



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE QUÍMICA

*PROPUESTA PARA INCENTIVAR LA
COGENERACIÓN EN EL SECTOR TERCIARIO*

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERA QUÍMICA

P R E S E N T A:

KATHY TIANIT SIBAJA AGUILERA



MÉXICO, D. F.

2015.



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO:

PRESIDENTE: **Maestro en Ingeniería:** José Antonio Ortiz Ramírez

VOCAL: **Ingeniero Químico:** Juan Mario Morales Cabrera

SECRETARIO: **Maestro en Ingeniería:** Francisco Martín Mendoza Méndez

1er. SUPLENTE: **Doctor:** Alfonso Durán Moreno

2° SUPLENTE: **Doctor:** José Agustín García Reynoso

SITIO DONDE SE DESARROLLÓ EL TEMA:

COMISIÓN NACIONAL PARA EL USO EFICIENTE DE LA ENERGÍA

ASESOR DEL TEMA:

M.I. Francisco Martín Mendoza Méndez

SUSTENTANTE:

Kathy Tianit Sibaja Aguilera

AGRADECIMIENTOS

A Dios por prestarme la vida y llenarla de amor, salud, trabajo y fuerza para enfrentar las situaciones difíciles.

A la Universidad Nacional Autónoma de México por brindarme la oportunidad de formarme profesional y personalmente a través del conocimiento, los valores, el trabajo y la disciplina, me siento orgullosa de pertenecer a esta institución y desarrollarme como ingeniera química.

A mis profesores de la Facultad de Química por compartir sus conocimientos y experiencias en el ámbito profesional, su tiempo, paciencia y vocación que tienen en la enseñanza de los estudiantes futuros profesionistas de este país, reconozco su esfuerzo.

A mi tutor Ing. Francisco Martín Mendoza Méndez, por brindarme su amistad y orientarme en este proceso de tesis con sus observaciones y comentarios.

A mis padres Laura y Rolando por todo su amor y empeño para sacarme a delante, gracias por su apoyo, consejos y alegrías que me brindan.

A mi hermano, Viren por ser un guerrero en esta travesía de vida y profesión, por motivarme a seguir sus pasos en este proyecto y estar conmigo en los momentos buenos y malos.

A mi abuelita Angelina, por ser mi segunda madre.

A mi tía Dalila por su amor, cuidados y consejos.

A Dari por su cariño y apoyo incondicional, gracias por hacerme feliz cada día. Te amo

A mis amigos de toda la vida: Noé, Eva, Héctor, Azucena, Julio, a mis amigas: Luz, Bere, Lina, Eva, Ana, Daniela siempre he contado con ustedes gracias, las quiero mucho, a mis amigos de la facultad Paty, Paola, Georgina, Marina, Daniel, Flor, Dora, David, Pedro, Eduardo, Marco, Fernando, Diego quienes juntos desafiamos nuestros miedos y disfrutamos nuestros logros, les deseo mucho éxito.

ÍNDICE GENERAL

Agradecimientos.....	2
Índice general.....	1
Índice de figuras.....	5
Índice de tablas.....	6
Tabla de abreviaturas.....	7
Introducción.....	9
Objetivos:.....	12
Justificación:.....	12
1 Primera y segunda ley de la termodinámica.....	13
1.1 Termodinámica.....	13
1.2 Primera ley de la termodinámica.....	13
1.3 Segunda ley de la termodinámica.....	14
1.4 Ciclos termodinámicos.....	15
1.5 Ciclo Brayton.....	15
1.5.1 Eficiencia térmica del ciclo Brayton.....	17
1.6 Ciclo Rankine.....	20
1.6.1 Eficiencia térmica del ciclo Rankine Ideal.....	22
2 Características de los sistemas de cogeneración.....	24
2.1 Definición de la cogeneración.....	24
2.2 Definición de cogeneración de acuerdo a la legislación actual.....	26
2.3 Clasificación de los sistemas de cogeneración por nivel energético.....	26
2.3.1 Sistemas superiores (Topping Cycles).....	27
2.3.2 Sistemas inferiores (Bottoming Cycles).....	27
2.4 Ventajas e inconvenientes de la cogeneración.....	28
2.4.1 Ventajas de la cogeneración.....	28
2.4.2 Inconvenientes de la cogeneración.....	29
2.5 Elementos de un sistema de cogeneración.....	30
2.6 Tecnologías de los sistemas de cogeneración.....	32
2.6.1 Cogeneración con Turbina de Vapor.....	33

2.6.2	Cogeneración con Turbina de Gas	35
2.6.3	Cogeneración con ciclo combinado	36
2.6.4	Cogeneración con motor alterno.....	37
2.6.5	Cogeneración con microturbinas	39
2.7	Características principales de la cogeneración	41
2.8	Factores a considerar en la selección del sistema de cogeneración.....	41
2.9	Relación de energía térmica / eléctrica (Q/E).....	42
2.10	Alternativas para el diseño de la cogeneración.....	42
3	Normatividad y cogeneración eficiente	44
3.1	Marco normativo de la cogeneración	44
3.1.1	La Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (Artículos 25, 27 y 28)	44
3.1.2	Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN)	45
3.1.3	Ley de Inversión Extranjera (LIEX) y su Reglamento	45
3.1.4	Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE).....	46
3.1.5	Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (RLSPEE).....	47
3.1.6	Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (LASE) y su Reglamento.....	48
3.1.7	Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE) y su Reglamento ...	49
3.1.8	Ley General de Cambio Climático (LGCC).....	49
3.1.9	Ley de la Industria Eléctrica (LIE)	50
3.2	Instituciones gubernamentales del sector energético mexicano	51
3.2.1	Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE) ..	51
3.2.2	Comisión Reguladora de Energía (CRE).....	52
3.2.3	Comisión Federal de Electricidad (CFE).....	53
3.2.4	Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).....	53
3.3	Permiso de cogeneración.....	55
3.3.1	Proceso para solicitar un permiso de cogeneración	56
3.3.2	Obligaciones del Permisionario	57
3.3.3	Exportación a través proyectos de cogeneración	58
3.4	Cogeneración Eficiente	58
3.4.1	Acreditación de un sistema de cogeneración como de “cogeneración eficiente”	59

3.4.2	Vigencia de la acreditación	61
3.5	Beneficios asociados a la cogeneración eficiente	62
3.5.1	Incentivos Arancelarios.....	62
3.5.2	Banco de energía.	63
3.5.3	Reconocimiento de la Potencia	64
3.5.4	Modelos de contratos y convenios para sistemas de cogeneración eficiente.....	65
3.5.5	Cargos por servicios de transmisión.....	65
3.5.6	Certificados de energía limpia (CEL's)	66
4	Situación de la Cogeneración en el Mundo.....	68
4.1	Unión Europea	68
4.1.1	Dinamarca	69
4.1.2	Alemania.....	70
4.1.3	Holanda	71
4.1.4	España	72
4.2	América.....	73
4.2.1	Brasil.....	73
4.2.2	Perú	74
4.2.3	Chile	75
4.2.4	Argentina	76
4.2.5	Estados Unidos.....	77
4.2.6	México	79
4.3	Estrategias implementadas a nivel internacional para el desarrollo de la cogeneración.	80
4.3.1	Incentivos de tipo financiero y fiscal	80
4.3.2	Obligaciones para las empresas distribuidoras	81
4.3.3	Procedimientos de interconexión.....	82
4.3.4	Esquemas de promoción vinculados a la lucha contra el cambio climático	83
4.3.5	Desarrollo de capacidades locales	83
5	Análisis de la cogeneración en México	84
5.1	Sistema Eléctrico Nacional (SEN)	84
5.1.1	Consumo de energía eléctrica por sectores	85
5.1.2	Capacidad instalada de energía eléctrica.....	86

5.2	Potencial de Cogeneración en México	87
5.3	Desarrollo de la capacidad instalada de cogeneración en México	88
5.4	Capacidad instalada de cogeneración hasta 2014.....	90
5.4.1	Cogeneración por tipo de energético.....	91
5.4.2	Cogeneración por tipo de tecnología	92
5.4.3	Cogeneración por tipo de actividad económica	93
5.4.4	Capacidad de cogeneración en operación por estado.....	94
5.5	Identificación de oportunidades para el sector terciario	95
5.6	Industrias con oportunidad de implantar sistemas de cogeneración.....	98
6	Propuesta para incentivar la cogeneración en el sector terciario	101
6.1	Importancia del sector terciario y de servicios.....	101
6.2	Definición de micro y pequeña cogeneración y trigeneración	105
6.3	Estimación del potencial de micro y pequeña cogeneración y trigeneración en México	107
6.4	Situación actual en México de micro y pequeña cogeneración y trigeneración	108
6.5	Barreras identificadas para el desarrollo de la micro y pequeña cogeneración y trigeneración.....	109
6.6	Alternativas de solución a las barreras identificadas.....	113
6.7	Propuesta para incentivar la cogeneración en el sector terciario	115
6.7.1	Mejorar las políticas nacionales (marco normativo).....	115
6.7.2	Apoyo financiero de instituciones gubernamentales e internacionales	116
6.7.3	Ampliación de la red de distribución del gas natural.....	121
6.7.4	Capacitar y concientizar en materia de cogeneración	122
6.7.5	Promover los casos de éxito y a las empresas desarrolladoras de proyectos de Cogeneración.	123
6.7.6	Aplicación de pequeña y mediana cogeneración en el sector terciario y sus resultados	124
	Conclusiones.....	129
	Bibliografía y Mesografía.....	131
	Anexo A.....	134
	Anexo B.....	140

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Motor de turbina de gas de ciclo abierto (1)	16
Figura 1.2 Motor de turbina de gas de ciclo cerrado (1)	17
Figura 1.3 Diagrama P-v y T-s para un ciclo Brayton ideal (1)	17
Figura 1.4 Fracción de trabajo de la turbina utilizada para accionar el compresor recibe el nombre de relación del trabajo de retroceso (1)	19
Figura 1.5 Ciclo Rankine ideal simple (1)	21
Figura 2.1 Esquema general de producción de energía eléctrica con y sin cogeneración (3)	24
Figura 2.2 Generación de energía eléctrica y calor por el método convencional y cogeneración (4)	25
Figura 2.3 Producción simultánea de energía eléctrica y vapor	26
Figura 2.4 Producción de energía eléctrica a partir de gases residuales de proceso	26
Figura 2.5 Producción de energía eléctrica mediante combustibles de proceso... ..	26
Figura 2.6 Sistema superior (topping cycle)	27
Figura 2.7 Sistema inferior (topping cycle)	28
Figura 2.9 Ciclo con turbina de vapor (12)	34
Figura 2.10 Turbina de gas en ciclo simple (12).....	35
Figura 2.11 Turbina de gas en ciclo combinado con producción de vapor (12)	37
Figura 2.12 Cogeneración con motor alternativo (14)	38
Figura 2.13 Cogeneración con microturbina (15)	39
Figura 2.14 Alternativas de diseño para la cogeneración (7)	43
Figura 3.1 Operación del mercado eléctrico mayorista (30).....	54
Figura 3.2 CENACE controla el mercado eléctrico mayorista (30).....	55
Figura 3.3 Procedimiento de acreditación de cogeneración eficiente (30)	61
Figura 3.4 Representación gráfica del funcionamiento del banco de Energía (30).....	64
Figura 3.5 Certificados de energía limpia	66
Figura 4.1 Capacidad acumulada de cogeneración por tipo de aplicación. (38) ...	78
Figura 5.1 Ventas internas de energía eléctrica por sector, 2012 (40).....	86
Figura 5.2 Capacidad efectiva nacional (noviembre 2013): 64.85 GW. (41)	87
Figura 5.3 Capacidad instalada acumulada de proyectos de cogeneración por año (42)	90
Figura 5.4 Número de permisos de cogeneración en operación otorgados por año (42)	90
Figura 5.5 Número de permisos de cogeneración hasta septiembre del 2014 (42)	91
Figura 5.6 Permisos de cogeneración por energético primario (40).....	92
Figura 5.7 Número de permisos y MW generados por tipo de tecnología (42)	93
Figura 5.8 Sectores económicos con mayor número de permisos (42)	94
Figura 5.9 Capacidad autorizada (MW) por entidad federativa para los permisos de cogeneración (43)	95
Figura 5.10 Precio medio de la energía eléctrica por tipo de usuario, 2002-2012 (pesos de 2012/kilowatt-hora) (40)	96

Figura 5.11 Crecimiento medio anual de ventas más autoabastecimiento de electricidad. Escenario de Planeación 2012-2027 (40)	97
Figura 5.12 Estimación de las ventas con ahorros de energía por grupos de usuarios. Servicio Público (TWh)	97
Figura 6.1 Número de establecimientos por sector económico (45)	103
Figura 6.2 Personal ocupado en el sector comercial por entidad federativa (45)	104
Figura 6.3 Personal ocupado en el sector servicios por entidad federativa (45)	104
Figura 6.4 Evolución de las barreras legales continuación se detallan	110
Figura 6.5 Esquema de funcionamiento: Ahorros compartidos (47).....	119
Figura 6.6 Red de gasoductos de México 2011 (51).....	122

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Características básicas de primotores térmicos empleados en sistemas de cogeneración (9)	32
Tabla 2.2 Eficiencias de diferentes tecnologías de la cogeneración (10).....	40
Tabla 2.3 Opciones de sistemas de cogeneración para las diferentes industrias (16).....	40
Tabla 2.4 Relación C/E para distintas tecnologías (17).....	42
Tabla 3.1 Requisitos de eficiencias para varias capacidades (32).....	58
Tabla 3.2 Requisitos de eficiencias a capacidades menor o igual a 30MW	59
Tabla 3.3 Vigencia de la acreditación de cogeneración (32).....	61
Tabla 3.4 Cargos por niveles de transmisión a octubre de 2012 (30)	66
Tabla 5.1 Potencial nacional total de cogeneración (8).....	87
Tabla 5.2 Condición de las plantas de cogeneración (42).....	91
Tabla 5.3 Número de permisos a diferentes capacidades periodo (2012-2014) ...	95
Tabla 6.1 Participación del valor agregado de algunos países, 2012 (% del PIB) (44).....	102
Tabla 6.2 Clasificación de Micro y Pequeña Cogeneración en distintos países (36)	106
Tabla 6.3 Propuesta de clasificación de Cogeneración en Pequeña Escala.....	106
Tabla 6.4 Potencial de micro y pequeña cogeneración y trigeneración	108
Tabla 6.5 Lista de empresas relacionadas con proyectos micro cogeneración, cogeneración en pequeña escala y trigeneración.	124
Tabla 6.6 Aplicaciones de la cogeneración en los diferentes sectores económicos	125

TABLA DE ABREVIATURAS

Abreviatura	Descripción
SENER	Secretaría de Energía
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CRE	Comisión Reguladora de Energía
CONUEE	Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
PEMEX	Petróleos Mexicanos
AIE	Agencia Internacional de Energía
GIZ	Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (Cooperación alemana)
SEMARNAT	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales
INEGI	Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática
CTCP	Consejo Técnico de la Contaduría Pública
FIDE	Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica
COGENERAMÉXICO	Plataforma interinstitucional que reúne a los sectores público, privado, académico, financiero y demás interesados en la cogeneración
ACHEE	Agencia Chilena de Eficiencia Energética
FERC	Acrónimo de Federal Energy Regulatory Commission (Comisión Federal Reguladora de Energía de los Estados Unidos)
PURPA	Acrónimo de Public Utility Regulatory Policies Act (Servicios Públicos Ley de Políticas Regulatorias de los Estados Unidos)
DEC	Acrónimo de Department of Environmental Conservation (Departamento de Conservación Ambiental)
ESCO's	Acrónimo de Energy Savings Company (Empresas de Servicios Energéticos)
LSPEE	Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica
RLSPEE	Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica
LINE	Ley de Inversión Extranjera
LASE	Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía
LGCC	Ley General de Cambio Climático
LAERFT	Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética
LIGIE	Ley de los Impuestos Generales de Importación y de Exportación
LIE	Ley de la Industria Eléctrica
TLCAN	Tratado de Libre Comercio de América del Norte
PRONASE	Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía
PRONUREE	Programa Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía
SCADA	Acrónimo de Supervisor y Control And Data Acquisition (Supervisión, Control y Adquisición de Datos)

Índice

PIB	Producto Interno Bruto
PIE	Productor Independiente de Energía
FiT	Acrónimo de Feed in Tariffs (tarifas preferenciales a largo plazo)
DOF	Diario Oficial de la Federación Mexicana
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
CEL's	Certificados de Energía Limpia
PIE	Productores Independientes de Energía
HRGS	Acrónimo de Heat Recovery Steam Generator (Sistema de Recuperación y Generación de Vapor)
GEI'S	Gases de Efecto Invernadero (dióxido de carbono CO ₂ , óxido nitroso N ₂ O, metano CH ₄)
E, F y H	Energía eléctrica, combustible y calor (vapor)

INTRODUCCIÓN

En la actualidad, ante el cambio climático, la humanidad ha cobrado mayor conciencia sobre el cuidado del medio ambiente y el aprovechamiento sustentable de los recursos para mantener el equilibrio de los ecosistemas y reducir el impacto al ambiente.

En este sentido, la optimización de los procesos energéticos y el uso de fuentes de energía renovable son alternativas viables en la conservación de la energía y la reducción de gases de efecto invernadero a corto y mediano plazo.

Si bien la cogeneración en algunos casos no constituye una fuente de energía renovable porque depende de un combustible fósil la aplicación extensiva de la cogeneración en la industria y el sector terciario (comercios y servicios) permite satisfacer la demanda térmica y eléctrica de estos sectores de forma ininterrumpida y eficiente, permite ahorrar combustible, electricidad y reduce las emisiones de gases de efecto invernadero, lo que contribuye en mayor medida al desarrollo económico y sustentable del país.

Uno de los objetivos de la tesis es promover los proyectos de cogeneración eficiente en el sector comercial y de servicios e impulsar a profesionales recién egresados a desarrollar este tipo de proyectos que son altamente rentables, eficientes, menos contaminantes y son la mejor opción de abasto de energía en el presente.

Primero para entender el funcionamiento de los sistemas de cogeneración se revisará en el primer capítulo la primera y segunda ley de la termodinámica y su área de aplicación en la generación de potencia principalmente los ciclos termodinámicos de gas (Brayton) y los ciclos de vapor (Rankine).

En el segundo capítulo se explica con mayor detalle que es la cogeneración, sus ventajas e inconvenientes, se describen los sistemas de cogeneración con turbina de vapor, turbina de gas, ciclo combinado, motor alternativo y microcogeneración. Cada tecnología tiene sus características propias, que tienen que ser consideradas en el diseño de acuerdo a los requerimientos eléctricos y térmicos

del proceso, la disponibilidad del combustible, recursos económicos, espacio, entre otros factores.

Otro aspecto importante que abarca el tercer capítulo es el marco normativo del sector eléctrico mexicano que permite la apertura de inversión privada nacional y extranjera en la generación de energía eléctrica y las instituciones gubernamentales en materia de cogeneración. En la legislación, el permiso de cogeneración eficiente ofrece los mismos beneficios que le otorga la ley a las energías renovables como son: incentivos arancelarios, acceso a un banco de energía, opciones de financiamiento nacional e internacional, reconocimiento de la potencia aportada al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y el acceso a los certificados de energía limpia que serán negociables a través del mercado eléctrico mayorista. Estos beneficios resultan atractivos para las empresas y los inversionistas.

En el cuarto capítulo se describe la situación de la cogeneración a nivel internacional para identificar qué factores promueven el desarrollo de la cogeneración en los países desarrollados y cuáles de ellos se podrían aplicar en el caso Mexicano. Por ejemplo, en países de Europa y América del norte la aplicación extendida de la cogeneración ya sea en la industria, edificios o integrada a redes de calefacción urbana ha tenido éxito gracias a las políticas energéticas e incentivos gubernamentales que hacen atractivas las inversiones para el desarrollo de las energías renovables y la eficiencia energética.

En el capítulo quinto se presenta la situación actual de la cogeneración en México, mediante el análisis de la evolución que ha tenido la capacidad instalada de cogeneración, en base a los permisos en operación otorgados por la CRE hasta septiembre del año 2014. Este análisis refleja que las tecnologías de cogeneración más utilizadas son la turbina de vapor y la turbina de gas y que el mayor potencial de cogeneración se ubica en la zona noroeste y sureste del país, por el tipo de actividad económica y la disponibilidad del gas natural en la zona. Así mismo, se observa un aumento en el número de permisos de cogeneración entre 0.5-25 MW en los últimos años que corresponden a las pequeñas y medianas empresas del sector papelerero, químico, industrias diversas, comercio y alimentos quienes son un

área de oportunidad para la implementación de sistemas de cogeneración eficiente.

En aplicaciones de micro, pequeña cogeneración y trigeneración, los sectores hospitalario, hotelero y los centros comerciales tienen mayor viabilidad para instalar un sistema de cogeneración, sin embargo, existen barreras en el marco regulatorio, económicas, técnicas y culturales que frenan su desarrollo.

Una vez identificado el potencial para la cogeneración en el sector terciario, en el capítulo quinto, se identificaron las barreras actuales de la cogeneración y las alternativas de solución a partir de las buenas prácticas a nivel internacional. En base a lo anterior se estableció como propuesta para incentivar la cogeneración eficiente en el sector terciario en México las siguientes acciones:

- Mejorar el marco normativo de la cogeneración.
- Promover el apoyo financiero de instituciones gubernamentales e internacionales
- Ampliar las redes de distribución del gas natural.
- Capacitar y concientizar en materia de cogeneración a los involucrados.
- Promover los casos de éxito de la cogeneración en México y a las empresas desarrolladoras de proyectos.

Adicionalmente se muestran algunas aplicaciones de cogeneración en el sector terciario que han dado resultados favorables a fin de despertar el interés de las empresas y los alumnos de las universidades.

Objetivos:

- Promover el desarrollo de proyectos de cogeneración eficiente en el sector comercial y de servicios.
- Dar a conocer los beneficios técnicos, económicos y ambientales que ofrece la cogeneración eficiente, así como los mecanismos de financiamiento.
- Identificar las oportunidades de mercado para la cogeneración eficiente por la apertura del sector eléctrico nacional e internacional.
- Proponer la materia de cogeneración como optativa en el plan de estudios de las carreras de ingeniería o afines para que alumnos vean una oportunidad de desarrollo profesional en este campo.

Justificación:

La implementación de proyectos de cogeneración en México representa una de las mayores oportunidades para optimizar el consumo de energía primaria y como consecuencia de ello reducir la generación de emisiones de gases de efecto invernadero (GEIs).

Existe un potencial de cogeneración en aplicaciones del sector terciario que puede ser aprovechado, sin embargo, las condiciones actuales tanto de mercado como regulatorias no han sido favorables. Esta tesis plantea posibles alternativas de solución para mejorar las políticas nacionales en cuanto al marco normativo, promoción de las tecnologías de cogeneración así como las distintas opciones de financiamiento que impulsen los proyectos de cogeneración eficiente que se consideran una fuente de energía renovable.

1 PRIMERA Y SEGUNDA LEY DE LA TERMODINÁMICA

En el primer capítulo se presentan brevemente las leyes de la termodinámica y su área de aplicación en la generación de potencia principalmente en los ciclos termodinámicos de gas (Brayto) y los ciclos de vapor (Rankine) y sus eficiencias. Estos principios teóricos sustentan el funcionamiento de los sistemas de cogeneración, las tecnologías de turbina de vapor, turbinas a gas, ciclos combinados y motores de combustión interna o alternativa.

1.1 Termodinámica

El término termodinámica proviene de las palabras griegas therme (calor) y dynamis (fuerza) e incluye los aspectos de energía y sus transformaciones, incluidas la generación de potencia, la refrigeración y las relaciones entre las propiedades de materia.

1.2 Primera ley de la termodinámica

La primera ley de la termodinámica se refiere a la conservación de la energía, es decir, en los procesos aislados la energía total del Universo se conserva

$$\Delta E = E_2 - E_1 = Q - W \quad (1,1)$$

Por ejemplo, cuando se añade calor Q a un sistema mientras este efectúa un trabajo W , la energía interna U debida a las interacciones intermoleculares e intramoleculares, cambia en una cantidad igual a $Q - W$

$$\Delta U = Q - W \quad (1,2)$$

Convención de signos:

$Q > 0$, si el sistema absorbe calor.

$Q < 0$, si el sistema libera calor.

$W > 0$, si el sistema hace trabajo sobre el medio, el volumen aumenta.

$W < 0$, si el medio hace trabajo sobre el sistema, el volumen disminuye.

La energía interna U del sistema depende de los estados final e inicial, mientras que la transferencia de calor o el trabajo mecánico dependen del tipo de transformación o camino seguido para ir del estado inicial al final.

La primera ley de la termodinámica establece que la energía se conserva en todos los procesos, pero no dice si el proceso en particular puede ocurrir. Esta información la proporciona la segunda ley de la termodinámica.

1.3 Segunda ley de la termodinámica

Aunque todos los procesos naturales deben ocurrir de acuerdo con la Primera Ley, que es el principio de la conservación de la energía, esta no describe por completo el comportamiento de un sistema; la Primera Ley no menciona que un proceso natural ocurre en cierta dirección. Por ejemplo, la transferencia de calor ocurre naturalmente del cuerpo más caliente al cuerpo más frío, pero si ocurriera lo contrario no se incumple con la Primera Ley.

La segunda ley establece que existe para cada sistema termodinámico en equilibrio una propiedad escalar extensiva llamada entropía S , la cual indica la dirección en que ocurre un proceso y que en un cambio de estado reversible infinitesimal del sistema, se define como:

$$dS = dQ/T \quad (1,3)$$

Donde T es la temperatura absoluta y dQ es la cantidad de calor recibida por el sistema. La entropía de un sistema aislado térmicamente no puede disminuir y la entropía es constante si todos los procesos son reversibles. Un proceso es reversible si, después de que haya ocurrido el proceso, tanto el sistema como sus alrededores se puede restaurar completamente por cualquier medio a sus estados iniciales respectivos.

Al combinar la Primera Ley y la Segunda Ley de la termodinámica, se obtienen las ecuaciones de Gibbs que son de mucha utilidad ya que permiten obtener de manera indirecta, sin medir experimentalmente, algunas propiedades termodinámicas.

Para deducir las ecuaciones de Gibbs, se emplea la primera ley en forma diferencial:

$$dU = dQ - dW \quad (1,4)$$

Sólo para procesos reversibles, el trabajo y el calor se pueden escribir como:

$$dW = PdV \quad (1,5) \quad \text{y} \quad dQ = TdS \quad (1,5)$$

La sustitución de los términos dW y dQ en la Primera Ley es:

$$dU = Tds - PdV \quad (1,6)$$

La ecuación anterior se conoce como ecuación de Gibbs, la cual, a veces es más útil, en términos de la entalpía:

$$dH = Tds - VdP \quad (1,7)$$

La entalpía H , es una cantidad de energía absorbida o cedida por un sistema termodinámico

1.4 Ciclos termodinámicos

En termodinámica hay dos importantes áreas de aplicación, la generación de potencia y la refrigeración. Los ciclos termodinámicos de potencia se categorizan como ciclos de gas o ciclos de vapor, dependiendo de la fase del fluido de trabajo. En los ciclos termodinámicos las propiedades termodinámicas de los fluidos de trabajo se van intercambiando. En los ciclos de gas el fluido de trabajo permanece en la fase gaseosa por todo el ciclo, en tanto que en los de vapor el fluido de trabajo existe en la fase de vapor durante una parte del ciclo y en la fase líquida durante otra parte.

1.5 Ciclo Brayton

El ciclo Brayton fue propuesto por George Brayton en 1870 empleando una máquina de pistones con inyección de combustible. Actualmente las turbinas de gas funcionan bajo el ciclo Brayton, donde la energía química del combustible en forma de calor se transforma en potencia para realizar un trabajo. Este ciclo tiene

varias aplicaciones, principalmente en propulsión de aviones, la generación de energía eléctrica, entre otros.

Las turbinas de gas generalmente operan en un ciclo abierto, como se observa en la figura 1.1 ingresa el aire fresco en condiciones ambiente dentro del compresor donde su temperatura y presión se eleva. El aire de alta presión sigue hacia la cámara de combustión donde el combustible se quema a presión constante. Luego los gases de alta temperatura que resultan entran a la turbina, donde se expanden hasta la presión atmosférica, produciendo potencia. Los gases de escape que salen de la turbina se expulsan hacia fuera (no se recirculan), causando que el ciclo se clasifique como un ciclo abierto.

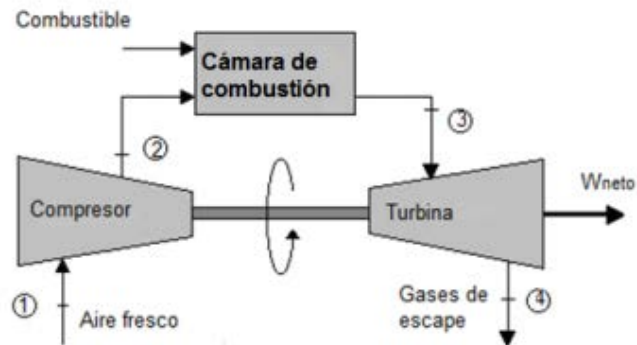


Figura 1.1 Motor de turbina de gas de ciclo abierto (1)

El ciclo de turbina de gas abierto recién descrito puede modelarse como un ciclo cerrado, como se indica en la figura 1.2, mediante las suposiciones de aire estándar. En este caso los procesos de compresión y expansión permanecen iguales, pero el proceso de combustión se sustituye por un proceso de adición de calor a presión constante desde una fuente externa, mientras que el proceso de escape se reemplaza por otro de rechazo de calor a presión constante hacia el aire ambiente.

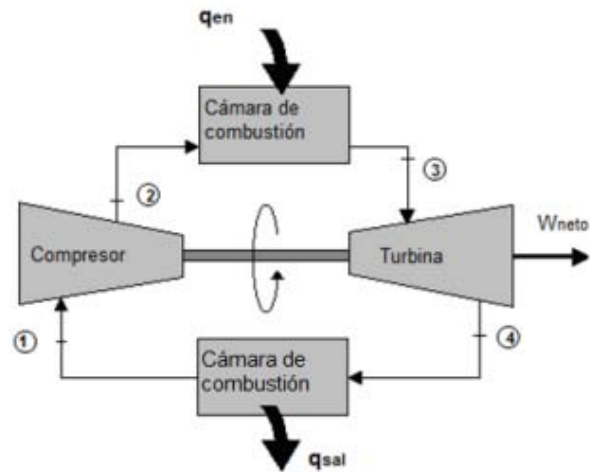


Figura 1.2 Motor de turbina de gas de ciclo cerrado (1)

El ciclo ideal que el fluido de trabajo experimenta en este ciclo cerrado es el ciclo Brayton, que está integrado por cuatro procesos internamente reversibles:

- 1-2 Compresión isoentrópica (en un compresor)
- 2-3 Adición de calor a presión constante
- 3-4 Expansión isoentrópica (en una turbina)
- 4-1 Rechazo de calor a presión constante

1.5.1 Eficiencia térmica del ciclo Brayton

Los diagramas T-s y P-v de un ciclo Brayton ideal se muestran en la figura 1.3. Los cuatro procesos del ciclo Brayton se ejecutan en dispositivos de flujo estable, por lo tanto deben analizarse como procesos de flujo estable.

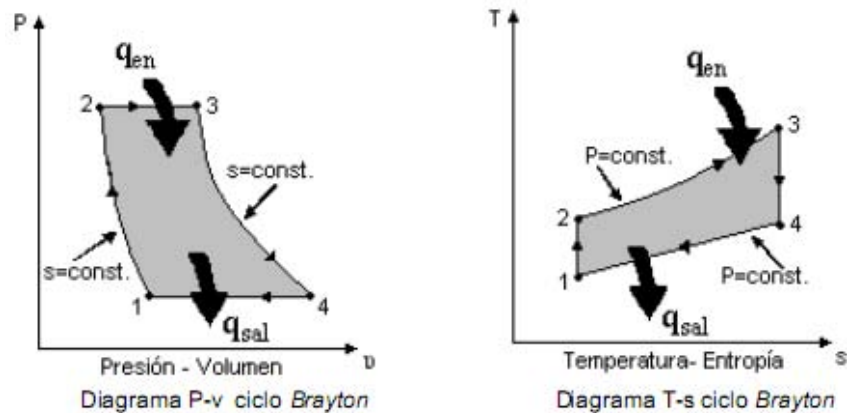


Figura 1.3 Diagrama P-v y T-s para un ciclo Brayton ideal (1)

Cuando los cambios en las energías cinética y potencial son insignificantes, el balance de energía para un proceso de flujo estable puede expresarse, por unidad de masa, como:

$$(q_{en} - q_{sal}) + (w_{en} - w_{sal}) = h_{sal} - h_{en} \quad (1,8)$$

Por lo tanto, la transferencia de calor hacia y del fluido de trabajo es

$$q_{en} = h_3 - h_2 = C_p (T_3 - T_2) \quad (1,9)$$

Y

$$q_{sal} = h_4 - h_1 = C_p (T_4 - T_1) \quad (1,10)$$

Entonces, la eficiencia térmica del ciclo Brayton ideal bajo las suposiciones de aire frío estándar se convierte en

$$\eta_{t,Brayton} = \frac{w_{neto}}{q_{en}} = 1 - \frac{q_{sal}}{q_{en}} = 1 - \frac{C_p (T_4 - T_1)}{C_p (T_3 - T_2)} = 1 - \frac{T_1(T_4/T_1 - 1)}{T_2(T_3/T_2 - 1)} \quad (1,11)$$

Los procesos 1-2 y 3-4 son isoentrópicos por lo que $P_2 = P_3$ y $P_4 = P_1$. Por tanto:

$$\frac{T_2}{T_1} = \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{(k-1)/k} = \left(\frac{P_3}{P_4}\right)^{(k-1)/k} = \frac{T_3}{T_4} \quad (1,12)$$

Al sustituir estas ecuaciones en la relación de eficiencia térmica y al simplificar se obtiene:

$$\eta_{t,Brayton} = 1 - \frac{1}{r_p^{(k-1)/k}} \quad (1,13)$$

Donde: $r_p = \frac{P_2}{P_1} \quad (1,14)$

Es la relación de presión y k la relación de calores específicos. La ecuación 1,6 muestra que bajo las suposiciones de aire frío estándar, la eficiencia térmica de un ciclo Brayton ideal depende de la relación de presiones de la turbina de gas y de la relación de calores específicos del fluido de trabajo. La eficiencia térmica aumenta con estos dos parámetros, que es también el caso para las turbinas de gas reales. En turbinas de gas el aire realiza dos importantes funciones: suministra el oxidante necesario para la combustión del combustible y sirve común refrigerante para

mantener la temperatura de diversos componentes dentro de límites seguros. La segunda función se realiza al extraer más aire del que es necesario para la combustión completa del combustible. En turbinas de gas una relación de masa de aire-combustible de 50 o mayor es muy común.

