



**GOBIERNO
FEDERAL**

SENER

ESTUDIO SOBRE COGENERACIÓN EN EL SECTOR INDUSTRIAL EN MÉXICO



CONUEE
Comisión Nacional para el
Uso Eficiente de la Energía

 **CRE** **gtz**



Vivir Mejor



Estudio sobre Cogeneración en el Sector Industrial en México

La Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE) y la Comisión Reguladora de Energía (CRE) agradecen a la Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH (Cooperación Técnica Alemana) por la colaboración y asistencia técnica durante el desarrollo del trabajo Estudio sobre Cogeneración en el Sector Industrial en México. La colaboración de la GTZ se realizó en el marco de la cooperación técnica entre México y Alemania por encargo del Ministerio Federal Alemán de Cooperación Económica y Desarrollo (BMZ).

CON LA COLABORACIÓN DE:



por encargo de



Ministerio Federal de
Cooperación Económica
y Desarrollo



Las opiniones expresadas en este documento son de exclusiva responsabilidad de los autores y no necesariamente representan la opinión de la CONUEE, CRE, BMZ y/o de la GTZ. Se autoriza la reproducción parcial o total del presente documento, siempre y cuando sea sin fines de lucro y se cite la fuente de referencia.

Este estudio incluye diversas menciones sobre el marco regulatorio y específicamente un capítulo destinado a la identificación y análisis de las barreras que enfrenta el desarrollo de la cogeneración en México. Las apreciaciones vertidas en dicho análisis así como en la posterior identificación de las líneas de acción que integran el estudio propuesto, podrían modificarse a partir de la publicación de nuevas disposiciones regulatorias sobre la materia que serán elaboradas por la Comisión Reguladora de Energía y contemporáneas a la conclusión del presente trabajo.

Edición y supervisión: Gaudencio Ramos, Federico Hungler, Francisco M. Mendoza, Fidel Carrasco y Ernesto Feilbogen.

Autores: Luis E. Noriega Giral (capítulos 1, 2, 3, y 4); Corporación Rehovot (capítulos 5, 6, 7 y 8)

CONUEE/ CRE/ GTZ

Estudio sobre Cogeneración en el Sector Industrial en México
México, D.F., Diciembre del 2009

© **Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE)**

Río Lerma 302, Col. Cuauhtémoc, Del. Cuauhtémoc,
C.P. 06500, México, D.F.
<http://www.conuee.gob.mx>

© **Comisión Reguladora de Energía**

Av. Horacio #1750, Col. Los Morales Polanco, Del. Miguel Hidalgo, México D.F.
C.P. 11510, México, D.F.
<http://www.cre.gob.mx>

© **Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH**

Cooperación Técnica Alemana
Dag-Hammerskjöld-Weg 1-5
65760 Eschborn/Alemania
www.gtz.de

Dirección en México:
Oficina de la GTZ en México
Insurgentes Sur 826
Col. Del Valle
C.P. 03100, México, D.F.
Tel. +52-55-5000 6000 ext. 1088
Fax. +52-55-5000 6000 ext. 2160
E-mail: andre.eckermann@gtz.de
www.gtz.de/mexico

Tabla de Contenido

Resumen Ejecutivo	1
1 Introducción	5
2 Situación de la cogeneración en México.....	11
2.1 Conceptos principales de la cogeneración	11
2.1.1 Clasificación de los sistemas de cogeneración.....	11
2.1.2 Características principales de la cogeneración.....	13
2.1.3 Alternativas para el diseño de la cogeneración.....	13
2.2 Marco institucional, legal y regulatorio aplicable a la cogeneración	14
2.2.1 Marco institucional.....	14
2.2.2 Marco legal y regulatorio	16
2.3 Capacidad instalada y última estimación del potencial de cogeneración	20
2.3.1 Estudios realizados por la CONUEE	20
2.3.2 Evolución de la capacidad instalada en permisionarios de cogeneración	23
2.3.3 Relación de la capacidad instalada de cogeneración contra la capacidad total instalada en el sistema eléctrico	26
3 Estimado del potencial de cogeneración	29
3.1 Potencial de cogeneración en la industria azucarera.....	29
3.1.1 La industria azucarera nacional	29
3.1.2 Metodología utilizada para la estimación del potencial	36
3.1.3 Potencial técnicamente factible	39
3.1.4 Potencial económicamente factible	40
3.2 Potencial de cogeneración en PEMEX	43
3.2.1 La industria petrolera en México.....	43
3.2.2 Metodología utilizada para la estimación del potencial	48
3.2.3 Potencial teórico máximo.....	48
3.2.4 Potencial técnicamente factible	51
3.2.5 Potencial económicamente factible	51
3.3 Potencial de cogeneración en la industria	51
3.3.1 El sector industrial en México	51
3.3.2 Metodología aplicada	52
3.3.3 Potencial técnicamente factible	56

3.3.4	Potencial económicamente factible	57
3.4	Potencial de cogeneración con sistemas del tipo “inferior”	60
3.4.1	Configuraciones para cogeneración del tipo “inferior”	60
3.5	Potencial total nacional de cogeneración	65
4	Beneficios de la cogeneración.....	67
4.1	Tipos de beneficios que se obtienen de la cogeneración	67
4.2	Ahorro de energía primaria de los combustibles nacionales.....	68
4.2.1	Ahorro de combustibles en el sector industrial sin entrega de excedentes al SEN.....	69
4.2.2	Ahorro de combustibles en el sector industrial con entrega de excedentes al SEN	70
4.2.3	Ahorro o sustitución de gas natural en PEMEX	71
4.2.4	Ahorro de combustibles en el sector azucarero	72
4.2.5	Resumen de ahorro de combustibles	73
4.3	Reducción de emisiones de gases (GEI) a la atmósfera	74
4.3.1	Reducción de emisiones de bióxido de carbono en el sector industrial.....	75
4.3.2	Reducción de emisiones de bióxido de carbono en PEMEX.....	77
4.3.3	Reducción de emisiones de bióxido de carbono en el sector azucarero	78
4.3.4	Resumen nacional de reducción de emisiones.....	78
4.4	Beneficios de créditos por bonos de carbono del MDL.....	79
4.5	Nuevas inversiones, desarrollo regional y creación de empleos.....	80
4.5.1	Total estimado de nuevas inversiones.....	80
4.5.2	Creación de empleos.....	81
4.5.3	Desarrollo regional	81
4.6	Beneficios para el Sistema Eléctrico Nacional.....	82
4.6.1	Diferimiento de la inversión en nueva generación del SEN.....	82
4.6.2	Reducción de pérdidas de transmisión, transformación y distribución en el SEN.....	83
4.6.3	Beneficios por la generación distribuida vinculada a la cogeneración.....	84
4.6.4	Beneficios para las empresas que operen con sistemas de cogeneración	85
5	Experiencias internacionales en la promoción de la cogeneración.....	87
5.1	Antecedentes	87
5.2	La elección de políticas	88
5.2.1	Incentivos de tipo financiero y fiscal	89
5.2.2	Obligaciones para las empresas distribuidoras.....	90
5.2.3	Procedimientos de interconexión.....	91

5.2.4	Esquemas de promoción vinculados a la lucha contra el cambio climático.....	91
5.2.5	Desarrollo de capacidades locales	93
5.3	Estudio de caso.....	93
6	Identificación de barreras principales al desarrollo de la cogeneración en México	97
6.1	Antecedentes	97
6.2	Identificación de barreras	99
6.2.1	Barreras políticas y estrategias	99
6.2.2	Barreras legales, regulatorias y normativas	100
6.2.3	Barreras financieras	102
6.2.4	Barreras de información	104
6.2.5	Recursos Humanos.....	105
7	Identificación de Sectores Focales.....	107
7.1	Sectores analizados	107
7.2.1	Cogeneración en PEMEX.....	107
7.1.2	Cogeneración en Ingenios Azucareros	108
7.1.3	Cogeneración en la Industria Química.....	109
7.1.4	Cogeneración en la Industria Alimenticia.....	109
7.1.5	Cogeneración en Servicios Hospitalarios	110
7.2	Criterios de evaluación.....	110
8	Líneas de acción para el fomento a la cogeneración en México	113
8.1	Objetivo.....	113
8.2	Alcance	114
8.3	Metas globales	114
8.4	Diseño de las líneas de acción estratégicas	115
8.5	Líneas de acción y acciones específicas.....	116
	Línea de Acción 1: Aspectos de Información y Desarrollo de Capacidades	116
	Línea de Acción 2: Aspectos Regulatorio y Estructurales	119
	Línea de Acción 3: Aspectos de Financiamiento	122
	Anexo 1: Modelo para la estimación del potencial en la industria azucarera	125
	Anexo 2: Modelo para la estimación del potencial en la industria	131
	Anexo 3: Modelo para la estimación del potencial en la industria, con excedentes	138
	Bibliografía	140

Lista de Tablas

Tabla 1: Eficiencias típicas comparativas de generación y cogeneración	12
Tabla 2: Potencial de cogeneración en 1995.....	21
Tabla 3: Estimación del desarrollo de la cogeneración de 1996 a 2006	21
Tabla 4: Potencial de cogeneración, estudio de 1997	22
Tabla 5: Permisos antes de 1992	23
Tabla 6: Permisos con permiso de cogeneración a diciembre de 1992.....	24
Tabla 7: Permisos con procesos de cogeneración registrados como autoabastecimiento diciembre 1992.....	24
Tabla 8: Desarrollo de proyectos de cogeneración, 1993 a 2007	25
Tabla 9: Plantas de cogeneración hasta 2007, distribución sectorial.....	26
Tabla 10: Comparación de la capacidad instalada en cogeneración contra capacidad del SEN	27
Tabla 11: Datos principales de producción de los ingenios: Zafra 2006 - 2007	30
Tabla 12: Características y consumo de bagazo en ingenios	31
Tabla 13: Consumo de combustóleo en ingenios	32
Tabla 14: Principales indicadores de los ingenios en 2007.....	33
Tabla 15: Cambios de capacidad instalada en ingenios de 1992 a 2007.....	35
Tabla 16: Características del vapor en ingenios, 2007	36
Tabla 17: Condiciones de cogeneración deseables en ingenios.....	38
Tabla 18: Análisis de rentabilidad en alternativa actual	41
Tabla 19: Análisis de rentabilidad en alternativa deseable	42
Tabla 20: Permisos de generación en PEMEX a diciembre de 2007	44
Tabla 21: Capacidad instalada en PEMEX Refinación	45
Tabla 22: Capacidad instalada en PEMEX Petroquímica	46
Tabla 23: Capacidad instalada en PEMEX Gas	46
Tabla 24: Consumo de energía eléctrica de CFE en PEMEX, 2007	47
Tabla 25: Generación de vapor en refinerías, 2004.....	47
Tabla 26: Fase II, porteo generalizado	50
Tabla 27: Industria de la transformación, 2003.....	52
Tabla 28: Potencial de cogeneración teórico máximo en la industria.....	55
Tabla 29: Potencial de cogeneración factible técnicamente	56
Tabla 30: Potencial de cogeneración total teórico industrial	57

Tabla 31: Precios y parámetros para análisis beneficio/ costo en la industria.....	58
Tabla 32: Potencial de cogeneración factible económicamente.....	58
Tabla 33: Potencial económicamente factible de la industria.....	59
Tabla 34: Capacidad de generación con gases de proceso	61
Tabla 35: Gases de escape del Sector Cemento.....	62
Tabla 36: Datos de gases de escape del sector siderúrgico primario	63
Tabla 37: Datos de gases de escape del sector siderúrgico secundario.....	64
Tabla 38: Potencial total nacional de cogeneración.....	65
Tabla 39: Escenarios para el desarrollo de la cogeneración.....	68
Tabla 40: Ahorro de combustibles en la industria sin excedentes al SEN.....	70
Tabla 41: Ahorro de combustibles para el desarrollo máximo económicamente factible de la cogeneración en el sector industrial	71
Tabla 42: Ahorro de gas natural en PEMEX	72
Tabla 43: Ahorro de combustibles en el sector azucarero	73
Tabla 44: Ahorro total nacional de combustibles en el escenario “medio” de desarrollo	73
Tabla 45: Ahorro total nacional de combustibles en el escenario “máximo” de desarrollo	74
Tabla 46: Reducción de emisiones en la industria (alternativa sin excedentes al SEN).....	76
Tabla 47: Reducción de emisiones en la industria (alternativa con excedentes al SEN).....	77
Tabla 48: Reducción total nacional de emisiones en el escenario “medio”	78
Tabla 49: Reducción total nacional de emisiones en el escenario “máximo”	79
Tabla 50: Estimado de obtención de créditos de carbono (CERs) en los escenarios “medio” y máximo.....	80
Tabla 51: Estimado de inversión en el escenario “máximo”	80
Tabla 52: Capacidad y energía evitada en el SEN (escenario “medio”).....	83
Tabla 53: Pérdidas evitadas en la transmisión (escenario “medio”).....	84
Tabla 54: Resultado de la identificación de sectores focales	111

Lista de Figuras

Figura 1: Comparación entre generación convencional y cogeneración	13
Figura 2: Alternativas de diseño para la cogeneración	14
Figura 3: Configuración típica de cogeneración actual en Ingenios	37
Figura 4: Configuración deseable de cogeneración en un ingenio, en tiempo de zafra.....	39
Figura 5: Configuración deseable de cogeneración en un ingenio, en tiempo fuera de zafra.....	40
Figura 6: Potencial de cogeneración en PEMEX Refinación	48
Figura 7: Potencial factible de cogeneración en PEMEX.....	51
Figura 8: Configuración típica para aprovechar gases calientes de procesos.....	60
Figura 9: Distribución del potencial industrial de cogeneración.....	82
Figura 10: Enfoque de la estrategia.....	115

Listado de Abreviaturas

Bara	Unidad de presión absoluta del sistema internacional de unidades
Barm	Unidad de presión medida en un manómetro
BTU	Unidad del sistema inglés equivalente a 0.252 kcalorías
CANACEM	Cámara nacional del Cemento
CDMEB	Consejo Ejecutivo del MDL (CDMEB)
CER	Certificados de Reducciones de Emisiones
CESPEDES	Comisión de estudios del sector privado para el desarrollo sustentable
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CHP	Término inglés de Cogeneración "Combined heat and power"
CNIAA	Cámara nacional de la Industria azucarera y alcoholera
CO	Monóxido de carbono producido por la combustión incompleta del carbono
CO ₂	Bióxido de carbono producido por la combustión completa del carbono
CONUEE	Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía
CR	Caldera de Recuperación.
CRE	Comisión Reguladora de Energía
GBTU	Unidad de energía equivalente a un millón de BTU
GEI	Gases contaminantes causales del efecto invernadero
GJ	Gigajoule
GTZ	Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit GmbH (Cooperación Técnica Alemana)
GWh	Gigawatt hora
HRSG	Caldera de recuperación.
IEA	Agencia Internacional de Energía

IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IVA	Impuesto al valor agregado
J	Joule
KJ	Kilojoule
KV	Kilovolt
kW	Kilowatt
kWe	Kilowatt eléctrico
kWh	Kilowatt hora
LFC	Luz y Fuerza del Centro
LSPEE	Ley del servicio público de energía eléctrica
MDL	Mecanismo de Desarrollo Limpio del protocolo de Montreal
MJ	Megajoule
mmPCD	Millones de pies cúbicos por día a condiciones estándar
MW	Megawatt
MWh	Megawatt hora
NOM	Norma Oficial Mexicana (NOM)
NO _x	Óxidos de nitrógeno
PCI	Poder calorífico inferior o neto
PCS	Poder calorífico superior o bruto.
PJ	Petajoule
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PEP	PEMEX Exploración y Producción
PG	PEMEX Gas
PPQ	PEMEX Petroquímica Básica
PR	PEMEX Refinación
PROFEPA	Procuraduría federal de protección al ambiente

PyMES	Pequeñas y medianas empresas
RBC	Relación beneficio/ costo
SAGARPA	Secretaría de agricultura, ganadería, desarrollo rural, pesca y alimentación
SE	Secretaría de Economía
SEMARNAT	Secretaría del medio ambiente y recursos naturales
SEN	Sistema eléctrico nacional.
SENER	Secretaría de energía
SHCP	Secretaría de hacienda y crédito público
SO _x	Óxidos de azufre
SRE	Secretaría de relaciones exteriores
TJ	Terajoule.
UNEP	United Nations environmental program
USD	Unidad monetaria de USA
VPN	Valor presente neto

Tipo de cambio usado en el estudio (28.09.2008)

1 MXN	=	0.0636 Euro	=	0.0929 US\$
1 Euro	=	1.4617 US\$	=	15.7873 \$ MXN
1 US\$	=	0.6846 Euro	=	10.8006 \$ MXN

Fuente: www.oanda.com

Resumen Ejecutivo

Antecedentes

La cogeneración se ha desarrollado muy poco en México. La pequeña y mediana industrias, con excepción del sector papelero, solamente instalaron, entre 1992 y 2007, 166 MW en nueve sistemas, con un promedio de 8.7 MW por sistema. Las condiciones del entorno no han sido lo suficientemente favorables, o bien, no se ha logrado informar/motivar a los industriales para realizar este tipo de proyectos.

El estimado del potencial de cogeneración en México ha sido realizado por CONUEE en varias ocasiones, siendo el último el del año de 1997. Es por esta razón que resultaba de gran importancia actualizar la información y estimar el potencial de cogeneración actual.

En este contexto, CONUEE junto con la CRE y contando con el apoyo de la GTZ, solicitaron la elaboración del presente estudio, el cual tiene como objetivo principal:

Establecer acciones, dentro de las estrategias y líneas de acción del Programa Sectorial de Energía 2007-2012, para lograr en el corto plazo el desarrollo efectivo de la cogeneración en México”.

Dentro de las estrategias concebidas para alcanzar esta situación se incluyen líneas de acción tendientes al desarrollo de **políticas públicas y fomentar e impulsar a la cogeneración eficiente, dentro de un marco regulatorio que la aliente.**

Potencial de cogeneración en México

En el capítulo tres de este estudio se efectúa un estimado del “Potencial de cogeneración en México”, considerando los sectores industriales con demandas mayores a 1,000 kW y factores de carga mayores a un 50%, así como el caso particular de los ingenios azucareros y PEMEX.

Se efectuaron análisis del potencial “teórico”, el potencial técnicamente factible y el económicamente factible, con y sin excedentes al SEN

El estudio estima que el **potencial nacional máximo de cogeneración**, económicamente factible con excedentes al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), es de **10,164 MW**, como se muestra en la tabla resumen siguiente:

Sector	Máximo teórico (MW)	Técnicamente factible (MW)	Económicamente factible (MW)	Potencial máximo con excedentes en la industria (MW)
Industrial	2,630	2,286	1,989	6,085
Azucarero	979	979	979	979
PEMEX	3,100	3,100	3,100	3,100
TOTAL	6,710	6,365	6,069	10,164

Escenarios para el desarrollo de la cogeneración en México

El estudio establece también que **no es posible desarrollar todo el potencial de cogeneración** identificado, en el corto y mediano plazo. De esta manera, para estimar los beneficios derivados del desarrollo de la cogeneración, plantea cuatro escenarios, como se indica en la tabla siguiente:

Sector		Escenario 1 (Mínimo)	Escenario 2 (Bajo)	Escenario 3 (Medio)	Escenario 4 (Máximo)
Industrial	% ¹	10	25	60	80
Azucarero	%	-	-	30	50
	Capacidad desarrollada MW				
Industrial	MW	199	497	3,651	4,868
PEMEX	MW	650	650	3,100	3,100
Azucarero	MW	-	-	294	490
TOTAL	MW²	849	1,147	7,045	8,457

Estos escenarios consideran la eliminación progresiva de ciertas barreras existentes en el marco legal y regulatorio, así como en los aspectos restrictivos del suministro de combustibles. Proponen también una serie de instrumentos de promoción e incentivos, tanto ambientales como económicos, fiscales y culturales, para su fomento.

De este modo, se estimó que **el potencial nacional de cogeneración que podría desarrollarse en México varía desde un mínimo de 849 MW a un máximo de 8,457 MW para los sectores estudiados.**

La visión para el año 2030 es que el sector energético mexicano opere con políticas públicas y un marco fiscal, laboral y regulatorio que permita contar con una oferta diversificada, suficiente, continua, de alta calidad y a precios competitivos; maximizar la renta energética; asegurar, al mismo tiempo, un desarrollo sostenible en términos económicos, sociales y ambientales; y lograr que el sector aproveche las tecnologías disponibles y desarrolle sus propios recursos tecnológicos y humanos.

Beneficios de la cogeneración para México

El desarrollo de la cogeneración permitiría **utilizar menos combustibles** para obtener la misma energía en forma de calor y electricidad (prestaciones), con importantes **beneficios**

¹ Factor estimado de desarrollo respecto del potencial "económicamente factible"

² Capacidad.

adicionales, tanto ambientales como económicos. En el caso particular de México, los principales beneficios por el desarrollo de la cogeneración son:

- Ahorro de energía primaria de combustibles nacionales.
- Reducción en la importación de combustibles.
- Disminución de las emisiones de CO₂ a la atmósfera.
- Nuevas inversiones, desarrollo regional y creación de empleos.
- Liberación de capacidad de la red y de las subestaciones eléctricas en el SEN.
- Reducción de pérdidas de transmisión, transformación y distribución en el SEN.

Ahorro de energía primaria y reducción de emisiones de GEI

La Secretaría de Energía estima que las importaciones de gas natural crecerán 92.6% de 2006 a 2016, registrando un volumen de 1,962 mmPCD, de los cuales 1,500 mmPCD provendrán de contratos de GNL en tres terminales de regasificación que se contemplan en el periodo de análisis.

El cálculo de ahorro de gas natural como consecuencia de implementar proyectos de cogeneración en el **escenario máximo, significaría una reducción de importación de este energético de 556 mmPCD para la industria y una sustitución de gas natural en PEMEX de 890 mmPCD. Esto daría un total de 1,446 mmPCD, lo que significaría un 74% de las importaciones proyectadas.**

El cálculo realizado arroja adicionalmente un ahorro de 593 miles de m³ de combustóleo por año en el sector azucarero.

Con las estimaciones anteriores y considerando las relaciones de emisión de CO₂ por tipo de combustible, se estimó que con el desarrollo de la cogeneración bajo el escenario planteado, se **tendrá una reducción de emisiones equivalente a 11,992 miles de toneladas de CO₂ anuales.**

Beneficios para el SEN

Inversiones: El desarrollo de la Cogeneración en el “escenario medio”, evitará instalar capacidad de nuevas plantas de generación en el SEN por 5,872 MW. Esto permitirá mayor margen de planeación del sector eléctrico.

Adicionalmente esta reducción de capacidad producirá un ahorro de generación en el SEN de 38,629 GWh /año.

Reducción de pérdidas de transmisión y distribución: La cogeneración además de ahorrar energía primaria reduce las pérdidas en transmisión y distribución porque las plantas de cogeneración quedan localizadas en los centros de consumo.

En la generación eléctrica convencional, las plantas se localizan lejos de los centros de consumo con las consecuentes pérdidas de transmisión y distribución.

La Secretaría de Energía en su publicación de indicadores del Sector Eléctrico Nacional (con datos integrados de CFE a marzo de 2008), indica que se tienen pérdidas de transmisión y distribución del 18.2%.

Con este indicador y con la reducción de energía que se dejaría de transmitir por el SEN se calcula para el “escenario medio”, un ahorro adicional del SEN de **4,743 GWh por año**.

Beneficios asociados a la generación distribuida

La experiencia internacional ha demostrado que al contar con generación distribuidas, como es el caso de los proyectos de cogeneración se obtiene:

- Una mejora en la capacidad para mantener operando en sincronismo las unidades generadoras, inmediatamente después de una contingencia crítica de generación o transmisión, por lo que estos proyectos facilitarían el apoyo durante emergencias e incrementarían la confiabilidad de la operación.
- Se mejora la posibilidad de mantener el voltaje y la frecuencia dentro de los rangos aceptables, con el correspondiente aseguramiento de la calidad del servicio.
- Igual, o mejor, confiabilidad por la reducción del riesgo esperado en el suministro de la energía, imposible de ofrecer si existen posibles fallas de los elementos del sistema.

Beneficios asociados a nuevas inversiones y creación de empleo

El estudio concluye que la inversión que ocurriría en el “escenario medio” de desarrollo de la cogeneración ascendería a unos **11,256 millones de USD**.

De esta inversión se tendrá una inversión extranjera directa cercana a los 7,000 millones de USD, una derrama en materiales, construcción e ingeniería nacional cercana a los 4,000 millones de USD y la creación de empleos con un estimado de cerca de 12,000 plazas en ingeniería nacional y de 100,000 plazas en la construcción.

Beneficios para las empresas que operen con sistemas de cogeneración

Adicionalmente, existen beneficios tangibles para las empresas que operen con sistemas de cogeneración, tales como:

- Mayor eficiencia y confiabilidad de la energía utilizada en sus procesos.
- Disminución de la factura energética (electricidad y combustible).
- Mejor calidad de la energía utilizada.
- Incremento de competitividad por reducción de costos de producción.

1 Introducción

El presente documento tiene el objetivo de proponer acciones para el fomento de la cogeneración en México, dentro de las estrategias y líneas de acción establecidas en el Plan Nacional de Desarrollo y del Programa Sectorial de Energía 2007-2012, que definen las bases para lograr en el corto plazo el desarrollo efectivo de la cogeneración.

En la actualidad, la generación de bienes y servicios en nuestro país se basa, fundamentalmente, en el consumo de combustibles fósiles no renovables, como el petróleo, el gas natural y el carbón mineral. Es por ello que la Secretaría de Energía (Sener), está comprometida en el desarrollo de una política energética integral que haga especial énfasis en los programas de eficiencia energética a nivel nacional y, a la vez, promueva la diversificación y la utilización de energías alternas y renovables.

Actualmente, las tecnologías empleadas en los sistemas de cogeneración permiten alcanzar los mayores índices de ahorro de combustible y emisiones evitadas.

En la mayor parte de las empresas del sector industrial, las energías térmica y eléctrica son insumos indispensables. Cuando estas dos formas de energía se requieren de manera conjunta en una instalación, se presenta la oportunidad de implantar sistemas de cogeneración, lo cual conlleva, de manera simultánea, una mayor eficiencia en el uso de combustibles fósiles y menor generación de emisiones contaminantes por unidad de energía útil.

Este documento ha sido posible gracias a un esfuerzo conjunto de la propia Secretaría de Energía (SENER), la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE), con el apoyo de la Agencia Alemana de Cooperación Técnica (GTZ, por sus siglas en alemán) y de otras instituciones públicas. En particular, deseamos expresar nuestro reconocimiento a Petróleos Mexicanos (PEMEX) y a sus distribuidores de combustible, así como a la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (Semarnat), Comisión Federal de Electricidad (CFE), así como a las diferentes asociaciones industriales participantes, por su valiosa contribución.

1.1. Antecedentes

En México las reformas realizadas a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) en el año 1992, abrieron las puertas a la modalidad de cogeneración. En esta época ya existían plantas operando con esquemas de cogeneración con permisos denominados “usos propios continuos” con capacidad de 550 MW operando³. Desde entonces la capacidad de cogeneración en el país ha aumentado sólo paulatinamente, pese a los esfuerzos de promoción y difusión realizados por la SENER a través de la CONUEE y otros organismos. En la actualidad la capacidad instalada es de 3,300 MW, de acuerdo con los permisos autorizados por la CRE a la fecha.

El impulso a la cogeneración representa una de las mayores oportunidades para reducir el consumo de energía en las empresas y las emisiones de gases de efecto invernadero. El mayor potencial de cogeneración se presenta en las instalaciones de Pemex y en otras grandes industrias con un patrón de alto consumo de energía, que utilizan calor en sus procesos.

³ Considerando solamente los ingenios, la industria textil y la del cartón y papel.

Asimismo, existe un potencial relevante en sistemas de menor escala para pequeñas y medianas industrias e instalaciones comerciales y de servicios.

En un primer estudio realizado por la CONUEE en 1995 y complementado en 1997, el potencial teórico de cogeneración se estimó en 8,369 MW para el escenario bajo y en 15,698 MW para el escenario alto, en instalaciones y procesos de Pemex, grandes industrias y de los sectores comercial y de servicios, considerados respectivamente.

A pesar de que por lo general la cogeneración tiene una alta viabilidad económica, diversos factores han impedido internalizar plenamente sus ventajas. Son varios los obstáculos y limitantes que siguen frenando los proyectos de cogeneración, en demérito de su desarrollo, que ha sido menor del esperado.

Ante esta situación, se tomó la decisión de llevar a cabo la actualización del estimado de potencial de cogeneración a fin de suministrar insumos que permitan al Gobierno Federal establecer las estrategias para el fomento de la cogeneración en gran escala y a nivel nacional, considerando únicamente las empresas del sector industrial con demandas mayores a 1000 kW y susceptibles de aplicar cogeneración de tipo superior.

Para la estimación del potencial de cogeneración, fueron considerados los sectores industriales, los ingenios azucareros y Pemex, sin incluir los sectores comercial y de servicios, ni los sectores con cogeneración tipo inferior, esto es con procesos optimizados en la industria del cemento, del acero, del vidrio, cerámica, siderúrgica y minero-metalúrgica, cuyos datos se pueden consultar en el capítulo tres. Al efecto, se tomaron en cuenta los factores de planta promedio en cada caso.

El trabajo se basó, además, en la demanda eléctrica de aproximadamente 5,000 empresas; cuyos datos de consumo para el año 2007, fueron proporcionados por CFE.

1.2. Alcance

El estudio está enfocado a la elaboración de una propuesta nacional para el fomento a la cogeneración en México; para ello, se desarrollaron los siguientes temas:

- Situación actual de la cogeneración en México
- Actualización del potencial de cogeneración
- Evaluación de beneficios del desarrollo de la cogeneración
- Experiencias internacionales en la promoción de la cogeneración
- Identificación de las principales barreras
- Identificación de sectores focales
- Estrategia Integral para el fomento de la cogeneración en México

1.3. Metodología

La CONUEE generó una base informativa con los datos proporcionados por Pemex y CFE del consumo energético de 5,000 empresas, con la cual se elaboró un listado de acuerdo a las siguientes consideraciones:

- Empresas con una demanda mayor o igual a 1,000 kW
- Factor de carga mayor al 50%

La siguiente tabla, muestra la clasificación de las empresas del sector industrial, con sus respectivas demandas de consumo en kWh/año, durante 2007.

Sector industrial	Consumo kWh/año	%	Número de empresas
Alimenticio			
Aceite comestible	225,818,218	1.93	9
Bebidas y refrescos	750,387,669	6.41	44
Botanas y dulces	170,399,402	1.46	10
Cereales	73,138,734	0.63	4
Cerveza y malta	220,168,607	1.88	9
Conservas y jugos	198,014,988	1.69	14
Destilería	17,813,823	0.15	2
Lácteos	485,487,966	4.15	24
Otros alimentos	959,484,001	8.20	58
Panificación	166,866,733	1.43	14
Subtotal 1	3,267,580,141	27.92	188
Gran Industria			
Automotriz	1,131,268,388	9.67	14
Cartón y papel	886,037,402	7.57	32
Celulosa y papel	1,352,445,517	11.56	12
Farmacéutica	251,140,251	2.15	17
Fibras sintéticas	231,096,873	1.97	5
Llanteras	144,153,498	1.23	5
Químicas y otras	3,001,375,076	25.65	79
Textil	1,436,406,003	12.28	68
Subtotal 2	8,433,923,008	72.08	232
Total	11,701,503,149	100.00	420

Estas empresas pertenecientes al sector industrial, se agruparon en dos conjuntos, la alimenticia y la gran industria, y se clasificaron en 18 sectores considerando:

- Demanda térmica y eléctrica simultánea
- Cogeneración superior e inferior
- Disponibilidad de gas

Con esta información se generó una “lista base” y una “lista maestra eléctrica industrial”. A esta última se le agregaron los datos obtenidos de los consumos de combustibles de Pemex, con lo cual se elaboró una “lista maestra industrial sectorial”. Para ello, se realizó una selección de empresas de acuerdo con su respectivo factor de carga y se procedió a la aplicación del modelo de evaluación, a fin de calcular sectorialmente el potencial de cogeneración, bajo cuatro escenarios del desarrollo posible de esta tecnología y considerando para cada caso que no se presentarían restricciones de tipo legal y regulatorio, ni incentivos económicos o financieros o por políticas empresariales. Los escenarios consideran la determinación del potencial como:

- **Sin excedentes al SEN**
 - Potencial teórico: todos los usuarios que cumplen con las restricciones del estudio
 - Potencial técnico factible: usuarios con un esquema de cogeneración con eficiencia mayor al 65%
 - Potencial económicamente factible: los usuarios que tienen una relación beneficio costo mayor a 1.2
- **Con excedentes al SEN**
 - Potencial máximo factible: satisfacer la máxima demanda térmica y suministrar los excedentes a la red eléctrica, sin restricciones

Para el caso del potencial de Pemex se considera que es uno de los principales consumidores de energías eléctrica y térmica del país; contando con una capacidad instalada de generación de energía eléctrica de 2,143 MW, equivalente a cerca de 4% de la capacidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

La información proporcionada por Pemex, contempla el desarrollo del potencial de cogeneración en dos etapas, con los siguientes objetivos principales:

Abastecimiento en PEMEX	<ul style="list-style-type: none"> o Autoabastecimiento o Incrementar la eficiencia global de PEMEX o Sustituir equipos ineficiente o Proyecto de cogeneración CPG Nuevo Pemex (3000 MW) 	Mediano plazo (2012)
Apoyo al SEN	<ul style="list-style-type: none"> o Desarrollo del resto del potencial de cogeneración en coordinación con CFE o Incorporación de excedentes al SEN 	Mediano y largo plazo (2012 +)

La siguiente tabla muestra el resumen de los resultados de la evaluación del potencial, considerando los cuatro escenarios de desarrollo posibles.

Potencial total nacional de cogeneración

Sector	Máximo teórico (MW)	Técnicamente factible (MW)	Económicamente factible⁴ (MW)	Potencial máximo con excedentes en la industria⁵ (MW)
Industrial	2,630	2,286	1,989	6,085
Azucarero	979	979	979	979
PEMEX	3,100	3,100	3,100	3,100
TOTAL	6,710	6,365	6,069	10,164

⁴ El potencial económicamente factible de la industria, está considerado sin excedentes.

⁵ El potencial máximo de la industria considera los sectores con excedentes.

2 Situación de la cogeneración en México

2.1 Conceptos principales de la cogeneración

La cogeneración se define como **la producción secuencial de energía eléctrica y/o mecánica y de energía térmica aprovechable en los procesos industriales y comerciales a partir de una misma fuente de energía primaria**. La cogeneración es, hoy, la alternativa más eficiente de conversión de la energía primaria a energía útil, por lo que resulta **una de las mejores opciones de conservación de energía orientada a lograr un desarrollo sustentable**.⁶

Los equipos y configuraciones más empleados para la cogeneración son:

- con turbina de vapor,
- con turbina de gas,
- con motor recíprocante, y
- en ciclo combinado con turbina de gas y turbina de vapor, o con motor y turbina de vapor.

2.1.1 Clasificación de los sistemas de cogeneración

De acuerdo con el orden de producción de electricidad y energía térmica, los sistemas de cogeneración pueden clasificarse en:

- Sistemas superiores
- Sistemas inferiores

En los **sistemas superiores**, la generación de energía eléctrica constituye el producto primario de la combustión del combustible. El calor residual existente en los gases de escape se aprovecha en el proceso productivo (por ejemplo, en una turbina de gas, o el vapor de extracción o escape en el caso de una turbina de vapor). Estos sistemas se utilizan ampliamente en diversos procesos industriales, tales como los utilizados en la industria de la celulosa y papel, química, textil, cervecera, azucarera, agroindustria, alimentos, así como otras que requieren vapor o agua caliente para realizar tales procesos.

⁶ Para la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) de México, se considera cogeneración a cualquiera de los siguientes casos:

- 1) La generación de energía eléctrica producida conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, o ambos.
- 2) Cuando la energía térmica no aprovechada en los procesos se utilice para la producción directa o indirecta de energía eléctrica.
- 3) Cuando se utilicen combustibles producidos en sus procesos para la generación directa o indirecta de energía eléctrica.

Los sistemas inferiores, por otra parte, generan la electricidad a partir de la energía térmica no utilizada en los procesos industriales, como los gases calientes de escape de hornos o los gases combustibles. Estos sistemas tienen su principal aplicación en la industria del cemento, del acero, del vidrio y en algunas industrias petroquímicas y químicas.

La eficiencia de la conversión de energía primaria a energía útil es siempre mayor con la cogeneración que con los sistemas convencionales, como se muestra en la tabla siguiente:

Tabla 1: Eficiencias típicas comparativas de generación y cogeneración

Tecnología	Planta convencional (%)	Cogeneración (%)
Turbina de vapor ⁷	7 - 38	60 - 80
Turbina de gas ⁸	25 - 42	65 - 87
Ciclo combinado ⁹	35 - 55	73 - 90
Motor – generador ¹⁰	25 - 45	65 - 92
Microturbinas ¹¹	15 - 30	60 - 85
Celdas de combustible ¹²	37 - 50	85 - 90

Fuente: Energy and Ozone Action Unit Fact Sheet, Division of Technology, Industry and Economics, June 2004.
Análisis del consultor con referencias de CFE.

La cogeneración proporciona entre 20 y 45 por ciento de ahorro de energía primaria únicamente por su eficiencia de conversión, además de reducir las pérdidas en transmisión y distribución de energía eléctrica, resultado de la fricción y el calor (efecto Joule) cuando se transmite desde la planta generadora hasta el consumidor. Esto no sucede con la cogeneración, ya que la energía eléctrica se genera en el sitio que se requiere.

La siguiente figura muestra una comparación del aprovechamiento de la energía de los combustibles para generar energía eléctrica y vapor, entre la cogeneración y el arreglo convencional separado (planta generadora de energía eléctrica y calderas). Como se puede observar, para un análisis de 100 unidades de energía eléctrica y 160 unidades de energía térmicas útiles para la industria (vapor o agua caliente), mediante la cogeneración se obtiene una mayor eficiencia y se eliminan las pérdidas de transmisión y distribución.

⁷ Plantas de vapor de CFE.

⁸ Plantas para proporcionar energía en horas punta.

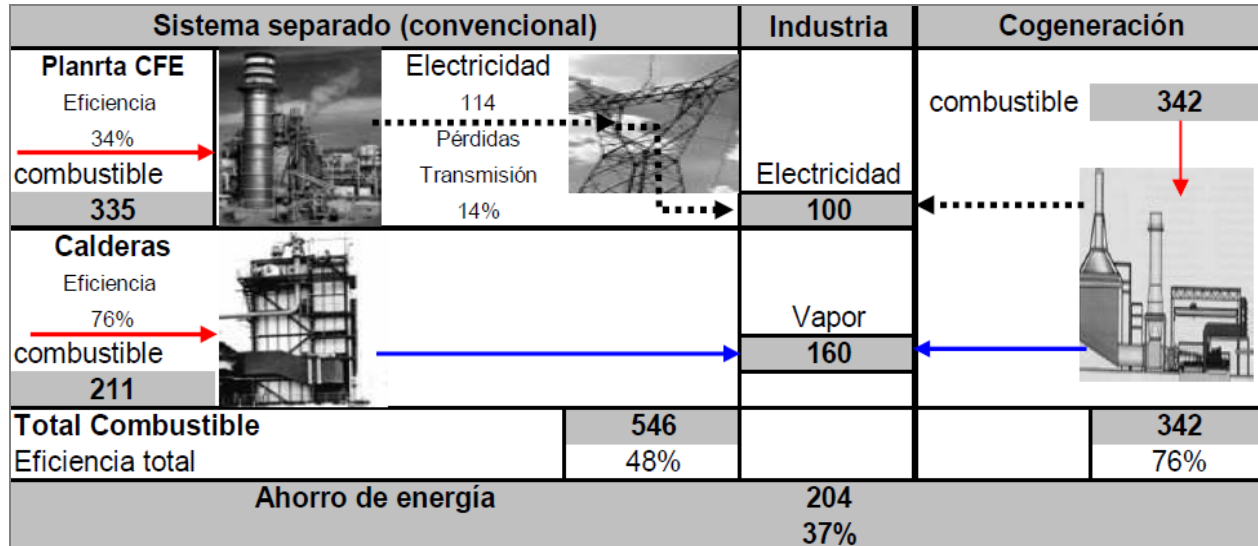
⁹ Plantas que CFE ha seleccionado para productores independientes.

¹⁰ Plantas similares a las que operan en Baja California Sur.

¹¹ Turbinas de gas que se emplean en otros países para “generación distribuida”.

¹² Tecnología madura que se aplica en otros países.

Figura 1: Comparación entre generación convencional y cogeneración



Fuente: Análisis del consultor

2.1.2 Características principales de la cogeneración

La cogeneración se diseña para satisfacer los requerimientos de energía de los procesos industriales; por ello, debe ser:

- Adecuada para los requerimientos del proceso productivo del usuario.
- Flexible para variaciones estacionales y horarias.
- Con alto grado de confiabilidad y disponibilidad.
- Con nivel de inversión competitiva.
- Que genere ahorros económicos sustantivos en comparación con las condiciones actuales, para que éstos permitan pagar la inversión y su financiamiento.

2.1.3 Alternativas para el diseño de la cogeneración

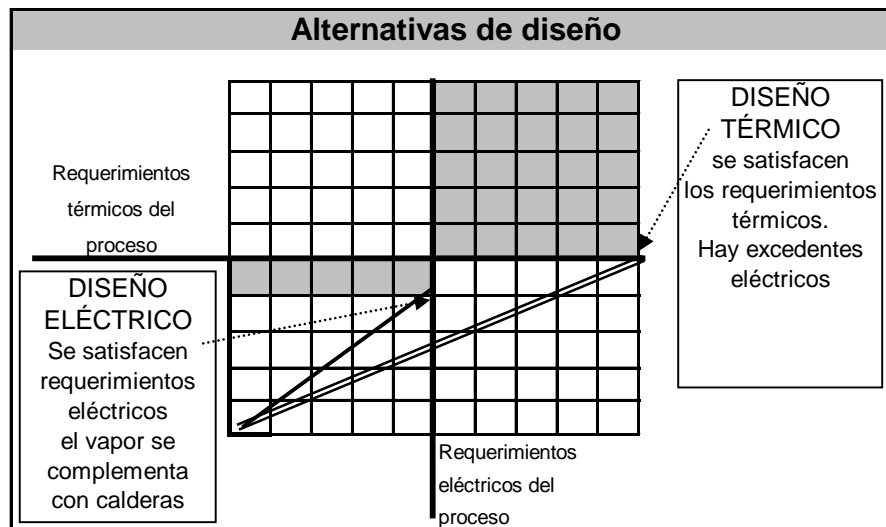
Cada empresa tiene requerimientos térmicos y eléctricos específicos. Al efectuar el diseño de la cogeneración se seleccionan los equipos eléctricos y térmicos más apropiados para satisfacer dichos requerimientos del proceso, con un enfoque de diseño eléctrico o térmico.

