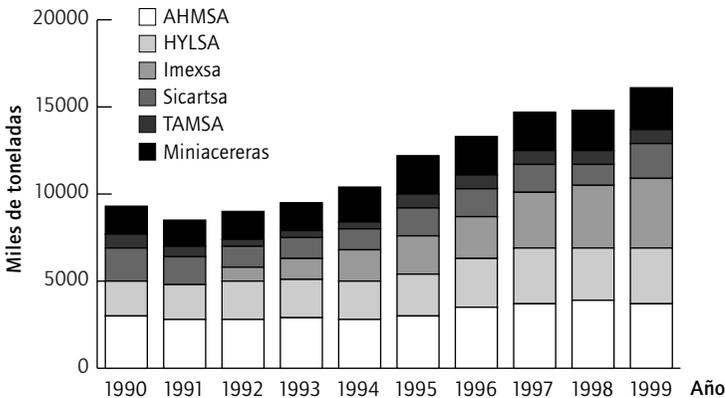
4.2 Panorámica de las emisiones de GEI en el sector acerero

Por ser un gran consumidor de energía, el sector acerero contribuye a las emisiones de GEI, que están estrechamente asociadas con la cantidad de energía consumida y la mezcla de combustibles fósiles utilizados. El consumo total de energía en el sector acerero está en función del volumen de producción (es decir, toneladas de acero producido), el proceso utilizado y la eficiencia de los procesos de producción, y de la mezcla del producto final.

50

Como se muestra en la Gráfica 4, de 1990 a 1999 la producción mexicana de hierro y acero aumentó en promedio 7.1% por año, alcanzando así las 15,299,000 toneladas en 1999 (Canacero 2000). Se estima que casi el 80% de la producción de acero en México fue generada por cinco empresas: AHMSA, Hylsa, Imexsa, Sicartsa y TAMSA. Las miniaceras representaban el 20% restante de producción.

Gráfica 4: Producción de acero por compañía, 1990-1999

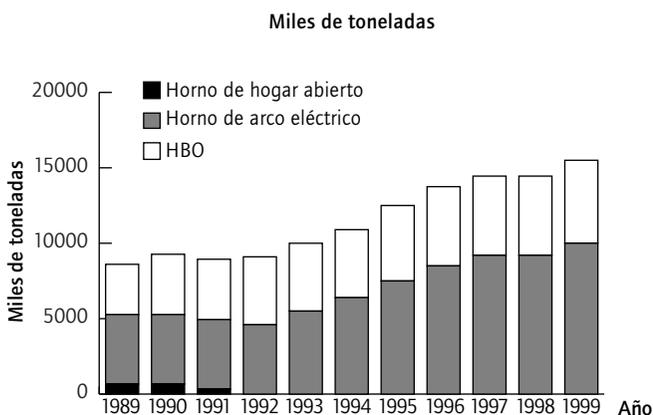


4.2.1 Cambios de tecnología

El reciente crecimiento de la industria acerera de México refleja, en parte, su modernización. En cuanto a fabricación de hierro, la producción de hierro en lingotes aumentó 32%: de 3,665,000 toneladas en 1990 a 4,822,000 toneladas en 1999. Durante este mismo periodo, el uso de tecnología más nueva para fabricar hierro esponja (conocido también como Hierro de Reducción Directa [HRD]) permitió un incremento de 140% de su producción, que pasó de 2,525,000 toneladas a 6,070,000 toneladas (Canacero 2000).

La tecnología también ha modificado la distribución de la producción primaria de acero entre procesos de Alto Horno (AH), Horno de Hogar Abierto (HHA) y Horno Básico de Oxígeno (HBO). A principios de los años 1990, la producción de acero con HHA desapareció por completo y fue sustituida por producción con AH/HBO en las plantas integradas. Asimismo, la producción de acero secundario por procesos de HRD, horno de arco eléctrico (HAE) y chatarra también ha cambiado. La producción de acero con HAE ha aumentado debido al incremento en la producción de HRD y a la expansión de la capacidad instalada de las plantas de acero secundario con HAE a base de chatarra (Ozawa y col., sin fecha, ver Gráfica 5).

Gráfica 5: Producción de acero por proceso, 1989–1999



Asimismo, en la fabricación de productos de acero semiterminados, la nueva tecnología de colada continua ha reemplazado rápidamente al colado en lingotes. Como se pueden obtener láminas más delgadas mediante la laminación en caliente, este método de producción ha crecido, mientras que el de laminación en frío ha descendido.

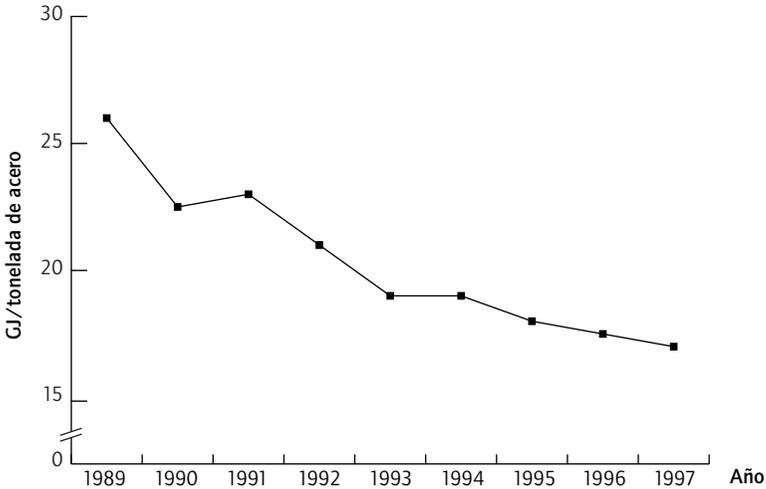
Casi toda la chatarra que consume la industria siderúrgica de México se tiene que importar. Debido al alto costo de la chatarra importada, México produce grandes cantidades de HRD. Además, Hylsa desarrolló sus propias tecnologías para producción de HRD: HYLI y HYLIII, que requiere menos uso de energía en comparación con los procesos tradicionales (Ozawa y col., sin fecha).

Mediciones de consumo de energía y eficiencia energética

El índice de consumo energético de este sector ha descendido con los años, según mediciones en GJ/ton de acero. Entre 1989 y 1997 la intensidad energética por tonelada de acero producido descendió 31%, desde 25.5 GJ/ton a 17.5 GJ/ton (ver Figura 6). Las mejoras en cuanto a eficiencia se deben a la clausura en 1992 de hornos de hogar abierto, mayor uso de la colada continua (de 9.8% en 1970 a 85% en 1996) y mayor uso de gas de horno de coque y gas de alto horno para la cogeneración de electricidad en las plantas integradas (Ozawa y col., sin fecha). Además, la producción de HRD en México ha aumentado y se realiza con la tecnología HYL de gran eficiencia.

Gráfica 6: Tendencia en el consumo de energía (sector acerero), 1989–1997

52

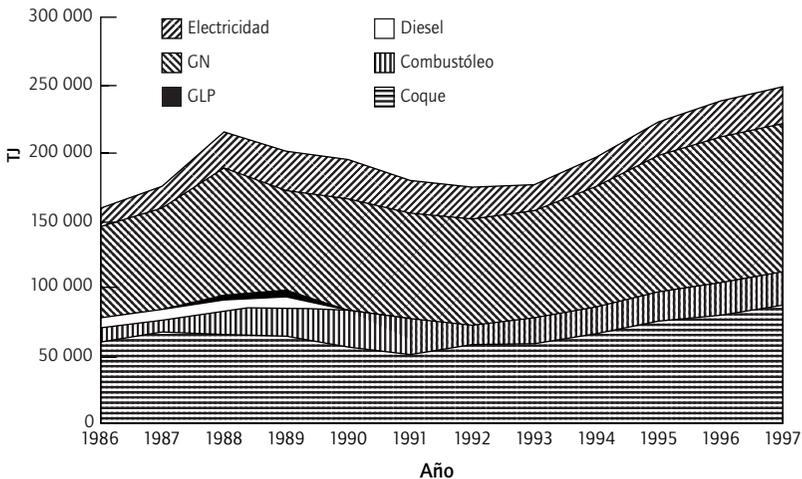


Sin embargo, se ha estimado que la eficiencia energética del sector acerero de México aún tiene un importante potencial de crecimiento [37.7% (Ozawa y Sheinbaum, sin fecha)] en relación con las prácticas de 1995, por ejemplo en medidas para el ahorro de energía en distintas etapas de los procesos de producción de hierro y acero. El potencial de conservación energética en grandes plantas integradas es alto. En estas plantas, la producción de pellet, de oxígeno y nitrógeno,

así como el tratamiento de agua se realizan *in situ*, y esto incrementa el consumo de energía en comparación con las otras instalaciones en las que la energía correspondiente es consumida fuera del sitio, en las plantas del proveedor.

La Gráfica 7 sugiere que el sector acerero hace un uso intensivo de muchos tipos de combustibles. Con un 11.1% del consumo industrial total, es el sector que más energía consume. Sigue siendo además uno de los dos consumidores industriales de gas natural más grandes del país, con 16.4% del total industrial nacional —después de la industria petroquímica. En 1997, el sector acerero representaba 10.5% del consumo total nacional de combustóleo. Por último, aunque la producción de acero consume grandes cantidades de coque, el incremento en la producción de HRD, que utiliza más el gas natural como fuente de energía, ha amortiguado el aumento del consumo de coque (Canacero 1999).

Gráfica 7: Consumo de energía por tipo de combustible, 1986–1997



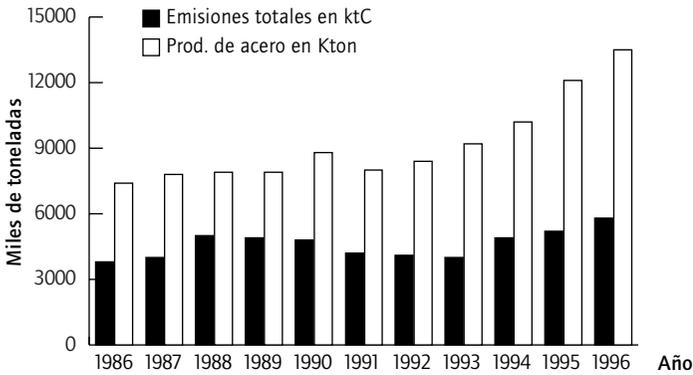
4.2.2 Emisiones de dióxido de carbono

En los últimos años ha habido un aumento moderado de las emisiones de dióxido de carbono del sector acerero de México, que alcanzaron las 5,600 ktC en 1996 (ver Gráfica 8). Según el Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (INE 1997), de 1987 a 1993 el sector de hierro y acero fue la fuente industrial más grande de CO₂ en México, habiendo aportado aproximadamente 20% de las emisiones industriales totales, que durante este periodo se situaron alrededor de las 17,000 o 18,000 ktC.

Sin embargo, es importante señalar que la intensidad de dióxido de carbono (emisiones de CO₂/tonelada de acero producida) del sector descendió 37%, pues

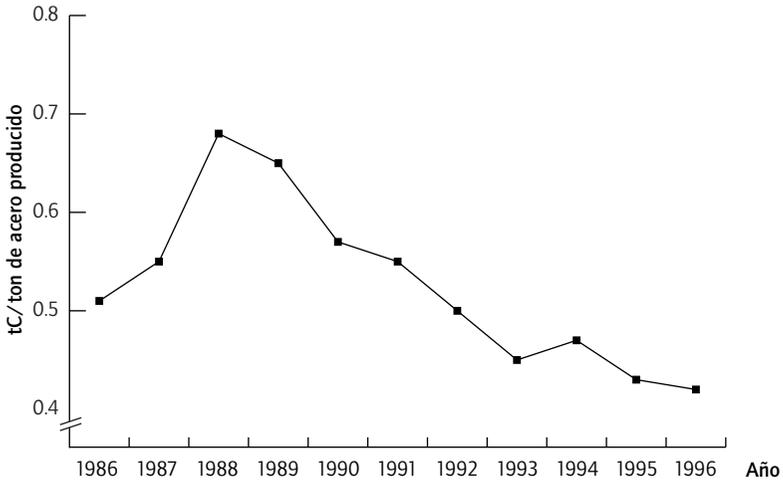
pasó de 0.67 tC/ton de acero producido en 1988 a 0.43 en 1996. La disociación de las producciones totales respecto de las emisiones de GEI (o producción de carbono por unidad de producción general) es consecuencia de los cambios en los factores antes mencionados, en particular, de las mejoras en la eficiencia energética y sustitución de coque por gas natural debido a una mayor producción de HRD.

Gráfica 8: Producción de acero y emisiones de CO₂, 1986–1996



54

Gráfica 9: Consumo de carbono en la producción de acero, 1986–1996



4.3 Caracterización de las pequeñas y medianas empresas en el sector acerero

Según se deriva de un estudio y análisis realizados para este informe, la evaluación de oportunidades de proyecto de mecanismo flexible entre las pequeñas y medianas empresas del sector acerero de México conlleva la difícil tarea de recopilar información sobre uso y tecnología de la energía. En las empresas (a excepción de las grandes) poco se sabe de las cuestiones del cambio climático, pero se tiene la noción general de que el cambio climático es un problema que, a la larga, en lugar de crear oportunidades comerciales podría implicar grandes inversiones y una normatividad más estricta para la industria acerera. Además, no es fácil tener datos sobre consumo y tecnología energéticos a escala de empresa. Ello se debe, en parte, a lo pequeñas y muchas que son las Pymes del sector acerero de México.

Para generar un análisis profundo de las oportunidades sobre proyectos de mecanismo flexible para compañías no dominantes de este sector se precisaría un censo y una campaña de información efectiva sobre cambio climático. Parte de la actividad de este estudio ha consistido en informar a algunas de las compañías acereras sobre las oportunidades que podrían surgir con mecanismos flexibles. Como primer paso en esta dirección se distribuyeron cuestionarios e información de base sobre MDL entre los miembros de la Cámara Nacional del Acero con ayuda de la propia Canacero. Es probable que estos esfuerzos sigan, pues la Comisión de Ecología y Seguridad Industrial y la Gerencia de Ecología de la Cámara Nacional del Acero saben de las oportunidades que la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero podría ofrecer a sus miembros, y les interesan. Por lo tanto, además de proporcionar información a los inversionistas potenciales, el proyecto de la CCA ha ayudado a crear conciencia dentro del sector sobre las oportunidades potenciales y necesidades de desarrollo de capacidades relacionadas en general con los mecanismos flexibles y en particular con el MDL.

4.3.1 Industria de la fundición

En México, la industria de la fundición proporciona empleo a más de 54,000 personas, 79% de las cuales son obreros. Hay aproximadamente 618 compañías en operación, y sólo se tiene información sobre 250 de ellas, que tienen una producción promedio de 701,243 ton/año (CCA 1999). Del metal fundido, la fundición de hierro gris constituye el 51%, fundición de hierro nodular 33%, acero 3%, lingotes de aluminio 3%, y cobre y aleaciones 1%. 70% de la producción se destina al mercado nacional y el resto a exportación.