En las plantas eléctricas de turbinas de gas, la relación entre el trabajo del compresor y el trabajo de la turbina, denominada la relación de trabajo de retroceso, es muy alta (figura 1.4). Más de la mitad de la salida de trabajo de la turbina se utiliza para activar el compresor. La situación es aún peor cuando las eficiencias isoentrópicas del compresor y de la turbina son bajas.

Esto contrasta considerablemente con las plantas de energía de vapor donde la relación de trabajo de retroceso es sólo un pequeño porcentaje. Esto no es una sorpresa, puesto que un líquido se comprime en las plantas de energía de vapor en lugar de un gas, y el trabajo de flujo estable reversible es proporcional al volumen específico del fluido de trabajo.

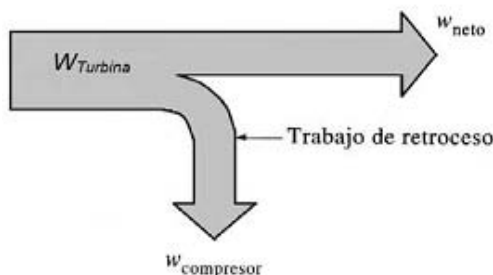


Figura 1.4 Fracción de trabajo de la turbina utilizada para accionar el compresor recibe el nombre de relación del trabajo de retroceso (1)

Una central de energía con una alta relación del trabajo de retroceso requiere una turbina más grande para cubrir los requerimientos de energía adicionales del compresor. En consecuencia, las turbinas utilizadas en las plantas de energía de turbina de gas son más grandes que las que se utilizan en las plantas de energía de vapor del mismo valor nominal de potencia.

Los costos de construcción de plantas generadoras de turbina de gas son aproximadamente la mitad de los de una planta generadora de vapor comparable, alimentado por combustibles fósiles, que fueron las plantas primarias de potencia para carga base hasta principios de 1980. Se pronostica que más de la mitad de

todas las plantas de potencia que se instalarán en el futuro sean de turbina de gas o de ciclo combinado con turbina de gas y de vapor.

Una turbina de gas fabricada por General Electric al principio de 1990 tenía una razón de presiones de 13,5 y generaba 135,7 MW de potencia neta con una eficiencia térmica de 33% en operación de ciclo sencillo. Una turbina de gas más reciente fabricada por General Electric utiliza una temperatura de entrada a la turbina de 1 425°C (2 600°F) y produce hasta 282 MW mientras logra una eficiencia térmica de 39,5% en modo de ciclo sencillo.

Una turbina de gas de pequeña escala de 1,3 toneladas, denominada OP-16, construida por la firma holandesa Opra Optimal Radial Turbina, puede trabajar con gas o combustible líquido y reemplazar un motor diesel de 16 toneladas. Tiene una razón de compresión de 6,5 y produce hasta 2 MW de potencia. Su eficiencia es de 26% en operación de ciclo sencillo, y sube hasta 37% cuando se equipa con un regenerador.

1.6 Ciclo Rankine

El ciclo Rankine, es el ciclo ideal para las plantas de potencia de vapor, en este ciclo el vapor es sobrecalentado en la caldera y se condensa por completo en el condensador, como se muestra de manera esquemática en un diagrama T-s en la figura 1.5. El ciclo Rankine ideal no incluye ninguna irreversibilidad interna y está compuesto por los siguientes cuatro procesos.

- 1-2 Compresión isoentrópica en una bomba
- 2-3 Adición de calor a presión constante en una caldera
- 3-4 Expansión isoentrópica en una turbina
- 4-1 Rechazo de calor a presión constante en un condensador

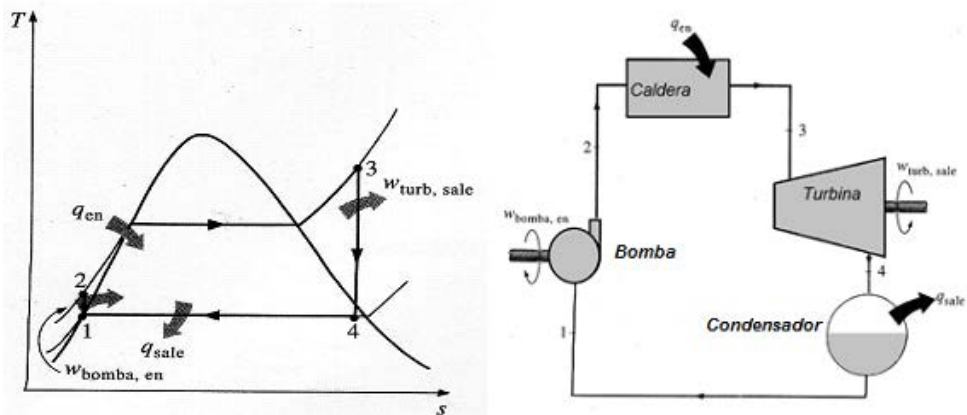


Figura 1.5 Ciclo Rankine ideal simple (1)

El agua entra a la bomba en el estado 1 como líquido saturado y se le aplica una compresión isentrópica hasta la presión de operación de la caldera. La temperatura del agua aumenta un poco durante este proceso de compresión isentrópica debido a una ligera disminución en el volumen específico del agua.

La distancia vertical entre los estados 1 y 2 en el diagrama T-s se exagera de manera considerable para mayor claridad.

El agua entra a la caldera como un líquido comprimido en el estado 2 y sale como vapor sobrecalentado en el estado 3. La caldera es un gran intercambiador de calor donde el calor que se origina en los gases de combustión, reactores nucleares u otras fuentes se transfiere al agua a presión constante. La caldera, con la sección donde el vapor se sobrecalienta (el sobre calentador), recibe el nombre de generador de vapor.

El vapor sobrecalentado en el estado 3 entra a la turbina donde se expande isentrópicamente y produce trabajo al hacer girar el eje conectado a un generador eléctrico. La presión y la temperatura del vapor disminuyen durante este proceso hasta los valores en el estado 4, donde el vapor entra al condensador. En este estado, el vapor suele ser una mezcla saturada líquido-vapor con una calidad alta. El vapor se condensa a presión constante en el condensador, que es un intercambiador de calor, que rechaza calor hacia un medio de enfriamiento como un lago, un río o la atmósfera.

El vapor abandona el condensador como líquido saturado y entra a la bomba, completando el ciclo. En áreas donde el agua es muy valiosa, las plantas de

potencia son enfriadas por aire en lugar de agua. Este método de enfriamiento, que también se emplea en motores de automóvil, recibe el nombre de enfriamiento seco. Varias plantas de potencia en el mundo, incluidas algunas en Estados Unidos, ya emplean enfriamiento seco para conservar el agua.

El área bajo la curva de proceso en un diagrama T-s representa la transferencia de calor para procesos internamente reversibles; observe que el área bajo la curva de proceso 2-3 representa el calor transferido al agua en la caldera y que el área bajo la curva de proceso 4-1 representa el calor rechazado en el condensador. La diferencia entre esas dos (el área encerrada por el ciclo) es el trabajo neto producido durante el ciclo.

1.6.1 Eficiencia térmica del ciclo Rankine Ideal

Los componentes asociados con el ciclo Rankine (bomba, caldera, turbina, y condensador) son dispositivos de flujo estable; por ello es posible analizar los cuatro procesos que conforman el ciclo Rankine como procesos de flujo estable. Los cambios en la energía cinética y potencial del vapor suelen ser pequeños respecto de los términos de trabajo y de transferencia de calor y, por consiguiente, casi siempre se ignoran. De ese modo, la ecuación de energía de flujo estable por unidad de masa de vapor se reduce a:

$$(q_{entra} - q_{sale}) + (W_{entra} - W_{sale}) = h_e - h_i \quad kJ/kg \quad (1,15)$$

La caldera y el condensador no incluyen ningún trabajo, y se supone que la bomba y la turbina son isoentrópicas. En ese caso la relación de la conservación de la energía para cada dispositivo se expresa como sigue:

Bomba ($q = 0$):

$$W_{bomba,en} = h_2 - h_1 \quad (1,16)$$

La ecuación 1,16 también se puede expresar como:

$$W_{bomba,en} = v (P_2 - P_1) \quad (1,17)$$

Donde $h_1 = h_f \text{ a } P_1$ y $v \cong v_1 = v_f \text{ a } P_1$

Caldera ($W = 0$): $q_{en} = h_3 - h_2 \quad (1,18)$

Turbina ($q = 0$): $W_{turb, sal} = h_3 - h_4$ (1,19)

Condensador ($W = 0$): $q_{sal} = h_4 - h_1$ (1,20)

La eficiencia térmica del ciclo Rankine se determina a partir de

$$\eta_t = \frac{W_{neto}}{q_{en}} = 1 - \frac{q_{sal}}{q_{en}} \quad (1,21)$$

Donde $W_{neto} = q_{en} - q_{sal} = W_{turb, sal} - W_{bomb, en}$ (1,22)

La eficiencia de conversión de las centrales eléctricas estadounidenses se expresa a menudo en términos de la **tasa térmica**, que es la cantidad en BTU de calor suministrada para generar 1 kWh de electricidad. Cuanto menor es la tasa térmica, más grande será la eficiencia. Si se considera que $1 \text{ kWh} = 3\,412 \text{ Btu}$, e ignorando las pérdidas asociadas con la conversión de potencia en el eje a potencia eléctrica, la relación entre la tasa térmica y la eficiencia térmica se expresa como:

$$\eta_t = \frac{3412 \text{ (Btu/kWh)}}{\text{tasa térmica (Btu/kWh)}} \quad (1,23)$$

Por ejemplo, una tasa térmica de $11\,363 \text{ Btu/kWh}$ es equivalente a una eficiencia térmica de 30%. La eficiencia térmica también se interpreta como la relación entre el área encerrada por el ciclo en un diagrama T-s y el área bajo el proceso de adición de calor.

En las centrales eléctricas de vapor se realizan algunas modificaciones que contribuyen a incrementar la eficiencia térmica del ciclo tales como: aumentar la temperatura promedio a la que el calor se transfiere al fluido de trabajo en la caldera, o disminuir la temperatura promedio a la que el calor se rechaza del fluido de trabajo en el condensador. Es decir, la temperatura promedio del fluido debe ser lo más alta posible durante la adición de calor y lo más baja posible durante el rechazo de calor. (1)

2 CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMAS DE COGENERACIÓN.

En este capítulo se introduce el concepto de cogeneración, sus ventajas e inconvenientes, la descripción de los sistemas de cogeneración con turbina de vapor, turbina de gas, motor alternativo y microcogeneración, cada tecnología tiene sus características propias, que deben ser consideradas en el diseño de acuerdo a los requerimientos eléctricos y térmicos del proceso, la disponibilidad del combustible, recursos económicos, espacio, entre otros factores.

2.1 Definición de la cogeneración.

La cogeneración es la producción simultánea de energía eléctrica y/o mecánica y de energía térmica aprovechable en los procesos industriales a partir de una misma fuente de energía primaria (combustible) y es una alternativa en la conservación de energía para la industria, acorde con las políticas de globalización económica regional y a la política internacional orientada a lograr un desarrollo sustentable (2)

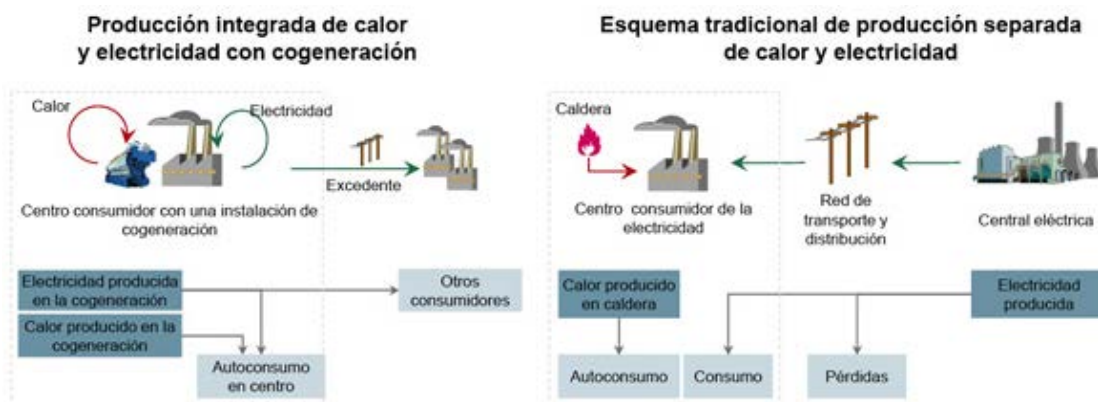


Figura 2.1 Esquema general de producción de energía eléctrica con y sin cogeneración (3)

En la figura 2.1 se observa que los sistemas que operan en modo de cogeneración a diferencia de las plantas convencionales entregan el calor rechazado por los ciclos de potencia a procesos externos, los cuales lo utilizan de manera directa en forma de vapor o gases de calentamiento. Con ello, en vez de expulsar calor al medio ambiente, la energía térmica que resulta de la generación de electricidad es

aprovechada como un producto útil, logrando eficiencias netas combinadas de alrededor de 70-90%.

La figura 2.2 muestra dos sistemas entregando la misma cantidad de potencia y calor útil, uno empleando un método convencional (caldera + ciclo combinado) y otro operando en modo de cogeneración. En ambos casos se han utilizado valores de eficiencia típicos en instalaciones reales. Como puede apreciarse, la eficiencia combinada para el sistema convencional es de 63% neto. Ello significa que para entregar 100 MW de vapor y 116 MW de electricidad se requieren un total de 343 MW de gas natural.

En contraste, el sistema de cogeneración suministra las mismas cantidades de calor y potencia, pero consume 298 MW de combustible, alcanzando una eficiencia neta combinada de 72%. Esto quiere decir que es posible ahorrar 45 MW de gas natural, equivalente a un 13%. En el mejor de los casos (si la eficiencia de la planta de potencia fuera de tan solo 35% y la del esquema de cogeneración, de 90%) tales ahorros podrían llegar hasta un 46%. Así, los sistemas operando en modo de cogeneración permiten alcanzar rendimientos energéticos muy superiores a los métodos de generación térmica convencionales y por lo tanto contribuye a reducir el consumo de energía y las emisiones de gases a la atmósfera (4)

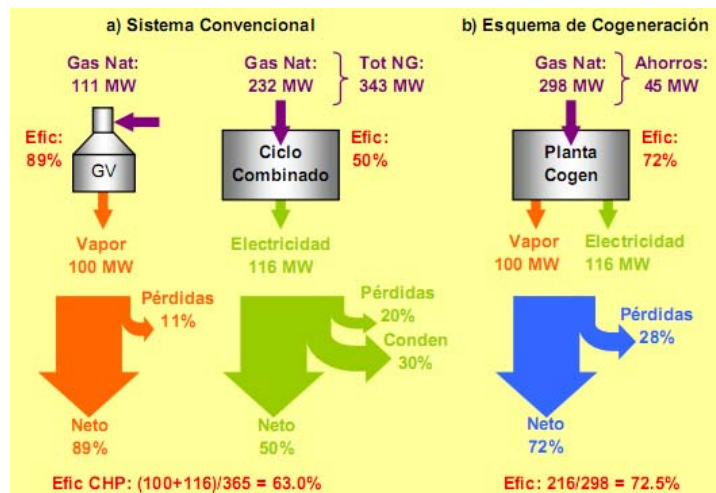


Figura 2.2 Generación de energía eléctrica y calor por el método convencional y cogeneración (4)

2.2 Definición de cogeneración de acuerdo a la legislación actual

La Cogeneración en México se define en términos de lo establecido en la Fracción II del Artículo 36 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) y del Artículo 103 de su Reglamento, los cuales consideran que existen tres formas de cogeneración de energía eléctrica de acuerdo con lo siguiente:

- I. La producción de energía eléctrica conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria o ambas (sistemas superiores).



Figura 2.3 Producción simultánea de energía eléctrica y vapor

- II. La producción directa o indirecta de energía eléctrica, a partir de energía térmica no provechada en el proceso (sistemas inferiores).

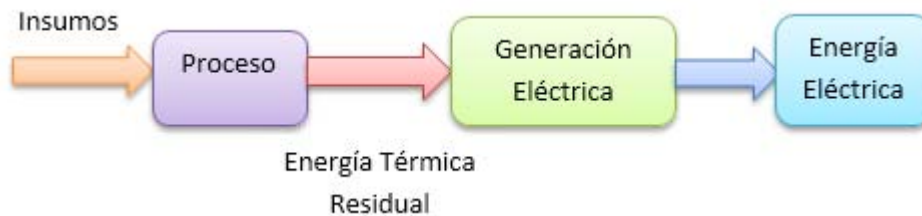


Figura 2.4 Producción de energía eléctrica a partir de gases residuales de proceso

- III. La producción directa o indirecta de energía eléctrica, utilizando combustibles producidos en el proceso de que se trate

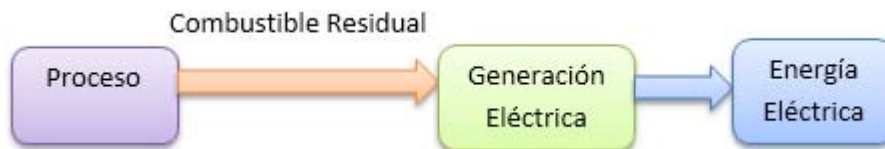


Figura 2.5 Producción de energía eléctrica mediante combustibles de proceso

2.3 Clasificación de los sistemas de cogeneración por nivel energético.

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

- Sistemas superiores (Topping Cycles)
- Sistemas inferiores (Bottoming Cycles)

2.3.1 Sistemas superiores (Topping Cycles)

Los sistemas superiores “topping cycles” son aquellos en los que la energía primaria del combustible se utiliza para producir un fluido a alta temperatura y presión, que se utiliza para generar energía mecánica o eléctrica y el calor residual existente en los gases de escape se aprovecha en el proceso industrial (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 en la industria de la celulosa y papel, química, textil, cervecera, azucarera, agroindustria, alimentos, así como otras que requieren en sus procesos vapor o agua caliente (5)

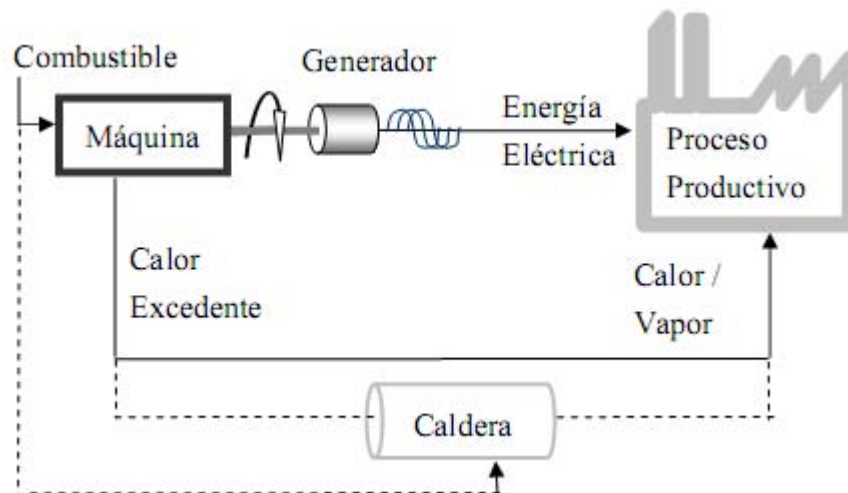


Figura 2.6 Sistema superior (topping cycle)

2.3.2 Sistemas inferiores (Bottoming Cycles)

Los sistemas inferiores “bottoming cycles”, son aquellos en los que la energía primaria se utiliza en el proceso industrial y la energía térmica sobrante proveniente de los gases calientes del escape de hornos o los gases de combustión se aprovechan para generar energía mecánica o eléctrica. Estos sistemas son generalmente utilizados en procesos con calor de desecho provenientes de mayor o igual a 250°C de temperatura tales como en la industria del cemento, del acero, del vidrio y en algunas industrias petroquímicas y químicas (5)

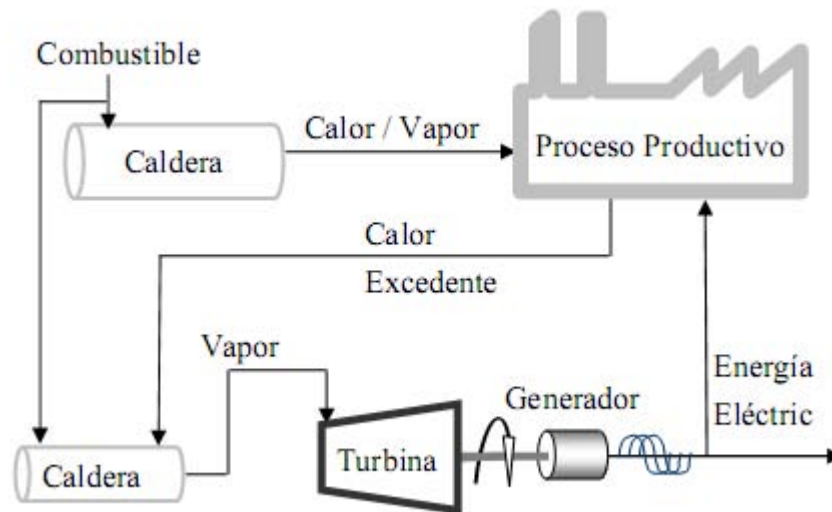


Figura 2.7 Sistema inferior (topping cycle)

2.4 Ventajas e inconvenientes de la cogeneración

2.4.1 Ventajas de la cogeneración

Las empresas que instalen proyectos de cogeneración tendrán las siguientes ventajas:

- Mayor disponibilidad y confiabilidad del suministro eléctrico al contar con generación propia y respaldo de la red del Sector Energético Nacional (SEN), evitando cortes de suministro que afectarían la producción, con un costo correspondiente.
- Mejor calidad de energía y mejora en la eficiencia energética, incrementando la vida útil de los equipos que se utilizan en los procesos.
- Disminución de la factura energética (electricidad + combustible).
- Incremento en productividad y competitividad por la reducción de costos de producción y mejor calidad de la energía (5)
- La cogeneración reduce la emisión de contaminantes, se consume menor cantidad de combustible para producir igual volumen de energía útil en comparación con los métodos convencionales.

-
- Los sistemas de cogeneración utilizan tecnologías avanzadas y combustibles más limpios como el gas natural, por ejemplo la cogeneración con turbina de gas es de las tecnologías menos contaminantes, ya que se reducen a la mitad las emisiones de CO₂ y NO_x y desaparecen totalmente las emisiones de SO₂.
 - Las plantas de cogeneración disponen de modernos sistemas de control y seguridad para evitar accidentes graves.
 - La cogeneración permite cubrir la demanda de electricidad sin pérdidas por transporte.
 - Las plantas de cogeneración tienen una vida útil de entre 20 y 30 años (6)

Las ventajas de la cogeneración principalmente para México son:

- 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 (SEN):

- 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. (7)

2.4.2 Inconvenientes de la cogeneración

La cogeneración ofrece grandes ventajas, sin embargo tiene algunos aspectos negativos, como son:

- Altos costos de inversión. Los equipos utilizados en esquemas de cogeneración, especialmente las turbinas de gas y los recuperadores de calor, son costosos.
- El diseño y los criterios para cogenerar, así como la disponibilidad de espacio para el equipo y el tiempo de instalación, son variables a considerar, sobre todo en plantas industriales donde se trata de grandes flujos y potencias.

-
- Las variaciones de las demandas de proceso influyen en la flexibilidad y operatividad de la planta. Operar en modo de cogeneración implica que la producción de potencia y calor están acopladas, de manera que no se puede variar una sin afectar a la otra.
 - Cuando una unidad del sistema de cogeneración falla o debe salir de operación para mantenimiento, podría interrumpir la producción de potencia y de calor impactando la confiabilidad de la planta.
 - En cuanto al aspecto eléctrico, se debe regular que los niveles de tensión sean los adecuados y cuidar el factor de potencia de la planta, para afectar el rendimiento eléctrico.

En la mayoría de los casos la decisión de cogenerar recae en el aspecto económico, sin embargo, por experiencia de plantas cogeneradoras en operación, los gastos de inversión se compensan con los ahorros económicos obtenidos, es decir, en un tiempo prudente se puede recuperar el dinero invertido. Por lo tanto la cogeneración se constituye como una alternativa viable, al ser las ventajas mayores en comparación con las desventajas.

2.5 Elementos de un sistema de cogeneración

Los principales elementos de un sistema general de cogeneración son:

- Fuente primaria: Se refiere al combustible puede ser gas natural, diésel carbón, biomasa, u otro.
- Motor primario o primotor: Convierte energía térmica o química en mecánica. Dependiendo del tipo de planta, este elemento puede ser: turbinas de vapor, turbinas de gas, motor de combustión interna o alternativa.
- Sistema eléctrico: Permite la alimentación de los equipos auxiliares de la planta, como la exportación / importación de energía eléctrica necesaria.
- Elemento de aprovechamiento de calor: Puede tratarse de calderas de recuperación, secadores, intercambiadores de calor y equipo de absorción.
- Sistemas auxiliares: como son bombas, compresores, alternadores, entre otros.

- Sistema de control: Permite mantener la calidad del suministro eléctrico y térmico

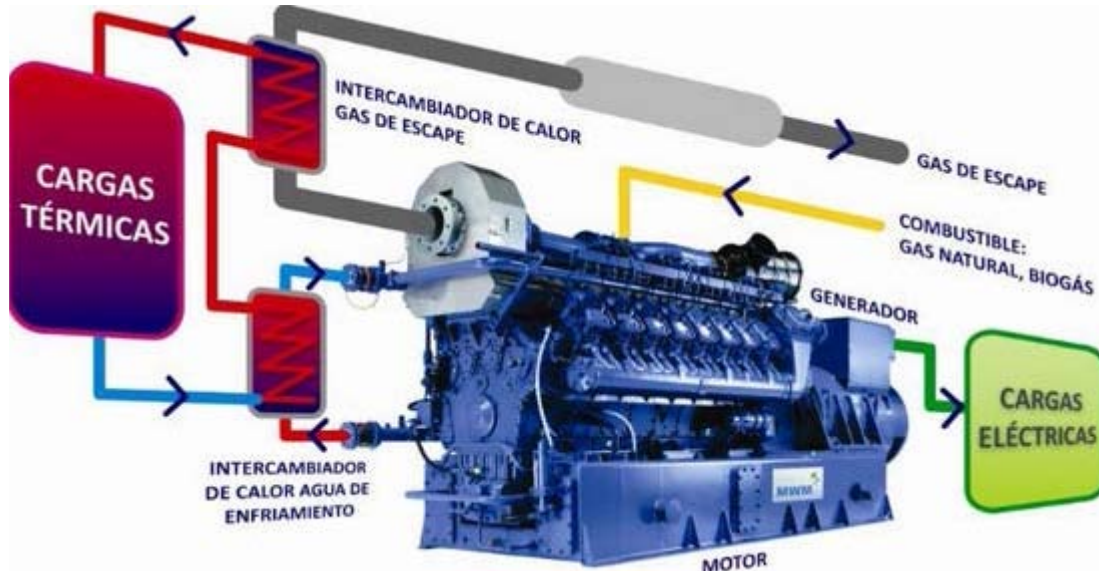


Figura 2.8 Elementos de un sistema de cogeneración (8)

Los elementos de un sistema de cogeneración se muestran en la Fig.2.8 el componente más importante es el motor primario o primotor, el cual convierte la energía del combustible en la energía que suministra la flecha para generar potencia eléctrica. Los dispositivos de conversión más ampliamente utilizados son las turbinas de vapor, las turbinas de gas y los motores de combustión interna o alternativa.

Existe una gran variedad de equipos para la recuperación del calor de desperdicio, por lo que la selección adecuada de estos dependerá de los requerimientos de energía de los procesos industriales. Estos pueden ir, desde sistemas de baja presión de distribución de vapor a la salida de las extracciones de las turbinas, hasta calderas de recuperación para extraer la energía de los gases producidos en una turbina de gas.

Los sistemas de control son necesarios para la automatización del primotor, la operación segura del sistema de recuperación de calor y en general para la operación eficiente del sistema (5)

2.6 Tecnologías de los sistemas de cogeneración

Existe una gran variedad de equipos y configuraciones que pueden ser considerados para una aplicación específica de cogeneración. Cada tecnología tiene sus características propias, que deben ser consideradas de acuerdo a los requerimientos del proceso, recursos y espacio disponible.

De acuerdo al motor principal empleado para generar la energía eléctrica las configuraciones más empleados para la cogeneración son:

- Cogeneración con turbina de vapor
- Cogeneración con turbina de gas
- Cogeneración en ciclo combinado con turbina de gas y turbina de vapor, o con motor y turbina de vapor.
- Cogeneración con motor alterno
- Microcogeneración

La tabla 2.1 muestra las características principales de los primotores utilizados en los diferentes sistemas de cogeneración.

Tabla 2.1 Características básicas de primotores térmicos empleados en sistemas de cogeneración (9)

Tecnología	Motor de combustión interna		Turbinas a gas	Turbina de vapor	
	Alta velocidad	Media y baja velocidad		A contrapresión	A condensación
Tipos de combustible usado	Gas, diésel	Gas, diésel, gasóleo, combustóleo	Gas, diésel	Prácticamente todo tipo de combustibles	
Eficiencia de generación eléctrica (%)	15-35	30 a 40	25-33	25 a 30	25 a 35
Eficiencia posibles de uso de energía térmica	Aprox. 52	Aprox. 50	Aprox. 50	Aprox. 40	Aprox. 30
Eficiencia total esperada (%)	67 a 87	50 a 90	76 a 83	65 a 70	55 a 65

2.6.1 Cogeneración con Turbina de Vapor

Los sistemas con turbinas de vapor se utilizan en las centrales termoeléctricas convencionales y en algunas aplicaciones industriales. La capacidad de las turbinas de vapor varía de 50kW hasta cientos de MW en las centrales eléctricas.

Las turbinas de vapor pueden operar con varios combustibles desde gas natural limpio hasta residuos sólidos, carbón, madera y subproductos agrícolas (bagazo de caña). En las aplicaciones de cogeneración, el vapor de agua a baja presión se extrae de la turbina de vapor y se usa directamente en un proceso o para la calefacción de urbana, o se puede convertir a otras formas de energía térmica incluyendo agua caliente o fría. (10)

En esta configuración la energía mecánica es producida en una turbina, acoplada a un generador eléctrico, mediante la expansión de vapor de alta presión generado en una caldera convencional. En este sistema la eficiencia global es del orden del 65 al 70% y la eléctrica del 30 al 35%.

Las turbinas de vapor se dividen en tres tipos: contrapresión, extracción y condensación.

En las turbinas de contrapresión, el vapor es expandido parcialmente en la turbina y la salida del vapor se realiza a presión superior o igual a la atmosférica, dicho vapor se envía directamente al proceso sin necesidad de contar con un condensador y equipo periférico, como torres de enfriamiento.

En la turbina de extracción/condensación, el escape está conectado a un condensador y el vapor es expandido en la turbina hasta la presión del condensador, siempre inferior a la atmosférica. En la turbina de condensación parte del vapor puede extraerse en uno o varios puntos de la turbina antes de la salida al condensador, obteniendo así, vapor a proceso a varias presiones, mientras que el resto del vapor se expande hasta la salida al condensador. Estos sistemas se aplican principalmente en aquellas instalaciones en las que la necesidad de energía térmica respecto a la eléctrica es de 4 a 1 o mayor (11)

La combinación de los diferentes tipos de turbinas de vapor en sistemas de cogeneración proporciona una gran flexibilidad en satisfacer los requerimientos de vapor del usuario

Los sistemas con turbinas de vapor funcionan generalmente bajo el ciclo Rankine, donde las eficiencias de los sistemas generador de vapor- turbina puede incrementarse al elevar la temperatura y presión del vapor de entrada a la turbina, y/o por la reducción de la presión del vapor a la descarga de la misma. Otras opciones consisten en expandir el vapor en pasos de alta presión de la turbina y después regresar el vapor a la caldera para ser recalentado y expandirlo en paso de baja presión; además se puede precalentar el agua de agua de alimentación a la caldera con vapor extraído de la turbina. (5)



Figura 2.8 Ciclo con turbina de vapor (12)

Ventajas:

- ✓ Alta seguridad de operación.
- ✓ Larga vida útil (25 años).
- ✓ Permite usar todo tipo de combustible.
- ✓ Capacidades entre 5MW hasta 100MW.
- ✓ Eficiencia global del sistema 85%.

Inconvenientes:

- ✓ Tiempo de arranque lento.
- ✓ Baja relación de energía eléctrica/térmica (15%).