En el diseño eléctrico se configura el sistema **para satisfacer los requerimientos eléctricos**. En la mayoría de los procesos con relaciones térmicas/eléctricas (RTE) mayores a 1.2, no es posible que la cogeneración suministre el vapor total requerido, por lo que deben complementarse con las calderas existentes.

En el diseño térmico, el sistema se configura **para satisfacer los requerimientos térmicos**; en configuraciones de turbina de gas, normalmente existe la posibilidad de contar con excedentes eléctricos. Al configurar el sistema para cubrir la totalidad de la demanda térmica, normalmente se obtendrán excedentes eléctricos, los cuales podrán entregarse a establecimientos asociados al permiso de cogeneración o al SEN.

La maximización de la eficiencia global se logra al configurar el sistema para minimizar el uso de energía primaria, según se puede ver en la figura siguiente:

Figura 2: Alternativas de diseño para la cogeneración



Fuente: Análisis del consultor

2.2 Marco institucional, legal y regulatorio aplicable a la cogeneración

2.2.1 Marco institucional

La Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE)

La Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE), es un órgano administrativo desconcentrado de la Secretaría de Energía, que goza de autonomía técnica y operativa, con la siguiente misión: Promover la Eficiencia Energética y constituirse como órgano de carácter técnico en materia de Aprovechamiento Sustentable de la Energía.

Entre sus funciones, la CONUEE cuenta con un área dedicada a promover la Cogeneración, que busca identificar la posibilidad de introducir ahorros de energía en las industrias con potencial de cogeneración, por lo que ha realizado una intensa labor de información y promoción en múltiples foros y seminarios regionales, nacionales e internacionales. Proporciona asesoría para el desarrollo de estos proyectos e integra a la Subcomisión para Promover Proyectos de Cogeneración, que cuenta con 89 miembros del sector público, desarrolladores, sector privado, sector educativo y fabricantes.

La Secretaría de Energía, a través de la CONUEE, expide las Normas Oficiales Mexicanas (NOM's) de eficiencia energética, las cuales son elaboradas por el Comité Consultivo Nacional de Normalización para la Preservación y Uso Racional de los Recursos Energéticos (CCNNPURRE), en colaboración y con el consenso de los sectores público, privado, social, y de investigación y desarrollo tecnológico.

La Comisión Reguladora de Energía (CRE)

El 4 de octubre de 1993 se creó la Comisión Reguladora de Energía (CRE) como un órgano administrativo desconcentrado de la Secretaría de Energía; inició sus funciones, como tal, el 3 de enero de 1994.

Las funciones de regulación se asignaron a la CRE a través de la expedición, en 1995, de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía. Esta Ley transformó a la CRE, de ser un órgano consultivo en materia de electricidad, como lo estableció su decreto de creación en 1993, a uno desconcentrado de la Secretaría de Energía, con autonomía técnica y operativa, encargado de la regulación de gas natural y energía eléctrica en México. La Ley determina las actividades del sector público y privado que se encuentran sujetas a regulación. Las actividades reguladas definidas en la Ley de la CRE son las siguientes:

- El suministro y venta de energía eléctrica a los usuarios del servicio público.
- La generación, exportación e importación de energía que realicen los particulares.
- La adquisición de energía eléctrica para el servicio público.
- Los servicios de conducción, transformación y entrega de energía entre entidades que tienen a su cargo el servicio público, así como entre éstas y los titulares, de permisos para la generación, exportación e importación de energía eléctrica.
- Las ventas de primera mano de gas natural y gas licuado de petróleo.
- El transporte y almacenamiento de gas natural que no estén relacionados con la explotación, producción o procesamiento.
- La distribución de gas natural.
- El transporte y distribución de gas licuado de petróleo mediante ductos.

La CRE, entre otras, tiene las siguientes atribuciones en materia eléctrica:

- Participar en la determinación de las tarifas para el suministro y venta de energía eléctrica.
- Aprobar los criterios y las bases para determinar el monto de las aportaciones de los gobiernos de las entidades federativas, ayuntamientos y beneficiarios del servicio público de energía eléctrica, para la realización de obras específicas, ampliaciones o modificaciones de las existentes, solicitadas por aquellos para el suministro de energía eléctrica.
- Verificar que en la prestación del servicio público de energía eléctrica, se adquiera aquella que resulte de menor costo para las entidades que tengan a su cargo la prestación del servicio público y ofrezca, además, óptima estabilidad, calidad y seguridad para el sistema eléctrico nacional.
- Aprobar las metodologías para el cálculo de las contraprestaciones por adquisición de energía eléctrica que se destine al servicio público.
- Aprobar las metodologías para el cálculo de las contraprestaciones por los servicios de conducción, transformación y entrega de energía eléctrica.
- Otorgar y revocar los permisos y autorizaciones que, conforme a las disposiciones legales aplicables, se requieran para la realización de actividades reguladas.

- Aprobar y expedir modelos de convenios y contratos de adhesión para la realización de las actividades reguladas.
- Ordenar visitas de verificación, requerir la presentación de información y citar a comparecer a las personas que realicen actividades reguladas, a fin de supervisar y vigilar, en el ámbito de su competencia, el cumplimiento de las disposiciones jurídicas aplicables a las actividades reguladas.
- Cabe mencionar que el 28 de noviembre de 2008 se publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF), la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE), donde se le confieren a la CRE atribuciones con la finalidad de regular la generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovable, así como de sistemas de cogeneración. De igual forma, en el Reglamento de la LAERFTE (publicado el 2 de septiembre de 2009 en el DOF) se menciona que la cogeneración eficiente es la generación de energía eléctrica, conforme a lo establecido en la fracción II del artículo 36 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, siempre que el proceso tenga una eficiencia superior a la mínima que establezca la CRE.

Comisión Federal de Electricidad (CFE)

Para dar respuesta a situaciones que no permitían el desarrollo económico del país, el gobierno federal decidió crear, el 14 de agosto de 1937, la Comisión Federal de Electricidad, que en una primera etapa se dio a la tarea de construir plantas generadoras para satisfacer la demanda, sobre todo con alumbrado público y para casas habitación.

La CFE tiene como misión:

- Asegurar, dentro de un marco de competencia y actualizado tecnológicamente, el servicio de energía eléctrica, en condiciones de cantidad, calidad y precio, con la adecuada diversificación de fuentes de energía.
- Optimizar la utilización de su infraestructura física, comercial y de recursos humanos.
- Proporcionar una atención de excelencia a sus clientes.
- Proteger el medio ambiente, promover el desarrollo social y respetar los valores de las poblaciones donde se ubican las obras de electrificación.

Al finalizar diciembre del año 2007, la CFE contaba con una capacidad instalada para servicio público de 49,855 MW; una red de transmisión en alta tensión de 48,566 Km.; 184,362 MVA en transformación y una red de distribución de 664,224 Km.

2.2.2 Marco legal y regulatorio

Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos

El Artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos establece: “Corresponde exclusivamente a la nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público. En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares y la nación aprovechará los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines.”

Ley del servicio público de energía eléctrica

El 23 de diciembre de 1992 se publicó en el Diario Oficial de la Federación el decreto que reforma, adiciona y deroga varias disposiciones de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica. Esta Ley fue modificada el 22 de diciembre de 1993. Entre los principales aspectos de la Ley en **relación con lo que no se considera servicio público para la generación de energía eléctrica**, se mencionan los siguientes:

- La producción independiente.
- El autoabastecimiento.
- **La cogeneración.**
- La pequeña producción.
- La generación de energía eléctrica destinada a la exportación.
- La utilización de energía eléctrica de importación.

La Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal, considerando los criterios y lineamientos de la Política Energética Nacional y oyendo la opinión de la Comisión Federal de Electricidad, otorgará con las condiciones indicadas en la LSPEE y su reglamento permisos de:

- **Producción independiente**, para la generación de energía eléctrica proveniente de una planta con capacidad mayor de 30 MW, destinada exclusivamente a su venta a la Comisión o a la exportación (Art. 108 del Reglamento de la LSPEE).
- **Autoabastecimiento**, para la utilización de energía eléctrica para fines de autoconsumo, siempre y cuando dicha energía provenga de plantas destinadas a la satisfacción de las necesidades del conjunto de los copropietarios o socios (Art. 101 del Reglamento de la LSPEE).
- **Cogeneración**, para generar energía eléctrica producida conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, o ambos, cuando la energía térmica no aprovechada en los procesos se utilice para la producción directa o indirecta de energía eléctrica o cuando se utilicen combustibles producidos en sus procesos para la generación directa o indirecta de energía eléctrica, y siempre que se trate, de cualesquiera de los casos indicados en la Ley. (Art. 36 de la LSPEE; Art. 103 del Reglamento de la LSPEE). La electricidad generada por la cogeneración deberá destinarse a la satisfacción de las necesidades de establecimientos asociados a la misma, siempre que se incrementen las eficiencias energética y económica de todo el proceso y que la primera sea mayor que la obtenida en plantas de generación convencionales. El permisionario puede no ser el operador de los procesos que den lugar a la cogeneración. El solicitante se obligará a poner sus excedentes de producción de energía eléctrica a la disposición de la Comisión Federal de Electricidad, en los términos del Artículo 36-Bis.
- **Pequeña producción**, para la generación de energía eléctrica destinada a: I. La venta a la Comisión de la totalidad de la electricidad generada, en cuyo caso los proyectos no podrán tener una capacidad total mayor de 30 MW en un área determinada por la Secretaría; II. El autoabastecimiento de pequeñas comunidades rurales o áreas aisladas que carezcan del servicio de energía eléctrica, en cuyo caso los proyectos no podrán exceder de 1 MW, y III. La exportación, dentro del límite máximo de 30 MW (Art. 111 del Reglamento de la LSPEE).

- **Generación de energía eléctrica destinada a la exportación**, para la generación de energía eléctrica para destinarse a la exportación, a través de proyectos de cogeneración, producción independiente y pequeña producción (Art. 116 del Reglamento de la LSPEE).
- **Utilización de energía eléctrica de importación**, para adquirir energía eléctrica proveniente de plantas generadoras establecidas en el extranjero mediante actos jurídicos celebrados directamente entre el abastecedor de la electricidad y el consumidor de la misma (Art. 120 del Reglamento de la LSPEE).

Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica

El 31 de marzo de 1993 se publicó en el Diario Oficial de La Federación el Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, el cual fue modificado en mayo de 1993 y julio de 1997. Entre los aspectos relevantes del Reglamento de la LSPEE, relacionados con la cogeneración, es importante mencionar los siguientes:

- Se define la cogeneración con mayor detalle (Arts. 103 y 106) y se establecen requisitos especiales adicionales a las de los autoabastecedores (Arts. 104 y 105).
- Se definen, entre otros conceptos, la despachabilidad, el despacho de carga y el costo total de corto plazo.
- Se establece la posibilidad de transmisión en la red del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de los permisionarios (Arts. 73 y 154 al 158).
- Se establece la posibilidad de venta de energía eléctrica al SEN (Art. 72) y se prohíbe vender o revender energía eléctrica a terceros (Art. 90).
- Se indica que la entrega de energía eléctrica al SEN, con un máximo de 20 MW, se sujetará a las reglas de despacho (Arts. 135 y 147 al 152).
- Se establece que CFE y LFC proporcionarán capacidad de respaldo.

Modificación a Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el ramo del petróleo

Con el objeto de permitir a PEMEX la posibilidad de desarrollar proyectos de cogeneración con tecnología de punta, que satisfagan sus requerimientos de energía térmica (vapor), el 29 de abril de 2004, las comisiones unidas de Energía y de Gobernación y la Cámara de Diputados dictaminaron un decreto por el que se adicionó un párrafo al artículo 6o. de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, el cual reforma el cuarto párrafo del artículo tercero de la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, para quedar como sigue:

Petróleos Mexicanos, los organismos subsidiarios y sus empresas podrán cogenerar energía eléctrica y vender sus excedentes a Comisión Federal de Electricidad, mediante convenios con las entidades mencionadas. En el Proyecto de Presupuesto de Egresos de la Federación, se someterán a discusión, análisis, aprobación y modificación de la Cámara de Diputados los recursos destinados a los proyectos de cogeneración de electricidad que Petróleos Mexicanos, los organismos subsidiarios y sus empresas propongan ejecutar, los recursos y esquemas de inversión pública con los que se pretendan llevar a cabo dichas obras, así como la adquisición de los excedentes por parte de las entidades.

Instrumentos regulatorios para fuentes firmes.

Desde sus orígenes, la Comisión Reguladora de Energía, ha diseñado y aprobado diversos instrumentos de regulación en materia de energía eléctrica, los cuales se han modificado conforme las necesidades requeridas para el desarrollo del sector eléctrico de México.

Entre los instrumentos regulatorios para fuentes firmes de generación se encuentran:

- Metodología para la Determinación de los Cargos por Servicio de Transmisión, que tiene por objetivo establecer el procedimiento que debe seguir el suministrador para el cálculo de los cargos correspondientes a las solicitudes de porteo de los permisionarios en las distintas tensiones. Esta metodología permite enviar a los permisionarios una clara señal económica para incentivar una ubicación de la fuente de energía que favorezca al Sistema Eléctrico Nacional al reducir sus pérdidas.
- Contrato de Interconexión, que establece detalladamente los términos y condiciones que rigen los servicios entre los permisionarios y el suministrador (CFE), buscando asegurar que los pagos que se realizan entre ellos reflejen los costos en que se incurren.
- Convenio de compraventa de excedentes, establece las declaraciones y cláusulas necesarias, y detalla los procedimientos a seguir para la venta de excedentes de energía eléctrica de los permisionarios al suministrador.
- Contrato de Servicio de Respaldo, se realiza entre el permisionario y el suministrador con el objetivo de que este último respalde la central de generación de energía eléctrica en caso de falla, mantenimiento, o ambos, para que los consumidores de la energía eléctrica no se vean afectados por falta de suministro.
- Metodología para la Determinación de los Cargos por Servicios Conexos, La conexión a la red por parte de los permisionarios implica que éstos reciban diferentes servicios por parte del suministrador (como regulación de frecuencia y voltaje, entre otros). Con objeto de retribuir por estos servicios, la metodología establece el procedimiento para determinar la contraprestación correspondiente, la cual está basada en el cargo autorizado para la demanda reservada en el caso del respaldo para falla.
- Convenio de Servicio de Transmisión, establece las bases, procedimientos, términos y condiciones para que el suministrador transporte la electricidad desde la fuente de energía eléctrica del permisionario hasta su centro de consumo. Estos convenios contienen anexos con la finalidad de establecer los procedimientos y parámetros de cálculo para determinar los pagos que deberá realizar el permisionario al suministrador.
- Metodología para la Determinación del Costo Total de Corto Plazo (CTCP), esta metodología debe utilizarse para el pago por la energía excedente que los permisionarios entregan a los suministradores. El CTCP se constituye por la suma de los costos variables de generación y los costos variables de transmisión.

2.3 Capacidad instalada y última estimación del potencial de cogeneración

2.3.1 Estudios realizados por la CONUEE

Entre 1992 y 1995, la CONUEE efectuó una serie de estudios, reuniones con empresas y cámaras industriales, y se hicieron eventos tipo seminario y dos jornadas internacionales para promover la cogeneración.

En 1992-1993 se obtuvo una muestra de 1,600 empresas y se desarrolló un primer estudio del potencial de cogeneración en México. **El potencial factible de cogeneración en México se estimó del orden de los 5,500 MW**, a ser desarrollado entre 10 y 15 años, dependiendo de las facilidades e incentivos que se otorgaran y la motivación de los empresarios para hacerlo.

La metodología empleada por la CONUEE fue la siguiente:

- Se determinó el potencial de cogeneración en la industria con base en el consumo anual de combustibles, durante 1993, de 749 empresas industriales consumidoras de gas natural y 901 consumidoras de combustóleo.
- Se consideró el factor de producción de vapor con respecto al total de combustible empleado.
- Se eliminaron del estudio los sectores de configuraciones “tipo inferior”.
- Se consideró factible que se podría desarrollar un 65% del total.

Revisión del potencial de cogeneración en 1995

Tomando principalmente esas bases de datos y adicionando cien empresas y con otra metodología, **en 1995 la CONUEE revisó el potencial de cogeneración máximo, con un estimado de 14,229 MW, y uno mínimo de 7,586 MW.**

La metodología empleada por la CONUEE en esa oportunidad fue la siguiente:

- La determinación del potencial de cogeneración en la industria se basó en el consumo anual de combustibles, durante 1993, de gas natural y combustóleo, de aproximadamente 1,700 empresas industriales.
- El estimado del potencial de cogeneración en las instalaciones de petroquímica de PEMEX, así como el correspondiente al sector comercial, se basó en el consumo energético reportado en el Balance Nacional de Energía de 1993.
- El potencial de cogeneración se realizó a partir de la consideración de que la energía térmica, en forma de combustibles, requerida en los procesos de los sectores industrial, comercial y de PEMEX, alimentaba a un sistema de cogeneración. En éste se generaban la energía eléctrica y térmica utilizada en los procesos de los sectores considerados.
- Cuando la energía térmica generada era menor a la requerida por los diferentes procesos considerados, se hacía necesario suministrar la diferencia mediante un sistema de postcombustión (el cual se podía incorporar al sistema de cogeneración) o a través de

los equipos de conversión de energía térmica (calderas) ya instalados en cada uno de los sectores considerados. La energía eléctrica, sobrante o faltante, se vendería a la red de CFE o se compraría de ésta, según el caso.

Tabla 2: Potencial de cogeneración en 1995

Sector	Mínimo (MWe)	Máximo (MWe)
Alimenticio	755	1,416
Automotriz y cementero	677	1,269
Químico	1,036	1,943
Celulosa y papel	712	1,335
Manufacturero y hulero	555	1,040
Pemex	1,613	3,026
Minero	320	600
Comercial	773	1,453
Siderúrgico, textil y vidriero	1,145	2,147
TOTAL	7,586	14,229

Fuente: CONUEE, 1995

La CONUEE indicó en su estudio que el desarrollo del potencial nacional de cogeneración en México depende de varios factores, entre los que se encuentran el marco regulatorio, la disponibilidad de capital, los costos de inversión, los precios de la electricidad y los precios de los combustibles, entre otros, **y que era factible desarrollar, entre 1996 y 2006, de 3,507 a 6,578 MW**, como se muestra en la tabla siguiente:

Tabla 3: Estimación del desarrollo de la cogeneración de 1996 a 2006

Sector	Mínimo (MWe)	Máximo (MWe)
Industrial	2,404	4,507
Pemex	746	1,399
Comercial	357	672
TOTAL	3,507	6,578

Fuente: CONUEE, 1995

Revisión del potencial de cogeneración en 1997

En julio de 1997, la CONUEE revisó, con la metodología de 1995, su estimado del potencial nacional de cogeneración, **resultando para este nuevo estudio un potencial mínimo de 8,372 MW y un máximo de 15,698 MW**. Lo anterior se ilustra en la siguiente tabla:

Tabla 4: Potencial de cogeneración, estudio de 1997

Sector		Con combustible adicional (MW)	Sin combustible adicional (MW)	Promedio (MW)	(%)	Número de empresas
Industrial	Químico	1,037	1,943	1,490	12	213
	Alimenticio	755	1,416	1,086	9	426
	Siderúrgico	740	1,388	1,064	9	83
	Celulosa y papel	712	1,335	1,024	9	109
	Cementero	629	1,179	904	8	124
	Manufacturero	455	853	654	5	420
	Vidrio	335	628	482	4	108
	Minero	320	600	460	4	68
	Hulero	100	188	144	1	16
	Textil	69	130	100	1	95
	Automotriz	48	90	69	1	38
		5,200	9,750	7,475		
Pemex	Petroquímica	1,613	3,026	2,320	19	
	Refinación ¹³	786	1,469	1,126	9	
		2,399	4,495	3,446	29	
Comercial		773	1,453	1,113	9	
	TOTAL	8,372	15,698	12,034	100	

Fuente: CONUEE, 1997

¹³ Anexado en 1997, aplicando la misma metodología de 1995

El estudio consideró que, al eliminar de este estimado los sectores que no emplean vapor o tienen un consumo mínimo, como ocurre en los sectores siderúrgico, cementero, manufacturero, del vidrio, minero y automotriz, el **potencial de cogeneración para el sector industrial quedaría en un mínimo de 3,128 MW y un máximo de 5,865 MW.**

2.3.2 Evolución de la capacidad instalada en permisionarios de cogeneración

Situación de permisionarios de cogeneración antes de las modificaciones a la LSPEE

Hasta 1992 no había distinciones entre los productores privados de energía eléctrica. Desde los años cuarenta del siglo pasado existían cogeneradores en los sectores textil, de celulosa y papel, cerveza y en el sector azucarero. A fines de 1992 se contaba con un registro de 236 permisos para autoabastecimiento industrial, con potencia nominal de cerca de 3,000 MW, y factores de planta operativa menores al 5%.

Tabla 5: Permisionarios antes de 1992

Tipo de configuración	Número	(MW)
Hidroelectricidad	74	76
Motor de combustión interna	26	52
Turbinas de gas	16	676
Turbinas de vapor	119	2,112
Ciclo combinado	1	127
TOTAL	236	3,042

Fuente: SENER - Dirección General de Electricidad, 1992

Situación de permisionarios registrados con permiso de cogeneración después de las modificaciones a la LSPEE

La CRE realizó un proceso de regularización de todos los permisos otorgados anteriormente al 23 de diciembre de 1992, donde se cancelaron una serie de permisos y los vigentes se reclasificaron, como se indica en las siguientes tablas. De la regularización efectuada por la CRE, quedaron 53 empresas industriales con clasificación de **permisionarios registrados con permiso de cogeneración**, con una capacidad instalada de 521 MW, así como cuatro de PEMEX, con 514 MW, para una total de cogeneración nacional de 1,036 MW.

Tabla 6: Permisarios con permiso de cogeneración a diciembre de 1992

Tipo de configuración	(MW)	(GWh/ año)	Factor de planta
Combustión interna	26	36	0.16
Turbina de gas	179	517	0.33
Turbina de vapor	496	1,678	0.39
Turbina de gas y vapor	336	1,253	0.43
TOTAL	1,036	3,484	0.38

Fuente: CRE, 2008

En la clasificación de permisos de autoabastecimiento quedaron regularizadas 51 empresas con 800 MW. Entre ellas se encontraban 25 ingenios con 251 MW, que por definición de ley debían estar clasificados como operativos con procesos de cogeneración.

Tabla 7: Permisarios con procesos de cogeneración registrados como autoabastecimiento diciembre 1992

Sector industrial	(MW)	(GWh/ año)	Factor de planta
Ingenios azucareros	251	433	0.20
Sector celulosa y papel	20	63	0.36
Sector químico	31	223	0.81
Sector alimentos	15	46	0.35
TOTAL	317	764	0.27

Fuente: CRE, 2008

Los permisionarios que sumaban 1,036 MW se regularizaron, con la LSPEE, a fines de 2007; muchos caducaron o fueron cancelados, por lo que, **para esa fecha, quedaron únicamente 459 MW.**

Desarrollo de la cogeneración con la nueva legislación, entre los años 1993 - 2007

Entre 1996 y 2007 la capacidad adicional de cogeneración instalada en la industria, sin considerar a PEMEX, fue de 1,266 MW. En 1998 PEMEX regularizó sus permisos en las instalaciones de sus complejos petroquímicos de Cangrejera, Morelos y Pajaritos, así como del complejo procesador de gas de Cactus, que ya estaban funcionando antes de 1992. Fue hasta 2007, con la modificación del Artículo 27 Constitucional, que PEMEX instaló 15 proyectos con 1,064 MW adicionales.

Con lo anterior, la capacidad total de cogeneración instalada en México a fines de 2007 fue de 3,304 MW, que se integró con los 459 MW instalados antes de 1993 (regularizados por la CRE) y los 2,845 MW instalados de 1993 a 2007. De los 1,266 MW instalados por el sector industrial, los desarrollos importantes fueron realizados por grupos corporativos de la gran industria y por desarrolladores:

- Tractebel Energia de Monterrey, S. de R.L. de C.V.
- Enertek, S. A. de C.V.
- Procter & Gamble Manufactura, S. de R.L. de C.V.
- Piasa Cogeneración, S.A. de C.V.
- Compañía de Nitrógeno de Cantarell, S.A. de C.V.
- Se instalaron 124 MW en los sectores municipal, de turismo y de servicios.

Considerando lo anterior, la capacidad real instalada en la pequeña y mediana industrias fue únicamente de 273 MW en 27 proyectos. En la tabla siguiente se puede apreciar la reducida participación de la pequeña y mediana industrias, que con excepción del sector papero, solamente instalaron, en quince años, 166 MW en 19 sistemas, con un promedio de 8.7 MW por sistema.

Tabla 8: Desarrollo de proyectos de cogeneración, 1993 a 2007

Fecha	Industria		PEMEX		TOTAL	
	Anual	Acumulado	Anual	Acumulado	Anual	Acumulado
1993	-	-	-	-	-	-
1994	47	47	-	-	47	47
1995	44	90	-	-	44	90
1996	127	217	-	-	127	217
1997	-	217	-	-	-	217
1998	17	235	515	515	532	749
1999	505	740	-	515	505	1,255
2000	312	1,052	-	515	312	1,567
2001	12	1,064	-	515	12	1,579
2002	8	1,072	-	515	8	1,587
2003	28	1,100	-	515	28	1,615
2004	6	1,106	-	515	6	1,621
2005	93	1,199	-	515	93	1,714
2006	59	1,258	-	515	59	1,772
2007	9	1,266	1,064	1,579	1,072	2,845

Fuente: CRE, 2008

Tabla 9: Plantas de cogeneración hasta 2007, distribución sectorial

Sector	Empresas	(MW)	(GWh/ año)	Factor de planta
Alimentos	4	21	86	0.47
Farmacéutica	1	7	41	0.71
Minero	1	7	48	0.77
Papelero	8	107	654	0.70
Petroquímico	1	6	44	0.80
Químico	9	94	715	0.87
Textil	3	32	144	0.52
SUBTOTAL	27	273	1,731	0.72
Municipal	1	8	67	0.90
Turismo	1	115	849	0.85
Servicios	1	1	5	0.45
SUBTOTAL	3	124	920	0.86
Petrolero	1	361	2,454	0.78
Grupos corporativos	8	508	3,749	0.84
SUBTOTAL	9	869	6,202	0.81
TOTAL	39	1,266	8,853	0.80

Fuente: CRE, 2008; análisis del consultor

2.3.3 Relación de la capacidad instalada de cogeneración contra la capacidad total instalada en el sistema eléctrico

Un indicador importante considerado a nivel internacional es la relación de la capacidad instalada de cogeneración contra la capacidad instalada total en el sistema eléctrico. De la información obtenida de CFE y de la CRE se produjo la siguiente tabla:

Tabla 10: Comparación de la capacidad instalada en cogeneración contra capacidad del SEN

Año	Cogeneración				TOTAL	
	PEMEX	Otros	Total	Acumulado	SEN	Cogeneración (% del SEN)
1992	-	459	459	459	27,068	1.70
1993	-	-	-	459	29,194	1.57
1994	-	47	47	506	31,649	1.60
1995	-	44	44	549	33,037	1.66
1996	-	127	127	676	34,792	1.94
1997	-	-	-	676	34,185	1.94
1998	515	17	532	1,208	35,256	3.43
1999	-	505	505	1,714	35,666	4.80
2000	-	312	312	2,026	35,853	5.65
2001	-	12	12	2,038	37,691	5.41
2002	-	8	8	2,046	40,350	5.07
2003	-	28	28	2,074	43,727	4.74
2004	-	6	6	2,080	44,270	4.70
2005	-	93	93	2,173	46,534	4.67
2006	-	59	59	2,231	48,579	4.58
2007	1,064	9	1,072	3,304	49,855	6.63

Fuente: CRE, 2008; CFE, 2008; análisis del consultor

Como se puede observar, **entre 2002 y 2006 se mantuvo una proporción cercana a 5%**. Con los 1,064 MW que adicionó PEMEX en 2007, **esta proporción se incrementó a 6.63 %**.

3 Estimado del potencial de cogeneración

3.1 Potencial de cogeneración en la industria azucarera

3.1.1 La industria azucarera nacional

Visión general de la industria

La industria azucarera en México representa el 11.6% del valor del sector primario y el 2.5 del PIB manufacturero; y genera más de 450 mil empleos directos y beneficios directos a más de 2.2 millones de personas. El valor generado en la producción de azúcar es por más de 3 mil millones de dólares anuales, de los cuales 57% se distribuye entre los 164 mil productores de caña. En 2006 se produjeron 47,290,000 toneladas de caña y 5,137,000 toneladas de azúcar. De esa producción se exportaron 360,246 toneladas. La producción de caña se realiza en 675 mil hectáreas, que abastecen a 57 ingenios de 15 estados cañeros. Es una actividad de alto impacto en 227 municipios, donde habitan 12 millones personas.

En 2006, el rendimiento fue de 8.28 toneladas de azúcar por hectárea, y en 2007 de 7.87, aunque en algunos estados de la república se obtuvieron rendimientos cercanos a 10 toneladas y en Puebla se logró una producción de 14 toneladas de azúcar por hectárea. El consumo “aparente” nacional de azúcar es de 4.78 millones de toneladas anuales (promedio 2001- 2006), con un consumo per cápita de 47.9 kg/año, lo cual sitúa a México en el sexto lugar a nivel mundial.

El proceso de producción de azúcares es muy elaborado. Inicia en el campo, con la recolección de la caña; ésta se transporta después a los ingenios, donde se realiza el picado y la molienda. Más tarde pasa por una serie de procesos químicos de clarificación y evaporación, de donde se obtiene el azúcar húmedo. Éste se seca y se puede procesar para diferentes calidades y después se envasa. En la bibliografía anexa a este capítulo se presenta una descripción detallada de todo el proceso básico.

Situación operativa de los ingenios 2006

SAGARPA elaboró un documento prospectivo de la agroindustria de la caña de azúcar con datos de la situación a 2006. En él se presentan objetivos generales y particulares, la política integral para la agroindustria y la visión a 2012. Del informe se tomaron los siguientes datos principales aplicables de 2006 como referencia para este estudio: **producción de caña:** 47,290,000 toneladas, o un 13% mayor que en 2000; **producción de azúcar:** 5,137,000 toneladas, o un 10.5% mayor que en 2000.

El informe indica también que el consumo promedio de combustóleo en 2006 fue de 7.5 litros por tonelada de caña. Este dato se confirmó con la información de la Secretaría de Energía, en los datos del Balance Nacional de Energía. En él se indica que el consumo de combustóleo en 2006 en ingenios azucareros fue de 354,675 m³ de combustóleo (tomado el PCS), lo que daría los 7.5 litros por tonelada de caña. En el documento, SAGARPA asimismo, se fija el objetivo de reducir el combustóleo a 3 litros / tonelada de caña para 2012.

Por otra parte, en las metas del Programa 2007 - 2012, SAGARPA indica, en su Acción 2.21, **que se deben fomentar acciones para producir biocombustibles y cogeneración de energía eléctrica.**

Situación actual: zafra 2006-2007

La última información detallada de operación de los ingenios es la de la CNIAA, en su publicación **Desarrollo agroindustrial azucarero 2002-2007**, XV edición. En ésta se relacionan los 57 ingenios; en las tablas siguientes se presentan sus características principales, tanto de producción como de consumos de bagazo y combustóleo.

Tabla 11: Datos principales de producción de los ingenios: Zafra 2006 - 2007

Grupo	No. de plantas	Días zafra	Caña (miles de toneladas)	Azúcar (miles de toneladas)	Alcohol (m ³ /año)
Beta San Miguel	5	181	4,848	509	1,709
Grupo Azucarero Mexicano	4	157	3,750	363	-
Grupo García González	3	157	1,394	192	426
Grupo La Margarita	3	180	2,585	296	-
Grupo Jiménez Sáez	1	156	225	19	-
Grupo Motzorongo	2	175	1,703	181	-
Grupo Porres	2	158	1,624	171	-
Promotora Industrial Azucarera	2	190	3,288	379	-
Grupo Sáez	3	189	3,348	377	1,795
Grupo Santos	6	166	3,558	370	-
Grupo Zucarmex	5	168	4,329	470	8,640
No agrupados	8	160	5,994	655	25,936
Grupo FEESA	13	167	12,379	1,332	196
Total	57	-	49,025	5,314	38,702
Promedio	-	169.5	-	-	-

Fuente: CNIAA, 2008; análisis del consultor

Tabla 12: Características y consumo de bagazo en ingenios

Grupo	Bagazo				
	Obtenido (miles de toneladas)	Procesado (miles de toneladas)	(%H)	(%S)	t bagazo/t caña
Beta San Miguel	1,503	1,157	50.4	1.9	0.310
Grupo Azucarero Mexicano	986	759	51.8	2.2	0.263
Grupo García González	412	317	51.8	2.5	0.296
Grupo La Margarita	733	564	51.3	2.4	0.284
Grupo Jiménez Sáez	59	45	50.9	3.9	0.262
Grupo Motzorongo	456	351	50.6	2.5	0.268
Grupo Porres	461	355	50	2	0.284
Promotora Industrial Azucarera	912	702	50.8	1.7	0.277
Grupo Sáez	995	766	50.4	2.5	0.297
Grupo Santos	1,075	828	51.8	2.8	0.302
Grupo Zucarmex	1,236	952	52.2	2.3	0.286
No agrupados	1,667	1,284	50.8	2.1	0.278
Grupo FEESA	3,617	2,785	51.2	2.7	0.292
Total	14,112	10,866	-	-	-
Promedio	-	-	51.1	2.4	0.288

Fuente: CNIAA, 2008; análisis del consultor

Tabla 13: Consumo de combustóleo en ingenios

Grupo	Azúcar (m³/año)	Alcohol (m³/año)	Total	Azúcar (l/t de caña)	Alcohol (l/t de caña)
Beta San Miguel	2,588	-	2,588	0.53	0.00
Grupo Azucarero Mexicano	16,798	-	16,798	4.48	0.00
Grupo García González	31,157	327	31,484	22.35	0.23
Grupo La Margarita	10,993	-	10,993	4.25	0.00
Grupo Jiménez Sáez	1,624	-	1,624	7.22	0.00
Grupo Motzorongo	9,858	-	9,858	5.79	0.00
Grupo Porres	3,840	-	3,840	2.36	0.00
Promotora Industrial Azucarera	25,643	-	25,643	7.80	0.00
Grupo Sáez	25,424	915	26,339	7.59	0.27
Grupo Santos	32,716	-	32,716	9.20	0.00
Grupo Zucarmex	6,260	40	6,300	1.45	0.01
No agrupados	53,972	7,401	61,373	9.00	1.23
Grupo FEESA	174,677	196	174,873	14.11	0.02
Total	395,550	8,879	404,429	-	-
Promedio	-	-	-	8.07	0.18

Fuente: CNIAA, 2008; análisis del consultor

De la información anterior, se han correlacionado los permisionarios y se han obtenido las siguientes cifras significativas, que se emplearon tanto para determinar la situación operativa actual como para obtener el potencial de cogeneración con cambio de configuración.

Tabla 14: Principales indicadores de los ingenios en 2007

Superficie cultivada	Hectáreas	675,172
Numero de ingenios operando		57
Producción total	Caña molida bruta	t/año
		49,025,805
	Caña molida neta	t/año
		45,673,625
	Azúcar	t/año
		5,313,993
	Alcohol	m ³ /año
		38,866
Periodo de zafra	Días	169
	Periodo operación efectiva de ingenio	Días
		133
Energía eléctrica		
	Capacidad generada	MW
		34
	Energía eléctrica producida	GWh/año
		710.66
	Capacidad contratada	MW
		414
	Consumo de CFE	GWh/ año
		51.98
	Factor de carga de CFE	
		0.52
Bagazo		
	Obtenido	t/año
		14,112,189
	Procesado en calderas	t/año
		10,866,386
		t bagazo/ t caña
		0.288
	Humedad del bagazo a calderas	%
		51.08
	Fibra	%
		46.55
	Sacarosa en bagazo	%
		2.37
	Glucosa en bagazo	%
		0
	Poder calorífico neto	kJ/ kg
		8,084
Combustóleo		
	Para azúcar	l/año
		395,549,858
	Para alcohol	l/año
		8,879,021
	Total	l/año
		404,428,879
	Azúcar	l/ tonelada de caña
		8.07
	Alcohol	l/ tonelada de caña
		0.18
	Poder calorífico neto	kJ/l
		40,217

Fuente: CNIAA, 2008; CRE, 2008; CONAE, 1997; CFE, 2007; análisis del consultor

Producción de alcohol

En la información de la CNIAA para la zafra de 2007-2008, se menciona que existen 18 ingenios que cuentan con destilería para la producción de alcohol. De éstos, solamente están en producción los ocho siguientes: **Ingenio La Concepción** (19,751 m³/ año); **Ingenio San José de Abajo** (2,027m³/ año); **Ingenio San Nicolás** (4,159 m³/ año); **Beta San Miguel, Ingenio Constancia** (1,709 m³/ año); **Zucarmex, Ingenio Puljitic** (8,640 m³/ año); **Grupo Sáez, Ingenio Tamazula** (1,795 m³/ año); **Grupo García González, Ingenio Calipan** (426 m³/ año); **Grupo FEESA, Ingenio San Pedro** (196 m³/ año).

Ni en la información de la CNIAA ni en el documento de SAGARPA se indican planes de producción de etanol.

Permisarios de cogeneración y autoabastecimiento de la industria azucarera

En el registro de permisionarios de la CRE a diciembre de 2007, existían 22 ingenios registrados como permisionarios de cogeneración, con una capacidad autorizada de 183 MW y una producción anual de 312 GWh/año. En ese registro aparecen otros 26 ingenios como permisionarios de autoabastecimiento, con una capacidad autorizada de 257 MW y una producción anual de 441 GWh/año. **El total de permisos a diciembre de 2007 arroja una capacidad autorizada de 440 MW y una producción anual de 753 GWh/año.**

Cambio de capacidad de generación de permisionarios de 1992 a 2007

A partir de la información de la CRE de 1992 a 2007, se efectuó una comparación para determinar cambios en generación. De los 57 ingenios, únicamente cinco incrementaron su capacidad en forma sustancial y otros once aumentaron marginalmente su capacidad.

Tabla 15: Cambios de capacidad instalada en ingenios de 1992 a 2007

Tipo	Ingenio con cambio de capacidad importante	2007 (MW)	1992 (MW)
UPC ¹⁴	Central Motzorongo S.A. de C.V. (VER)	20	8.5
UPC	Ingenio de Puga S.A. (NAY)	18.5	6
UPC	Ingenio Plan de Ayala S.A. de C.V. (SLP)	16	7
AUTO ¹⁵	Ingenio de Atencingo S.A. de C.V. (PUE)	15	3.6
AUTO	Compañía Azucarera de los Mochis S.A. de C.V. (SIN)	14	3.55
	TOTAL	83.5	3.55
	Ingenios con cambio de capacidad marginal		
UPC	Ingenio José María Martínez S.A. de C.V. (JAL)	12	9
UPC	Prozucar S.A. de C.V. “La Primavera” (SIN)	10.5	7
UPC	Ingenio San Rafael de Pucte S.A. de C.V. (Q.ROO)	9	3.5
UPC	Ingenio San José de Abajo S.A. de C.V. (VER)	8	2.20
AUTO	Ingenio Santa Clara S.A. de C.V. (MICH)	7.6	3.5
AUTO	Ingenio La Joya S.A. de C.V. (CAM)	7.2	4.7
UPC	Ingenio La Providencia S.A. de C.V. (VER)	7	6.5
UPC	Ingenio San Nicolás S.A. de C.V. (VER)	5.4	2
AUTO	Ingenio El Refugio S.A. de C.V. (OAX)	4	3
UPC	Ingenio Mahuixtlan S.A. de C.V. (VER)	3.26	2.23
AUTO	Compañía Industrial Azucarera S.A. de C.V. (VER)	5.5	0
	TOTAL	79.46	43.63

Fuente: CRE, 2008; análisis del consultor

¹⁴ La clasificación “UPC” de la CRE es para permisionarios de cogeneración anteriores a 1992, denominados como de “usos propios continuos”.

¹⁵ Los marcados como “AUTO” son permisionarios de autoabastecimiento.

3.1.2 Metodología utilizada para la estimación del potencial

Para poder estimar el potencial de cogeneración en los ingenios se consideraron los siguientes aspectos:

- Características técnicas actuales de cogeneración en ingenios.
- La humedad y alto consumo de bagazo y combustóleo.
- La situación de la cogeneración actual de los ingenios.
- La configuración deseable de cogeneración de la CNIAA.
- La configuración propuesta de cogeneración con cambio de sistemas.

Características técnicas de cogeneración en ingenios

En la reunión sostenida con la CNIAA, en junio de 2008, se indicaron las características técnicas principales de sus procesos de cogeneración y las condiciones operativas de vapor de todos los ingenios en un diagrama de Mollier. Con esta información se realizó la tabla siguiente, en la cual se puede observar que el promedio de sus sistemas de cogeneración operan con bajas presiones y temperaturas del vapor, dando como resultado un muy pobre aprovechamiento de la energía.

Tabla 16: Características del vapor en ingenios, 2007

Número de ingenios	Presión del vapor (bar)			Temperatura del vapor (°C)		
	mínimo	máximo	promedio	mínimo	máximo	promedio
2	38	45	41.5	390	400	395
14	20	28	24.0	320	360	340
22	15	20	17.5	240	300	270
2	15	20	17.5	200	220	210
5	10	15	12.5	230	260	245
12	10	15	12.5	180	220	200

Fuente: CNIAA, 2008; análisis del consultor

Humedad y alto consumo de bagazo y combustóleo

Asimismo, en la reunión antes indicada se informó que los ingenios están quemando todo el bagazo en tiempo de zafra, con excepción del Grupo Beta San Miguel, que ha logrado ahorrar bagazo y cuenta con almacenamiento para el período fuera de la zafra. Indicaron que no les ha resultado económico el secado del bagazo, por lo que siguen quemándolo con 50 a 55% de humedad, lo que implica un alto consumo de combustóleo. Situaciones como esta han dado como resultado que, en la zafra de 2007, se hayan empleado 8.07 litros de combustóleo por

tonelada de caña como promedio nacional, con un consumo de 404,000 m³ anuales en todos los ingenios.