4.4 Oportunidades de proyectos

Los datos por compañía fueron recopilados de las siguientes seis fuentes:

- estudio monográfico de la CCA de una compañía fundidora (CEC 1999)
- datos técnicos de algunos hornos de arco eléctrico mexicanos (Iron and Steelmaker Magazine 2000)
- estudio del Centro Mexicano para la Producción más Limpia (IPN 1998)
- Evaluaciones del Impacto Ambiental (Iron and Steel Magazine 2000)
- Fideicomiso de Apoyo al Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico (Fide) (Fide 2000)
- resultados del cuestionario realizado como parte del presente estudio

4.4.1 Estudio monográfico de la CCA de una compañía fundidora mexicana

El estudio de la CCA titulado “Prevención de la Contaminación en Procesos de Fundición de Acero” señala oportunidades de prevención de la contaminación en una compañía fundidora de México. Este estudio monográfico representa un ejemplo específico de oportunidades características referentes a la reducción de emisiones de GEI en pequeñas fundidoras.

56

La compañía estudiada tiene 80 empleados: empresa pequeña según los criterios de clasificación industrial de México. Se dedica a la fundición de piezas de acero de 1,350 kg como peso máximo y tiene un taller para la fabricación de modelos, máquinas y herramientas. La capacidad de la compañía de variar la producción por tamaño del lote, tipo de aleación y forma le permite llegar a un mercado en el que participan empresas que fabrican equipo utilizado en los sectores del acero, cemento, petróleo, metalmecánico, celulosa y papel, así como componentes para el equipo de bombeo, válvulas, turbinas y maquinaria en general.

Durante visitas a la planta se compilaron datos de producción y balances energéticos. La producción de 1999 fue de 303 toneladas, de la cual aproximadamente 70% se vendió a los clientes exportadores. Según datos proporcionados por la compañía, en 1999 se consumieron 10,200 litros de LPG y 47,280 kWh de electricidad. La demanda total de energía en cada etapa del proceso se muestra en el Cuadro 10.

Cuadro 10: Demanda de energía por área de proceso, en kW

Área de proceso	kW
Tornos y molinos	50.9
Elaboración de modelos	16.1
Alumbrado interior y exterior	56.7
Terminado	279.2
Recuperación de arena	4.7
Fusión	210.3
Total	617.9

Con estos datos se estimaron los posibles ahorros ambientales y económicos. El estudio observa que la más importante reducción de emisiones de GEI se generaría instalando tapas en los hornos de inducción. Como ninguno de los hornos de la planta está equipado con estas tapas, durante la fundición hay una pérdida de energía por radiación de calor. El estudio de la CCA observó que hay una pérdida de 0.5 kWh/kg de acero producido, lo que significa un total de 545.2 GJ/año, para la producción anual de 302.9 toneladas. Los ahorros de emisiones de carbono asociados con la instalación de tapas en hornos de inducción serían de 28.2 tC/año.

Éstas son otras medidas que fueron consideradas en el caso piloto como generadoras de una reducción marginal de GEI:

- almacenamiento de chatarra,
- hornos de tratamiento térmico,
- utilización de gases calientes del tratamiento térmico y hornos de inducción para precalentar el crisol,
- reemplazo de motores comunes por motores de alta eficiencia,
- perfeccionamiento del proceso de colado, y
- elaboración de un proyecto para instalar en la compañía un sistema eléctrico adecuado.

Aunque los tipos de esfuerzos de reducción variarán de una planta a otra, esta lista de medidas, que provocaría menores pérdidas de energía durante la fundición, debería ser aplicable también a las otras 617 compañías en México.

4.4.2 Potencial de reducción de GEI de los HAE utilizados por determinadas compañías acereras

Se detectaron oportunidades potenciales de reducción de emisiones de GEI comparando la intensidad de energía de 13 HAE utilizados por compañías mexicanas con la de la mejor tecnología existente (ver Cuadro 11). En particular, se realizaron cálculos comparando el consumo de electricidad de los hornos con un

Consumo Específico de Energía (CEE) de 308.6 kWh/ton de acero crudo a base de la mejor tecnología existente. Si se utiliza la mejor tecnología existente, el consumo de electricidad por tonelada de acero producido podría reducirse en un promedio de 162 kWh/ton de acero producido, o sea, en 34%. En términos de reducción de emisiones, esto implicaría niveles de reducción de 30.2 kgC por tonelada de acero producido. Suponiendo que el HAE trabajara a su capacidad nominal total durante el año, habría una reducción máxima total de 120,674 tC/año. Utilizando nuestra estimación de 10 dólares por tonelada de carbono, esto se traduciría en 1,200,000 dólares en créditos de carbono potenciales.

Cuadro 11: Potencial de reducción en algunos HAE

Compañía	Núm. de hornos	Fecha de inicio	CEE actual (kWh/t)	Mejoramiento potencial del CEE (kWh/t)	Mejoramiento potencial del CEE (%)	Producción anual (x10 ³ ton)	Reducciones anuales de emisión de carbono (tC/año)
Ispat Mexicana, S.A. de C.V.	4	1988	660	352	53	717	46 961.7
Siderúrgica de Tultitlán, S.A. de C.V.	1	1985	610	302	49	181	10 198.7
Aceros D.M., S.A.	1	1993	490	182	37	331	11 208.8
Aceros San Luis, S.A., horno 1	1	1973	470	162	34	80	2 404.9
Aceros San Luis, S.A., horno 2	1	1979	470	162	34	80	2 404.9
Aceros San Luis, S.A., horno 3	1	1986	470	162	34	80	2 404.9
Tubos de Acero de México, S.A.	1	1987	470	162	34	762	22 955.7
Aceros Corssa, S.A.	1	1988	461	153	33	122	3 483.9
Talleres y Aceros, S.A. de C.V.	1	1993	460	152	33	254	7 178.0
Siderúrgica de Yucatán, S.A., horno 1	1	1977	436	128	29	102	2 417.1
Siderúrgica de Yucatán, S.A., horno 2	1	1977	436	128	29	102	2 417.1
De Acero, S.A. de C.V., Saitlilo	1	1986	345	37	11	435	2 975.3
De Acero, S.A. de C.V., Celaya	1	1998	330	22	7	907	3 663.0
Total							120 674.4
Evaluación del impacto ambiental del INE							
Siderúrgica de California, S.A. de C.V.	1	1991	430	121.4	28	432	9 756
HyIsa, planta Norte	1	1991	341	32	10	588	3 545
Total							13 301

Fuente: La información técnica sobre HAE fue tomada de Iron and Steelmaker Magazine, 1999.

4.4.3 Proyecto de fundición del Centro Mexicano para la Producción más Limpia

El Centro Mexicano para la Producción más Limpia realizó un estudio sobre las condiciones ambientales y de producción en siete compañías fundidoras, a petición de los gobiernos estatales del Corredor México-Querétaro-San Luis Potosí, y con el apoyo del INE y Canacintra. Este estudio detectó 103 oportunidades de producción más limpia en las áreas de eficiencia energética, uso eficiente de materiales y equipo, y reducción de riesgos de trabajo.

He aquí las principales oportunidades relacionadas con la reducción de emisiones de GEI:

- mantenimiento preventivo o rediseño de tapas de HAE,
- mejoramiento de las puertas de HAE,
- mejoramiento del sistema de precalentamiento del crisol, y
- controles automáticos para el balance combustible/aire en los hornos de tratamiento térmico.

60 El Centro Mexicano para la Producción más Limpia calcula que si las siete compañías aplicaran todas las mejoras recomendadas en el estudio los ahorros de energía ascenderían a 3,869,000 kWh/año, lo que implicaría reducciones de emisión totales de 737 tC/año. Para mediados de 1998, seis meses después del estudio, 42% de las 103 oportunidades de mejora fueron puestas en práctica, 36% estaban en proceso de aplicación y el resto se habían programado para los siguientes meses, o no serían aplicadas por razones técnicas o económicas.

4.4.4 Evaluaciones del Impacto Ambiental del INE

A partir de los estudios presentados al INE para evaluaciones del impacto ambiental se obtuvieron datos de dos compañías acereras:

- *Siderúrgica de Baja California S.A. de C.V.*, en el estado de Baja California e
- Hylsa, planta norte, que fabrica varillas para construcción

En conjunto, estas dos plantas representan un potencial de reducción máxima total de emisiones de GEI asociadas con el consumo eléctrico de 13,300 tC/año.

4.4.5 Estudio del Fide sobre ahorro de energía eléctrica para cuatro compañías fundidoras

El Fideicomiso de Apoyo al Programa de Ahorro del Energía del Sector Eléctrico (Fide) llevó a cabo auditorías de energía en cuatro compañías fundidoras de

México, a fin de detectar oportunidades de ahorro de energía eléctrica. El Cuadro 12 proporciona un perfil del consumo energético en cada una de las cuatro compañías.

Cuadro 12: Perfil energético de cuatro compañías fundidoras de México

Compañía	Productos	Consumo mensual de electricidad (MWh)	Energía eléctrica (%)	LP (%)	Gas Natural (%)	Oxígeno (%)
1	Ejes	558	76.2	6.2		17.6
2	Autopartes de hierro	239	85.4		14.6	
3	Ejes	99	100			
4	Válvulas y conexiones	32	96.2			

Este estudio detectó 18 oportunidades de ahorro energético y uso eficiente de materiales y equipo con medidas que podrían incorporarse a corto y mediano plazo. Las principales oportunidades de reducción de emisión de GEI son las siguientes:

- mantenimiento preventivo y manejo de tapas de HAE,
- mejoramiento del sistema de precalentamiento,
- corrección de incompatibilidades entre las capacidades de moldeo y fusión, y
- controles para el pretratamiento y la calidad de la materia prima.

61

El Fide calculó el potencial de ahorro de energía eléctrica para tres de las cuatro compañías. Con estos datos y estimaciones y el factor de emisión de carbono para la generación de energía de México de 1996 se estimaron los potenciales esperados de reducción anual de emisiones. El Cuadro 13 muestra los posibles ahorros de energía y carbono, según estimaciones conservadoras.

Cuadro 13: Ahorros estimados de energía y carbono

Compañía	Potencial de ahorro de energía eléctrica (kWh/ton)	Potencial de reducción de emisiones (tC/año)
1	197	286.8
2	260	137.4
4	285	19.5

4.4.6 Cuestionario de la CCA

Se obtuvieron datos de una compañía acerera integrada a partir de los resultados de un cuestionario aplicado para el presente estudio. Las estadísticas de la planta se muestran en el Cuadro 14. Con base en el potencial de reducción promedio de emisiones de carbono en los 13 HAE seleccionados y mencionados anteriormente,

los ahorros potenciales pueden alcanzar las 17,000 tC por año. Esta estimación se basa sólo en el potencial de reducción promedio y la capacidad de producción de la planta. Para poder determinar los ahorros de electricidad y carbono se requiere una auditoría detallada del proceso de producción.

Cuadro 14: Datos de energía y producción de Integrated Steel Company

Compañía	Técnica (tipo)	Edad (años)	Prod. (t/año)	Tipo de energía%			
				Carbón	Gas	Electricidad	Otras
Integrated Co.	HAE	14	600,000	0	54	35	11

4.5 Conclusiones

Gracias a las auditorías y estudios técnicos sobre oportunidades de eficiencia energética en el sector acerero se han detectado oportunidades específicas de inversión para ahorro de energía en las plantas acereras estudiadas. Cabe esperar que, de realizarse más estudios para muchas otras pequeñas y medianas empresas, podrían identificarse oportunidades de inversión similares para reducir el consumo de energía.

5 Uso del suelo, cambio de uso del suelo y silvicultura

5.1 Introducción

Los bosques mexicanos son actualmente una fuente neta de dióxido de carbono y gases de invernadero que van a parar a la atmósfera. Esta sección analiza dos escenarios para que deje de ser así y los bosques mexicanos se conviertan en sumidero de ellos. Este sumidero potencial podría ofrecer valiosas oportunidades de establecer proyectos de Mecanismo flexible en el sector de uso del suelo, cambio de uso del suelo y silvicultura (LULUCF, por sus siglas en inglés) si estos proyectos reúnen los requisitos del MDL u otros mecanismos flexibles. De hecho, los análisis de este trabajo muestran que los bosques mexicanos pueden ser gestionados como un sumidero de carbono neto muy grande. Suponiendo que los créditos de carbono valgan 10 dólares cada uno, y haciendo un cálculo aproximado, el valor potencial no descontado y acumulado de los créditos de carbono por compensación correspondientes al sector LULUCF en México desde los años 1990 a los 2030 se sitúa entre 23 y 51 millones de dólares.

Este apartado comienza con una breve descripción de la extensión de los bosques mexicanos, cómo se utilizan y cómo contribuyen a la emisión de gases de invernadero a la atmósfera. Luego se describen los escenarios de reducción de emisiones de gases de invernadero y cómo pueden materializarse, sea por conservación de los sumideros de carbono existentes o por ampliación de los sumideros forestales, haciendo hincapié en el papel que las Pymes pueden

desempeñar en esas reducciones. Además de contribuir al importante logro de la reducción de emisiones a la atmósfera, la reducción de las emisiones de carbono ofrece la oportunidad de ganar certificados de reducción por medio del mecanismo flexible MDL. Al final, otro apartado describe las incertidumbres frente a la admisibilidad de proyectos LULUCF para el MDL.

5.2 Los bosques de México y sus emisiones de gases de efecto invernadero

La cubierta de vegetación forestal de México tiene una superficie de 141,736,169 hectáreas (ha) según el inventario forestal de 1994 de la Secretaría de Agricultura y Recursos Hidráulicos (SARH). Esta superficie comprende bosques templados y tropicales, vegetación de zonas áridas, vegetación higrófila y halófila, y áreas perturbadas. Los bosques templados y tropicales abarcan 56,851,500 ha. Aproximadamente 15.7% del área forestal total del país está clasificada en el inventario como área forestal perturbada, es decir, que ha perdido “calidad” de recurso forestal debido a los procesos de degradación y fragmentación relacionados con la reducción y pérdida de biomasa y a la pérdida de potencial productivo del área, así como a la alteración de suelos y de su correspondiente flora y fauna.

En la actualidad, el sector de cambio de uso del suelo y silvicultura en México es una fuente neta de emisiones de gases de invernadero. Según el Instituto Nacional de Ecología en su Inventario de emisiones de gases de invernadero, la deforestación y degradación forestal representan la segunda fuente de emisiones de GEI en importancia en México, con emisiones netas de 37 millones de toneladas métricas de carbón por año en 1990. Estas emisiones representaron ese año 31.4% del total de emisiones de CO₂ en el país (INE 1997).