2.6.2 Cogeneración con Turbina de Gas

Los sistemas con turbinas a gas son ampliamente utilizados en procesos con alta demanda térmica de energía y combinados con recuperadores de calor aumentan la eficiencia de la planta además de ser una opción segura y confiable.

El combustible utilizado en las turbinas a gas suele ser gas natural, aunque puede emplearse gas LP o diésel. Sus capacidades van de 265 kW a 50,000 kW; con eficiencias eléctricas del 30% y eficiencias térmicas del 55%. (13)

En este arreglo un compresor alimenta aire a alta presión a una cámara de combustión en la que se inyecta el combustible, que al quemarse generará gases a alta temperatura y presión, estos gases se alimentan a la turbina donde se expanden generando energía mecánica que se transforma en energía eléctrica a través de un generador acoplado a la flecha de la turbina. Los gases de escape tienen una temperatura que va de 500 a 650 °C.

Estos gases son relativamente limpios y por lo tanto pueden aplicar directamente a procesos de secado, o pueden ser aprovechados para procesos de combustión posteriores, ya que tienen un contenido de oxígeno de alrededor del 15%. Debido a su alta temperatura, estos gases suelen ser empleados a su vez, para producir vapor, que se utiliza en los procesos industriales para generar más energía eléctrica por medio de una turbina de vapor. La cogeneración con turbina de gas resulta muy adecuada para los procesos en los que se requiere de una gran cantidad de energía térmica, o en relaciones de calor/electricidad mayores a 2. (10)

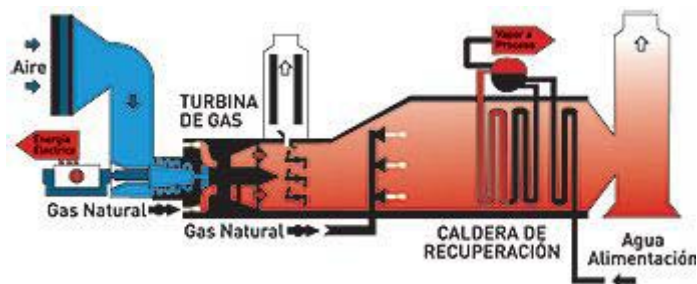


Figura 2.9 Turbina de gas en ciclo simple (12)

Ventajas:

- ✓ Alta seguridad de operación.
- ✓ Alta temperatura de la energía térmica producida.
- ✓ Tiempo corto de arranque del sistema.
- ✓ Mínimo espacio requerido.
- ✓ Capacidades desde 0.5MW hasta 260MW.

Inconvenientes:

- ✓ Baja eficiencia en carga parcial.
- ✓ Alto costo de inversión.
- ✓ Limitación en cuanto al combustible empleado.

2.6.3 Cogeneración con ciclo combinado

Este sistema se caracteriza porque emplea una turbina de gas y una turbina de vapor. En este sistema los gases producidos en la combustión de la turbina de gas, se emplean para producir vapor a alta presión mediante una caldera de recuperación, para posteriormente alimentar la turbina de vapor, sea de contrapresión o extracción-condensación y producir por segunda vez energía eléctrica, utilizando el vapor a la salida de la turbina o de las extracciones para los procesos de que se trate. El ciclo combinado se aplica en procesos donde la razón electricidad/calor es mayor a 6. (12)

La aplicación de los sistemas de ciclo combinado es adecuada cuando se tienen cargas muy variables de vapor y se requiere generar una potencia base, como puede ser vender una potencia base con la turbina de gas y darle seguimiento a su carga con la turbina de vapor apoyada en la de gas. Esto permite tener excedentes de energía eléctrica a un buen costo, siempre que se tenga un buen acoplamiento de la energía térmica. (5)

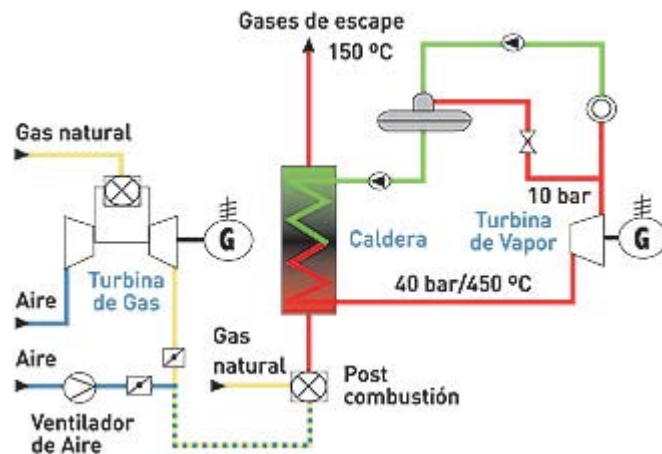


Figura 2.10 Turbina de gas en ciclo combinado con producción de vapor (12)

Ventajas:

- ✓ Alta producción de electricidad.
- ✓ Alta eficiencia térmica.
- ✓ Operación flexible.

Inconvenientes:

- ✓ Alto costo de inversión.
- ✓ Limitación en cuanto al combustible empleado.

2.6.4 Cogeneración con motor alterno

El motor alterno genera la mayor cantidad de energía eléctrica por unidad de combustible consumido, del 34 al 41%, aunque los gases residuales son a baja temperatura, entre 200 y 250 °C. Sin embargo, en aquellos procesos en los que se puede adaptar, la eficiencia de cogeneración alcanza valores similares a los de las turbinas de gas (85%). Con los gases residuales se puede producir vapor de baja presión (de 10 a 15 kg/cm²) o agua caliente de 80 a 100 °C. (10)

En los motores alternos se produce un movimiento giratorio que conectado al alternador produce electricidad. Para aplicar este sistema a uno de cogeneración, se debe colocar un sistema de recuperación de calor (HRSG) a la salida del motor, para que los gases de escape o productos de combustión que salen a temperaturas relativamente altas puedan ceder calor al agua bombeada desde

un tanque de almacenamiento y convertirla en vapor para una aplicación posterior.

Los motores diésel industriales ofrecen una variedad de posibilidades en la cogeneración. Existen motores diésel grandes de baja velocidad con capacidad para producir hasta 30 MW de electricidad hasta más pequeños y de alta velocidad, que queman grados más altos de petróleo combustible, tienen capacidad para producir menos de 5 MW. En cualquier configuración puede recuperarse calor tanto de los gases de escape con una caldera como del sistema interno de enfriamiento del motor. Los motores diésel son utilizados para secado de materias primas, calefacción de espacios o en aplicaciones que requieran vapor de baja calidad, como el procesamiento de alimentos, la fabricación de papel y textiles. (5)

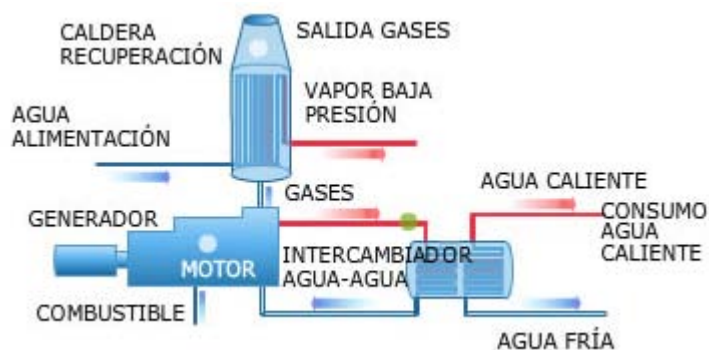


Figura 2.11 Cogeneración con motor alternativo (14)

Ventajas:

- ✓ Bajo costo de inversión.
- ✓ Vida útil (25 años).
- ✓ Alta eficiencia a baja carga.
- ✓ Consumo medio de agua de enfriamiento.
- ✓ Requiere poco espacio para su instalación.

Inconvenientes:

- ✓ Alto costo de mantenimiento.
- ✓ Baja temperatura de la energía térmica producida.

2.6.5 Cogeneración con microturbinas

Las microturbinas son pequeñas turbinas de gas, que generan energía eléctrica y térmica en rangos desde 30kW hasta 1.2MW en paquetes múltiples, tienen una sola parte móvil y algunas cuentan con un recuperador de calor interno.

Estos equipos pueden usar varios tipos de combustibles tanto líquidos como gaseosos, incluyendo gas amargo, metano y gases de bajo poder calorífico (tan bajo como 350 Btu) emanados de digestores de rellenos sanitarios.

Las microturbinas operan bajo el ciclo Brayton, en el cual un compresor de flujo radial (centrífugo) comprime el aire de entrada que es entonces precalentado en el recuperador usando calor de los gases de salida de la turbina. Seguidamente, el aire calentado en el recuperador se mezcla con combustible en la cámara de combustión y los gases calientes se expanden en la turbina. (5)

Cuando las microturbinas funcionan en cogeneración, un segundo intercambiador de calor transfiere la energía contenida en los gases de la turbina a un sistema de agua caliente. El calor obtenido puede servir para calentar agua potable, dirigirlo a un refrigerador por absorción o un sistema de secado, calefacción, entre otros. Es por ello que tiene múltiples aplicaciones en empresas comerciales, pequeñas industrias, hoteles, restaurantes, clínicas, centros de salud. (10)

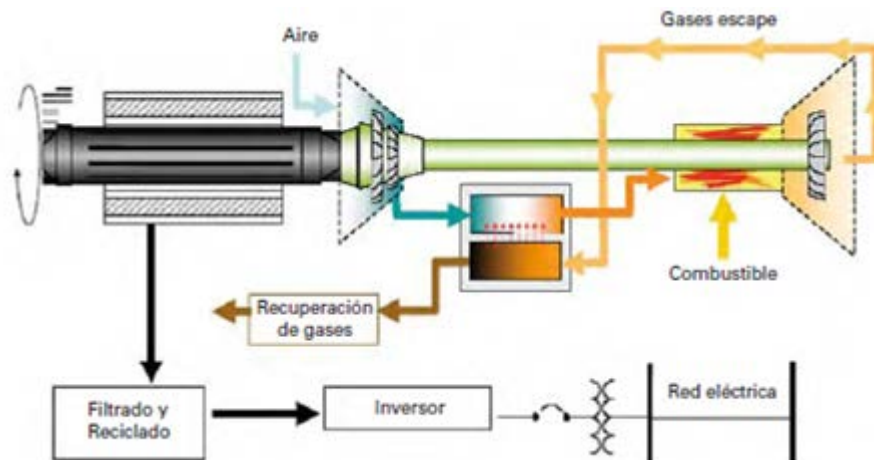


Figura 2.12 Cogeneración con microturbina (15)

Ventajas:

- ✓ Emplea varios combustibles.
- ✓ Flexibilidad operativa y requiere poco espacio

- ✓ Provee energía estable y fiable.
- ✓ Produce bajas emisiones.

Inconvenientes:

- ✓ Alto costo de mantenimiento.
- ✓ La energía calorífica se dispersa en grandes cantidades.
- ✓ Baja temperatura de la energía térmica producida.

En la tabla 2.2 se resumen las eficiencias térmicas y eléctricas alcanzadas con los diferentes sistemas de cogeneración a fin de comparar las ventajas que ofrece cada sistema.

Tabla 2.2 Eficiencias de diferentes tecnologías de la cogeneración (10)

Tecnología de cogeneración	Eficiencia Eléctrica (%)	Eficiencia Térmica (%)
Turbina de vapor	33	52
Turbina de gas sin post-combustión.	38	47
Turbina de gas con post-combustión.	38	42
Ciclo combinado	57	33
Motor recíprocante (aprovechando calor de gases de combustión y calor del sistema de enfriamiento)	40	30
Motor recíprocante (aprovechando calor de gases de combustión y calor del sistema de enfriamiento)	40	20
Microturbina	30	50

A continuación en la tabla 2.3 se describen algunas opciones de los sistemas de cogeneración para las diferentes industrias.

Tabla 2.3 Opciones de sistemas de cogeneración para las diferentes industrias (16)

Sector	Tipo de Sistema					
	Turbina a gas Ciclo Simple	Turbina a gas Secado	Turbina a vapor Contrapresión	Ciclo combinado	Motor alterno Secado	Motor alterno Recuperación
Papel/Carbón	✓		✓	✓		
Cerámica		✓			✓	
Alimentos	✓		✓			✓
Textil	✓					✓
Químico	✓		✓	✓		✓
Automotriz	✓			✓		
Madera	✓	✓				
Petroquímico	✓					
Compañías eléctricas	✓			✓		
Calefacción	✓			✓		✓
Depuradoras						✓
Terciario	✓					✓

2.7 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 (7)

2.8 Factores a considerar en la selección del sistema de cogeneración.

En la selección del sistema de cogeneración preliminar se deben considerar los siguientes factores:

- La relación de demanda de Energía Térmica/Energía eléctrica (Q/E) del proceso. La relación Q/E determina el tipo de tecnología adecuada para cada aplicación.
- La calidad del calor requerido, por ejemplo la temperatura y presión con que se debe de suministrar el vapor.
- Los costos de los equipos de la tecnología seleccionada
- El tipo de combustible a utilizar por su costo y su disponibilidad
- El tamaño del sistema ya que algunas tecnologías se vuelven competitivas solamente en capacidades mayores de un MW
- Que genere ahorros económicos sustantivos en comparación con las condiciones actuales, para que éstos permitan pagar la inversión y su financiamiento.

Por otro lado, si la cogeneración es parte de un proyecto nuevo no se tiene restricción del espacio para la selección del sistema adecuado, si por el contrario, la cogeneración es una adaptación en una planta ya operando es necesario considerar la disponibilidad de espacio, el equipo existente que podría

aprovecharse y la capacidad de la red pública externa para, en su caso, exportar excedentes de energía.

2.9 Relación de energía térmica / eléctrica (Q/E)

La relación entre la energía eléctrica (E) y la energía térmica (Q), así como la temperatura del fluido de proceso permiten saber, la tecnología de cogeneración adecuada a los requerimientos térmicos y eléctricos del caso específico tal como se muestra en la tabla 2.4

Tabla 2.4 Relación Q/E para distintas tecnologías (17)

Sistema de cogeneración	Relación (Q/E)	Temperatura de fluido caliente
<i>Motor de combustión interna</i>	De 0.8 a 2	De 120 a 400°C
<i>Turbina de vapor</i>	De 2 a 30	De 120 a mayores de 400°C
<i>Turbina de gas</i>	De 1.2 a 4	De 80 a 150°C

Existen valores típicos de E/Q con diferentes aplicaciones en los sectores industriales, por ejemplo:

- E/ Q <0.1, se trata de empresas que demandan mayor energía térmica que eléctrica como fábricas de cemento, cal, ladrillos, vidrio, petroquímica.
- E/ Q > 0.5, se trata de empresas con mayor demanda de energía eléctrica, tales como industrias mineras, carbón, automotrices, metalurgia, madera, caucho, comerciales y de servicios.
- 0.5 < E/Q < 0.1 corresponde a empresas o industrias de consumo equilibrado, como fábricas de papel, industria química, alimentaria, siderúrgica, fundición y textil. (5)

2.10 Alternativas para el diseño de la cogeneración

Un sistema de cogeneración puede diseñarse para satisfacer cualquiera de las cuatro condiciones siguientes:

- Satisfacción al 100% de requerimientos eléctricos
- Satisfacción parcial de requerimientos eléctricos
- Satisfacción al 100% de requerimientos térmicos
- Satisfacción parcial de requerimientos térmicos

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 (Q/E) 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 Sistema Eléctrico Nacional (SEN). (7)

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:

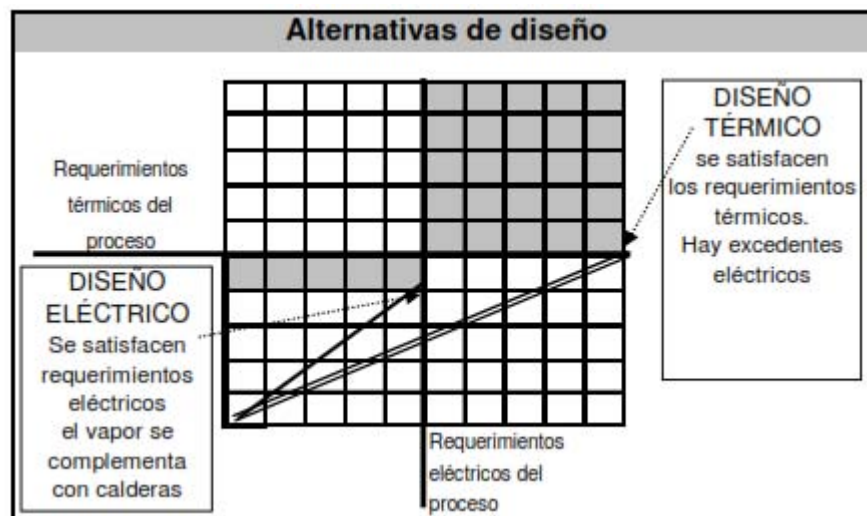


Figura 2.13 Alternativas de diseño para la cogeneración (7)

3 NORMATIVIDAD Y COGENERACIÓN EFICIENTE

En este capítulo se presenta el marco normativo del sector eléctrico mexicano y las instituciones gubernamentales en materia de cogeneración. Así mismo, se define la cogeneración eficiente en términos de los criterios establecidos por la Comisión Reguladora de Energía y se describe la metodología de acreditación de un sistema de cogeneración como de cogeneración eficiente. El permiso de cogeneración eficiente al considerarse una energía renovable ofrece grandes beneficios como son: opciones de financiamiento nacional e internacional, incentivos arancelarios, acceso a un banco de energía, reconocimiento de la potencia aportada al Sistema Eléctrico Nacional y los certificados de energía limpia que serán negociables a través del Mercado Eléctrico Mayorista.

3.1 Marco normativo de la cogeneración

3.1.1 La Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (Artículos 25, 27 y 28)

El Artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos establece:

Corresponde exclusivamente a la Nación la planeación y el control del sistema eléctrico nacional, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica; en estas actividades no se otorgarán concesiones, el Estado puede celebrar contratos con particulares en los términos que establezcan las leyes, mismas que determinarán la forma en que los particulares podrán participar en las demás actividades de la industria eléctrica. Las actividades de exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos se realizarán por empresas productivas del Estado o a través de contratos con éstas o con particulares, en los términos de la Ley Reglamentaria.

EL Artículo 25 establece que la ley alentará y protegerá la actividad económica que realicen los particulares y proveerá las condiciones para que el sector privado contribuya al desarrollo económico nacional, promoviendo la competitividad e implementando una política nacional para el desarrollo industrial sustentable. El

Artículo 28 complementa que no constituirán monopolios las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva en la planeación y el control del sistema eléctrico nacional, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, y la exploración y extracción del petróleo y de los demás hidrocarburos. (18)

3.1.2 Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN)

En 1994, entró en vigor el Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN) firmado entre los países Canadá, Estados Unidos y México que permitió la participación de la inversión privada (nacional y extranjera) en la generación de energía eléctrica, así como en la transportación, almacenamiento y distribución de gas natural.

El TLCAN establece que las empresas de EUA o Canadá, pueden adquirir, establecer y operar plantas de generación de energía eléctrica para autoconsumo y cogeneración, siempre y cuando los excedentes de la energía eléctrica generada se pongan a disposición de la CFE. Adicionalmente, la adquisición, establecimiento y operación de centrales de generación de energía eléctrica para producción independiente o pequeña producción también se encuentra autorizada, siempre y cuando toda la energía generada por dichas centrales se ponga a disposición de la CFE bajo los términos y condiciones acordados mutuamente por las partes involucradas. (19)

3.1.3 Ley de Inversión Extranjera (LIEEX) y su Reglamento

En general, la ley de Inversión Extranjera (LIEEX) dispone que en México pueda haber libre inversión extranjera sin necesidad de permiso o restricción previa.

El Reglamento de la LIEEX establece que se encuentran abiertas a la inversión privada (nacional o extranjera), como sea aplicable: la generación de energía eléctrica para autoabastecimiento o cogeneración; generación de energía eléctrica que realicen los productores independientes o los pequeños productores para su venta a la CFE; generación de energía eléctrica para su exportación, derivada de proyectos con permisos vigentes bajo las modalidades de cogeneración,

producción independiente y pequeña producción; importación de energía eléctrica por parte de personas físicas o morales, destinada exclusivamente al autoabastecimiento para usos propios, y generación de energía eléctrica destinada a uso en emergencias derivadas de interrupciones en el servicio público de energía eléctrica. (20)

3.1.4 Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE)

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 permitiendo la apertura del sector eléctrico a la inversión privada para participar en la generación de energía eléctrica ante la creciente demanda de energía eléctrica del país. 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 otorgará 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). (21)

3.1.5 Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (RLSPEE)

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 los permisos de autoabastecimiento (Arts.104 y 105).
 - Se define 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 proporcionará capacidad de respaldo.

La LSPEE y su Reglamento establecen la base del marco regulatorio de la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, al igual que los lineamientos relativos al autoabastecimiento, cogeneración y producción independiente de energía eléctrica. Asimismo, regula los procesos de licitación y los mecanismos para la pequeña producción y la producción independiente. (22)

3.1.6 Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (LASE) y su Reglamento

La Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (LASE) publicada el 28 de noviembre del 2008, tiene por objeto propiciar un aprovechamiento sustentable de la energía mediante su uso óptimo en todos los procesos y actividades, desde su explotación hasta su consumo. En materia de planeación y participación social, la LASE establece el marco regulatorio para el diseño y aplicación de los programas en materia de aprovechamiento sustentable de la energía instituciones del sector público, a las organizaciones de la sociedad civil y del sector privado, a las instituciones académicas y a la población en general, coordinando las actividades que realicen dichos participantes dentro del ámbito de aplicación de esta ley.

Como parte de las acciones y estrategias para favorecer el desarrollo de la cogeneración, la LASE define al Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (PRONASE) como el instrumento mediante el cual el Ejecutivo Federal establecerá las estrategias, objetivos, acciones y metas que permitan alcanzar el uso óptimo de la energía. El PRONASE identifica oportunidades para lograr el óptimo aprovechamiento de la energía y generar ahorros sustanciales para el país, tanto en el mediano como en el largo plazo.

(23), (24)

3.1.7 Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE) y su Reglamento

Esta ley regula el aprovechamiento de energías renovables y tecnologías limpias para la generación de energía eléctrica con fines distintos al servicio público. Además, otorga de forma específica atribuciones a la CRE para emitir disposiciones administrativas que regulen la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.

El artículo 17 de la LAERFTE le otorga a la cogeneración las ventajas de las energías renovables, siempre y cuando cumplan con los criterios de cogeneración eficiente. Los principales beneficios consisten en:

- Tener acceso al banco de energía, es decir que el cogenerador pone a disposición de la CFE la energía que genera en exceso en un momento en el tiempo y la puede retomar de la red cuando la requiera; y
- Portear la energía a otros usuarios que sean socios en la central de cogeneración, pagando el porteo que estipula el reglamento. (25)

3.1.8 Ley General de Cambio Climático (LGCC)

Esta ley fue publicada en 2012 y tiene por objeto regular las acciones para la mitigación y adaptación al cambio climático; reducir la vulnerabilidad de la población y los ecosistemas del país frente a los efectos adversos del cambio climático, así como crear y fortalecer las capacidades nacionales de respuesta al

fenómeno; promover la transición hacia una economía competitiva, sustentable y de bajas emisiones de carbono. A través de:

- El diseño y promoción de instrumentos económicos y fiscales para incentivar la reducción de emisiones y la participación de actores públicos y privados en la materia;
- La creación de esquemas de participación de sectores como el privado, el académico y el social en el diseño y evaluación de la política climática;
- El establecimiento de metas de reducción de emisiones del 30% al 2020 y del 50% al 2050; así como de las metas de participación de energía limpia en 35% al 2024; y la promoción de la reducción de los subsidios a los combustibles fósiles como mecanismo para incentivar la participación de la energía renovable;

La LGCC establece como objetivos de las políticas públicas, promover la participación de energías limpias entre ellas la cogeneración eficiente, desarrollar y aplicar incentivos a la inversión (tanto pública como privada) en la generación de energía derivada de fuentes renovables y tecnologías de cogeneración eficiente con el objetivo de reducir los gases de efecto invernadero. Asimismo, desarrollar políticas y programas que tengan por objeto la implementación de cogeneración eficiente que permitan la reducción de GEIs y la dependencia de México de los hidrocarburos como fuente primaria de energía. (26)

3.1.9 Ley de la Industria Eléctrica (LIE)

En diciembre de 2013, se aprobaron las reformas al sector energético mexicano, permitiendo la apertura a la inversión privada y la competencia del petróleo, gas y generación eléctrica, otorgando mayor independencia financiera y corporativa a PEMEX y CFE llamadas empresas productivas del estado con lo que se espera mayor desarrollo del potencial de cogeneración en el país.

La Ley de la Industria Eléctrica conforma un mercado privado donde CFE y los generadores privados competirán por los clientes en el servicio de la electricidad, a través del nuevo régimen legal, se va a poder participar en un mercado eléctrico mayorista haciendo diferentes operaciones, y a tomar contratos de opción de

venta de energía que comprarla en firme según convenga a las necesidades de los consumidores.

Los generadores tendrán un contrato de interconexión con el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) para transmitir esa energía y otro de transmisión para llevarla a los puntos de consumo usando la misma red de transmisión y distribución que tiene la empresa del Estado.

Las Centrales Eléctricas con capacidad ≥ 0.5 MW y las Centrales Eléctricas de cualquier tamaño representadas por un Generador en el Mercado requerirán de un permiso otorgado por la CRE para generar energía eléctrica.

Los titulares de las Centrales que no requieran y no obtengan un permiso se denominarán Generadores Exentos y sólo podrán vender su energía eléctrica y Productos Asociados a través de un Suministrador.

La Secretaría de energía (SENER) por su parte tendrá las facultades de establecer, conducir y coordinar la política energética del país en materia de energía eléctrica; Dirigir el proceso de planeación y la elaboración del Programa de Desarrollo del SEN; Establecer los criterios para el otorgamiento de los Certificados de Energías Limpias para fomentar el desarrollo de las energía renovables; Vigilar la operación del Mercado Eléctrico Mayorista y las determinaciones del CENACE, entre otras. (27)

3.2 Instituciones gubernamentales del sector energético mexicano

La Secretaría de Energía (SENER) tiene a su cargo la política nacional energética y encabeza el sector gubernamental del cual forman parte las cuatro instituciones federales con atribuciones en el tema de cogeneración, cuyo papel se explica a continuación.

3.2.1 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 cuenta con autonomía técnica y operativa y tiene por objeto promover la eficiencia energética

y constituirse como órgano de carácter técnico en materia de aprovechamiento sustentable de la energía.

La CONUEE busca promover la cogeneración de energía en usuarios industriales de alto consumo energético, mediante las siguientes líneas de acción:

- Difundir las ventajas de la cogeneración, resaltando los beneficios y la factibilidad de proyectos en empresas de alto consumo energético, incluyendo las del sector energético, y
- Promover la coordinación entre los actores del sector para lograr la ejecución de proyectos de cogeneración. (23) (28)

3.2.2 Comisión Reguladora de Energía (CRE)

En 1995, con la expedición de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía (LCRE), se estableció a la Comisión Reguladora de Energía (CRE) como un órgano administrativo desconcentrado de la Secretaría de Energía, que cuenta con autonomía técnica, operativa, de gestión y de decisión. La CRE es la entidad reguladora en materia de energía eléctrica y le corresponde otorgar y revocar los permisos y autorizaciones para generación de energía eléctrica que realicen los particulares, donde se encuentra la modalidad de cogeneración.

A partir de la entrada en vigor de la LAERFTE, la CRE tiene la atribución de expedir las normas, directivas, metodologías y demás disposiciones administrativas que regulen la generación de energía eléctrica con sistemas de cogeneración, de acuerdo con las definiciones del Artículo 36, Fracción II de la LSPEE, siempre y cuando dichos sistemas cumplan con los criterios de eficiencia que para tal efecto establezca la CRE.

Adicionalmente, el Reglamento de la LAERFTE, señala que la CRE expedirá los criterios, metodologías y directrices a que se sujetarán los modelos de contrato, procedimientos de intercambio de energía y sus correspondientes sistemas de compensaciones para proyectos de cogeneración eficiente. (21), (25)

3.2.3 Comisión Federal de Electricidad (CFE)

Con base en la LSPEE, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) es un organismo público descentralizado del Gobierno Federal con personalidad jurídica y patrimonio propio que tiene la facultad de generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer toda la energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público de energía eléctrica dentro del territorio nacional. El servicio público de energía eléctrica comprende:

- La planeación del Sector Eléctrico Nacional (SEN).
- La generación, conducción, transformación, distribución y venta de energía eléctrica.
- La realización de todas las obras, instalaciones y trabajos que requieran la planeación, ejecución, operación y mantenimiento del SEN.

A pesar de que la cogeneración en sí misma no está considerada como servicio público, la LSPEE prevé que la planeación del SEN, la conducción, transformación, distribución, venta de energía eléctrica y la realización de todas las obras, instalaciones y trabajos que requieran la planeación, ejecución, operación y mantenimiento del SEN corresponden a la Nación. Por lo anterior, además de generar energía eléctrica para el suministro de los usuarios, la CFE debe realizar la interconexión de los sistemas de cogeneración al SEN y el proporcionar servicios de transmisión para la energía eléctrica generada en estos sistemas. (21)

3.2.4 Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)

La Ley de la Industria Eléctrica establece que el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) es un organismo público descentralizado de la Administración Pública Federal, sectorizado a la Secretaría de Energía que tendrá a su cargo el Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional, la operación del Mercado Eléctrico Mayorista y el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución.

El CENACE como Operador Independiente del Sistema promueve la eficiencia en la programación y desarrollo de proyectos de generación, por lo que la reforma daría lugar a una generación eficiente, limpia y económica, donde habría lugar para un mercado competitivo de energía y capacidad.

Una de las facultades principales del CENACE es operar el Mercado Eléctrico Mayorista en condiciones que promuevan la competencia, eficiencia e imparcialidad, mediante la asignación y despacho óptimos de las Centrales Eléctricas así como de los programas de importación y exportación para satisfacer la demanda de energía del Sistema Eléctrico Nacional.

A su vez, el CENACE es responsable de formular los programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista, que forman parte del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional y que serán autorizados por la Secretaría de Energía (SENER). (27), (29)

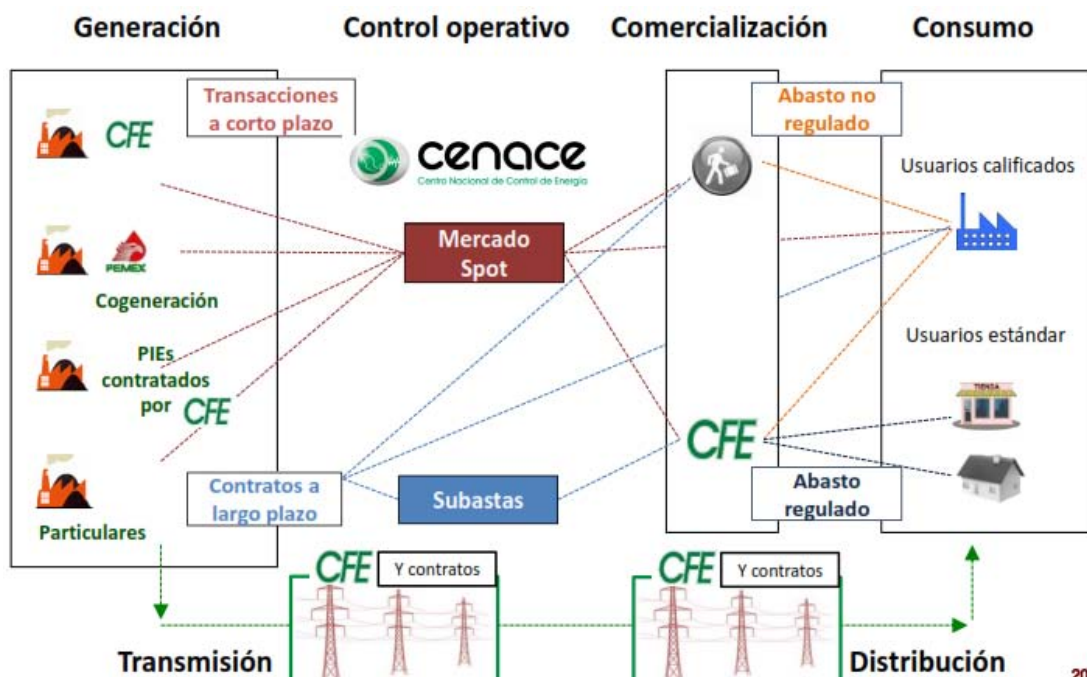


Figura 3.1 Operación del mercado eléctrico mayorista (30)

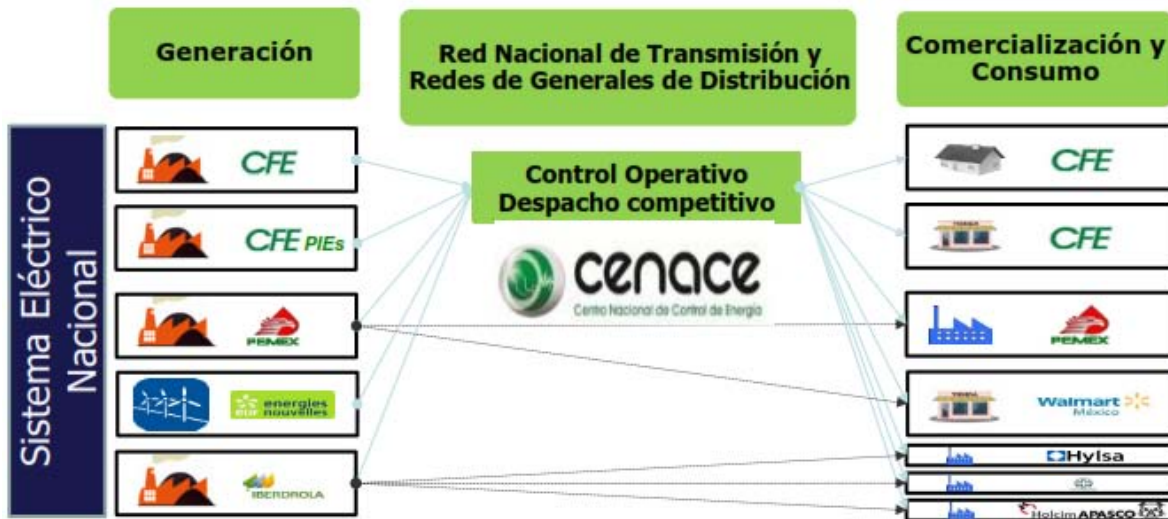


Figura 3.2 CENACE controla el mercado eléctrico mayorista (30)

3.3 Permiso de cogeneración

Cualquier persona interesada en obtener un permiso bajo la modalidad de cogeneración debe cumplir con alguna de las tres formas de producir la energía eléctrica definida por la LSPEE, esto es, ya sea en forma conjunta con energía térmica, a partir de energía térmica no aprovechada en un proceso previo, o a partir del uso de combustibles producidos en un proceso previo y además con las siguientes condiciones:

- La energía eléctrica generada se destine a satisfacer las necesidades de instalaciones consideradas como establecimientos asociados a la cogeneración, entendidos como tales las instalaciones de las personas físicas o morales que:
 - Lleven a cabo los procesos de cogeneración, esto es, que utilicen o produzcan el vapor, la energía térmica o los combustibles que se utilizarán para generar energía eléctrica;
 - Sean copropietarios de las instalaciones o socios de la sociedad constituida para desarrollar el proyecto de cogeneración.
- Se incremente la eficiencia energética y económica de todo el proceso y la primera sea mayor a la obtenida en las plantas de generación convencionales

-
- El cogenerador se obligue a poner sus excedentes de producción de energía eléctrica a disposición de la CFE.