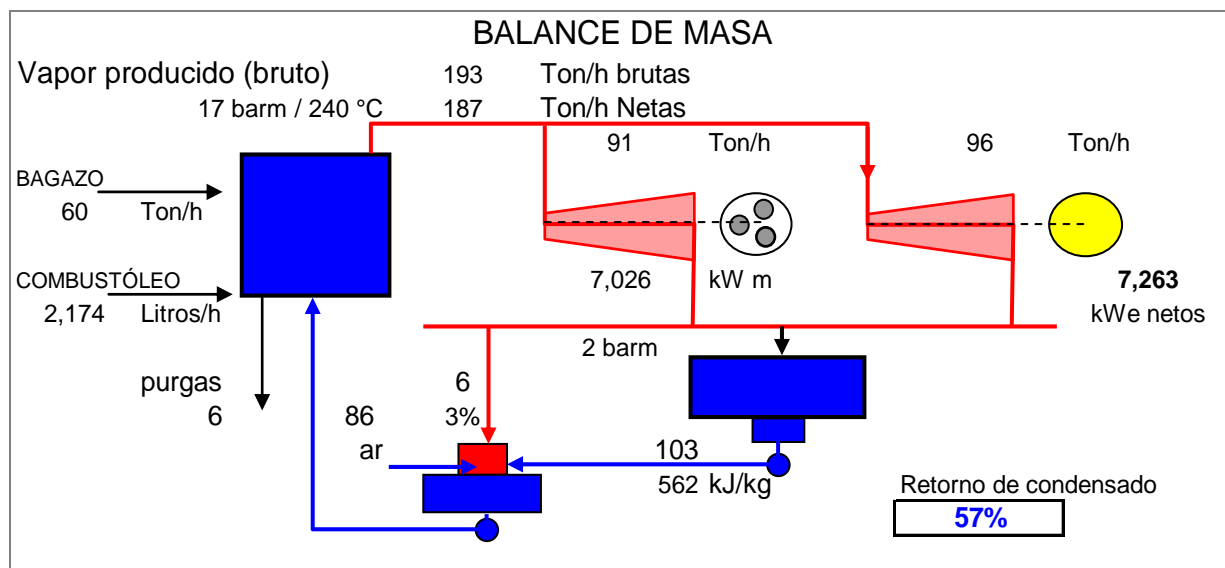
En el estudio realizado por la CONUEE y el IIE en 1997, se consideró que se podría mejorar el aprovechamiento del bagazo entre 77 y 90%, y que se podría secar el bagazo con los gases de escape de las calderas para lograr un 35% de humedad; con esto se mejoraría el poder calorífico inferior del bagazo a 11,155 kJ/kg de bagazo. El estudio indica también que esto reduciría el consumo a 3 litros de combustóleo por tonelada de caña molida, el cual es la meta de SAGARPA para 2012.

Situación de la cogeneración actual de los ingenios

Con todos los datos anteriores, se consideró que la cogeneración se efectúa con turbinas de vapor a contrapresión, recibiendo el vapor a 17 barg y 240 °C. Una turbina se emplea para el accionamiento mecánico de los molinos y la otra para generar energía eléctrica, con una capacidad media de 7,263 kW. La descarga es a 2 barg para usos térmicos del proceso; el retorno de los condensados resulta de 57%.

Por su alto contenido de humedad, el bagazo no es suficiente para producir el vapor requerido, por lo que se requiere adicionar combustóleo a la caldera. Para la molienda se consideraron 0.44 toneladas de vapor por tonelada de caña, y para la generación, 0.4655 toneladas de vapor por tonelada de caña.¹⁶ Del análisis se determinó una configuración típica en tiempo de zafra, por ingenios, como se muestra a continuación:

Figura 3: Configuración típica de cogeneración actual en Ingenios



Fuente: Análisis del consultor

¹⁶ Los datos y el análisis se presentan en el Anexo 1 del presente documento.

Configuración deseable de cogeneración de la CNIAA

La CNIAA proporcionó las características deseables para llevar a cabo un sistema de cogeneración moderna en un ingenio azucarero, que se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 17: Condiciones de cogeneración deseables en ingenios

Fibra	% caña	12 a 13.5
Bagazo	% caña	25 a 28
Humedad de bagazo	%	50
Temp. Agua de alimentación	°C	115
kg Vapor/ kg bagazo		2.2
Presión de vapor	bar	66
Temp. de vapor	°C	515
Consumo específico de vapor: Turbina contrapresión	kg/kWh	5.7
Turbina condensación	kg/kWh	4.0
Consumo de energía eléctrica	kWh/ tonelada de caña	107.7

Fuente: CNIAA, Junio de 2008

Configuración propuesta de cogeneración con cambio de sistemas

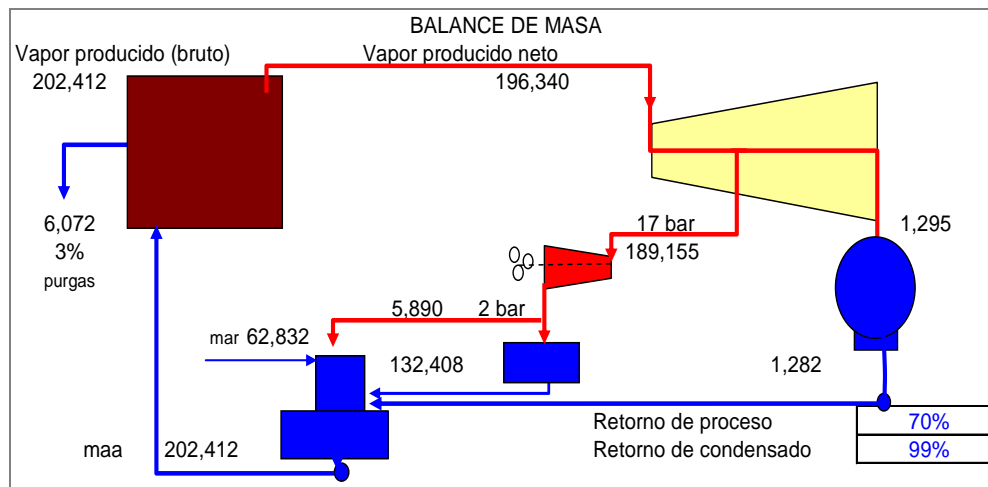
En el modelo desarrollado por el consultor, se evaluó el potencial máximo de cogeneración con un cambio de sistemas; éstos incluirían calderas nuevas del tipo de lecho fluidizado, con características de vapor a presiones de 70 barm y temperaturas de 480 °C, así como con economizador para calentar el agua de alimentación y aprovechamiento de gases para el secado del bagazo.

3.1.3 Potencial técnicamente factible

Cogeneración en tiempos de zafra

Como se muestra en la figura siguiente, mediante la configuración deseable¹⁷ en tiempo de zafra **se podría obtener una capacidad bruta de 18 MW, con excedentes disponibles para el SEN de cerca de 10 MW por ingenio.**

Figura 4: Configuración deseable de cogeneración en un ingenio, en tiempo de zafra



Capacidad eléctrica	kW
Capacidad bruta (bornes del generador)	17,991
Capacidad neta (después de usos propios)	17,182
Capacidad requerida por el ingenio	7,263
Capacidad excedente para el SEN	9,919

Fuente: Análisis del consultor

En este tipo de configuración, la cogeneración se realizaría en una turbina de vapor con extracción del mismo para usos motrices y de proceso; en la turbina se contaría con una etapa de condensación para lograr una mejor flexibilidad en las variaciones de carga.

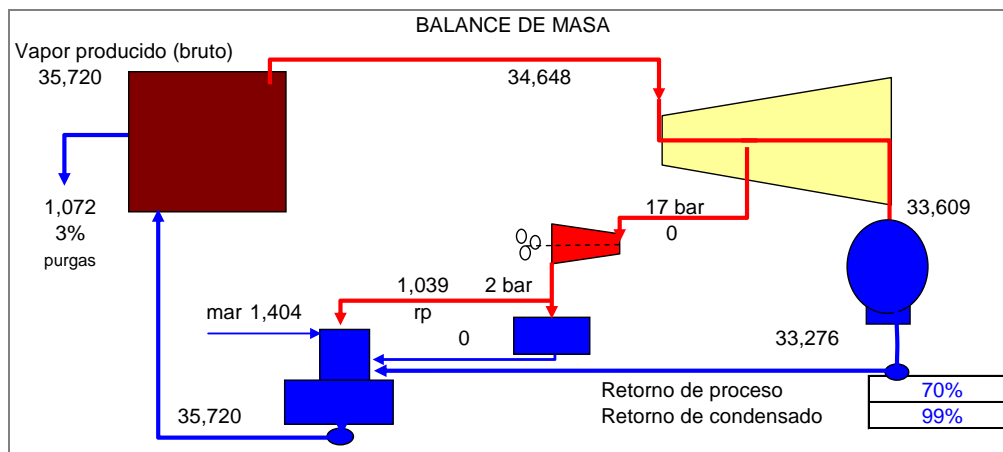
¹⁷ Con este tipo de arreglo y con el mejor poder calorífico del bagazo que se obtendría al reducir la humedad, no sólo se podría quemar un 85 por ciento del mismo en tiempo de zafra, sino que se reduciría el consumo de combustóleo.

Cogeneración en tiempo fuera de zafra

En el periodo fuera de zafra, la planta operaría para atender su mantenimiento con un estimado de 2,000 kW por ingenio y quemaría el 15 por ciento restante del bagazo, complementando sus requerimientos de combustible con combustóleo.

Mediante el siguiente arreglo se obtendría **una capacidad bruta de 10 MW y un excedente para el SEN de 7 MW.**

Figura 5: Configuración deseable de cogeneración en un ingenio, en tiempo fuera de zafra



Capacidad eléctrica	kW
Capacidad bruta (bornes del generador)	9,834
Capacidad neta (después de usos propios)	9,391
Capacidad requerida por el ingenio	2,000
Capacidad excedente para el SEN	7,391

Fuente: Análisis del consultor

Potencial total técnicamente factible

Combinando los dos periodos, el desarrollo de cada una de estas plantas arrojaría un potencial técnico máximo de cogeneración de 18 MW por ingenio. Para 57 ingenios, el potencial bruto técnico máximo de cogeneración sería de 1,025 MW y neto de 979 MW.

3.1.4 Potencial económicamente factible

En abril de 2007, el presidente de la Cámara Nacional de las Industrias Alcohólica y Azucarera (CNIAA) indicó que los ingenios azucareros disponían de más de 500 millones de dólares para invertir en la cogeneración en Veracruz, Tabasco, Michoacán, Jalisco, San Luis Potosí, Sinaloa,

Nayarit, Colima, Quintana Roo y Oaxaca. Sin embargo, aún no se contaba con una regulación para hacer posible ese proyecto. Manifestó que se podrían generar entre 500 y 600 MW a nivel nacional, si todos los ingenios estuvieran produciendo energía eléctrica en sistemas de cogeneración con exportación al SEN.

Con la configuración técnica propuesta, la inversión en estos nuevos proyectos de cogeneración sería cercana a los 37 millones de USD por ingenio, ya considerando la subestación; o bien, un máximo de 2,100 millones de USD para los 57 ingenios.

La rentabilidad de estas inversiones dependería de la posibilidad de entregar excedentes de capacidad y energía firme. Se puede estimar un periodo de retorno de la inversión de entre cuatro a ocho años, dependiendo del importe unitario que pagara CFE por los excedentes.

Alternativa con pago de energía al 85%, sin pago de capacidad

Se efectuó un estimado por ingenio con las condiciones actuales de la LSPEE, en donde no se pagaría capacidad y la energía entregada se pagaría al valor de costo evitado que puede ser del 85% del costo de la tarifa HS sin capacidad.

Como puede observarse en la tabla siguiente, esta alternativa daría como resultado una relación de beneficio/costo de 1.58 veces y tiempo de retorno cercano a los ocho años, que significaría un proyecto riesgoso.

Tabla 18: Análisis de rentabilidad en alternativa actual

Inversión – valor base	Miles de USD	35,628
Vida útil	años	25
Tasa peso/USD		10.80
Tasa de descuento	%	12
Factor de disponibilidad	%	92
Horas efectivas de operación por año		8,059
Ventas de excedentes al SEN	MWh/año	53,683
Pago de energía (al 85%)	Pesos/kWh	0.87
Resultado neto operativo (RNO)	USD	56,367
Relación B/C	veces	1.58
Valor presente neto	USD	20,739
Tasa interna de retorno (TIR)	%	19.96
Tiempo de retorno	años	7.97

Fuente: Análisis del consultor

Alternativa con pago de energía al 105% y pago de capacidad

Para hacer atractivas estas inversiones y por la importancia que este sector tiene para la economía nacional se efectuó otro estimado de rentabilidad por ingenio, considerando que se pagaría una bonificación del 5% adicional al costo de la energía de la tarifa HS aplicable y se pagaría capacidad.

Esta alternativa conduciría al resultado que se indica en la tabla siguiente, con una relación de beneficio/costo de 2.66 veces y tiempo de retorno cercano a los cuatro años. Esto significaría un proyecto robusto que minimizaría los riesgos de inversión.

Tabla 19: Análisis de rentabilidad en alternativa deseable

Inversión – valor base	Miles de USD	35,628
Vida útil	años	25
Tasa peso/USD		10.80
Tasa de descuento	%	12
Factor de disponibilidad	%	92
Horas efectivas de operación por año		8,059
Ventas de excedentes al SEN	MWh/año	53,683
Pago de energía (al 105%)	Pesos/kWh	1.86
Resultado neto operativo (RNO)	USD	94,939
Relación B/C	veces	2.66
Valor presente neto	USD	59,311
Tasa interna de retorno (TIR)	%	33.95
Tiempo de retorno	años	3.85

Fuente: Análisis del consultor

Alternativa sin excedentes al SEN

Si no existiera la posibilidad de entregar excedentes eléctricos, estos proyectos de cogeneración no tendrían una rentabilidad adecuada y por lo tanto, el **desarrollo de estas inversiones no sería económicamente factible.**

3.2 Potencial de cogeneración en PEMEX

3.2.1 La industria petrolera en México

Visión general de PEMEX

PEMEX está organizado en un corporativo y tres organismos independientes:

- PEMEX Refinación.
- PEMEX Gas y Petroquímica Básica, la cual separa información de gas y de complejos petroquímicos.
- PEMEX Exploración y Producción.

En 2006, la producción de crudo promedió 3,256 miles de barriles diarios, dos por ciento menos a lo registrado en 2005. Por otra parte, la producción de crudo pesado decreció seis por ciento, debido principalmente a la disminución en la producción de Cantarell; mientras que la producción de crudo ligero y superligero se incrementó cuatro y 25 por ciento, respectivamente.

En cuanto a la producción de gas natural, esta aumentó once por ciento en relación con 2005, ubicándose en 5,356 millones de pies cúbicos diarios. El volumen de gas no asociado se incrementó 22 por ciento, de 1,864 millones de pies cúbicos diarios en 2005 a 2,266 millones en 2006, debido principalmente a una mayor producción en los activos Veracruz y Burgos. Asimismo, el volumen de gas asociado aumentó cinco por ciento, de 2,954 millones de pies cúbicos diarios en 2005 a 3,090 millones en 2006. Este incremento se debió principalmente a la terminación y reparación mayor de los pozos de los campos Ixtal y Taratunich, localizados en la Región Marina Suroeste.

PEMEX Refinación

Durante 2006, PEMEX procesó 1,284 miles de barriles diarios en sus seis refinerías, al igual que en 2005. Sin embargo, la composición del crudo enviado a proceso se modificó como parte de la estrategia para maximizar la producción de diesel y gasolina y minimizar la producción de combustóleo; por ello se redujo el proceso de crudo pesado en 38 miles de barriles diarios, ubicándose en 500 miles de barriles diarios, lo que representó una disminución de siete por ciento. El crudo ligero refinado se incrementó de 746 a 784 miles de barriles diarios, lo que significó un aumento de cinco por ciento respecto a 2005. Por otro lado, la producción de refinados alcanzó un promedio de 1,546 miles de barriles diarios, uno por ciento menor a 2005.

La producción de diesel aumentó tres por ciento y la de gasolinas registró un ligero aumento, ambas respecto a 2005. El combustóleo, por su parte, se redujo siete por ciento, principalmente como resultado del mayor procesamiento de crudo ligero Istmo en el Complejo Petroquímico de la Cangrejera.

PEMEX Gas

También en 2006, el proceso de gas húmedo ascendió a 4,153 millones de pies cúbicos diarios, siete por ciento superior al registrado en 2005. Destacó el crecimiento del gas húmedo dulce procesado, que pasó de 726 a 950 millones de pies cúbicos diarios, lo que significó un crecimiento de 31 por ciento. Lo anterior se debió a que entraron en operación las plantas criogénicas modulares 3 y 4 en el Centro Procesador de Gas Burgos, con una capacidad de procesamiento de gas húmedo dulce de 200 millones de pies cúbicos diarios en cada una.

Durante el año, la producción de gas seco proveniente de plantas ascendió a 3,445 millones de pies cúbicos diarios, nueve por ciento superior a la registrada en 2005. Por otro lado, la producción de líquidos del gas fue de 436 millones de pies cúbicos diarios, cifra muy similar a la lograda en 2005.

Con el fin de mejorar la capacidad de transporte y distribución, así como la gestión de ventas derivada de los líquidos obtenidos en el Centro Procesador de Gas Burgos, en agosto de 2006 inició operaciones el ducto de naftas Burgos-Peñitas, con una capacidad de 24 miles de barriles diarios, el cual transporta gasolinas naturales desde el Centro Procesador de Gas Burgos hasta la frontera con Texas, donde se interconecta con el ducto de Valero, el cual llega hasta Brownsville, Texas.

PEMEX Petroquímica Básica

En 2006, la producción de productos petroquímicos ascendió a 10,961 miles de toneladas, esto es, tres por ciento superior a 2005. Este aumento se debió en gran medida a mayores volúmenes en la cadena del etano, provenientes básicamente del reinicio de operaciones de la planta de etileno del Complejo Petroquímico Pajaritos, así como del mejor desempeño de operación de la planta de óxido de etileno del Complejo Petroquímico Morelos, y del inicio de operaciones de la planta de polietilenos Swing, también en el Complejo Petroquímico Morelos.

Los principales productos de la cadena del etano que aumentaron su producción en 2006 fueron el cloruro de vinilo, con un incremento de 50 mil toneladas; el etileno, con un incremento de 43 mil toneladas; el óxido de etileno, con un incremento de 40 mil toneladas; y el polietileno de baja densidad, con un incremento de 27 mil toneladas. Asimismo, el amoniaco mostró un incremento significativo en 2006, al aumentar su producción en 78 mil toneladas.

Permisos de cogeneración y autoabastecimiento

Desde el inicio de su operación, PEMEX ha sido uno de los principales consumidores de energía eléctrica del país. PEMEX contaba con 52 permisos de generación otorgados por la CRE hasta diciembre de 2007, con una capacidad instalada de 2,153 MW, equivalente a cerca del 4% de la capacidad del SEN, con los que genera 10,358 GWh por año, con un factor de planta medio de 55%. Sin embargo, más de la mitad de estos equipos operan con tecnología de baja eficiencia energética y al final de su vida útil, ocasionando altos costos de generación eléctrica. Todas estas plantas son de configuración de turbina de vapor, mientras que en la refinería de Cadereyta se cuenta con un turbo-expansor, operando todas con gas natural.

Tabla 20: Permisos de generación en PEMEX a diciembre de 2007

Organismo	(MW)	(GWh/año)	F.P.
PEMEX PEP	511	2,441	0.55
PEMEX Gas	385	1,685	0.50
PEMEX Petroquímica	570	2,770	0.56
PEMEX Refinación	689	3,462	0.57
TOTAL	2,153	10,358	0.55

Fuente: CRE, 2008

De esta capacidad, 32% se encuentra en PEMEX Refinación, y todas son de cogeneración.

Tabla 21: Capacidad instalada en PEMEX Refinación

Refinería	Estado	(MW)	(GWh/ año)	F.P.
Petróleos Mexicanos	Puebla	6	37	0.70
Francisco I. Madero	Tamaulipas	129	667	0.59
General Lázaro Cárdenas	Veracruz	64	298	0.53
Ing. Héctor Lara Sosa	Nuevo León	79	369	0.53
Ing. Antonio M. Amor	Guanajuato	122	524	0.49
Ing. Antonio Dovalí Jaime	Oaxaca	115	582	0.58
General Lázaro Cárdenas (reconfiguración)	Veracruz	40	315	0.90
Miguel Hidalgo	Hidalgo	134	670	0.57
TOTAL		689	3,462	0.57

Fuente: CRE, 2008; análisis del consultor

Las plantas de cogeneración existentes en las seis refinerías de PEMEX en Cadereyta, Madero, Minatitlán, Salamanca, Salina Cruz y Tula, satisfacen una demanda total de 4,900 t/h de vapor a proceso y simultáneamente generan 1,984 t/h para generación eléctrica.

Por otro lado, el 26% de la capacidad total está en PEMEX Petroquímica, en donde las plantas son de cogeneración, con excepción de la terminal refrigerada de Pajaritos, con 14 MW.

En Cangrejera y en Morelos se cuenta con turbinas de vapor y, separadamente, con turbinas de gas. Independencia, por su parte, posee turbinas de vapor, mientras que en los otros complejos la generación eléctrica se obtiene con turbinas de gas. Todas las plantas consumen gas natural; en Cosoleacaque se emplea combustible residual y en Independencia combustóleo.

Asimismo, Pemex Gas cuenta con una capacidad de 385 MW, o sea un 18% de la capacidad instalada total; y solamente el Complejo Cactus es de cogeneración. Todas las plantas consumen gas natural; sus configuraciones son de turbina de gas, con excepción de Nuevo PEMEX, Poza Rica y Reynosa, que cuentan con turbinas de vapor.

Tabla 22: Capacidad instalada en PEMEX Petroquímica

Complejo Petroquímico	Estado	(MW)	(GWh/ año)	F.P.
Cangrejera, S.A. de C.V.	Veracruz	164	762	0.53
Morelos, S.A. de C.V.	Veracruz	172	491	0.33
Pajaritos, S.A. de C.V.	Veracruz	59	202	0.39
T.R. Pajaritos	Veracruz	14	121	0.99
CP Escolín	Veracruz	48	336	0.80
CP Cosoleacaque	Veracruz	60	454	0.87
CP Independencia	Puebla	54	404	0.85
TOTAL		570	2,770	0.56

Fuente: CRE, 2008; análisis del consultor

Tabla 23: Capacidad instalada en PEMEX Gas

	Estado	(MW)	(GWh/ año)	F.P.
Área Coatzacoalcos	Veracruz	50	86	0.20
Cactus	Chiapas	121	315	0.30
Nuevo Pemex	Tabasco	92	420	0.52
Poza Rica	Veracruz	22	70	0.36
Reynosa	Tamaulipas	6	15	0.29
Burgos	Tamaulipas	13	88	0.77
Cd. Pemex	Tabasco	59	496	0.96
La Venta	Tabasco	22	195	1
TOTAL		385	1,685	0.5

Fuente: CRE, 2008; análisis del consultor

Por último, **PEMEX Exploración y Producción (PEP)** tiene 29 instalaciones con 510 MW, o un 24% de la capacidad total; **sólo dos son de cogeneración, con 196 MW**. De estas plantas, doce operan con turbinas de gas y motores, ocho con motores, seis con turbinas de gas y una con turbina de vapor y motor; emplean gas natural, gas dulce, gas residual y diesel.

Consumo de energía de CFE

PEMEX no produce toda la energía eléctrica que requiere, razón por la cual en el año 2007 tuvo que complementarse con 319 GWh de CFE, como con una capacidad contratada de 639 MW.

Tabla 24: Consumo de energía eléctrica de CFE en PEMEX, 2007

Organismo	Demanda máxima contratada (MW)	Consumo total anual (MWh)
PEMEX Exploración y Producción	179	34,021
PEMEX Gas y Petroquímica Básica	196	142,827
PEMEX Refinación	264	141,552
TOTAL	639	318,399

Fuente: CFE, 2008

Requerimientos y generación de vapor

PEMEX indica que los requerimientos de vapor para sus procesos en refinación y complejos petroquímicos son actualmente del orden de 8,900 t. En refinación son 4,900 t y otras 4,000 en petroquímica. Las nuevas refinерías y las reconfiguraciones en refinación incrementarán estos requerimientos.

Tabla 25: Generación de vapor en refinерías, 2004

Refinería	Para energía eléctrica (t/h)	Para proceso (t/h)	Total (t/h)
Cadereyta	172	723	895
Madero	152	997	1,149
Minatitlán	140	412	552
Salamanca	392	895	1,287
Salina Cruz	532	831	1,363
Tula	596	1,041	1,637
TOTAL	1,984	4,900	6,884

Fuente: Lic. José Becerra O'Leary, mayo de 2005

3.2.2 Metodología utilizada para la estimación del potencial

En este estudio se han considerado las proyecciones del potencial de cogeneración elaborado por PEMEX, específicamente por su Dirección Corporativa, de febrero de 2008. A raíz de la publicación de la “Reforma de Cogeneración” en enero de 2006, se presentan nuevas oportunidades para que PEMEX desarrolle proyectos de cogeneración para la empresa, o bien en colaboración con la Comisión Federal de Electricidad (CFE).¹⁸

Basado en esta modificación, PEMEX evaluó en primer lugar, satisfacer sus requerimientos de energía eléctrica. Esto le permitirá dejar de comprar energía eléctrica a CFE, adquisición que ascendió a 1,330 millones de pesos en 2004 (José Manuel Muñoz, Observatorio Ciudadano de la Energía).

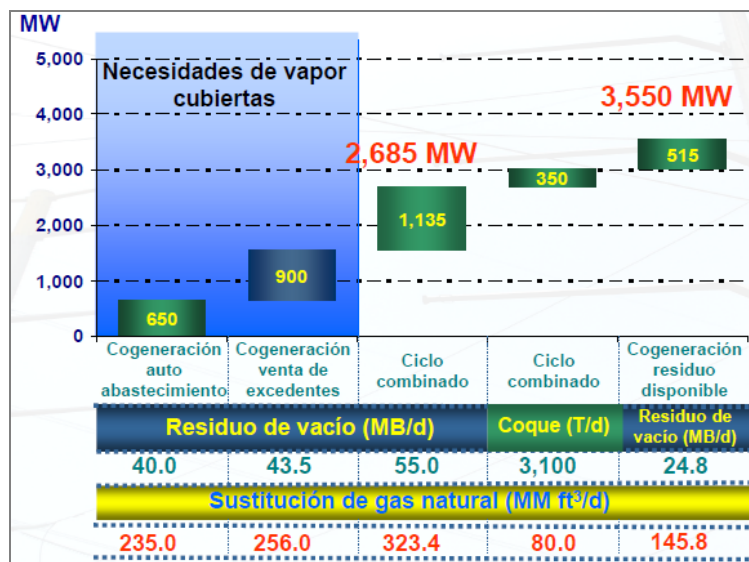
Para lograr este objetivo, PEMEX requerirá sustituir las plantas existentes de generación de baja eficiencia térmica con plantas eficientes de cogeneración.

3.2.3 Potencial teórico máximo

En mayo de 2006, la dirección corporativa de PEMEX estimó un potencial máximo de cogeneración de 4,000 MW.

De acuerdo con lo indicado en mayo de de 2005 por el Lic. José Becerra O’Leary, la proyección de PEMEX refinación es como sigue:

Figura 6: Potencial de cogeneración en PEMEX Refinación



Fuente: Lic. José Becerra O’Leary, Mayo de 2005

¹⁸ Ver sección 2.2.2 del presente documento — Modificación a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el ramo del petróleo.

Las alternativas de configuración podrán ser de plantas con turbinas de gas y calderas de recuperación; ciclos combinados de turbina de gas y turbina de vapor; o el aprovechamiento de residuales pesados en tecnología de gasificación integrada en ciclo combinado IGCC, o en calderas supercríticas de lecho fluidizado con turbinas de vapor, que pudieran instalarse en Cadereyta, Salamanca, Madero y Tula, con plantas modulares de 300 a 350 MW.

Estrategia de desarrollo de la cogeneración en PEMEX

De acuerdo con el Plan Nacional de Desarrollo y con el Programa Sectorial de Energía 2007-2012, Petróleos Mexicanos estableció una estrategia para optimizar el uso de la energía eléctrica, orientada a lograr el autoabastecimiento, aumentar la eficiencia y confiabilidad del suministro, así como a disminuir sus costos. Así, el 23 de septiembre de 2008 PEMEX presentó su “**Estrategia para optimizar el uso de la energía eléctrica en Petróleos Mexicanos**”.

Esta estrategia se concibe en dos etapas:

- En el corto plazo: Se refiere a la cogeneración con fines de autoabastecimiento para porteo o para satisfacer sus propias necesidades, incrementando la eficiencia global de PEMEX al sustituir aquellos equipos que generen energía eléctrica y que lo realicen de manera ineficiente. El porteo generalizado permitirá disminuir las compras a CFE y obtener confiabilidad del suministro proveniente de las redes de CFE,
- En el mediano y largo plazos: Desarrollo del resto del potencial de cogeneración en PEMEX con fines de venta de excedentes eléctricos, el cual será realizador en coordinación con CFE. Se realizará con proyectos de cogeneración de gran escala para sustituir la operación de equipos ineficientes o aquellos que se encuentren al final de su vida útil, o bien, para la venta de excedentes eléctricos a CFE.

El porteo generalizado en Petróleos Mexicanos inició en su Fase I en mayo de 2006, con la modificación al alcance de los cuatro permisos de cogeneración en Morelos, Cangrejera, Pajaritos y Cactus. A partir del 1º de enero de 2008, inició la Fase II, promediando 90 MW mensuales de enero a julio, lo cual representó un incremento de 12 MW con relación al promedio observado en la Fase I y permitió reducir las compras a CFE.

La meta para la Fase II de porteo generalizado es 225 MW. Hasta ahora se han alcanzado valores máximos mensuales de porteo de 101 MW, en mayo de 2008. En esta fase, el **porteo sería generalizado**, con lo que se esperaría elevar los niveles de 95 MW a 225 MW, y permitiría el reemplazo de la generación de las turbinas de gas a cielo abierto (100 MW) y las turbinas de vapor con vida útil menor a diez años y eficiencia menor a 30% (90 MW).

Lo anterior se lograría mediante el desarrollo de un proyecto de cogeneración de gran escala de 300 MW en el CPG Nuevo PEMEX,¹⁹ con generación de energía eléctrica con fines de autoabastecimiento.

¹⁹ El proyecto iniciará su operación en 2011 y permitirá suministrar el 55% de la demanda de vapor y la totalidad de energía eléctrica del complejo, así como portear la energía eléctrica excedente (260 MW) a otros centros de trabajo de PEMEX, sustituyendo así la generación de equipos ineficientes y/o al final de su vida útil, con la construcción de un sistema de transmisión que reforzará en 115KV la infraestructura eléctrica actual de CFE en la zona.

Tabla 26: Fase II, porteo generalizado

Permisionario	Situación anterior	Fase I	Fase II (Ene – Jul 08)	Fase II (meta)
Independencia ²⁰	15	19	25	44
Pajaritos	7	14	14	16
Cactus	0	13	14	20
Cosoleacaque	7	8	9	17
Morelos ²¹	8	7	6	18
Escolin ²⁰	7	8	13	27
Corporativo	0	4	0	0
La Venta ²⁰	5	4	3	10
Minatitlan	1	1	1	4
Salamanca	0	0	1	2
Salina Cruz	0	0	1	3
Cd. PEMEX ²⁰	0	0	3	18
Cárdenas ²²	0	0	0	21
Nuevo PEMEX ²¹	0	0	0	25
TOTAL	50	78	90	225

Fuente: PEMEX, septiembre 2008

La segunda planta de cogeneración se ubicaría en la refinería de Salamanca de PEMEX con el apoyo del IMP y el IIE, en coordinación con CFE, los cuales llevan a cabo un estudio, prácticamente concluido, para definir su alcance y factibilidad a partir del uso de coque y/o gas natural. Bajo las premisas de base del estudio, la opción más atractiva es la que considera la venta de coque y el desarrollo por particulares, de una planta de cogeneración de ciclo combinado con gas natural, que generaría 550 MW para PEMEX y CFE, y 860 t/h de vapor de 60 kg/cm² para la refinería. La fecha prevista para Inicio de operación es de 2013 a2014.

²⁰ Baja demanda de sus establecimientos asociados.

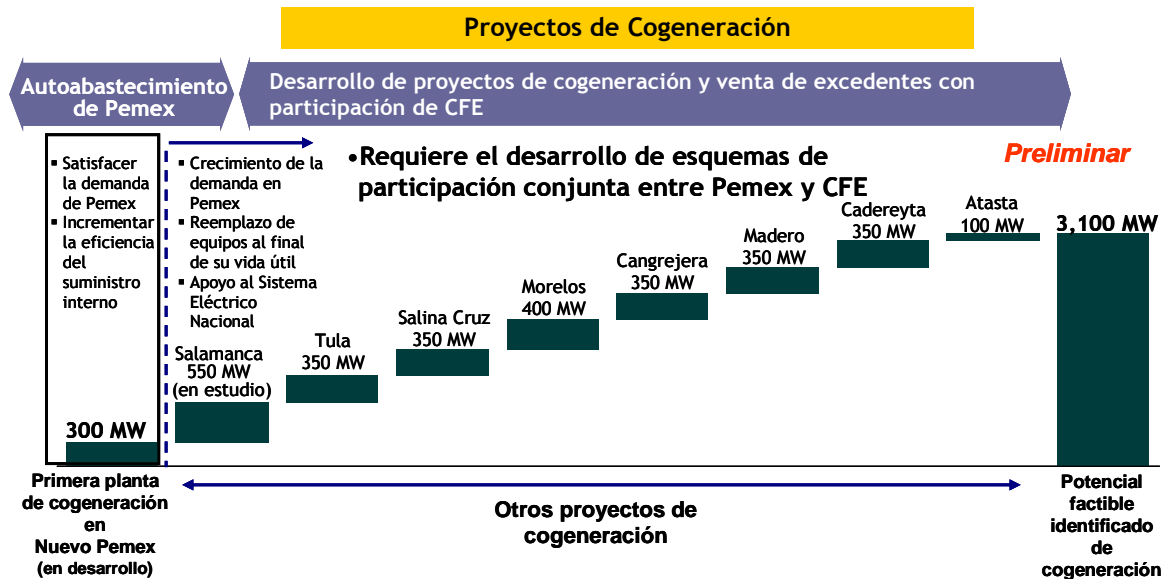
²¹ Baja disponibilidad de generación de energía eléctrica.

²² Estos permisionarios aun no han entrado al porteo.

3.2.4 Potencial técnicamente factible

A pesar de lo expuesto, el potencial factible, considerando los desarrollos mencionados de corto y largo plazo, **asciende a unos 3,100 MW.**

Figura 7: Potencial factible de cogeneración en PEMEX



Fuente: Estrategia para optimizar el uso de la energía eléctrica en Petróleos Mexicanos. PEMEX. Septiembre 2008

3.2.5 Potencial económicamente factible

El desarrollo de los primeros dos proyectos de 650 MW se harán para satisfacer con porteo los requerimientos eléctricos de todo PEMEX. Estos dos primeros proyectos, por el ahorro que tendrá PEMEX en eliminar el costo de la energía que recibe de CFE, PEMEX los considera económicamente rentables. El desarrollo del resto del potencial, para venta de excedentes eléctricos, **depende de algunos factores**, los cuales de no ser satisfactorios para PEMEX y/o para la CFE, PEMEX solamente podría desarrollar sus proyectos de corto plazo de 650 MW, para satisfacer la totalidad del porteo estimado.

3.3 Potencial de cogeneración en la industria

3.3.1 El sector industrial en México

De los últimos datos del censo industrial de 2003, la industria de la transformación en México, incluyendo a la gran industria y PYMES, tenía 328,000 unidades productivas. De esto en la industria alimentaria había 116,000 empresas y en la manufacturara de otros giros había cerca de 165,000. Los otros sectores principales se indican en la siguiente tabla:

Tabla 27: Industria de la transformación, 2003

Sector industrial	Unidades	(%)
Alimentaria	116,303	35.4
Bebidas y tabaco	7,005	2.1
Celulosa y papel	2,654	0.8
Insumos textiles	4,127	1.3
Plástico y hule	4,361	1.3
Química	3,073	0.9
Productos minerales	25,037	7.6
Industrias metálicas básicas	1,250	0.4
Manufactureras	164,908	50.2
TOTAL	328,718	100

Fuente: INEGI, 2003

Situación operativa del sector industrial 2008

Para marzo de 2008, la Secretaría de energía informó que **existían 739 industria grandes y 215,707 industrias medianas abastecidas** por el SEN en todo tipo de tarifas, para un total industrial de **216,404 empresas**.

De la información proporcionada por CFE en junio de 2008, arrojó **3,226 empresas** de usuarios con más de 1,000 kW de demanda contratada. De estos las empresas con posibilidades de cogeneración tipo “superior”, que requieren vapor y/o agua caliente fueron 786 empresas.

3.3.2 Metodología aplicada

En primer lugar se analizaron los datos que se obtuvieron de CFE con demanda contratada mayor a 1,000 kW.²³ Posteriormente, se creó una lista de las empresas industriales que pueden tener mejor aplicación a proyectos de cogeneración, clasificándolas en las siguientes 18 ramas industriales:

- Aceites comestibles.
- Bebidas y refrescos.
- Botanas y dulces.
- Cereales.

²³ Este límite se acordó con CONUEE para que el estimado del potencial no incluyera a la micro industria, ni a los sectores comercial ni de servicios.

- Cervecerías.
- Conservas y jugos.
- Destilerías.
- Lácteos.
- Alimentos diversos.
- Panificación.
- Automotriz integrada.
- Cartón & papel.
- Celulosa y papel.
- Farmacéuticas.
- Fibras químicas.
- Hule (llantas).
- Industria química.
- Textil.

Todas estas empresas, tienen relaciones térmicas/ eléctricas altas y requieren vapor y/o agua caliente para sus procesos. De este modo, se creó una **lista base** y una **lista maestra eléctrica industrial**. A continuación, a esta lista maestra se le adicionaron los datos obtenidos sobre consumo de combustibles de PEMEX, y esto produjo la **lista maestra industrial sectorial**.

Cuando no existieron datos de combustibles, estos se estimaron tomando relaciones térmicas/ eléctricas medias por cada rama sectorial, obtenidas de lo anterior y complementadas con la experiencia del consultor.²⁴

Finalmente, el consultor desarrolló un modelo para calcular sectorialmente el potencial de cogeneración sin excedentes a la red, el que se alimentó con los datos anteriores para el cálculo del potencial de cogeneración técnicamente factible, y posteriormente se analizó la rentabilidad a nivel sectorial para determinar el potencial de cogeneración económicamente factible.

Agrupación y resúmenes sectoriales (lista base y lista maestra)

Para la obtención de la **lista base** se tomaron en cuenta el consumo anual y el factor de carga de cada empresa, reportada por CFE, calculando así su demanda media operativa.²⁵

²⁴ El combustible determinado por cada rama industrial se ponderó considerando relaciones típicas de combustible para vapor y para otros usos y se obtuvieron valores medios de energía térmica empleada para la producción de vapor considerando eficiencias típicas de calderas del 76% y vapor de 7 a 20 barm, ligeramente sobrecalentado.

²⁵ Demanda media operativa (kW) = Consumo anual (kWh/año) / horas operativas anuales (en promedio 8,000 horas/año).

Asimismo, y basado en la definición de factor de carga (demanda media operativa/demanda máxima), se obtuvieron los valores de demanda máxima por empresa.²⁶ De este modo, se creó una **lista base eléctrica industrial**, dividida en tres grandes grupos:²⁷

- Lista base de empresas con demanda máxima mayor a 1,000 kW, con posibilidades de cogeneración del **“tipo superior”**, **que arrojo 2,395 empresas.**
- Lista base de empresas con demanda máxima menor a 1,000 kW, con posibilidades de cogeneración del **“tipo superior”**, **que arrojo 786 empresas.**
- Lista base de empresas, con posibilidades de cogeneración del **“tipo inferior”**, **que arrojo 55 empresas.**

Posteriormente, se eliminaron las empresas que tuvieron factores de carga menores a un 50%, ya que las mismas requerirían dimensionar las plantas de cogeneración a más del doble de su capacidad para que puedan satisfacer sus demandas máximas. Esto implicaría inversiones excesivas que no permitirían proyectos rentables.

Finalmente, las empresas se agruparon sectorialmente²⁸ en las 18 ramas industriales antes indicadas, obteniéndose la **lista maestra eléctrica industrial**, que arrojo 420 empresas **con potencial de cogeneración del “tipo superior”, y con un potencial teórico máximo de cogeneración sin excedentes de 2,630 MW**, como se muestra en la tabla 28.

Configuración propuesta de cogeneración

Se analizaron tres configuraciones para sistemas del tipo superior²⁹:

- **Turbina de gas y caldera de recuperación:** para su evaluación se empleó la información de los principales modelos y marcas de turbinas de gas del documento “Gas Turbine World 25th edition 2008”. Asimismo, se consideró la reducción de la temperatura en los gases de escape de las turbinas de gas, los cuales ocurren al operar con factores de planta menores al 100 %, además de reducir su eficiencia.³⁰
- **Motor y caldera de recuperación:** para su evaluación se empleó la información de los principales modelos y marcas de de los fabricantes que están activos o han tenido actividad en México como son Man, Warsila, Waukesha, Jembacher y RR Bergen.
- **Vapor y caldera de alta presión:** se consideraron arreglos del tipo extracción-condensación, con condiciones de admisión de 60 barm / 480 °C; y en procesos que requieren vapor a 20 barm o mayores, se consideró 80 barm y 525 °C. En Todos los casos se consideró presión de escape (condensador) de 0.1 Bara.

²⁷ Demanda máxima = demanda media operativa / factor de carga.

²⁷ Con la información de permisionarios de la CRE se verificó que no existiera capacidad duplicada.

²⁸ Estas Listas base de empresas, por ser información confidencial, fue entregada a la CONUEE, regresando con ella los datos que proporcionaron CFE y LFC. Por esta razón, el análisis del potencial de cogeneración se realizó sectorialmente.

²⁹ Ver la sección 2.1.1 “Clasificación de los sistemas de cogeneración” para una definición de este tipo de sistemas.

³⁰ Esto es ocasionado por los factores de carga eléctrica de las empresas.