Las áreas forestales se desmontan por diversas razones a menudo relacionadas entre sí. Se desmontan las tierras para ampliar la producción agrícola, en particular para el cultivo y la ganadería. También se pierden los bosques debido a los incendios (Conabio 1998; Food and Agricultural Organization 1999). Además, se desmontan para la obtención de madera destinada a la industrias del ramo.

5.3 Las Pequeñas y medianas empresas y el sector forestal

Definir la participación de las Pymes en el sector forestal mexicano tiene sus particularidades, pues se puede hacer partiendo del número de trabajadores de una empresa o de la superficie de que sea propietaria. Las industrias forestales (empresas manufactureras) se pueden categorizar según la clasificación establecida para el sector manufacturero, es decir, por número de trabajadores. A partir de marzo de 1999, la clasificación es la siguiente: microempresas: de 1 a 30 trabajadores; empresas pequeñas: de 31 a 100; medianas, de 101 a 500; y grandes, las que tienen más de 500 trabajadores (*Diario Oficial* 1999).

Las empresas forestales (productoras) se pueden clasificar según las dimensiones de sus propiedades. En el caso de particulares, los predios más pequeños tienen menos de 20 ha, y los más grandes 20,000 ha (máximo permitido por la ley). Sin embargo, las organizaciones comunitarias no están sujetas a estas restricciones, y el tamaño de sus propiedades depende principalmente de la organización.

A efectos de este trabajo se ha usado la siguiente clasificación según la superficie de las propiedades: micropropiedad, 1–300 ha; pequeña propiedad, 300–1,000 ha; mediana propiedad, 1,000–5,000 ha, y gran propiedad mas de 5,000 ha. Como resultado, todos los proyectos de plantación comercial descritos en el Anexo C podrían ser considerados como de tamaño mediano o pequeño, y abarcan tierras tanto de propiedad privada como comunal.

La industria forestal mexicana está compuesta principalmente de plantas procesadoras de madera de pequeña escala y baja eficiencia, en su mayoría aserraderos. Esta industria puede clasificarse como se muestra en el Cuadro 15.

Cuadro 5: Número de empresas madereras por ramo industrial

Industria	Número de empresas
Aserraderos (1)	2,058
Fábricas de chapa y triplay	48
Fábricas de tableros	17
Fábricas de cajas	515
Talleres de secundarios	525
Fábricas de muebles	60
Impregnadoras	11
Fábricas de celulosa	7
Otras (2)	256
Total nacional	3,497

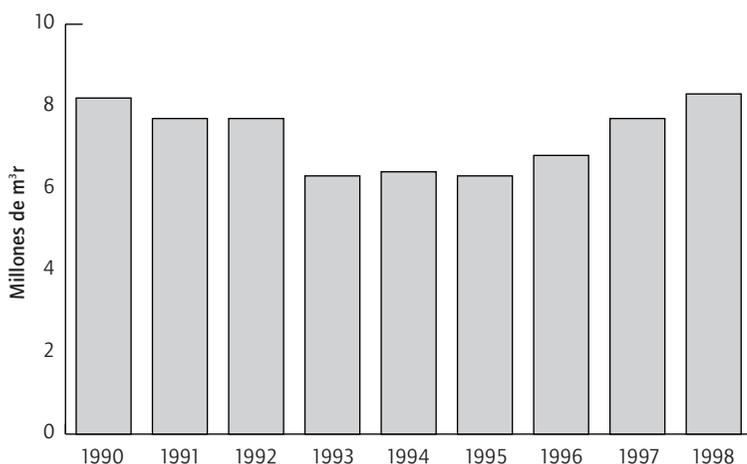
(1) Incluye aserraderos, aserraderos-fábricas, aserraderos-fábrica de cajas y aserraderos-talleres de secundarios.

(2) Establecimientos que no reportan giro industrial.

Fuente: Anuario de la producción forestal 1998.

Como se muestra en la Gráfica 10, la producción anual maderera pasó de 8,200,000 metros cúbicos en rollo (m³r) en 1990 a 6,300,000 de m³r en 1993. Esta tendencia se revirtió a partir de 1996, y en 1998 la producción total maderera llegó a los 8,300,000 m³r, con un valor de 3,668,504,853 pesos (*Anuario de la producción forestal 1998*).

Gráfica 10: Producción maderera, 1990-1998



Fuente: Anuario de la producción forestal.

66

En 1998, el sector de aserraderos usó 74% de la producción total de materia prima, seguida de la industria de la celulosa (15%) y de cartón (4%); el resto (7%) se utilizó para postes y combustibles (leña y carbón).

La falta de infraestructura carretera en las regiones de explotación forestal, aunada al escaso acceso de muchas industrias a los mercados y los recursos debido a factores geográficos, se traduce en altos costos por unidad de producto, excesivos costos de transporte y falta de competitividad en comparación con otros países. La situación se contrapone ostensiblemente a la de Estados Unidos y Canadá en el sector forestal, en parte por los bajos costos de transporte que permite la infraestructura establecida en estos países.

La competitividad de México en el sector forestal se ve mermada por las siguientes necesidades: mejor acceso de los productores a la información de mercado, mecanismos para reducir el uso de intermediarios, una estructura regional de mercado que reduzca las distancias de transporte y la creación de normas y medidas comerciales. Además de estas barreras, los productores se enfrentan a dificultades para acceder al financiamiento privado por la escasa rentabilidad de algunas actividades forestales y el hecho de que los bancos de promoción gubernamentales no hayan encontrado todavía una forma de incrementar el flujo de recursos al sector forestal.

El MDL u otros mecanismos flexibles pueden ofrecer una oportunidad de reducir este y otros obstáculos. Por ejemplo, el MDL podría facilitar la transferencia de prácticas de gestión y tecnologías más eficientes desde las contrapartes del

Anexo 1 a las plantas mexicanas, que son de escala más pequeña y menor eficiencia. La venta de certificados de reducción de emisiones podría ser un incentivo financiero suficiente para desarrollar y ejecutar planes de transporte más eficientes. Los sistemas de monitoreo necesarios para los proyectos de MDL podrían usarse para facilitar el desarrollo de sistemas de certificación de calidad para los productos forestales mexicanos.

5.4 Escenarios sobre emisiones de GEI de los bosques de México

En esta sección pasaremos revista al trabajo de Maserá (1995) que considera tres distintos escenarios para la futura absorción neta de carbono de los bosques mexicanos. Para elaborar estos escenarios es indispensable establecer las tasas reales de deforestación. No se trata, sin embargo, de una tarea sencilla. Existen muchas diferencias entre los cálculos oficiales y los no oficiales de los índices de deforestación en México. Por ello, Maserá y col. (1992), en su estudio, hablan de estimaciones “altas” y “bajas” de la deforestación.

La estimación “alta” usa los índices (porcentaje de área forestal total) extraídos por Maserá y col. (1992) de deforestación y perturbación por incendios forestales en bosques cerrados, e incorpora las estimaciones de la SARH (1992) de índices de deforestación en bosques abiertos. La estimación “baja” usa las estimaciones de la SARH (1992) para bosques abiertos y cerrados. Por medio del procedimiento sugerido, en la estimación “alta” se obtuvieron índices anuales de deforestación cercanos a 1% para los bosques templados y aproximadamente 2% para los bosques tropicales, lo que arroja un total estimado de 820,000 ha deforestadas por año.

Usando la estimación “baja”, los índices anuales de deforestación son de 0.5% y aproximadamente 0.8% para bosque templado y tropical, respectivamente, con un total de 370,000 ha deforestadas por año. Para los bosques abiertos se obtuvo un índice de deforestación de 0.08% (INE 1997). Los índices de deforestación empleados en la estimación “alta” abarcan todas las áreas afectadas por incendios forestales, mientras que la estimación “baja” sólo abarca las áreas afectadas por incendios forestales que se supone no se regenerarán.

Se han estimado hasta el año 2030 las emisiones y el secuestro futuro de carbono en el sector forestal, tomando en consideración tres posibles escenarios: un escenario en el que no se prevén cambios y dos escenarios de reducción (políticas y potencial técnico), que se describen en el Cuadro 16.

Cuadro 16: Escenarios futuros para las emisiones y secuestro en el sector forestal de México

Escenario	Referencia	Política	Potencial técnico
Año base	1990	1990	1990
Proyecciones	2000, 2010, 2030	2000, 2010, 2030	2000, 2010, 2030
Crecimiento demográfico	Histórico	2.0%, 1.8%, 1.6%, 1.4%	2,0 %, 1,8 %, 1,6 %, 1,4 %
Contexto macroeconómico	Mismas tendencias históricas	Crecimiento económico mejor después de 2000	Crec. económico y dist. ingreso mejoran después de 2000
Índices de deforestación	Prom. anual alto (1.5% en bosques cerrados)	Reducciones en el índice llegan a 50% en 2010 y 75% en 2030 respecto de la estimación baja	No hay más deforestación después de 1990.
Opciones de atenuación			
Conservación	Mismo esfuerzo del año base	Se logran las metas gubernamentales para 2000/2010: mejor conservación de las Áreas Naturales Protegidas, se distribuyen más de 2 millones de fogones de leña mejorados, la demanda de leña se cubre con mejores sistemas de cultivo en los bosques naturales	Por lo menos 10% del área forestal por tipo de bosque se designa Área Natural Protegida. Todos los bosques naturales comerciales se cultivan de forma sustentable, 2 millones de fogones de leña mejorados se instalan en 2000.
Reforestación	Mismos índices de deforestación del año base	Se logran los planes gubernamentales para el periodo 2000/2010: mejoran las tasas de restauración de plantaciones. Las plantaciones alcanzan a cubrir el 100% de la demanda de pulpa y papel. Aprox. 20% de las tierras reforestadas se usará para producir bioenergía en 2030. De aquí a 2030 se establecerán 20 kha/año de sistemas de agrosilvicultura de sombra.	Se establecen plantaciones de restauración en la mitad de las tierras actualmente degradadas, las plantaciones cubren la demanda interna de pulpa y papel, 50% adicional se exporta. 25% de las tierras forestales degradadas se usan para bioenergía. Se establecen sistemas de agrosilvicultura de sombra con un promedio de 40 kha/año entre 1990 y 2030.

68

Fuente: Ordóñez 1999.

El escenario que no prevé cambios supone que los índices de deforestación antes mencionados seguirán igual. Este escenario prevé emisiones entre 23.9 y 62.4 MtC/año (basadas, respectivamente, en índices de deforestación bajos y altos) en el año base de 1990,¹⁸ y entre 17.5 y 28.1 millones de toneladas métricas por año (MtC/año) en 2030. Las emisiones de 2030 son inferiores a las del año base por el hecho de que se estima que el área total forestal será menor en el futuro y, como tal, el porcentaje de disminución en áreas más pequeñas será también menor, lo que dará como resultado emisiones en general menores. Se estima que entre 1990 y 2030 las emisiones acumuladas se situarán entre 0.8 y 1.7 miles de millones de toneladas de carbón.

18 En cambio, el Inventario calcula una escala de 10.8 a 61.9 MtC en 1990.

Los dos escenarios de atenuación muestran que los bosques mexicanos tienen el potencial de pasar de ser fuentes netas de emisiones de gases de invernadero a ser importantes sumideros de carbono de aquí a 40 años. Los dos escenarios se basan en dos opciones generales: conservación (de áreas naturales protegidas, gestión forestal comercial, fogones de leña mejorados), y reforestación (plantaciones para reforestación, plantaciones destinadas para producción de pulpa y papel, plantaciones para producción de energía y sistemas de agrosilvicultura).

Se estima que el secuestro acumulado futuro de carbono entre 1990 y 2030 se situará entre 2.3 y 3.0 miles de millones de toneladas de carbón en el escenario de "políticas" y entre 4.2 y 5.1 miles de millones de toneladas de carbón en el escenario "potencial técnico" (ver Cuadro 17). Suponiendo que los créditos de carbono valgan cada uno 10 dólares, y haciendo un cálculo aproximado, el valor acumulado potencial no descontado de los créditos por compensación para el sector LULUCF entre los años 1990 y 2030 se sitúa entre los 23 y los 51 millones de dólares.

Cuadro 17: Secuestro acumulado de carbono para distintas opciones en los bosques mexicanos

Opción (escenario)	Millones de ha		Carbono total acumulado (miles de millones ton.)	
	2030 (Políticas)	2030 (Pot. téc.)	1990-2030 (Políticas)	1990-2030 (Pot. téc.)
Conservación				
Áreas naturales protegidas	3.8	6.0	0.37-0.57	0.42-0.65
Gestión forestal (comercial)	13.2	18.7	1.36-1.81	2.13-2.80
Fogones de leña mejorados	2.0	2.0	0.05	0.08
Reforestación				
Plantaciones para reforestación	0.8	4.2	0.19-0.20	0.31-0.33
Plantación para pulpa y papel	0.2	2.4	0.13-0.14	0.20-0.21
Plantaciones para uso energético	0.8	4.2	0.17	0.94
Sistemas agroforestales	1.5	1.9	0.08	0.10
Total	22.3	39.4	2.35-3.02	4.18-5.11

Fuente: Ordóñez 1999; Masera 1995.

La superficie de tierra que implica la aplicación de estas opciones de atenuación va de 22,300,000 ha para el escenario de políticas hasta 39,400,000 ha para el de potencial técnico. Ninguno de los dos se habían aplicado antes de 2000. Sin embargo, el potencial calculado y las correspondientes medidas podrían ser aplicadas independientemente del año de inicio, mientras se hayan mantenido los supuestos originales. Los potenciales calculados en ambos escenarios son sumamente optimistas

pues requieren enormes intervenciones en las actividades forestales, sin querer decir por ello que no sean posibles.

Aunque la cifra fuese mucho menor, sugiere oportunidades muy atractivas para crear y poner en práctica proyectos de MDL o de otro mecanismo flexible en el sector forestal. Las organizaciones y los propietarios de fundos de pequeña y mediana escala podrían participar significativamente en el logro de parte del potencial poniendo en marcha proyectos de secuestro de carbono y conservación de sumideros, como se describe más adelante. Las siguientes dos secciones describen y explican cada una de las distintas opciones para la reducción de las emisiones de dióxido de carbono a la atmósfera provenientes de los bosques mexicanos.

5.5 Oportunidades de proyectos de conservación de sumideros forestales

La finalidad de los dos apartados siguientes es ofrecer una estimación de los beneficios típicos del carbono en función de las diversas opciones que presentan los bosques mexicanos en cuanto a conservación y mejora de depósitos, en especial las que podrían incorporar a empresas pequeñas o medianas.¹⁹ Puede que también haya importantes posibilidades de llevar a cabo proyectos de conservación y mejoramiento de sumideros en tierras agrícolas rurales. Sin embargo, fuera de algunas menciones de las oportunidades agroforestales que haremos más adelante, la evaluación del potencial de sumideros agrícolas de México dentro del MDL u otro mecanismo flexible no entra en el ámbito de este estudio.