La entrega de excedentes de producción al suministrador se sujetará a las reglas de despacho y operación del SEN que establezca la CFE.

Algo importante a considerar para la solicitud de un permiso de cogeneración de energía eléctrica, es que en el proceso de cogeneración se distinguen dos figuras principales, el operador del proceso que da lugar a la cogeneración y los Establecimientos Asociados, no es necesario que el Permisionario sea el operador del proceso. (31)

3.3.1 Proceso para solicitar un permiso de cogeneración

El proceso para solicitar un permiso de cogeneración de energía eléctrica con la CRE, en base al Reglamento de la LSPEE, indica que el primer paso es llenar el formato de solicitud de permiso de cogeneración de energía eléctrica con clave CRE-DGE-002, publicado en marzo de 2006, así como los documentos que deben adjuntarse a dicha solicitud.

Una vez entregadas las solicitudes a la CRE y siendo éstas aceptadas para su trámite, la CRE las examinará en un plazo de diez días hábiles contados a partir de la fecha de su presentación. Posteriormente, ésta las enviará a la CFE para que en un plazo máximo de treinta días hábiles emita su opinión técnica. Es importante mencionar que la CRE no está obligada a tomar en consideración la opinión de la CFE. Por otro lado, en caso de que la CRE lo estime necesario, podrá solicitar al interesado las aclaraciones y elementos adicionales para la integración del expediente, así como la memoria técnico-descriptiva y justificativa del proyecto a desarrollar.

Una vez que se obtenga dicha información, la CRE resolverá dentro de los 30 días hábiles siguientes mediante resolución si otorga o no el permiso de cogeneración de energía eléctrica (art. 84 Reglamento LSPEE).

Como se mencionó previamente, los permisos bajo la modalidad de cogeneración pueden expedirse a una persona distinta del operador del proceso que da lugar a la cogeneración (art. 106 Reglamento LSPEE), para lo cual, será necesario exhibir

el convenio celebrado entre las partes o haber constituido una sociedad que llevará a cabo el proyecto.

En caso de que los Establecimientos Asociados a la cogeneración, sean copropietarios de las instalaciones de la central de cogeneración, el permiso se otorgará a todos los interesados, quienes designarán un representante común con facultades suficientes para actuar en su nombre (art. 79 Reglamento LSPEE).

3.3.2 Obligaciones del Permisionario

Además de cumplir con la legislación aplicable, los Permisionarios tienen las obligaciones generales siguientes:

- Notificar a la CRE la fecha en que las obras de sus instalaciones hayan sido concluidas, dentro de los quince días hábiles siguientes a la terminación de las mismas;
- Operar y mantener sus instalaciones y equipos de forma tal que no constituyan peligro alguno para el propio Permisionario o para terceros;
- Una vez que inicie la operación de las instalaciones y exclusivamente con fines estadísticos, informar trimestralmente a la CRE mediante el formato de Informe Estadístico de Operación Eléctrica de Permisionarios de Autoabastecimiento, Cogeneración, Pequeña Producción, Exportación o Usos Propios Continuos, con clave CRE-DFE-007a, publicado en el DOF el 17 de marzo de 2006, el tipo y volumen del combustible utilizado, la cantidad de energía eléctrica generada, especificando la parte utilizada para la satisfacción de necesidades propias del Permisionario y la entregada a la CFE;
- No vender, revender o enajenar por ningún título, directa o indirectamente, capacidad o energía eléctrica, salvo que se trate de algún establecimiento asociado a la cogeneración autorizado por la CRE como tomador de la energía eléctrica generada en dicha planta;
- Presentar de manera anual ante la CRE el comprobante de pago de derechos por la supervisión de los permisos de generación de energía eléctrica. (31)

3.3.3 Exportación a través proyectos de cogeneración

La exportación de energía eléctrica derivada de la cogeneración, está sujeta al cumplimiento de La legislación aplicable. Además de la solicitud, el interesado debe anexar el contrato de compraventa o carta de intención correspondiente del comprador en el extranjero de la energía eléctrica generada.

En el artículo 118 del Reglamento LSPEE se menciona que el Permisionario bajo la modalidad de exportación no podrá enajenar dentro del territorio nacional la energía eléctrica generada, salvo que obtenga permiso de la CRE para cambiar el destino de la misma. Así mismo, En la evaluación de las solicitudes para los permisos bajo la modalidad de exportación, la CRE considerará los requerimientos de abastecimiento de energía eléctrica dentro del territorio nacional, así como el tipo de combustible a utilizarse (artículo 116 a 119 Reglamento LSPEE).

3.4 Cogeneración Eficiente

Con base a la Fracción II del Artículo 36 de la LSPEE, la cogeneración eficiente se define como la generación de energía eléctrica siempre que el proceso tenga una eficiencia superior a la mínima establecida por la CRE, en donde el criterio de eficiencia mínima (η min) aumenta de acuerdo a la capacidad de generación del sistema, como se muestra en la tabla 5.

Tabla 3.1 Requisitos de eficiencias para varias capacidades (32)

Capacidad del sistema de cogeneración	% η min
0.03 < Capacidad MW < 0.5	5
0.5 \leq Capacidad MW < 30	10
30 \leq Capacidad MW < 100	15
Capacidad MW < 100	20

Para los Sistemas con capacidad igual o menor a 30 MW instalados a una altura superior a 1500 metros sobre el nivel del mar, generando con motores de combustión interna o con turbinas de gas, el requerimiento de eficiencia mínima será el siguiente:

Tabla 3.2 Requisitos de eficiencias a capacidades menor o igual a 30MW

Capacidad del sistema de cogeneración	η_{\min} %
$0.03 < \text{Capacidad MW} < 0.5$	2
$0.5 \leq \text{Capacidad MW} < 30$	5

Estos valores fueron establecidos por la CRE tomando como referencia los valores de eficiencia mínima para centrales de cogeneración utilizados en otros países. En la mayoría de los países utilizados como comparación, la eficiencia de los sistemas de cogeneración es dependiente del tipo de tecnología o el tipo de combustible utilizado, mientras que en México es independiente tanto del tipo de tecnología como del tipo de combustible.

El criterio mínimo de eficiencia establecido por la CRE se calcula como la energía eléctrica adicional que se genera en un sistema de cogeneración a partir de la misma cantidad de combustible que se utilizaría en un sistema convencional eficiente.

La CRE ha publicado una serie de documentos de orientación para ayudar a evaluar los beneficios de la cogeneración y acelerar su despliegue - la metodología para calcular (que la eficiencia energética de las unidades de cogeneración (2011) y las normas para determinar Cogeneración Eficiente (2012), junto con la Guía general para la acreditación de las unidades de cogeneración como cogeneración eficiente (2012). (32)

3.4.1 Acreditación de un sistema de cogeneración como de “cogeneración eficiente”

La CRE expidió la metodología para calcular la eficiencia de los sistemas de cogeneración de energía eléctrica y los valores mínimos de eficiencia que deben cumplir para ser acreditados como sistemas de cogeneración eficiente. Sin embargo, estos instrumentos de regulación no establecen la forma en que se deberán medir las principales variables energéticas (energía eléctrica E, combustible F y energía térmica H) en sitio. Por ello, en septiembre de 2012 publicó, las Disposiciones que establecen:

-
- El procedimiento que deberán seguir los Permisionarios para acreditar sus sistemas de cogeneración de energía eléctrica como de cogeneración eficiente.
 - El perfil profesional y los atributos que deben cumplir las personas interesadas en ser autorizadas por la CRE como Personas Autorizadas para realizar las mediciones de las variables energéticas E, F y H en el sistema de cogeneración de energía eléctrica.
 - El procedimiento de medición de variables que deberán seguir las Personas Autorizadas.

Dado el caso que un Permisionario requiera acreditar su sistema de cogeneración como de cogeneración eficiente, necesitará en primera instancia, contratar a una Persona Autorizada por la CRE para que ésta realice la medición de variables energéticas, E, F y H. Una vez realizada la medición de variables energéticas en el sitio, la Persona Autorizada deberá entregar al Permisionario el formato técnico llenado con ésta información. Finalmente, el Permisionario deberá entregar a la CRE la “solicitud del permisionario de cogeneración de energía eléctrica para obtener la acreditación como de cogeneración eficiente” con clave CREDGEER-011, consistente en el formato técnico acompañado por los documentos anexos que en ésta se solicitan para en su caso, obtener la acreditación de cogeneración eficiente.

De lo anterior, una vez que la CRE reciba la documentación mencionada, se encargará de revisarla y evaluarla utilizando la Metodología y los Criterios. En caso de que a través de las mediciones de las variables energéticas entregadas por el Permisionario se demuestre que su sistema de cogeneración de energía eléctrica cumple con los criterios mínimos, la CRE le otorgará la acreditación de cogeneración eficiente. (31) (32)

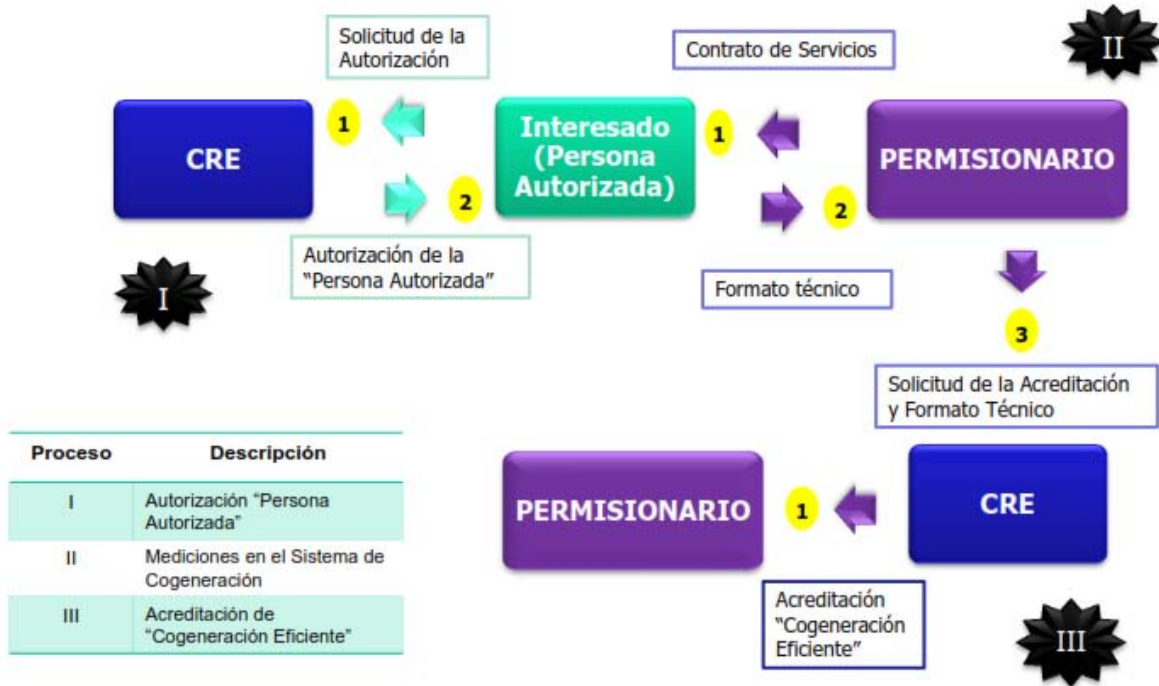


Figura 3.3 Procedimiento de acreditación de cogeneración eficiente (30)

3.4.2 Vigencia de la acreditación

La acreditación de cogeneración eficiente es emitida por la CRE a través de una Resolución, la cual tendrá una vigencia de hasta cinco años, sujeta a la capacidad autorizada en el permiso y de conformidad con lo establecido en las Disposiciones de la siguiente forma:

Tabla 3.3 Vigencia de la acreditación de cogeneración (32)

Capacidad	Vigencia
0.03 - 0.5 MW	5 años
0.5 – 30 MW	3 años
30 – 100 MW	2 años
>100 MW	1 año

Al vencimiento de la acreditación de cogeneración eficiente, el Permisionario deberá solicitar a la CRE la renovación correspondiente, considerando los Criterios de eficiencia que se encuentren vigentes en ese momento.

Las Disposiciones consideran la acreditación de sistemas de cogeneración de energía eléctrica en función del tiempo en operación:

- Sistemas de cogeneración que ya se encuentran en operación al momento de solicitar la acreditación de cogeneración eficiente, y que cuentan con mediciones de E, F y H históricas, donde aplica el procedimiento hasta ahora mencionado.
- Sistemas de cogeneración cuyas obras están por iniciar o en proceso de construcción, donde, las Disposiciones prevén la acreditación como cogeneración eficiente antes del inicio de la operación del sistema a partir de datos de diseño. En estos casos, el Permisionario deberá presentar dentro de los seis meses siguientes al inicio de la operación de su sistema de cogeneración, la información requerida de conformidad con el procedimiento mencionado en este apartado, con la cual sustente que cumple con los criterios mínimos de eficiencia. (31) (32)

3.5 Beneficios asociados a la cogeneración eficiente

La acreditación de un sistema de cogeneración como de cogeneración eficiente, le permite al Permisionario acceder a los beneficios que diversos instrumentos regulatorios le conceden a las energías renovables, mismas que se describen a continuación:

3.5.1 Incentivos Arancelarios

La importación definitiva de los equipos anticontaminantes y sus partes que se clasifican bajo la fracción arancelaria 9806.00.02 publicado en el DOF por las Secretarías de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) y la Secretaría de Economía (SE) en octubre de 2007 están exentos de arancel, de conformidad con la tarifa de la Ley de los Impuestos Generales de Importación y Exportación (LIGIE).

En el artículo 3 de la fracción arancelaria se consideran como equipos anticontaminantes del aire:

-
- Equipos para control de emisiones de gases o de vapores: columnas de absorción, condensadores, post-quemadores de gases con o sin recuperación de calor, entre otros.
 - Sistemas y equipos diversos para la reducción o el control de emisiones de contaminantes del aire, como son: Quemadores de bajo NOx, precalentadores de aire, sistemas de recuperación de azufre proveniente de gases ácidos en refinerías y plantas, etc.
 - Equipos de muestreo, monitoreo y registro de emisiones en fuentes fijas o móviles: equipo periférico para chimeneas o ductos y sus calibradores, calderas y calentadores para el aprovechamiento de gases residuales combustibles, e Intercambiadores de calor y economizadores para ahorro de energía, detectores de fugas, entre otros.

La importación definitiva de estos equipos está sujeta a la obtención de un permiso previo de la SE, de conformidad con el Acuerdo que establece los lineamientos para otorgar el permiso previo de importación de equipo anticontaminante y sus partes, sujetos a incentivo arancelario. (33)

3.5.2 Banco de energía.

Permite el intercambio de energía para reducir el problema de la intermitencia en la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, esto se realiza aprovechando al máximo la energía eléctrica producida para después intercambiarla en aquellos periodos en los que sea insuficiente la generación propia. Es un mecanismo de intercambio de energía entre la CFE y el Permisionario de cogeneración cuyo sistema cuenta con la acreditación de cogeneración eficiente, el cual funciona como se explica a continuación:

La energía sobrante del Permisionario en un mes dado para alguno de los periodos horarios, podrá ser vendida a la CFE en el mismo mes que se generó al 85 % del CTCP, o acumulada para su venta en meses posteriores. Si el Permisionario no informa a la CFE su deseo de vender la energía sobrante, se entenderá que éste ha elegido acumular la energía como energía sobrante para su venta o compensación en meses posteriores.

De lo anterior, la energía faltante del Permisionario en el mes de facturación se compensará primero con la energía sobrante generada durante el mismo mes. El Permisionario contará con un periodo de doce meses móviles para almacenar la energía sobrante en el banco de energía.

Si después de efectuar la compensación descrita en el contrato, el permisionario contara con energía sobrante, éste podrá venderla a la CFE o utilizarla para compensar energía faltante en meses posteriores. La energía faltante se compensará también con energía sobrante entre distintos periodos horarios. (31)

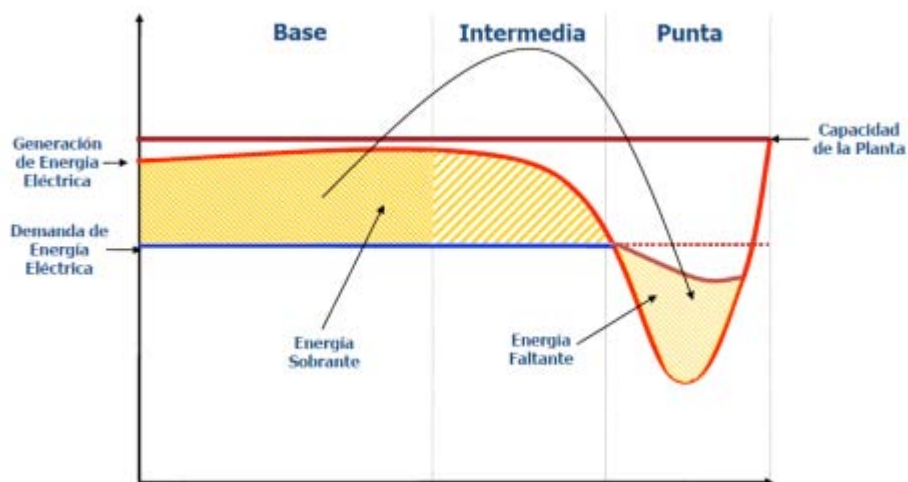


Figura 3.4 Representación gráfica del funcionamiento del banco de Energía (30)

3.5.3 Reconocimiento de la Potencia

Consiste en el reconocimiento de la capacidad aportada por la central de cogeneración en las horas de mayor demanda al SEN, con esto el Permisionario que cumpla con el criterio de eficiencia establecido por la CRE, puede disminuir la facturación eléctrica de sus cargas en lo relativo a los cargos por demanda facturable del servicio público.

En el Anexo F-RC, sección II, II.4 inciso "v" para Cogeneradores Eficientes del "Contrato de Interconexión", se especifica que la Potencia Autoabastecida Total del Permisionario se calculará como el promedio de las potencias medidas en el Punto de Interconexión que se hayan presentado en los 12 intervalos de medición

incluidos dentro de las tres horas de máxima demanda para todo los días laborales del mes en cuestión.

Se determinará la Potencia Autoabastecida en cada Punto de Carga, repartiendo proporcionalmente dicha potencia autoabastecida total del permisionario de acuerdo a los factores de distribución fijados por él mismo.

Así mismo, el cogenerador eficiente podrá establecer los medidores y equipos necesarios con la capacidad de efectuar la medición neta entre la energía eléctrica evacuada por la CFE y la entregada por el Permisionario a la CFE. Los medidores a instalar tendrán la capacidad de registrar la energía entrante y saliente en el punto de interconexión, así como de efectuar la medición neta en cada sub-intervalo de cinco minutos. (34)

3.5.4 Modelos de contratos y convenios para sistemas de cogeneración eficiente.

En los modelos de contratos de interconexión que son aplicables a proyectos de generación de energía eléctrica a partir de energías renovables o cogeneración eficiente con capacidad instalada mayor a 0.5 MW, la CFE se compromete con el Permisionario a:

- i. Recibir toda la energía al momento de la generación;
- ii. Regresar a solicitud del Permisionario la energía que éste haya generado y entregado a la red del SEN (banco de energía);
- iii. Pagar al Permisionario, en caso de emergencia, 1.5 veces la tarifa aplicable por la energía eléctrica entregada; y
- iv. Realizar la medición neta de la potencia autoabastecida (31)

3.5.5 Cargos por servicios de transmisión

Este esquema establece que el cargo por Servicio de Transmisión para los permisionarios de cogeneración eficiente, se hará de acuerdo a los Niveles de Tensión de la infraestructura de conducción requerida, considerando un esquema de trayectoria radial que determine los Niveles de Tensión a utilizar. De esta forma, los proyectos pueden conocer anticipadamente dichos costos y realizar una

planeación de su inversión a largo plazo. Los cargos por Servicios de Transmisión a octubre de 2012 se muestran a continuación:

Tabla 3.4 Cargos por niveles de transmisión a octubre de 2012 (30)

Nivel de tensión	Cargo
Alta tensión	0.03441 \$/kWh
Media tensión	0.03441 \$/kWh
Baja tensión	0.06882 \$/kWh

Para cada punto de carga, el cargo por el servicio de transmisión será el resultado de sumar los cargos para cada uno de los niveles de tensión requeridos. En ningún caso, el servicio de transmisión incluirá 2 o más veces el cargo por cada nivel de tensión. Los cargos se actualizan mensualmente de acuerdo a la inflación e incluyen los costos relacionados con el uso de la infraestructura, las pérdidas, los servicios conexos a la transmisión y el cargo fijo por administración del Convenio. (34)

3.5.6 Certificados de energía limpia (CEL's)

En la ley de la industria eléctrica se consideran la cogeneración eficiente, las renovables y la nucleoelectrica como parte de las energías limpias que deberán contribuir en la generación de energía eléctrica en un 35% tal como se establece en la ley general de cambio climático (LGCC). (20)

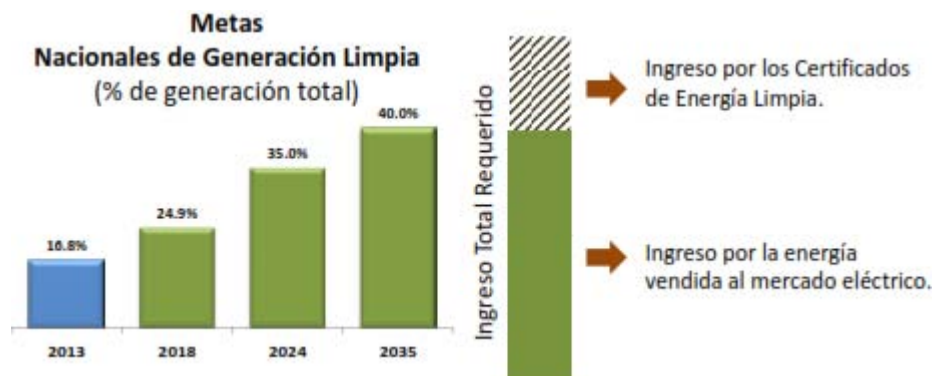


Figura 3.5 Certificados de energía limpia

La CRE otorgará y verificará los certificados que acreditan la producción de energía eléctrica a partir de energías limpias (CEL's) y que sirven para cumplir los requisitos asociados al consumo de los centros de carga. Los grandes consumidores y suministradores tendrán la obligación de adquirir CEL's en proporción a su consumo para cumplir las metas nacionales tal como lo establece la Secretaría de Energía, es decir, las metas y obligaciones se fijaran por el lado de la demanda, no solo en la generación.

Algunos beneficios de los CEL's se presentan a continuación:

- El mecanismo de CEL's permitirá la competencia entre distintas tecnologías
- Los generadores de energías limpias reciben certificados por su producción
- Los suministradores cumplen los requisitos comprando certificados
- El ingreso permite que los generadores cubran sus costos
- Los Certificados de Energías Limpias serán negociables a través del mercado de energía mayorista y podrán homologarse con instrumentos de otros mercados en términos de los convenios que celebre la Secretaría de Energía.

4 SITUACIÓN DE LA COGENERACIÓN EN EL MUNDO

La cogeneración, ya sea para aplicaciones industriales, edificios o integradas a redes que proveen calefacción en distritos urbanos, ofrece a los desarrolladores grandes beneficios tanto energéticos como ambientales a un bajo costo comparado con otras alternativas. Sin embargo, las políticas de promoción implementadas en distintos países no han conseguido explotar el gran potencial de cogeneración, 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, se ha estancado 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, la mayor parte correspondiendo a sistemas de calefacción urbana (Dinamarca, Finlandia, Rusia, Letonia y Holanda). En un segundo grupo de países, esta participación se encuentra en el rango del 10% al 20% (Hungría, Polonia, República Checa, Austria, China y Alemania). (7)

En este capítulo, se muestra como que el éxito en la implementación y la aplicación extendida de la tecnología de cogeneración en varios países es debido a la aplicación de buenas políticas energéticas con objetivos de largo plazo, diseñadas y ejecutadas en forma coordinada por diversos departamentos gubernamentales, así como de incentivos que hacen atractivas las inversiones para el desarrollo de las energías renovables y la eficiencia energética.

4.1 Unión Europea

En Europa existe una directiva para la promoción de la cogeneración donde los estados miembros establecen sus propios potenciales de cogeneración y se les facilita 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. (35). Entre 2007 y 2011 se produjo un aumento moderado de la potencia instalada de unidades de cogeneración en el Reino Unido. Claramente, la mayor parte de la potencia instalada corresponde al rango de más de 10 MW de potencia instalada para el dimensionamiento de la planta, alcanzando la potencia total instalada en este rango 5 GW_e en 2011. La potencia total instalada de todas las unidades de cogeneración ascendió ese mismo año a unos 6,1 GW. A pesar de su menor contribución a la potencia total instalada, el mercado de la microcogeneración (definida en el Reino Unido como < 50 kW_e) y pequeña cogeneración (definida en el Reino Unido como < 1 MW_e e) es más dinámico que el mercado de la cogeneración a gran escala, habiendo crecido aquel en 2011 un 18 % en relación con 2010. (36)

4.1.1 Dinamarca

Durante la crisis del petróleo de los años 70's, cerca del 90% de la energía que consumía Dinamarca provenía de las importaciones de petróleo. Entonces, 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 mejor alternativa.

Dinamarca se ha convertido en el líder en cogeneración a nivel mundial y en 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.

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 y 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. (35)

4.1.2 Alemania

En Alemania el precio elevado de la electricidad impulso medidas que fomentan la eficiencia energética y la cogeneración. El mercado eléctrico alemán actualmente funciona bajo un modelo de banco de Energía, la cual está establecida como una institución pública bajo la supervisión del Ministerio de Economía, que permite el intercambio de energía con otros países. El mercado opera en base a contratos bilaterales con un proceso de subastas, con una multitud de opciones de negociación dependiendo de los periodos de tiempo, demandas de energía e inmediatez de la operación.

En 2005 se creó la Agencia Federal de la Red o “Bundesnetzagentur (BNA)”, para garantizar condiciones de seguridad, costo-eficiencia y medioambientales para los distribuidores y comercializadores locales.

En 2008 se propuso una nueva ley de cogeneración con el objetivo de duplicar su contribución en 25% para el año 2020. En esta ley se obliga al operador a tomar la energía del cogenerador con prioridad de despacho (equivalente a las energías renovables), traspasando los costos a los usuarios finales y bonos que van de los 1.5 a los 5 centavos de euro por kWh, siempre y cuando se obtenga una licencia

que opera bajo un estricto reglamento, y se cumpla con el estándar de “Cogeneración de Alta Eficiencia”.

Existen, además, diversas políticas federales y locales que promueven el desarrollo de la cogeneración, entre las que resaltan las siguientes:

- Exención al ECOTAX: Los combustibles utilizados por la plantas de cogeneración están exentos del impuesto de uso de combustibles, creando un claro incentivo para el remplazo de sistemas térmicos convencionales por cogeneración.
- Ley de Energías Renovables (EEG 2008): Bajo esta ley se entrega un bono de 3 céntimos de Euro/kWh por 20 años para plantas cogeneratoras a base de biomasa.
- Tratado de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero: Este tratado establece la obligatoriedad de reducir en 15% las emisiones en los sistemas de generación convencionales, pero para las plantas de cogeneración es del 1.5%. (35)

A finales de 2010, la cogeneración (a pequeña y gran escala) contribuía en alrededor de un 15,4 % (89,9 TWh) al total de electricidad generado en Alemania. En comparación con 2002, año en el que se produjeron 76 TWh mediante cogeneración, esto supone un aumento moderado. En 2010, gran parte de la electricidad cogenerada (53 TWh) fue inyectada a la red eléctrica pública. 27 TWh se aprovecharon para el autoabastecimiento en el sector industrial.

En los últimos ocho años la micro y pequeña cogeneración ha experimentado en Alemania un crecimiento incluso más dinámico que la cogeneración a gran escala. En 2010 se produjeron 3,5 TWh en unidades de cogeneración con combustibles fósiles y una potencia instalada inferior a 1 MWe. Se calcula que el total de electricidad generada en 2010 en unidades de cogeneración por biogás alcanzó 15,6 TWh, con un calor producido en esas unidades entre 5,8 y 7,6 TWh. (36)

4.1.3 Holanda

En Holanda, un 60% del calor producido en cogeneración es utilizado en el sector industrial. El crecimiento de la cogeneración se produjo a partir de políticas

energéticas como el Acta de Electricidad de 1989, que otorgó un feed-in tariff para la electricidad producida en cogeneración, permitiendo a las empresas distribuidoras producir su propia electricidad, con una capacidad máxima de 25 MW por planta. Posteriormente, el Acta de Electricidad de 1998 elimina las tarifas preferenciales en transmisión y el feed in tariff, situación que reduce el mercado de cogeneración. Así las autoridades en 2001 reintroducen el feed-in tariff.

En 2003, comienza a regir el sistema de permisos y comercio de emisiones de gases de efecto invernadero. En estos, el sector eléctrico posee una cota máxima de emisiones de CO₂ que están autorizados a emitir, la cual se reduce en el tiempo. En 2006, las restricciones de emisiones de CO₂ y los incentivos económicos permitieron recuperar el mercado de la cogeneración en Holanda y cerca del 29% de la electricidad total fue producida por cogeneración.

En el año 2008, el gobierno retiró el feed-in tariff a la cogeneración con combustibles fósiles, ya que consideró que el sistema de cuotas de emisiones ha permitido que estas plantas sean competitivas con las tecnologías convencionales. Sin embargo la inversión en nuevos proyectos de cogeneración cayó fuertemente y las políticas Holandesas de los últimos años han sido débiles e inconsistentes.

(35)

4.1.4 España

La mayoría de los proyectos de cogeneración en España se estableció en los años 1990. En 2003 disminuyó el número de plantas de cogeneración instaladas, debido al incremento de los precios del gas natural y el decaimiento del sistema tarifario. El Real Decreto 661/2007 mejoró las condiciones económicas para la cogeneración y la trigeneración en el país. Pero como consecuencia de los elevados costos del sistema energético resultantes de las tasas pagadas para las energías renovables y la cogeneración, así como de la necesidad de reducir el gasto público a raíz de la crisis financiera, el 27 de enero de 2012 se suspendió el apoyo (incluido a la cogeneración y las energías renovables) del decreto mencionado. Para 2013 está previsto un Real Decreto adaptado del gobierno español para fomentar la cogeneración. Desde la entrada en vigor del Real

Decreto 661/2007, los proyectos de cogeneración nuevos sólo son económicamente viables si toda la electricidad generada se utiliza para el autoabastecimiento, pues los precios pagados por la electricidad inyectada a la red en la mayoría de los casos no son suficientemente elevados como para garantizar la viabilidad económica de la cogeneración y la trigeneración.

A finales de 2011 se registraron en España 831 unidades de cogeneración con una potencia total instalada de 6.095 MWe. Ese mismo año se vertieron a la red 23.658 GWh procedentes de la cogeneración. Esta cifra equivale al 11,4 % de la demanda total de electricidad en España en 2011. El desarrollo de la micro y pequeña cogeneración y trigeneración en España fue impulsado por el Real Decreto 661/2007, a pesar de la actual supresión de los incentivos continúa en desarrollo (36)

4.2 América

4.2.1 Brasil

En Brasil cerca del 80% de la producción de electricidad es mediante hidroelectricidad y el potencial de cogeneración es a base de biomasa proveniente de desechos de los cultivos de caña de azúcar y la producción de alcohol. Este potencial, se estimaba ya en 4.000 MW en el año 2004.