Tabla 28: Potencial de cogeneración teórico máximo en la industria

Sector	Rama industrial	Número de empresas	Demanda media sectorial (kW)	Factor de carga medio sectorial (%)	Consumo eléctrico total (kWh/año)	Demanda máxima sectorial (kW)	Potencial operativo sectorial (MW)	Excedentes al SEN medios firmes (MW)
Alimentos	Aceites comestibles	9	4,346	74.65	225,818,218	5,821	39	52
Alimentos	Bebidas y refrescos	44	3,174	66.78	750,387,669	4,753	140	209
Alimentos	Botanas y dulces	10	2,721	78.48	170,399,402	3,467	27	35
Alimentos	Cereales	4	3,894	62.31	73,138,734	6,249	16	25
Alimentos	Cerveza y malta	9	4,585	70.30	220,168,607	6,521	41	59
Alimentos	Conservas y jugos	14	2,492	72.72	198,014,988	3,427	35	48
Alimentos	Destilería	2	1,696	65.67	17,813,823	2,582	3	5
Alimentos	Lacteos	24	3,275	76.05	485,487,966	4,306	79	103
Alimentos	Otros alimentos	58	2,792	72.30	959,484,001	3,861	162	224
Alimentos	Panificación	14	2,194	69.93	166,866,733	3,137	31	44
Automotriz	Automotriz	14	14,262	68.49	1,131,268,388	20,821	200	292
Papel	Cartón y papel	32	4,338	77.40	886,037,402	5,605	139	179
Papel	Celulosa y papel	12	17,693	79.46	1,352,445,517	22,268	212	267
Química	Farmacéutica	17	2,511	75.62	251,140,251	3,320	43	56
Química	Fibras sintéticas	5	6,799	85.34	231,096,873	7,961	34	39.8
Hule	Llanteras	5	5,183	67.59	144,153,498	7,668	25.9	38.3
Química	Químicas (otras)	79	6,067	75.07	3,001,375,076	8,082	479.3	638.5
Textil	Textil	68	3,478	75.11	1,436,406,003	4,631	236.5	314.9
	Total	420			11,701,503,149		1,943	2,630

Fuente: Análisis del consultor

En las configuraciones con turbina de gas y caldera de recuperación, así como con motor y caldera de recuperación, cuando el vapor producido no fue suficiente, se estimó una alternativa de emplear "Postcombustión" (Suministro adicional de combustible a la entrada de los gases en la caldera de recuperación). Se considero una temperatura máxima con la postcombustión de 950 °C para configuración de turbina de gas y caldera de recuperación, y de 750°C para configuración con motores, aunque algunos fabricantes indican que se podría llegar a 1,500 °C. Cuando en cualquiera de las dos alternativas, el vapor producido no fue suficiente, se consideró que las calderas existentes lo complementarían.

Configuración propuesta de cogeneración sin excedentes al SEN: El consultor desarrolló un modelo para calcular sectorialmente el potencial de cogeneración sin excedentes a la red, con las tres configuraciones antes indicadas, adicionando dos más con postcombustión a la configuración de turbina de gas y caldera de recuperación y a la de motor y caldera de recuperación. Este modelo accede a una base de datos de marcas y modelos de turbinas de gas y motores y efectúa análisis de calderas de recuperación, y configuraciones con turbinas de vapor con extracción (a proceso) y condensación.

El modelo indica eficiencias de generación de las cinco configuraciones, tanto para la cogeneración como para la eficiencia global del sistema (incluyendo energía complementaria de las calderas actuales, cuando los sistemas de cogeneración no pudieron proporcionar todo el vapor requerido). Los análisis detallados para cada uno de los 18 sectores estudiados, se pueden consultar en el modelo que se adjunta en el Anexo 2 de este documento.

Configuración propuesta de cogeneración con excedentes al SEN: Las configuraciones anteriores del potencial de cogeneración en la Industria se realizaron para satisfacer los requerimientos eléctricos (diseño eléctrico). De los resultados obtenidos con el modelo, en la mayoría de los casos de sectores industriales con relaciones térmicas / eléctricas altas, la cantidad de vapor producido por la cogeneración no satisface la totalidad de requerimientos del sector y hay que complementarlo con las calderas existentes de los usuarios.

Como alternativa, en los sectores industriales con relaciones térmicas eléctricas altas se efectuó sectorialmente un análisis **para satisfacer toda la energía térmica con la cogeneración (diseño térmico)**. Este tipo de análisis produce una capacidad firme excedente que podría entregarse a la red. El análisis fue realizado para cada uno de los sectores seleccionados en un segundo modelo desarrollado por el consultor. En todos los casos se consideró la configuración de turbina de gas y caldera de recuperación, así como 8760 horas por año de operación de la planta con el factor de carga medio por sector, y 92% de factor de disponibilidad. Esto se puede consultar en el modelo que se adjunta en el Anexo 3 del presente estudio.

3.3.3 Potencial técnicamente factible

Sin excedentes al SEN: En la tabla siguiente se presenta un resumen de potencial de cogeneración técnicamente factible en la industria, que se calculó en **2,286 MW, distribuido en 14 sectores y 335 empresas**, considerando eficiencias globales³¹ mayores o iguales al 65%.

Tabla 29: Potencial de cogeneración factible técnicamente

Industria	Número de empresas	Demanda (kW)		Configuración	Capacidad por configuración (kW)			Potencial factible (kW)
		Máxima	Aplicable		TG	MOT	TV	
Aceites comestibles	9	5,821	5,821	TG pc	52,390	0	0	52,390
Cereales	4	6,249	6,249	TV	0	0	24,997	24,997
Cerveza y malta	9	6,521	6,521	MOTOR pc	0	58,691	0	58,691
Conservas y jugos	14	3,427	3,427	TG pc	47,976	0	0	47,976
Destilería	2	2,582	2,582	TV	0	0	5,164	5,164
Lacteos	24	4,306	4,306	TG pc	103,349	0	0	103,349
Otros alimentos	58	3,861	3,861	TG pc	223,954	0	0	223,954
Automotriz	14	20,821	20,821	MOTOR pc	0	291,501	0	291,501
Cartón y papel	32	5,605	5,605	TG pc	179,346	0	0	179,346
Celulosa y papel	12	22,268	22,268	TG pc	267,211	0	0	267,211
Fibras sintéticas	5	7,961	7,961	TG pc	39,806	0	0	39,806
Hule (llantas)	5	7,668	7,668	MOTOR pc	0	38,339	0	38,339
Química	79	8,082	8,082	TG pc	638,471	0	0	638,471
Textil	68	4,631	4,631	MOTOR pc	0	314,901	0	314,901
Total	335				1,552,504	703,431	30,161	2,286,095

Fuente: Análisis del consultor

³¹ El modelo permite ajustar la eficiencia a cualquier valor deseado, por ejemplo para un eficiencia mínima de 60% se tendría un potencial técnicamente factible de 2,330 MW y con 70% el potencial reduciría a 1,680 MW.

Con excedentes al SEN: Como se puede observar en la tabla siguiente, existe un incremento del potencial de cogeneración en el sector industrial de 4,095 MW en comparación con el análisis del potencial teórico sin excedentes³², **para un gran total del potencial teórico del sector industrial de 6,725 MW.**

Tabla 30: Potencial de cogeneración total teórico industrial

Industria	Número de empresas	Capacidad requerida por empresa (kW)	Capacidad requerida por sector (MW)	Factor de carga medio operativo (%)	Potencial máximo por sector (MW)	Potencial operativo total sectorial (MW)	Excedentes al SEN medios firmes (MW)
Aceites comestibles	9	5,821	52	74.65	231	172	120
Bebidas y refrescos	44	4,753	209	66.78	209	140	0
Botanas y dulces	10	3,467	35	78.48	35	27	0
Cereales	4	6,249	25	62.31	25	16	0
Cerveza y malta	9	6,521	59	70.30	238	167	108
Conservas y jugos	14	3,427	48	72.72	126	92	44
Destilería	2	2,582	5	65.67	5	3	0
Lacteos	24	4,306	103	76.05	288	219	115
Otros alimentos	58	3,861	224	72.30	495	358	134
Panificación	14	3,137	44	69.93	44	31	0
Automotriz	14	20,821	292	68.49	292	200	0
Cartón y papel	32	5,605	179	77.40	471	364	185
Celulosa y papel	12	22,268	267	79.46	1,107	879	612
Farmacéutica	17	3,320	56	75.62	56	43	0
Fibras sintéticas	5	7,961	40	85.34	93	79	40
Hule (llantas)	5	7,668	38	67.59	38	26	0
Químicas	79	8,082	638	75.07	2,658	1,995	1,357
Textil	68	4,631	315	75.11	315	237	0
Total	420		2,630	75.06	6,725	5,048	2,715

Fuente: Análisis del consultor

3.3.4 Potencial económicamente factible

Con el modelo, desarrollado por el consultor, se efectuó un análisis beneficio / costo para cada uno de los 18 sectores industriales considerados, incluyendo estimados de valores para la inversión. Con los importes de inversión y los costos operativos, tanto actuales como futuros, el modelo efectúa un análisis de rentabilidad económica de “primer nivel”, por sector, considerando los siguientes precios y parámetros a marzo de 2008:

³² El potencial máximo sin excedentes al SEN es igual a la capacidad requerida por sector = 2,630 MW.

Tabla 31: Precios y parámetros para análisis beneficio/ costo en la industria

Tasa peso/ USD		10.80
Tasa de descuento	%	12
Tarifa eléctrica HS (marzo de 2008)		
Costo de energía periodo punta	Pesos/ kWh	1.8011
Costo de energía periodo intermedio	Pesos/ kWh	0.9314
Costo de energía periodo base	Pesos/ kWh	0.792
Costo de demanda facturable	Pesos/ kWh/ Mes	93.40
Precio de gas natural (marzo de 2008, firme anual)	Pesos/ GJ sin IVA PCS	94.20
Precio de gas natural (marzo de 2008, firme anual)	Pesos/ GJ sin IVA PCI	97.02

Fuente: Análisis del consultor

Sin excedentes al SEN: **En el caso de la alternativa sin excedentes al SEN**, se considera un proyecto económicamente factible cuando la **relación beneficio / costo** a valor presente neto **es mayor a 1.2 veces**. En la tabla siguiente se presenta un resumen de **potencial de cogeneración en la industria económicamente factible, que se calculó de 1,989 MW** en 12 sectores y 319 empresas.

Tabla 32: Potencial de cogeneración factible económicamente

Industria	Relaciones beneficio/ costo (VPn)					Número de empresas	Capacidad requerida por empresa (kW)	Potencial factible (kW)
	TG	TG pc	MOTOR	MOTOR pc	TV			
Aceites comestibles	na	3.05	na	1.23	na	9	5,821	52,390
Cereales	na	na	na	na	2.44	4	6,249	24,997
Cerveza y malta	1.27	na	na	1.35	na	9	6,521	58,691
Conservas y jugos	1.40	2.54	na	1.35	na	14	3,427	47,976
Lacteos	1.84	2.76	na	1.42	na	24	4,306	103,349
Otros alimentos	1.59	2.26	na	1.39	na	58	3,861	223,954
Cartón y papel	1.39	2.36	na	1.67	na	32	5,605	179,346
Celulosa y papel	1.72	3.02	na	1.35	na	12	22,268	267,211
Fibras sintéticas	1.76	2.16	1.39	1.94	na	5	7,961	39,806
Hule (llantas)	na	na	na	1.48	na	5	7,668	38,339
Química	na	2.79	na	1.30	na	79	8,082	638,471
Textil	1.84	1.85	1.44	1.41	na	68	4,631	314,901
Total						319		1,989,431

Fuente: Análisis del consultor

Con excedentes al SEN: Por otro lado, para el cálculo de los **ingresos por la entrega de excedentes al SEN** se consideró que dichos excedentes no estarían sujetos al despacho, y que el SEN pagaría únicamente por la energía a un valor del 85% de la tarifa HS aplicable. Bajo estas condiciones se obtiene que **todos los sectores que entreguen excedentes al SEN** sean económicamente factibles con los siguientes resultados:

- En plazos de **retorno de inversión de 1.47 a 3.69 años**.
- En relaciones **beneficio/ costo de 2.76 a 6.18 veces**.

Como alternativa, se consideró que el SEN **pagara capacidad y energía con un 5% de bonificación sobre la tarifa HS**, como está ocurriendo en algunos países europeos. En este caso se mejoraría la rentabilidad:

- En plazos de **retorno de inversión de 1.27 a 2.96 años**.
- En relaciones **beneficio/ costo de 3.31 a 7.08 veces**.

El potencial económicamente factible de la industria, considerando ambas alternativas, “con” y “sin³³” excedentes, alcanza un total **6,085 MW**, distribuido en todos los sectores, y como se muestra en la tabla siguiente:

Tabla 33: Potencial económicamente factible de la industria

Industria	Número de empresas	Potencial económico por sector sin excedentes (MW)	Factor de carga medio operativo (%)	Potencial máximo por sector (MW)	Potencial operativo total sectorial (MW)	Excedentes al SEN medios firmes (MW)
Aceites comestibles	9	52	74.65	231	172	120
Bebidas y refrescos	0	0	66.78	0	0	0
Botanas y dulces	0	0	78.48	0	0	0
Cereales	4	25	62.31	25	16	0
Cerveza y malta	9	59	70.30	238	167	108
Conservas y jugos	14	48	72.72	126	92	44
Destilería	0	0	65.67	0	0	0
Lacteos	24	103	76.05	288	219	115
Otros alimentos	58	224	72.30	495	358	134
Panificación	0	0	69.93	0	0	0
Automotriz	0	0	68.49	0	0	0
Cartón y papel	32	179	77.40	471	364	185
Celulosa y papel	12	267	79.46	1,107	879	612
Farmacéutica	0	0	75.62	0	0	0
Fibras sintéticas	5	40	85.34	93	79	40
Hule (Ilantás)	5	38	67.59	38	26	0
Químicas	79	638	75.07	2,658	1,995	1,357
Textil	68	315	75.11	315	237	0
Total	319	1,989	75.68	6,085	4,605	2,715

Fuente: Análisis del consultor

³³ El potencial máximo sin excedentes al SEN es igual a la capacidad requerida por sector = 1,989 MW.

3.4 Potencial de cogeneración con sistemas del tipo “inferior”

El aprovechamiento de la energía térmica de gases calientes de escape de hornos, secadores o equipos de fuego directo puede ser una fuente importante de recuperación de calor residual ya que en procesos **no optimizados** se pueden emitir gases de combustión con temperaturas de 300 a 1200 °C y volúmenes mucho mayores a los que emiten los generadores de vapor, por tener excesos de aire considerables. Estos tienen su principal aplicación en procesos **no optimizados** de la industria del cemento, de acero, vidrio, cerámica, metalurgia, o gases combustibles generados en los procesos industriales de algunas industrias petroquímicas y químicas.

3.4.1 Configuraciones para cogeneración del tipo “inferior”

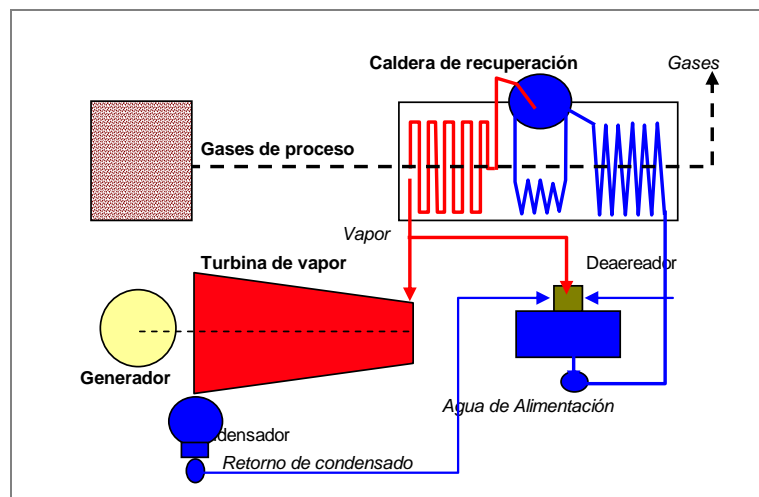
Configuración propuesta de cogeneración con caldera de recuperación y turbina de vapor

Para el aprovechamiento de la energía residual producto de la combustión de equipos con fuego directo, se pueden emplear calderas de recuperación de gases calientes para producción de vapor con el que se alimenta a turbinas de vapor para generar energía eléctrica.

El gasto masa de vapor producido es igual al calor transferido entre la energía específica del vapor. La energía eléctrica producida en la turbina de vapor es igual a la masa de vapor por la energía específica del salto entálpico en la turbina. Normalmente la caldera de recuperación debe producir vapor a presiones altas (20 a 60 bar) y temperaturas de 230 a 520 °C, para optimizar el ciclo y obtener una mayor producción de trabajo y energía eléctrica.

Las calderas de recuperación del tipo HRSG (por su acrónimo en inglés) aprovechan los gases residuales calientes de proceso para producción de vapor hasta con presiones hasta 180 bar y 565 °C de temperatura. Se fabrican en muy diversas formas y configuraciones. Pueden ser horizontales o verticales; pueden operar con gases calientes sin combustión, o con gases de proceso y postcombustión.

Figura 8: Configuración típica para aprovechar gases calientes de procesos



Fuente: Análisis del consultor

La tabla siguiente indica las capacidades eléctricas que se podrían obtener con esta configuración para el aprovechamiento de gases calientes de procesos:

Tabla 34: Capacidad de generación con gases de proceso

Temperatura de gases (°C)	Presión (bar) / temperatura (°C) de vapor		
	20/ 230	40/ 450	60/ 520
250	243 ³⁴		
300	722		
400	1,702		
500	2,711	2,854	
600	3,752	4,114	4,263
700	4,685	5,145	5,718
800	5,608	6,589	7,029
900	6,522	7,636	8,198

Fuente: Análisis del consultor

Como se puede observar es **muy poca la energía eléctrica** que se puede obtener a temperaturas menores a 300 °C y en estos casos la factibilidad económica **no arroja proyectos rentables**.

Configuración propuesta de cogeneración con turbina de gas

Otra alternativa de cogeneración para procesos del “tipo inferior” puede ser la instalación de una turbina de gas en ciclo abierto, para producir energía eléctrica y aprovechar los gases de escape para sustituir combustible en el proceso.

Las turbinas de gas tienen gases de escape a temperaturas de 350 a 650 °C en condición estándar, por lo que pueden aplicarse en procesos de secado o calentamiento, pero no sustituyen combustible en procesos que requieren altas temperaturas como son los casos de fundición o calcinación, ya que estas operaciones requieren temperaturas mayores a 1,200 °C.

Con esta alternativa se tendría un potencial de cogeneración en sectores como el de la cerámica en el proceso de secado o en secado de granos y harinas. Los ahorros son sustitución parcial de la energía eléctrica que estén tomando de la red, pero no existe ahorro de combustible, ya que la turbina de gas consumirá más combustible del que se puede ahorrar en el proceso.

³⁴ kW netos producidos en turbina de vapor.

El análisis preliminar, realizado por el consultor, determinó que este tipo de desarrollos **no son factibles económicamente con las condiciones actuales de tarifas eléctricas y valores de inversión.**

3.4.2 Potencial técnica y económicamente factible de cogeneración en sectores con posibilidad de aplicación de sistemas tipo “inferior”

Sector cemento: La producción de Cemento en el mundo consume cerca del 3% del total de la energía primaria y es responsable en un 5% de las emisiones de CO₂. Cuando estos procesos no están optimizados en cuanto a la recuperación de calor de los gases de escape (con temperaturas del orden de 380 a 450 °C), es posible aprovechar esta energía para generar electricidad, con el inconveniente de que es necesario filtrar estos gases (por ejemplo con sistemas de tipo electrostático), para evitar las incrustaciones en el interior de los intercambiadores de calor, lo cual incrementa la inversión necesaria de 1200 a 1500 USD por kW instalado.

En procesos optimizados, estos gases se enfrían hasta cerca de 200 °C o menos, para aprovecharlos en un proceso de secado del clinker antes de pasarlos a los precalentadores antes indicados, con ello se mejora la intensidad de energía que puede llegar entre 750 y 900 kcal por tonelada de clinker. Nota: En procesos no optimizados puede llegar entre 1200 y 1400 kcal por tonelada de clinker.

En México, todas las 31 plantas de cemento operan en proceso “seco”, con tecnología de punta, con 4 a 6 etapas de aprovechamiento de calor residual de los gases y la mayoría con precalcinador con lo que los gases de escape salen a menos de 200 °C.

De la información obtenida de CESPEDES y SEMARNAT, de una muestra de 8 fábricas de cemento en México se obtuvieron los siguientes datos:

Tabla 35: Gases de escape del Sector Cemento

Planta	Consumo promedio combustible (real)				Flujo másico de gases de combustión (m ³ /hr)	Temperatura de salida (°C)
	Carbón, Coque (t/ mes)	Combustóleo (t/ mes)	Otros (t/ mes)	Gas Natural y LP (m ³ / mes)		
Planta 1	1,528	751	390		83,040	187
Planta 2	8,698	97	4,572	37,210	554,640	130
Planta 3	6,566		8,218	526,916	214,200	173
Planta 4	9,039	291	4,873		515,880	146
Planta 5	11,137	29	5,456	19,234	600,000	183
Planta 6	14,205	92	3,952	38	708,000	208
Planta 7	5,706			32,506	196,020	113
Planta 8	3,730			191	119,168	167
Promedios	7,576	252	4,577	102,682	373,869	163
Máximos	14,205	751	8,218	526,916	708,000	208

Fuente: CESPEDES, 2008; SEMARNAT, 2008

En esta industria los gases de escape de los procesos salen a **menos de 200 °C**, por lo que **no existiría posibilidad** de aprovecharlos para generar **energía eléctrica**.

Sector siderúrgico: Por último, en la industria siderúrgica se pueden tener varios tipos de proceso: producción de coque, producción de hierro de primera fusión en alto horno, sistemas de reducción directa, procesos de peletización y procesos de aceración (sistema BOF o con horno abierto y sistemas con hornos eléctricos), para después pasar el acero a molinos de laminado, perfiles estructurales, o varilla.

En la mayoría de los procesos siderúrgicos de producción de acero está muy optimizado el aprovechamiento de los gases de escape, por lo que las temperaturas de los gases a chimenea son menores a 250 °C.

De la información obtenida de CESPEDES y SEMARNAT, relacionada con las principales siderúrgicas en México, se obtuvieron los siguientes datos:

Tabla 36: Datos de gases de escape del sector siderúrgico primario

Empresa	Operación (h/año)	Sistema	Consumo promedio mensual de combustible				Flujo másico de gases de combustión (t/h)	Temperatura de salida de gases (°C)
			Gas de coque	Gas Alto horno	Gas Natural y LP	Total (t/h)		
			(t/mes)					
Empresa 1	8,760	Coquizadora	867	52,229		6.06	74.10	242
Empresa 1	8,463	Alto Horno	2,786	57,252		7.09	85.10	228
Empresa 2	8,069	Planta de Reducción Directa			59,061	7.32	87.83	226
Empresa 2	8,293	Planta de Reducción Directa			34,331	4.14	49.68	207
Empresa 2	8,428	Hornos de Arco Electrico EAF			519	0.06	0.74	221
Empresa 3	7,992	Horno Electrico			188	0.02	0.28	70
Empresa 1	7,314	Horno de Peletizado	2,122	6,279		1.15	14.13	167
Empresa 2	7,306	Horno de Peletizado			1,690	0.23	2.78	250
Máximos						7.32	87.83	250
Promedios						3.26	39.33	201

Fuente: CESPEDES, 2008; SEMARNAT, 2008

En los procesos de fabricación de barras, varilla y perfiles estructurales, se emplean hornos de recalentamiento del acero. En estos procesos los gases de escape salen entre 400 a 500 °C, pero el gasto masa de gases es pequeño.

Respecto a los principales fabricantes de barras, varilla y perfiles estructurales de acero en México, se obtuvieron los siguientes datos:

Tabla 37: Datos de gases de escape del sector siderúrgico secundario

Empresa	Operación (h/año)	Consumo promedio mensual de combustible				Hornos de recalentamiento (t/h)	Temperatura de salida de gases (°C)
		Gas de coque	Combustóleo	Gas Natural y LP	Total		
		(t/ mes)			(t/h)		
Empresa 1	8,064			522	0.06	0.78	472
Empresa 2	2,205			550	0.25	2.99	504
Empresa 3	5,608	295	1,585		0.34	4.07	420
Empresa 3	5,626	317	1,846		0.38	4.58	434
Máximos						4.58	504
Promedios						3.11	458

Fuente: CESPEDES, 2008; SEMARNAT, 2008

En estos procesos, aunque la **temperatura es alta**, los gastos masa de los gases de escape **son muy pequeños**, por lo que **no existe** posibilidad de aprovecharlos para generar **energía eléctrica**.

Para el **resto de las industrias** con posibilidad de implementar sistemas de cogeneración del tipo inferior, **no se pudo realizar un análisis** debido a la **falta de datos actuales** sobre estos procesos **en México**.

Sector vidrio: En la industria del vidrio, cuando los procesos no están optimizados, la fundición ocurre entre 1540-1600°C (en mezclas ricas en sodio se alcanzan temperaturas de 800-900°C). Los procesos químicos en la vitrificación terminan a 1200°C y el calentamiento final y la homogenización puede ocurrir a temperaturas cercanas a los 1400°C.

De este modo, el proceso de fabricación del vidrio, por la alta temperatura de los gases de escape, permite la instalación de sistemas de cogeneración ya que los gases pueden salir entre 400 a 750 °C.

En México se emplean procesos de fabricación de vidrio plano con aplicaciones y tecnologías de punta, los cuáles usan la recirculación de los gases de fundición por lo que los gases de escape finales son menores a los 300 °C. Se tienen de 2 a 2.2 kg de estos gases por tonelada de vidrio (producto terminado).

Sector de la industria cerámica: El proceso de fabricación de cerámica es muy variable de acuerdo al tipo de producto que puede ser muebles de baño, azulejos, losetas, refractarios y artículos varios.

En la industria de la cerámica la mayoría de los procesos están muy optimizados y recuperan parte de calor del secado como insumo a la calcinación, por lo que la mayoría de ellos no tienen alta temperatura de los gases de escape que permita la instalación rentable de sistemas de Cogeneración, ya que los gases pueden salir entre 240 a 260 °C. Se tienen de 5 a 5.5 kg de gases a 370 °C por tonelada de cerámica (producto terminado).

3.5 Potencial total nacional de cogeneración

De la información del sector azucarero, de PEMEX, y de la industria, se obtuvo el siguiente **resumen**, el cual hace una comparación entre el potencial máximo teórico, el potencial técnicamente y económicamente factible, así como el potencial máximo con excedentes. De este modo, **el potencial total nacional máximo económicamente factible incluyendo excedentes al SEN se calculó en 10,164 MW**, como se muestra en la tabla siguiente.

Tabla 38: Potencial total nacional de cogeneración

Sector	Máximo teórico (MW)	Técnicamente factible (MW)	Económicamente factible ³⁵ (MW)	Potencial máximo con excedentes en la industria ³⁶ (MW)
Industrial	2,630	2,286	1,989	6,085
Azucarero	979	979	979	979
PEMEX	3,100	3,100	3,100	3,100
TOTAL	6,710	6,365	6,069	10,164

Fuente: Análisis del consultor

³⁵ El potencial económicamente factible de la industria está considerado sin excedentes.

³⁶ El potencial máximo de la industria considera los sectores con excedentes.

4 Beneficios de la cogeneración

4.1 Tipos de beneficios que se obtienen de la cogeneración

Los principales beneficios del desarrollo de la cogeneración son:

Para México

- Ahorro de energía primaria de combustibles nacionales.
- Reducción de importación de combustibles.
- Disminución de las emisiones de gases (CO₂) a la atmósfera.
- Nuevas inversiones nacionales y extranjeras.
- Desarrollo regional y creación de empleos.

Para el Sistema Eléctrico Nacional

- Diferimiento de inversiones con capacidad a instalar en el SEN.
- Reducción de generación eléctrica en el SEN.
- Reducción de pérdidas de transmisión y distribución en el SEN.

Para los usuarios industriales y del sector azucarero que desarrollen sistemas de cogeneración

- Mayor disponibilidad y confiabilidad del suministro eléctrico al contar con generación propia y respaldo de la red del SEN, evitando cortes de suministro que afectarían la producción, con su costo correspondiente.
- Mejor calidad de energía, incrementando la vida útil de los equipos que se utilizan en los procesos.
- Disminución de la factura energética (electricidad + combustible).
- Incremento de la competitividad por reducción de costos de producción y mejor calidad de la energía.

Para realizar el estimado de los beneficios derivados de la cogeneración se parte de la premisa que **no se considera posible desarrollar todo el potencial de cogeneración**, por lo que se consideraron cuatro escenarios, como se indica en la tabla siguiente. Estos escenarios consideran que **el potencial nacional de cogeneración que podrá desarrollarse en México será desde un mínimo de 849 MW a un máximo de 8,457 MW para los sectores estudiados.**

El desarrollo que se produzca dependerá de la eliminación de barreras y limitantes, de la creación de incentivos y de la motivación de los sectores industriales para realizarlo. En el

capítulo seis de este estudio se presentan posibilidades de instrumentos de fomento a la cogeneración, y en el capítulo siete se proponen líneas de acción para el fomento a la cogeneración en México.

Tabla 39: Escenarios para el desarrollo de la cogeneración

Sector		Escenario 1 (Mínimo)	Escenario 2 (Bajo)	Escenario 3 (Medio)	Escenario 4 (Máximo)
Industrial	% ³⁷	10	25	60	80
Azucarero	%	-	-	30	50
Industrial	MW	199	497	3,651	4,868
PEMEX	MW	650	650	3,100	3,100
Azucarero	MW	-	-	294	490
TOTAL	MW³⁸	849	1,147	7,045	8,457

Fuente: Análisis del consultor

Escenario “Mínimo”: Bajo este escenario, PEMEX desarrollaría sus proyectos para satisfacer requerimientos internos, sin excedentes al SEN; los ingenios no desarrollarían su potencial; así como el desarrollo en la industria se haría sin excedentes en un diez (10) por ciento de su potencial máximo.

Escenario “Bajo”: Al igual que en el escenario anterior, se asume que PEMEX desarrollaría sus proyectos para satisfacer requerimientos internos, sin excedentes al SEN; los Ingenios no desarrollarían su potencial; así como el desarrollo en la industria se haría sin excedentes, pero explotando un veinticinco (25) por ciento del su potencial máximo.

Escenario “Medio”: En este escenario se estima un desarrollo en la industria de un sesenta por ciento (60) de su potencial máximo, mientras que los ingenios desarrollarían un treinta por ciento (30) de su potencial. Por otro lado, se asume que PEMEX desarrollaría su potencial planeado de 3,100 MW.

Escenario “Máximo”: Por último, este escenario asume que el desarrollo en la industria sería de ochenta por ciento (80) de su potencial máximo; así como también los ingenios y PEMEX desarrollarían su potencial en cincuenta por ciento (50) y 3,100 MW, respectivamente.

4.2 Ahorro de energía primaria de los combustibles nacionales

Es ampliamente conocida la problemática de reservas, producción y refinados que tiene México.³⁹ **El uso eficiente y el ahorro de combustibles es una de las prioridades más**

³⁷ Factor estimado de desarrollo.

³⁸ Capacidad.

importantes y urgentes que presenta el país. La eficiencia de conversión de energía primaria a energía útil es siempre mayor con la cogeneración que con sistemas convencionales (ver Tabla 2). Estas eficiencias de conversión de energía primaria a energía útil (eléctrica y térmica) significan grandes ahorros de combustible.

4.2.1 Ahorro de combustibles en el sector industrial sin entrega de excedentes al SEN

En el capítulo tres, se desarrolló una “lista maestra sectorial” eléctrica, complementada con datos de consumo de combustible, relaciones típicas térmicas / eléctricas y con factores de vapor ($f_v = \text{energía primaria para producir vapor} / \text{energía térmica primaria total}$).

Lo anterior produjo un primer indicador, que se denominó “consumo actual a calderas”. Con el modelo desarrollado por el consultor, se determinó el tipo de configuración más eficiente para cubrir los requerimientos de energía eléctrica (sin excedentes al SEN); se calculó la cantidad de vapor a producir por la cogeneración y, cuando en cualquiera de las alternativas el vapor producido no fue suficiente, se consideró que las calderas actuales lo complementarían.

Esto produjo un segundo indicador, que se denominó “consumo futuro con cogeneración”.

Finalmente, con la información obtenida de la Secretaría de Energía en el BNE de 2006, se obtuvo el balance de energía del SEN, que indica una eficiencia global neta de 30.29% (ventas de energía/ energía primaria). Esto indica que, por cada GWh evitado, producido por los cogeneradores, se obtiene un ahorro de energía primaria de 3.30 GWh ($100/30.29$), o su equivalente, de 11,880 GJ.

Este consumo produjo un tercer indicador, que se denominó “consumo ahorrado por el SEN”. El cambio neto de estos tres indicadores corresponde al ahorro de combustibles calculado por empresa de cada sector industrial.

La energía eléctrica producida por la cogeneración evitaría la producción de electricidad del SEN, con el ahorro correspondiente en combustibles. Considerando el número de empresas por sector, se obtuvo el total de ahorro en los proyectos de cogeneración sin excedentes al SEN.

³⁹ En 2006 se importaban (saldo neto): gas LP, 107.913 PJ; gasolinas, 351.251 PJ; diesel, 76.724 PJ y gas seco 335.015 PJ. Se estima que las importaciones de gas natural crecerán 92.6% respecto a 2006, registrando un volumen de 1,962 mmPCD, de los cuales 1,500 mmPCD provendrán de contratos de GNL en tres terminales de regasificación que se contemplan en el periodo de análisis.

Tabla 40: Ahorro de combustibles en la industria sin excedentes al SEN

Sector	Número de empresas	Ahorro de combustibles (TJ/año)
Aceites comestibles	9	3,997
Cereales	4	1,133
Cerveza y malta	9	2,501
Conservas y jugos	14	3,237
Lácteos	24	6,689
Otros alimentos	58	12,443
Cartón y papel	32	9,977
Celulosa y papel	12	17,884
Fibras sintéticas	5	2,144
Hule (llantas)	5	1,495
Química	79	46,120
Textil	68	12,900
TOTAL	319	120,522

Fuente: Análisis del consultor

4.2.2 Ahorro de combustibles en el sector industrial con entrega de excedentes al SEN

Como alternativa, en los sectores industriales con relaciones térmicas/eléctricas altas se efectuó sectorialmente un análisis para satisfacer toda la energía térmica con la cogeneración (diseño térmico). Este tipo de análisis produjo una capacidad firme excedente que podría entregarse a la red.

El análisis fue realizado para cada uno de los sectores seleccionados en un segundo modelo desarrollado por el consultor. En todos los casos se consideró la configuración de turbina de gas y caldera de recuperación y 8760 horas por año de operación de la planta con el factor de carga medio por sector y 92% de factor de disponibilidad.

Basado en este análisis, el ahorro de combustibles para el desarrollo máximo económicamente factible de la cogeneración en el sector industrial se muestra en la tabla siguiente:

Tabla 41: Ahorro de combustibles para el desarrollo máximo económicamente factible de la cogeneración en el sector industrial

Sector	Empresas	Capacidad media propia del sector (MW)	Capacidad excedente al SEN		Ahorro de combustibles (TJ/año)
			Media firme (MW)	Máxima (MW)	
Aceites comestibles	9	39	120	133	10,479
Cereales	4	16	-	-	1,133
Cerveza y malta	9	41	108	126	8,583
Conservas y jugos	14	35	44	57	5,509
Lácteos	24	79	115	140	10,837
Otros alimentos	58	162	134	196	15,831
Cartón y papel	32	139	185	226	19,935
Celulosa y papel	12	212	612	667	50,317
Fibras sintéticas	5	34	40	45	3,063
Hule (llantas)	5	26	-	-	1,495
Química	79	479	1,357	1,516	106,390
Textil	68	237	-	-	12,900
TOTAL	319	1,498	2,715	3,106	246,472

Fuente: Análisis del consultor

Lo anterior se puede consultar en los modelos, desarrollados por el consultor, y que se adjuntan a este estudio.

4.2.3 Ahorro o sustitución de gas natural en PEMEX

En su proyección de desarrollo de la cogeneración, PEMEX contempla en el corto plazo (2008-2011), dos proyectos de cogeneración con fines de autoabastecimiento, con el fin de incrementar su eficiencia global al sustituir aquellos equipos que generen energía eléctrica para porteo o para satisfacer sus propias necesidades de manera eficiente.

Esto se lograría mediante el desarrollo de un proyecto de cogeneración de gran escala de 300 MW en el CPG Nuevo PEMEX, cuya generación de energía eléctrica se consume en la misma empresa. **PEMEX indicó que este primer proyecto permitiría un ahorro de 67 mmPCD de gas natural equivalente.**

Las siguientes etapas no están totalmente definidas en su configuración y el tipo de combustible a emplear, aunque se tiene contemplada la instalación de otros 2,800 MW.

Para efectuar una estimación del gas natural que PEMEX podría sustituir al emplear residuales o tecnologías de gasificación, se tomaron los datos de la proyección de PEMEX Refinación, presentada en mayo de 2005 por el Lic. José Becerra O'Leary, en la cual calcularon una sustitución de gas natural de 1,040 mmPCD para 3,540 MW.

Estos datos se extrapolaron para los 3,100 MW, con factor de planta de 90% y factor de disponibilidad de 92%, con un estimado total de sustitución o ahorro de gas natural de 890 mmPCD.

Tabla 42: Ahorro de gas natural en PEMEX

Fase del desarrollo	Capacidad a instalar (MW)	Sustitución de gas natural		
		(mmPCD)	m ³ /año	TJ/año
Fase I	300	67	573,456,245	21,533
Fase II	2,800	823	7,042,017,540	264,421
TOTAL	3,100	890		285,953

Fuente: Análisis del consultor

4.2.4 Ahorro de combustibles en el sector azucarero

El sector azucarero emplea actualmente 7.5 litros de combustóleo por tonelada de caña, como complemento del bagazo, para la producción de vapor en sus procesos.

En el análisis realizado en el capítulo tres para este sector, se propuso mejorar el aprovechamiento del bagazo y secarlo, de manera de obtener mayor poder calorífico y, con ello, reducir el consumo de combustóleo hasta en 3 litros por tonelada de caña.

El ahorro neto de los 57 ingenios, con la capacidad evitada de CFE por entrega de excedentes, se calculó en 1,187 miles de metros cúbicos por año, que significan 50,180 TJ anuales.

Tabla 43: Ahorro de combustibles en el sector azucarero

Consumo de combustible		zafra	no zafra	TOTAL
Actual	l/año	395,550,000	-	395,550,000
Futuro	l/año	112,512,375	19,855,125	132,367,500
Excedentes a CFE	MWh/año	1,450,215	1,609,702	3,059,917
Combustible de CFE	MJ/año			36,719,007,691
Evitado	l/año			923,343,468
AHORRO ANUAL DE COMBUSTOLEO EQUIVALENTE				
Ingenios (Actual)	m ³ /año			395,550
Ingenios (Futuro)	m ³ /año			-132,368
De CFE (energía evitada)	m ³ /año			923,343
TOTAL				1,186,526

Fuente: Análisis del consultor

4.2.5 Resumen de ahorro de combustibles

Como se indicó anteriormente, no podría realizarse todo el potencial factible, por lo que se efectuó un análisis de **ahorro de combustibles considerando 2 escenarios posibles**.

En el “**escenario medio**”, se estima que el desarrollo de la cogeneración en la industria alcanza un 60% de su capacidad máxima, un 30% para el sector azucarero y el total para PEMEX.

De este modo, en el escenario “medio” se podría obtener un ahorro de 448,886 TJ/año, lo cual significa un ahorro de 417 mmPCD de gas natural en la industria, una sustitución de gas natural en PEMEX de 890 mmPCD y 356 miles de metros cúbicos de combustóleo por año en el sector azucarero.

La tabla siguiente muestra los ahorros calculados:

Tabla 44: Ahorro total nacional de combustibles en el escenario “medio” de desarrollo

Sector	Cantidad	Unidades	(TJ/año)
PEMEX	890	mmPCD	285,953
Ingenios	355,958	m ³ /año	15,050
Industria (económicamente factible)	417	mmPCD	147,883
TOTAL			448,886

Fuente: Análisis del consultor

El análisis de ahorro de combustibles en el “**escenario máximo**”, considera un desarrollo de la cogeneración la industria del 80% de su capacidad máxima factible y de un 50% de desarrollo en el sector azucarero y el total de PEMEX.

Los cálculos arrojan un ahorro de 508,214 TJ/año, lo cual significa un ahorro de 556 mmPCD de gas natural en la industria, una sustitución de gas natural en PEMEX de 890 mmPCD y 593 miles de metros cúbicos de combustóleo por año en el sector azucarero.

Tabla 45: Ahorro total nacional de combustibles en el escenario “máximo” de desarrollo

Sector	Cantidad	Unidades	(TJ/año)
PEMEX	890	mmPCD	285,953
Ingenios	593,263	m ³ /año	25,083
Industria (económicamente factible)	556	mmPCD	197,178
TOTAL			508,214

Fuente: Análisis del consultor

4.3 Reducción de emisiones de gases (GEI) a la atmósfera

La Agencia Federal de Protección Ambiental de los Estados Unidos, considera que hay seis contaminantes “críticos” que deben considerarse: ozono (O₃), monóxido de carbono (CO), bióxido de nitrógeno (NO₂), bióxido de azufre (SO₂), PM10 (partículas menores de 10 micras) y plomo.⁴⁰

Los óxidos de nitrógeno (NOx) están compuestos genéricamente por óxido de nitrógeno (NO), el cual reacciona para formar bióxido (NO₂). Se forman cuando existe exceso de aire y temperaturas altas de flama. El NO₂ reacciona con otros componentes y es el responsable de la formación del ozono. Tal formación se puede controlar con la reducción del exceso de aire, recirculación de gases, inyección de agua y reducción catalítica. Las emisiones de óxidos de nitrógeno disminuyen al quemarse menos combustible en los sistemas de cogeneración. El presente estudio no considera estas medidas de reducción de emisiones de O₃ y NOx.

Las emisiones de bióxido de azufre, el plomo y las PM10 se deben a la calidad de los combustibles; para reducirlas es necesario mejorar dicha calidad. Las emisiones de partículas también se reducen al cambiar de combustóleo a diesel o a gas natural.

⁴⁰ La norma mexicana de niveles máximos de emisión de contaminantes y requisitos y condiciones de operación de fuentes fijas es la NOM-085-ECOL-1994. Esta norma no es aplicable a equipos de fuego directo, ni a sistemas de generación y cogeneración. En 2002 se inició la revisión de esta norma conjuntamente con el sector energía y el sector industrial, pero a la fecha no se ha corregido. La norma revisada pretende establecer límites para hornos industriales de calentamiento indirecto, equipo de calefacción, calderas, generadores de vapor, calentadores de fluidos térmicos de la industria, comercios y servicios, y para unidades de generación de electricidad tipo turbinas y ciclo combinado, motores del tipo reciprocante y vapor. Estos valores de CO, partículas y NOx podrían considerarse típicos cuando la norma se haga efectiva.

El monóxido de carbono (CO) es producto de una combustión incompleta, misma que no se considera en este estudio. Las emisiones de monóxido de carbono y las de hidrocarburos, se reducen al tener una buena eficiencia de combustión.