70

Gran parte de las tierras boscosas de México es propiedad pública o comunal. En vista de ello, para que sea efectivo, un proyecto de gestión forestal sustentable debe considerar las necesidades propias de las comunidades y de los minifundistas. Ha habido experiencias alentadoras con empresas forestales socializadas que muestran la viabilidad de la orientación social en este campo.

Es preciso señalar que la conservación del carbono no es una prioridad para las poblaciones aledañas (entiéndase por “conservación de carbono” las políticas que abarcan proyectos tan diversos como de secuestro de carbono, conservación y restauración de biomasa, agrosilvicultura y reforestación). Los proyectos forestales deben ser evaluados de forma más amplia, y deberían tener como meta principal la promoción de una economía saludable y la generación de beneficios tangibles para la localidad. La conservación del carbono debe considerarse como beneficio adicional. Los proyectos concebidos para tomar en cuenta estas consideraciones serán más efectivos y más susceptibles de proporcionar beneficios duraderos en materia de carbono. Ello coincide con la doble meta del mecanismo flexible: dar apoyo a los objetivos del desarrollo sustentable y ayudar a atenuar las repercusiones del cambio climático.

¹⁹ Los supuestos provienen del estudio de Masera, 1995. Las estimaciones son de Masera y Ordóñez (1997) y de Ordóñez (1999).

Las opciones de conservación de carbono aquí incluidas, si se aplican debidamente, podrían atender las necesidades de toda la serie de actores sociales presentes en el sector rural, desde los pequeños propietarios de tierras agrícolas y forestales, por medio de proyectos agroforestales y de silvicultura socializada, hasta las grandes empresas forestales, por medio del establecimiento de plantaciones de celulosa a gran escala y, en algunos casos, de mejoras en la eficiencia del proceso manufacturero. Las empresas medianas, al tener rasgos de unos y otras, pueden beneficiarse de toda la gama de oportunidades. Pueden abrirse oportunidades adicionales de ampliar las actividades correspondientes a diversos programas forestales de los gobiernos locales y federales para que incluyan la producción de los beneficios del carbono como objetivo explícito.

En el análisis de esta sección se han estimado los beneficios característicos netos del carbono partiendo de un escenario de referencia que nos dan los usos alternativos del suelo. Los beneficios totales del carbono se refieren al carbono común almacenado en los distintos depósitos (vegetación subterránea y superficial, materia en descomposición, suelos, productos de madera y el carbono que se economiza cuando se quema madera para producir energía en lugar de combustibles sólidos) durante un periodo suficiente para permitirles alcanzar un equilibrio.

Se pueden obtener estimaciones brutas de carbono para proyectos de corto plazo ajustando el promedio total de secuestro de carbono de largo plazo con un factor usado para calcular el valor de tener una tonelada de carbono fuera de la atmósfera durante el tiempo limitado del proyecto.²⁰ El sistema de tonelada por año se usó para poder dar algunas estimaciones, aun muy bastas, para algunas de las opciones aquí planteadas. Al crear este modelo se partió de que una "tonelada perpetua" de carbono (o una tonelada de carbono no emitida) equivale a una secuestrada durante 60 años. Cabe señalar que en este caso, el sistema de tonelada por año es muy limitado pues significa suponer que los distintos depósitos de carbono que abarque un proyecto llegarán a la estabilidad al cabo de 60 años. El secuestro real anual de carbono asociado a cada opción dependerá de muchas circunstancias características de cada proyecto.

En el caso de los programas de prevención de incendios, los beneficios del proyecto se calculan en términos de prevención de emisiones netas. Para las opciones de bioenergía, los beneficios netos del carbono debidos a ahorros en combustibles sólidos se estiman año con año, suponiendo que la vida del proyecto sea de 40 años (vida útil habitual para una planta generadora convencional). Las estimaciones contienen valores altos y bajos que reflejan las incertidumbres relacionadas con el contenido de carbono en suelos, el cambio neto de contenido de carbono en suelos relacionado con cada opción y otros parámetros.

20 Los proyectos recibirían créditos parciales por cada año en que se mantiene una tonelada de carbono fuera de la atmósfera. Se trata de un incentivo atrayente para la comunidad mundial pues el propietario del proyecto corre con todo el riesgo de la falta de desempeño. Es atrayente para los que acogen el proyecto y desean preservar opciones futuras de uso de las tierras, aunque probablemente no las vayan a usar. Es evidente que el factor de equivalencia (toneladas-años/tonelada perpetua) influye en la viabilidad del proyecto y los impactos ambientales. Sin embargo, no existe una única forma de determinar la tasa de conversión entre toneladas-años y toneladas perpetuas. Tipper y de Jong (1998) y Moura Costa (1999) calculan que 60 toneladas-años = una tonelada perpetua (Chomitz 2000).

5.5.1 Áreas Naturales Protegidas/Proyectos de conservación forestal

Las estimaciones de secuestro de carbono que se presentan a continuación se elaboraron originalmente para las Áreas Naturales Protegidas (ANP). Sin embargo, si se aplican los mismos supuestos, también sirven para proyectos de conservación forestal.

Si sumamos las áreas protegidas por el gobierno federal (111 Áreas Naturales Protegidas) y las protegidas por los estados y municipios (176 Áreas Naturales Protegidas), México protege actualmente 13,746,465.3 ha, es decir, 7% de la superficie del país. Si contamos sólo las 52 Áreas Naturales Protegidas de las que poseemos información, el área cubierta por vegetación en 1997 era de 113,949.95 km² (ver Cuadro 18) (Conabio 1998).

Cuadro 18: Superficie protegida por la Federación por tipo de vegetación para las 52 Áreas Naturales Protegidas

<u>Vegetación</u>	<u>Área protegida (km²)</u>
Bosque de coníferas y encino	4,867.96
Bosques espinosos	1,297.81
Bosque mesófilo de montaña	1,049.74
Bosques tropicales caducifolios	2,881.54
Bosques tropicales perennifolios	14,884.99
Bosques tropicales subcaducifolios	1,151.9
Matorral xerófilo	44,896.02
Pastizal	1,369.30
Vegetación acuática y subacuática	8,073.07
Mar	33,477.62
Total	113,949.95

Fuente: Conabio 1998.

En 1996, el presupuesto fiscal anual que el gobierno federal mexicano dedicó a la conservación de las Áreas Naturales Protegidas fue de 1 millón de dólares, cifra relativamente baja: el presupuesto actual significa que en el país se gastan 10 centavos de dólar por hectárea protegida y año. A partir de 1995 ha habido un incremento en los recursos fiscales para operaciones en las ANP. Desde entonces se han asignado cada año 420,800 dólares. Los montos para 1996 y 1997 subieron a 1,409,600 y 2,829,300 dólares, respectivamente, gracias a una partida adicional proveniente de otros programas. Otras actividades de conservación, como la prevención y control de incendios forestales, recibieron de la Semarnap en 1997 un presupuesto de gastos de operación (sin incluir salarios) de 4,600,000 dólares. Se estima que la contribución de otros sectores a estas actividades fue de 4,400,000 dólares.

La protección efectiva de las ANP resulta difícil, ya que muchas están habitadas. En 1994 se estimaba que siete millones de personas vivían en ellas. Actualmente, en vista del incremento notable en el número de ANPs la cifra podría ser de 10 millones. Por este motivo la gestión sustentable de estas áreas sólo se podría garantizar si se generaran beneficios tangibles para sus habitantes. El sistema por el que el estado designa una región como Área Natural Protegida no implica la adquisición de la misma por parte del gobierno; se otorgan, en cambio, algunas compensaciones, incluso en forma monetaria, que han dado resultados irregulares.

Se ha estimado (Maserá 1995) que un mínimo de 10% del área total forestal (unas 5,685,150 ha) podría designarse para conservación de largo plazo (por medio de las Áreas Naturales Protegidas o por proyectos independientes) sin que hubiera conflicto con las necesidades de uso forestal de sus habitantes.

Como se ha discutido anteriormente, los objetivos del MDL y otros mecanismos flexibles en México pueden ser compatibles con el medio ambiente (conservación de carbono, protección de la biodiversidad, etc.) y también con las necesidades sociales de las comunidades. Un proyecto bien concebido debería no sólo asegurar la protección de los bosques sino también ser lo bastante productivo como para compensar por lo menos los costos por pérdida de oportunidades que representa para los habitantes la realización del proyecto (o dicho de otra forma, el ingreso u otros beneficios que los habitantes recibirían de la explotación forestal en caso de no haber proyecto). Estos tipos de proyectos podrían aplicarse especialmente dentro de las zonas de amortiguación de las ANP, en las que se permiten actividades productivas. La venta de certificados de reducción de emisiones generada por los proyectos de MDL u otro mecanismo flexible podría proporcionar una fuente adicional de ingresos que podría hacer más atractivas desde el punto de vista económico las actividades de conservación de depósitos, y más competitivas frente a otros usos del suelo.

La postura oficial de México es que los proyectos de conservación de carbono dentro de las ANP deberían poder producir certificados de reducción de emisiones dentro de los mecanismos flexibles, siguiendo criterios y normas de admisibilidad convenidas. Estos proyectos generarían beneficios para el carbono, y la mejora o ampliación de las ANP existentes representaría un esfuerzo adicional de parte del país tanto para proteger la biodiversidad como para evitar las posibles nuevas emisiones. Las fuentes y depósitos asociados con cambios de uso del suelo las representan los países del Anexo I en función de su año base. Si, en el futuro, el gobierno introduce la posibilidad de proteger áreas adicionales (además de sus esfuerzos de protección "normales") con recursos obtenidos gracias al secuestro de carbono, se podría convertir en una importante oportunidad para vender créditos de reducción de emisiones, lo que permitiría el mantenimiento adecuado de estas áreas, así como mejorar las condiciones de las comunidades interesadas.

Un proyecto del MDL referente a una ANP beneficiaría a las comunidades participantes y, al mismo tiempo, incrementaría los recursos que el gobierno dedica a asegurar la gestión adecuada del área en cuestión. Las comunidades aprovecharían las ventajas sociales y económicas del proyecto mientras que el gobierno federal, que controla la ANP y la preserva en nombre de la nación, podría negociar con la parte del Anexo 1 asociada al proyecto para recibir una fracción de los créditos de reducción certificada de emisiones resultantes, y podría usar los recursos obtenidos de su venta para gestionar el área y proporcionar servicios sociales adicionales a la población del ANP. El socio del Anexo I recibiría asimismo una fracción de los certificados de reducción de emisiones proporcional a la magnitud de su inversión en el proyecto.

Existe también la posibilidad de ampliar las Áreas Naturales Protegidas por medio de los sectores privado o público. Por ejemplo, un proyecto de AAC (Actividades de Aplicación Conjunta) en Querétaro, *Rehabilitación y Conservación Forestal en la reserva de la Biosfera de la Sierra Gorda, México* (Woodrising Consulting 2000), está tratando de comprar unas 1,200 ha por medio del fideicomiso para la conservación territorial Joya de Hielo, A.C. Este proyecto incrementaría en 5% las tierras protegidas en la Reserva de la Biosfera de la Sierra Gorda.

74

Esta iniciativa trata de usar las AAC y, de ser posible, el MDL para ampliar los esfuerzos de protección de tierras en la Reserva de la Biosfera de la Sierra Gorda, México, sobre todo en las zonas de amortiguación que rodean las tierras ya protegidas, por su importancia para la biodiversidad y otras razones ecológicas. Si bien las tierras seguirán siendo responsabilidad y propiedad de la Asociación Civil, el carbono secuestrado o protegido será propiedad del inversionista. Este tipo de proyecto podría aplicarse de igual manera a otros lugares de México y del mundo.

Los bosques mexicanos dentro de las Áreas Naturales Protegidas o incorporados a proyectos de conservación tienen el potencial de secuestrar entre

33 tC/ha y 173 tC/ha. Estas cifras implican que se evitan las emisiones inmediatas y posteriores derivadas de la deforestación, que 10% de la biomasa quemada en incendios forestales se convierte en carbón vegetal, y que hay una pérdida de carbono del suelo derivada de la deforestación que va de cero (estimación baja) a 30% (estimación alta). Se supone que el uso alternativo del suelo es la producción de cultivos anuales o pastizales degradados con 5 tC/ha de densidad de carbono en vegetación y materia en descomposición (en regiones templadas) o de 10 tC/ha (en regiones tropicales). Partiendo de esta estimación y usando un método de tonelada-año, los beneficios anuales del carbono podrían situarse entre 0.55 tC/ha/año y 2.83 tC/ha/año.

5.5.2 Gestión de bosques naturales

Esta opción de atenuación supone dos sistemas de gestión: gestión selectiva de bosques templados (principalmente pino y roble), y gestión selectiva de bosques tropicales (de media altura y altos).

Aproximadamente 95% de la producción comercial de madera en el país se lleva a cabo en los bosques templados. En la actualidad sólo se gestionan 6,100,000 de las 12,800,000 hectáreas de bosques comerciales. El rendimiento comercial de éstos va de 0.5 a 1.5 ton/ha/año (SARH 1989). Se ha evaluado que con prácticas de gestión forestal y de cosecha más eficientes, el rendimiento comercial podría subir a 3.5 ton/ha/año, y llegar a 10 ton/ha/año en las regiones más cálidas (Maser 1995). Los ingresos de la venta de créditos de reducción certificada de emisiones podrían incrementar la rentabilidad de las mejoras en la eficiencia de la producción y la cosecha.

Si bien 5% de la producción maderera total comercial de México se lleva a cabo en bosques tropicales perennes, éstos cubren 5,900,000 ha, y representan 36% del área forestal total. En la actualidad se talan aproximadamente 900,000 ha. Una de las principales dificultades que afectan la aplicación de la gestión sustentable de estos bosques es la gran diversidad de especies de árboles, de las que sólo una pequeña parte tiene valor comercial. Las especies comerciales más comunes son caoba, caoba hondureña y chicle.

Las áreas de menos concentración de especies comerciales son más susceptibles de cambio de uso del suelo. Sin embargo, incorporar el secuestro de carbono en la evaluación actual de beneficios derivados de la gestión de bosques tropicales podría ser decisivo para determinar nuevos incentivos para la conservación que resulten rentables.

Los beneficios netos potenciales del carbono derivados de la gestión de bosques naturales se calculan entre 98 y 182 tC/ha partiendo de los siguientes supuestos:

- que se eviten las emisiones inmediatas y posteriores de carbono de biomasa derivadas de la deforestación y que 10% de la biomasa quemada en incendios forestales se convierta en carbón vegetal,
- que la deforestación haga que las emisiones de carbono del suelo sean de cero (estimación baja) a 30% (estimación alta),
- que las cosechas sean de bajo impacto para que la biomasa forestal total en bosques gestionados sea similar a la de los bosques naturales originales, y que
- se tome en cuenta el carbono en productos de madera y se añada al secuestro neto. Se supone que estos productos tienen una descomposición constante que oscila entre 0.05tC/ha/año y 0.02tC/ha/año.