Las políticas públicas para incentivar la cogeneración en Brasil, se han basado principalmente en mecanismos implementados a nivel internacional, entre los que destacamos los siguientes:

- Ley N° 9.074 (1995). Esta ley introduce los conceptos de Autoproducer y Productor independiente, al tiempo que establece el derecho de estos a vender la electricidad producida tanto a clientes libres (no sometidos a regulación de precios), como a las empresas concesionarias de distribución (reguladas por el Estado).
- Ley N° 10.848 (2004). Esta ley establece la obligación por parte de las empresas distribuidoras de adquirir una cuota equivalente al 10% de su

demanda proveniente de fuentes de generación distribuida, cargo que se traspasa a los consumidores.

- Programa para el incentivo de fuentes alternativas de energía eléctrica (PROINFA). Este programa busca incentivar un total de 3.300 MW de capacidad instalada en nuevas centrales de generación eléctrica consideradas alternativas o no convencionales, específicamente eólica, termoeléctrica a partir de biomasa (y por tanto cogeneración) y centrales hidroeléctricas de pequeña escala.

Aparte de todas estas leyes y del PROINFA, existen diversos subsidios y facilidades para optar a financiamiento a través del Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social (BNDES). (35)

4.2.2 Perú

La cogeneración en Perú se inició en el año 2003 a través de un proyecto de 10 MW destinado a abastecer de calor y electricidad a la Refinería La Pampilla, principal refinería del país y propiedad de Repsol. Este proyecto se abastecía en primera instancia de desechos de la producción de caña de azúcar, pasando posteriormente a operar con gas natural.

Para el año 2005, se publicó el Reglamento de Cogeneración. Este documento define los rendimientos mínimos por tipo de tecnología para que una central de cogeneración sea calificada como tal, asegura el libre acceso a las redes de transmisión y distribución y establece, además que el precio del gas natural aplicable a estas centrales debe de ser idéntico al ofrecido a las centrales convencionales que utilizan dicho combustible.

Esta última condición, de suministro asegurado y a bajo costo de gas natural, representa la principal estrategia del estado peruano para promover la cogeneración como tecnología de generación. (35)

4.2.3 Chile

Actualmente no existe un gran desarrollo del mercado de la cogeneración en Chile, sin embargo la política energética chilena está promoviendo la eficiencia energética y es en este campo las tecnologías de cogeneración son una alternativa factible.

El potencial de cogeneración en el país es de 832 MW, siendo la región metropolitana la que presenta una mayor capacidad de potencia, con 468 MW. Los sectores con mayor potencial de cogeneración son alimentos, petrolero y minería. En algunas plantas de cogeneración existentes se utiliza biomasa y biogás como combustibles.

En el sistema eléctrico chileno las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad dependen de las empresas privadas y el Estado realiza funciones de regulación, fiscalización y orientación de inversiones en generación y transmisión.

En Chile existen cuatro sistemas eléctricos independientes: el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), el Sistema Inter-conectado Central (SIC), el Sistema de Aysén y el Sistema de Magallanes.

Respecto al marco regulatorio, la Ley 20.257 promulgada en 2008 y su Reglamento Eléctrico de 1997 establecen:

- la acreditación anual de empresas eléctricas con capacidad instalada superior a 200 MW, mediante fuentes de energía renovable no convencionales (ERNC) conectados al sistema eléctrico chileno, su contribución es 5% en 2014 y se espera sea hasta del 10% para 2024.
- la exención de pagos para las empresas eléctricas siempre y cuando utilicen un combustible perteneciente a las energías renovables no convencionales ERNC, es decir, biomasa.

Además, los cogeneradores podrán integrar un Centro de Despacho Económico de Carga (DEC), y en consecuencia comercializar su energía, sólo si poseen una capacidad instalada de generación superior a 9 MW. Esto restringe la entrada de

estos actores al sistema ya que la gran mayoría de los potenciales cogeneradores se ubican en el rango de 0,1 - 5 MW. (35)

Durante el 2012, la Agencia de Eficiencia Energética Chilena (AChEE) creó el Programa de Fomento a la Cogeneración, que busca apoyar proyectos de cogeneración en la Industria y el desarrollo de tecnologías nacionales. A través de este programa, el año pasado se cofinanció el desarrollo de 14 anteproyectos de inversión y los años próximos se seguirá apoyando el desarrollo de este tipo de proyectos, en sus diferentes etapas. (37)

4.2.4 Argentina

El mercado de la cogeneración en Argentina está en desarrollo, la demanda es baja, no existe un estudio actualizado del potencial que ofrece la implantación de las tecnologías de cogeneración y sus ventajas técnicas y económicas.

El PRONUREE (Programa Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía), contempla el desarrollo de un plan de aprovechamiento del potencial para la cogeneración eléctrica en el mediano y largo plazo e implementar un marco regulatorio apropiado y fomentar la creación de nuevas empresas proveedoras de servicios energéticos en el país.

Los principales documentos donde se regulan las instalaciones de cogeneración son:

- Ley 24065/1992 sobre el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)
Regulación del MEM: Ley Marco Regulatorio - Decreto Reglamentario y Resoluciones de la autoridad de aplicación (Los Procedimientos).
- Resolución S.E.269/2008: Auto-generador Distribuido.

En el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) existen tres figuras diferenciadas a las que puede optar una instalación de cogeneración: el autogenerador, el cogenerador y el autogenerador distribuido. Un autogenerador es un consumidor de electricidad que genera energía eléctrica como producto secundario, siendo el propósito principal la producción de bienes y/o servicios; el cogenerador tiene como objeto la generación conjunta de energía eléctrica y vapor u otra forma de

energía para fines industriales, comerciales de calentamiento o de enfriamiento.
(35)

4.2.5 Estados Unidos

La promoción de la cogeneración en Estados Unidos se inició con la Public Utilities Regulatory Policies Act (PURPA) publicada en 1978, con el objetivo de reducir los consumos de petróleo brinda incentivos significativos a la tecnología de la cogeneración. Los rasgos principales de PURPA respecto a la cogeneración son las siguientes:

- a) Se eximen a los cogeneradores calificados de las estrictas regulaciones estatales y federales que se aplican a las Empresas de Servicios Eléctricos.
- b) Los cogeneradores calificados tienen el derecho de conexión a la red de una compañía de servicios eléctricos.
- c) Las Empresas de Servicios Eléctricos deben suministrar electricidad "stand by" o "back up" a los cogeneradores calificados bajo tarifas y políticas no discriminatorias.
- d) Se obligan a las Compañías de Servicios Eléctricos a comprar o vender electricidad del cogenerador calificado a tarifas justas y razonables. En el caso de compra, bajo el concepto de "costo evitado".
- e) La Comisión Regulatoria Federal de la Energía (FERC) y las Comisiones Regulatorias Estatales emitirán en el término de un año las normas de aplicación de la Ley.

La PURPA además fue complementada con otras acciones, tales como:

- Remuneración por los excedentes de energía inyectados a la red.
- Simplificación del proceso administrativo para conexión al sistema de gas natural.
- Depreciación acelerada para sistemas de cogeneración.

Con la aplicación de estas medidas la potencia instalada se incrementó de 12 GW en 1980 a más de 80 GW en el 2006, como se observa en la siguiente figura.

Figura 13: Capacidad acumulada de cogeneración en Estados Unidos (1950-2006).

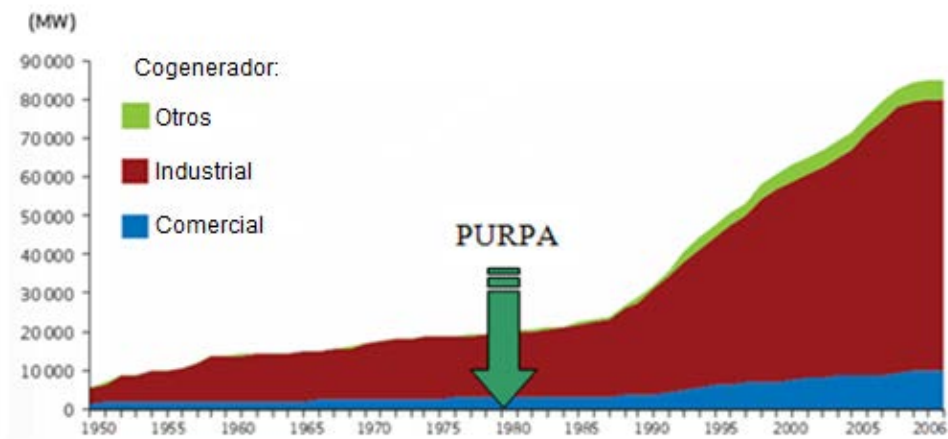


Figura 4.1 Capacidad acumulada de cogeneración por tipo de aplicación. (38)

Conforme a los aspectos ambientales, la PURPA incorporó beneficios tributarios para la cogeneración al considerarla energía renovable. Además, de manera independiente algunos estados han legislado sobre precios de venta y recompra, generando un escenario equitativo las empresas suministradoras de energía, que les asegura rentabilidades mínimas por el uso de su red que tienen los cogeneradores. (35) (39)

La exitosa experiencia norteamericana establece puntos clave para incentivar la cogeneración:

- Legislar precios bajos en combustibles, principalmente gas natural.
- Disponer de estándares para conexión a los sistemas de distribución, de manera confiable y segura, eliminando las incertidumbres.
- Regular tarifas para que la empresa suministradora tenga una rentabilidad por el uso de su red, y no bloquee proyectos de cogeneración.
- Viabilidad de proyectos de cogeneración por incentivos por reducción de emisiones.
- Definir políticas de incentivos tributarios claros, incluyendo mecanismos para depreciación acelerada.

4.2.6 México

La cogeneración en México está permitida por la legislación desde 1940, los sectores petrolero, azucarero y el de celulosa y papel fueron los primeros proyectos registrados bajo la modalidad de autoabastecimiento.

En 1992 se reformó la LSPEE y se expidió en 1993 el reglamento correspondiente con el objetivo de impulsar la expansión del sector eléctrico. Esta reforma permitió la participación del sector privado en la industria eléctrica en las actividades de cogeneración, autoabastecimiento, producción independiente y exportación e importación de energía eléctrica.

Así mismo, la creación de algunas instituciones desconcentradas de la Secretaría de Energía con autonomía técnica y operativa como son la CRE que regula los permisos en la industria eléctrica y la Conuee que promueve la eficiencia energética en el país, Cogenera México y algunos organismos internacionales como GIZ brindan apoyo para el desarrollo de la cogeneración.

Un estudio realizado por la CONUEE y la GIZ en 2009, muestra que el potencial total nacional de cogeneración dividido en tres sectores importantes: azucarero, de Pemex y de la industria en general es de 10,164 MW de los cuales Pemex se ubica como el mayor cogenerador del país con un potencial máximo con excedentes en la industria de 3,100 MW. En el año 2009 Pemex tuvo una capacidad total instalada de 1,896.05 MW, equivalente al 61.16% de su potencial teórico de 3,100 MW esto indica que falta explotar el potencial de cogeneración en Pemex y hacerlo extensivo en los demás sectores.

Actualmente la capacidad instalada de cogeneración en el país hasta septiembre del 2014 es de 3,694 MW tan solo se ha aprovechado el 36.34% del potencial máximo factible estimado de 10,164 MW, esto indica que a pesar de ser la cogeneración económicamente rentable y que en México se han dado grandes pasos en materia regulatoria y de promoción de la cogeneración existen barreras que frenan su desarrollo.

Se estima que los cambios a las reformas energéticas en 2013 que permiten la apertura a la inversión privada y la competencia del petróleo, gas y generación

eléctrica, la promoción e incentivos ambientales como económicos y la ampliación en las redes de distribución del gas natural permitan mayor desarrollo de proyectos de cogeneración.

4.3 Estrategias implementadas a nivel internacional para el desarrollo de la cogeneración.

El análisis de la información acerca de la cogeneración a nivel internacional, ha permitido identificar ciertos puntos en común en las estrategias implementadas en algunos países para el desarrollo de la cogeneración 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

4.3.1 Incentivos de tipo financiero y fiscal

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

- Apoyo en la inversión inicial: Se aplicaron esquemas de subsidios para reducir la inversión inicial así como esquemas fiscales de depreciación acelerada.
- Apoyos operativos: Esquemas donde el valor real de la energía generada por cogeneración se refleje 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 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.

➤ **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. 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.

4.3.2 Obligaciones para las empresas distribuidoras

Este mecanismo consiste en 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.

El valor de los certificados se rige por las leyes de oferta y demanda, pero el regulador fija 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. Este mecanismo se aplicó en Bélgica, Polonia y en Estados Unidos de Norteamérica se aplicó en 36 estados para la promoción de la cogeneración.

4.3.3 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. 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.

4.3.4 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.

4.3.5 Desarrollo de capacidades locales

Las políticas de promoción serán más efectivas si los usuarios potenciales cuentan con un mejor conocimiento de las aplicaciones y las tecnologías maduras de cogeneración para aplicarlas comercialmente. Es por ello que el desarrollo de capacidades locales se puede llevar delante 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. (7)

5 ANÁLISIS DE LA COGENERACIÓN EN MÉXICO

En este capítulo se presenta el análisis de la evolución que ha tenido la capacidad instalada de cogeneración hasta septiembre del año 2014. El análisis de los permisos en operación otorgados por la CRE muestra que las tecnologías de cogeneración que aportan mayor capacidad son la turbina de vapor y la turbina de gas. El mayor potencial de cogeneración se ubica en la zona noroeste y sureste del país, por el tipo de actividad económica y la disponibilidad del gas natural en la zona.

Así mismo se observa un aumento en el número de permisos de cogeneración entre 0.5-25 MW en los últimos años que corresponden a las pequeñas y medianas empresas del sector papelerero, químico, industrias diversas, comercio y alimentos quienes son un área de oportunidad para la implementación de sistemas de cogeneración eficiente.

5.1 Sistema Eléctrico Nacional (SEN)

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) está conformado por el sector público y aquella energía no suministrada al servicio público –privados-. El sector público se integra por la infraestructura de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y las centrales construidas por los Productores Independientes de Energía (PIE), los cuales entregan la totalidad de su producción eléctrica a la CFE para suministro en el servicio público.

Las modalidades de cogeneración, autoabastecimiento, usos propios continuos, pequeña producción, importación y exportación, conforman el otro grupo que es el autoabastecimiento, el cual cuenta con mayor capacidad y que considera a los sectores industrial, comercial y servicios. (40)

Con respecto a la cadena de valor, la infraestructura del SEN se conforma de las siguientes fases:

- Generación
- Transformación y transmisión en alta tensión

-
- Distribución en media y baja tensión
 - Ventas a usuarios finales

5.1.1 Consumo de energía eléctrica por sectores

Para el año 2012, el consumo nacional de energía eléctrica alcanzó 234,219 GWh, 2.1% mayor que el año anterior de los cuales 207,711 GWh corresponden a las ventas de energía eléctrica a partir de recursos de generación del servicio público, donde se incluye la energía generada por los productores independientes de energía y 26,508 GWh corresponden a la energía generada por los permisionarios de autoabastecimiento en las modalidades de cogeneración, usos propios continuos, pequeña producción e importación y exportación.

Las ventas de energía eléctrica en el país se concentran en los sectores: industrial, comercial, residencial, servicios y bombeo agrícola. Para el año 2012, las ventas fueron de 207,711 GWh, 2.7% superior que el año anterior.

Dentro de todos los sectores, el sector industrial presenta dos características que resaltan su participación en la demanda de electricidad: el alto consumo y la amplitud en los horarios de demanda. En el 2012, este sector consumió 58.6% del total de las ventas del servicio público, equivalente a 121,735 GWh, de los cuales 62.6% correspondieron a la empresa mediana y el restante 37.4% a la gran industria; es decir 76,201 GWh y 45,525 GWh, respectivamente.

El segundo lugar en ventas fue el sector residencial, con 25.4% del total; sus ventas equivalieron a 52,771 GWh, 266 GWh mayor que 2011. Para el sector comercial las ventas registradas fueron de 14,001 GWh y en el sector servicios fueron de 8,388 GWh. En conjunto, estos sectores representan 10.7% del total de las ventas; el restante 5.2% correspondió al bombeo agrícola, reportando ventas de 10,816 GWh tal como se muestra en la Figura 5.1

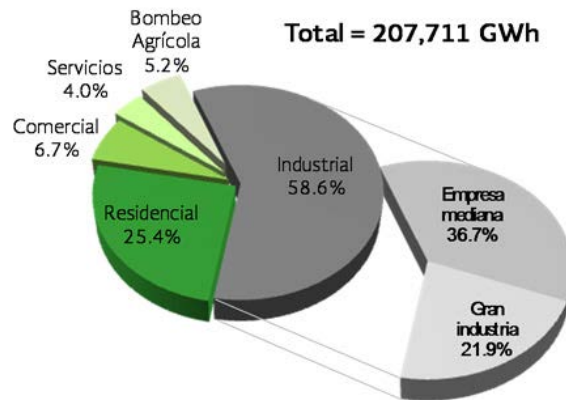


Figura 5.1 Ventas internas de energía eléctrica por sector, 2012 (40)

El aumento en el consumo de energía eléctrica en los diferentes sectores económicos es preocupante por ello la importancia de implementar acciones que incrementen la eficiencia energética para el aprovechamiento racional y sustentable de la electricidad en la industria y la incorporación de nuevas tecnologías en su conjunto, para reducir el consumo de energía eléctrica en el país.

5.1.2 Capacidad instalada de energía eléctrica

La capacidad instalada de energía eléctrica hasta noviembre del 2013 fue de 64,850 MW, 1.73% mayor que la registrada en el año anterior (63,745 MW). El 83.7% de ese total correspondió al servicio público, de los cuales 40,660.95 MW corresponden a capacidad de CFE y 13,618.5 MW a capacidad contratada mediante el esquema PIE. Por otro lado, 10,311.15 MW fue a través de permisionarios, destacándose el autoabastecimiento con 5,641.95MW y cogeneración con 3307.35 MW 18.01% y 12.8% mayor que el año anterior (ver Figura 5.2).

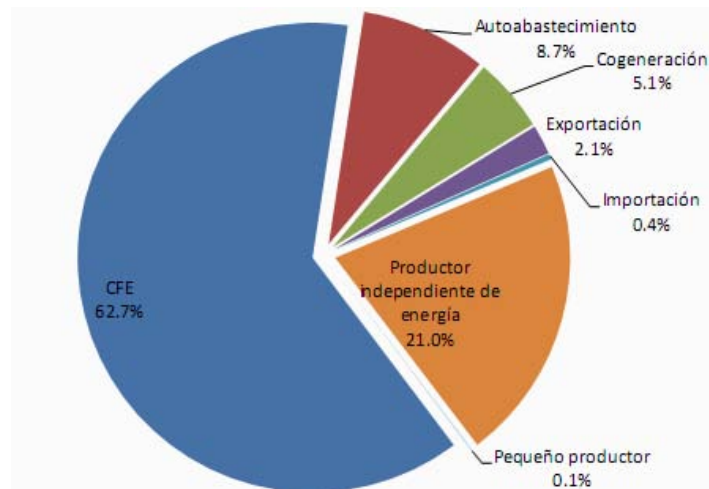


Figura 5.2 Capacidad efectiva nacional (noviembre 2013): 64.85 GW. (41)

¹Incluye procesos de medición y facturación.

² Capacidad instalada de los permisionarios en las modalidades de Autogeneración, Usos Propios Continuos, Cogeneración y exportación, reportada por la CRE. No incluye capacidad de los PIE ni permisionarios de importación.

5.2 Potencial de Cogeneración en México

El estudio realizado por la CONUEE y la GIZ en 2009, muestra que el potencial total nacional de cogeneración se encuentra dividido en tres sectores importantes: azucarero, de Pemex y de la industria en general. Dicho estudio distingue entre el potencial máximo teórico, el potencial técnicamente y económicamente factible, así como el potencial máximo con excedentes. Por lo tanto, el potencial nacional máximo, y que es económicamente factible de explotar, considerando excedentes al SEN, se calculó en 10,164 MW, como se muestra en la Tabla 5.1.

Tabla 5.1 Potencial nacional total de cogeneración (7)

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

Estos cuatro escenarios parten de la premisa de que no es posible desarrollar todo el potencial de cogeneración nacional que podría desarrollarse en México desde un mínimo de 849 MW a un máximo de 8,457 MW para los sectores

estudiados. De este modo, PEMEX se ubica como el mayor cogenerador del país con un Potencial máximo con excedentes en la industria de 3,100 MW y el potencial máximo teórico en el sector industrial es de 7,064 MW. El desarrollo de este potencial de cogeneración nacional dependerá de la eliminación de barreras existentes en el marco legal y regulatorio, disponibilidad del suministro de combustible, así como de la creación de instrumentos de promoción e incentivos, ambientales como económicos, fiscales y culturales, para su aplicación en el sector industrial. (7)

5.3 Desarrollo de la capacidad instalada de cogeneración en México

Estudios realizados por la CONUEE permiten determinar el desarrollo que ha tenido la Cogeneración en México en función de las modificaciones reglamentarias.

Antes de las modificaciones a la LSPEE, hasta 1992 no había distinciones entre los productores privados de energía eléctrica, aunque desde los cuarenta 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%.

Después de las modificaciones a la LSPEE la comisión 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, quedando 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. (7)

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. Considerando lo anterior, la capacidad real instalada en la pequeña y mediana industrias fue únicamente de 273 MW en 27 proyectos.

En el año 2009 se puso en marcha el Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex con una capacidad autorizada de 367.4 MW, convirtiéndose así en el proyecto de cogeneración de mayor potencia en el país. El último proyecto de cogeneración instalado por PEMEX fue en 2011 con una capacidad de 19.5 MW. De este modo, PEMEX se ubica como el mayor cogenerador del país, con una capacidad total instalada de 1,896.05 MW, equivalente al 61.16% de su potencial teórico máximo, estimado en 3,100 MW por el estudio realizado por Conuee, GIZ 2009.

En base a los permisos autorizados por la CRE hasta septiembre del 2014 (enlistados en el **anexo A**) la capacidad instalada actual de cogeneración es de 3,964 MW que representa tan solo el 36.34% del potencial máximo factible estimado de 10,164 MW. Esto indica que no se ha logrado un incremento sustancial en la capacidad instalada a pesar de que la cogeneración es económicamente rentable y que en México se han dado grandes pasos en materia regulatoria y de promoción. Se espera que los cambios a las reformas energéticas y la ampliación en las redes de distribución del gas natural permitan mayor desarrollo de proyectos de cogeneración.

Capacidad instalada del periodo 1992-2014

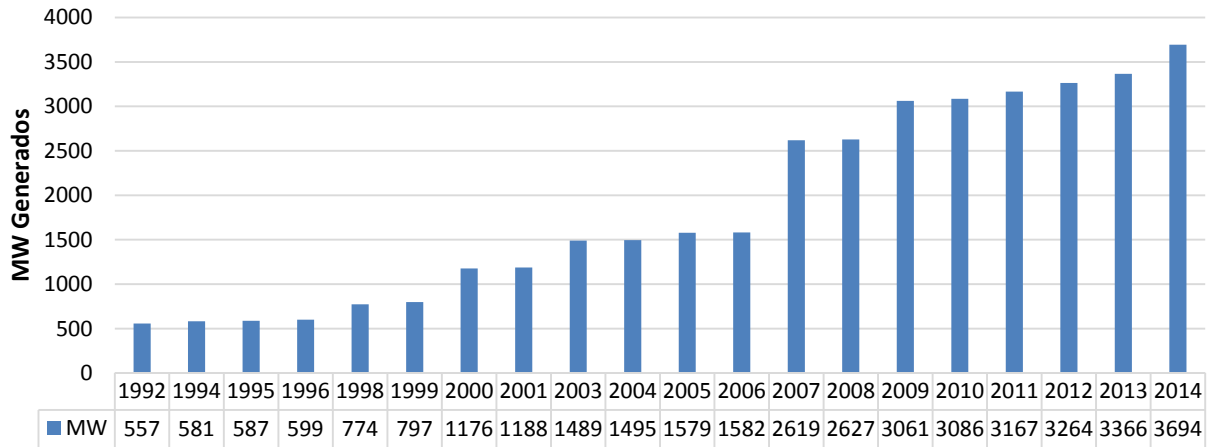


Figura 5.3 Capacidad instalada acumulada de proyectos de cogeneración por año (42)

5.4 Capacidad instalada de cogeneración hasta 2014

El número de permisos de cogeneración, otorgados por la CRE hasta septiembre del 2014, ha aumentado a través de los años impulsados por un aumento de costos de energía eléctrica y las modificaciones reglamentarias que han sido favorables.

En el año 2007 se presentó un incremento debido a una reestructuración de permisos, donde 13 de los permisos en la modalidad de autoabastecimiento concedidos a PEMEX cambiaron a cogeneración.

Permisos de cogeneración del periodo 1992-2014

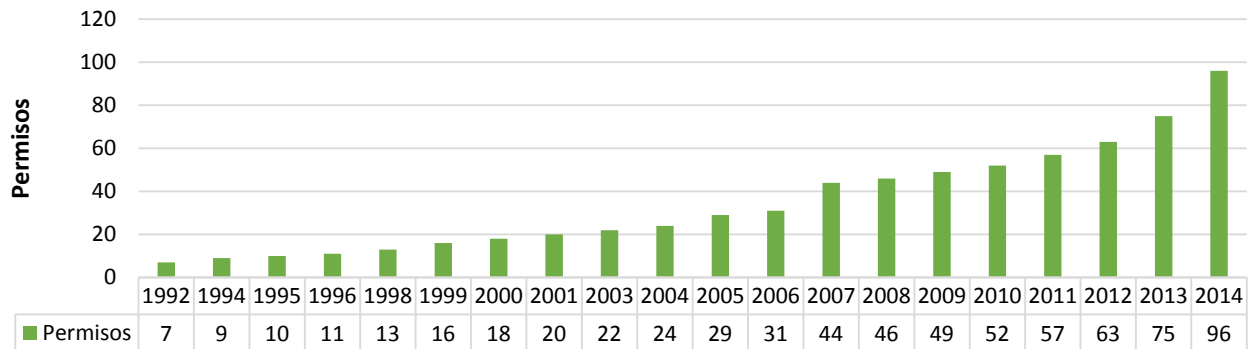


Figura 5.4 Número de permisos de cogeneración en operación otorgados por año (42)

A septiembre del año 2014 son 96 los permisos de cogeneración otorgados por la CRE, de los cuales se encuentran en operación 77 permisos con una capacidad total de 3,405.60 MW (80%) y 22 permisos están en construcción con un total de 661.88 MW (19%), como se puede apreciar en la Figura 5.5.

Tabla 5.2 Condición de las plantas de cogeneración (42)

Plantas de Cogeneración	Permisos	Capacidad Autorizada (MW)	Total de Energía Autorizada (GWh/año)
En Operación	77	3,405.60	2,0425.12
En Construcción	18	280.79	2,007.598
Inactivo	1	8.00	27.2
TOTAL	96	3,694.39	22,459.918

Plantas de Cogeneración



Figura 5.5 Número de permisos de cogeneración hasta septiembre del 2014 (42)

En el año 2014, el número de permisos en operación se ha incrementado no por los proyectos de Pemex que se han visto disminuidos sino por una mayor contribución a la capacidad instalada por los sectores químico, petroquímicos, papelerero, alimentos, comercial, servicios e industrias diversas quienes suman un total de 2,068 MW.

5.4.1 Cogeneración por tipo de energético

En la Figura 5.6, se observa que los combustibles más utilizados en las plantas de cogeneración son principalmente gas natural (45 permisos) y la combinación de gas natural y combustóleo (8 permisos), esto debido a su disponibilidad y bajo

costo. Los combustibles menos utilizados son las combinaciones; Gas natural y diesel, Gas natural y gas residual, Licor negro y combustóleo, Reacción química exotérmica con un permiso cada una.

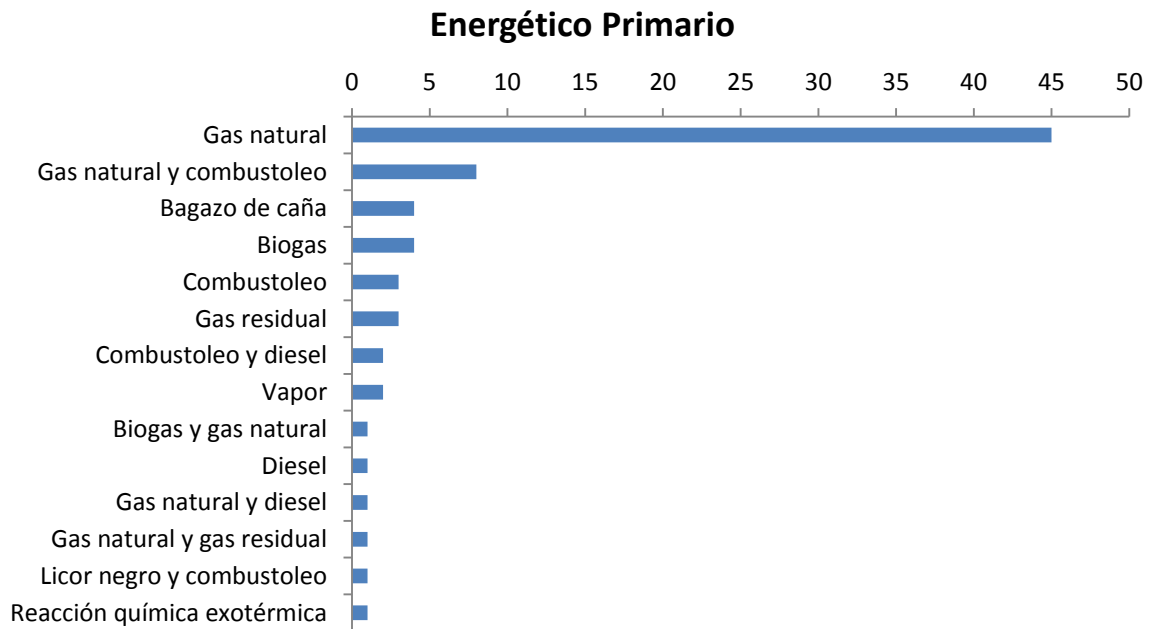


Figura 5.6 Permisos de cogeneración por energético primario (40)

5.4.2 Cogeneración por tipo de tecnología

La Figura 5.7, se muestra que las tecnologías más utilizadas en las plantas de cogeneración son: turbina de gas 32% (25 permisos), combustión interna 27% (17 permisos) y turbina de vapor 22% (21 permisos) mientras que la turbina de vapor y turboexpansor ocupa el 1% (1 permiso), esto debido a las ventajas operativas que ofrecen (ver capítulo 2).

Así mismo se observa que la tecnología que aporta mayor capacidad son: turbina de vapor (868.08MW) y turbina de gas (699.11 MW).

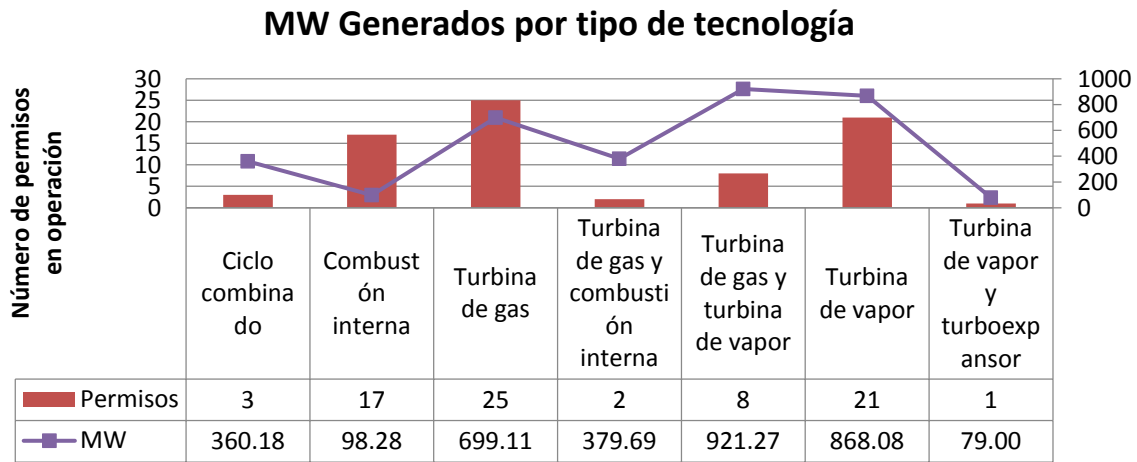


Figura 5.7 Número de permisos y MW generados por tipo de tecnología (42)

5.4.3 Cogeneración por tipo de actividad económica

La Figura 5.8 muestra las industrias nacionales con mayor número de permisos bajo la modalidad de cogeneración. Como se puede observar, el sector petrolero cuenta con mayor número de permisos de generación eléctrica bajo la modalidad de cogeneración 15 en total, seguido del sector papelerero con 11, el sector químico 10, las industrias diversas y el sector petroquímico cuentan con 9 permisos cada uno, los demás sectores tienen menor participación.

En cuanto a la capacidad de generación, destaca el sector petrolero con 1721.17 MW, el petroquímico, 772.695 MW y las industrias diversas con 389.678 MW.