La cogeneración reduce en todos los casos las emisiones de CO₂ por su mayor eficiencia y menor consumo de combustible. La reducción depende de la tecnología, el factor de planta y el tipo y calidad del combustible.

El presente estudio no considera medidas de reducción de emisiones de O₃, NO_x, SO₂, plomo, PM10 y CO.

4.3.1 Reducción de emisiones de bióxido de carbono en el sector industrial

Por lo expuesto, la única evaluación que se hace en este estudio es la reducción de emisiones de bióxido de carbono (CO₂), con los estimados anteriores de ahorro de combustibles.

Para estimar las emisiones de CO₂ por cada GJ de energía de la combustión, se emplearon cálculos estequiométricos y se consideró la combustión completa de los componentes de cada tipo de combustible.

Los resultados fueron los siguientes:

- Para su combustión completa, el combustóleo produce 3.082 kg de CO₂ por cada kg de combustible. Se consideró el combustóleo con un 84% de carbono en peso y un 1.39 de CO₂.
- Por su parte, la combustión completa del gas natural produce 2.748 kg de CO₂ por cada kg de combustible. Se consideró el gas natural con un 74.6 % de carbono en peso y un 0.3 de CO₂.

Tomando los poderes caloríficos superiores de estos combustibles (PCS= 37,549 kJ/m³ para el gas natural, con peso específico de 0.70 kg/m³, PCS= 42,279 kJ/l para el combustóleo, con peso específico de 0.996 kg/l), se obtuvieron los siguientes factores de emisiones:

- Para el gas natural: un equivalente de 51.23 kg CO₂/ GJ
- Para el combustóleo: un equivalente de 72.60 kg CO₂/ GJ .

Aplicando los factores de emisión calculados, se obtuvieron los siguientes valores de emisiones evitadas de CO₂ para la industria en la alternativa sin excedentes:

Tabla 46: Reducción de emisiones en la industria (alternativa sin excedentes al SEN)

Sector	Ahorro de combustibles (TJ/año)	Reducción de emisiones de CO ₂ (miles de toneladas/año)
Aceites comestibles	3,997	205
Cereales	1,133	58
Cerveza y malta	2,501	128
Conservas y jugos	3,237	166
Lácteos	6,689	343
Otros alimentos	12,443	637
Cartón y papel	9,977	511
Celulosa y papel	17,884	916
Fibras sintéticas	2,144	110
Hule (llantas)	1,495	77
Química	46,120	2,363
Textil	12,900	661
TOTAL	120,522	6,174

Fuente: Análisis del consultor

Los resultados de ahorro de combustibles dan los valores siguientes de emisiones evitadas de CO₂ para la alternativa con excedentes al SEN:

Tabla 47: Reducción de emisiones en la industria (alternativa con excedentes al SEN)

Sector	Ahorro de combustibles (TJ/año)	Reducción de emisiones de CO ₂ (miles de toneladas/año)
Aceites comestibles	10,479	537
Cereales	1,133	58
Cerveza y malta	8,583	440
Conservas y jugos	5,509	282
Lácteos	10,837	555
Otros alimentos	15,831	811
Cartón y papel	19,935	1,021
Celulosa y papel	50,317	2,578
Fibras sintéticas	3,063	157
Hule (llantas)	1,495	77
Química	106,390	5,450
Textil	12,900	661
TOTAL	246,472	12,267

Fuente: Análisis del consultor

4.3.2 Reducción de emisiones de bióxido de carbono en PEMEX

El proyecto de cogeneración en Nuevo PEMEX reducirá las emisiones de gases de efecto invernadero en:⁴¹

- 940 MtCO₂ anuales.
- De partículas, NO_x y SO_x y de gases de combustión con alta temperatura.

⁴¹ Como parte de la Estrategia Nacional de Cambio Climático y una vez que sea registrado ante la ONU, este proyecto representará el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) más grande de PEMEX y abarcará cerca de 10% de la reducción total de CO₂ de todos los proyectos de México registrados a la fecha.

En el desarrollo de los otros proyectos de cogeneración en PEMEX, no se ha considerado que existirá una reducción de las emisiones directas, ya que **algunos de estos proyectos sustituirán gas natural con otros combustibles.**⁴²

4.3.3 Reducción de emisiones de bióxido de carbono en el sector azucarero

Como se indicó anteriormente, el sector azucarero tiene un potencial de ahorro de combustibles de 1,187 miles de metros cúbicos por año, los cuales significan 50,180 TJ anuales.

Aplicando los valores ya presentados para el factor de emisiones de CO₂ para el combustóleo (72.60 kg CO₂/GJ), se determinó una reducción de emisiones de 3,642 miles de toneladas de CO₂ anuales para el sector azucarero.

4.3.4 Resumen nacional de reducción de emisiones

Para efectos realistas de reducción de emisiones con el desarrollo de la cogeneración, se considera el **escenario “medio”**. Este cálculo arroja **una reducción de emisiones de 8,669 miles de toneladas de CO₂ anuales**, como se muestra en la tabla siguiente:

Tabla 48: Reducción total nacional de emisiones en el escenario “medio”

Sector	Ahorro de combustibles (TJ/año)	Reducción de emisiones de CO ₂ (miles de toneladas/año)
PEMEX	-	-
Ingenios	15,050	1,093
Industria (económicamente factible)	147,883	7,576
TOTAL		8,669

Fuente: Análisis del consultor

Para el escenario “máximo” se determinó una reducción de emisiones de 11,922 miles de toneladas de CO₂ anuales.

⁴² Sin embargo, sí existirá un ahorro de combustible en el SEN por la energía que PEMEX dejará de recibir de la CFE, así como por la energía evitada en CFE debida a la entrega de excedentes en los proyectos de la empresa petrolera en su segunda fase. Estas reducciones de emisiones se presentan en la sección correspondiente a los beneficios al SEN.

Tabla 49: Reducción total nacional de emisiones en el escenario “máximo”

Sector	Ahorro de combustibles (TJ/año)	Reducción de emisiones de CO ₂ (miles de toneladas/año)
PEMEX	-	-
Ingenios	25,083	1,821
Industria (económicamente factible)	197,178	10,101
TOTAL		11,922

Fuente: Análisis del consultor

4.4 Beneficios de créditos por bonos de carbono del MDL

A fines de septiembre de 2006, de un total de 326 proyectos de todo tipo, estaban registrados mundialmente 66 proyectos de cogeneración con capacidades de 0.5 a 27.3 MW. Su reducción de emisiones era de 3.5 Mton CO₂ por año, con un promedio por proyecto de 54 kTon/año.

En el caso de México, la autoridad nacional designada puede solicitar a la Junta Ejecutiva del MDL (CDMEB) un apoyo nacional para cubrir el desarrollo de la cogeneración.

Para ello se requeriría que la Comisión Intersecretarial de Cambio Climático de la Subsecretaría de Planeación y Política Ambiental de la SEMARNAT (COMEGEI), que funge como la autoridad nacional designada (DOF 25 de abril del 2005), recibiera de la Secretaría de Energía, con el apoyo de la CRE y de CONUEE, un planteamiento nacional en el que se manifestara la participación voluntaria y la contribución al desarrollo sustentable del proyecto.

Con base en lo anterior, las Secretarías que forman la Comisión Intersecretarial de Cambio Climático (SAGARPA, SCT, SE, SEDESOL, SEMARNAT, SENER, SRE), tendrían el derecho de opinión, la COMEGEI dictaminaría y el Presidente de la República suscribiría el planteamiento. Después, éste se presentaría a países de Europa y/o Japón y a operadores financieros (brokers) de esas naciones para lograr un **acuerdo marco**.

Una vez logrado el **acuerdo marco**, se presentaría a la Junta Ejecutiva del MDL (CDMEB), para su revisión y, en su caso, su aprobación.

En 2005 la SEMARNAT indicó que se contaba con proyectos en trámite por 6.1 millones de toneladas de CO₂ equivalentes por año, 30 anteproyectos con potenciales de reducción por otros 6 millones de toneladas, así como 75 anteproyectos en PEMEX.

Los precios para los CERs varían dependiendo del mercado. En 2003-2005 se pagaban de 4 a 5 euros por tonelada de CO₂. El incremento de la demanda ha producido una tendencia a la alza y, para 2006, estaban en el orden de 7 euros por tonelada. La SEMARNAT indica valores de 6 a 15 USD por tonelada.

Con la reducción de las emisiones antes indicada y valores de entre 6 a 15 USD por tonelada evitada de CO₂, se podrían llegar a obtener créditos por bonos de carbono (CERs), por importes de entre 52 a 179 millones de USD anuales.

Tabla 50: Estimado de obtención de créditos de carbono (CERs) en los escenarios “medio” y máximo

Escenario	(miles de toneladas de CO ₂ /año)	Valores anuales de CERs (millones de USD)	
		Mínimo (6 USD por t CO ₂)	Máximo (15 USD por t CO ₂)
Medio	8,669	52	130
Máximo	11,922	72	179

Fuente: Análisis del consultor

4.5 Nuevas inversiones, desarrollo regional y creación de empleos

4.5.1 Total estimado de nuevas inversiones

La evaluación de la inversión que ocurriría con el desarrollo de la cogeneración se realizó empleando el escenario “máximo”, y se obtuvo un estimado de **\$11,256 millones de USD**.

Tabla 51: Estimado de inversión en el escenario “máximo”

Sector	Capacidad por empresa (kW)	MW sectoriales	Inversión (millones de USD)
Aceites comestibles	26	231	181
Cereales [factible sin excedentes]	6	25	28
Cerveza y malta	26	238	180
Conservas y jugos	9	126	116
Lácteos	12	288	248
Otros alimentos	9	495	456
Cartón y papel	15	471	388
Celulosa y papel	92	1,107	814
Fibras sintéticas	19	93	73
Hule (llantas) [factible sin excedentes]	8	38	50
Química	34	2,658	2,149
Textil [factible sin excedentes]	5	315	434
TOTAL INDUSTRIA		6,085	5,117
PEMEX		3,100	4,030
Sector Azucarero		979	2,109
TOTAL		10,164	11,256

Fuente: Análisis del consultor

Esto implica una **inversión extranjera directa** de entre **\$6,000 y \$8,000 millones de USD**, así como una derrama importante en **la industria nacional**, la cual equivaldría a entre **\$1,100 y \$2,800 millones de USD**.⁴³

El estimado de las inversiones para el sector industrial se realizó por tipo de configuración, sin costos financieros, como se indica en los modelos desarrollados por el consultor. Para PEMEX se consideraron importes por kW ISO similares a los indicados para su primer proyecto de 300 MW, y para el sector azucarero se estimó una inversión media por ingenio de 37 millones de USD.

4.5.2 Creación de empleos

Se estima que el 90% de la ingeniería de proyecto incluyendo la supervisión, dirección, administración y las asesorías fiscales, legales y financieras se haría en México (cosa que no ocurre en el caso de los proyectos de los Productores Independientes de Energía).

La ingeniería de proyecto es de 7% a un 8% de la inversión. Considerando un importe por hora hombre de \$30.00 USD, esto significaría un estimado de **23 a 27 millones de horas hombre durante 10 años**.

Considerando 2000 horas por año esto arroja, el equivalente de cerca de 12,000 a 14,000 empleos de ingenieros y técnicos en empresas mexicanas. Esto produciría un desarrollo tecnológico nacional, como ocurrió en el país durante los años sesenta.

La construcción, instalaciones, operación y mantenimiento de estas plantas significarían la creación de empleos temporales en la construcción e instalaciones, así como la creación de empleos fijos en la operación y mantenimiento de las plantas.

Para la construcción se estima una derrama **por concepto de mano de obra de ingenieros, obreros y técnicos de cerca de \$1,300 millones de USD**. Considerando un importe por hora hombre de \$5.00 USD, esto significaría un estimado de 260 mil horas hombre que arroja un **equivalente entre 100,000 a 110,000 empleos temporales**.

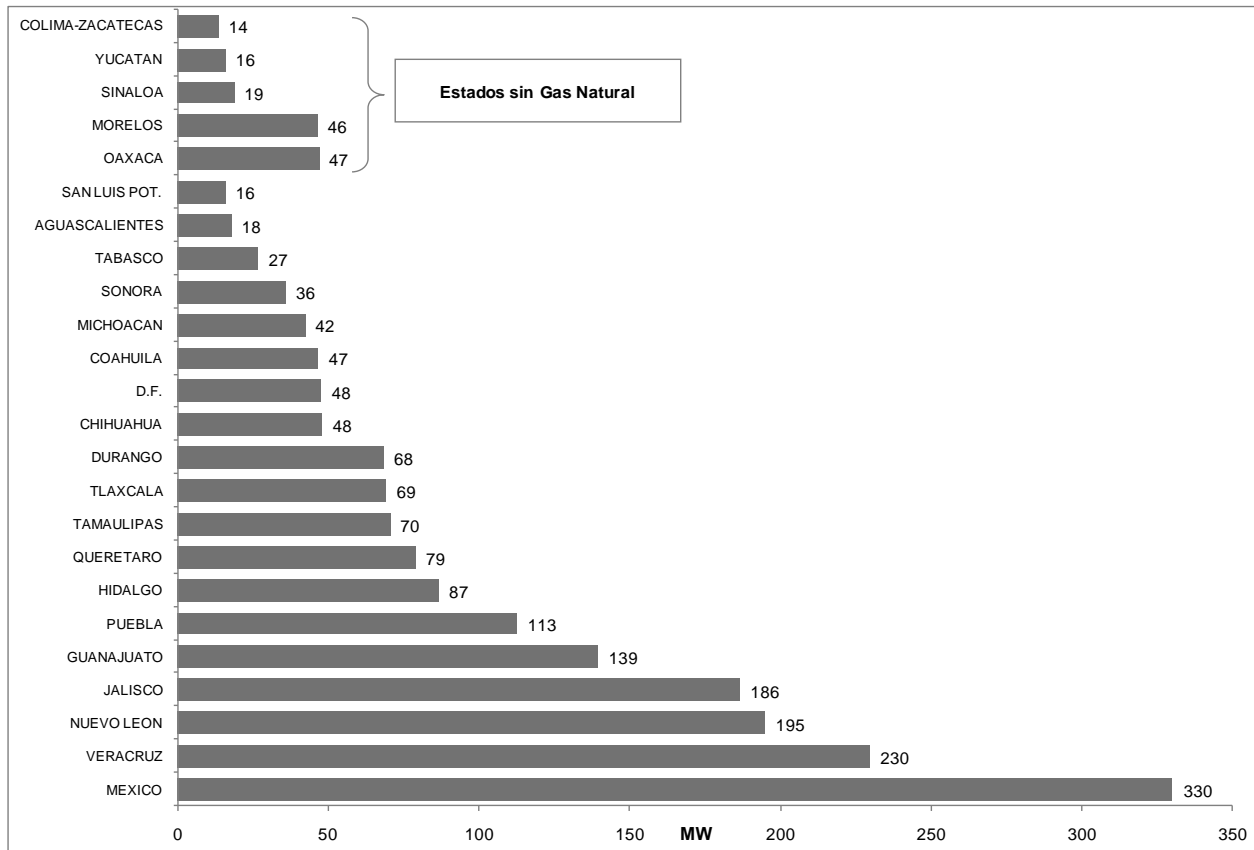
En el caso de la **operación y mantenimiento**, se estima que se requerirían entre 12 y 20 obreros por planta, que en 220 a 300 instalaciones significaría la creación de **2,600 a 6,000 empleos permanentes**.

4.5.3 Desarrollo regional

Las plantas de cogeneración se instalan en los sitios donde están las industrias. Un proyecto de cogeneración involucra activamente alrededor de 30 empresas relacionadas con la construcción, suministro de materiales y operación y mantenimiento de las plantas. De las cifras obtenidas de la lista maestra se obtuvo una distribución regional como se indica en la figura siguiente:

⁴³ Del importe total de inversión antes indicado, existiría una inversión extranjera de desarrolladores equivalente a entre 55 y 73% del total. Por otro lado, la industria nacional se beneficiaría con una derrama importante en el suministro de partes y componentes en equipos mecánicos, tuberías, pailería, componentes, equipos eléctricos y sistemas de control e instrumentación.

Figura 9: Distribución del potencial industrial de cogeneración



Fuente: Análisis del consultor

4.6 Beneficios para el Sistema Eléctrico Nacional

4.6.1 Diferimiento de la inversión en nueva generación del SEN

Los proyectos de cogeneración permitirían posponer o sustituir la nueva capacidad de generación y la reducción de la inversión para ampliar la red nacional de transmisión en redes y subestaciones.

Considerando el escenario “medio”, con los proyectos de cogeneración **se evitarían entregas del SEN y se recibirían excedentes con un total de 38,629 GWh/ año**. Esto significaría, para 2016, un 13.8 % del total requerido a nivel nacional del SEN, que se proyecta en 280,184 GWh/año.

Los proyectos de cogeneración previstos en el escenario “medio” **sustituirían 5,872 MW, lo que correspondería al 27.1% de los requerimientos de nueva capacidad**.

La tabla siguiente muestra el estimado de capacidad evitada de generación y de energía evitada para el escenario “medio”:

Tabla 52: Capacidad y energía evitada en el SEN (escenario “medio”)

Sector	Capacidad actual (MW)	Capacidad máxima (MW)	Energía evitada ^{44 45} (GWh/año)
PEMEX (actual) ⁴⁶	650	650	318
PEMEX (excedentes)		2,151	15,602
Ingenios (actual)	124	124	16
Ingenios (excedentes)		125	778
Industria (actual)	1,194	1,194	8,785
Industria (excedentes)		1,629	13,128
TOTAL		5,872	38,267

Fuente: CFE, PEMEX, CNIAA, y análisis de consultor

En el documento de Prospectiva del Sector Eléctrico 2007-2016, la Secretaría de Energía considera una inversión de 21,684 MW de 2007 a 2016, con un importe de 303,315 millones de pesos de 2007 o 27,609 millones de USD. Para la ampliación de la red de transmisión y distribución tiene previsto instalar 19,300 MVA de 2007 a 2011, con un importe de 304,729 millones de pesos de 2007 o 27,829 millones de USD.

A partir de esta información, se estimó que los proyectos de cogeneración antes indicados permitirían **reducir la inversión de las nuevas plantas generadoras en cerca de 7,477 millones de USD y en las ampliaciones de la red nacional en líneas y subestaciones, en cerca de 3,837 millones de USD, para un total de inversión evitada cercana a los 11,300 millones de USD.**

4.6.2 Reducción de pérdidas de transmisión, transformación y distribución en el SEN

Además de ahorrar energía primaria, la cogeneración reduce pérdidas en transmisión y distribución, porque las plantas de cogeneración quedan localizadas en los centros de consumo. En la generación eléctrica convencional, las plantas se localizan lejos de los centros de consumo, por lo que existen pérdidas que van de 4 a 19% en la transmisión y distribución, dependiendo de la tensión de la red y de la región del suministro. Estas pérdidas ocurren por el

⁴⁴ Energía evitada en industria (92% de disponibilidad, 6,054 horas al año).

⁴⁵ Energía evitada en PEMEX (92% de disponibilidad, 7,884 horas al año).

⁴⁶ Datos de CFE, 2007 (PEMEX, ingenios e industria).

llamado efecto Joule, que tiene lugar al transmitir la energía eléctrica desde la planta generadora hasta el consumidor.

CFE define los niveles de tensión como sigue:

- Baja tensión es el servicio que se suministra en niveles de tensión menores o iguales a 1 (un) kilovolt.
- Media tensión es el servicio que se suministra en niveles de tensión mayores a 1 (un) kilovolt, pero menores o iguales a 35 (treinta y cinco) kilovolts.
- Alta tensión a nivel subtransmisión es el servicio que se suministra en niveles de tensión mayores a 35 (treinta y cinco) kilovolts, pero menores a 220 (doscientos veinte) kilovolts.
- Alta tensión a nivel transmisión es el servicio que se suministra en niveles de tensión iguales o mayores a 220 (doscientos veinte) kilovolts.

En baja y media tensión operan los llamados sistemas de distribución; en ellos se localizan las principales pérdidas de las redes eléctricas.

Por su parte, en los indicadores del sector eléctrico nacional, la Secretaría de Energía ha publicado pérdidas en transmisión y distribución de 18.6% (con datos integrados de CFE a marzo de 2008).

El ahorro por la eliminación de estas pérdidas se calculó en 4,743 GWh por año, como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 53: Pérdidas evitadas en la transmisión (escenario “medio”)

Sector	(GWh/año)
PEMEX (actual)	59
PEMEX (excedentes)	2,902
Ingenios (actual)	3
Ingenios (excedentes)	145
Industria (actual)	1,634
Industria (excedentes)	2,442
TOTAL	4,743

Fuente: CFE, PEMEX, CNIAA, y análisis de consultor

4.6.3 Beneficios por la generación distribuida vinculada a la cogeneración

El concepto de generación distribuida es básicamente la generación eléctrica en los centros de carga; al estar conectados a un sistema de distribución, producen un cambio en la dirección del flujo de la potencia normal. La generación distribuida puede existir en los sistemas de generación pura (turbinas de gas, motores, microturbinas, celdas de combustible) y en los sistemas de energías renovables (eólicos y fotovoltaicos).

La experiencia internacional ha demostrado que, al contar con cargas “distribuidas”, como en el caso de los proyectos de cogeneración, se obtiene:

- Una mejor capacidad para mantener operando en sincronismo las unidades generadoras inmediatamente después de una contingencia crítica de generación o transmisión. Estos proyectos facilitan el apoyo durante emergencias e incrementan la confiabilidad de la operación.
- Control de voltaje y frecuencia dentro de los rangos aceptables, con aseguramiento de la calidad del servicio.
- Igual o mejor confiabilidad, ya que se reduce el riesgo esperado de no poder suministrar la energía debido a posibles fallas de los elementos del sistema.

Los sistemas eléctricos tienen una vida útil limitada; además, los avances tecnológicos impulsan continuamente la modernización de los mismos. La Agencia Internacional de la Energía indica que en los países desarrollados, como los que integran la OECD, muchas redes y subestaciones están llegando al final de su vida útil o requerirán reemplazarse con tecnología moderna. Por ejemplo, Europa necesitará invertir cerca de 2 trillones (USA) de euros en los próximos 25 años.

Los nuevos desarrollos de la cogeneración y de la “energía verde” impactarán grandemente a la infraestructura de las redes eléctricas. Seguramente esta situación llegará en el corto plazo a México, por lo que ya se contempla como parte de la planeación del SEN, la reposición de transformadores, compensadores y líneas obsoletas, así como los incrementos no tradicionales que puedan ocurrir por los proyectos de cogeneración y de “energía verde”.

4.6.4 Beneficios para las empresas que operen con sistemas de cogeneración

Las empresas que instalen proyectos de cogeneración tendrán los siguientes beneficios:

- Mayor disponibilidad y confiabilidad en el suministro eléctrico, al contar con generación propia y respaldo de la red del SEN, evitando el riesgo de cortes de suministro que afecten la producción y originen costos adicionales.
- Mejor calidad de la energía, lo que incrementará la vida útil de los equipos que se utilicen en los procesos.
- Disminución de la factura energética (electricidad + combustible).
- Incremento en productividad y competitividad por la reducción de costos de producción y la mejor calidad de la energía.

Dependiendo del combustible utilizado, los precios del combustible y las tarifas eléctricas, la relación térmica/ eléctrica de cada proceso y los factores de carga eléctricos y térmicos en un proyecto de cogeneración, se puede **obtener una reducción de costo de la factura energética de entre 12 y 35%**.

5 Experiencias internacionales en la promoción de la cogeneración⁴⁷

5.1 Antecedentes

La cogeneración, ya sea para aplicaciones industriales, edificios o integradas a redes que proveen calefacción en distritos urbanos, ofrece a los desarrolladores de políticas la oportunidad de alcanzar objetivos tanto energéticos como ambientales a un bajo costo comparado con otras alternativas. Estos beneficios están asociados al hecho que se está generando energía de manera eficiente, en el lugar donde será consumida, evitándose pérdidas de transmisión y distribución y también de energía térmica.

Se entiende que el primer objetivo que busca una inversión en cogeneración, sea económico, por lo cual el proyecto debe satisfacer los requerimientos de rentabilidad que busca el inversor. Estos beneficios son evidentes para el caso de la cogeneración, pero cada vez es más fuerte la evidencia que prueba que el desarrollo de la cogeneración en el futuro, estará asociado al alto impacto que genera en la reducción de emisiones de Gases Efecto Invernadero (GEI).

A pesar de lo expuesto y de las políticas de promoción implementadas en distintos países, según datos de la Agencia Internacional de Energía (AIE), la participación de la cogeneración, a nivel mundial, respecto de la generación global de energía eléctrica, ha permanecido estancada durante los últimos años en valores cercanos al 9%. Según reportes de esta Agencia, sólo 5 países han logrado una expansión exitosa de la cogeneración hasta alcanzar una participación de entre un 30% a un 50% de la generación total de energía eléctrica (Dinamarca, Finlandia, Rusia, Letonia y Holanda). En un segundo grupo de países, esta participación se encuentra en el rango del 10% al 20% (Hungria, Polonia, República Checa, Austria, China y Alemania). Pero persiste el interrogante para hallar las causas que expliquen el lento proceso de expansión de esta alternativa tecnológica.

Se debe resaltar sin embargo, que para poder comparar adecuadamente esta información internacional, se requiere conocer cómo considera cada país su cogeneración, y si se está considerando o no el suministro térmico para calefacción municipal y en qué proporción.

Por otro lado, si nos dedicamos a explorar los modelos exitosos de desarrollo de la cogeneración, se puede afirmar que si bien cada uno de los casos mencionados presenta sus propias particularidades, el elemento común que rige a todos, es la existencia de políticas gubernamentales claras sobre el tema. Entre las políticas de promoción que han tenido mayor éxito, sobresalen aquellas que establecen objetivos de largo plazo, diseñadas y ejecutadas en forma coordinada por diversos departamentos gubernamentales, y con una clara definición de los elementos que deben ser atendidos para hacer atractiva las inversiones requeridas en este sector, lo que suele traducirse en diferentes incentivos actuando en forma conjunta.

En este sentido se pueden mencionar los casos de:

- US CHP Roadmap (plan de acción para la promoción de la cogeneración),
- La Directiva de la Unión Europea sobre cogeneración,

⁴⁷ El material presentado en este capítulo proviene básicamente de la traducción del reporte: "Cogeneration and District heating. Sustainable energy technologies for today and tomorrow. Tom Kerr for the International Energy Agency. OECD/IEA 2009", con aportes obtenidos de la bibliografía presentada al final de este estudio.

- El enfoque integral de planeación energética del Gobierno de Dinamarca,
- La estrategia municipal de la Ciudad de Frankfurt,
- El Programa Integrado de Suministro de Energía de Corea del Sur.

Ante los claros beneficios que ofrece la cogeneración, las políticas de incentivos son sólo necesarias cuando existen barreras que frenan su desarrollo (de mercado, regulatorias, institucionales, etc.), y deben ser entendidas más que como una ayuda como un justo reconocimiento por los beneficios adicionales que estas aplicaciones conllevan. Algunas de las políticas de promoción se implementan a nivel regional (estatal, municipal, local), y no a nivel nacional, ya que las ciudades pueden resultar muy efectivas en ejecutar este tipo de políticas (sobre todo a nivel de integrar cogeneración en la calefacción urbana, donde se presentan un nivel constante e importante de demanda térmica, junto con problemas de contaminación y manejo de residuos).

De acuerdo con un análisis realizado por la AIE, sobre el potencial económico de incrementar la cogeneración bajo un escenario de política en el que se repliquen aquellas empleadas en los países más exitosos, en el grupo de países del G8+5 sería posible que para el año 2030, la participación de la cogeneración alcance niveles cercanos al 24%.

5.2 La elección de políticas

El diseño de políticas de promoción, parte de la correcta identificación de las barreras que debe superar la cogeneración para lograr su inserción en el mercado. Al respecto, y salvando situaciones muy puntuales, diversas publicaciones concuerdan en enfatizar como barreras principales aquellas vinculadas con:

- Cuestiones económicas y de mercado, relativas a la dificultad de obtener precios adecuados por la energía producida en sistemas de cogeneración que es exportada a la red.
- Cuestiones regulatorias, relativas a cargos por capacidad de respaldo y a procedimientos de interconexión poco transparentes e inconsistentes.
- Situaciones sociales y políticas, relativas a la falta de conocimiento de los beneficios asociados a la cogeneración.
- Dificultades por obtener los beneficios derivados de la reducción de emisiones de GEI por los altos costos de transacción en los mercados de certificados de emisiones.

El análisis realizado por la Agencia Internacional de Energía, ha permitido identificar ciertos puntos en común en las estrategias implementadas en aquellos países que mostraron mejores resultados al atacar las barreras presentadas. Esto ha permitido identificar algunos elementos en común que provocaron los mayores impactos, los cuales están referidas a:

- Incentivos de tipo financiero y fiscal.
- Obligaciones para las empresas distribuidoras.

- Procedimientos de interconexión.
- Esquemas de promoción vinculadas a la lucha contra el cambio climático.
- Desarrollo de capacidades locales

5.2.1 Incentivos de tipo financiero y fiscal

Los principales esquemas de apoyo de tipo financiero y fiscal instalados para la temática de cogeneración contemplaron:

- **Ayudas a la inversión inicial:** Se aplicaron especialmente cuando resultó difícil de conseguir el financiamiento de proyectos de cogeneración, ya sea porque los desarrolladores no tenían acceso al financiamiento o porque los retornos de los proyectos no satisfacían las expectativas de los inversores. Se aplicaron esquemas de subsidios para reducir el monto de las inversiones iniciales así como esquemas fiscales de depreciación acelerada.
- **Apoyos operativos:** Se entiende por apoyo operativo a esquemas que permitan reflejar el valor real de la energía generada por cogeneración en el precio final de la misma. Como ejemplos de apoyos de tipo operativo se pueden mencionar los apoyos directos aplicados a las tarifas como el esquema de “Feed in tariffs” o las exenciones de impuestos a combustibles como apoyos de tipo fiscal.
- **Financiamiento de trabajos de investigación y desarrollo:** Se refiere a los programas de gobierno que financian el desarrollo de las llamadas tecnología de bajo impacto en carbono para cogeneración, como es el caso de las celdas de combustibles.

Mecanismos de apoyo por financiamiento

Feed in Tariffs (FiT)

Este mecanismo busca proveer certidumbre a los inversores en proyectos de cogeneración al tiempo que incrementar la eficiencia operativa tanto de las plantas existentes como de las nuevas. Se busca que el valor de las tarifas permita obtener retornos que hagan atractivas estas inversiones a través por ejemplo de contratos de largo plazo (10 a 20 años). Se ha aplicado con éxito en Portugal, España, Alemania, Holanda, República Checa, Dinamarca, Hungría, en Ontario y en India en Maharashtra.

Casos de éxito

La ley de de Energías Renovables de Alemania, otorga un bono de hasta 27,67 €/kWh al precio de la electricidad generada por cogeneración con biogás. Este ha sido el factor que ha permitido que la capacidad de generación, a partir de biogás, ascienda de unos 200 MWe en el año 2000, hasta cerca de unos 1.200 MWe en el año 2007.

Maharashtra, India: En el año 2003, se introdujo el sistema FiT en la India, con la inclusión de 3.05 IND/kWh generado por cogeneración, a partir de bagazo en la industria azucarera de dicho país. Otros estados de la India están adoptando medidas similares.

Subsidios para promover inversiones

Este mecanismo permite que organizaciones con pocos recursos inviertan en cogeneración para mejorar su desempeño energético y facilita la introducción al mercado de tecnologías de bajo impacto en carbono, tales como cogeneración a partir de fuentes renovables y micro-cogeneración. Se requiere sin embargo revisar en forma regular los niveles del subsidio para reflejar cambios en las condiciones tecnológicas y de mercado.

Casos de éxito

Se ha aplicado con éxito en **España, Holanda, Italia, Bélgica**, en varios estados de los **Estados Unidos y Canadá** y en **India, Corea del Sur y Japón**. En la Ciudad de **Nueva York**, por ejemplo, las instalaciones anuales de proyectos de cogeneración se triplicaron, a partir del subsidio que estuvo disponible en el año 2001 y los altos costos de la electricidad. Por otro lado, en **Japón** los sistemas de subsidio del Gobierno convirtieron a esa nación en la primera del mundo en contar con un mercado comercial para la micro-cogeneración, con la instalación de más de 600.000 unidades.

5.2.2 Obligaciones para las empresas distribuidoras

Este mecanismo se vale de la comercialización de certificados, que permiten garantizar una cierta participación en el mercado, de la energía eléctrica generada a partir de cogeneración. Se establece una obligación para que las empresas generadoras/distribuidoras, incorporen en su oferta de energía, cierta cantidad generada a partir de cogeneración. Esta participación puede ser incrementada año con año de acuerdo con las metas establecidas en las políticas de promoción.

Las empresas generadoras/distribuidoras puede cubrir de dos maneras las cuotas fijadas:

- Instalando y por lo tanto siendo propietarias de sistemas de cogeneración.
- Comprando energía de cogeneración en el mercado.

La comercialización de energía de cogeneración, es administrada por el regulador del mercado eléctrico, el que provee a los operadores de plantas de cogeneración de certificados por cada unidad de energía generada. Las empresas suministradoras de energía eléctrica, compran luego a los propios cogeneradores, los certificados que requieren para integrar este tipo de energía eléctrica en su oferta. La comercialización de certificados provee ingresos adicionales para promover inversiones en este campo.

El valor de los certificados se rige por las leyes de oferta y demanda, pero queda en manos del regulador generar suficiente previsibilidad para incentivar inversiones, fijando valores mínimos y máximos para estos certificados. Si las empresas suministradoras de energía no logran integrar el número requerido de certificados a su portafolio de oferta, deberán adquirir con el propio regulador, los certificados faltantes a un precio de penalización (el precio máximo fijado). En algunos casos, se permite también la venta de regreso al regulador de certificados al precio mínimo del mercado.

Casos de éxito

Este mecanismo se aplicó en **Bélgica** y **Polonia** para la promoción de la cogeneración. En **Estados Unidos de Norteamérica** se aplicó en 36 estados como mecanismo para la promoción de recursos renovables (Renewable Portfolio Standards), y en 8 de estos se incluyó también la cogeneración.

5.2.3 Procedimientos de interconexión

En este campo se reconocen dos tipos de medidas que son las siguientes:

- **Estándares de interconexión:** Proveen reglas claras para efectuar interconexiones físicas a las redes de transporte-distribución, de acuerdo con los voltajes de conexión. Se establecen los procedimientos para iniciar el proceso de solicitud de interconexión en forma transparente y clara, fijando los requerimientos técnicos para la misma.
- **Medidas relacionadas al acceso a la red:** Pueden ser desarrolladas para otorgar a la energía de cogeneración prioridades de acceso al mercado eléctrico.

Estas últimas pueden incluir:

- **Mediciones netas:** Se permite el flujo de electricidad en ambas direcciones, hacia y desde las instalaciones del cogenerador, a través del empleo de un medidor bidireccional. Puede significar que el cogenerador fije un precio para la electricidad vendida equivalente al precio de compra de la misma.
- **Prioridad de despacho:** Estas medidas le aseguran al cogenerador que tendrán prioridad para exportar la energía generada a la red de distribución.
- **Exenciones de licencias:** Permite a los cogeneradores operar aún sin las licencias solicitadas a los generadores, lo cual favorece la reducción de costos para estos proyectos.

Casos de éxito

Como ejemplos de aplicación se puede mencionar el caso del **Reino Unido**, **Holanda** y **Alemania**, que han implementado un proceso de interconexión al sistema de proyectos de micro-cogeneración que no tiene costos de conexión. En **Estados Unidos de Norteamérica**, El Energy Policy Act (2005), solicita a todos los estados que implementen estándares de interconexión para la energía de cogeneración.

5.2.4 Esquemas de promoción vinculados a la lucha contra el cambio climático

Existen un gran número de políticas diseñadas para atender los desafíos que plantean el tema del cambio climático. Uno de los mecanismos de mayor impacto es la comercialización de emisiones, conocido como esquema “cap and trade”. Este esquema sigue los principios del impuesto al carbono, que ha sido muy exitoso para promover la cogeneración en países como Suecia.

El sistema “cap and trade”, es un mecanismo de mercado intra-europeo establecido por la Directiva Europea sobre Comercio de Emisiones para incentivar la reducción de emisiones de CO₂, a un mínimo costo, en determinados sectores productivos. El funcionamiento del este esquema se basa en dos conceptos claves:

- La **fijación de un tope en las emisiones** sin penalización, para cada estado miembro de la Unión Europea.
- La **transferencia de derechos de emisiones** entre agentes del mercado.

El tope en las emisiones (cap)

Las Directiva Europea establece un tope máximo de emisiones para cada estado miembro para un periodo de varios años. Estos límites se desagregan luego en cada estado miembro a nivel de las instalaciones. Las emisiones a nivel del “cap”, están respaldadas por derechos de emisión, siendo un derecho de emisión una licencia para emitir una tonelada de CO₂. Por encima del “cap”, las emisiones dan lugar a penalizaciones. El límite global de emisiones respaldadas por derechos de emisión es inferior al conjunto de las emisiones reales de un país, por lo que este esquema genera fuertes incentivos para que los agentes reduzcan sus emisiones de CO₂, con el objetivo de evitar las penalizaciones correspondientes.

El comercio de emisiones (trade)

El esquema “cap and trade”, permite que los derechos de emisión, puedan ser intercambiados entre los agentes en un mercado. Este intercambio es el mecanismo más efectivo para reducir las emisiones a un mínimo costo para el conjunto de la sociedad. Incentiva a los agentes que pueden reducir emisiones a un menor costo a invertir en los equipos necesarios para este fin y a vender los derechos de emisión correspondientes a agentes cuyo costo de reducción de emisiones es mayor.

El principio detrás del esquema de comercialización de emisiones, es que los permisos para emitir gases de efecto invernadero, están limitados y por lo tanto se establece un precio de mercado para estas emisiones. Al tener las emisiones un precio, las tecnologías que reducen emisiones y entre ellas la cogeneración, resultarían beneficiadas.

El principal problema que enfrentan estos esquemas de comercialización de emisiones, es que el nivel de emisiones puede incrementarse localmente, en el lugar donde se llevan adelante las instalaciones de cogeneración, aunque en forma global el sistema muestra una importante baja debido al ahorro de combustible primario que este sistema conlleva. El diseño de estos esquemas de comercialización, deben contemplar lo señalado para evitar que las nuevas instalaciones sean penalizadas por el incremento local de emisiones.

Un elemento clave para los diseñadores de planes de distribución de permisos o derechos de emisión (Allowances allocation plans), es atender a la cogeneración con consideraciones específicas. De este modo se deberían otorgar permisos adicionales a las plantas de cogeneración, para reconocer la energía térmica útil adicional que estos sistemas permiten sea usada por otros consumidores. Una metodología para asignar permisos en forma más equitativa es el doble benchmarking.

Se aplica preferentemente en Europa, donde el mecanismo está activo desde 2005, Desde estos años muchos estados miembros han implementado metodologías innovadoras de asignación de permisos para atender el desafío de los sistemas de cogeneración.

5.2.5 Desarrollo de capacidades locales

Se entiende que las políticas de promoción serán más efectivas si los potenciales usuarios cuentan con un mejor conocimiento de estas aplicaciones y si se cuenta también con tecnologías maduras como para ser aplicadas comercialmente. Por lo expuesto, el desarrollo de capacidades se puede llevar adelante mediante:

- Sensibilización: Se trata de elevar el nivel de conocimiento en los usuarios potenciales, sobre los beneficios asociados a la cogeneración.
- Investigación y desarrollo: Se refiere al apoyo a la investigación orientada al desarrollo de alternativas comerciales para la cogeneración.

Casos de éxito

KWK Modellstadt Berlin: El principal objetivo que busca este esquema, es convertir a Berlín en una ciudad modelo en cogeneración. A través de la publicación de material gratuito, esta iniciativa se esforzó en informar a los habitantes de Berlín (usuarios potenciales), sobre los beneficios de la cogeneración (Berliner Energieagentur, 2009).

Celdas de Combustible en Japón (Japanese PEFC Roadmap): La estrategia incluyó el trabajo con institutos de investigación, fabricantes y compañías energéticas para cooperar hacia la introducción exitosa de sistemas de celdas de combustible en el mercado.

Agencia Holandesa de Cogeneración (Dutch CHP Agency): Esta agencia puso a trabajar en forma conjunta a oficinas de gobierno, compañías energéticas y a la industria, para identificar oportunidades, aconsejar sobre políticas e implementar nuevos proyectos. La propia agencia fue creada para trabajar sobre las barreras que la temática enfrentaba y jugó un rol protagónico en la importante expansión observada en los años 80's y 90's.

USA EPA CHP Partnership: Esta iniciativa ha trabajado exitosamente desde el año 2001 con usuarios potenciales de cogeneración y público en general, a través de talleres de trabajo, publicaciones y premios como el Energy Star CHP award. Hasta el año 2007 habían contribuido a la instalación de 335 proyectos con una capacidad total de 4,450 MWe.

5.3 Estudio de caso

Sistema de Feed in Tariff: Alemania, Erneuerbare Energien Gesetz, 2004

Este sistema ha sido el principal impulsor del amplio crecimiento de la cogeneración a partir de biogás en Alemania, lo que ha convertido a las empresas alemanas en las líderes en el manejo de la tecnología involucrada. El sistema asegura un precio para la energía obtenida a partir fuentes renovables, que es alimentada a la red. La cogeneración recibe además un bono por encima de lo que se paga a la energía generada por biomasa o por biogás. El precio de la energía varía de acuerdo a la capacidad de los proyectos y a la tecnología involucrada. Este bono se sustenta de un pequeño cargo adicional que pagan todos los consumidores de energía lo que lo hace sustentable y no sujeto a un presupuesto. El sistema fue instalado para favorecer la participación de las energías renovables en la matriz de generación de Alemania, la cual creció desde un 6,3% en el año 2000 cuando entró en vigencia la Ley, hasta un 14,2% en el año 2007, siendo la meta alcanzar un 30% para 2020. La seguridad en el precio fue

fundamental para dar certidumbre a los desarrolladores de proyectos y a los mismos inversionistas, respecto de la rentabilidad esperada en estos proyectos. Se puede decir que el sistema de Feed-in tariff es efectivo mientras se mantenga la garantía del precio durante la vida útil del proyecto y a un nivel adecuado como para cubrir los costos adicionales para desarrollar este tipo de proyectos.