Siguiendo el método tonelada-año, los proyectos de gestión de bosques naturales podrían tener tasas de secuestro de carbono de 1.63 tC/ha/año a 3.03 tC/ha/año.

5.5.3 Fogones de leña mejorados

Aproximadamente 93% de la demanda total de leña proviene del sector doméstico (es decir, 34,600,000 m³) (Masera 1993). El consumo promedio de leña de un hogar en el que se usen fogones tradicionales llega a ser de 4.3 ton/año. Por los bajos ingresos de los hogares rurales, las prácticas culturales asociadas al uso de leña para cocinar, y a la dispersión y tamaño de los pueblos de México (154,000 pueblos con menos de 2,500 habitantes, con una media de 146 personas por pueblo), el uso de fogones de leña mejorados representa una buena solución para reducir la demanda en el corto y mediano plazos.

Los fogones de leña mejorados, cuyo costo directo va de 10 a 16 dólares US (1993) por unidad, pueden reducir el consumo de leña en un 30%. Al cabo de dos años, el costo de la energía ahorrada sería de 5–7 dólares (1994) por tonelada de madera economizada. La diseminación generalizada de fogones más eficientes en el sector rural podría reducir el consumo en 6,200.000 toneladas (10,400,000 m³) por año (Masera 1993). Esta opción podría producir reducciones en las emisiones de aproximadamente 1 tC/fogón/año (cálculo conservador) (Ordóñez 1999). Este cálculo representa la cifra de leña economizada en el lugar de uso corregida por un factor de la madera total talada en el lugar de cosecha.

76

5.5.4 Incendios forestales

Entre 1983 y 1993, cada año fueron afectadas en promedio 200,000 ha (la escala va de 80,000 ha en 1990 a 518,000 en 1988) por incendios. En 1993, 14% de las 235,000 ha incendiadas fueron de árboles adultos, 9% de árboles en regeneración y 29% de matorrales y vegetación semiárida. El número de incendios causados por el hombre creció durante los años 1980, y se convirtió en el principal factor causante de la deforestación de los bosques de México. Estos incendios fueron a menudo provocados para incrementar la producción de pastizales y para declarar “madera muerta” a los árboles en zonas rurales en las que está prohibida la tala.

Hubo muchos incendios forestales en 1998 (ver Cuadro 19). De enero a agosto, se declararon 14,302 incendios forestales, que afectaron un área de 583,664 ha (equivalente al 0.4% del total de área forestal del país). Pastizales, matorrales y broza fueron devastados en un área de 425,850 ha (73% del total) mientras que 157,007 ha (27%) de áreas forestales sufrieron impactos en distinto grado. Cada incendio afectó un área de 40.81 ha en promedio.²¹ No obstante, una proporción importante del área perturbada fue reforestada durante 1998.

21 A principios de 1999, la actualización de la estimación oficial del área afectada por incendios forestales para el período enero-noviembre de 1998 arrojó la cifra de 849,632 ha.

De enero a julio del mismo año, tan sólo la Semarnap (sin contar la contribución de otras dependencias gubernamentales, gobiernos estatales o apoyo internacional) dedicó 185 millones de pesos al control de incendios. El cálculo promedio de costos de control de incendios para este periodo fue de 317 pesos/ha quemada.²²

Cuadro 19: Perfil de incendios forestales en 1998 (cifras preliminares)

Delegaciones más afectadas de la Semarnap/ Totales	Número de incendios	Superficie afectada (ha)				Indicadores de eficiencia (Promedios)			
		Pastizal	Forestal	Otros*	Total	sup/inc (Ha)	Tiempo en horas		
							Detección	Llegada	Duración
Chiapas	405	85 335	65 883	47 590	198 808	490,88	9:42	8:23	91:50
Durango	436	24 191	20 422	24 347	68 960	158,17	1:30	2:30	49:04
Oaxaca	419	144 694	35 340	61 674	241 708	576,87	10:20	6:33	42:45
Resultados 1998		14 445	352 242	198 487	298 903	849 632	58,82		
Porcentaje		41,5	23,4	35,2	100				
Promedio							1:17	1:22	16:54
Promedio 1992-1997	7 198	70 184	49 269	61 650	181 103	25,16	1:08	1:28	9:25
Comparación 1998/promedio 1992-1997 (%)	101	402	303	385	369	134			

* Comprende vegetación arbustiva y matorrales

Fuente: Anuario de la producción forestal 1998.

77

5.6 Oportunidades de proyectos en el fomento de sumideros forestales

5.6.1 Plantaciones de reforestación

Hay en México casi 30 millones de ha de tierras degradadas con variable grado de erosión. Unos 18 millones de ha de tierras degradadas y 3,500,000 de ha de tierras muy degradadas se encuentran en áreas anteriormente cubiertas por bosques cerrados, sujetos a diversos regímenes de propiedad.

La experiencia ha demostrado que para que una plantación de reforestación funcione debe ofrecer a los propietarios de las tierras ventajas alternativas que constituyan incentivos para proteger y gestionar los bosques. A fin de aprovechar el gran potencial de las plantaciones de reforestación y asegurar su sustentabilidad es importante concebir proyectos que ofrezcan bienes y servicios a los dueños de las tierras y a las poblaciones locales (Bellón y col. 1994).

22 Sobre la base del presupuesto de enero a julio y el número de hectáreas incendiadas de enero a agosto de 1998.

El secuestro de carbono neto hasta el nivel de equilibrio para esta opción va de 35 a 150 tC/ha, partiendo de los siguientes supuestos:

- que las plantaciones se establezcan en tierras degradadas con densidades de carbono de 5 tC/ha (bosques templados) y 10 tC/ha (bosques tropicales),
- que las plantaciones lleguen a una densidad de carbono de 70% (vegetación más suelos) respecto de la densidad de carbono de los bosques naturales,
- que haya un incremento de carbono de 50% en los suelos de tierras forestales degradadas como resultado de la reforestación,
- que se tenga una escala de referencia de contenido de carbono en suelos.

El secuestro anual de carbono de las plantaciones reforestadas en términos de tonelada-año podría situarse entre 0.58 tC/ha/año y 2.5 tC/ha/año.

5.6.2 Plantaciones industriales

Las plantaciones industriales se dedican sobre todo a la producción de pulpa y papel. Aunque las plantaciones de este tipo generan un secuestro moderado de carbono neto cuando se establecen en tierras de pastura o agrícolas, no son económicamente viables en áreas con una productividad comercial inferior a las 10 toneladas de madera/ha/año o con periodos de rotación de más de 20 años.

78

Por estos motivos, la mayor parte de las iniciativas se concentran en los estados del sureste (ej., Tabasco), que tienen áreas extensas agrónomicamente idóneas para plantaciones de pulpa de alta productividad, con periodos de rotación cortos. Estas áreas pueden alcanzar un nivel de productividad de 20 toneladas de madera/ha/año (Zobel, comunicación personal; Masera 1995). Sin embargo, para que estas plantaciones resulten redituables deben estar situadas en áreas contiguas que tengan como mínimo 20,000 ha y sean geográficamente accesibles.

En el Anexo C figuran muchas plantaciones de celulosa pequeñas y medianas. En algunos casos, los proyectos de MDL o de otro mecanismo flexible podrían mejorar la rentabilidad de las plantaciones actuales y futuras.

El secuestro potencial de carbono neto de largo plazo para las plantaciones industriales se encuentra entre 67 y 101 tC/ha, siempre y cuando:

- las plantaciones se establezcan en tierras/pastizales con densidades de carbono de 8 tC/ha (bosques templados) y 10 tC/ha (bosques tropicales),
- que las plantaciones lleguen al 70% de la densidad de carbono de los bosques naturales,
- que haya un incremento de carbono de 50% en los suelos de tierras forestales degradadas como resultado del uso alternativo de las tierras, y

- que la pulpa y papel tengan una tasa de descomposición constante a lo largo de un año.

Con el método de tonelada-año, la captación anual de carbono para esta opción podría situarse entre 1.12 tC/ha/año y 1.68 tC/ha/año. Estas estimaciones varían según el contenido de carbono supuesto de los suelos.

5.6.3 Plantaciones de biocombustible

El uso de la biomasa para la generación de energía ofrece una alternativa prometedora para la producción de beneficios de GEI por medio de la gestión de los bosques mexicanos. Por ahora no hay ninguna experiencia con estos sistemas en el país. Sin embargo, si sólo 10% de los 18 millones de ha de tierras forestales degradadas se convirtieran en plantaciones económicamente viables, con rendimientos de biomasa previstos de 10 t madera/ha/año y 15 GJ/ton de contenido energético en la madera, se podrían compensar 240 PJ de la energía generada por combustibles sólidos por año (Masera 1995).

Esta cifra representa cerca de 6% de la energía total producida durante 1995 en el país, o más del doble de la energía total consumida para actividades agrícolas durante el mismo año. Además, esta actividad podría ayudar a evitar las emisiones de carbono de 6 MtC/año derivadas de la quema de combustibles sólidos (suponiendo que la planta generadora que usa la biomasa reemplace una planta a base de petróleo con una eficiencia de 30%).

El beneficio potencial a largo plazo de esta opción para el carbono neto es de 215 tC/ha, tomando en consideración el contenido acumulado de carbono en tierras forestales degradadas (habría un incremento de 50% en las existencias de carbono en suelos como resultado del uso alternativo de las tierras) más la atenuación adicional anual resultante de la reducción de la quema de combustibles sólidos y del consumo de electricidad (Ordóñez 1999; Masera 1995).

Partimos de que la biomasa se quema por medio de generadores de vapor con turbina de inyección, que reemplazan las plantas termoeléctricas a base de combustibles para caldera que tienen una eficiencia similar. Estos combustibles generan 0.023 ton/GJ de carbono (Swisher 1991).

5.6.4 Sistemas agroforestales

Desde hace siglos las culturas indígenas de México han usado toda una gama de sistemas agroforestales, sobre todo en los bosques tropicales caducifolios y perennifolios. En 1994 había 900,000 ha de sistemas agroforestales de sombra en México (unas 800,000 ha de cafetos y 100,000 ha de cacao). También se gestiona como sistema agroforestal una superficie grande, de dimensiones no establecidas hasta ahora. La productividad total de biomasa seca aérea en los sistemas de café

de sombra se estima entre 8.4 y 10 ton/ha/año y entre 6 y 8 ton/ha/año para los sistemas de cacao (Maserá 1995).

Los sistemas agroforestales, en particular los de bosques tropicales caducifolios y perennifolios, pueden ofrecer una alternativa económica prometedora a la conversión de bosques en pastizales y tierras agrícolas.

El secuestro potencial neto de largo plazo para los sistemas agroforestales va de 43 a 74 tC/ha. También aquí se supone que los sistemas agroforestales generarán un incremento de 50% en el contenido de carbono en suelos (Maserá 1995).

El secuestro anual de carbono podría situarse entre 0.72 tC/ha/año y 1.23 tC/ha/año con el sistema de tonelada-año.

5.7 Incertidumbres en la admisibilidad de los proyectos de uso del suelo, cambio de uso del suelo y silvicultura

El principal problema potencial asociado a uso del suelo, cambio de uso del suelo y silvicultura (LULUCF) es que su admisibilidad a efectos de los proyectos de mecanismo flexible todavía se tiene que determinar. Se espera una decisión al término de las negociaciones de la Segunda Parte de la Sexta Conferencia de las Partes (COP VI (II)) que tendrán lugar en 2001. Hay mucha controversia en torno al tratamiento de los proyectos LULUCF en los mecanismos flexibles y, de hecho, la falta de acuerdo en estas cuestiones fue uno de los principales escollos de la última ronda de negociaciones de la COP.

Gran parte de la controversia en torno al tratamiento de los proyectos LULUCF en el MDL puede estar vinculada con dos temas de fondo:

- la preocupación de que por la magnitud relativamente grande y los bajos costos de los beneficios de los GEI derivados de los proyectos LULUCF en países que no figuran en el Anexo I, los países del Anexo I pudieran dirigir sus esfuerzos iniciales a esta área, atrasando las inversiones en el sector energético que son necesarias para asegurar una atenuación del cambio climático a largo plazo y el desarrollo sustentable
- las diferencias potencialmente significativas entre los proyectos LULUCF y proyectos en otros sectores (especialmente energía e industria) en cuanto a poder medir la efectividad y permanencia de los beneficios de los GEI.

Estas cuestiones están estrechamente vinculadas. Idealmente si las reducciones de las emisiones o ampliaciones de sumideros en el sector LULUCF se usan para compensar emisiones de otros sectores, la efectividad y permanencia de los beneficios de los GEI derivados de los proyectos LULUCF debería ser comparable a las de los proyectos en otros sectores. No siempre sucede así.

En caso de un proyecto de conservación forestal, la magnitud y la oportunidad del beneficio de carbono dependen de tres factores: los depósitos de carbono en biomasa y suelos en el sitio del proyecto, la velocidad a la que se habría emitido el carbono de no haber habido proyecto y el tiempo en que el promotor puede proteger contra la pérdida o reversión de los beneficios del proyecto.

Para medir las existencias de carbono de un sitio hace falta hacer muestreos, análisis estadísticos y modelaciones, lo cual implica un grado de incertidumbre mayor que la estimación de los beneficios para el proyecto de conversión de combustibles. Determinar la velocidad a la que se habría emitido el carbono en un sitio de no haber habido proyecto puede ser un proceso analítico muy complejo, que supone evaluar las tendencias históricas y proyectadas del uso del suelo a escala del proyecto, regional o nacional.

Además, cuando pretende beneficios de la conservación forestal, el promotor tiene que evaluar la posibilidad de fugas: la pérdida neta de beneficios del proyecto cuando las presiones por el uso del suelo que amenazan el área del proyecto, en lugar de desaparecer, simplemente se desplazan del área del proyecto a un área no protegida.

Finalmente, los beneficios de los GEI de la conservación forestal se pueden perder o revertir si en algún momento se desmonta el bosque, sea por causas naturales o antropogénicas.

Por lo tanto, un proyecto de conservación forestal puede no producir beneficios de GEI con el mismo grado de permanencia que un proyecto de conversión de combustibles. Se puede también compensar las diferencias en la medición de la certeza y permanencia de los proyectos LULUCF descontando los beneficios derivados de estos proyectos o manteniendo una reserva de emergencia de beneficios de GEI que se pueden usar para compensar la pérdida o reversión futura de beneficios.