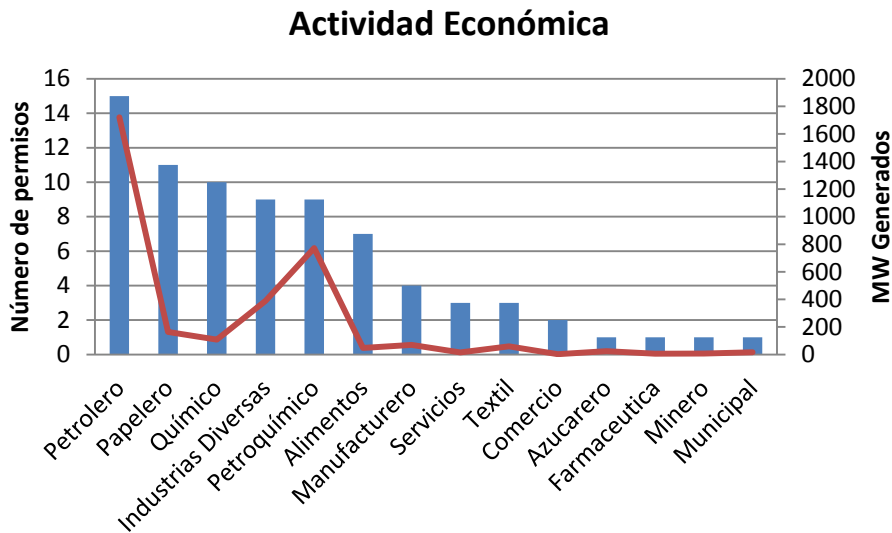


Figura 5.8 Sectores económicos con mayor número de permisos (42)

5.4.4 Capacidad de cogeneración en operación por estado

La principal fuente de proyectos de cogeneración es Pemex que representa el 9% del consumo energético nacional. Más del 90% de la demanda energética de PEMEX se concentra en 18 plantas. En segundo lugar, las industrias con mayor consumo energético son la siderúrgica, cementera, química y minería. El potencial industrial se ubica principalmente en el Estado de México, Veracruz, Nuevo León, Tamaulipas, Jalisco, Guanajuato y Puebla. Cada uno de ellos presenta un potencial superior a los 100 MW.

En el mapa se puede identificar la capacidad en MW por entidad federativa, se observa mayor contribución a la capacidad instalada en la zona noroeste y sureste del país, esto relacionado a la actividad económica y la disponibilidad del gas natural.



Figura 5.9 Capacidad autorizada (MW) por entidad federativa para los permisos de cogeneración (43)

5.5 Identificación de oportunidades para el sector terciario

La Tabla 5.3 muestra el número de permisos de cogeneración autorizados por la CRE del 2012, 2013 y septiembre del 2014, al comparar el número de permisos para estos años, se observa que el número de permisos para generar electricidad principalmente a capacidades entre 0.5-25 MW se ha incrementado, es decir, existe un potencial para la implementación de proyectos de cogeneración a estas capacidades.

Tabla 5.3 Número de permisos a diferentes capacidades periodo (2012-2014)

Capacidad (MW)	Número de permisos		
	Año 2012	Año 2013	Año 2014
<0.5 MW	0	1	1
0.5-1.0 MW	1	3	9
1.0-10 MW	21	26	34
10-25 MW	17	20	23
25-50 MW	5	6	8
50-100 MW	8	8	9
100-200 MW	8	8	9
>200 MW	3	3	3
Total de permisos	63	75	96

Los proyectos identificados, entre 0.5-25 MW corresponden principalmente a las pequeñas y medianas empresas del sector papeler, químico, industrias diversas, comercio y alimentos quienes muestran mayor interés por implementar proyectos de cogeneración.

El interés que han mostrado estos sectores se debe en mayor medida al aumento en las tarifas de electricidad para el sector comercial y de servicios, que ha alcanzado en el 2012, 2.91 \$/kWh y 2.08 \$/kWh respectivamente. Así mismo en el rubro de tarifas industriales, la tarifa de la mediana empresa también es alta con 1.65 \$/ kWh en el 2012. Para la gran industria paso de 0.75 a 1.27 en dicho periodo, mientras que la tarifa más baja es la del sector agrícola siendo de 0.58, a consecuencia de ser esta tarifa subsidiada por el gobierno.

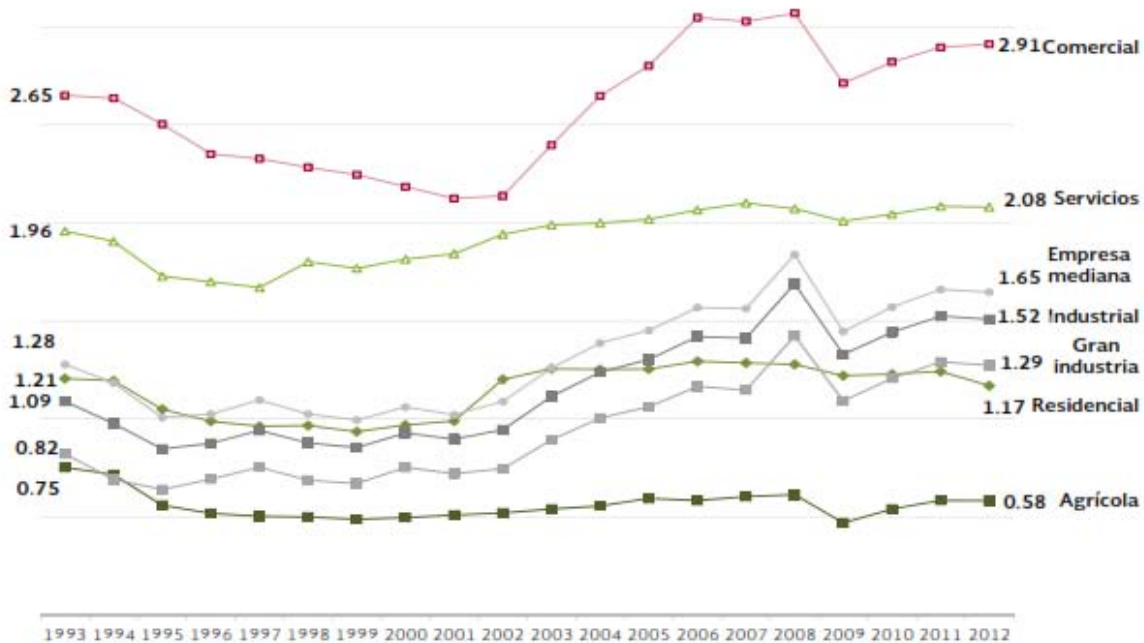


Figura 5.10 Precio medio de la energía eléctrica por tipo de usuario, 2002-2012 (pesos de 2012/kilowatt-hora) (40)

Por otro lado dadas las características del sector industrial en su alta intensidad eléctrica, es decir, su elevado consumo de electricidad por unidad de producto, se espera que las ventas de energía eléctrica destinadas al sector industrial crecerán por encima de los demás sectores con una tasa media de crecimiento anual de 4.3% durante el periodo 2012-2027. A su vez, los usuarios del subsector Mediana

Empresa mostrarán una tendencia creciente en su consumo de energía de 4.7% por año a lo largo del periodo. Asimismo, el sector Residencial, al que se enfocan de manera prioritaria las nuevas acciones de ahorro de energía, pasará de una participación actual de 26.0% en 2013 a 26.4% en 2027 sobre el total del servicio público. (40)

	2002-2011 tmca (%)	2012-2027 tmca (%)
Ventas más autoabastecimiento	3.1	4.5
Consumo Autoabastecido ¹	8.4	5.4
Ventas del Servicio Público ²	2.6	4.4
Desarrollo Normal	2.8	4.9
Residencial	3.2	4.5
Comercial	1.2	6
Servicios	3.1	5
Agrícola	3.9	1.7
Industrial	2.3	4.3
Empresa Mediana	3	4.7
Gran Industria	1.1	3.6

¹ Autoabastecimiento total: local y remoto.

² Incluye deducciones por energía ahorrada y adiciones por energía recuperada de facturación de pérdidas no técnicas.

tmca: tasa media de crecimiento anual

Fuente: CFE.

Figura 5.11 Crecimiento medio anual de ventas más autoabastecimiento de electricidad. Escenario de Planeación 2012-2027 (40)

En cuanto a la proyección de las ventas, considerando los ahorros de energía. Se espera que para 2027, el 38.4% del ahorro total en el servicio público provenga del sector comercial (19.3 TWh), 34.9% del residencial (92.4 TWh) y 17.0% del sector servicios (10.8TWh). (40)

Sector	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	tmca (%) 2012-2027
Total (incluye exportación)	208.2	213.5	218.2	224.4	231.5	232.7	240.8	251.9	263.6	275.9	288.8	302.5	316.6	331.8	348.0	365.0	3.7
Ventas del servicio público	206.6	211.9	216.6	222.8	230.0	231.1	239.2	250.3	262.0	274.4	287.2	300.9	315.1	330.2	346.4	363.4	3.8
Residencial	53.2	54.9	55.6	55.3	55.3	55.0	57.6	60.5	63.5	66.8	70.3	74.1	78.2	82.7	87.4	92.4	3.6
Comercial	13.8	14.1	14.4	14.6	14.8	14.9	15.2	15.6	16.0	16.3	16.8	17.2	17.7	18.2	18.7	19.3	2.3
Servicios	8.2	8.5	8.4	8.3	8.3	8.2	8.4	8.5	8.8	9.0	9.3	9.6	9.8	10.1	10.5	10.8	1.9
Industrial	121.7	124.8	128.6	134.8	141.8	143.2	148.0	155.7	163.6	171.9	180.4	189.6	198.8	208.5	219.0	229.9	4.3
Empresa Mediana	78.2	82.3	86.3	90.5	94.9	98.5	102.9	107.8	112.7	117.9	123.3	128.9	134.7	140.6	146.9	153.4	4.7
Gran Industria	43.5	42.5	42.4	44.4	47.0	44.7	45.1	47.9	50.9	54.0	57.1	60.7	64.1	67.9	72.0	76.4	3.6
Bombeo Agrícola	9.7	9.6	9.6		9.8	9.8	9.9	10.0	10.1	10.3	10.4	10.5	10.6	10.7	10.8	11.0	0.0
Exportación	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.2

tmca: tasa media de crecimiento anual.

Fuente: SENER y CFE.

Figura 5.12 Estimación de las ventas con ahorros de energía por grupos de usuarios. Servicio Público (TWh)

Siguiendo esta tendencia en el aumento de las tarifas, el crecimiento económico y las proyecciones de ahorro de energía, la cogeneración en los sectores industrial,

comercial, residencial y de servicios es una opción viable que les permitirá cubrir sus demandas eléctricas y térmicas disminuyendo los gastos operativos.

5.6 Industrias con oportunidad de implantar sistemas de cogeneración.

A continuación se describe cada sector y el tipo de tecnología de cogeneración adecuada para cubrir sus requerimientos de energía.

Industria química

La industria química cuenta con un gran potencial para la cogeneración pues representa el 8% del PIB del país y representa el 60% del potencial total nacional. La CONUEE estima que 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 715MDD.

La cogeneración en el sector químico, permite un rendimiento energético superior al 75% y una disminución de más de 2 millones de toneladas anuales de CO₂ por lo que mejora su competitividad.

Los usos térmicos son a baja temperatura y con una duración de 8,000 horas anuales de operación. El parámetro de relación electricidad/calor (E/Q) es de 0.46, por lo que las tecnologías más utilizadas en este sector se basan en turbinas a gas y vapor en ciclo simple y combinado, también destacan las turbo máquinas y los motores de combustión interna.

Industria alimenticia

El sector alimentario es prioritario por que puede replicarse rápidamente permitiendo abrir la apertura del mercado en la gran, mediana y pequeña industria alimentaria promoviendo así, la factibilidad de los proyectos de cogeneración.

En este sector se utiliza la cogeneración en ciclos simples con turbina a gas o motor alternativo incluso equipos de absorción para la producción de frío. La relación E/Q es de 0.45 y las horas de operación promedio son de 7,300 horas por año de operación.

La estimación del potencial de ahorro energético por la implementación de procesos cogeneración en el sector alimenticio asciende a 12,664 TJ/anuales, lo cual se traduce en ahorros equivalentes a 106 MDD, así mismo, permite la mitigación de 649 Mt de CO₂ anuales.

Industria de cartón y papel

Este sector es uno de los mayores consumidores tanto de energía térmica como eléctrica. Los usos térmicos son de alta temperatura: vapor y secado, con una duración de funcionamiento de 7,500 horas anuales y un valor de E/Q de 0.34, en este caso aplican las turbinas a gas con recuperador de calor y vapor.

Industria textil

Dentro de este sector, los subsectores de tintes, acabados y curtidos, son los adecuados para la cogeneración y sus usos térmicos son en forma de vapor, agua caliente y aire caliente. Las horas de utilización media son de 6,500 horas por año y el parámetro E/Q es de 0.41 y, se caracteriza por las variaciones en las cargas térmicas y eléctricas. Estas propiedades, junto con la indisponibilidad del espacio en las fábricas, hacen que la tecnología de cogeneración se base en motores alternativos de ciclo simple.

Industria automotriz

El empleo del combustible en el sector, es para generar vapor o agua sobrecalentada a gran presión y temperatura y gases calientes, con una media de 6,500 horas por año de uso y un valor promedio E/Q de 0.61. El gran consumo de energía dado el tamaño de las instalaciones, hace necesario el uso de turbinas a gas en ciclo simple o combinado.

Industria cerámica y azulejo

Estas industrias emplean una gran cantidad de combustible en hornos de alta temperatura. Sin embargo, en ciertas aplicaciones como el secado por atomización, con temperaturas de aproximadamente 500°C, requiere de turbinas a

gas con aplicación directa de los gases de escape al atomizador. El valor de E/Q es de 0.12, y el funcionamiento anual es de 7,700 horas.

Hoteles y hospitales

Los usos térmicos requeridos son bajos, pero su aplicación demanda varias horas de operación y gran confiabilidad del suministro eléctrico, esto se logra con la planta de cogeneración y la interconexión a la red de CFE como respaldo.

El sector de hospitales presenta un alta replicabilidad, ya que cuenta con una infraestructura de 75,364 camas hospitalarias a nivel nacional, de los cuales el 45% de la infraestructura corresponde a hospitales particulares. Por sus características aplican las tecnologías de trigeneración, es decir, generación de calor y frío con microturbinas a gas y equipos de refrigeración por absorción.

En el **apéndice A** se presentan a detalle los permisos de cogeneración para diferentes industrias registrados hasta septiembre del 2014.

6 PROPUESTA PARA INCENTIVAR LA COGENERACIÓN EN EL SECTOR TERCIARIO

Los sectores hospitalario, el hotelero y los centros comerciales tienen mayor viabilidad para instalar un sistema de micro, pequeña cogeneración y trigeneración, sin embargo, existen barreras en el marco regulatorio, económicas, técnicas y culturales que frenan su desarrollo.

En el capítulo sexto se identifican las barreras actuales de la cogeneración, las alternativas de solución a partir de las buenas prácticas a nivel internacional, con base a lo anterior se establece una propuesta para incentivar la cogeneración eficiente en el sector terciario en México que consta de las siguientes acciones:

- Mejorar el marco normativo.
- Promover el apoyo financiero de instituciones gubernamentales e internacionales
- Ampliar las redes de distribución del gas natural.
- Capacitar y concientizar en materia de cogeneración a los involucrados.
- Promover los casos de éxito y a las empresas desarrolladoras de proyectos de cogeneración.

Adicionalmente se muestran algunas aplicaciones de cogeneración en el sector terciario que han dado resultados favorables.

6.1 Importancia del sector terciario y de servicios

Las actividades económicas se agrupan en sectores, el primario se refiere a los procesos que obtienen su producción directamente de la naturaleza y no requieren de alguna transformación: la agricultura, ganadería, silvicultura, la caza y la pesca. Un segundo sector, el industrial, comprende las actividades relacionadas con la extracción y transformación de materias primas. Finalmente, el sector terciario, relacionado con los procesos que no producen un bien material y se identifican con el comercio y los servicios.

El sector terciario de la economía identificado de manera general con las actividades que no corresponden a las agropecuarias o de la industria tiene un

papel determinante en la economía tanto de países avanzados como en desarrollo y su participación representa alrededor del 60% y 70% del empleo y de la producción de las economías a nivel mundial.

Como puede observarse en la tabla, el valor agregado del sector terciario de los países citados constituye la mayor aportación al producto interno bruto (PIB). En 2012, a excepción de Alemania, este sector contribuyó en 70% o más en el producto total de las economías avanzadas, mientras que en las economías emergentes (Brasil, Argentina, México, Chile, India y China) lo hizo entre el 45% y 69%, China e India quienes muestran mayor participación en los tres sectores por lo que su economía se consolida.

Tabla 6.1 Participación del valor agregado de algunos países, 2012 (% del PIB) (44)

País	% del PIB por sectores 2012		
	Agropecuario	Industria	Terciario
Francia	2	20	78
Estados Unidos	1	21	78
Reino Unido	1	20	79
Bélgica	1	23	76
Países bajos	2	22	76
Portugal	2	22	76
Suiza	1	26	73
Italia	2	24	74
Japón	1	26	73
Austria	1	28	70
España	2	23	74
Alemania	1	31	68
Brasil	5	26	69
Argentina	7	30	63
México	3	36	60
Chile	3	36	60
India	18	32	50
China	10	45	45

El avance del sector terciario frente a las actividades agropecuarias e industriales es debido a la aparición de una sociedad postindustrial caracterizada por el aumento de sus ingresos que incrementa la demanda de servicios relacionados

con la salud, el entretenimiento, la educación, la cultura y el deporte. El conocimiento también ha sido la clave para el crecimiento económico y el desarrollo tecnológico que ha reducido el trabajo manual, por lo que gran parte de la población a nivel mundial se concentra en la producción de bienes intangibles. El sector terciario tiene influencia en la dinámica de las economías, por ejemplo, en algunos casos la producción de ciertos servicios es condición necesaria para mejorar otros sectores y aumentar la productividad de la economía del país. En cuanto a los establecimientos productores de bienes, comercializadores de mercancías y prestación de servicios. En el año 2014 hubo 5, 664, 515 establecimientos con 29, 893, 548 personas ocupadas de los cuales el 42.2% del número de establecimientos lo representa el sector terciario y en empleos los servicios representan el 49.5% de personas ocupadas.



Figura 6.1 Número de establecimientos por sector económico (45)

Las entidades federativas con mayor personal ocupado en el sector comercial se presentan principalmente al sur del país en los estados de Chiapas (41%), Michoacán (39.9%), Zacatecas (39%) entre otros lo cual está relacionado con la concentración poblacional y el número de establecimientos comerciales, en estos estados existe una área de oportunidad para el desarrollo de proyectos de cogeneración.



Figura 6.2 Personal ocupado en el sector comercial por entidad federativa (45)

Así mismo, las entidades federativas con mayor personal ocupado en el área de servicios se encuentran principalmente al suroeste, centro y noroeste del país relacionado con el turismo en estas zonas donde se podrían instalar sistemas de cogeneración principalmente en los hoteles, restaurantes, hospitales, centros comerciales y deportivos.

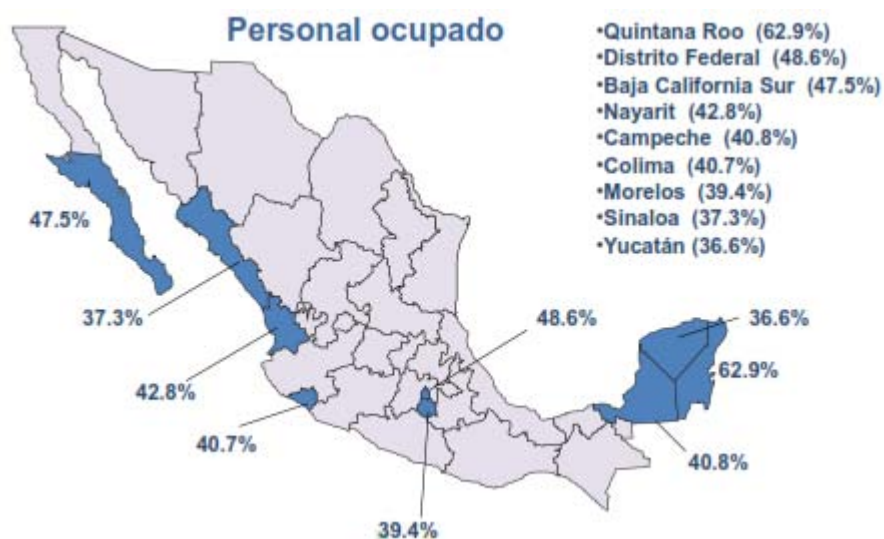


Figura 6.3 Personal ocupado en el sector servicios por entidad federativa (45)

Considerando la importancia del sector terciario la implementación de tecnologías de cogeneración eficiente en las entidades federativas de mayor número de establecimientos y personal ocupado en comercios y servicios, no solo mejora la productividad de las empresas al ahorrar costos por combustibles y energía

eléctrica sino también al tratarse de prestación de servicios que satisfacen de manera directa las necesidades finales de los consumidores su aplicación generará concientización directa a los usuarios sobre el uso eficiente de la energía y tendrá mayor impacto en la reducción de la contaminación ambiental.

6.2 Definición de micro y pequeña cogeneración y trigeneración

La cogeneración es una tecnología ampliamente usada desde los inicios de la generación de la energía eléctrica en ciertos sectores, produciendo de forma conjunta electricidad y calor para calefacción en grandes edificios. Su implementación en pequeña escala y particularmente en las residencias o pequeños edificios, se ha hecho más visible en los últimos años, debido principalmente al costo de los energéticos, a la necesidad de alcanzar una mayor eficiencia energética y a las políticas de reducir al mínimo las emisiones de gases de efecto invernadero.

En general, la cogeneración en pequeña escala se clasifica en base a diferentes rangos de generación de energía eléctrica considerados en la Unión Europea, Alemania, Cogeneration Observatory and Dissemination Europe (CODE) y México, como se muestra en la tabla 6.2 donde se puede observar que en algunos casos los rangos son similares (36)

Tabla 6.2 Clasificación de Micro y Pequeña Cogeneración en distintos países (36)

Pais	Definición
Unión Europea	<ul style="list-style-type: none"> • Micro-cogeneración, central con potencia menor a 50 kWe. • Cogeneración en pequeña escala, central con potencia inferior a 1 MWe.
Alemania (no oficial; comúnmente usada)	<ul style="list-style-type: none"> • Micro-cogeneración, central con potencia hasta 15 kWe. • Mini- cogeneración, central con potencia hasta 50 kWe. • Pequeña-cogeneración, central con potencia hasta de 2 MWe.
CODE Project	<ul style="list-style-type: none"> • Micro cogeneración (< 50 kWe). • Pequeña cogeneración (50 kWe ≤ tamaño < 1 MWe). • Mediana cogeneración (1 MWe ≤ tamaño < 10 MWe). • Gran cogeneración (≥ 10 MWe).
México	<p>I. Generadores: Aquellos que no requieren permiso de la CRE:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Sistemas de Cogeneración en pequeña escala: <ul style="list-style-type: none"> ○ Para usuarios residenciales hasta 10 kW ○ Para usuarios comerciales hasta 30 kW En ambos casos la tensión debe ser menor a 1 kV (baja tensión). • Sistemas de Cogeneración en mediana escala: Aquellos con capacidad menor o igual a 500 kW, de media tensión (mayor a 1 kV y menor a 69 kV). <p>II. Permisarios: Aquellos que requieren permiso de la CRE,</p> <ul style="list-style-type: none"> • Sistemas con capacidad mayor a 500 kW, en alta tensión (mayor a 69 kV). • Sistemas que requieran hacer uso del SEN para portear energía a sus cargas (cualquier capacidad y tensión).

En un estudio realizado por CONUEE/GIZ, el término de cogeneración en pequeña escala se refiere a las centrales de generación de energía eléctrica, formadas por uno o varios módulos, que proporcionen energía en función de las demandas de energía clasificadas por usos finales, como se muestra en la tabla 6.2.

Tabla 6.3 Propuesta de clasificación de Cogeneración en Pequeña Escala

Tamaño	Capacidad	Tensión	Usos finales
Micro cogeneración	< 30 kWe	<ul style="list-style-type: none"> • Hasta 1 kV 	<ul style="list-style-type: none"> • Viviendas, pequeños comercios, SPA's, gimnasios.
Pequeña cogeneración	de 30 kWe a 500 kWe	<ul style="list-style-type: none"> • Entre 1 y 69 kV 	<ul style="list-style-type: none"> • Hoteles pequeños y medianos (menos de 100 habitaciones), pequeños centros comerciales.
Mediana cogeneración	500 kWe a 5 MWe	<ul style="list-style-type: none"> • Mayor a 69 kV 	<ul style="list-style-type: none"> • Hoteles de gran turismo, hospitales, centros comerciales grandes, edificios de oficinas, centros deportivos. • Pequeñas y medianas empresas.
Cogeneración en gran escala	Mayor a 5 MW	<ul style="list-style-type: none"> • Mayor a 69 kV 	<ul style="list-style-type: none"> • Gran industria.

6.3 Estimación del potencial de micro y pequeña cogeneración y trigeneración en México

En el estudio realizado por CONUEE/GIZ se estimó el potencial de micro y pequeña cogeneración y trigeneración a partir de encuestas realizadas a distribuidores de equipo, desarrolladores de proyectos de cogeneración en pequeña escala, usuarios que cuentan con estos sistemas y proveedores de combustible principalmente gas, se identificó que los tres subsectores con mayor viabilidad para instalar una central de micro y pequeña cogeneración y trigeneración son el hospitalario, el hotelero y los centros comerciales.

En los hospitales la tecnología aplicable es la trigeneración, debido a que sus principales usos finales son, la electricidad para iluminación y aire acondicionado, mientras que el vapor para lavandería y agua caliente sanitaria. En este estudio se considera 1.021 MW para un hospital de alta especialidad como la capacidad típica de una central eléctrica para hospitales.

En el caso de los hoteles la tecnología aplicable es la cogeneración, debido a que su utilización es principalmente en electricidad para iluminación, elevadores y aire acondicionado; para el agua caliente de uso sanitario se utiliza una pequeña parte del calor de desecho de la central, pues su demanda es muy baja (baño de huéspedes, en las mañanas y en la noche). Para la evaluación del potencial de los hoteles en México se toma la capacidad media (0.800 MW) entre 0.6 MW (hotel de negocios en ciudad de México) y un centro vacacional en la playa de 1 MW.

En relación con los centros comerciales la tecnología aplicable es la cogeneración, pues se requiere electricidad para iluminación, escaleras eléctricas y aire acondicionado. En cuanto a la capacidad promedio de las centrales se tomó la capacidad de una planta de pequeña cogeneración 4.710MW, suponiendo que un centro comercial cuenta normalmente con tres tiendas departamentales.

Considerando la información anterior, se identifica un potencial de pequeña cogeneración y trigeneración en México de 1,670 MW para los sectores hotelero, de hospitales y comercial, como se detalla en la Tabla. Las potencias instaladas de estos proyectos varían entre 240 y 3.600 kW.

Tabla 6.4 Potencial de micro y pequeña cogeneración y trigeneración

Sector	Número de usuarios	Potencia promedio (MW)	Tecnología	Potencial (MW)
Hospitales	160	1.021	Trigeneración	163
Centros comerciales	122	4.710	Cogeneración	674
Hoteles	1,042	0.800	Cogeneración	833
			Total	1,670

6.4 Situación actual en México de micro y pequeña cogeneración y trigeneración

Para conocer la situación actual de la cogeneración en pequeña escala en México, se llevó a cabo una encuesta a 17 actores del mercado de la micro cogeneración, cogeneración en pequeña escala y trigeneración en México, los cuales se agruparon de la forma siguiente:

- Proveedores de equipos: Se refiere a los distribuidores de equipos que existen en México. Desarrolladores: Incluye a aquellas firmas de ingeniería que llevan a cabo el diseño y/o implementación de proyectos de cogeneración en pequeña escala.
- Usuarios: En este rubro se identificó a aquellos usuarios que cuentan con centrales de cogeneración en pequeña escala, en los distintos sectores.
- Proveedores de Combustible: Se identificaron las principales empresas suministradoras de gas.

A continuación se indican los principales comentarios recibidos de las 17 empresas que respondieron los cuestionarios quienes prevén un desarrollo futuro de la micro cogeneración, cogeneración en pequeña escala y trigeneración en México. La síntesis de las respuestas obtenidas se muestra a continuación:

- I. El costo de la energía (eléctrica) y los bajos costos de los combustibles son las principales razones para que se implementen los proyectos de cogeneración en pequeña escala y Trigeneración.
- II. El 75% de los entrevistados visualiza un alto crecimiento del mercado y el restante 25% cree que será moderado.

-
- III. Los proyectos con mayor factibilidad de desarrollo están en la mini y la pequeña empresa.
 - IV. En relación con el sector comercial, se observa un mayor potencial en los sectores hospitalario, hoteles, centros comerciales y la pequeña y medianas empresas.
 - V. Las capacidades donde se ha presentado un mayor desarrollo de centrales son de 30 a 500 kW (60 proyectos) y de 500 a 3,000 kW (46 proyectos).
 - VI. En respuesta a quiénes son los mejores aliados para realizar los proyectos, la que mayor puntaje tuvo fue que, son los mismos usuarios los que solicitan a los proveedores y desarrolladores que les hagan los estudios respectivos.
 - VII. En relación con la respuesta a la pregunta de cuál es la principal causa por la que los proyectos no se realizan, la de mayor puntaje fue el tiempo de retorno de la inversión.
 - VIII. En lo que concierne al tipo de servicios que prestan los desarrolladores y los consultores, los más típicos son: ingeniería, financiamiento, trámites y proyectos llave en mano. (36)

6.5 Barreras identificadas para el desarrollo de la micro y pequeña cogeneración y trigeneración

Pese a los avances en el marco jurídico y regulatorio en cuanto a la promoción de la cogeneración, las condiciones actuales tanto de mercado como regulatorias, existen barreras importantes que frenan el desarrollo de los proyectos de cogeneración. A continuación se enuncian algunas de las más importantes:

Regulatorias:

En el marco legal se han establecido importantes instrumentos regulatorios para el fomento de proyectos de cogeneración en la fig.6.4 se mencionan algunos cambios y las mejoras obtenidas. (6)

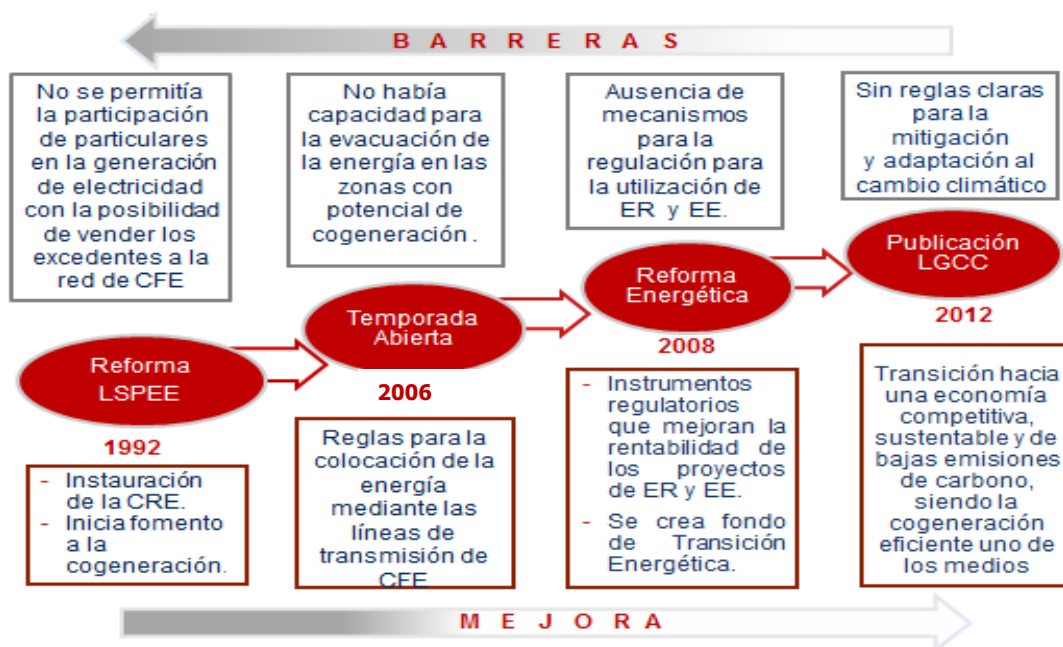


Figura 6.4 Evolución de las barreras legales continuación se detallan

Barreras regulatorias que aún persisten:

- Ausencia de un proceso simplificado para cumplir con los requerimientos regulatorios necesarios para iniciar un proyecto de cogeneración. Para implementar un proyecto de cogeneración con una capacidad mayor a 0.5 MW, se requiere realizar 23 trámites ante 6 dependencias lo cual implica un mínimo de 180 días hábiles previos al inicio de la construcción de un proyecto. Posteriormente, para la instalación y construcción, se debe gestionar ante la autoridad local los permisos para operar esta tecnología. En el caso del Distrito Federal se requieren de 4 trámites adicionales. Por ejemplo, la operación de un proyecto de cogeneración requiere de la Autorización de Ocupación del Gobierno local, Cédula de Operación Anual otorgada por SEMARNAT y el Aviso de Manifestación Estadística ante INEGI. (6)
- El proceso de incorporación de nuevos socios a las sociedades de cogeneración ante la CRE supone un trámite complejo y tardado.