Obligaciones de las empresas distribuidoras (utilities)

Bajo el esquema de “Certificados Verdes”, establecido en Wallonia, Bélgica, se le asigna a la cogeneración certificados negociables sobre la base de las emisiones de CO₂ evitadas y no sobre la electricidad producida. De esta manera el apoyo financiero refleja el objetivo de la política. El esquema opera como una obligación para la empresa distribuidora, basado en emisiones. Se emite un certificado por cada 456 kg de CO₂ evitado, respecto de la generación separada de energía térmica y eléctrica. Los generadores de energía a partir de fuentes renovables y los operadores de sistemas de cogeneración, pueden recibir estos certificados verdes por las emisiones evitadas, para plantas de capacidad máxima de 20 MWe. Los operadores de la red, empresas suministradoras, deben comprar estos certificados para transferirlos a la empresa reguladora, para cumplir de esta manera con un porcentaje de participación en su suministro. Este porcentaje fue de 9% en 2009 y subirá a un 12% para el 2012. Las empresas que operan con fuentes renovables y los cogeneradores, pueden vender estos certificados tanto a las empresas distribuidoras de energía pero también en el mercado. El esquema de certificados, genera ingresos adicionales y sirve para premiar a las renovables y a la cogeneración por sus beneficios ambientales. Los certificados varían con la tecnología empleada, y por ejemplo la cogeneración a partir de biomasa puede recibir hasta 2 certificados por MWh generado, comparado con un certificado para la cogeneración con gas natural, lo que refleja la diferencia en el impacto ambiental de ambas aplicaciones. El gobierno considera que el sistema de certificados, constituye su estrategia principal para cubrir un espacio de generación que se abre con la intención de sacar de operación la generación nuclear y para alcanzar los objetivos de reducción de emisiones. El sistema entró en operación en 2001 y continuará hasta el 2012. Para el 2007 se lograron introducir 63 MWe por cogeneración, como consecuencia de incrementar las instalaciones de cogeneración de 17 a 56.

Políticas integrales: Hoja de ruta nacional para cogeneración (National CHP Roadmap)

Este sistema ha significado la unificación de esfuerzos para la promoción de la cogeneración en los Estados Unidos de Norteamérica y fijó un objetivo y los medios para poder lograrlo. Surgió como consecuencia de reuniones, diálogos y debates que se llevaron a lo largo de 2 años comenzando en 2008 y constituye un verdadero plan de acción, diseñado para duplicar la capacidad de cogeneración en USA, de los 46 GWe del 2000 a unos 92 GWe para el año 2010. Este objetivo está muy próximo a ser alcanzado, ya que en 2007 se cuentan con 85 GWe instalados. El proceso fue conducido por el Departamento de Energía (DOE), la Agencia de Protección Ambiental (EPA), la Asociación Clean Heat & Power y la Asociación Internacional para la energía en distritos urbanos. Este plan consideró tres objetivos específicos que son: elevar el nivel de conciencia sobre los beneficios de la cogeneración, eliminación de barreras regulatorias e institucionales y desarrollo del mercado y las tecnologías de la cogeneración. Se instala a partir de reconocer que existía potencial para desarrollar la cogeneración en USA, pero que era necesario un enfoque estratégico para lograr disparar este potencial. Como lecciones aprendidas, se destaca la colaboración lograda entre varios actores públicos y privados, la identificación primera de las barreras a ser atendidas y luego el diseño de las acciones para

superarlas e incentivar la participación de iniciativas locales, ya que la mayoría de los logros pueden atribuirse a acciones desarrolladas a nivel de los estados.

Políticas integrales: Directiva de cogeneración de la Unión Europea

Esta directiva para la promoción de la cogeneración, se basa en la demanda de calor útil en el mercado interno de energía. Establece un amplio marco legal para promover el desarrollo de la cogeneración. Si bien los principios generales están establecidos en la Directiva, se deja libertad a los estados miembros para establecer detalles de implementación. Se solicita a los estados miembros que establezcan sus propios potenciales de cogeneración, que se facilite el acceso a la red simplificando los procedimientos y se define la cogeneración de alta eficiencia (basada en alcanzar al menos un 10% de ahorro de energía primaria respecto de los sistemas independientes), como condición para acceder a los incentivos que establece la Directiva. Se establece además una metodología para evaluar los ahorros de energía de la cogeneración y se define la garantía de origen de la energía eléctrica de cogeneración, que identifica la electricidad que es elegible para recibir incentivos. Se introdujo en 2004 y no tiene fecha de expiración, pero al reconocer que la cogeneración realiza importantes aportes hacia la seguridad de suministro y protección del ambiente, promueve que los estados miembros sean más activos en este tema. Sobre esto se debe destacar las acciones emprendidas en España (Real Decreto 661/2007) y Alemania (KWKG Gesetz, 2009).

Planificación sobre calefacción y energía eléctrica en Dinamarca

La historia exitosa de la cogeneración en Dinamarca, está basada en la aplicación de un paquete de estrategias que evolucionó a partir de la Primera Ley de Suministro de Calefacción del año 1979. Esta Ley solicitaba a las municipalidades que realizara estudios sobre el potencial de la calefacción urbana en su jurisdicción, con lo cual se pudo planificar las redes más efectivas a lo largo del país. A continuación se diseñaron cambios regulatorios e incentivos financieros que trabajando en forma conjunta y se crearon las condiciones de mercado necesarias para el desarrollo de la cogeneración. Entre las medidas implementadas se pueden mencionar: la obligación a los cogeneradores de estar conectados y permanecer conectados al sistema de calefacción urbano, una prohibición de calefacción eléctrica, impuestos diferenciados para combustibles empleados en calefacción urbana, la obligación de las distribuidoras de comprar la electricidad de cogeneración, un sistema de feed-in tariff para energía eléctrica de cogeneración con un bono por empleo de biomasa y biogás. Esta iniciativa se originó durante la crisis del petróleo de los años 70's, momentos en que cerca del 90% de la energía que consumía Dinamarca era provista mediante importaciones de petróleo. Se puso especial énfasis en lograr una mayor seguridad en el suministro de energía y una generación y uso más eficiente de la energía, lo cual posicionó a la cogeneración como una alternativa natural. Desde que la estrategia entró en operación, Dinamarca se ha convertido en el líder en cogeneración a nivel mundial, alcanzando la suficiencia energética en el año 1997 y casi la totalidad del potencial detectado para cogeneración, la que para el año 2006, era responsable del suministro del 47% de la energía eléctrica que se consume en el país y del 82% de la calefacción urbana térmica de calefacción.

6 Identificación de barreras principales al desarrollo de la cogeneración en México

6.1 Antecedentes

La cogeneración en México cuenta con cerca de 3,304 MW instalados, lo cual significa cerca del 6.63% del total de la capacidad de generación eléctrica del país. Si referimos estas cifras al potencial máximo de cogeneración determinado en el presente estudio, unos 10,164 MW, vemos que actualmente sólo se explota un 32.51% de dicho potencial.

Actualmente México cuenta con un sólido sistema financiero, con una colocación crediticia superior a los MxP 1.8 billones de pesos y en el cual participan también un importante número de bancos extranjeros, en cuyos países de origen el proceso de cogeneración resulta una práctica bastante común, por lo cual supondría que los proyectos de cogeneración no tendrían restricción para acceder a dicho mercado crediticio.

A pesar del entorno aparentemente favorable para el desarrollo de proyectos de cogeneración, las condiciones de mercado y regulatorias actuales no han sido suficientes como para generar una movilización masiva de recursos de capital privado y/o público al desarrollo de este sector.

A diferencia de otros países, México no contaba hasta hace unos meses con un compromiso de reducción de emisiones de gases efecto invernadero (GEI), de manera tácita y explícita. Este es el caso de Gran Bretaña donde se pretende reducir en un 42% sus emisiones para el año 2020 respecto de su línea base del año de 1990 –equivalente a 175 MtCO₂e-. Para alcanzar la meta de reducción de gases efecto invernadero, este tipo de países diseñan una hoja de ruta, la cual incluye la estimación de la contribución de cada uno de los consumidores energéticos con mayor impacto en sus respectivos balances energéticos. Por ejemplo, y continuando con el caso de Gran Bretaña, este proceso permitió identificar 20,000 unidades de negocio con potencial de reducción suficiente para alcanzar la meta nacional. En el contexto del establecimiento de las metas de reducción, los gobiernos se obligan a construir un portafolio energético de reducción, en el cual la cogeneración resulta un significativo contribuyente a este proceso.

Una vez estableciendo un objetivo global y las metas de largo plazo en cuanto a reducción de emisiones, los gobiernos diseñan de manera coordinada y sistemática las estrategias de políticas públicas requeridas para dicho fin. En el caso de México, no necesariamente se identifica una estrecha vinculación de los proyectos de cogeneración con una estrategia nacional global orientada a ya sea a provocar reducciones de emisiones de GEI, o bien a la búsqueda de una menor dependencia de combustibles fósiles dentro del balance energético.

Se observa por el contrario una sobre-regulación para el desarrollo de proyectos de cogeneración, lo que genera que el proceso de instalación de un proyecto superior a 0.5 MW requiera un total de 31 permisos y/o trámites, los cuales involucran a instancias gubernamentales de los tres niveles de gobierno. Diez de estos permisos corresponden al proceso de factibilidad, 13 permisos para el proceso de implementación, 5 permisos para la instalación y construcción, así como 3 permisos para la operación. El proceso de autorización de la totalidad de permisos necesarios para construir y operar un proyecto de cogeneración en México supera los 180 días.

La carencia de un mercado real de cogeneración conlleva a una serie de distorsiones que provocan a su vez un mayor rezago del mismo. Por parte de la demanda, los actores con potencial de cogeneración no necesariamente se encuentran familiarizados con este concepto

y, por lo tanto, generalmente desconocen tanto el potencial energético como los beneficios económicos y ambientales que pudiesen generar estos modelos. Por parte de la oferta, los proveedores no cuentan, en la mayoría de los casos con una sólida infraestructura de servicio y no destinan tiempo ni recursos a tareas de concientización sobre los beneficios de estos esquemas de trabajo. Adicionalmente, las escasas transacciones de este tipo de proyectos ocasionan un encarecimiento de los procesos y reduce la disponibilidad de técnicos especializados en esta materia.

La carencia de un ambiente de negocio ha imposibilitado la generación de actores que busquen dinamizar el mercado a través de soluciones exógenas a la oferta y la demanda, como por ejemplo, el modelo de ESCOs. El ambiente de negocio prevaleciente inhibe a su vez el surgimiento de actores dispuestos a movilizar capital como bancos –tanto privados como estatales-, o inversionistas privados. En términos generales, uno de los mayores rezagos que enfrenta el sector consiste en la ausencia de información por parte de los distintos actores con relación a las potencialidades, la rentabilidad, los costos, el marco regulatorio, los riesgos y la tecnología involucrada en los potenciales proyectos de cogeneración.

De manera coyuntural la situación económica atraviesa por un estancamiento, el cual genera efectos negativos en diversas variables de desarrollo económico como el empleo, la producción industrial y la inversión. La coyuntura económica genera dos grandes inhibidores para el proceso de la cogeneración, ya que por una parte una reducción en la producción industrial desincentiva la búsqueda de alternativas energéticas por parte de la industria, mientras que por otra parte la caída en el consumo eléctrico –tanto doméstico como comercial e industrial- genera un exceso de capacidad de generación eléctrica, el cual no permite priorizar otras alternativas de generación dentro de la agenda energética nacional.

En el capítulo 3 –del presente estudio- se estimó el potencial técnico y económicamente factible de los proyectos de cogeneración identificados en los principales sectores productivos en México. Adicionalmente, en el capítulo 4, se integra una estimación cuantitativa de los posibles beneficios en términos de ahorro de energía primaria, emisiones de GEI evitadas, beneficios económicos por nuevas inversiones, desarrollo regional y creación de empleos. A pesar del potencial existente y de los beneficios que podrían obtenerse para el país mediante la implementación de un mayor número de proyectos de cogeneración, este sector enfrenta una significativa subutilización del potencial, favorable para reducir los consumos de recursos energéticos fósiles y los efectos adversos del cambio climático. Por lo tanto, resulta de gran interés identificar las principales barreras que han enfrentado y podrían encontrar este tipo de proyectos en México.

Para desarrollar dicho análisis, este capítulo integró diversas fuentes, entre las que destaca la encuesta electrónica realizada por la CONUEE; la información recopilada en diversas reuniones sostenidas con diferentes entidades y dependencias de la administración pública, como la Comisión Reguladora de Energía y la Secretaría de Energía, así como la recopilación de opiniones de diversos actores clave en el desarrollo energético del país, tales como la CNIAA, CONCAMIN y CESPEDS. También se recurrió a la evaluación de la experiencia internacional en la promoción de proyectos de cogeneración, tema que antecede al presente desarrollo, y que tiene por objeto comparar tanto las barreras vigentes en México, como el diseño de políticas públicas para combatir las mismas. La participación activa de la CONUEE y la CRE ha sido de gran importancia para orientar el enfoque de este análisis, tomando en consideración las condiciones actuales y futuras en el contexto político, del marco legal y normativo y del mercado local.

El presente análisis, sobre las barreras que enfrenta el desarrollo del mercado de la cogeneración en México, se realizó durante el periodo en que fue publicada la Ley para el

Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética – LAERFTE y su Reglamento, pero, al mismo tiempo, varios insumos, definiciones y metodologías de este reglamento se encuentran en curso de ser publicados. En este sentido, actualmente el mercado tiene una idea clara sobre la evolución del proceso regulatorio en torno de la cogeneración, pero aún se encuentran pendientes ciertas definiciones de cómo se pretende alcanzar los objetivos de fomento al sector. Si bien una serie de barreras identificadas en el presente análisis ya se han abordado en el contexto del recién publicado reglamento, el mercado energético aún no ha asimilado la implementación de estas acciones, por lo que no se cuenta con evidencia que permita demostrar la efectividad de estas medidas incipientes para remover las barreras identificadas. En el marco de este contexto transitorio, el presente análisis enuncia la totalidad de las barreras que han inhibido el desarrollo de la cogeneración, a pesar que en algunos casos ya se encuentren identificadas sus posibles soluciones en dicho reglamento.

6.2 Identificación de barreras

La presente sección tiene por objeto explorar los factores que han sido responsables del lento proceso de desarrollo de la cogeneración en México. Se entiende que los mismos obedecen a situaciones vinculadas a las siguientes temáticas:

- Políticas y estrategias.
- Legales, regulatorias y normativas.
- Financieras.
- Información.
- Recursos Humanos.

6.2.1 Barreras políticas y estrategias

A diferencia de lo que ocurre con los demás países miembros de la OCDE, México no muestra una clara inserción de la cogeneración dentro de su modelo de estrategia energética nacional ni de sus programas relacionados con la reducción de los gases efecto invernadero. Asimismo se identifica una reducida efectividad de las distintas estrategias de políticas públicas enfocadas a la proliferación de la cogeneración.

Como se mencionara anteriormente, la elaboración del presente estudio y la descripción del contexto político que en él se presenta, coincidió con la publicación de la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética LAERFTE, por lo que las puntualizaciones que aquí se presentan no toman en cuenta los impactos de la mencionada Ley. A continuación se presentan las barreras identificadas en materia de políticas y estrategias:

- Escasa vinculación del fomento de proyectos de cogeneración con la meta nacional relacionada con reducción de emisiones de gases efecto invernadero y menor dependencia de combustibles fósiles. Esta barrera, ha sido abordada en la reciente publicación del reglamento de la LAERFTE, y es de esperarse que se revierta mediante

la implementación del Capítulo III, Artículo 20.

- Dificultad para identificar las agencias de energía que cuenten con la encomienda para fomentar los proyectos de la cogeneración en México. Parecería que se trata de una estrategia pasiva y no proactiva de fomento.
- Dificultad para identificar una estrategia sistemática de fomento a las acciones de cogeneración que permita insertarla dentro del portafolio nacional de generación eléctrica. Esta barrera podría llegar a removerse mediante la publicación del reglamento de la LAERFTE en el Título Segundo, en el Capítulo II, Artículo 19 e Incisos “II” y “IV”.
- Reducida evidencia del empleo del proceso de cogeneración como una estrategia de la industria y sector servicio para incrementar la competitividad mediante la reducción de sus costos operativos o bien como una cobertura –Hedge- sobre los precios futuros de electricidad.
- Dificultad para identificar una metodología orientada a cuantificar, de manera clara y objetiva, los beneficios reales que podrían generarse de implementarse proyectos de cogeneración. Esto impide interiorizar la lógica diferencia en costos de generación accediendo a la remuneración justa de los kWh generados mediante cogeneración. Como ejemplo de los beneficios se pueden mencionar, entre otros, la reducción de pérdidas por transformación, transporte y distribución y la contribución de la generación distribuida a disminuir la saturación regional del sistema eléctrico –grid-. Esta barrera podría llegar a removerse mediante la publicación del reglamento LAERFTE en el Título Segundo, Capítulo I, Artículos 15 y 16.
- Existe evidencia que vincula la definición de las tarifas eléctricas tanto con ciclos políticos como también con objetivos recaudatorios. Esto puede generar distorsiones en las mismas con una desvinculación de los ciclos de precios de los energéticos primarios. Este escenario contribuye a crear un clima de ausencia de predictibilidad en el largo plazo. Está claro que una disminución artificial de las tarifas eléctricas afecta negativamente la rentabilidad de estos proyectos.
- Reducida vinculación del proceso de cogeneración con la Prospectiva del Sector Eléctrico en México.
- No se identifican proyectos de cogeneración –bajo la modalidad de Productor Independiente de Energía- en el Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE). Esta barrera podría llegar a removerse mediante la publicación del reglamento de la LAERFTE en el Título Cuarto Capítulo I, Artículos 29, 30, 31,32 e Incisos “II” y “IV” y del Capítulo II los Artículo 36, 37,38 y 39.
- Ausencia de programas pilotos que permitan servir como instrumentos de demostrabilidad sobre los beneficios vinculados con el proceso de cogeneración.

6.2.2 Barreras legales, regulatorias y normativas

(Las barreras sobre políticas y estrategias, así como legales, regulatorias y normativas que se mencionan en este estudio pueden cambiar a partir de la publicación de nuevas disposiciones regulatorias sobre la materia elaboradas por la Comisión Reguladora de Energía (CRE)).

En esta sección, las barreras identificadas se relacionan con el marco legal, normativo y regulatorio bajo el cual se desenvuelven los proyectos de cogeneración en México. Los marcos legal, normativo y regulatorio tienen una alta vinculación con la estrategia nacional de la cogeneración, ya que estos componentes del andamiaje regulatorio son el instrumento mediante el cual el gobierno moldea los objetivos y las estrategias de fomento en el sector de cogeneración. A continuación se presentan las barreras identificadas sobre aspectos legales, regulatorios y normativos:

- Falta de reconocimiento de la capacidad de los proyectos de cogeneración.
- Los proyectos de cogeneración requieren de un contrato adicional de respaldo para falla y/o mantenimiento lo cual no sucede con los mismos contratos que requiere firmar los proyectos de generación eléctrica a partir de fuentes variables de energía. Esto encarece los costos operativos de este tipo de proyectos.
- Complejidad en la definición de reglas tanto para la determinación del costo como también la factibilidad del servicio de interconexión para nuevos proyectos de cogeneración. Esta barrera podría llegar a removerse mediante la publicación del reglamento de la LAERFTE en el Título Cuarto Capítulo I, Artículo 31 Incisos “III” y “IV”.
- Requerimientos de diseño de contratos de interconexión apegados a la realidad y requerimientos específicos para los proyectos de cogeneración. Por ejemplo, suele ocurrir que la generación eléctrica de los proyectos de cogeneración esté vinculada a un proceso productivo-industrial y le cueste cumplir con los requerimientos de CFE. Esta barrera podría llegar a removerse mediante la publicación del reglamento LAERFTE en el Título Cuarto Capítulo I, Artículo 31 e Inciso “IV”.
- El proceso de porteo por el uso del sistema nacional de transmisión aumenta los costos operativos de los proyectos de cogeneración, principalmente para la evacuación en media y baja tensión. Este proceso de valuación en ocasiones incluye el costo de activos ya depreciados.
- Ausencia de contratos de Productor Independiente de Energía (PIE), aplicables a cogeneración la mediana escala. Esta barrera podría llegar a removerse mediante la publicación del reglamento LAERFTE en el Título Cuarto Capítulo II Artículo 36 y Capítulo III “De los proyectos de Generación Renovable y de Cogeneración Eficiente fuera de convocatoria”.
- Ausencia de una contraprestación que incentive los proyectos de cogeneración, la cual registre un monto mayor al Costo Total de Corto Plazo –CTCP-. La contraprestación puede justificarse a través de: El resultado de la internalización de los diversos beneficios obtenidos por el proceso de cogeneración, como disminución de pérdidas en transmisión, liberalización de la saturación de la red, reducción de consumo de energía primaria, disminución en costos operativos al no incluir el costo del energético, así como la inclusión de los costos ambientales evitados; y/o la implementación de un Impuesto verde cobrado a los agentes económicos que registren los mayores niveles de emisiones contaminantes. Esta barrera podría llegar a removerse mediante la publicación del reglamento de la LAERFTE en el Título Cuarto Capítulos II y III.
- Limitadas acciones de las agencias gubernamentales para reducir los costos transaccionales y acompañamiento de proyectos en el proceso de inscripción de los proyectos de cogeneración ante el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL).
- La oferta de tecnologías carece de una normatividad y etiquetado de la calidad y

performance, lo cual contribuye a crear asimetrías de información con respecto a las tecnologías entre demandantes y ofertantes de tecnología. Esta barrera supondría que debiese eliminarse mediante la aplicación del Capítulo II, Artículo 7 en los incisos VI, VII y VIII de la Ley de Aprovechamiento Sustentable de Energía (LASE) y a la definición de cogeneración eficiente a que hace referencia la LAERFTE y que generará nuevas precisiones regulatorias en el corto plazo.

- Ausencia de un proceso simplificado para cumplir con los requerimientos regulatorios necesarios para iniciar un proyecto de cogeneración. Para instalar un proyecto de cogeneración superior a 0.5 MW en México se requieren 31 permisos en los tres niveles de gobierno, lo cual implica un mínimo de 180 días hábiles previos al inicio de la construcción de un proyecto de cogeneración.
- El proceso de incorporación de nuevos socios a las sociedades de autoabastecimiento ante la Comisión Reguladora de Energía (CRE), supone un trámite complejo y tardado.
- En materia ambiental, se pueden mencionar las siguientes barreras: Los trámites ante la SEMARNAT para que los proyectos de cogeneración obtengan un permiso ambiental, en términos generales, presentan una metodología muy tortuosa y lenta; ausencia de una ventanilla única que concentre trámites relacionados tanto con PROFEPA como con SEMARNAT, por lo tanto, dichos trámites se realizan actualmente por duplicado; y la normatividad no necesariamente está diseñada para los procesos de cogeneración, por ejemplo la NOM 085.

(Las barreras sobre políticas y estrategias, así como legales, regulatorias y normativas que se mencionan en este estudio pueden cambiar a partir de la publicación de nuevas disposiciones regulatorias sobre la materia elaboradas por la Comisión Reguladora de Energía (CRE)).

6.2.3 Barreras financieras

Al igual que el resto de los proyectos del sector de energía, los proyectos de cogeneración, tanto por los montos requeridos como por los plazos de financiamiento, dependen significativamente del proceso de financiamiento. Este apartado pretende identificar las variables por las cuales el capital privado y el público no se han movilizad masivamente hacia el desarrollo de este tipo de proyectos en México.

- El mercado adolece de instrumentos de crédito especialmente diseñados para facilitar la inversión en proyectos de cogeneración.
- Reducidos antecedentes en México -Performance record- de financiamiento privado, tanto deuda como capital, en proyectos de cogeneración.
- El desconocimiento del concepto de cogeneración por parte de los distintos actores de proceso del financiamiento, incrementa la percepción del riesgo y esto inhibe la movilización de capital privado hacia este sector.
- Ausencia de una metodología reconocida para que tanto bancos como inversionistas evalúen la factibilidad técnica y financiera de los proyectos de cogeneración.
- Una escasa cultura del concepto de Project Finance por parte de la banca e inversionistas en México. La mayoría de los proyectos de gran escala de cogeneración que se han logrado desarrollar son aquéllos anclados al balance financiero de CFE o bien de PEMEX.

- En términos generales, el mercado crediticio se fundamenta en garantías crediticias y no necesariamente en el análisis de flujos y mecanismos de mitigaciones de riesgos. Bajo este contexto, a la banca le resulta indiferente un proyecto de energía o bien un proyecto de cualquier otro sector económico mientras que cuenten con las garantías adecuadas.
- El marco regulatorio en el cual la Comisión Nacional Bancaria y de Valores –CNBV- penaliza en un 100% de reservas sobre todos aquellos créditos que no cuenten con garantías de respaldo.
- Ante este panorama, son los propios desarrolladores de proyectos de cogeneración, quienes deben aportar las garantías requeridas para impulsar sus proyectos. Esto lleva a que el mercado de cogeneración esté restringido por la capacidad de obtener garantías reales y no necesariamente por el potencial de mercado.
- Las empresas con potencial de cogeneración no necesariamente están dispuestas a distraer garantías o líneas crediticias de sus actividades industriales o servicios principales (Core Business), para destinarlas a proyectos periféricos como supondría la cogeneración.
- Los montos requeridos para el proceso de cogeneración resultan significativamente altos para empresas cuya actividad principal no es la generación eléctrica; estas empresas pertenecen en su mayoría al sector de la industria o los servicios y no se reconocen como empresas de generación eléctrica.
- Ante la inexistencia de un mercado secundario de electricidad en México –mercado spot- la rentabilidad de los proyectos de cogeneración puede no alcanzar su máximo potencial, ya que los excedentes eléctricos se deben exportar a la red a un 90% del Costo Total de Corto Plazo y un 85% para los excedentes no programados. Esta barrera podría llegar a removerse mediante la publicación del reglamento LAERFTE en el Título Cuarto Capítulo III.
- La diferencia entre tasas activas y pasivas es relativamente alta en México, en comparación con otros países similares, lo cual reduce tanto la rentabilidad como también la factibilidad financiera de los proyectos. A pesar de registrar reducción significativa en la tasa de referencia, las tasas crediticias no necesariamente reaccionan a la baja con la misma rapidez. Este fenómeno es generalizado para la totalidad del mercado crediticio y no es exclusivo para el caso de los proyectos de cogeneración.
- El costo financiero de los proyectos de cogeneración se incrementa, ya que los bancos, ante el desconocimiento técnico de los proyectos, incrementan su percepción al riesgo, lo cual resulta en un aumento mayor de las tasas.
- Reducidos antecedentes en México del esquema de financiamiento basado en la participación de terceros en sociedades para la cogeneración (Third Party). Este sería el caso en que una tercera empresa desee invertir en un proyecto de cogeneración en el establecimiento industrial de otra empresa.
- Asimetría de información entre los desarrolladores y las empresas con potencial de cogeneración sobre la fortaleza de los balances financieros para garantizar una operación comercial. El nivel de cogeneración está vinculado con el nivel de producción y evidentemente por la permanencia de la industria en el mercado.
- La reducida proliferación de empresas de servicios energéticos –ESCOs-, las cuales podrían contribuir a movilizar capital privado y capacidad técnica hacia aquellas industrias con potencial de cogeneración, pero que no cuenten con los recursos

financieros o bien con la capacidad técnica para su desarrollo.

- En el caso de los 13 ingenios nacionalizados bajo administración gubernamental, a pesar de contar con un significativo potencial de cogeneración, la situación de indefinición sobre el futuro de la propiedad de dichos ingenios inhibe cualquier posibilidad de inversión de capitales privados y/o públicos en el proceso de cogeneración.
- Las características de las tarifa 5 y 5A municipal son sumamente compatibles y rentables para los proyectos de cogeneración. Los municipios pueden convertirse en socios para el consumo de la electricidad producida por los proyectos de cogeneración, pero el proceso de cierre de contratos a largo plazo resulta bastante complejo y difícil de comprender por parte de este nivel de gobierno.
- Los requerimientos de contratación de respaldo y mantenimiento en caso de las salidas programadas o no programadas de los proyectos de cogeneración tienen una incidencia significativa sobre la rentabilidad de los proyectos.

6.2.4 Barreras de información

Este tipo de barreras se vinculan con el grado de desconocimiento con que cuentan los actores respecto a las ventajas, potencial y aplicabilidad de la cogeneración en su propio contexto. Asimismo, este apartado identifica la capacidad de una sociedad para diseminar de manera eficiente y sistemática tanto las buenas prácticas como los casos de éxito en materia de cogeneración.

- Las industrias con potencial de establecer proyectos de cogeneración generalmente desconocen los requerimientos térmicos de sus ciclos industriales y/o servicios.
- Los actores potenciales involucrados en el proceso de cogeneración, así como grupos de líderes de opinión desconocen los beneficios económicos, ambientales y competitividad de este esquema energético.
- Percepción, por parte de ciertas industrias con capacidad de cogenerar, de que el proceso para implementar proyectos de cogeneración conlleva alta complejidad tecnológica y alto riesgo para la obtención de resultados positivos.
- La cultura de aprovechamiento de los subproductos energéticos en México es relativamente escasa. Los casos de aprovechamiento de sinergias energéticas resulta una práctica poco utilizada en cualquier ámbito desde la gran industria, PYMES o bien consumo doméstico.
- Los históricos precios bajos de energéticos –electricidad, gas natural, gas LP-, así como una relativamente eficiente red de distribución eléctrica, inhibieron una cultura industrial orientada a la cogeneración.
- Reducidos esfuerzos por parte de las agencias de energía, federales y estatales, para identificar y coadyuvar en el desarrollo de proyectos de cogeneración.
- Ausencia de un proceso sistematizado de recopilación de casos de éxito –Estudios de caso- en materia de cogeneración que permitan transmitir las experiencias de buenas prácticas de cogeneración a industrias con características similares o bien en sectores similares.

- La opinión pública y líderes de opinión aparentemente no vinculan el proceso de cogeneración como una estrategia eficiente que permita ahorros significativos de energía primaria y la mitigación de la emisión de gases efecto invernadero.

6.2.5 Recursos Humanos

Este apartado agrupa al conjunto de barreras que inhiben el desarrollo de las actividades de cogeneración como resultado de una distorsión del mercado de oferta de recursos humanos técnicos y calificados para diagnosticar, diseñar, construir y operar este tipo de proyectos:

- Reducida oferta de programas de capacitación en materia de cogeneración –incluyendo diseño, construcción, operación- tanto de las agencias de energía gubernamentales, ONG's, universidades o entes privados.
- El débil desarrollo de un mercado de cogeneración consolidado ha contribuido a distorsionar el fortalecimiento de una oferta laboral, lo cual resulta una variable esencial para el desarrollo potencial de esta actividad en México. Como consecuencia de esto, la oferta de personal técnico capacitado para la implementación y la operación de los proyectos de cogeneración resulta escaso.
- Dificultad para identificar una oferta de entes público/ privados dedicados a brindar servicios en materia de medición de potencial de proyectos de cogeneración.
- Reducido nivel de recursos técnicos para atender una demanda creciente de las distintas etapas de los proyectos de cogeneración, dentro de las que destacan investigación, medición de capacidad, instalación, construcción, control, operación y mantenimiento. Las universidades, tanto públicas como privadas, no necesariamente han fortalecido el vínculo con el proceso de cogeneración en México, tanto en la parte del desarrollo de cuadros técnicos como en los procesos de investigación.
- Dificultad para identificar empresas especializadas sobre los aspectos ambientales vinculados a los proyectos de cogeneración, principalmente en la realización adecuada de estudios de impacto y riesgo ambiental de SEMARNAT y PROFEPA.

7 Identificación de Sectores Focales

Una vez analizadas las principales barreras que han inhibido el desarrollo del sector de la cogeneración en México, el siguiente punto dentro del proceso de diseño de líneas estratégicas para el fomento de la cogeneración, consiste en identificar aquellos sectores focales cuyas características propias permitirían dinamizar más rápidamente el desarrollo del sector.

La presente sección tiene por objeto evaluar aquellos nichos del mercado de cogeneración que puedan servir como una primera etapa en el proceso de escalabilidad del concepto. Los criterios utilizados para la selección de sectores focales, incluyen aquellos nichos en los cuales las barreras ya presentadas en la sección anterior, registran una menor incidencia. También se incluyen aquellos nichos con un alto nivel de replicabilidad y por supuesto aquellos en los que el potencial en términos de MW instalados resulte significativo.

7.1 Sectores analizados

7.2.1 Cogeneración en PEMEX

Este sector resulta relevante para el desarrollo del proceso de cogeneración en México, ya que la paraestatal concentra más de un 30% de los 10,164 MW detectados como potencial máximo. El caso de PEMEX resulta un sector totalmente atípico al resto de los sectores identificados en este ejercicio; esto se debe principalmente a la sobre-regulación del marco normativo de la paraestatal, lo cual repercute directamente en todos los procesos asociados con la cogeneración, como por ejemplo la toma de decisiones, los mecanismos de adquisiciones, el marco legal y la reducida flexibilidad laboral.

En este sector, la participación privada tendrá que adecuarse a la regulación de PEMEX, por lo cual no se considera un sector en el cual puedan existir mecanismos novedosos de participación o financiamiento, ni tampoco una flexibilidad de modelos de desarrollo que pudiese plantear el sector privado. La replicabilidad de este modelo no responde a variables del mercado, sino a la estructura de planeación de la paraestatal; sin embargo, definitivamente este sector es en el que se identifica un menor grado de incidencia en las barreras y también aquél con mayor potencial de crecimiento de capacidad en MW, esto en el menor tiempo.

La capacidad instalada de generación de energía eléctrica de PEMEX a junio de 2008 asciende a 2,153 MW, equivalente a cerca de 4% de la capacidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Por otro lado, la paraestatal tiene un régimen tarifario de consumo de electricidad significativamente diferenciado al de la industria que si bien se ha venido equiparando llegó a registrar una diferencia superior a 150%, por lo que cabría suponer que este sector registra incentivos suficientes para dinamizar los procesos de cogeneración en un periodo de corto tiempo.

La paraestatal registra un potencial de cogeneración de unos 3,100 MW, lo cual de implementarse le permitiría reducir sus consumos provenientes de CFE (Equivalentes a 639 MW) así como también sustituir centrales de baja eficiencia.

El modelo de negocio para los proyectos de cogeneración en este sector, se prevé sea similar al implementado en el caso de la planta de cogeneración (300 MW) ubicada en Nuevo Pemex, Tabasco, bajo el cual el inversionista privado se convierte en un "Maquilador" de energía eléctrica. Bajo este modelo, el inversionista privado es responsable de financiar y operar la infraestructura de cogeneración, todo esto dentro de las instalaciones de PEMEX, con personal

sindicalizado, mientras que la paraestatal mantiene en todo momento la propiedad tanto del suministro del combustible como de la electricidad generada. La energía generada es consumida por la paraestatal y el remanente es exportado a la red bajo el esquema de venta de excedente a la CFE. Este modelo de negocio se prevé que continúe en aquellas plantas de la paraestatal con disponibilidad de residual energético como Ciudad Madero, Minatitlán, Salamanca, Salina Cruz y Tula.

Si bien este sector presenta restricciones para la participación del capital privado, por otra parte genera una serie de beneficios difícilmente alcanzable por cualquiera de los otros sectores descritos en esta sección. Así, en un solo proyecto, PEMEX fue capaz de movilizar más de US 300 millones de capital privado hacia el sector de cogeneración; incrementó la participación de la cogeneración en el balance eléctrico nacional en cerca del 0.6% (el proyecto fue de 300 MW, de los cuales 40 MW se reservan para consumo propio y 260 MW para enviarlos por la red de transmisión), y adicionalmente se generaron beneficios ambientales equivalentes a una reducción de 940 Mt de CO₂ anuales y beneficios económicos a través de la generación de 1,400 empleos directos y 500 indirectos. Además de los beneficios intrínsecos, este sector puede desempeñar un importante rol en el proceso de demostrabilidad del concepto de cogeneración en México, y contribuir a diseminar el mismo a otros sectores de la gran industria.

7.1.2 Cogeneración en Ingenios Azucareros

El sector de ingenios representa un potencial estimado de cogeneración superior a los 900 MW; sin embargo, la heterogénea realidad del sector cañero obliga a considerar cifras de potencial de cogeneración más conservadoras. En términos generales, las medidas proteccionistas para conservar la base laboral en este sector han contribuido a que el precio del azúcar en México sea superior en 400% al precio internacional. Como consecuencia, estas medidas han provocado cierto nivel de laxitud en torno a la búsqueda de eficiencias operativas. Por otra parte, el sector cañero cuenta con un solo ciclo anual de cosecha, denominada zafra, lo cual reduce el factor de utilización de planta de las instalaciones de cogeneración, salvo que se implementen esquemas combinados con otras industrias como se hizo en otros países azucareros.

La estructura de producción de caña de azúcar en el país es equivalente a 48.3 millones de toneladas de caña de molienda para generar unas 5.5 millones de toneladas de azúcar (Zafra 2007/2008). En la estructura del sector un 75% de ingenios son privados y el restante 25% está integrado por 13 ingenios administrados por el gobierno. Si bien los niveles de rendimiento agrícola son similares entre ambos grupos, los niveles de eficiencia operativa difieren entre sí. Así el promedio de consumo de litros de combustóleo por tonelada de caña de los ingenios gubernamentales asciende a 8.86 l/t, mientras que existen casos de ingenios privados cuyo consumo asciende a sólo 1.23 l/t. La diferencia operativa en el conjunto de ingenios, ya sea públicos o privados, resulta sumamente compleja; por ejemplo, de los 57 ingenios existentes en el país sólo 11 consumen menos de 10 litros de combustóleo por tonelada de caña, 9 ingenios consumen entre 10 y 30 l/t caña, 5 ingenios entre 30 y 40 l/t, 9 ingenios entre 50 y 70 l/t, 7 ingenios entre 80 y 100 l/t, 3 ingenios entre 100 y 130 l/t, 2 ingenios entre 150 y 160 l/t, 3 ingenios entre 190 y 300 l/t y un ingenio con consumo superior a 300 l/t –deliberadamente se omitieron los nombres de los ingenios-.

El sector de ingenios azucareros puede resultar muy atractivo como un componente para consolidar el proceso de cogeneración en México, tanto por su nivel de capacidad potencial como también por el alto nivel de replicabilidad. Sin embargo, el proceso de cogeneración sólo estará limitado para aquellos ingenios que registren un alto nivel de eficiencia operativa. Los

casos de cogeneración deben contar con altos niveles de eficiencia, por lo que es de suponerse que de existir algún tipo de apoyo para el fomento de este sector, éste se limite sólo a aquellos ingenios que demuestren un cierto nivel de eficiencia, ya que el proceso de cogeneración no debe entenderse como un proceso de generación eléctrica ineficiente.

Los ingenios bajo administración gubernamental carecen de certidumbre sobre la definición de su futuro, ya que aún no se ha definido si estos activos serán parte del patrimonio público o bien serán transferidos nuevamente a la iniciativa privada. En tal caso, este grupo de ingenios difícilmente emprenderá acciones para consolidar proceso de cogeneración, ya que esto implica significativos niveles de inversión; esto a pesar de que dentro del propio conjunto de ingenios gubernamentales, algunos casos registren niveles aceptables de eficiencia operativa.

7.1.3 Cogeneración en la Industria Química

La industria química es considerada como un sector focal en el incipiente proceso de cogeneración en México, ya que la dimensión de este sector representa aproximadamente el 8% del PIB del país. En términos de potencial de cogeneración, la industria química registra la mayor contribución dentro del conjunto del sector industrial. Cabe precisar que la estimación potencial del sector industrial supera el 60% del total nacional, superando la aportación conjunta tanto de PEMEX y la industria azucarera. Con base en estimaciones de la CONUEE, el potencial de ahorro de energía primaria del sector químico, como resultado de la cogeneración, podría alcanzar 85,112 TJ/año, lo cual podría traducirse en ahorros anuales aproximados de US \$ 715 millones. La contribución del sector de industria química para revertir los efectos de los gases efecto invernadero podría ascender a 4,360 Mt de CO₂ anuales, según las estimaciones de la misma CONUEE.

La naturaleza de la industria química, a diferencia de otros sectores industriales, le permite mitigar de mejor manera una serie de barreras que han inhibido el desarrollo del sector de la cogeneración en México. Por una parte, este sector está acostumbrado a la administración de sofisticados procesos industriales, por lo cual tiene la capacidad de asimilar de manera relativamente fácil el proceso de ingeniería que representa una planta de cogeneración, desde la perspectiva de diseño, EPC –Engineering, Procurement & Construction-, operación y mantenimiento, control, entre otros. Estas industrias pueden mitigar costos operativos – combustible- mediante venta de excedentes de generación, ya sea a la red o bien a algún socio auto abastecedor y evidentemente a través del autoconsumo de su propia generación eléctrica.

Este nicho de empresas se caracteriza por contar con sólidos balances financieros y sólidas trayectorias históricas, lo cual les permite acceder a líneas de créditos para el desarrollo de proyectos de cogeneración o bien ser entes susceptibles de firmar contratos con terceras empresas interesadas en aprovechar el potencial de vapor –Third party-.

7.1.4 Cogeneración en la Industria Alimenticia

La industria alimenticia se considera como un sector focal prioritario para la consolidación del proceso de cogeneración en el país. Si bien este sector industrial no necesariamente es una de las ramas industriales con mayor aportación a la estimación del potencial de cogeneración, lo relevante de este sector consiste en la alta capacidad de replicabilidad. Por lo tanto, este sector puede convertirse en un ejemplo para el mercado de que el proceso de cogeneración no necesariamente es aplicable de manera exclusiva a las grandes industrias –por ejemplo, Pemex, ingenios, químicos-, sino que también es un mecanismo factible para las PYMES. La

estimación del potencial de ahorro energético por la implementación de procesos de cogeneración en el sector alimenticio asciende a 12,664 TJ/anuales, lo cual se traduce en ahorros equivalentes a US \$106 millones, según estimaciones de la CONUEE. La aplicación de procesos de cogeneración al sector alimenticio podría contribuir a mitigar un total 649 Mt de CO₂ anuales.

En el sector alimenticio se identifican tres grandes tipos de industrias:

- gran Industria, la cual fabrica y comercializa las principales marcas líderes del mercado alimenticio a nivel nacional, cuyos balances financieros son generalmente sólidos y registran grandes volúmenes de consumo de vapor;
- mediana Industria, cuyas características son las marcas de productos alimenticios regionales, con desempeños financieros aceptables, así como significativos niveles de generación de vapor derivado de sus procesos de industrialización y significativo consumo de gas natural o gas LP;
- pequeña industria; generalmente son empresas incluidas en la clasificación PYMES, tanto por su nivel de ventas como por el número de empleados, pero que a su vez cuentan con significativos niveles de generación de vapor y consumo de energéticos primarios.

La selección del sector alimenticio como sector focal, permite la aplicación del proceso de cogeneración en una misma industria pero con tres distintos niveles de capacidad de generación. En los casos de la pequeña y mediana industria, la aplicación de procesos de menor escala puede contribuir a reducir el costo neto de los energéticos de estas y al mismo tiempo enviar una señal a un mercado incipiente sobre factibilidad de aplicar la cogeneración a un público más generalizado.