Aunque los intensos trabajos realizados han traído avances en la estimación de la relación entre uso de suelos y silvicultura en el temario climático, sigue habiendo mucha incertidumbre. La hay en las estimaciones del ciclo del carbono del uso del suelo y los bosques, en la composición del fondo de carbono y en los procedimientos contables necesarios para evaluar sea las reducciones en las emisiones de gases de invernadero o incrementos en la absorción de carbono relacionadas con el uso de suelo y los bosques. Se plantean interrogantes sobre cómo medir la absorción acumulada de carbono a lo largo de la duración del proyecto, el ámbito espacial del proyecto, los métodos para medir las emisiones evitadas a lo largo de la vida del proyecto, y las emisiones evitadas calculadas para la unidad espacial en cuestión.

Sin embargo, en vista de las estimaciones anteriores de que el cambio de uso del suelo y la deforestación son los causantes de aproximadamente 22% de las emisiones anuales de dióxido de carbono, sería sorprendente entonces que el uso

del suelo y la silvicultura no se incluyeran de una u otra forma como proyectos admisibles de mecanismo flexible.

5.8 Conclusión

La finalidad de este capítulo ha sido ofrecer unas estimaciones aproximadas del potencial de reducción de emisiones en el sector LULUCF. Sobre la base de estas estimaciones, y siempre y cuando las inversiones en dicho sector sean aceptadas como admisibles para el mecanismo flexible en la próxima ronda de negociaciones de la COP en 2001, los bosques y las industrias forestales de México tienen un potencial enorme de reducción de dióxido de carbono y, por lo tanto, para la creación de valiosos créditos de reducción.

Referencias

- Austin, Duncan, Ronaldo Seroa da Motta, Claudio Ferraz, Carlos E.F. Young, Zou Ji, Li Jungfeng, Milind Pathak, Leena Srivastava.** 1999. How much sustainable development can we expect from the Clean Development Mechanism? World Resources Institute, Washington.
- Bellón, M. R.; Masera, O. R. y Segura, G.** 1994. "Response options for sequestering carbon in Mexican forests". LBL report, Energy and Environment Division, Lawrence-Berkeley Laboratory, Berkeley (inéditos).
- Cairns, M.; J. Barker, R. Shea y P. Haggerty.** 1995. Carbon dynamics of Mexican tropical evergreen forest: Influence of forestry mitigation options and refinement of carbonflux estimates. *Interciencia*, 20:6, pp 409-416.
- Cámara Nacional de la Industria del Hierro y el Acero (Canacero).** 2000. Ten years of steelmaking statistics 1990-1999. México.
- Canacero. Enero** 1999. Perfil de la industria siderúrgica mexicana.
- Chomitz, Kenneth M.** 2000. Evaluating carbon offsets from forestry and energy projects: How do they compare?, Development Research Group, World Bank. Rev 1.0 (1 de marzo)
- Comisión Federal de Electricidad (CFE)** 1999a. Precios internos y externos de referencia de los principales energéticos, 1970-1998, 10ª edición.
- CFE.** 1998. Estadísticas por entidad federativa 1998. México.
- CFE.** 1999b. Informe Anual de 1999. México.
- CFE.** Sin fecha. Desarrollo del mercado eléctrico, 1994-2008, documento interno, México.
- Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad (Conabio).** 1998. La diversidad biológica en México: Estudio de país 1998. México.
- Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (Conae).** 1995. Estudio del potencial nacional de ahorro de gas LP por el uso de colectores solares planos. Mimeo.
- Conae.** 1997. Estudio de la situación de la minihidráulica nacional y potencial en una región de los estados de Veracruz y Puebla. Ciudad de México: SE.
- Conae.** 1995. Potencial nacional de cogeneración. Ciudad de México: SE.
- Commission for Environmental Cooperation (CEC).** 1999. "Pollution Prevention in Steel Smelting Processes." Montreal.
- Dessomes, Arturo.** 8 de enero de 1999. Electric power equipment in Mexico. US Department of Commerce.
- Diario Oficial de la Federación,** 30 de marzo de 1999.
- Economist.** 2000. "PRide before the fall." 26 de octubre de 2000. Consulta en línea <http://www.economist.com/displayStory.cfm?Story_ID=403112>.
- Ferrier, Grant.** 1996. Financing the transfer of environmental technology. Sustainable development finance: Opportunities and obstacles. Naciones Unidas, Nueva York.

Fideicomiso de Apoyo al Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico (Fide). 1993. Oportunidades de ahorro de energía en la industria de la fundición.

Food and Agriculture Organization. 1999. State of the world's forests 1999. Roma.

Gay, Carlos; Martínez, Julia; Estrada, Manuel; Bauer, Mariano; Maser, Omar; Quintanilla, Juan y Sheinbaum, Claudia. 1997. Global climate change mitigation assessment: Results from 14 transitioning and developing countries. U. S. Country Studies Program; Chapter Mitigation Analysis for Mexico.

Gentry, Bradford. 1995. "Making private investments work for the environment."

Gutiérrez Santos, Luis E. Abril de 1999. Electricidad, precios y bienestar social. Examen, no. 114.

Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), Non-Conventional Energy Sources Unit. Diciembre de 1996. Estudio de prefactibilidad de una central eoloelectrica de 150 MW para la zona de La Ventosa, Oaxaca, México. Estudio preparado para la CCA. Mimeo.

IIEC, Marbek Resource Consultants y Fide. 1996. Energy performance contracting in México: Market study. Preparado para la CCA, 15 de noviembre.

Instituto Nacional de Ecología (INE). 1997. Reporte ejecutivo del inventario nacional de emisiones de gases de efecto de invernadero, por fuentes y sumideros, actualizado para 1990.

INE. 1997. National greenhouse gas emissions inventory by sources and sinks 1990 (actualizado en 1996) (En prensa).

INE. 1999. México inventory of greenhouse gas emissions and sinks.

INE. 2000. Manifestaciones de Impacto Ambiental, Biblioteca.

Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática (INEGI). 1996. Censo 1995: Resultados preliminares. México: INEGI.

INEGI. 1997. Anuario estadístico, 1997. México. INEGI.

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). 2000a. Summary for policymakers. A special report of Working Group III, Ginebra y Nueva York.

IPCC. 2000b. Land Use, Land-use Change and Forestry. IPCC Plenary XVI, 1-8. Mayo

IPN. 1998. Guías de producción más limpia, 2. Fundición, Centro Mexicano para la Producción más Limpia.

Joshua, Frank T. 1999. UNCTAD and UNEP launch international working group on the Clean Development Mechanism. Global Greenhouse Emissions Trader, 6. Pp. 1-4.

Knoepfl, Ivo. 1999. In UNEP Insurance Industry Initiatives for the Environment.

Lanoie, Paul y col. Abril de 1997. "Can capital markets create incentives for pollution control?" World Bank, Policy Research Working Paper 1753.

Maser, O. R. 1993. Sustainable fuelwood use in rural México, Volume I: Current patterns of resource use. Report no. LBL-34634, Energy and Environment Division. Lawrence Berkeley Laboratory. Berkeley, California (Abril).

- Masera, O. R.** 1995. Future greenhouse gas emissions and sequestration scenarios from land-use change in México. Report to the UNEP from the México's Country Study (Coord. por C. Gay), Instituto Nacional de Ecología.
- Masera, O. R.; y Ordóñez, J. A.** 1997. Forest management mitigation options. En prensa.
- Masera, O. R.; Ordóñez, M. J., y Dirzo, R.** 1992. Carbon emissions from deforestación in México: Current situation and long-term scenarios. In W. Makundi y J. Sathaye (editores). Carbon emission and sequestration in forests: case studies from seven developing countries: Summary. Lawrence Berkeley Laboratory report no. LBL-32665, University of California, Berkeley, California (agosto).
- Ordóñez, A.** 1999. Captura de carbono en un bosque templado: El caso de San Juan Nuevo, Michoacán. Instituto Nacional de Ecología.
- Ozawa, L. y Sheinbaum, C. Sin fecha.** Análisis específico de energía y de las emisiones específicas de carbono de la Industria Siderúrgica Mexicana. Instituto de Ingeniería de la UNAM, Grupo de Energía y Medio Ambiente.
- Ozawa, Leticia; Sheinbaum, Claudia; Martin, Nathan; Worrel, Ernst y Price, Lynn.** Energy use and CO₂ emissions in Mexico's iron and steel industry. Instituto de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, Grupo de Energía y Medio Ambiente; Energy Analysis Department, Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley California.
- Repetto, Roberto y Duncan, Austin.** 2000. Pure profit: The financial implications of environmental performance. World Resources Institute. Washington, DC.
- Rodríguez, Guillermo.** 1994. Evolución de la industria eléctrica en México. En El sector eléctrico de México. Editado por la Comisión Federal de Electricidad y el Fondo de Cultura Económica, pp 251-253, México.
- Scolec Té:** Carbon sequestration and sustainable forest management in Chiapas. Activities Implemented Jointly. Third Report to the Secretariat of the United Nations Framework Convention on Climate Change. Washington, DC.
- Secretaría de Agricultura y Recursos Hidráulicos, Subsecretaría Forestal (SARH).** 1992. Inventario nacional forestal de gran visión, 1991-1992. Informe principal, Secretaría de Agricultura y Recursos Hidráulicos, Subsecretaría Forestal. México.
- SARH, Subsecretaría Forestal.** 1989. Informe técnico sobre auditorías operacionales de unidades para el desarrollo forestal. México.
- Secretaría de Energía.** 2000. Prospectiva del sector eléctrico: 1999-2008. México.
- Secretaría de Energía.** 1999a. Balance nacional de energía 1998. México, D.F.
- Secretaría de Energía.** 1999b. Documento de prospectiva del sector eléctrico - 1998-2007. México: Secretaría de Energía.

Segura, Gerardo. The State of México's forest resources management and conservation. Consejo Técnico Consultivo Nacional Forestal, CONAF. <<http://www.semarnap.gob.mx/ssrn/conaf/statfor.htm>>.

Secretaría de Medio Ambiente, Recursos Naturales y Pesca (Semarnap). Programa Forestal y de Suelo 1995-2000. <<http://www.semarnap.gob.mx/ssrn/DGForestal/anuario1998/presentacion.htm>>.

Semarnap. Programa forestal y de suelo, 1995–2000.

Swisher, J. N. 1991. The incremental costs of terrestrial carbon storage in forestry, bioenergy and land use. *Biomass and bioenergy*, 1(6): 317-328.

UNCTAD. 1998. International emissions trading update. Ginebra.

United Nations Environment Programa (UNEP). 1999a. Financial institutions initiative 1998 Survey. UNEP Ginebra.

UNEP. 1999b. Financial services and sustainability: Industry and environment, 22(1).

US Environmental Protection Agency (EPA). 2000. Green Dividends?: The Relationship Between Firms' Environmental Performance and Financial Performance, EPA-100-R-021, Mayo de 2000. Washington, DC.

US Environmental Protection Agency (EPA). 1998. "USIJI uniform reporting document: Activities implemented jointly under the pilot phase." Washington, DC.

Von Moltke, Konrad, presentación para "Hemispheric Trade and Sustainable Development", International Institute for Sustainable Development, ciudad de Quebec, abril de 2001. Winrock International. Febrero de 1997. "Biomass-fueled electric energy generation in Mexico." Mimeo.

Woodrising Consulting Inc. 2000. "Forest rehabilitation and conservation in the Sierra Gorda Biosphere Reserve, Mexico." Febrero.

World Resources Institute. November 1999. "How much sustainable development can we expect from the Clean Development Mechanism? Climate Notes."

World Trade Organization. 1997. Trade policy review: Mexico. Ginebra.

Anexo A: Reducción de las emisiones asociadas con la generación de energía: Oportunidades de mecanismo flexible del lado de la oferta y la demanda

Cuadro A-1: Permisos de autoabastecimiento otorgados por la CRE

Permiso número	Ubicación	Capacidad Mw	Energía gwh/año	Energético primario	Tecnología
02/aut/94	Estado de México	2.66	19.81	Agua	Turbina hidráulica
03/aut/94	Estado de México	1.35	10.17	Agua	Turbina hidráulica
04/aut/94	Estado de México	2.73	19.48	Agua	Turbina hidráulica
05/aut/94	Sonora	2.80	13.40	Diesel	Combustión interna
09/aut/94	Campeche	7.52	7.40	Gas dulce (bajo en azufre)	Turbina de gas
16/aut/94	Sonora	26.60	140.00	Agua	Turbina hidráulica
17/aut/94	Sonora	23.00	123.70	Agua	Turbina hidráulica
18/aut/94	Sonora	30.00	167.40	Agua	Turbina hidráulica
19/aut/94	Sonora	23.00	120.20	Agua	Turbina hidráulica
20/aut/94	Veracruz	1.26	3.27	Agua	Turbina hidráulica
27/aut/95	Querétaro	11.52	2.80	Diesel	Turbina de vapor
27/aut/95	Querétaro	11.52	2.80	Diesel	Turbina de vapor
28/aut/95	Chihuahua	2.73	7.60	Diesel	Combustión interna
33/aut/95	Coahuila	198.00	1,261.00	Carbón de importación	Lecho fluidizado
34/aut/95	Oaxaca	27.00	134.00	Viento	Lecho fluidizado
35/aut/96	San Luis Potosí	250.00	1,750.00	Coque	Lecho fluidizado
36/cog/96	Nuevo León	617.30	4,143.00	Gas natural	Turbina de gas y vapor
36/cog/96	Campeche	35.50	33.80	Gas dulce (bajo en azufre)	Turbina de gas
39/aut/96	Campeche	2.12	2.60	Diesel	Combustión interna
40/aut/96	Campeche	3.24	4.25	Gas dulce (bajo en azufre)	Turbina de gas
41/aut/96	Campeche	1.70	3.09	Diesel	Combustión interna
42/aut/96	Campeche	5.97	9.60	Gas dulce (bajo en azufre)	Combustión interna
43/aut/96	Campeche	6.23	11.65	Gas dulce (bajo en azufre)	Turbina de gas
44/aut/96	Campeche	2.11	2.95	Diesel	Combustión interna
45/aut/96	Michoacán	2.20	4.58	Diesel	Combustión interna