-
- Incertidumbre sobre contraprestaciones de excedentes y costos de interconexión. (7)

Económicas:

Los proyectos de cogeneración son intensivos en capital y requieren de inversiones considerables, por lo que se recurre a fuentes internas o externas de financiamiento, dependiendo del tamaño y consolidación de la empresa. Las empresas de mayor tamaño y consolidación podrán financiar los proyectos con recursos propios, mientras las empresas pequeñas y medianas, tendrán que conseguir la inversión requerida externamente con instituciones financieras, esto dificulta el desarrollo de los proyectos de cogeneración. A continuación se mencionan las barreras:

- El desarrollo de un proyecto de cogeneración requiere de un estudio que evalúe su factibilidad técnica y económica. Sin embargo, algunas empresas con potencial no están dispuestas a invertir en una consultoría especializada que lo realice.
- Los altos costos de inversión de las instalaciones de cogeneración y la dificultad para obtener financiamiento por el alto grado de incertidumbre que tienen los inversionistas en este tipo de proyectos, frenan el desarrollo de este mercado.
- La preocupación de los inversionistas en cuanto al acceso y el costo de suministro del gas natural uno de los principales combustibles en instalaciones de cogeneración
- El proceso de porteo por el uso del sistema nacional de transmisión aumenta los costos operativos de los proyectos de cogeneración, principalmente para la evaluación en media y baja tensión.
- Los Costos de interconexión eléctrica con CFE elevados.
- Gran parte de las empresas desconocen el proceso para financiar proyectos a través de las Empresas de Servicios Energéticos (ESCOs), por sus siglas en

inglés) y la banca comercial. Estas empresas tienen la capacidad técnica para evaluar la inversión y proponer esquemas de financiamiento apropiados. (6)

Técnicas:

La cogeneración tiene ventajas energéticas y ambientales que la han colocado en las estrategias principales de política energética. Sin embargo, esta tecnología tiene algunas restricciones que la limitan como son:

- Desconocimiento de la tecnología de cogeneración (beneficios económicos y requisitos técnicos) por parte de los usuarios potenciales, lo que provoca desconfianza, disminuye la demanda y el mercado de aplicación de la cogeneración.
- La cogeneración ha tenido una importante presencia en México con aplicaciones orientadas principalmente al sector industrial y capacidades mayores a los 5 MW, por lo que falta mayor difusión a otros sectores.
- Es muy reducido el número de empresas desarrolladoras de proyectos de cogeneración; la gran mayoría son transnacionales y se enfocan en ciertos sectores y empresas específicas como PEMEX.
- La oferta de profesionistas especialistas en el tema aun es reducida. (6)

Culturales:

- Falta de visión y compromiso de largo plazo por parte de los usuarios potenciales de cogeneración.
- La percepción de complejidad tecnológica está considerablemente arraigada en algunos industriales, relacionándolo con el incremento de costos de operación y con una inversión muy alta.
- La cultura del aprovechamiento de subproductos energéticos en México es limitada, convirtiéndose en desperdicio o pérdidas inevitables.
- la falta de difusión dificulta a las empresas acceder a los beneficios de programas de gubernamentales de financiamiento.

6.6 Alternativas de solución a las barreras identificadas

Regulatorias:

- Simplificar los procesos para cumplir el marco regulatorio necesario para iniciar un proyecto de cogeneración. (7)
- Establecer una ventanilla única para conexión y tramitología de los proyectos de cogeneración. Esta ventanilla única, reducirá el número y el tiempo de los trámites administrativos, aumentará la claridad y transparencia en cuanto a los requisitos técnicos necesarios de interconexión y el costo de los proyectos de cogeneración.
- Modificar el esquema de venta de los excedentes de electricidad a la CFE.
- Fijar estándares y requisitos técnicos para la interconexión a la red ajustados a las características técnicas del proyecto. (7)
- Simplificar o suavizar el proceso de revocación y recuperación del reconocimiento de cogeneración eficiente al aceptar una pequeña pérdida de eficiencia por obsolescencia de los equipos en el transcurso del tiempo.

Económicas:

- Establecer exenciones impositivas y arancelarias o incentivos para la compra de equipo para la eficiencia energética y promover la producción local de equipos de eficiencia energética
- Suministrar incentivos en investigación y desarrollo de tecnología de cogeneración.
- Promover la participación de la banca de desarrollo y de un fondo de garantías con la finalidad de crear un track record de financiación y establecer una metodología para que los financiadores evalúen los proyectos de cogeneración.
- Ampliación de las redes de distribución de gas natural para el suministro a la pequeña y la mediana industria.

Técnicas:

- Desarrollar una Guía para la implementación de proyectos de cogeneración, que incluya los beneficios económicos y ambientales de la cogeneración, estadísticas de proyectos y presentación de casos de éxito.
- Promover la capacitación de técnicos en la materia y crear una Unidad de Acompañamiento Técnico para implementar proyectos pilotos y así evitar la contratación de personal extranjero. (7)
- Vincular a las instituciones educativas para la formación de especialistas en materia de cogeneración. (6)
- Diseñar estrategias y herramientas institucionales para Invertir en nuevas tecnologías eficientes, suministrar incentivos en investigación y desarrollo.
- Actualizar y ampliar las normas, etiquetas y códigos de eficiencia energética para los equipos de cogeneración

Culturales:

- Campañas de concientización destinadas a los administradores públicos, desarrollo y divulgación de información sobre eficiencia energética, guías técnicas, estudios de caso, bases de datos de proyectos, y estudios de referencia (benchmarks).

Ambientales:

- Diseñar estrategias institucionales para difundir los beneficios de la eficiencia energética, los casos de éxito de proyectos de cogeneración, sus ahorros económicos y la reducción del impacto ambiental. (propio)
- Promoción y desarrollo del potencial energético de biomasa aprovechable en México.

6.7 Propuesta para incentivar la cogeneración en el sector terciario

El análisis de las barreras que frenan el desarrollo del potencial de la micro, pequeña cogeneración y trigeneración en México y sus posibles alternativas de solución, así como las buenas prácticas a nivel internacional, muestran que para impulsar proyectos de cogeneración eficiente en el sector terciario en México se requiere:

- Mejorar las políticas nacionales (marco normativo)
- Apoyo financiero de instituciones gubernamentales e internacionales.
- Capacitar y concientizar en materia de cogeneración.
- Ampliar las redes de distribución del gas natural
- Promover a las empresas desarrolladoras de proyectos de Cogeneración

6.7.1 Mejorar las políticas nacionales (marco normativo)

En México se ha implementado algunas políticas que mejoran las condiciones generales en materia de cogeneración y ofrecen las siguientes opciones:

- Generar electricidad para uso propio por ejemplo mediante cogeneración y trigeneración.
- Conectar unidades de cogeneración o trigeneración a la red eléctrica y exportar el excedente de electricidad a la misma.
- Aprovechar la red pública para transportar electricidad a otro lugar de autoabastecimiento (tasa reducida para el transporte de electricidad generada de forma descentralizada).
- Almacenar el excedente de electricidad inyectado mediante un mecanismo de contabilidad conocido como “banco de energía” hasta durante 12 meses (producción y uso de la electricidad más flexibles).
- Vender la electricidad al proveedor público de electricidad, la CFE (por el precio más bajo de generación de electricidad de todas las plantas eléctricas conectadas a la red de distribución a donde se inyecta la electricidad).

-
- Normas de precalificación (por ejemplo eficiencia energética mínima) para obtener el permiso de utilizar la red pública para el transporte del excedente de electricidad. Esto no aplica a capacidades inferiores a 30 kWe. (36)

La propuesta para impulsar el desarrollo de proyectos de cogeneración implica ofrecer al operador la posibilidad de:

- Realizar trámites con *afirma ficta*. La *afirmativa ficta* es la figura jurídica que permite considerar como afirmativa la respuesta a una solicitud al transcurrir el plazo máximo de respuesta señalado por la normatividad, sin que la autoridad haya dado una resolución. Esto reducirá los tiempos requeridos por los trámites para implantar un proyecto de cogeneración y acelerará la construcción del mismo. (6)
- Inyectar el excedente de electricidad a la red a un precio aceptable al mercado eléctrico o compensar las cantidades de electricidad inyectadas a la red y obtenidas de la misma, le permite adaptar el diseño del proyecto de acuerdo a las necesidades locales de calor y/o frío o la demanda anual local de electricidad sin comprometer la viabilidad económica y financiera del proyecto con instalaciones adicionales de almacenamiento de energía.
- Mejorar los procedimientos y la transparencia de los procedimientos de conexión a la red para sistemas de pequeña cogeneración, calefacción y refrigeración urbanas e incrementar su transparencia.
- Tener certidumbre del proceso completo de solicitud, aprobación y costos de los proyectos de cogeneración, ya que actualmente depende de CFE una solución sería que la CRE se encargará de dicho proceso.
- Definición clara de reglas de precalificación (por ejemplo, mínima eficiencia energética)
- Proceso de solicitud normalizado y simplificado para pequeñas plantas

6.7.2 Apoyo financiero de instituciones gubernamentales e internacionales

- El gobierno mexicano deberá brindar incentivos financieros, contrarrestando así los obstáculos existentes para impulsar el mercado. Esta medida supone

seguridad de abastecimiento energético, como en el caso del Reino Unido y Alemania. (36)

- El apoyo podría incluir una cantidad fija o porcentaje de la inversión en préstamo según la potencia instalada y la tecnología empleada para la micro y pequeña cogeneración y trigeneración a fin de incrementar el volumen global de mercado de las tecnologías de cogeneración/calefacción y refrigeración urbanas.
- Establecer un tope máximo para el apoyo financiero total y darle seguimiento y evaluación del éxito de esta medida, si los resultados son convincentes, se podrían realizar ajustes o incluso ampliar las medidas de apoyo.
- Diseñar mecanismos que agilicen el acceso a financiamiento para acelerar y aumentar la cantidad de proyectos de cogeneración en el país

Actualmente existe el financiamiento de proyectos de cogeneración vía Banca Comercial y Empresas de Servicios Energéticos o Energy Services Companies (ESCOs, por sus siglas en inglés).

Banca comercial

Los bancos otorgan préstamos a las empresas, evaluando en primer lugar su estado financiero y crediticio. En segundo lugar consideran que, en caso de incumplimiento, pueden tomar como garantía los bienes que se adquieran con el préstamo. Este último aspecto es el que normalmente lleva a los bancos a solicitar garantías adicionales para los proyectos de cogeneración, pues prefieren tener como aval otro tipo de bienes, en vez de un sistema de cogeneración. Dicho esquema tradicional traslada todos los riesgos al usuario.

Un caso de éxito financiado por la banca comercial es el proyecto Nuevo Pemex en donde se conjuntó la participación de inversionistas privados (GE Capital) y la banca local (Banamex, Santander, HSBC, Scotiabank); en una operación estimada en 641 millones de dólares. Si bien es un caso muy particular puede servir de retroalimentación para otros proyectos para la banca comercial. (46)

Empresas de Servicios Energéticos (ESCOs)

Las ESCOs desarrollan proyectos de eficiencia energética y aprovechamiento de energías renovables. Estos proyectos son financiados parcial o totalmente por la ESCO, es decir, las empresas asumen el riesgo financiero del proyecto, el cual, se paga mediante los ahorros alcanzados con la implementación de medidas de eficiencia energética y aprovechamiento de energías renovables. (47)

Una forma de obtener capital flexible que se requiere en los proyectos de cogeneración es a través de las ESCOs, las cuales tienen un esquema de evaluación específico, por lo que el financiamiento tiene un alcance muy competitivo:

- No registra adeudo o carga financiera para el usuario de energía.
- Ahorros energéticos y económicos de largo plazo, aún después del período de contratación.
- Operación y mantenimiento durante el período de contratación.

Las condiciones técnicas y económicas del proyecto quedan estipuladas en un Contrato de Desempeño; este instrumento legal reduce los riesgos para el usuario y los traslada a la ESCO quien le ofrece a la empresa garantías de ahorros derivado de la reducción en el pago de la facturación energética por la implementación de las medidas de ahorro de energía y garantiza que sus operaciones normales no se verán afectadas con el proyecto. (6)

En la fig.6.5 se presenta el modelo de financiamiento de ahorros compartidos ampliamente utilizado a nivel mundial donde intervienen tres organizaciones: el usuario de energía, la ESCO y una institución financiera.

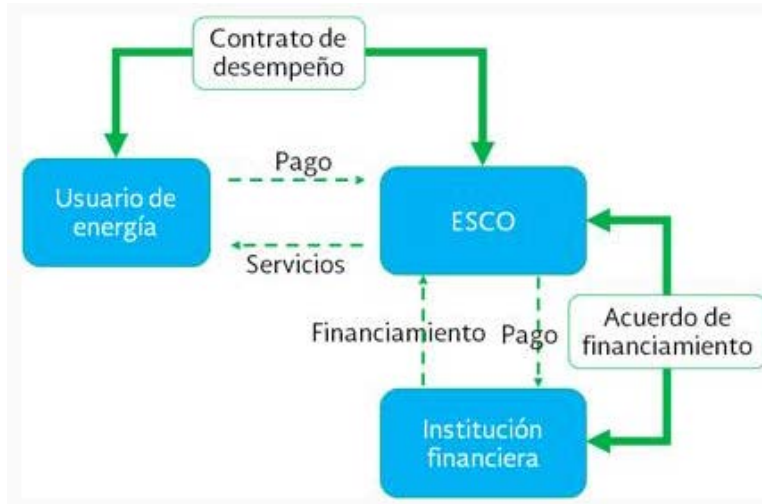


Figura 6.5 Esquema de funcionamiento: Ahorros compartidos (48)

En el país se encuentran funcionando o en construcción varios sistemas de cogeneración financiados por ESCOs. Un caso es la planta de cogeneración en el Estado de México, la cual opera con 3 turbinas de gas natural y tendrá una capacidad de 23 MW, donde una ESCO proveerá la energía eléctrica y vapor para un tercero. El costo de la inversión fue de 19 millones de dólares.

La Asociación Mexicana de Cogeneración y Autoabastecimiento, también ha aplicado el esquema de ESCOs con éxito. (6)

Algunas ventajas de este esquema son:

- El usuario de energía reduce sus gastos energéticos, así como las emisiones de CO₂
- Se controlan los costos derivados de la energía
- Reducción de costos y aumento de utilidad
- Bajo la figura de contratos de desempeño, los ahorros están garantizados por la ESCO
- Supervisión constante del funcionamiento óptimo de las instalaciones
- Se modernizan las instalaciones. (49)

Descripción del incentivo

El incentivo para que los Bancos y ESCOs financien proyectos de cogeneración es que se les pueda otorgar recursos monetarios de los Fondos creados por el Gobierno Mexicano para este fin, como son:

- Fondo de Sustentabilidad Energética, administrado por SENER y CONACyT.
- Fondo para la Transición Energética y Aprovechamiento Sustentable de la Energía, administrado por SENER.

Para poder acceder a éstos u otros fondos, los bancos y las ESCOs deberán calificar ante los organismos encargados, presentando un instrumento de financiamiento o un portafolio de negocio:

- Banca comercial: Se propone lanzar una convocatoria en donde los bancos desarrollen un producto financiero específico para proyectos de cogeneración, para por ese medio acceder a los Fondos antes mencionados. La SENER y CONACyT deberán calificar la pertinencia de los mismos.
- ESCOs: Las condiciones de financiamiento de proyectos implementados por ESCOs varían sustancialmente dependiendo del modelo que se utilice. Se propone que las ESCOs se certifiquen ante los organismos que administran los Fondos para poder acceder a los recursos. Adicionalmente, se sugiere ponderar en la certificación el hecho de contar con un historial exitoso de proyectos. (6)

Financiamiento del FIDE

El fideicomiso para el ahorro de la energía eléctrica (FIDE) es un fideicomiso privado, sin fines de lucro, constituido el 14 de agosto de 1990, por iniciativa de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), en apoyo al Programa de Ahorro de Energía Eléctrica. Es una organización que promueve y desarrolla programas y proyectos integrales de eficiencia energética –eléctrica y térmica–, cogeneración y generación distribuida con fuentes renovables en industrias, comercios y servicios, municipios, sector residencial y agrícola.

El FIDE proporciona financiamiento, certificación y servicios de asistencia técnica a los consumidores, para mejorar la productividad, contribuir al desarrollo económico, social y a la preservación del medio ambiente.

Ofrece apoyo técnico y financiero a través de programas de ahorro y mejora de la eficiencia mediante:

- Eficiencia Energética. Permite promover e inducir el uso eficiente de la energía eléctrica, a través de proyectos que brinden asistencia técnica y/o financiamiento, para la aplicación de tecnologías eficientes que demuestren el ahorro y rentabilidad en sistemas y procesos de producción, iluminación, fuerza motriz (motores), aire acondicionado, y refrigeración, entre otros.
- Eco-Crédito Empresarial. Está diseñado para apoyar al sector empresarial y productivo, mediante financiamientos preferenciales, para la sustitución de equipos obsoletos por aquellos de alta eficiencia aprobados por el FIDE como: aire acondicionado de 1 a 5 TR; iluminación con lámparas fluorescentes (T5, T8 entre otras), lámparas de inducción magnética o diodos de iluminación (Led); motores eléctricos; subestaciones eléctricas y refrigeradores, que cumplan con los requisitos de sustentabilidad económica y energética que exige el FIDE. (50)

6.7.3 Ampliación de la red de distribución del gas natural

En enero de 2011 México registró una reserva probada de gas natural de 359.700.000.000 metros cúbicos en sus yacimientos explorados y una reserva probada de shale gas de 19.3 billones de metros cúbicos, lo que lo ubica en el cuarto lugar a nivel mundial (51). Ambas reservas de gas natural permiten a México considerar un plan de generación de energía eléctrica a través de la cogeneración con gas natural.

Actualmente México tiene una red de ductos para transportar gas natural con una longitud de 9,343 km, con lo que se tiene cubierto el noreste del país, el centro occidente y gran parte de la costa del golfo de México. Sin embargo dicha red troncal no llega a 14 estados. Hoy Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) transporta el gas natural a los grandes consumidores, así como a la entrada de las

ciudades, mientras que la distribución al interior de éstas, en la mayoría de los casos, está a cargo de empresas privadas de distribución.

El alto potencial de explotación en el gas natural en diferentes regiones del país debe ir aunado a una amplia red de distribución para que las empresas con mayor potencial de cogeneración tengan disponibilidad de gas natural con la presión adecuada y precio atractivo.

Los planes de inversión proyectan la construcción de tres estaciones de compresión de gas y alcanzar una longitud de 16,000 km en los próximos 3 años, con lo que se prevé la eliminación de dificultades en la distribución. (6), (52)



Figura 6.6 Red de gasoductos de México 2011 (51)

6.7.4 Capacitar y concientizar en materia de cogeneración

- Promover la micro y pequeña cogeneración y trigeneración en México mediante la educación de las diferentes partes interesadas pertinentes y la concientización pública. La asociación COGENERA, fundada por iniciativa de la Secretaría de Energía (SENER), la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de

la Energía (CONUEE), la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y la Deutsche Gesellschaft für International Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, son actores adecuados para este propósito tanto para el desarrollo de capacidades dentro de la organización como para la concienciación pública, pues reúne a numerosas partes interesadas importantes. (36)

- Impartir cursos dirigidos a clientes, bancos y desarrolladores de proyectos de cogeneración sobre los beneficios, marco regulatorio, financiamiento y ejemplos de buenas prácticas. Los desarrolladores, funcionarios y expertos resaltan que una de las acciones prioritarias para el desarrollo de la cogeneración es informar a sectores específicos y de mayor potencial sobre las condiciones que actualmente se tienen con respecto a financiamientos, infraestructura, trámites y los avances de la tecnología, para que los industriales rompan el paradigma de que no se tienen las condiciones para cogenerar en México. (6)
- Desarrollo de competencias en materia de cogeneración en las universidades. Se propone impartir la materia de cogeneración como optativa en el plan de estudios de las carreras de ingeniería y afines para el desarrollo de proyectos reales en los diferentes sectores económicos.

6.7.5 Promover los casos de éxito y a las empresas desarrolladoras de proyectos de Cogeneración.

Si bien antes de 1992, año en que se realizaron modificaciones a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, las grandes industrias públicas y privadas ya contaban con sistemas de cogeneración, posteriormente a la publicación de la ley se crearon diversos organismos como la CRE y la CONUEE, las empresas de ingeniería y los proveedores de equipos iniciaron acciones para promover y desarrollar proyectos, en los sectores de la industria con mayor potencial, particularmente en la pequeña y mediana industria. En la tabla 6.5 se muestra una lista de proveedores, desarrolladores, consultores, promotores, etc., en materia de proyectos de cogeneración para que los interesados en desarrollar este tipo de proyectos sepan que empresas realizan los proyectos.

Se propone realizar un compendio de casos de éxito y lecciones aprendidas en el desarrollo de proyectos de cogeneración en los diferentes sectores económicos a fin de formar alianzas y redes de aprendizaje entre los diferentes actores; empresas, universidades, consultoras nacionales e internacionales e instituciones financieras para que la tecnología de cogeneración tenga mayor difusión y aplicación.

Tabla 6.5 Lista de empresas relacionadas con proyectos micro cogeneración, cogeneración en pequeña escala y trigeneración.

Proveedores.	Desarrolladores, consultores y promotores
General Electric/Jenbacher	Industria Cogeneradora, INCO
Caterpillar/Madisa	Ambar Electro Ingenieria
Cummins	Maquinaria IGSA
Capstone	SEISA
MWM/Ambar	Dalkia
Guascor	Guascor/Dresser
Solar	Arteche
	Caterpillar/Tracsa
	Capstone
	Elpro
	IGSE
	Ecoenergy
	GBriones

6.7.6 Aplicación de pequeña y mediana cogeneración en el sector terciario y sus resultados

La Cogeneración es una fuente de energía distribuida que por definición se sitúa cerca del punto de consumo de energía y ofrece diferentes capacidades de generación de energía eléctrica y vapor para distintas aplicaciones. Si bien la capacidad de cogeneración existente en México se encuentra en su mayoría en las instalaciones industriales, cerca del 80% de la capacidad de cogeneración existente en 2012 se encuentra en aplicaciones industriales, la cogeneración es un recurso atractivo también para empresas comerciales, pequeña industria, hoteles,

restaurantes, hospitales, escuelas, edificios con múltiples aplicaciones en los diferentes sectores económicos, tal como se muestra en la tabla 6.6.

Tabla 6.6 Aplicaciones de la cogeneración en los diferentes sectores económicos

✓ Construcción	✓ Servicios
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Casas ▪ Hospitales ▪ Complejos penitenciarios ▪ Estaciones policíacas ▪ Colegios universidades y casas de estudiantes ▪ Oficinas ▪ Redes de calefacción y refrigeración urbanos 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Hoteles ▪ Complejos deportivos ▪ Albergas públicas ▪ Centros comerciales ▪ Restaurantes ▪ Aeropuertos ▪ Lavanderías industriales ▪ Tratamiento de residuos
✓ Agricultura	✓ Industrial
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Horticultura y casa verdes ▪ Secadores de cultivo y madera ▪ Instalaciones para animales y zoológicos ▪ Uso de residuos agrícolas y biogás 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Procesos de destilación en la industria alimenticia ▪ Cerámica, pisos, plásticos y cemento ▪ Producción textil ▪ Minería y metalurgia ▪ Industria maderera ▪ Industria química ▪ Refinería ▪ Automóviles ▪ Industria de pulpa y papel ▪ Vidrio

Una medida de promoción de la cogeneración es elaborar un compendio donde se presenten algunos casos de proyectos de cogeneración exitosos y fallidos de micro cogeneración, cogeneración en pequeña escala y trigeneración en México para reunir experiencias en la implementación de estas tecnologías y desarrollar confianza en los inversionistas para este tipo de proyectos.

A continuación se mencionan algunas aplicaciones de los sistemas de cogeneración en México en una tienda departamental, hoteles, procesadora de alimentos de origen animal y textiles Kaltex, indicando la tecnología utilizada en cada caso y el ahorro de energía obtenido. Estos ejemplos son muestra de la rentabilidad de los sistemas de cogeneración.

Tienda departamental

En 2006 se instalaron 20 Microturbinas Capstone C65 en un sistema de cogeneración en una tienda departamental en Nuevo León, que incluye un equipo de absorción para el enfriamiento del agua caliente y las microturbinas capstone integradas a un sistema de intercambiadores de calor.

Resultados:

- El sistema de microturbinas Capstone 20 soporta el 40% de la demanda de energía y se ha reducido la dependencia de la red eléctrica. Cuando ocurre un elevado flujo de gas natural el sistema de microturbinas permite que el sitio opere fuera de la red ahorrando energía y proporciona 1,3 MW de potencia de respaldo durante los cortes de energía del servicio público.
- La instalación de trigeneración cumple los requerimientos de normatividad de ruido y de emisiones en México.
- Los ahorros de energía anuales han alcanzado más del 40%.
- El sistema de absorción de enfriamiento captura la energía térmica de las microturbinas y proporciona aproximadamente 400 toneladas de refrigeración.

Los hoteles Royal Playa del Carmen y el Gran Porto Real

En estos hoteles en 2011 se instaló un paquete de potencia Capstone C1000 dual en un sistema de cogeneración, un intercambiador de calor que genera 4,076 MMBtu/h y un equipo de absorción de enfriamiento de 150 toneladas.

Resultados:

- El calor de escape se captura para proporcionar vapor y agua caliente a los hoteles, incluyendo un servicio de lavandería de 24h y para calentar el agua de dos grandes piscinas a una temperatura de confort de 28-31°C.
- El sistema satisface el 40% de la demanda eléctrica de los hoteles y entrega 100 TR de enfriamiento.
- El consumo de energía en los hoteles se ha reducido en casi un 25%.

-
- Un sistema de control y adquisición de datos (SCADA) Control permite a los operadores monitorear la planta de cogeneración 24/7 tanto local como remotamente, lo que facilita las acciones de mantenimiento preventivo.
 - Los ahorros económicos mensuales del hotel superan un estimado de 450,000 pesos.

Procesadora de alimentos de origen animal

En 2014, la empresa 2G Cenergy instaló un módulo de cogeneración en una planta procesadora de alimentos de origen animal cuyas paredes atenúan el sonido, ocupa poco espacio, es de fácil operación y mantenimiento y tiempo de instalación de tres días.

Resultados:

- El sistema opera continuamente, produciendo 400kW de electricidad y 567kW de calor
- EL sistema tiene una eficiencia total cercana al 90% y una eficiencia eléctrica de 37.6%.

Textiles Kaltex

En 2013, la empresa Siemens instaló una turbina a gas en una manufacturera de textiles Kaltex en 2013 localizada en Altamira Tamaulipas. El sistema combina una turbina de gas SGT-750 con un recuperador de calor del vapor generado con alimentación suplementaria.

- Un tercio de la capacidad eléctrica total será utilizada en sitio para la instalación Kaltex en el hotel, y dos tercios se inyectará a la red para otras instalaciones Kaltex en México.

Industria lechera

En este caso, se realizó un diagnóstico de primer nivel con los datos disponibles referentes a la producción de leche, vapor, así como los consumos eléctricos, de agua y de combustible del 2008 para establecer la viabilidad de un sistema de cogeneración. Posterior al análisis se determinó que para satisfacer la demanda térmica y eléctrica de la industria lechera es adecuada implementar la tecnología de micro-cogeneración. Para mayor detalle del estudio realizado ver **Anexo B**.

CONCLUSIONES.

En conclusión, la implementación de cogeneración en la industria y el sector terciario (comercio y servicios) permite, reducir los costos energéticos, tener mayor eficiencia energética de los procesos y es parte fundamental de las políticas nacionales e internacionales para reducir al mínimo las emisiones de gases de efecto invernadero.

Este trabajo de tesis cumplió con el objetivo de promover el desarrollo de proyectos de cogeneración dando a conocer la tecnología, la normatividad aplicable y la situación actual de la cogeneración a nivel mundial y nacional. En países de Europa, América del Norte y México la micro y pequeña cogeneración tiene mayor crecimiento en comparación a la cogeneración en gran escala, principalmente empleada en edificios, hospitales, restaurantes, hoteles y centros comerciales debido a la importancia que tiene el sector terciario en las economías, en el año 2012 el sector terciario representó cerca del 70% del PIB en países desarrollados mientras que en los países en desarrollo, como México es del 45%, incluso se espera mayor número de comercios y servicios en los próximos años por lo tanto la demanda de energía eléctrica y térmica será mayor para estos sectores, lo que representa una oportunidad para la implementación de proyectos de cogeneración.

En el año 2014, el 42.2% de los establecimientos (empresas) en México correspondieron al sector servicios y representó cerca del 49.5% del personal ocupado del país. Las plantas de cogeneración se ubican en las zonas suroeste, centro y noreste del país zonas relacionadas con el turismo y la disponibilidad de gas natural, sin embargo, existen barreras en el marco regulatorio, económicas, técnicas y culturales que impiden su desarrollo.

Al analizar los obstáculos que presenta la cogeneración en México y como resolverlo, se identificaron 5 acciones fundamentales para impulsar su desarrollo. Estas acciones son las relacionadas con las políticas nacionales de apoyo para mejorar los procedimientos de conexión a la red pública, la ampliación de las redes de distribución del gas natural en el país, el apoyo financiero de instituciones

gubernamentales e internacionales vía Banca Comercial, Empresas de Servicios Energéticos y mediante el Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica, el desarrollo de capacidades en materia de cogeneración y concienciación a clientes, bancos, desarrolladores de proyectos y público en general son puntos clave para el desarrollo de la cogeneración en los diferentes sectores económicos.

Como parte del desarrollo de capacidades en materia de cogeneración, uno de los objetivos de la tesis pretende incluir la materia de cogeneración como optativa para las carreras de ingeniería o afines de las universidades y que exista una vinculación universidad-gobierno-empresas para que las empresas interesadas proporcionen la información necesaria a la universidad y los alumnos desarrollen los proyectos guiados de los profesores y el gobierno apoye su implementación mediante mecanismos de financiamiento nacionales e internacionales. Esta tesis sirve de material de apoyo para dicha asignatura.

La reforma energética y los bajos precios del gas natural abren nuevas oportunidades para implementar proyectos de cogeneración; se fortalece la infraestructura y el mecanismo de compra y venta de electricidad dentro un mercado eléctrico mayorista regulado por el Centro Nacional de Control de Energía y la Secretaría de Energía mientras que las redes de distribución de gas a lo largo y ancho del país favorecen el uso de La tecnología de cogeneración en ciclo combinado que son más eficientes que las tecnologías convencionales.

Aportaciones futuras a este trabajo de tesis es realizar un compendio de casos de éxito y lecciones aprendidas en el desarrollo de proyectos de cogeneración en los diferentes sectores económicos a fin de formar alianzas y redes de aprendizaje entre los diferentes actores; empresas, universidades, consultoras nacionales e internacionales, instituciones financieras para con ello contribuir a la sustentabilidad del país y la protección del medio ambiente.

BIBLIOGRAFÍA Y MESOGRAFÍA

1. Boles, Yunus y Michael A. *Termodinámica*. Quinta.
2. [http://conuee.gob.mx/wb/CONAE/que es la cogeneración 1](http://conuee.gob.mx/wb/CONAE/que%20es%20la%20cogeneraci3n). [En línea]
3. <http://www.terra.org/categorias/articulos/los-beneficios-de-la-cogeneracion-energia-eficiente>. [En línea]
4. Aguilar, Oscar. ¿Qué es la cogeneración? segunda parte: ventajas y limitaciones. [En línea] <http://www.energia.org.mx.php5-21.dfw1-2.websitetestlink.com>.
5. Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE), Secretaria de Energía. *Esquemas de cogeneración*. México : s.n., 1995.
6. Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE), GIZ, Secretaria de energía. *Diseño de incentivos para promover la cogeneración en México*. México : s.n., 2012.
7. Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE), CRE, GTZ. *Estudio sobre cogeneración en el sector industrial en México*. México : s.n., 2009.
8. La cogeneración y como funciona. [En línea] <http://www.fabricamx.com/editoriales/cogeneracion>.
9. Gabriel, León de los Santos. *Tesis de Doctorado: Estudio de viabilidad de la cogeneración en México*. México, D.F. : s.n., 2003.
10. http://conuee.gob.mx/wb/CONAE/tecnologias_de_cogeneracion_1. [En línea]
11. <http://www.stopco2euskadi.net>. [En línea]
12. <http://www.empresaeiciente.com/es/catalogo-de-tecnologias/plantas-de-cogeneracion#ancla>. [En línea]
13. http://www.conuee.gob.mx/wb/CONAE/tecnologias_maduras. [En línea]
14. <http://www.eve.es/La-energia/Infografias/La-cogeneracion/Cogeneracion.aspx>. [En línea]
15. <http://www.adener.com/instalaciones.html>. [En línea]
16. (CONAE), Comisión Nacional para el Ahorro de Energía. *Diagnósticos Energéticos*. México : s.n., 2009.
17. <http://dspace.ups.edu.ec>. [En línea]
18. *Artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos*. México : s.n.
19. Tratado de Libre Comercio (TLCAN). [En línea] http://dof.gob.mx/website/busqueda_detalle.php.
20. Ley de Inversión Extranjera (LIE). [En línea] http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5355989&fecha=11/08/2014.
21. Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE). [En línea] http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5280997&fecha=30/11/2012.
22. Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (RLSPEE). [En línea] http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5280997&fecha=30/11/2012.
23. Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (LASE). [En línea] http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5109495&fecha=11/09/2009.

24. Reglamento de la ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (RLASE). [En línea]
http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5109495&fecha=11/09/2009.
25. Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE). [En línea]
http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5107871&fecha=02/09/2009.
26. Ley General de Cambio Climático (LGCC). [En línea]
http://www.inecc.gob.mx/descargas/2012_lgcc.pdf.
27. Ley de la Industria Eléctrica. [En línea]
http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5355986&fecha=11/08/2014.
28. CONUEE, CRE, Secretaria de Energía. *Guía práctica de trámites y permisos para proyectos de cogeneración de energía eléctrica en México*. México, D.F : s.n., 2012.
29. Centro Nacional de Control de Energía (CENACE). [En línea]
<http://www.cenace.gob.mx>.
30. Comisión Reguladora de Energía (CRE). [En línea] www.cre.gob.mx.
31. Comisión Reguladora de Energía (CRE), GIZ. *Guía fácil del marco normativo de la cogeneración*. México D.F : s.n., 2013. pág. 24.
32. Disposiciones generales para acreditar sistema de cogeneración como de cogeneración eficiente, CRE. [En línea]
<http://www.cre.gob.mx/documento/2300.pdf>.
33. Incentivo arancelario para la importación de equipo anticontaminante y sus partes. [En línea] http://www.economia.gob.mx/files/marco_normativo/A441.pdf.
34. Cogenera México. [En línea]
<http://www.cogeneramexico.org.mx/menu.php?m=60>.
35. *Situación de la cogeneración en el mundo*. org, Energiza. Madrid, España : Renovetec, Enero, 2014.
36. Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE), Cooperación alemana GIZ, BMZ. *Micro y pequeña cogeneración y trigeneración en México*. México, D.F. : s.n., 2013.
37. (AChEE), Agencia Chilena de Eficiencia Energética. <http://www.acee.cl/>. [En línea]
38. Energiza.Org. <http://www.energiza.org/cogeneracion/27-cogeneracion/779-cogeneracion-en-estados-unidos>. [En línea]
39. Unidos, Departamento de Energía de los Estados.
<http://www.energy.gov/eere/amo/chp-deployment>. [En línea]
40. Energía, Secretaría de. *Prospectiva del Sector Eléctrico 2013-2027*. México, D.F. : s.n., 2013.
41. (CRE), Comisión Reguladora de Energía.
<http://www.cre.gob.mx/documento/3045.pdf>. [En línea]
42. CRE, Elaboración propia a partir de información de la.
43. 2013, Elaboración Conuee con datos de la CRE.
44. Banco Mundial. [En línea] <http://datos.bancomundial.org/indicador>.
45. INEGI. [En línea] <http://www.inegi.org.mx/>.