7.1.5 Cogeneración en Servicios Hospitalarios

La importancia de la inclusión de los hospitales –*públicos y privados*- como sector focal dentro de una estrategia de fomento a la cogeneración se orienta a demostrar que el proceso de cogeneración no es un tema exclusivo para el sector industrial, ya que esta solución energética también puede ser aplicada de manera eficiente en los sectores de servicios. El sector de hospitales presenta un alta replicabilidad, ya que cuenta con una infraestructura de 75,364 camas hospitalarias a nivel nacional (INEGI 2008), de los cuales el 45% de la infraestructura corresponde a hospitales particulares. El reto de este sector consiste en dinamizar la aplicación de soluciones de micro cogeneración con base en vapor de gas, los cuales pudieran permitir reducir los costos operativos de estos centros y enviar una señal generalizada sobre la racionalización energética en el sector servicios. En países de la OECD, empresas privadas explotan el potencial energético de cogeneración en hospitales a través de contratos de tercerías, lo cual a su vez puede resultar un ejercicio interesante para el desarrollo del proceso.

7.2 Criterios de evaluación

Los criterios de evaluación para los sectores seleccionados, se establecen como se mencionara, con base en la menor incidencia de barreras para el desarrollo de los respectivos procesos de cogeneración. Para la identificación de los sectores focales se proponen los siguientes criterios de evaluación:

- **Eficacia:** éxito en generar el resultado deseado.
- **Sencillez:** acciones que no requieran nuevos programas o instituciones y que tampoco dependan de la creación de complicados elementos regulatorios ni de una nueva legislación, y que sólo involucren a un número reducido de actores.
- **Sostenibilidad:** El mecanismo debe ser comercial, en el sentido que pueda volverse una práctica común y sostenible, sin necesidad de recurrir a nuevos recursos públicos o subsidios.
- **Apoyo por parte de los fabricantes:** los tiempos de equipos y componentes pueden ser muy largos por la situación actual del mercado, ya que si los fabricantes no están dispuestos a (o no pueden) participar, no se pueden lograr los fines propuestos.
- **Aplicabilidad dentro de los programas de la CONUEE y del Programa Sectorial de Energía 2007-2012:** la instrumentación de la estrategia debe ser factible dentro de los lineamientos de la misión y actuales recursos de la CONUEE para su propia instrumentación, así como también contribuir con los objetivos del Programa Sectorial de Energía.
- **Atractivo a la inversión:** El grado de atracción que podrían tener los proyectos de cogeneración de los distintos sectores tanto a la accesibilidad de la deuda o a la inyección de capital.
- **Complejidad técnica:** El grado de sofisticación técnica necesaria para la implementación de los proyectos de cogeneración, dentro de lo que incluye puntos como diseños de ingeniería, EPC, control operativo, mantenimiento.

Explicación de la escala:

- “+”: Criterio aplicable sin grandes modificaciones.
- “o”: Criterio aplicable con modificaciones relativas.
- “-“: Criterio con dificultad para su aplicación.

Tabla 54: Resultado de la identificación de sectores focales

	PEMEX	Ingenios	Química	Alimentos	Hospitales
Eficacia	+	o	+	+	+
Sencillez	+	o	o	+	o
Sostenibilidad	o	o	+	+	+
Apoyo de los fabricantes	o	+	+	+	+
Aplicabilidad en programas de CONUEE y el PSE 2007-2012	+	+	+	+	+
Atractivo a la inversión	+	-	+	+	+
Complejidad técnica	-	o	-	+	+

Fuente: Análisis del consultor

8 Líneas de acción para el fomento a la cogeneración en México

A nivel mundial, el sector industrial consume aproximadamente el 30% de la demanda de energía primaria y es responsable del 23% de las emisiones globales de gases efecto invernadero. Con base en los escenarios de reducción de CO₂ para 2050, la Agencia Internacional de Energía (Perspectiva 2007) estima que los procesos de cogeneración en el mundo aportarán el 2% de la reducción total global planteada de 32.1 Gt de CO₂, equivalentes a 0.3 Gt CO₂ anuales. Las tecnologías de cogeneración han generado impactos de reducción de consumo de combustibles fósiles de entre un 10% y un 25%, aunado a las ganancias de eficiencia de los sistemas eléctricos por la reducción en las pérdidas eléctricas en los procesos de transmisión y distribución.

La imperiosa necesidad de reducir los niveles de emisiones de gases efecto invernadero, reducir la dependencia de energéticos fósiles, así como aumentar la competitividad de los sectores industriales y de servicios en México, da origen al diseño de una Estrategia Integral de Fomento a la Cogeneración, la cual contribuye a revertir la subutilización de este sector en México y a establecer las bases para el pleno aprovechamiento de estos esquemas eficientes de aprovechamiento energético.

Esta propuesta estratégica, no está orientada a crear las bases para la gestación de un sector de cogeneración en México, ya que actualmente el país ya cuenta con diversos casos exitosos en esta materia, por lo que el enfoque empleado tiende a crear un marco más propicio para el desarrollo de estos proyectos, así como también procesos sistematizados de diseminación entre los diversos actores, tanto de los casos exitosos como de las buenas prácticas de la industria.

8.1 Objetivo

De acuerdo a lo mencionado, la estrategia para la promoción de la cogeneración en México, apuntan a:

- Establecer las bases para el aprovechamiento del potencial de cogeneración en México como parte de una estrategia nacional de eficiencia energética, así como un mecanismo orientado a reducir los niveles de emisiones de gases efecto invernadero.
- Crear un ambiente de concientización de actores, reguladores, ONG's y usuarios sobre las ventajas de la cogeneración tanto en el balance energético nacional como en el proceso de mitigación de gases efecto invernadero.
- Reducir las barreras de información, regulatorias y financieras para movilizar recursos privados hacia el financiamiento de proyectos de cogeneración en México.
- Estimular el desarrollo de un mercado consolidado de cogeneración, el cual permita crear el suficiente nivel de demanda cuyo volumen conlleve al surgimiento de una oferta técnica y una disminución de costos transaccionales.
- Alentar el surgimiento de una plataforma de investigación en materia de cogeneración, la cual permita servir como base al surgimiento de una sólida industria nacional que, además de satisfacer el mercado doméstico, cuente con los requerimientos técnicos suficientes para competir internacionalmente.

8.2 Alcance

La Estrategia Integral de Fomento para la Cogeneración en México plantea una focalización hacia aquellos proyectos en los cuales se identifiquen las siguientes características:

- Eficacia.
- Sencillez.
- Sostenibilidad.
- Apoyo por parte de los fabricantes.
- Aplicabilidad dentro de los programas de la CONUEE y del Programa Sectorial de Energía 2007-2012.
- Atractivo a la inversión.
- Menor complejidad técnica.

Adicionalmente, el alcance de estas líneas de acción, se limita a cinco sectores focales en los cuales, además de cumplir con las características antes mencionadas, se identifica una capacidad de repetibilidad y demostrabilidad, los cuales se enumeran a continuación:

- Pemex.
- Ingenios azucareros.
- Industria química.
- Industria alimenticia.
- Hospitales

Si bien los procesos de cogeneración pueden desarrollarse también en otros sectores industriales y de servicios, para alcanzar un mayor impacto es recomendable evitar la dispersión de acciones de fomento en una mayor gama de sectores.

8.3 Metas globales

Según cifras de finales del 2007, los proyectos de cogeneración existentes en México registran una capacidad instalada de 3,304 MW, lo que equivale al 32.5% del total de los 10,164 MW identificados como potencial de este sector. La meta establecida para los próximos 10 años en la prospectiva energética, consiste en implementar acciones vinculadas a aspectos regulatorios, financieros y de información para lograr una migración de recursos públicos y privados hacia los proyectos de cogeneración.

La definición del potencial de cogeneración en México, realizada en el capítulo 3, reveló un Potencial Máximo con excedentes en la industria de 10,164 MW, también se planteó un Potencial máximo teórico de 6,710 MW, un Potencial técnicamente factible de 6,365 MW y finalmente un Potencial económicamente factible que ascendió a unos 6,069 MW.

Por otro lado, en el capítulo 4, se estimaron los beneficios asociados del desarrollo de la cogeneración, bajo la premisa que no se consideraba posible desarrollar el potencial máximo identificado. Esto llevó al planteamiento de cuatro escenarios de desarrollo que contemplaron desde la instalación de 849 MW en el escenario mínimo o sea el más conservador, hasta 8,457 MW en el escenario de máxima o sea el más optimista.

8.4 Diseño de las líneas de acción estratégicas

El trabajo de diseño de las líneas de acción estratégicas para el fomento de la cogeneración, se fundamenta en tres vértices:

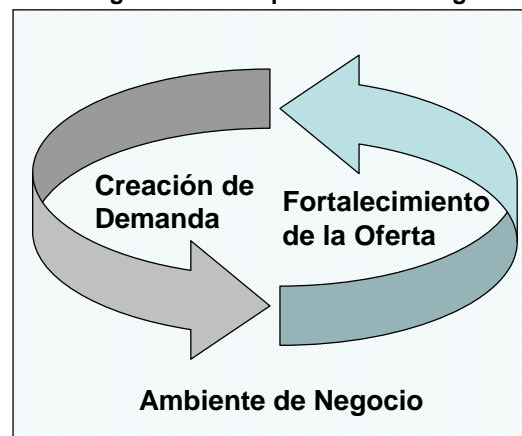
Creación de la demanda: Para el fomento del mercado de cogeneración en México resulta fundamental robustecer la demanda de este sector. Bajo este contexto, una mayor demanda de proyectos de cogeneración motivará un incremento de los ofertantes y, por ende, una mayor competencia. El fortalecimiento de la demanda implica trabajar sobre la concientización en los diferentes sectores de los beneficios energéticos, ambientales y económicos de los proyectos de cogeneración, una reducción de los costos transaccionales, así como también un mayor grado de especialización técnica de las empresas ofertantes del servicio. El incremento de la demanda permitirá el surgimiento de mayores ofertantes de servicios conexos al proceso de la cogeneración.

Fortalecimiento de la oferta: El fortalecimiento del sector sólo podrá lograrse en la medida que surjan nuevas empresas enfocadas a desarrollar este tipo de proyectos, y además, que éstas cuenten con la fortaleza técnica y financiera necesaria para cumplir con las especificaciones técnicas de los mismos. Esto incluye la especialización de la proveeduría en la totalidad de los requerimientos de los proyectos de cogeneración, como diseño de la ingeniería de proyectos, estimación del potencial energético, proveedores de tecnología –Turbinas, condensadores, calderas, etc-, mantenimiento, seguros, transportación, instalación, entre otros. El componente de oferta incluye también la disponibilidad de recursos crediticios y capital necesarios para dinamizar este sector.

Ambiente de negocio: Las medidas de fomento deben complementarse con acciones tendientes a facilitar el marco en el cual se desarrollan los proyectos de cogeneración. El ambiente de negocio debe ser suficiente para permitir la movilización de capitales privados –a través de deuda o equity- hacia proyectos de cogeneración.

Para la obtención de los resultados esperados por la estrategia resulta fundamental la aplicación de los tres vértices de manera integral, ya que de lo contrario, la estrategia de fomento a los proyectos de cogeneración quedaría incompleta.

Figura 10: Enfoque de la estrategia



Fuente: Análisis del consultor

8.5 Líneas de acción y acciones específicas

Las líneas de acción consideradas en el presente trabajo, para el fomento de la cogeneración en México, se detallan a continuación:

Línea de Acción 1: Aspectos de Información y Desarrollo de Capacidades

El primer conjunto de acciones consiste en crear un marco de concientización e información técnica en relación con los procesos de cogeneración en México, el cual estaría estructurado con acciones segmentadas hacia la totalidad de actores involucrados en el proceso (industrias, empresas de servicios, instituciones financieras, inversionistas, gobierno, reguladores, líderes de opinión, medios de comunicación, entre otros).

La intención de las acciones sobre aspectos de información, consiste en desarrollar una masa crítica que permita una asimilación del modelo de negocios por parte de los actores; posteriormente, este proceso permitirá crear un ambiente necesario para el desarrollo de un mayor volumen de proyectos de cogeneración y, por ende, un robustecimiento de este mercado. Bajo esta estrategia, el gobierno desempeña un rol de catalizador del proceso de concientización de los actores involucrados y, una vez cumplida esta acción, el gobierno limitaría al extremo su rol dentro del proceso para ceder estos espacios operativos a los actores involucrados. En este proceso, la sociedad civil y/o universidades, a través de ONG's y/o líderes de opinión, desempeña un rol relevante para la diseminación y aceptación del concepto.

En adición al proceso de concientización, esta línea de acción contempla también acciones para el desarrollo de capacidades, que permita a los actores adquirir los conocimientos técnicos necesarios para implementar estos sistemas y la difusión de los casos de éxito para promover la repetición del modelo al mayor número de casos posibles. Estas acciones están orientadas a transferir capacidades técnicas en materia de cogeneración con la intención de crear una sólida base de oferta de servicios en esta materia, la que podrá adaptarse tanto en dimensiones como en nivel de especialización, según evolucione la dinámica de la demanda.

Barreras que se incide:

- Las industrias con potencial de establecer proyectos de cogeneración generalmente desconocen el potencial de los beneficios económicos del proceso.
- Evidencia de cierto nivel de falta de información sobre el concepto de cogeneración por parte de la mayoría de los actores involucrados en el proceso, así como también por parte de los líderes de opinión.
- Reducida vinculación de la cogeneración con el incremento de competitividad de la industria y servicios en México.
- Percepción por parte de ciertas industrias de que el proceso de cogeneración conlleva un proceso extremadamente complejo y riesgoso.
- Escasa cultura en México de aprovechamiento de los subproductos energéticos, prácticamente en ningún ámbito de usuarios desde la gran industria hasta el consumo doméstico o bien en PYMES. El aprovechamiento de sinergias energéticas resulta una práctica desconocida.
- Reducidos programas orientados a diseminar información relevante del proceso de cogeneración como: (i) Identificación de beneficios de la cogeneración; (ii) proceso de medición del potencial de cogeneración; (iii) guías para implementación de proyectos. La carencia de programas de difusión atañe tanto a las agencias gubernamentales como también a ONG's y sector privado.
- Reducido desempeño de las agencias de energía, federales y estatales, para identificar y

coadyuvar en el desarrollo de proyectos de cogeneración.

- La opinión pública y líderes de opinión aparentemente no vinculan el proceso de cogeneración como una estrategia eficiente que permita mitigar la emisión de gases efecto invernadero, así como la reducción de consumo de combustibles fósiles.
- Desarrollar los mecanismos de capacitación técnica sobre proceso de cogeneración a clientes/ usuarios.
- Diseñar los instrumentos para la disseminación de buenas prácticas y casos de éxitos.

Acciones consideradas

Acción 1.1: Documentar la información técnica relevante sobre cogeneración existente a nivel nacional e internacional

Esta acción consiste en integrar de manera eficiente y sistemática la información técnica sobre proyectos de cogeneración, tanto a nivel nacional como internacional. El objetivo de esta acción es proporcionar un marco de referencia sobre los parámetros técnicos y performance de los proyectos de cogeneración a los distintos actores como reguladores, usuarios, prestadores de servicios, inversionistas e instituciones financieras.

Acción 1.2: Diseñar estrategias y herramientas institucionales para la integración y difusión de la información

Esta acción tiene los siguientes objetivos: (i) Concientización a usuarios/clientes de los distintos modelos de cogeneración; (ii) concientización a instituciones financieras y capitales de riesgo; y (iii) disseminación masiva a la sociedad civil de la cogeneración y sus respectivos beneficios en la reducción de gases efecto invernadero.

Acción 1.3: Elaborar material para difusión de casos exitosos

El proceso de documentación de buenas prácticas en materia de cogeneración permite crear un mecanismo efectivo de disseminación y transmisión de capacidades técnicas entre los actores involucrados. La descripción objetiva de estudios de casos reales de empresas permite extrapolar experiencias en sectores y usuarios similares, con la finalidad de transmitir el proceso de éxito a usuarios interesados. Este tipo de documentación puede desarrollarse de acuerdo a la especialización de los sectores comprendidos en el programa de fomento, como ingenios, industria química, industria alimenticia y hospitales. Adicionalmente, se sugiere que esta línea de acción incluya la descripción de casos "No Exitosos" en materia de cogeneración, con la finalidad de evitar la replicabilidad de estos errores técnicos o financieros.

Acción 1.4: Diseño de una Guía para la implementación de proyectos de cogeneración

La intención de esta línea de acción es crear una guía descriptiva sobre la totalidad de requisitos regulatorios y técnicos necesarios para la implementación de proyectos de cogeneración, un "ABC" para proyectos de cogeneración-. Esta acción tendría como objetivo diseñar un solo manual con aspectos comunes, como son todos los regulatorios, e incluir algunos capítulos con aplicaciones específicas para cada uno de los sectores que se incluyen en esta estrategia. Esta acción puede desarrollarse de manera conjunta con las asociaciones o cámaras.

Acción 1.5: Diseñar e implementar programas de capacitación para proyectos de cogeneración, dirigido a los actores involucrados

Las acciones tendientes a la capacitación resultan fundamentales para la transferencia de capacidades técnicas tanto para el recurso humano responsable de diseñar, construir y operar una central de cogeneración. Las acciones de capacitación prevén alcanzar un nivel de especialización según los actores involucrados, así como los procesos, por ejemplo un modelo de capacitación para instituciones financieras para el desarrollo de due diligence técnicos en materia de cogeneración. El modelo de capacitación, en un inicio, tendrá que ser soportado por SENER/CONUEE o bien agencias estatales de energía y, una vez consolidado un mercado, se prevé que las universidades o centros privados de enseñanza técnica representen la oferta de estos servicios.

Acción 1.6: Identificación de proyectos demostrativos

Esta acción sugiere un cambio de estrategia por parte de la SENER/CONUEE para que de manera proactiva identifiquen, en cualquiera de los sectores propuestos, las industrias y los establecimientos que cuenten con capacidad técnica y financiera para emprender la instalación de proyectos demostrativos. Este proceso implica el emprender una dinámica de Due Diligence técnico, en un universo de industrias e ingenios.

Acción 1.7: Unidad de Acompañamiento Técnico

Esta acción sugiere que la SENER/CONUEE implemente un servicio de seguimiento técnico y regulatorio a todas aquellas industrias y entes de servicios en proceso de gestión de proyectos de cogeneración. A su vez, esta unidad puede emitir publicaciones periódicas para orientar al incipiente mercado sobre listados de proveedores, costos unitarios del proceso, entre otra información relevante para reducir las asimetrías de información entre actores del proceso de cogeneración.

Acción 1.8: Ventanilla única para proyectos de cogeneración

Esta acción sugiere la creación de una ventanilla única en la SENER/CONUEE para el trámite de la totalidad de requerimientos del gobierno federal necesarios para los procesos de planeación, construcción y operación de una planta de cogeneración. Si bien en el corto plazo resulta una opción difícil de implementar, esta ventanilla podría servir de acompañamiento regulatorio de los proyectos de cogeneración.

Acción 1.9: Implementación de proyectos pilotos

Esta acción sugiere la implementación de al menos un caso por sector focal de cogeneración, el cual permita la demostrabilidad y la masificación de este concepto. El caso piloto pudiese financiarse a través de un contrato de compra de electricidad a largo plazo bajo el régimen de Autoabastecimiento o Cogeneración, o bien mediante esquemas de otorgamiento de garantías para los casos de micro cogeneración.

Acción 1.10: Seguimiento estadístico de los proyectos de cogeneración

Esta acción tiene por objetivo el seguimiento estadístico y sistematizado de la evolución del mercado de cogeneración, lo cual resulta fundamental para medir el éxito en la aplicación de la política de fomento de este sector.

Línea de Acción 2: Aspectos Regulatorio y Estructurales

(La identificación de las líneas de acción puede cambiar a partir de la publicación de nuevas disposiciones regulatorias sobre la materia elaboradas por la Comisión Reguladora de Energía (CRE)).

Esta línea consiste en identificar las acciones que permitan facilitar el proceso de la cogeneración en México, así como también insertar este proceso dentro de una estrategia nacional para reducir tanto la dependencia de combustibles fósiles como también la reducción de emisiones de gases efecto invernadero. La línea de acción incluye modificaciones al marco regulatorio en materia de accesibilidad a la red de proyectos de cogeneración, nuevo régimen para micro generación, tarifas diferenciadas, entre otros. Adicionalmente, las acciones están orientadas a establecer estándares y normas en lo relativo al uso de las tecnologías de la cogeneración. Este componente identifica las acciones regulatorias encaminadas a moldear el mercado de manera que brinde una certidumbre y predictibilidad para todos los actores involucrados.

Barreras en que inciden:

- Aparente reducida vinculación del proceso de cogeneración con la meta nacional de reducción de emisiones y/o con la estrategia para reducir la dependencia de combustibles fósiles.
- Ausencia de reconocimiento de capacidad de proyectos de cogeneración.
- Mayor transparencia y claridad en la definición de costos de transmisión en proyectos de cogeneración.
- Restricciones en los procesos de interconexión.
- Ausencia de internalización de beneficios de la cogeneración a través del precio.
- Reducido acompañamiento técnico en el proceso de registro del Mecanismo de Desarrollo Limpio de proyectos de cogeneración.
- Sobre-regulación para la instalación de proyectos de cogeneración.

Acciones consideradas

Acción 2.1: Aplicar el Contrato de Interconexión para Energías variables al proceso de cogeneración

Este cambio regulatorio permitiría el reconocimiento de capacidad y la posibilidad de crear un banco de energía. Se debe mencionar sin embargo que a diciembre de 2009, la CRE publicó los anteproyectos de contratos de interconexión para fuentes de energía renovable y cogeneración eficiente en pequeña y mediana para escala.

Acción 2.2: Contratos de largo y mediano plazo para suministro a la red mediante proyectos de cogeneración

Emular en menor escala los contratos que actualmente realizan los Productores Independientes de Energía para suministro de energía a CFE. Este proceso permitiría estructurar el financiamiento a proyectos de cogeneración de pequeña escala, de la misma forma en que lo realizan actualmente empresas con contratos de PIE. Este mecanismo ha demostrado su efectividad para atraer recursos de capital/crédito privado hacia sectores energéticos emergentes.

Acción 2.3: Contraprestaciones diferenciadas para proyectos de cogeneración

La intención de esta acción consiste en incentivar la proliferación de proyectos de cogeneración mediante la aplicación de exportación a la red con contraprestaciones superiores al Costo Total de Corto Plazo. En apego a la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica, la electricidad generada a través de cogeneración puede contar con una contraprestación mayor mediante la internalización de los beneficios derivados de la generación distribuida y la mitigación de gases efectos invernadero.

Acción 2.4: Reglas para determinar la factibilidad y el costo de la interconexión para proyectos de cogeneración

La intención de esta acción consiste en brindar certidumbre al mercado sobre la no discrecionalidad para la accesibilidad de proyectos de cogeneración a la red. Esta acción no se traduce en una autorización inmediata para cualquier proyecto de cogeneración, pero sí en un mecanismo de predictibilidad de aceptación de proyectos que permita a los agentes del mercado planear proyectos de cogeneración sobre bases más firmes. Esta acción incluye la adaptación de los contratos de interconexión a las características técnicas/financieras de pequeños y medianos proyectos de cogeneración y no necesariamente que este tipo de proyectos se ajuste al diseño de las grandes centrales bajo régimen regulatorio PIE.

Acción 2.5: Ajuste de contraprestaciones de servicio de porteo para proyectos de cogeneración

La intención de esta acción consiste en reducir el costo de porteo por el uso del sistema nacional de transmisión, lo cual podría contribuir a robustecer la rentabilidad de los proyectos de cogeneración. La acción podría implementarse mediante el pago del costo operativo de la red, pero sin cargar un costo por depreciación de la misma red a este tipo de proyecto, o bien eliminar el costo de capital en aquellos sistemas de transmisión que ya se encuentren completamente depreciados.

Acción 2.6: Posibilidad entregar energía en media tensión sin necesidad de convertir en alta tensión para proyectos de cogeneración

La intención de esta acción consiste en aprovechar las ventajas de la generación distribuida y, en tal caso, que la misma CFE aproveche la electricidad en baja o media tensión producida a través de la cogeneración para entregar en el mismo voltaje a cualquier consumidor vecino del centro de generación. Posteriormente, la CFE podría entregar en baja o media en el punto de carga del socio auto abastecedor de la central de cogeneración, sin necesidad que el productor transforme la energía en alta. Este “Swap” de energía en baja o media podría reducir los costos tanto para el auto abastecedor como también para la CFE.

Acción 2.7: Aplicación de una metodología para determinar el factor de eficiencia de los proyectos de cogeneración

La intención de esta acción consiste en que todas las medidas planteadas para el fomento de la cogeneración, se limiten únicamente a aquellos proyectos con un factor de eficiencia superior al 65%. El impulso a la cogeneración sólo es entendible si los proyectos son eficientes y contribuyen a mejorar la red eléctrica en su conjunto. Esta metodología diseñada y aplicada por la misma CRE clarificaría de manera sistemática aquellos proyectos que pudieran calificar para

la aplicación de los beneficios definidos en las acciones. La metodología de medición de eficiencia, a su vez, contribuiría a enviar las señales a los actores del mercado –inversionistas, bancos, industria, entre otros- sobre la discriminación de proyectos no convenientes o convenientes en los que se pudiesen involucrar. Se debe mencionar que al momento de realizarse la presente publicación, la CRE inició estudios a fin de determinar los criterios que empleará en la definición de cogeneración eficiente.

Acción 2.8: Recurso no recuperable para cubrir los costos de las metodologías para la inscripción de bonos de carbón ante el Mecanismo de Desarrollo Limpio – MDL- para proyectos de cogeneración

La intención de esta acción consiste en que la SENER/CONUEE subsidie los costos necesarios para la realización de las mediciones de la línea base de cálculo –Baseline- y el diseño de metodologías necesarias para el registro y aprobación de proyectos de cogeneración ante el MDL. La inversión en las respectivas metodologías se reservaría sólo para aquellos tipos de proyectos que registren el mayor índice de replicabilidad, de manera que una misma metodología sirva a un gran número de proyectos con características similares. El acompañamiento técnico y financiero podría contribuir a que un mayor número de proyectos aprovechen el beneficio de México como país “No Anexo I”, lo cual contribuiría a incrementar la rentabilidad de los mismos. El gobierno federal podría recuperar su inversión inicial del costo de las metodologías a través de la retención de un porcentaje de los bonos de carbón autorizados a través de este mecanismo.

Acción 2.9: Establecer una recomendación para la realización de auditorías energéticas que permitan estimar la viabilidad de cogeneración en aquellos sectores industriales y de servicios con significativo potencial

Esta acción pretende conseguir varios objetivos en materia de fomento a la cogeneración: (i) Crear un mercado de empresas especializadas en medir el potencial de cogeneración; (ii) crear una conciencia en los grandes consumidores de energéticos fósiles sobre el potencial de ahorro que representaría la implementación de una solución de cogeneración.

Acción 2.10: Establecer estándares técnicos tanto para tecnologías como procesos aplicados en la Cogeneración

La acción tiene el objetivo de crear certeza para clientes, como bancos e inversionistas, sobre el desempeño de las diversas soluciones de cogeneración identificadas en el mercado. La SENER/CONUEE diseñaría los estándares técnicos que deberán cumplir tanto las tecnologías como los procesos de cogeneración, en una primera instancia, para los sectores focales y posteriormente para el mercado en general.

Acción 2.11: Establecer un proceso de Fast-track regulatorio para proyectos de micro cogeneración

La acción tiene el objetivo de acelerar al máximo el proceso regulatorio para proyectos de cogeneración de menor escala. La SENER/CONUEE y la Comisión Federal de Mejora Regulatoria -COFEMER- establecerán una hoja de ruta para que este tipo de proyectos obtenga sus respectivos permisos en un tiempo menor a 15 días hábiles; esto sin menoscabo de la integridad física de los

operadores y sin violar la normatividad ambiental.

Acción 2.12: Reducir el tiempo y número de trámites para la instalación de la central de cogeneración

La acción tiene el objetivo de acelerar al máximo el proceso regulatorio para proyectos de cogeneración de pequeña y mediana escala, mediante la eliminación de trámites, así como la reducción del tiempo requerido por la autoridad para las respectivas resoluciones.

(La identificación de las líneas de acción puede cambiar a partir de la publicación de nuevas disposiciones regulatorias sobre la materia elaboradas por la Comisión Reguladora de Energía (CRE)).

Línea de Acción 3: Aspectos de Financiamiento

Los procesos eficientes de cogeneración suponen una significativa rentabilidad, ya que ahorran en costos de recursos energéticos y hacen eficiente el uso de combustibles fósiles. Por otro lado la gran mayoría de las tecnologías requeridas se encuentran en etapa de comercialización consolidada, por lo que el costo del MW instalado no necesariamente es alto. Como consecuencia, las líneas de acción relativas al financiamiento no plantean subsidios o recursos no recuperables para el fomento de esta actividad, ya que los incentivos descritos en la Línea de acción sobre aspectos regulatorios y estructurales, son suficientes para robustecer la rentabilidad de este sector. A diferencia de otros sectores incipientes de energía, la cogeneración en México ya cuenta con una capacidad de 3,304 MW instalados, lo cual demuestra que el sector cuenta con la capacidad de movilizar capital privado –Deuda y/o Equity- hacia proyectos del sector, sin que exista una aparente necesidad de que el gobierno invierta recursos no recuperables para acelerar su proceso de gestación.

La línea financiera se limita a crear los mecanismos para que la totalidad de los actores financieros conozcan el proceso de cogeneración y dimensionen en una justa proporción los riesgos inherentes al mismo. Adicionalmente, esta línea de acción plantea mecanismos financieros que permiten hacer más atractiva, tanto para la banca como para inversionistas, la participación en los procesos de cogeneración. Finalmente, las acciones se encaminan a desarrollar un marco normativo y un ambiente de negocio propicio para que terceros inversionistas emprendan proyectos de inversión en instalaciones de industria con potencial, pero que no cuenta con la capacidad técnica y/o financiera para la realización del proyecto.

El mayor cuello de botella para el fomento de la cogeneración lo constituye el hecho que, en México, no existe una cultura de financiamiento basado en la fuente de pago de flujos propios del proyecto –Project Finance-; por el contrario, el proceso de crédito se basa, en una significativa proporción, en las garantías externas, ajenas al proyecto, que el acreditado pueda proporcionar a la banca, lo cual representa una capacidad finita. Este conjunto de acciones se orienta a fortalecer los mecanismos de garantías bajo un mercado de prudencia y buenas prácticas crediticias. Las acciones financieras no son limitativas al otorgamiento de garantías, sino que también se integran por un conjunto de acciones que permitan a las instituciones financieras entender y desmitificar los riesgos inherentes a los proyectos de cogeneración y esto contribuya a disminuir los costos de financiamiento e incrementar la accesibilidad al crédito.

Barreras en que inciden:

- Reducir las asimetrías de información en torno al proceso de financiamiento de proyectos de cogeneración.
- Crear los mecanismos para una valuación apegada a la realidad de los riesgos inherentes al proceso de cogeneración para la apropiada asignación de los costos transaccionales.
- Otorgar las garantías parciales para facilitar la realización de proyectos sólidos técnica y financieramente.
- Reducido ambiente de negocio para el fomento de terceras empresas que deseen invertir en las instalaciones de otra –*Third Party Financing*–.
- Reducida evidencia de empresas ESCO's como agentes movilizadores de capital privado hacia proyectos de cogeneración.

Acciones consideradas

Acción 3.1: Diseñar metodologías para el diagnóstico de valuación de riesgos –Due Diligence

Esta acción pretende brindar los elementos técnicos para que las instituciones financieras y fondos de inversión puedan realizar diagnósticos objetivos sobre los riesgos inherentes, así como el potencial de generación eléctrica de proyectos de cogeneración. Esta medida pretende evitar que a las operaciones crediticias de proyectos de cogeneración les sea asignado un inadecuado costo financiero como resultado de una incorrecta interpretación de riesgos por desconocimiento del modelo.

Acción 3.2: Crear un fondo de garantías

Esta acción consiste en una estrategia de garantías parciales que permita reducir el riesgo de las operaciones de los proyectos de cogeneración, de manera que la banca pueda abrir la oferta crediticia a este sector, sin necesidad que la industria esté obligada a brindar las garantías equivalentes al monto de la inversión del proyecto de cogeneración. Se propone que este fondo de garantías sea respaldado con recursos fiscales no recuperables orientados a cubrir el porcentaje de riesgo del crédito con mayor probabilidad de incobrabilidad, mientras que el resto del crédito sería otorgado por la banca mediante un proceso de valuación del banco exclusivamente sobre su exposición al riesgo. Bajo este esquema, el gobierno cubriría, a través del fondo de garantías, las primeras pérdidas de este tipo de créditos, mientras que el banco acreedor correría el riesgo restante del crédito. Los desarrolladores de proyectos de cogeneración tendrán el incentivo de obtener garantías parciales de crédito en proporción de 1:3 ó 1:4 y no necesariamente de 1:1, como lo exige actualmente la banca. Esta acción resulta fundamental para remover las barreras financieras de los proyectos de cogeneración, ya que ante la carencia de un historial crediticio de este mercado incipiente, la banca no cuenta con información empírica suficiente para comprender el comportamiento crediticio de este sector. Esta medida sería eliminada en la medida que el mercado cuente con una mayor asimilación de los riesgos en torno a los proyectos de cogeneración.

Acción 3.3: Identificar e impulsar proyectos de cogeneración en sectores susceptibles de acceder a créditos bancarios

Esta acción consiste en dirigir el esfuerzo de promoción de los bancos hacia clientes que se incluyan en los cinco sectores que se mencionan en este trabajo.

En la medida que la banca asimile los riesgos específicos de estos sectores y encuentre un punto de confort crediticio podrá replicar estas experiencias más rápidamente. Una vez asimilado este mercado, la banca podría migrar hacia mercados con características más sofisticadas. La focalización de la acciones de promoción bancaria para proyectos de cogeneración incluye la búsqueda de empresas industriales y de servicios con sólidos balances financieros, los cuales mitiguen el riesgo crediticio.

Acción 3.4: Diseño de estructuras novedosas por parte de la banca de desarrollo para el financiamiento de proyectos de cogeneración

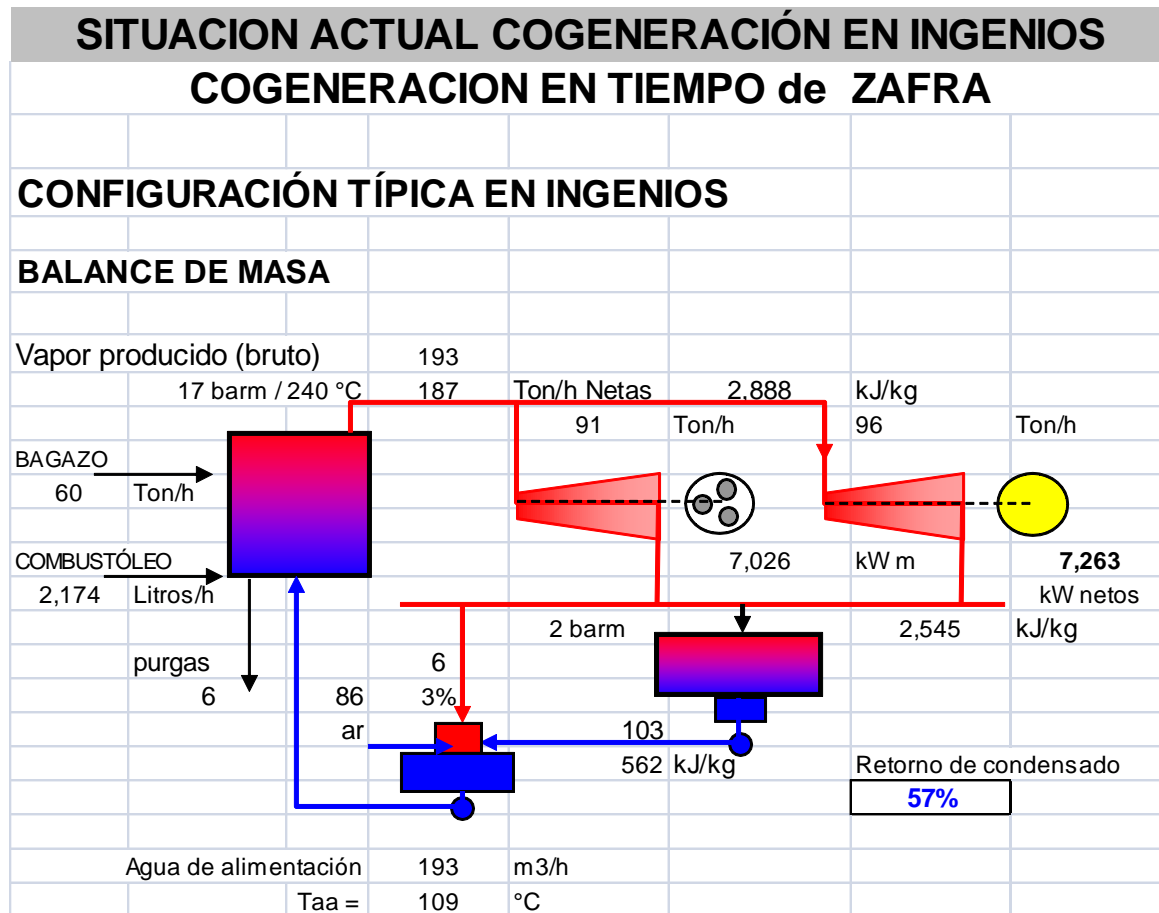
La banca de desarrollo tiene prácticamente la misma aversión al riesgo que cualquier otro banco múltiple; en ambos casos, el desarrollador de un proyecto de cogeneración requiere otorgar garantías por lo menos al monto equivalente de la planta eléctrica, por lo cual la base del crédito se sustenta en garantías y no necesariamente en el flujo que genere el proyecto. Esta acción sugiere que la Banca de Desarrollo participe en proyectos de cogeneración como instrumento de Quasi-capital, en los cuales participe en el Equity del proyecto y, en la medida que el proyecto genere el suficiente flujo, se convierta en deuda o bien se venda como equity a otros inversionistas interesados. Esta acción, por una parte, reduciría la presión de garantías de un nuevo proyecto y, por otro lado, permitiría robustecer el flujo neto de efectivo del proyecto al no pagar costo financiero en el supuesto que no se genere flujo de efectivo en los primeros años. Adicionalmente, la posibilidad de la Banca de Desarrollo de vender el Equity de proyectos de cogeneración exitosos a terceros interesados crearía las bases de un mercado secundario, lo cual resulta fundamental para brindar liquidez y atractivo a inversionistas en este mercado de inversión incipiente.

Acción 3.5: Diseño de estructuras/instrumentos de capital para el financiamiento de proyectos de cogeneración de empresas intermedias a través de la Bolsa Mexicana de Valores –BMV-

Esta acción está encaminada a que los desarrolladores –incluyendo Third Party y/o ESCO's- recurran a la Bolsa Mexicana de Valores para buscar inversionistas que deseen invertir en proyectos de mediana y gran escala de cogeneración. Este proceso obligará a los desarrolladores a la ejecución de sólidos modelos de negocio –Business Plan-, así como a la implementación de prácticas de gobierno corporativo orientadas a la transparencia y rendición de cuentas. Los instrumentos de financiamiento pueden consistir en mecanismo de pulverización del capital accionario a través del público inversionista o bien la emisión de bonos crediticios basados en la burzatilización de flujos futuros derivados de contratos con CFE o bien con socios auto abastecedores con sólidos balances financieros. La movilización de este tipo de recursos para el financiamiento de proyectos de cogeneración son la verdadera respuesta para la consolidación de un mercado de cogeneración, ya que los subsidios gubernamentales sólo alcanzan cierta temporalidad, mientras que la banca múltiple difícilmente migrará sus recursos de manera inmediata a un sector en el cual no alcanza a percibir la dimensión del riesgo.