Permiso número	Ubicación	Capacidad Mw	Energía gwh/año	Energético primario	Tecnología
47/aut/96	Tamaulipas	0.85	1.04	Diesel	Combustión interna
49/aut/96	Querétaro	22.70	133.92	Gas natural	Turbina de gas
51/aut/96	Quintana Roo	30.00	75.00	Viento	Eoloelectrica
52/aut/96	Querétaro	69.00	504.60	Gas natural	Ciclo combinado
53/aut/96	Nuevo León	0.80	2.33	Diesel	Combustión interna
54/aut/96	Campeche	16.74	30.35	Gas dulce (bajo en azufre)	Turbina de vapor y combustión interna
55/aut/96	Tamaulipas	2.89	1.25	Diesel	Combustión interna
56/aut/97	Nuevo León	9.20	40.20	Biogás	Combustión interna
58/aut/97	Quintana Roo	32.14	234.00	Combustóleo	Combustión interna
59/aut/97	Nuevo León	1.60	14.02	Biogás	Combustión interna
62/aut/97	Veracruz	59.20	175.20	Gas natural	Turbina de gas
63/aut/97	Veracruz	48.00	336.00	Gas natural	Turbina de gas
64/aut/97	Tamaulipas	6.00	15.02	Gas natural	Turbina de vapor
65/aut/97	Tabasco	92.00	420.00	Gas natural	Turbina de vapor
66/aut/97	Tabasco	24.80	152.57	Gas natural	Turbina de gas
67/aut/97	Veracruz	18.00	70.80	Gas natural	Turbina de vapor
68/aut/97	Tabasco	64.00	245.00	Gas natural	Turbina de gas y vapor
69/aut/97	Puebla	60.00	166.00	Gas natural	Turbina de vapor
70/aut/98	Oaxaca	30.00	50.00	Viento	Eoloelectrica
71/aut/98	Baja California	60.50	166.00	Viento	Eoloelectrica
78/aut/98	San Luis Potosí	9.00	18.00	Combustóleo y bagazo de caña	Turbina de vapor
79/aut/98	Guanajuato	79.50	470.00	Gas natural y combustóleo	Turbina de vapor
80/aut/98	Veracruz	76.80	128.00	Gas natural	Turbina de gas
81/aut/98	Tabasco	9.00	18.90	Combustóleo y bagazo de caña	Turbina de vapor
82/aut/98	Veracruz	76.40	296.50	Gas natural y combustóleo	Turbina de gas y vapor
83/aut/98	Nuevo León	64.00	308.00	Gas natural y combustóleo	Turbina de vapor
84/aut/98	Sonora	36.50	287.61	Combustóleo	Turbina de vapor
85/aut/98	Veracruz	10.00	10.80	Combustóleo y bagazo de caña	Turbina de vapor
86/aut/98	Morelos	8.60	20.50	Combustóleo y bagazo de caña	Turbina de vapor

Permiso número	Ubicación	Capacidad Mw	Energía gwh/año	Energético primario	Tecnología
87/aut/98	Veracruz	3.70	5.45	Combustóleo y bagazo de caña	Turbina de vapor
88/aut/98	Veracruz	24.20	38.15	Combustóleo y bagazo de caña	Turbina de vapor
89/aut/98	Chihuahua	3.20	2.62	Diesel	Combustión interna
90/aut/98	Veracruz	6.00	8.20	Combustóleo y bagazo de caña	Turbina de vapor
91/aut/98	Michoacán	1.60	1.96	Combustóleo y bagazo de caña	Turbina de vapor
93/aut/98	Tamaulipas	65.00	270.60	Combustóleo	Turbina de vapor
94/aut/98	Coahuila	184.30	1,102.00	Gas natural, gas de coque, gas de alto horno y combustóleo	Turbina de vapor, turbina de gas y ciclo combinado
95/aut/98	Nayarit	12.00	22.10	Combustóleo y bagazo de caña	Turbina de vapor
97/aut/98	Oaxaca	115.00	609.00	Gas natural y combustóleo	Turbina de vapor
98/aut/98	Jalisco	12.00	25.56	Combustóleo y bagazo de caña	Turbina de vapor
99/aut/98	Jalisco	4.50	11.96	Combustóleo y bagazo de caña	Turbina de vapor
100/aut/98	Sonora	1.67	1.40	Diesel	Combustión interna
103	Campeche	9.80	12.26	Gas dulce y diesel	Turbina de gas y combustión interna
104	Campeche	10.30	11.40	Gas dulce y diesel	Turbina de gas y combustión interna
105/aut/98	Campeche	3.15	6.13	Gas dulce (bajo en azufre)	Turbina de gas
106/aut/98	Campeche	18.73	31.76	Gas dulce (bajo en azufre)	Combustión interna
107	Campeche	8.10	21.35	Gas natural	Turbina de gas
108/	Nayarit	5.50	8.50	Combustóleo y bagazo de caña	Turbina de vapor
109/	Tabasco	36.80	22.00	Gas dulce (bajo en azufre)	Turbina de gas
110/	Tabasco	99.15	186.80	Gas natural	Turbina de gas
111/	Coahuila	16.20	102.00	Gas natural	Turbina de gas y vapor
114/	Veracruz	15.00	45.60	Agua y gas natural	Turbina hidráulica
115/	Durango	4.44	12.91	Agua y diesel	Turbina hidráulica
116/	Jalisco	10.47	27.14	Combustóleo y bagazo de caña	Turbina de vapor

Permiso número	Ubicación	Capacidad Mw	Energía gwh/año	Energético primario	Tecnología
117/	Sinaloa	10.50	20.90	Combustóleo y bagazo de caña	Turbina de vapor y combustión interna
118/	Tabasco	1.90	16.64	Diesel	Combustión interna
119/	San Luis Potosí	6.40	13.20	Combustóleo y bagazo de caña	Turbina de vapor y combustión interna
120/	Campeche	1.45	4.10	Diesel	Combustión interna
122/	Coahuila	0.55	1.00	Viento	Eoloeléctrica
123/	Durango	10.00	18.80	Combustóleo	Turbina de vapor
125/	Sinaloa	5.60	9.90	Combustóleo	Turbina de vapor y combustión interna
126/	Quintana Roo	42.73	318.15	Combustóleo	Combustión interna
129/	Veracruz	12.00	30.25	Combustóleo	Turbina de vapor
130/aut/1999	Guerrero	30.00	101.30	Agua	Turbina hidráulica
134/	Coahuila	10.20	13.04	Diesel	Combustión interna
137/	Veracruz	4.00	17.42	Agua y gas natural	Turbina hidráulica
138/	Estado de México	10.00	43.80	Gas natural	Turbina de vapor
141/	Michoacán	40.00	180.40	Gas natural	Turbina de vapor
142/	Oaxaca	13.50	21.60	Combustóleo y bagazo de caña	Turbina de vapor
143/	Oaxaca	13.50	21.60	Combustóleo	Turbina de vapor y bagazo de caña
145/	Chiapas	9.60	12.62	Combustóleo y bagazo de caña	Turbina de vapor
146/	Oaxaca	20.00	99.00	Agua	Turbina hidráulica
147/	Jalisco	8.00	37.00	Agua	Turbina hidráulica
149/	San Luis Potosí	260.00	1,850.00	Coque de petróleo	Lecho fluidizado
150/	Veracruz	5.73	26.92	Agua	Turbina hidráulica
153/	Durango	20.00	79.00	Agua	Turbina hidráulica
155/	Jalisco	20.00	101.00	Agua	Turbina hidráulica
156/	Estado de México	10.69	59.00	Gas natural	Turbina de gas
158/aut/2000	Chiapas	9.50	11.40	Bagazo de caña	Turbina de vapor
159/	Hidalgo	11.13	30.00	Gas natural y diesel	Combustión interna
160/	Campeche	7.78	22.63	Gas dulce y diesel	Turbina de gas y diesel
161/	Jalisco	6.00	12.00	Bagazo de caña	Turbina de vapor
162/	Durango	7.99	23.93	Diesel	Combustión interna

Cuadro A-2: Permisos de cogeneración otorgados por la CRE

Permiso	Ubicación	Capacidad Mw	Energía gwh/año	Energético primario	Tecnología
06/cog/94	Coahuila	8.38	55.5	Gas natural	Turbina de gas
07/	Nuevo León	18.46	96.61	Gas natural	Turbina de gas y vapor
11/	Veracruz	422.4	130	Gas natural	Turbina de gas
12/	Jalisco	12	17.5	Gas natural	Turbina de gas
14/	San Luis Potosí	2.55	19.75	Gas natural	Turbina de gas
16/	Querétaro	10.5	70.9	Gas natural	Turbina de gas
22/cog/1995	Veracruz	6.25	44	Gas natural	Turbina de vapor
23/	Hidalgo	30	229.7	Gas natural	Turbina de gas
24/	Hidalgo	35	182	Gas natural	Turbina de vapor
25/	Jalisco	2.33	17.5	Gas natural	Turbina de gas
26/	Quintana Roo	29.5	192	Combustóleo	Combustión interna
36/cog/1996	Tamaulipas	120	832.2	Gas natural	Turbina de gas
46/	Estado de México	2.1	14.12	Gas natural	Combustión interna
48/	Sonora	4	21.25	Combustóleo	Turbina de vapor
50/	B.calif. Sur	5	20.5	Residuos sólidos	Caldera de parrillas
61/cog/1997	B.calif. Sur	19.9	164	Combustóleo	Turbina de vapor
73/cog/1998	Chiapas	120.7	315.16	Gas natural	Turbina de gas
74/	Veracruz	172	490.76	Gas natural	Turbina de gas y vapor
75/	Veracruz	163.5	762	Gas natural	Turbina de gas y vapor
76/	Veracruz	58.5	202	Gas natural	Turbina de gas
96/	Tamaulipas	10.6	88.93	Gas natural	Turbina de gas
113/	San Luis Potosí	3.53	20.3	Gas natural	Turbina de gas y vapor
131/cog/1999	Sonora	470	3000	Gas natural	Ciclo combinado
143/	Michoacán	10	31.54	Combustóleo	Turbina de vapor
144/	Jalisco	13.3	56.94	Combustóleo	Turbina de vapor
148/	Campeche	306	1971	Gas natural	Turbina de vapor
151/	Quintana Roo	114.5	848.84	Gas natural	Ciclo combinado
154/	Tlaxcala	6.64	37.27	Gas natural	Turbina de gas y vapor
157/cog/00	Tamaulipas	16.3	140.83	Gas natural	Ciclo combinado

Cuadro A-3: Permisos de producción independiente de energía otorgados por la CRE

Permiso	Ubicación	Capacidad Mw	Energía gwh/año	Energético primario	Tecnología
57/pie/97	Yucatán	531.5	3400	Gas natural y diesel	Ciclo combinado
124/pie/1998	Sonora	252.7	1800	Gas natural	Ciclo combinado
128/	Tamaulipas	568.6	3700	Gas natural y diesel	Ciclo combinado
133/pie/1999	Coahuila	247.5	1650	Gas natural y diesel	Ciclo combinado
135/	Guanajuato	545	4081	Gas natural	Ciclo combinado
139/	Veracruz	535.56	3707.45	Gas natural y diesel	Ciclo combinado
152/	Nuevo León	570	3685	Gas natural	Ciclo combinado
164/pie/2000	Campeche	275.00	2102.97	Gas natural	Ciclo combinado

Cuadro A-4: Permisos de importación otorgados por la CRE

Permiso	Ubicación	Capacidad Mw	Energía gwh/año
31/imp/1996	Sonora	4	18.4
60/imp/1997	Coahuila	0.75	6.57
101/imp/1998	Sonora	0.85	4.75
102/imp/1998	Sonora	1.5	8
112/	Sonora	1.5	8
132/	Sonora	1.6	11.7
163/exp/2000	Baja California	257.60	2119.12

Cuadro A-5: Plan de expansión de sistema, 1997-2007

Proyecto	Ubicación	Tipo	licitación Fecha 1998	Capacidad requerida (MW)							Total		
				1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005		2006	2007
Samalayuca	Chihuahua	CC	1992	522									522
Mérida III	Yucatán	CC	1996		499								499
Cerro Prieto	Baja California	Geo	1996		100								100
Rosarito 8 y 9	Baja California	CC	1996		550								550
Chihuahua	Chihuahua	CC	1996		418								418
Monterrey III	Nuevo León	CC	1996		490								490
San Carlos	BCS	CITD	1997		38								38
Guerrero Negro	BCS	CITD	1997	9									9
Hermosillo	Sonora	CC	1998			225							225
Rio Bravo III	Tamaulipas	CC	1998			450							450
Bajo	Guanajuato	CC	1998			450							450
Monterrey	Nuevo León	CC	1998			450							450
Altamira II	Tamaulipas	CC	1998			450							450
Naco-Nogales	Sonora	CC	1998			450							450
Rosarito 10 y 11	Baja California	CC	1998				225						225
Villahermosa	Tabasco	CC	1998					450					450
Saltillo	Coahuila	CC	1998				225						225
Rosarito 7	Baja California	TG	1997	165									165
Hermosillo	Sonora	TG	1997	142									142
Rio Bravo	Tamaulipas	TG	1997	154									154
Huinala	Nuevo León	TG	1997	141									141
El Sauz	Querétaro	TG	1997	123									123
Tula o El Sauz	Querétaro	TG/CC	1999	150									150
Valle de México	Estado de México	TG/CC	1999		280								280
Los Azufres III	Michoacán	Geo	1999			100							100
San Rafael	Nayarit	Hidro	1999			24							24
El Sauz	Querétaro	CC	1998			450							450
El Sauz	Querétaro	CC	1999				150						150
Francisco Villa	Chihuahua	CC	1999				150						150
Chicoasén	Chiapas	Hidro	1999				900						900
Tuxpan II, IV & V	Veracruz	CC	1999					900	450				1,350
Altamira III-VIII	Tamaulipas	CC	1999					900	900	300	600		2,700

Proyecto	Ubicación	Tipo	licitación Fecha 1998	Capacidad requerida (MW)										Total	
				1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007			
Laguna 1 y 2	Durango	CC	1999					225	225						450
Baja California I y II	BCS	CITD	1999					37.5				37.5			75
Rio Bravo II	Tamaulipas	CC	1999						450						450
Norestel-III	Sonora	CC/TG	2000					225	225	225	150				825
Guerrero Negro II	Baja California I-III	CITD	2001							9					9
Baja California I-III	Baja California	CC	2000							225	225	225			675
Matamoros	Tamaulipas	CC	2001							450	450				900
Poza Rica	Veracruz	CC	2001							900	450				1,350
Valladolid	Yucatán	CC	2001							450					450
Norte I y II	Chihuahua	CC	2001							225		225			450
Dos Bocas	Veracruz	CC	2002								450				450
Coatzacoalcos	Veracruz	CC	2002									900			900
El Cajón	Nayarit	Hidro	2000									636			636
Tres Virgenes	BCS	Geo	1998			10									10
Tres Virgenes	BCS	Geo	2002									5			5
La Parota	Guerrero	Hidro	2001										765		765
Copainala	Chiapas	Hidro	2001										140		140
Subtotal				786	619	2,374	3,059	1,650	2,513	2,250	2,784	3,079	2,405	21,518	

94

Nota: El cuadro no incluye la capacidad desarrollada para uso industrial privado.

Leyenda: CC, ciclo combinado; hidro, hidroeléctrica; geo, geotermoeléctrica; CITD, combustión interna tipo diesel; TG, turbina de gas.