Anexo 1: Modelo para la estimación del potencial en la industria azucarera

DATOS PROMEDIO POR INGENIO EN 2007 - (PRODUCCIÓN DE AZUCAR)							
						DÍAS	HORAS
ASNM		0	m		ZAFRA	169	4,056
PRESION BAROMETRICA		1.013	bar		OPERATIVO	133	3,192
Temperatura ambiente		30.00	° C		FUERA DE ZAFRA	196	4,704
BAGAZO	TON de caña /año (CNIAAa 2007)	49,025,000	total nacional				
	factor proceso Caña	0.77					
	TON de caña /año (por ingenio)	662,268			207.48	Ton/h	
	Bagazo por Caña (Ton/Ton)	0.2879					
	TON de Bagazo /año(por ingenio)	190,636			59.72	Ton/h	
	ENERGÍA DEL BAGAZO	480.59	GJ/h		PCI	8,047	kJ/kg Bagazo
					con 52% humedad y 2.3% sacarosa		
COMBUSTOLEO	(CNIAAa 2007)	8.07	litros/ton caña			total nacional	
		6,939	m3/año			395,550	m3/año
		2,174	litros/h				
ENERGÍA DEL COMBUSTÓLEO		86.46	GJ/h		PCI	39,767	kJ/litro
ENERGÍA TOTAL DE COMBUSTIÓN		567.05	GJ/h				
CALCULO DE VAPOR PRODUCIDO EN CALDERAS							
Características del vapor	promedio	17	barm		240	°C	
Presión absoluta del vapor		18.01	bara		h vapor	2,888	kJ/kg
Porciento de purgas		3.00	%				
Temperatura Agua Alimentación		107.00	° C		Del ta h =	2,440	kJ/kg
h del agua de alimentación		448	kJ/kg		192,860	kg / h	
Eficiencia caldera		83.00	%				
<i>NOTA : Qah y Qc se desprecian</i>						567,046	MJ/h
						470,648	MJ /h
						192,860	kg / h
						5,786	kg / h
						187,074	kg / h
Vapor requerido para generación	Nota 1	0.46055	ton vapor por Ton Caña			96	ton/h
Vapor requerido para motores	Nota 2	0.44	ton vapor por Ton Caña			91	ton/h
						187	
Nota 1	Vapor para obtener la media de capacidad reportada por CREde 7,263 kW						
Nota 2	Datos tomados del estudio de CONAE - IIE en 1997						

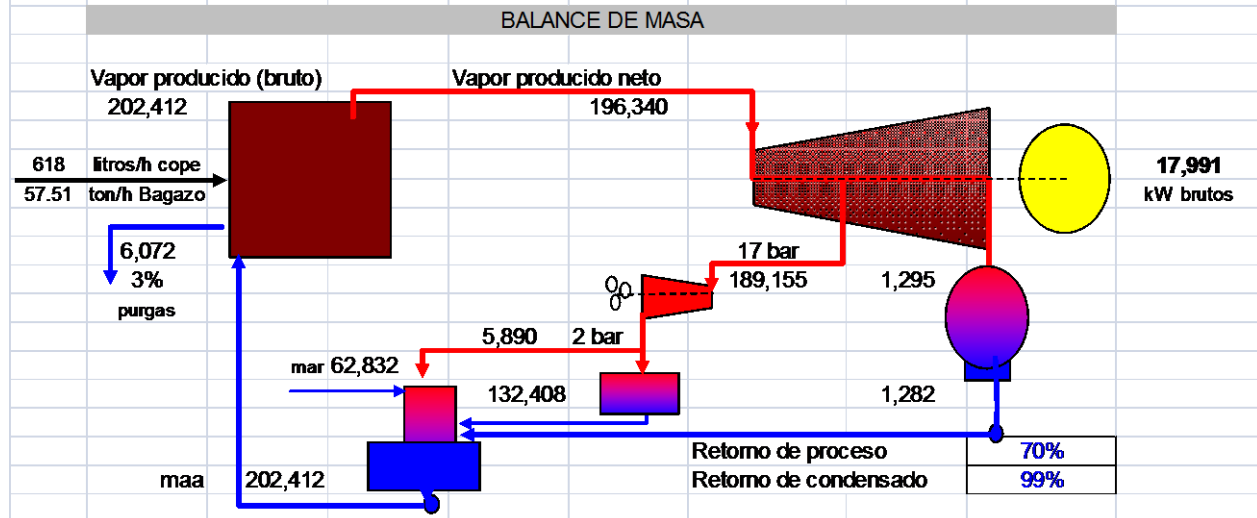


ESTIMADO DE POTENCIAL COGENERACIÓN EN INGENIOS COGENERACION EN TIEMPO de ZAFRA						
DATOS PROMEDIO DE PERMISIONARIOS - PRODUCCIÓN DE AZUCAR						
					DÍAS	HORAS
ASNM		0	m	ZAFRA	169	4,056
PRESION BAROMETRICA		1.013	bar	OPERATIVO	133	3,192
Temperatura ambiente		30.00	° C	FUERA DE ZAFRA	196	4,704
BAGAZO	TON de caña /año (CNIAAa 2007)	49,025,000	total nacional			
	factor proceso Caña	0.9				
	TON de caña /año (por ingenio)	774,079		242.51	Ton/h	
	Bagazo por Caña (Ton/Ton)	0.31				
	% de bagazo a quemnar	85%				
	TON de Bagazo /año	183,573		57.51	Ton/h	
	ENERGÍA DEL BAGAZO	641.53	GJ/h	PCI	11,155	kJ/kg Bagazo
				<i>con 35% humedad y 3% sacarosa</i>		
COMBUSTOLEO	Meta de SAGARPA	3.00	litros/ton caña		total nacional	
		1,974	m3/año		112,512	m3/año
		618	litros/h			
	ENERGÍA DEL COMBUSTÓLEO	24.59	GJ/h	PCI	39,767	kJ/litro
ENERGÍA TOTAL DE COMBUSTIÓN		666.12	GJ/h			
CALCULO DE VAPOR PRODUCIDO EN CALDERAS						
Características del vapor		70	barm	480	°C	
Presión absoluta del vapor		71.01	bara	h vapor	3,363	kJ/kg
Porciento de purgas		3.00	%			
Temperatura Agua Alimentación		143.00	° C	Del ta h =	2,764	kJ/kg
h del agua de alimentación		599	kJ/kg	202,412	kg / h	
Eficiencia caldera nueva		84.00	%			
<i>NOTA : Qah y Qc se desprecian</i>					666,119	MJ/h
					559,540	MJ /h
					202,412	kg / h
					6,072	kg / h
					196,340	kg / h
Vapor requerido para Proceso	Nota 1	0.34	ton vapor por Ton Caña		82	ton/h
Vapor requerido para motores	Nota 1	0.44	ton vapor por Ton Caña		107	ton/h
Nota 1	<i>Datos tomados del estudio de CONAE - IIE en 1997</i>			suma	189	ton/h

ESTIMADO DE POTENCIAL COGENERACIÓN EN INGENIOS ANALISIS DEL CICLO y EFICIENCIA DE LA CONFIGURACIÓN COGENERACION EN TIEMPO de ZAFRA

Tabla 10: Potencial técnico de cogeneración por ingenio, en tiempo de zafra

Capacidad eléctrica	kW
Bruta (bornes del generador)	17,991
Neta (después de usos propios)	17,182
Requerida por el Ingenio	7,263
Capacidad excedente para el SEN	9,919



BALANCE TERMICO DEL CICLO

	MJ/h	%
Energía Liberada combustible	666,119	100.00
Energía Útil		
Electrica neta	61,855	9.29
Térmica-mecánica	476,719	71.57
TOTAL	538,574	

EFICIENCIA DE LA CONFIGURACIÓN	
%	80.85
kJ/kWh	4,453

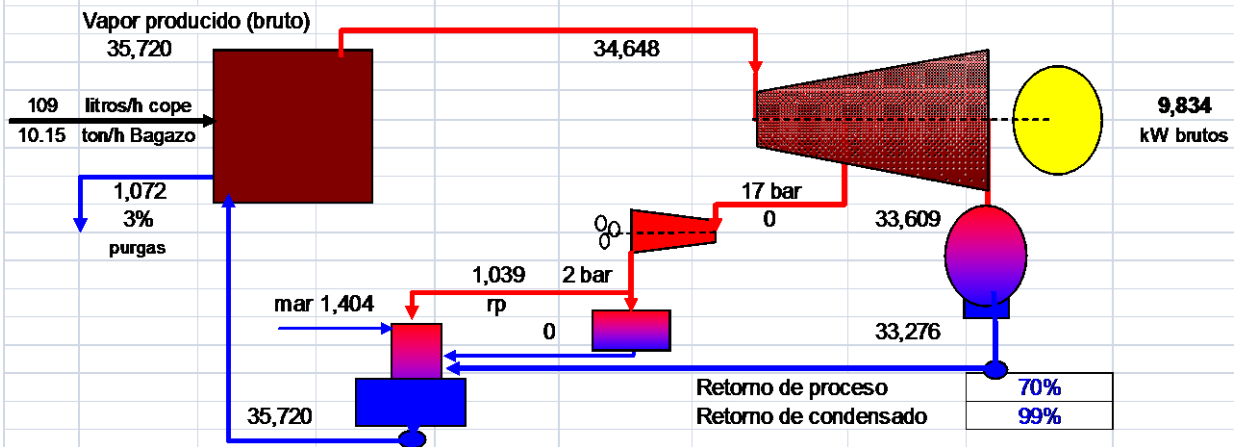
ESTIMADO DE POTENCIAL COGENERACIÓN EN INGENIOS COGENERACION FUERA DE TIEMPO de ZAFRA						
DATOS PROMEDIO DE PERMISIONARIOS - PRODUCCIÓN DE AZUCAR						
					DÍAS	HORAS
ASNMM		0	m	ZAFRA	169	4,056
PRESION BAROMETRICA		1.013	bar	OPERATIVO	133	3,192
Temperatura ambiente		30.00	° C	FUERA DE ZAFRA	196	4,704
BAGAZO	TON de caña /año (CNIAAa 2007)	49,025,000	total nacional			
	factor proceso Caña	0.9				
	TON de caña /año (por ingenio)	774,079		242.51	Ton/h	
	Bagazo por Caña (Ton/Ton)	0.31				
	% de bagazo a quemnar	15%				
	TON de Bagazo /año	32,395		10.15	Ton/h	
	ENERGÍA DEL BAGAZO	113.21	GJ/h	PCI	11,155	kJ/kg Bagazo
				con 35% humedad y 3% sacarosa		
COMBUSTOLEO	Meta de SAGARPA	3.00	litros/ton caña		total nacional	
		348	m3/año		19,855	m3/año
		109	litros/h			
	ENERGÍA DEL COMBUSTÓLEO	4.34	GJ/h	PCI	39,767	kJ/litro
	ENERGÍA TOTAL DE COMBUSTIÓN	117.55	GJ/h			
CALCULO DE VAPOR PRODUCIDO EN CALDERAS						
Características del vapor		70	barm	480	°C	
Presión absoluta del vapor		71.01	bara	h vapor	3,363	kJ/kg
Porciento de purgas		3.00	%			
Temperatura Agua Alimentación		143.00	° C	Del ta h =	2,764	kJ/kg
h del agua de alimentación		599	kJ/kg	35,720	kg / h	
Eficiencia caldera nueva		84.00	%			
<i>NOTA : Qah y Qc se desprecian</i>					117,550	MJ/h
					98,742	MJ /h
					35,720	kg / h
			menos			
			Gasto masa de PURGAS [mP]		1,072	kg / h
			Gasto masa de VAPOR ÚTIL [mVU]		34,648	kg / h
Vapor requerido para Proceso	Nota 1	0.34	ton vapor por Ton Caña		82	ton/h
Vapor requerido para motores	Nota 1	0.44	ton vapor por Ton Caña		107	ton/h
Nota 1	Datos tomados del estudio de CONAE - IIE en 1997		suma		189	

ESTIMADO DE POTENCIAL COGENERACIÓN EN INGENIOS ANALISIS DEL CICLO y EFICIENCIA DE LA CONFIGURACIÓN COGENERACION FUERA DE TIEMPO de ZAFRA

Tabla 11: Potencial técnico de cogeneración por ingenio, fuera del tiempo de zafra

Capacidad eléctrica	kW
Bruta (bornes del generador)	9,834
Neta (después de usos propios)	9,391
Requerida por el Ingenio, mantenimiento	2,000
Capacidad excedente para el SEN	7,391

BALANCE DE MASA



BALANCE TERMICO DEL CICLO

	MJ/h	%
Energía Liberada combustible	117,550	100.00
Energía Útil		
Electrica neta	33,808	28.76
Térmica-mecánica	0	0.00
TOTAL	33,808	

EFICIENCIA DE LA CONFIGURACIÓN	%
	28.76
	12,517

Anexo 2: Modelo para la estimación del potencial en la industria

DATOS BASE											
ASNM			950	m	HORAS OPERACIÓN POR AÑO				8,000		
TEMPERATURA MEDIA MÁXIMA			27	°C							
HUMEDAD RELATIVA			46	%	FACTOR DE DISPONIBILIDAD				0.92		
EFICIENCIA CALDERAS			0.76	ACTUALES	HORAS EFECTIVAS COGENERACIÓN				7,360		
LISTA MAESTRA RESUMEN SECTORIAL - VALORES MEDIOS POR EMPRESA											
num sector	SECTOR	DEMANDA MAX Kw		FC medio	RTE medio	FACTOR VAPOR	ENERGÍA MJ/hr			VAPOR MEDIO	
		máximo	medio				ELECTRIC	TERMICA	VAPOR	Delta h	kg/h
1	Aceites comestibles	5,821	4,346	0.7465	8.15	1.00	15,644	127,502	96,901	2,453	39,496
2	Bebidas y refrescos	4,753	3,174	0.6678	0.50	1.00	11,427	5,713	4,342	2,413	1,799
3	Botanas y dulces	3,467	2,721	0.7848	1.17	0.35	9,796	4,011	3,049	2,413	1,263
4	Cereales	6,249	3,894	0.6231	4.49	0.65	14,019	40,915	31,095	2,435	12,768
5	Cerveza y malta	6,521	4,585	0.7030	5.15	1.00	16,505	85,000	64,600	2,453	26,330
6	Conservas y jugos	3,427	2,492	0.7272	6.25	1.00	8,971	56,067	42,611	2,453	17,368
7	Destilería	2,582	1,696	0.6567	9.20	1.00	6,104	56,159	42,681	2,453	17,396
8	Lacteos	4,306	3,275	0.7605	5.18	1.00	11,790	61,071	46,414	2,453	18,918
9	Otros alimentos	3,861	2,792	0.7230	4.65	1.00	10,050	46,734	35,518	2,435	14,586
10	Panificación	3,137	2,194	0.6993	1.74	0.15	7,897	2,061	1,566	2,413	649
11	Automotriz	20,821	14,262	0.6849	1.64	1.00	51,342	84,200	63,992	2,413	26,520
12	Cartón y papel	5,605	4,338	0.7740	4.22	1.00	15,617	65,903	50,086	2,453	20,414
13	Celulosa y papel	22,268	17,693	0.7946	6.91	1.00	63,696	440,140	334,506	2,453	136,341
14	Farmacéutica	3,320	2,511	0.7562	2.10	0.20	9,038	3,796	2,885	2,435	1,185
15	Fibras sintéticas	7,961	6,799	0.8534	3.39	1.00	24,476	82,973	63,059	2,453	25,702
16	Hule (llantas)	7,668	5,183	0.6759	2.21	1.00	18,658	41,234	31,338	2,453	12,773
17	Química	8,082	6,067	0.7507	12.17	0.65	21,843	172,786	131,318	2,453	53,524
18	Textil	4,631	3,478	0.7511	1.80	1.00	12,521	22,539	17,129	2,413	7,099

CALCULO DE VAPOR CON COGENERACIÓN												
SECTOR	requerido MEDIO kg/h	VAPOR										
		VAPOR UTIL A ENTREGAR kg/KWh					VAPOR UTIL A ENTREGAR kg/h					
		TG	TG pc	MOTOR	MOTOR pc	TV	TG	TG pc	MOTOR	MOTOR pc	TV	
1	Aceites comestibles	39,496	2.84	9.09	1.09	3.52	9.09	12,363	39,496	4,724	15,297	39,496
2	Bebidas y refrescos	1,799	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	1,799	1,799	1,799	1,799	1,799
3	Botanas y dulces	1,263	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46	1,263	1,263	1,263	1,263	1,263
4	Cereales	12,768	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46	1,772	1,772	1,772	1,772	1,772
5	Cerveza y malta	26,330	2.48	8.03	1.09	3.52	9.03	11,390	36,827	4,984	16,138	41,412
6	Conservas y jugos	17,368	2.90	6.97	1.09	3.52	6.97	7,226	17,368	2,709	8,772	17,368
7	Destilería	17,396	3.24	11.60	1.09	3.53	9.51	5,492	19,675	1,847	5,980	16,131
8	Lacteos	18,918	2.95	5.78	1.09	3.52	5.78	9,656	18,918	3,560	11,528	18,918
9	Otros alimentos	14,586	2.79	5.22	1.18	3.51	5.22	7,792	14,584	3,301	9,801	14,584
10	Panificación	649	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	649	649	649	649	649
11	Automotriz	26,520	1.86	1.86	1.27	1.86	1.86	26,520	26,520	18,061	26,520	26,520
12	Cartón y papel	20,414	2.02	4.71	1.09	3.52	4.71	8,772	20,414	4,716	15,270	20,414
13	Celulosa y papel	136,341	1.62	5.39	1.09	3.52	9.52	28,684	95,383	19,235	62,280	168,355
14	Farmacéutica	1,185	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	1,185	1,185	1,185	1,185	1,185
15	Fibras sintéticas	25,702	2.70	3.78	0.75	2.43	3.78	18,326	25,702	5,101	16,517	25,702
16	Hule (llantas)	12,773	2.46	2.46	1.09	2.46	2.46	12,773	12,773	5,634	12,773	12,773
17	Química	53,524	2.72	8.82	1.09	3.52	8.82	16,474	53,524	6,597	21,362	53,524
18	Textil	7,099	2.04	2.04	1.27	2.04	2.04	7,099	7,099	4,405	7,099	7,099

VAPOR COMPLEMENTO CALDERAS EXISTENTES						CAPACIDADES ISO NOMINALES kW			
SECTOR	kg /h vapor					Tipo de generador			
	TG	TG pc	MOTOR	MOTOR pc	TV	TG	MOTOR	TV	
1	Aceites comestibles	27,133	0	34,772	24,199	0	7,439	6,930	6,193
2	Bebidas y refrescos	0	0	0	0	0	6,300	5,390	5,056
3	Botanas y dulces	0	0	0	0	0	4,495	4,100	3,689
4	Cereales	10,996	10,996	10,996	10,996	0	9,000	8,500	6,648
5	Cerveza y malta	14,940	0	21,346	10,192	0	9,000	8,500	6,938
6	Conservas y jugos	10,141	0	14,658	8,595	0	4,350	3,915	3,646
7	Destilería	11,904	0	15,549	11,416	0	3,515	3,040	2,747
8	Lacteos	9,261	0	15,358	7,390	0	5,512	5,390	4,581
9	Otros alimentos	6,795	2	11,286	4,786	0	5,000	4,620	4,108
10	Panificación	0	0	0	0	0	4,039	3,915	3,337
11	Automotriz	0	0	8,459	0	0	26,780	25,500	22,150
12	Cartón y papel	11,643	0	15,699	5,145	0	7,330	6,427	5,962
13	Celulosa y papel	107,656	40,958	117,106	74,061	0	29,060	25,500	23,689
14	Farmacéutica	0	0	0	0	0	4,350	3,915	3,532
15	Fibras sintéticas	7,376	0	20,601	9,185	0	10,690	9,240	8,469
16	Hule (llantas)	0	0	7,139	0	0	10,690	8,791	8,157
17	Química	37,050	0	46,926	32,162	0	10,690	9,240	8,598
18	Textil	0	0	2,694	0	0	5,925	5,390	4,926

ENERGÍA DE COMBUSTIBLES COGENERACIÓN											GJ/año	
SECTOR	EFICIENCIAS ELECTRICAS			factores PC		ENERGÍA COMBUSTIBLES COGENERACIÓN						
	TG	MOTOR	TV	TG	MOTOR	TG	TG pc	MOTOR	MOTOR	TV		
1	Aceites comestibles	24.8	35.8	10.4	0.94	0.54	470,587	911,496	321,874	497,266	1,140,356	
2	Bebidas y refrescos	24.1	35.8	27.1	0.00	0.00	352,854	352,854	235,097	235,097	319,255	
3	Botanas y dulces	26.8	31.1	27.5	0.00	0.00	271,806	271,806	231,507	231,507	269,483	
4	Cereales	24.8	41.0	27.1	0.00	0.00	420,305	420,305	251,740	251,740	391,632	
5	Cerveza y malta	26.4	35.8	10.4	0.89	0.54	466,309	880,884	339,575	524,614	1,198,215	
6	Conservas y jugos	25.9	35.5	12.3	0.63	0.54	258,006	420,675	185,814	286,398	553,609	
7	Destilería	19.8	32.1	10.1	1.01	0.49	229,474	461,375	140,017	208,584	458,526	
8	Lacteos	26.0	35.8	13.7	0.44	0.54	337,151	485,163	242,568	374,746	653,355	
9	Otros alimentos	26.3	35.3	14.9	0.40	0.54	284,392	397,377	209,575	322,277	510,779	
10	Panificación	25.1	35.5	28.3	0.00	0.00	234,273	234,273	163,570	163,570	211,664	
11	Automotriz	24.4	35.8	22.7	0.00	0.16	1,565,995	1,565,995	1,056,325	1,225,228	1,712,626	
12	Cartón y papel	28.7	35.8	15.2	0.45	0.54	405,764	589,702	321,305	496,388	777,220	
13	Celulosa y papel	36.4	35.8	10.1	0.84	0.54	1,301,825	2,389,869	1,310,507	2,024,619	4,785,084	
14	Farmacéutica	26.0	35.5	27.0	0.00	0.00	259,357	259,357	187,208	187,208	253,213	
15	Fibras sintéticas	25.5	43.9	16.9	0.17	0.46	715,436	834,477	409,975	599,359	1,098,583	
16	Hule (llantas)	23.3	36.0	20.0	0.00	0.32	596,067	596,067	381,283	502,104	707,914	
17	Química	24.6	35.3	10.6	0.92	0.54	661,914	1,270,376	455,472	700,411	1,561,383	
18	Textil	29.6	35.8	22.2	0.00	0.20	314,566	314,566	257,621	310,077	427,204	
ENERGÍA DE COMBUSTIBLES CALDERAS						GJ/año	ENERGÍA DE COMBUSTIBLES TOTAL					GJ/año
SECTOR	Configuración					Configuración						
	TG	TG pc	MOTOR	MOTOR pc	TV *	TG	TG pc	MOTOR	MOTOR pc	TV		
1	Aceites comestibles	782,332	81,601	979,608	706,567	81,601	1,252,919	993,097	1,301,482	1,203,833	1,221,957	
2	Bebidas y refrescos	3,657	3,657	3,657	3,657	3,657	356,510	356,510	238,753	238,753	322,912	
3	Botanas y dulces	2,567	2,567	2,567	2,567	2,567	274,373	274,373	234,075	234,075	272,050	
4	Cereales	308,080	308,080	308,080	308,080	26,185	728,385	728,385	559,820	559,820	417,818	
5	Cerveza y malta	440,240	54,400	605,679	317,622	54,400	906,549	935,284	945,254	842,236	1,252,614	
6	Conservas y jugos	297,791	35,883	414,451	257,867	35,883	555,797	456,558	600,265	544,266	589,492	
7	Destilería	343,384	35,942	437,517	330,776	35,942	572,858	497,317	577,534	539,360	494,468	
8	Lacteos	278,268	39,086	435,709	229,942	39,086	615,419	524,248	678,277	604,688	692,440	
9	Otros alimentos	204,070	29,970	319,183	152,570	29,910	488,462	427,347	528,757	474,847	540,689	
10	Panificación	1,319	1,319	1,319	1,319	1,319	235,592	235,592	164,890	164,890	212,983	
11	Automotriz	53,888	53,888	268,746	53,888	53,888	1,619,883	1,619,883	1,325,071	1,279,116	1,766,514	
12	Cartón y papel	342,862	42,178	447,607	175,049	42,178	748,626	631,879	768,912	671,437	819,397	
13	Celulosa y papel	3,062,011	1,339,459	3,306,057	2,194,371	281,690	4,363,836	3,729,328	4,616,565	4,218,990	5,066,773	
14	Farmacéutica	2,429	2,429	2,429	2,429	2,429	261,786	261,786	189,638	189,638	255,643	
15	Fibras sintéticas	243,586	53,102	585,143	290,321	53,102	959,022	887,579	995,118	889,681	1,151,686	
16	Hule (llantas)	26,390	26,390	210,770	26,390	26,390	622,457	622,457	592,053	528,493	734,304	
17	Química	1,067,422	110,583	1,322,491	941,185	110,583	1,729,337	1,380,960	1,777,963	1,641,596	1,671,966	
18	Textil	14,425	14,425	68,426	14,425	14,425	328,990	328,990	326,048	324,502	441,629	

NOTA * Se considera energía de las calderas actuales por el factor de disponibilidad

ENERGÍA ÚTIL													GJ/año
Sector	ENERGIA ÚTIL DE COGENERACIÓN						ENERGIA ÚTIL CALDERAS DEL USUARIO						TOTAL
	ELECTRICA	TÉRMICA					TG	TG pc	MOTOR	MOTOR pc	TV	TV	
		TG	TG pc	MOTOR	MOTOR pc	TV							
1	Aceites comestibles	125,155	223,243	713,194	85,307	276,218	713,194	489,951	0	627,886	436,976	0	838,349
2	Bebidas y refrescos	91,413	31,958	31,958	31,958	31,958	31,958	0	0	0	0	0	123,372
3	Botanas y dulces	78,368	22,439	22,439	22,439	22,439	22,439	0	0	0	0	0	100,807
4	Cereales	112,153	31,760	31,760	31,760	31,760	228,861	197,100	197,100	197,100	197,100	0	341,013
5	Cerveza y malta	132,038	205,674	665,000	89,999	291,408	475,453	269,779	0	385,454	184,045	0	607,491
6	Conservas y jugos	71,766	130,490	313,617	48,922	158,405	313,617	183,126	0	264,695	155,211	0	385,382
7	Destilería	48,834	99,167	355,284	33,349	107,982	314,131	214,964	0	280,781	206,148	0	362,965
8	Lácteos	94,318	179,257	341,608	64,289	208,161	341,608	162,351	0	277,319	133,447	0	435,926
9	Otros alimentos	80,403	139,640	261,371	59,153	175,649	261,413	121,772	42	202,260	85,764	0	341,816
10	Panificación	94,318	11,529	11,529	11,529	11,529	11,529	0	0	0	0	0	105,847
11	Automotriz	410,734	470,984	470,984	320,756	470,984	470,984	0	0	150,228	0	0	881,718
12	Cartón y papel	124,934	158,395	368,633	85,157	275,730	368,633	210,238	0	283,476	92,903	0	493,567
13	Celulosa y papel	509,569	517,966	1,722,374	347,329	1,124,620	2,461,967	1,944,001	739,592	2,114,638	1,337,347	0	2,971,535
14	Farmacéutica	72,304	21,233	21,233	21,233	21,233	21,233	0	0	0	0	0	93,537
15	Fibras sintéticas	195,806	330,929	464,115	92,112	298,252	464,115	133,186	0	372,003	165,864	0	659,921
16	Hule (llantas)	149,264	230,647	230,647	101,729	230,647	230,647	0	0	128,919	0	0	379,911
17	Química	174,741	297,477	966,498	119,133	385,741	966,498	669,022	0	847,366	580,757	0	1,141,240
18	Textil	100,172	126,074	126,074	78,228	126,074	126,072	0	0	47,844	0	0	226,244

MODELO DEL POTENCIAL DE COGENERACIÓN ANÁLISIS TÉCNICO								
SELECCIÓN NUMERO SECTOR		1		Aceites comestibles				
REQUERIMIENTOS ELÉCTRICOS MEDIOS SECTOR				RELACION TÉRMICA/ ELECTRICA				
CAPACIDAD NETA MAXIMA		5,821	kW	% ENERGÍA COMBUSTIÓN PARA VAPOR		8.15		
Factor de Carga medio anual		74.65	%			1,564,438.62		
CAPACIDAD MEDIA OPERATIVA		4,345	kW	REQUERIMIENTOS MEDIOS DE VAPOR DEL SECTOR				
HORRAS OPERACIÓN POR AÑO		8,000		Gasto masa requerido C.M.O.		kg/h	39,496	
FACTOR DISPONIBILIDAD COGENERACIÓN		0.92		Gasto masa MAXIMO		kg/h	52,908	
EFICIENCIA TÉRMICA GENERACIÓN DEL SEN		30.00	%	Horas operación por año		8,000		
ALTERNATIVAS			TG - HRSG		MOTOR HRSG		TV CALDERA	
SISTEMA DE COGENERACIÓN			Eléctrico sin PC	Eléctrico con PC	Eléctrico con PC	Eléctrico	Eléctrico	
CAPACIDAD ISO		kW ISO	7,439	7,439	6,930	6,930	6,193	
CAPACIDAD MAXIMA		kW	5,821	5,821	5,821	5,821	5,821	
CAPACIDAD MEDIA		kW	4,345	4,345	4,345	4,345	4,345	
VAPOR	Cogeneración a entregar	kg/h	12,363	39,496	4,724	15,297	39,496	
	Calderas actuales usuario	kg/h	27,133	0	34,772	24,199	0	
	TOTAL	kg/h	39,496	39,496	39,496	39,496	39,496	
ENERGÍA DE COMBUSTIBLE								
ACTUAL CALDERAS USUARIO		GJ / año	1,020,014	1,020,014	1,020,014	1,020,014	1,020,014	
COGENERACIÓN	Sistema de Cogeneración	GJ / año	470,587	470,587	321,874	321,874	1,140,356	
	postcombustión		0	440,909	0	175,393	0	
	Energía complemento calderas	GJ / año	782,332	81,601	979,608	706,567	81,601	
	TOTAL	GJ / año	1,252,919	993,097	1,301,482	1,203,833	1,221,957	
ENERGÍA ÚTIL OBTENIDA								
	Eléctrica	GJ / año	125,155	125,155	125,155	125,155	125,155	
	Térmica	GJ / año	223,243	713,194	85,307	276,218	713,194	
	De calderas usuario	GJ / año	489,951	0	627,886	436,976	0	
			838,349	838,349	838,349	838,349	838,349	
EFICIENCIA CONFIGURACIÓN			Eléctrico %	24.8	24.8	35.8	35.8	10.4
		Cogeneración %	74.0	92.0	65.4	80.7	73.5	
	MÁXIMA	Total %	66.9	84.4	64.4	69.6	68.6	
			Mejor opción					
AHORRO DE COMBUSTIBLES								
	DE CFE	GJ / año	417,161	417,161	417,161	417,161	417,161	
	DE USUARIO	GJ / año	237,682	938,413	40,406	313,447	938,413	
	menos COGENERACIÓN	GJ / año	-470,587	-911,496	-321,874	-497,266	-1,140,356	
	NETO ANUAL	GJ / año	184,257	444,078	135,694	233,342	215,218	
REDUCCIÓN DE EMISIONES DE CO2								
		Ton/año	9,439	22,750	6,952	11,954	11,026	
NOTAS:			Se considera 950 m.snm, temperatura media máxima de 27 °C, humedad relativa de 46%. y 8000 horas operación anuales					
			Se considera eficiencia de calderas de usuario 76% Se considera Gas Natural como combustible y 51.23 kg CO2 /GJ y precios y tarifas de Marzo 2008					

MODELO DEL POTENCIAL DE COGENERACIÓN ANÁLISIS ECONÓMICO									
SECTOR	1	Aceites comestibles							
VAPOR TOTAL	315,966	ton/año		COSTOS	TARIFA	HS	COSTO ENERGÍA \$/kWh		
DEMANDA MÁXIMA	5,821	kW					punta	1.8011	
HORAS OPERACIÓN /AÑO	8,000	horas por año		DEMANDA	93.4	\$/Kw - mes	intermedia	0.9314	
FACTOR DE CARGA MEDIO	74.65	%					base	0.792	
VIDA ÚTIL	25.00	años		GAS NATURAL		92.40	Pesos / GJ		
FACTOR DISPONIBILIDAD	0.92				ajuste por PCI	97.02	Pesos / GJ		
COSTOS OPERATIVOS ACTUALES Y FUTUROS									
			ACTUAL	FUTURO					
COMBUSTIBLES				TG	TG pc	MOTOR	MOTOR pc	TV	
COGENERACIÓN	GJ/año		GJ/año	470,587	911,496	321,874	497,266	1,140,356	
CALDERAS ACTUALES	GJ/año	1,020,014	GJ/año	782,332	81,601	979,608	706,567	81,601	
				1,252,919	993,097	1,301,482	1,203,833	1,221,957	
COSTO	mil pesos/ año	94,249	mil pesos/ año	117,944	95,973	121,744	113,532	118,177	
ELÉCTRICO	CONSUMO ANUAL	34,763,427	kWh/año						
	RESPALDO		kWh/año	2,781,074					
ANÁLISIS DE BENEFICIO - COSTO			miles USD/año	TG	TG pc	MOTOR	MOTOR pc	TV	
	ENERGÍA ELECTRICA	3,700	miles USD/año	0	0	0	0	0	
	COMBUSTIBLE	8,727	miles USD/año	10,921	8,886	11,273	10,512	10,942	
	RESPALDO	0	miles USD/año	345	345	345	345	345	
	REFACCIONES	146	miles USD/año	220	220	306	306	242	
	OTROS COSTOS	126	miles USD/año	230	189	238	223	231	
	SUMA COSTO FUTURO	12,698	miles USD/año	11,715	9,640	12,162	11,386	11,760	
	BENEFICIO NETO ANUAL		miles USD/año	983	3,058	536	1,312	939	
ESTIMADO PRELIMINAR DE VALOR DE INVERSIÓN									
	TOTAL ESTIMADO DE INVERSIÓN		miles USD	6,682	7,849	7,988	8,383	7,041	
			USD POR KW ISO	898	1,055	1,153	1,210	1,137	
ANÁLISIS DE RENTABILIDAD (PRIMER NIVEL)									
	SUMA COSTO FUTURO		miles USD	11,715	9,640	12,162	11,386	11,760	
	BENEFICIO ANUAL NETO		miles USD	983	3,058	536	1,312	939	
	VALOR ACTUALIZADO del los BENEFICIOS		miles USD	7,713	23,988	4,207	10,291	7,361	
	TASA de RETORNO de INVERSIÓN " ROI"		%	10.72	34.97	2.72	11.65	9.33	
	RELACION BENEFICIO/COSTO			1.15	3.06	0.53	1.23	1.05	
	RESULTADO			bajo	BUENO	No pasa	BUENO	bajo	

RELACION BENEFICIO/COSTO					
Sector	Configuraciones				
	TG	TG pc	MOTOR	MOTOR pc	TV
Aceites comestibles	1.15	3.05	0.53	1.23	1.05
Bebidas y refrescos	-0.62	-0.63	0.75	0.74	-0.19
Botanas y dulces	-0.32	-0.32	0.22	0.22	-0.28
Cereales	-0.71	-0.71	0.66	0.66	2.44
Cerveza y malta	1.27	0.74	0.74	1.35	-2.33
Conservas y jugos	1.40	2.54	0.68	1.35	0.58
Destilería	0.18	1.08	0.13	0.73	1.19
Lacteos	1.84	2.76	0.76	1.42	0.51
Otros alimentos	1.59	2.26	0.85	1.39	0.61
Panificación	-0.63	-0.63	0.46	0.46	-0.24
Automotriz	0.70	0.71	1.11	1.18	0.25
Cartón y papel	1.39	2.36	0.95	1.67	0.41
Celulosa y papel	1.72	3.02	0.64	1.35	-0.87
Farmacéutica	-0.42	-0.42	0.64	0.64	-0.31
Fibras sintéticas	1.76	2.16	1.39	1.94	0.25
Hule (llantas)	0.97	0.98	1.12	1.48	0.12
Química	0.97	2.79	0.55	1.30	1.03
Textil	1.84	1.85	1.44	1.41	0.22

TASA de RETORNO de INVERSION " ROI"					
Sector	Configuraciones				
	TG	TG pc	MOTOR	MOTOR pc	TV
Aceites comestibles	10.66	34.95	2.72	11.65	9.33
Bebidas y refrescos	na	na	10.49	10.54	na
Botanas y dulces	-8.11	-8.11	-1.18	-1.20	-7.60
Cereales	-13.01	-13.04	4.44	4.39	27.05
Cerveza y malta	12.13	5.44	5.45	13.24	-33.66
Conservas y jugos	13.87	28.36	4.64	13.20	3.44
Destilería	-1.67	9.82	-2.37	5.35	11.20
Lacteos	19.45	31.25	5.73	14.07	2.48
Otros alimentos	16.26	24.80	6.90	13.74	3.78
Panificación	-12.04	-12.06	1.87	1.83	-7.00
Automotriz	4.98	5.11	10.15	11.01	-0.87
Cartón y papel	13.74	26.11	8.12	17.35	1.20
Celulosa y papel	17.88	34.56	4.11	13.17	-15.07
Farmacéutica	-9.33	-9.34	4.20	4.15	-7.91
Fibras sintéticas	18.48	23.50	13.70	20.72	-0.83
Hule (llantas)	8.32	8.52	10.27	14.83	-2.50
Química	8.38	31.51	2.97	12.54	9.14
Textil	19.42	19.62	14.42	13.95	-1.24

Anexo 3: Modelo para la estimación del potencial en la industria, con excedentes

COGENERACIÓN TURBINA DE GAS-CALDERA RECUPERACIÓN CON EXCEDENTES AL SEN							
CALCULO DE LA CONFIGURACIÓN							
SECTOR	Aceites comestibles			Diseño Térmico Sin Postcombustión			
TARIFA	HS	2					
TASA PESO / USD		10.50	horas operación	8,760		Disponibilidad	
ASNM	950	m	Presion barométrica	0.904	bar	0.92	
T amb	27.00	°C	Humedad relativa	46.00	%	8,059	horas/año
CAPACIDAD MÁXIMA REQUERIDA		5,821	kW	CAPACIDAD NETA MEDIA		kW	4,345
FACTOR DE CARGA		74.65	%	CONSUMO GAS CALDERAS		MJ /hora	127,493
PRESION DEL VAPOR		20.00	barm	h vapor [kJ/kg vapor]		2,453	°C
EFICIENCIA CALDERA ACTUAL		76.00	%	VAPOR A PROCESO		ton/h	39,493
RELACIÓN TERMICA /ELECTRICA		8.15		Eficiencia térmica PT CFE		0.30	
FACTOR DE VAPOR / COMBUSTIBLE		100.00	%	Correccion disponibilidad vapor		1.146	
RESULTADOS				CAPACIDAD ISO		kW	32,120
ENERGIA DEL COMBUSTIBLE				CAPACIDAD MAXIMA		kW	25,669
				CAPACIDAD MEDIA		kW	19,162
ACTUAL CALDERAS USUARIO		1,116,842	GJ / año	EXCEDENTES A LA RED Máxima		kW	21,323
COGENERACIÓN		1,805,687	GJ / año	Media Firme		kW	13,341
Complemento de Calderas		0	GJ / año	VAPOR PRODUCIDO			
ENERGÍA UTIL				Caldera recuperaión vapor a entregar		kg/h	39,493
Electrica		555,940	GJ / año	Calderas actuales		kg/h	0
Energía térmica TG y CR		780,896	GJ / año			kg/h	39,493
Complemento calderas		0	GJ / año				
				EFICIENCIA NETA SISTEMA		Eléctrica %	31.15
AHORRO DE COMBUSTIBLE De CFE		1,853,133	GJ / año			Cogeneración %	74.03
Actual de Usuario		1,116,842	GJ / año			Total %	74.03
Menos COGENERACION y Complemento		-780,896	GJ / año				
AHORRO		2,189,079	GJ / año	REDUCCIÓN DE EMISIÓN de CO2		Ton/año	112,147
INGRESOS POR EXCEDENTES				Total		7,700,415	USD/año
				INVERSIÓN		625	USD / kW ISO
				RELACION BENEFICIO/COSTO		20,070	Miles USD
				TIEMPO DE RETORNO SIMPLE (Pay-back)		18.46	años
						0.49	

Análisis de rentabilidad del potencial con excedentes			
Sector	Tiempo retorno de inversión "simple"	Relación beneficio / costo	Importe de inversión
	años		miles USD
Aceites comestibles	0.49	18.46	20,070
Cerveza y malta	0.59	14.95	19,957
Conservas y jugos	0.53	16.71	8,320
Lacteos	0.54	16.41	10,347
Otros alimentos	0.58	15.17	7,856
Cartón y papel	0.54	16.12	12,111
Celulosa y papel	0.44	19.76	67,847
Fibras sintéticas	0.50	17.53	14,629
Química	0.48	18.14	27,202
Total			188,339

Bibliografía

Capítulo 2

- Constitución política de los Estados Unidos Mexicanos – Art. 27 y 28.
- Ley de Servicio Público de la Energía Eléctrica.
- Reglamento de la Ley de Servicio Público de la Energía Eléctrica.
- Ley Reglamentaria de PEMEX – Art. 27.
- Ley de la Comisión Reguladora de Energía.
- CONUEE. Reglamento Interno.
- SENER, Dirección General de Electricidad. Permisos antes de 1992.
- CRE. Permisos 1992.
- CRE. Permisos 2007.
- CONUEE. Potencial de cogeneración 1992.
- CONUEE. Potencial de cogeneración 1995.
- CONUEE. Potencial de cogeneración 1997.
- CRE. Evolución de la cogeneración 1992-2007.
- IEA. Combined Heat & Power 2008.
- UNEP Division of Technology, Industry, and Economics - Energy and ozone action unit. Fact Sheet, Junio de 2004.

Capítulo 3

- SENER. Balance Nacional de Energía 2006.
- SAGARPA. Programa Nacional de la Agroindustria de la Caña de Azúcar 2007 – 2012.
- CNIAA. Desarrollo Agroindustrial Azucarero 2000-2007, XV edición.
- Zucarmex. Proceso de producción de Azúcar.
- CRE. Lista de permisionarios del sector azucarero a diciembre de 2007.
- Observatorio Ciudadano de la Energía. Cogeneración en PEMEX - Oportunidad económica para México.
- CRE. Permisos de generación PEMEX al 31 de diciembre de 2007.
- PEMEX Refinación. Potencial de cogeneración en PEMEX Refinación, mayo 2005.
- PEMEX. Informe anual 2006.
- PEMEX - Dirección corporativa de operaciones. Estrategia de generación de PEMEX, febrero 2008.

- PEMEX. Estrategia para optimizar el uso de la energía eléctrica en Petróleos Mexicanos, 23 de septiembre de 2008.
- SENER. Balance de energía del sector eléctrico, 2006.
- PEMEX. Precios del gas natural primera mano, marzo de 2008.
- CFE. Tarifa HS, marzo de 2008.
- CANACEM. Proceso de cemento en México, mayo de 2006.
- VITRO. Proceso del vidrio en México, 2008.
- Noriega, Luis E. Modelo 1 - Potencial de cogeneración en la industria, agosto de 2008.
- Noriega, Luis E. Modelo 2 - Potencial de cogeneración en la industria con excedentes al SEN, agosto de 2008.

Capítulo 4

- SENER. Balance de energía del sector eléctrico, 2006.
- SENER. Balance del sector eléctrico nacional 2007-2008.
- LFC. Indicadores de gestión, marzo 2007.
- SENER. Programa sectorial de energía 2007-2016.
- SEMARNAT. Contaminación atmosférica en México, agosto de 2004.
- Comisión intersecretarial del cambio climático. Avances de proyectos MDL, noviembre de 2005.
- Noriega, Luis E. Cálculo de emisiones de gases de la combustión, agosto de 2008.
- Noriega, Luis E. Modelo 1 - Potencial de cogeneración en la industria, agosto de 2008.
- Noriega, Luis E. Modelo 2 - Potencial de cogeneración en la industria con excedentes al SEN, agosto de 2008.
- Alen, Kurt. A distributed utility model for Europe by remote operation of multiple on-site cogeneration plants, Cogeneration & On-Site Power, Mayo de 2005.
- NREL. National Standard for Interconnecting Distributed Generation: How Could It Help My Facility, IEEE 1547, Noviembre de 2003.

Capítulo 5

- Cogeneration and District heating. Sustainable energy technologies for today and tomorrow. Tom Kerr for the International Energy Agency. OECD/IEA 2009
- Combined heat and power. Evaluating the benefits of greater global investments. Tom Kerr for the International Energy Agency. OECD/IEA 2008
- CHP/DHC Country Scorecard: The Netherlands, United Kingdom, United States, Germany. The international CHP/DHC Collaborative. Advancing Near-Term Low Carbon Technologies. Tom Kerr. IEA.

- Benchmarking Report: Status of CHP in EU Member States. COGEN EUROPE 2006 for the CHP Policy Group, Sustainable Energy Ireland.
- Prospects for cogeneration in Europe. Fiona Riddoch. Managing Director of Cogen Europe. Cogeneration and On-Site Power Production, july-august 2009.
- Accelerate the adoption of cogeneration in Europe: the no-regrets option for energy savings in Europe. COGEN Europe. Briefing Note, 16 july 2009.
- Prospect for CHP in North America. Elisa Wood. Cogeneration and On-Site Power Production, july-august 2009.