Anexo B: Oportunidades de mecanismo flexible en el sector acerero

Para poder elaborar una determinación preliminar del interés y las posibilidades de proyectos de reducción de emisiones en el sector del hierro y el acero en México, se dio un breve y conciso cuestionario a los representantes de 14 empresas pequeñas, medianas y grandes. El cuadro B1 muestra la composición de la muestra.

Cuadro B1: Composición de la muestra de 14 compañías acereras que respondieron el cuestionario

<u>Classificación</u>	<u>Tamaño</u>
1. Galvanizadora	Mediana
2. Integrada	Mediana
3. Integrada	Grande
4. Integrada	Grande
5. Integrada	Pequeña
6. Integrada	Mediana
7. Integrada	Grande
8. Miniacereras	Mediana
9. Miniacereras	Mediana
10. Miniacereras	Mediana
11. Relaminadora	Mediana
12. Fundidora	Mediana
13. Smelter	Mediana
14. Transformadora	Mediana

95

Los resultados de la encuesta indicaron que aunque sólo una de las catorce compañías está aplicando un proyecto relacionado con el cambio climático (una transformadora mediana), 71% de ellas tiene relativo conocimiento de los ahorros de energía y costos derivados de la aplicación de estos proyectos.

Aunque hay una falta de información general sobre los proyectos de reducción de emisiones de GEL, la encuesta indica que hay interés entre las compañías acereras por saber más de estos proyectos y de lo relacionado con el cambio climático. Todas las compañías pidieron más información del tema, y todas excepto una de las que sabían de las oportunidades dijeron que les interesaría llevar a cabo un proyecto. Posteriormente el equipo del estudio les proporcionó más información sobre el MDL.

Cincuenta y siete por ciento de las compañías ya tiene en operación o está diseñando un proyecto de ahorro energético (cuadro B2). En cambio, sólo dos compañías integradas están operando o diseñando proyectos de conversión de combustible: una es una empresa grande que pasará de combustóleo a gas natural y la otra pasará de gas a coque.

Cuadro B2. ¿Está su compañía operando o previendo algún programa de ahorro energético?

Compañías que aplican o desarrollan programas de ahorro de energía		
Clasificación	Num.	Tamaño
Integrada	2	Grande
Integrada	2	Mediana
Miniacerera	2	Mediana
Relaminadora	1	Mediana
Transformadora	1	Mediana

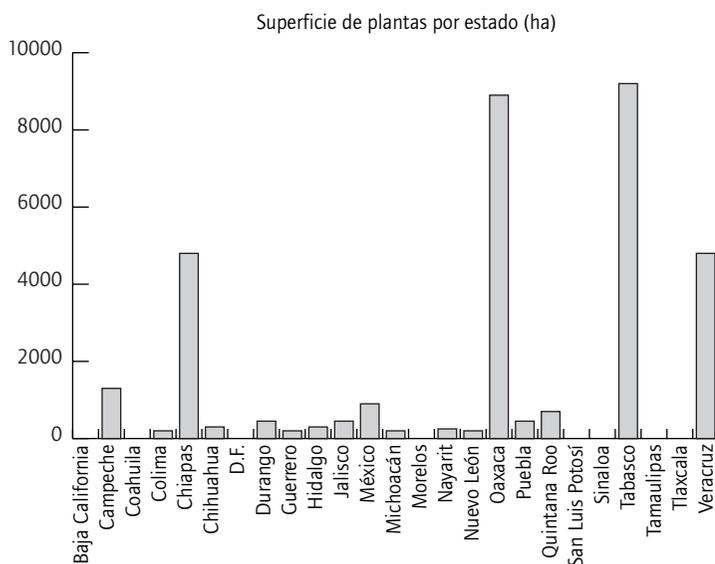
Anexo C: Oportunidades potenciales de mecanismo flexible en plantaciones industriales

Este anexo contiene la lista de plantaciones industriales en operación resumida en el informe anual sobre silvicultura en México de 1998 (Dirección General Forestal, 1998). En ellas se cultivan árboles para distintos fines, desde árboles de Navidad hasta árboles para la producción de pulpa y papel, como se puede ver en el Cuadro C-1 de este Anexo. Estas plantaciones representan buenas oportunidades para los proyectos del MDL, como se ha mencionado en el Capítulo 4, por medio de la expansión de áreas de plantación, establecimiento de nuevas plantaciones, y mejora de sus procesos de producción.

96

Estas plantaciones comerciales están distribuidas prácticamente en todo el país, como se muestra en la Gráfica C-1.

Gráfica C-1. Plantaciones en México por Estado, 1998



Las mayores concentraciones de plantaciones comerciales están en los estados de Campeche, Chiapas, Oaxaca, Tabasco y Veracruz, todos ellos en el sudeste, y tienen buenas condiciones de crecimiento. El tamaño y número de las plantaciones se describen en el cuadro C-1.

Cuadro C-1. Plantaciones mexicanas por tamaño, 1998

Dimensiones	Tamaño	Núm.	Tamaño promedio
>5000ha	Grande	2	8,195
1000-5000ha	Mediana	4	2,062
300-1000ha	Chica	10	578
1-300ha	Micro	39	79
	Total	55	609

Si bien unas seis plantaciones se clasifican como medianas o grandes en función de su superficie, pueden sin embargo considerarse empresas pequeñas o microempresas porque están divididas en subproyectos. Las plantaciones tienen diversas especies, como pino, roble y eucalipto. Si partimos de la estimación baja de carbono secuestrado de 10tC/ha/año y el área total de 33,485 ha, el potencial total de secuestro de carbono en estas plantaciones se estima en 334,850 tC/año.

97

Cuadro C-2. Principales proyectos de plantaciones forestales comerciales en desarrollo en México en 1998

Estado	Nombre del proyecto o del predio	Ubicación o municipio	Especies objetivo de la plantación	Superficie plantada	Superficie plantada por Estado (ha)
Baja California s.n.		Mexicali	Eucalyptus camaldulensis Madera para celulosa	50	50
Campeche	Smurfit Cartón y Papel de México	Candelaria	Gmelina arborea Madera para celulosa	700	1,417
	Clemente Ramírez Vargas	Campeche	Swietenia macrophylla y Cedrela odorata Madera para aserrio	100	
	Unión de Silvicultores de la Región de Escárcega	Escárcega y Champotón	Swietenia macrophylla y Cedrela odorata Madera para aserrio	331	
	Productores Agropecuarios de Haro	Escárcega	Swietenia macrophylla y Cedrela odorata Madera para aserrio	137	
	Varios Proyectos / Pequeños Propietarios	Hopelchen y Campeche	Swietenia macrophylla, Cedrela odorata y Cordia dodecandra Madera para aserrio	149	
Coahuila	Varios Proyectos / Ejidos y Pequeños Propietarios	Arteaga, Saltillo y Cepeda	Pinus spp. Árboles de Navidad y de ornato	43	43

Estado	Nombre del proyecto o del predio	Ubicación o municipio	Especies objetivo de la plantación	Superficie plantada	Superficie plantada por Estado (ha)
Colima	Varios Proyectos / Pequeños Propietarios	Colima, Armería, Manzanillo y Cuauhtémoc	Varias Especies Tropicales Madera para aserrio	98	98
Chiapas	Agrosilvicultores del estado	Varias localidades	Cedrela odorata, Tabebuia Tabebuia donnell-smithii, Swietenia macrophylla y otras Madera para aserrio	737	4,730
	SOCAMA	Varias localidades	Cedrela odorata, Tectona Grandis, Tabebuia donnell-smithii, Swietenia macrophylla y otras Madera para aserrio	2,674	
	Hule de Palenque	Palenque	Hevea brasiliensis Madera para aserrio	1,319	
Chihuahua	Stephanie Memmot	Casas Grandes	Pinus eldarica Árboles de Navidad	5	205
	PIMS-COPAMEX	Ojinaga	Eucalyptus camaldulensis Madera para celulosa	200	
D. F.	Varios Proyectos Pequeños propietarios	Tlalpan, Milpa Alta y Álvaro Obregón	Pinus ayacahuite Árboles de Navidad	38	38
Durango	Forestal Halcón	Durango y San Dimas	Pinus spp. Madera para aserrio y celulosa	450	450
Guerrero	Ejido El Balcón	Ajuchitlán del Progreso	Pinus pseudostrabus, P. herrerae, P. teocote, P. ayacahuite, P. chiapensis y P. maximinoi Madera para aserrio	10	110
	Plantación Comercial	El Reparó	Pinus spp. Madera para aserrio	100	
Hidalgo	Tecomulco Tres Cabezas	Cuauhtepic	Pinus montezumae, P. rudis, y P. patula Madera para aserrio	60	254
	Varios Proyectos Pequeños Propietarios	Metzquitlán	Pinus spp. Madera para aserrio	194	
Jalisco	Industrias Emman de Ocotlán	Ocotlán, Tototlán y Poncillán	Eucalyptus spp. Producción de astilla para aglomerados	473	473
México	Bosque de los Árboles de Navidad	Amecameca	Pinus ayacahuite y P. pseudotsuga menziessi Árboles de Navidad	150	765
	Rancho El Capricho	Zumpahuacan	Pinus spp. / Madera para aserrio y árboles de Navidad	113	
	Varios proyectos Ejidos y pequeños propietarios	Varios municipios	Pinus spp. Árboles de Navidad y madera para aserrio	502	
Michoacán	CRISOBA	Pátzcuaro	Eucalyptus globulus Madera para celulosa	50	170
	El Cirían y Cañas Viejas	Tuzantla	Pinus spp. Madera para aserrio y celulosa	120	

Estado	Nombre del proyecto o del predio	Ubicación o municipio	Especies objetivo de la plantación	Superficie plantada	Superficie plantada por Estado (ha)
Morelos	Tlahichán	Tlalnepantla	Pinus ayacahuite Árboles de Navidad	4	10
	P. El Vigía	Tlalnepantla	Pinus ayacahuite Árboles de Navidad	6	
Nayarit	Soc. de Producción Rural Ecoteca de la Bahía	Bahía de Banderas	Tectona grandis Madera para aserrio	41	372
	Varios proyectos Ejidos y pequeños propietarios	Bahía de Banderas, Compostela, San Blas, Tepic y Acaponeta	Cedrela odorata, Swietenia macrophylla, Tectona grandis y otras Madera para aserrio	83	
	Plantaciones Forestales Comerciales Norte de Nayarit	Acaponeta	Eucalyptus spp. y Gmelina arborea Madera para celulosa	248	
Nuevo León	Ejido de San Joaquín de Soto	Arramberri	Pinus cembroides y P. pseudostrobus Árboles de Navidad y madera para aserrio	60	89
	Varios proyectos Ejidos y pequeños propietarios	Galeana, Iturbide, Santa Catarina y Santiago	Pinus spp. Árboles de Navidad	29	
Oaxaca	Ejido de San Joaquín El Peñjamo	Pochutla	Tabebuia rosae y Swietenia humilis Madera para aserrio y tableros contrachapados	20	
	Plantaciones Tehuantepec	23 predios de San Juan Cotzocón y Santiago Yaveo	Eucalyptus grandis y E. Urophylla Madera para aserrio y celulosa	150	
	Ejido San Isidro Lagunas (FAPATUX)	Valle Nacional	Pinus caribaea y otras especies de pinos tropicales Madera para celulosa		
	La Sabana	San Juan Cotzocón	Pinus caribaea y otras especies de pinos tropicales Madera para celulosa	8,000	8,870
Puebla	Varios proyectos Ejidos y pequeños propietarios	Huachinango, Zihuateutla, Tlaola, Xicotepc de Juárez y Chiconcuatla	Cupressus benthamii, Chamaecyparis pisifera, Cunninghamia lanceolata y otras Árboles de Navidad	430	430
Quintana Roo	El Corozo	Felipe Carrillo Puerto	Cedrela odorata Madera para aserrio	25	691
	El Vergel	Othón P. Blanco	Cedrela odorata y Swietenia macrophyll Madera para aserrio	100	
	Plantación Forestal Comercial con Tecnología Intensiva	Felipe Carrillo Puerto	Cedrela odorata y Swietenia macrophylla Madera para aserrio	53	
	Agroforestry	(11 Ejidos) Lázaro Cárdenas	Cedrela odorata y Swietenia macrophylla Madera para aserrio	513	

Estado	Nombre del proyecto o del predio	Ubicación o municipio	Especies objetivo de la plantación	Superficie plantada	Superficie plantada por Estado (ha)
San Luis Potosí	Varios Proyectos Pequeños propietarios	Tamazunchale and Terrazas	Cedrela odorata Madera para aserrío y tableros contrachapados	10	10
Sinaloa	Varios Proyectos Pequeños propietarios	Culiacán, Elota, Mazatlán y Calomato	Cedrela odorata, Swietenia macrophylla y Eucalyptus sp. Madera para aserrío y celulosa	74	74
Tabasco	Planfosur (13 Proyectos)	Huimanguillo	Eucalyptus urophylla y E. grandis Madera para celulosa	8,390	9,331
	Desarrollo Forestal (8 Proyectos, 3 Proyectos sin sembrar)	Balancán, Tierra Nueva y Huimanguillo	Eucalyptus urophylla y E. grandis Madera para celulosa	941	
Tamaulipas	Varios proyectos Ejidos y pequeños propietarios	Victoria, Jaumave, Gómez Farias, Güemez y Reynosa	Pinus spp., Cedrela odorata y Prosopis velutina Madera para aserrío, postes, leñas y carbón	22	22
Tlaxcala	Varios proyectos Ejidos y pequeños propietarios	Tlaxco y Teacalco	Pinus ayacahuite Arboles de Navidad	3	3
Veracruz	Planfosur (16 Proyectos)	Las Choapas, Ixhuatlán del Sureste, Molocán y Agua Dulce	Eucalyptus urophylla y E. grandis Madera para celulosa	2,378	
	Particular (13 Proyectos)	Hueyapan de Ocampo, Catemaco, Santiago, Isla y San Andrés Tuxtla.	Cedrela odorata, Swietenia macrophylla y Tabebuia donnell-smithii Madera para aserrío	1,876	
	Reforesta Mexicana	Las Choapas	Toona ciliata, Tectona grandis y Swietenia macrophylla Madera para aserrío	200	
	Magueyitos	Perote	Pinus cembroides, P. Montezumae y P. pseudostrabus Arboles de Navidad y madera para aserrío	43	
	El Chaparral	Juchique de Ferrer	Gmelina arborea y Tectona grandis madera para aserrío	190	4,771
	Rancho Kirch	Poza Rica	Cedrela odorata y Swietenia macrophylla Madera para aserrío	48	
	Los Molinos	Perote	Pinus patula Madera para aserrío	31	
	El Colibrí	La Antigua	Cedrela odorata y Swietenia macrophylla Madera para aserrío	5	
TOTAL				33,473	

100

Fuente: Dirección General Forestal.