46. Comisión para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE), GIZ, Secretaria de Energía. *Diseño de incentivos para promover la cogeneración en México*. México : s.n., 2012.
47. CONUEE.
http://www.conuee.gob.mx/wb/Conuee/empresas_de_servicios_energeticos. [En línea]
48. Conuee. [En línea]
http://www.conuee.gob.mx/wb/Conuee/esquema_de_funcionamiento.
49. —. [En línea] <http://www.conuee.gob.mx/wb/Conuee/ventajas>.
50. FIDE. [En línea] <http://www.fide.org.mx/>.
51. Energy Information Administration de Estados Unidos. [En línea]
<http://www.eia.gov/naturalgas/>.
52. *Shale gas en México: aspectos económicos y regulatorios*. Estrada, Javier Estrada. 47, México, D.F. : s.n., 2011, Energía a Debate.
53. <http://www.si3ea.gov.co/Portals/0/Gie/Tecnologias/cogeneracion.pdf>. [En línea]
54. GIZ, CONUEE /. *Diseño de Incentivos para Promover la Cogeneración en México*. México, D.F. : s.n., 2013.
55.
http://s3.amazonaws.com/zanran_storage/www.energymanagertraining.com/ContentPages/686083101.pdf. [En línea]
56. <http://www.stopco2euskadi.net>. [En línea]

ANEXO A

En el presente se anexa la tabla de permisos de cogeneración administrados hasta el 30 de septiembre de 2014.

AÑO	PERMISIONARIO	LUGAR	TIPO DE INDUSTRIA	CAPACIDAD (MW)	INICIO DE OPERACIÓN	TIPO DE TECNOLOGIA	ENERGETICO PRIMARIO
1994	PRODUCTORA DE PAPEL, S. A. DE C. V.	NUEVO LEON	PAPELERO	18.00	15/10/94	TURBINA DE GAS Y TURBINA DE VAPOR	GAS NATURAL
1994	FERSINSA GB, S. A. DE C. V.	COAHUILA	ALIMENTOS	6.00	30/11/94	TURBINA DE GAS	GAS NATURAL
1994	ALMIDONES MEXICANOS, S. A. DE C. V.	JALISCO	ALIMENTOS	12.00	30/04/96	TURBINA DE GAS	GAS NATURAL
1995	INNOPHOS FOSFATADOS DE MÉXICO, S. DE R. L. DE C. V.	VERACRUZ	PETROQUIMICO	6.25	30/03/95	TURBINA DE VAPOR	GAS NATURAL
1996	ENERTEK, S. A. DE C. V.	TAMAULIPAS	PETROQUIMICO	168.00	01/02/98	TURBINA DE GAS Y TURBINA DE VAPOR	GAS NATURAL
1996	ENERGÍA BIDARENA, S. DE R. L. DE C. V.	ESTADO DE MEXICO	PAPELERO	6.15	16/03/98	COMBUSTION INTERNA	GAS NATURAL
1998	PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA, COMPLEJO PROCESADOR DE GAS CACTUS	CHIAPAS	PETROQUIMICO	120.70	ANTES DE 92	TURBINA DE GAS	GAS NATURAL
1996	ENERGÍA BIDARENA, S. DE R. L. DE C. V.	ESTADO DE MEXICO	PAPELERO	6.15	16/03/98	COMBUSTION INTERNA	GAS NATURAL
1998	PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA, COMPLEJO PROCESADOR DE GAS CACTUS	CHIAPAS	PETROQUIMICO	120.70	ANTES DE 92	TURBINA DE GAS	GAS NATURAL
1998	PEMEX-PETROQUÍMICA, COMPLEJO PETROQUÍMICO MORELOS	VERACRUZ	PETROQUIMICO	172.00	ANTES DE 92	TURBINA DE GAS Y TURBINA DE VAPOR	GAS NATURAL
1998	PEMEX-PETROQUÍMICA, COMPLEJO PETROQUÍMICO CANGREJERA	VERACRUZ	PETROQUIMICO	163.50	ANTES DE 92	TURBINA DE GAS Y TURBINA DE VAPOR	GAS NATURAL
1998	PETROQUÍMICA MEXICANA DE VINILO, S. A. DE C. V.	VERACRUZ	PETROQUIMICO	58.50	ANTES DE 92	TURBINA DE GAS	GAS NATURAL
1998	STYROLUTION MEXICANA, S. A. DE C. V.	TAMAULIPAS	QUIMICO	10.60	01/03/99	TURBINA DE GAS	GAS NATURAL
1998	PAPELERA INDUSTRIAL POTOSINA, S. A. DE C. V.	SAN LUIS POTOSI	PAPELERO	6.53	12/02/99	TURBINA DE GAS Y TURBINA DE VAPOR	GAS NATURAL
1999	GRUPO CELANESE, S. A. DE C. V., COMPLEJO OCOTLÁN	JALISCO	TEXTIL	13.30	ANTES DE 92	TURBINA DE VAPOR	COMBUSTOLEO
1999	ZACAPU POWER, S. DE R. L. DE C. V.	MICHOACAN	TEXTIL	10.00	ANTES DE 92	TURBINA DE VAPOR	COMBUSTOLEO
1999	COMPAÑÍA DE		PETROLERO	362.60	31/05/00	TURBINA DE	GAS

Anexo A

AÑO	PERMISIONARIO	LUGAR	TIPO DE INDUSTRIA	CAPACIDAD (MW)	INICIO DE OPERACIÓN	TIPO DE TECNOLOGIA	ENERGETICO PRIMARIO
	NITRÓGENO DE CANTARELL, S. A. DE C. V.	CAMPECHE				GAS Y COMBUSTION INTERNA	NATURAL Y DIESEL
1999	CELULOSA DE FIBRAS MEXICANAS, S. A. DE C. V.	TLAXCALA	PAPELERO	6.64	15/12/99	TURBINA DE GAS Y TURBINA DE VAPOR	GAS NATURAL
2000	MEXICHEM RESINAS VINÍLICAS, S. A. DE C. V.	TAMAULIPAS	QUIMICO	16.35	28/02/00	CICLO COMBINADO	GAS NATURAL
2000	TRACTEBEL ENERGÍA DE MONTERREY, S. DE R. L. DE C. V.	NUEVO LEON	INDUSTRIAS DIVERSAS	284.01	28/03/03	CICLO COMBINADO	GAS NATURAL
2000	AGROENERGÍA, S. A. DE C. V.	QUERETARO	QUIMICO	19.20	ANTES DE 92	TURBINA DE GAS Y TURBINA DE VAPOR	REACCION QUIMICA EXOTERMICA
2001	BECTON DICKINSON DE MÉXICO, S. A. DE C. V.	ESTADO DE MEXICO	FARMACEUTICA	6.54	30/06/01	COMBUSTION INTERNA	GAS NATURAL
2001	INDUSTRIAS QUÍMICAS FALCON DE MÉXICO S.A DE C.V.	MORELOS	QUIMICO	5.00	23/11/01	TURBINA DE GAS	DIESEL
2002	BIOENERGÍA DE NUEVO LEÓN, S. A. DE C. V.	NUEVO LEON	MUNICIPAL	16.96	07/04/03	COMBUSTION INTERNA	BIOGAS
2003	TRACTEBEL ENERGÍA DE PÁNUCO, S. A. DE C. V.	TAMAULIPAS	QUIMICO	27.53	09/05/05	TURBINA DE GAS	GAS NATURAL
2004	PRUP, S. A. DE C. V.	HIDALGO	INDUSTRIAS DIVERSAS	5.22	31/03/04	COMBUSTION INTERNA	GAS NATURAL
2004	CONSERVAS LA COSTEÑA, S. A. DE C. V. Y JUGOMEX, S. A. DE C. V.	ESTADO DE MEXICO	ALIMENTOS	0.97	12/07/04	COMBUSTION INTERNA	BIOGAS Y GAS NATURAL
2005	CARTONES PONDEROSA, S. A. DE C. V.	QUERETARO	PAPELERO	19.99	06/07/05	COMBUSTION INTERNA	COMBUSTOLEO Y DIESEL
2005	PRODUCTORA NACIONAL DE PAPEL, S. A. DE C. V.	SAN LUIS POTOSI	PAPELERO	17.08	23/06/05	TURBINA DE GAS Y COMBUSTION INTERNA	COMBUSTOLEO Y DIESEL
2005	GENERADORA PETROCEL, S. A. DE C. V.	TAMAULIPAS	QUIMICO	16.38	23/06/05	TURBINA DE VAPOR	VAPOR
2005	PIASA COGENERACIÓN, S. A. DE C. V.	VERACRUZ	INDUSTRIAS DIVERSAS	40.00	18/05/11	TURBINA DE VAPOR	BAGAZO DE CAÑA
2005	COBIELEC, S. A. DE C. V.	PUEBLA	INDUSTRIAS DIVERSAS	2.80	16/08/05	COMBUSTION INTERNA	GAS NATURAL
2005	EL PALACIO DE HIERRO, S. A. DE C. V., SUCURSAL MONTERREY	NUEVO LEON	COMERCIO	1.20	13/01/06	TURBINA DE GAS	GAS NATURAL
2006	PRODUCTOS ROCHE, S. A. DE C. V., PLANTA TOLUCA	ESTADO DE MEXICO	QUIMICO	2.05	31/03/06	COMBUSTION INTERNA	GAS NATURAL
2006	PROCTER & GAMBLE MANUFACTURA, S. DE R. L. DE C. V.	TLAXCALA	MANUFACTURERO	59.80	01/03/09	CICLO COMBINADO	GAS NATURAL
2006	PROCTER & GAMBLE MANUFACTURA, S. DE R. L. DE C. V., PLANTA	DISTRITO FEDERAL	INDUSTRIAS DIVERSAS	6.50	01/03/09	TURBINA DE GAS	GAS NATURAL

Anexo A

AÑO	PERMISIONARIO	LUGAR	TIPO DE INDUSTRIA	CAPACIDAD (MW)	INICIO DE OPERACIÓN	TIPO DE TECNOLOGIA	ENERGETICO PRIMARIO
	TALISMAN						
2007	PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA, COMPLEJO PROCESADOR DE GAS CD. PEMEX	TABASCO	PETROQUÍMICO	59.00	08/03/07	TURBINA DE GAS	GAS NATURAL
2007	PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA, COMPLEJO PROCESADOR LA VENTA	TABASCO	PETROQUÍMICO	22.24	23/03/07	TURBINA DE GAS	GAS NATURAL
2007	INDUSTRIAS DERIVADAS DEL ETILENO, S. A. DE C. V.	VERACRUZ	QUIMICO	1.50	23/01/08	TURBINA DE VAPOR	GAS NATURAL
2007	PEMEX-PETROQUÍMICA, COMPLEJO PETROQUÍMICO COSOLEACAQUE	VERACRUZ	PETROLERO	59.60	11/04/07	TURBINA DE GAS	GAS NATURAL Y GAS RESIDUAL
2007	PEMEX-PETROQUÍMICA, COMPLEJO PETROQUÍMICO INDEPENDENCIA	PUEBLA	PETROLERO	54.00	11/04/07	TURBINA DE VAPOR	GAS NATURAL Y COMBUSTIBLE
2007	PEMEX-REFINACIÓN, ING. ANTONIO M. AMOR	GUANAJUATO	PETROLERO	142.75	15/05/07	TURBINA DE VAPOR	GAS NATURAL Y COMBUSTIBLE
2007	PEMEX-REFINACIÓN, REFINERÍA FRANCISCO I. MADERO	TAMAULIPAS	PETROLERO	129.00	11/05/07	TURBINA DE VAPOR	GAS NATURAL Y COMBUSTIBLE
2007	PEMEX-REFINACIÓN, REFINERÍA ING. HECTOR LARA SOSA	NUEVO LEON	PETROLERO	79.00	11/05/07	TURBINA DE VAPOR Y TURBOEXPANSOR	GAS NATURAL Y COMBUSTIBLE
2007	PEMEX-REFINACIÓN, REFINERÍA GENERAL LÁZARO CÁRDENAS	VERACRUZ	PETROLERO	64.00	15/05/07	TURBINA DE VAPOR	GAS NATURAL Y COMBUSTIBLE
2007	PEMEX-REFINACIÓN, REFINERÍA ING. ANTONIO DOVALÍ JAIME	OAXACA	PETROLERO	115.20	28/06/07	TURBINA DE VAPOR	GAS NATURAL Y COMBUSTIBLE
2007	PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, TERMINAL MARÍTIMA DOS BOCAS	TABASCO	PETROLERO	96.42	28/06/07	TURBINA DE GAS	GAS RESIDUAL
2007	PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, PLANTA ELÉCTRICA CÁRDENAS	TABASCO	PETROLERO	42.00	28/06/07	TURBINA DE GAS	GAS RESIDUAL
2007	PEMEX-REFINACIÓN, REFINERÍA GENERAL LÁZARO CÁRDENAS, PROYECTO RECONFIGURACIÓN	VERACRUZ	PETROLERO	40.00	28/06/07	TURBINA DE VAPOR	GAS NATURAL Y COMBUSTIBLE
2007	PEMEX-REFINACIÓN,	HIDALGO	PETROLERO	133.70	09/08/07	TURBINA DE VAPOR	GAS NATURAL Y

Anexo A

AÑO	PERMISIONARIO	LUGAR	TIPO DE INDUSTRIA	CAPACIDAD (MW)	INICIO DE OPERACIÓN	TIPO DE TECNOLOGIA	ENERGETICO PRIMARIO
	REFINERÍA MIGUEL HIDALGO						COMBUSTOL EO
2007	METALÚRGICA MET- MEX PEÑALES, S. A. DE C. V.	COAHUILA	MINERO	7.00	28/11/08	TURBINA DE VAPOR	VAPOR
2009	PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA, COMPLEJO PROCESADOR DE GAS NUEVO PEMEX	TABASCO	PETROLERO	367.40	15/05/09	TURBINA DE GAS Y TURBINA DE VAPOR	GAS NATURAL
2009	ENERGÍA SAN PEDRO, S. C. DE R. L. DE C. V.	NUEVO LEON	SERVICIOS	2.00	15/04/12	TURBINA DE GAS	GAS NATURAL
2010	DESTILADORA DEL PAPALOAPAN, S. A. DE C. V.	OAXACA	QUIMICO	8.00	05/02/10	TURBINA DE VAPOR	BAGAZO DE CAÑA
2010	COMPANÍA CERVECERA DE COAHUILA, S. DE R. L. DE C. V.	COAHUILA	ALIMENTOS	16.00	17/06/10	TURBINA DE VAPOR	COMBUSTOL EO
2010	ATLATEC, S. A. DE C. V.	QUERETA RO	SERVICIOS	1.05	25/11/10	COMBUSTIO N INTERNA	BIOGAS
2010	TALA ELECTRIC, S. A. DE C. V.	JALISCO	AZUCARERO	25.00	01/04/12	TURBINA DE VAPOR	BAGAZO DE CAÑA
2010	POLIOLES, S. A. DE C. V.	ESTADO DE MEXICO	PETROQUIMIC O	2.50	31/01/11	TURBINA DE VAPOR	GAS NATURAL
2011	BIO PAPPEL, S. A. B. DE C. V.	DURANGO	PAPELERO	22.86	08/06/12	TURBINA DE GAS	GAS NATURAL
2011	ATLATEC, S. A. DE C. V., PLANTA EL AHO GADO	JALISCO	SERVICIOS	2.83	05/05/12	COMBUSTIO N INTERNA	BIOGAS
2011	SIGMA ALIMENTOS CENTRO, S. A. DE C. V., PLANTA ATITALAQUIA	HIDALGO	ALIMENTOS	3.18	19/09/11	COMBUSTIO N INTERNA	GAS NATURAL
2011	BIO PAPPEL, S. A. B. DE C. V., PLANTA ATENQUIQUE	JALISCO	PAPELERO	15.50	27/10/11	TURBINA DE VAPOR	LICOR NEGRO Y COMBUSTOL EO
2011	PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA, COMPLEJO PROCESADOR DE GAS BURGOS	TAMAULIP AS	PETROLERO	19.50	28/09/11	TURBINA DE GAS	GAS RESIDUAL
2011	MINERA Y METALÚRGICA DEL BOLEO, S. A. P. I. DE C. V.	BAJA CALIFORNI A SUR	MINERO	46.00	28/02/14	TURBINA DE VAPOR	VAPOR
2012	TLALNEPANTLA COGENERACIÓN, S. A. P. I. DE C. V.	ESTADO DE MEXICO	INDUSTRIAS DIVERSAS	28.00	01/08/12	TURBINA DE GAS	GAS NATURAL
2012	DESTILERÍA DEL GOLFO, S. A. DE C. V.	VERACRU Z	QUIMICO	8.00	01/04/13	TURBINA DE VAPOR	BAGAZO DE CAÑA
2012	HUIXTLA ENERGÍA, S. A DE C. V.	CHIAPAS	INDUSTRIAS DIVERSAS	12.00	01/03/13	TURBINA DE VAPOR	BAGAZO DE CAÑA
2012	GRUPO CELANESE, S. DE R. L. DE C. V., COMPLEJO CANGREJERA	VERACRU Z	QUIMICO	14.99	22/08/13	TURBINA DE GAS	GAS NATURAL
2012	ASOCIACIÓN DE COLONOS DEL FRACCIONAMIENT O VALLE REAL, A. C.	JALISCO	INDUSTRIAS DIVERSAS	0.20	30/08/13	TURBINA DE GAS	GAS NATURAL

Anexo A

AÑO	PERMISIONARIO	LUGAR	TIPO DE INDUSTRIA	CAPACIDAD (MW)	INICIO DE OPERACIÓN	TIPO DE TECNOLOGIA	ENERGETICO PRIMARIO
2012	ENERGÍA MK KF, S. A. DE C. V.	TAMAULIPAS	TEXTIL	35.93	31/05/14	TURBINA DE GAS	GAS NATURAL
2012	PEMEX GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA, COMPLEJO PROCESADOR DE GAS POZARICA	VERACRUZ	PETROLERO	16.00	10/08/12	TURBINA DE VAPOR	GAS NATURAL
2012	CE G. SANBORNS, S. A. DE C. V.	DISTRITO FEDERAL	COMERCIO	1.15	01/09/13	COMBUSTION INTERNA	GAS NATURAL
2012	ENERGÍA RENOVABLE DE CUAUTLA, S. A. DE C. V.	MORELOS	INDUSTRIAS DIVERSAS	1.06	30/08/14	COMBUSTION INTERNA	BIOGAS
2012	LÁMINAS ACANALADAS INFINITA, S. A. DE C. V.	ESTADO DE MEXICO	MANUFACTURERO	6.00	08/12/13	TURBINA DE GAS	GAS NATURAL
2013	BIO PAPPEN PRINTING, S. A. DE C. V.	VERACRUZ	PAPELERO	40.37	15/08/13	TURBINA DE GAS	GAS NATURAL
2013	SKY EPS SUPPLY, S. A. DE C. V.	PUEBLA	INDUSTRIAS DIVERSAS	10.20	01/09/13	COMBUSTION INTERNA	GAS NATURAL
2013	EMPAQUES MODERNOS SAN PABLO, S. A. DE C. V.	ESTADO DE MEXICO	PAPELERO	6.00	01/02/14	TURBINA DE GAS	GAS NATURAL
2013	PROTEÍNAS NATURALES, S. A. DE C. V.	NUEVO LEON	ALIMENTOS	6.00	01/12/13	TURBINA DE GAS	GAS NATURAL
2013	PRODUCTOS ALIMENTICIOS LA MODERNA, S. A. DE C. V.	JALISCO	ALIMENTOS	3.77	28/02/14	COMBUSTION INTERNA	GAS NATURAL
2013	HOMECARE DE MÉXICO, S. A. DE C. V.	NUEVO LEON	QUIMICO	1.00	18/07/13	TURBINA DE GAS	GAS NATURAL
2013	CSI EN SALTILLO, S. DE R. L. DE C. V.	COAHUILA	MANUFACTURERO	2.60	31/10/14	TURBINA DE GAS	GAS NATURAL
2013	INDUSTRIAS FERROPLÁSTICA S. S. A. DE C. V.	QUERETARO	MANUFACTURERO	1.30	26/09/13	COMBUSTION INTERNA	GAS NATURAL
2013	COGENERACIÓN DE ENERGÍA LIMPIA DE COSOLEACAQUE, S. A. DE C. V.	VERACRUZ	INDUSTRIAS DIVERSAS	118.00	01/06/14	TURBINA DE GAS Y TURBINA DE VAPOR	GAS NATURAL
2013	SKY EPS SUPPLY SM, S. A. DE C. V.	PUEBLA	INDUSTRIAS DIVERSAS	10.20	31/12/14	COMBUSTION INTERNA	GAS NATURAL
2013	CE G. SANBORNS SATÉLITE, S. A. DE C. V.	ESTADO DE MEXICO	COMERCIO	0.99	02/06/14	COMBUSTION INTERNA	GAS NATURAL
2013	CE G. SANBORNS TEZONTLE, S. A. DE C. V.	DISTRITO FEDERAL	COMERCIO	0.99	06/06/14	COMBUSTION INTERNA	GAS NATURAL
2013	CE G. SANBORNS PERISUR, S. A. DE C. V.	DISTRITO FEDERAL	COMERCIO	0.99	06/06/14	COMBUSTION INTERNA	GAS NATURAL
2013	CE G. SANBORNS MONTERREY, S. A. DE C. V.	NUEVO LEON	COMERCIO	0.99	06/06/14	COMBUSTION INTERNA	GAS NATURAL
2013	CE G. SANBORNS 2, S. A. DE C. V.	DISTRITO FEDERAL	COMERCIO	0.99	06/06/14	COMBUSTION INTERNA	GAS NATURAL
2013	GS ENERGÍA, S. A. P. I. DE C. V.	MICHOACAN	INDUSTRIAS DIVERSAS	0.95	31/12/13	TURBINA DE GAS	GAS NATURAL
2013	CELULOSA Y		PAPELERO	1.77	08/02/14	COMBUSTION	GAS

Anexo A

AÑO	PERMISIONARIO	LUGAR	TIPO DE INDUSTRIA	CAPACIDAD (MW)	INICIO DE OPERACIÓN	TIPO DE TECNOLOGIA	ENERGETICO PRIMARIO
	PAPEL DEL BAJÍO, S. A. DE C. V.	GUANAJUATO				N INTERNA	NATURAL
2013	IDEAL SANEAMIENTO DE SALTILLO, S. A. DE C. V.	COAHUILA	SERVICIOS	0.86	30/09/14	COMBUSTION INTERNA	BIOGAS
2013	PABLO IGNACIO MICHEL ONTIVEROS	JALISCO	COMERCIO	1.91	10/01/14	COMBUSTION INTERNA	GAS NATURAL
2014	RENOVA ATLATEC, S. A. DE C. V.	JALISCO	SERVICIOS	11.40	17/04/14	COMBUSTION INTERNA	BIOGAS
2014	AIRBUS HELICOPTERS MÉXICO QUERÉTARO, S. A. DE C. V.	QUERETARO	MANUFACTURERO	2.70	30/05/14	COMBUSTION INTERNA	GAS NATURAL
2014	PROMAX ENERGÍA, S. A. P. I. DE C. V.	NUEVO LEON	INDUSTRIAS DIVERSAS	16.20	30/11/14	TURBINA DE GAS Y TURBINA DE VAPOR	GAS NATURAL
2014	PAPELES Y CONVERSIONES DE MÉXICO, S. A. DE C. V.	NUEVO LEON	PAPELERO	5.20	01/08/14	TURBINA DE GAS	GAS NATURAL
2014	IGSAPAK COGENERACIÓN, S. A. P. I. DE C. V.	HIDALGO	INDUSTRIAS DIVERSAS	60.00	01/10/14	TURBINA DE GAS	GAS NATURAL

ANEXO B

A continuación se presenta el estudio de viabilidad de la implementación de un sistema de cogeneración en la industria lechera.

El primer paso para determinar la viabilidad económica de la cogeneración en un sitio es conocer las características específicas del lugar, el combustible utilizado, la energía eléctrica generada, y el calor producido. Los primeros suelen ser objetos de contratos de compraventa entre entidades diferentes y son fáciles de medir, mientras que medir o evaluar el calor es más complejo.

El análisis de viabilidad permite identificar el tamaño del sistema preliminar, basado en las cargas y los horarios estimados de demanda térmica y eléctrica. Las curvas de cargas estimadas y la correlación entre la potencia y las demandas térmicas serán utilizadas para determinar las tecnologías de cogeneración que podrían ser implementadas. Con el fin de minimizar los costos en esta etapa temprana del desarrollo del proyecto, las estimaciones de carga a menudo se basan en el análisis de la factura de servicios públicos, datos disponibles fácilmente.

A continuación se presenta un estudio básico de viabilidad para la industria lechera que permite recopilar la información necesaria para justificar la implementación de un sistema de cogeneración en la instalación. Este cuestionario con algunas variantes puede aplicarse a otras pequeñas y medianas empresas, hospitales, centros comerciales, hoteles, entre otros.

Cuestionario básico estudios de viabilidad sector industrial

1. Datos generales del centro

Nombre de la empresa:	Lechemex	Telefono:	
Dirección completa:	Querétaro, México	Celular:	
Persona de contacto:		e-mail:	
Cargo:	Jefe de depto. Operación y Mantenimiento		

2. Descripción del sitio

Actividad principal ⁽¹⁾ :	Industria lechera			
Localización de la instalación:	Querétaro			
Áreas principales de la instalación:	Sección I: Tolvas o área seca, Sección II: Rehidratado o área húmeda y Sección III: Pasteurización o de sanidad			
Espacio disponible para un sistema de cogeneración:	En el interior:	2 m ²	En el exterior:	3 m ²
⁽¹⁾ Indicar el tipo de instalación (centro hospitalario, centro comercial, hotel, centro deportivo, ...)				

Anexar plano de la instalación.

3. Descripción del proceso y equipos principales

Descripción del proceso:

La leche fresca, al ingresar a planta se somete a pruebas de calidad, si el resultado es favorable la leche se filtra, clarifica y enfría a 4°C para ingresar a los silos de almacenamiento para su conservación, posteriormente es llevada al área de descremado, donde se almacena por separado de la leche descremada y la crema.

La leche descremada se estandariza, pasa por el deodorizador, luego por el homogenizador donde se adiciona agua, vitaminas y grasa vegetal, se pasteuriza (Proceso UHT o HTST) a alta temperatura a 72-75°C y corto tiempo de contención (HTST) de 15-20 segundos, luego la leche se enfría a 4°C y finalmente se envasa. En la ultrapasteurización (UHT) de leche fluida, la leche se calienta a temperaturas de entre 135 a 140 °C. La crema también pasa por un deodorizador, homogenizador, el producto se pasteuriza y se almacena en tanques entre 3 y 4°C para su disposición en pipas y venta a granel.

Procesos consumidores de energía térmica: Pasteurización y Ultrapasteurización de crema, limpieza en sitio, transporte de producto

Procesos consumidores de energía eléctrica: Refrigeración, descremado y homogenización

Equipos de proceso que consumen energía eléctrica

Equipos	Unidades
Bombas	43
Agitadores	14
Homogenizador	3
Transportador de sacos	3
Tamizador	3
Extractor de polvos	3
Motor prensa pasteurizador	3
Motor unidad manejadora de aire proceso	2
Motor transportador	32
Motobomba	20
Extractor de aire	1
Motor ventilador	16
Compresor	7
Motor-reductor	2

Observaciones generales:

- Los motores tienen más de 20 años lo que repercute en constantes mantenimientos.

- La caldera no opera de manera eficiente.
- No existe línea de retorno de condensados y se desperdicia energía y el vapor destinado para el lavado de canastillas se desperdicia.
- En el área de oficinas las lámparas no son ahorradoras y su uso no es controlado.

Anexar el diagrama de flujo de proceso.

4. Condiciones ambientales

Altura sobre el nivel del mar (m): 1,980

Temperatura anual media (°C)	18
Temperatura anual máxima (°C)	28
Temperatura anual mínima (°C)	7
Temperatura media en verano (°C):	27
Temperatura media en invierno (°C):	10

5. Programa de trabajo del centro consumidor

Horas de operación por día:	24	h/día
Días de operación por semana:	6	días/semana
Semanas por año:	48	semana/año
Horas de funcionamiento anuales:	8064	h/año
Horas de mantenimiento:	16	h/semana
Horas de paro programados:	768	h/año

6. Suministro de energía eléctrica

Suministro eléctrico de los equipos:

La planta de leche cuenta con tres plantas eléctricas de emergencia: la planta # 1 tiene una capacidad de 700 kilowatts, la planta # 2 y # 3 tienen una capacidad de 900 kilowatts. Dichas plantas abastecen los equipos eléctricos.

Compañía suministradora:	CFE	
Potencia contratada:	0.220	MW
Potencia media:	0.18	MW
Tensión de interconexión:	69	Kv
Consumo anual:	2.165	MWh
Costo anual:	9.6	Millones de pesos

Otras consideraciones:

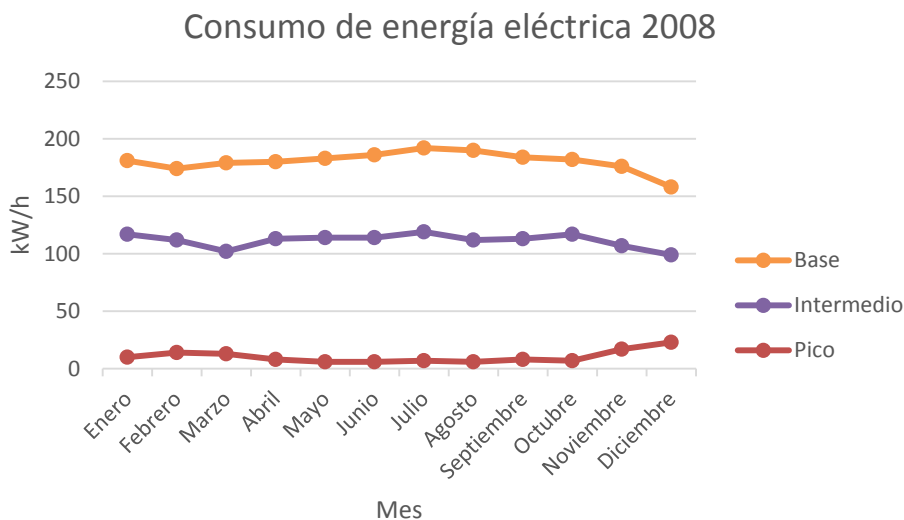
Anexar el plano o esquema eléctrico

Anexar los recibos de los doce últimos meses

7. Consumos de energía eléctrica (kWh)

La planta opera las 24h es por ello que registra consumos para los diferentes rangos de horarios establecidos por CFE estos son horario pico, intermedio y base.

Meses	Pico	Intermedio	Base	Total
Enero	10	107	64	181
Febrero	14	98	62	174
Marzo	13	89	77	179
Abril	8	105	67	180
Mayo	6	108	69	183
Junio	6	108	72	186
Julio	7	112	73	192
Agosto	6	106	78	190
Septiembre	8	105	71	184
Octubre	7	110	65	182
Noviembre	17	90	69	176
Diciembre	23	76	59	158



Comentarios de la gráfica:

La gráfica indica que en el año 2008, la planta industrial de leche disminuyó sus consumos en los tres horarios de factura, teniendo un máximo de 110 kWh/h para el

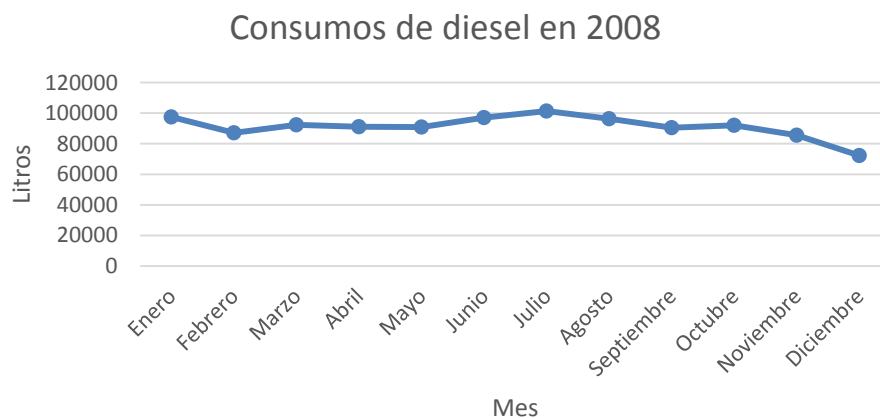
horario intermedio, un mínimo de 6 kW/h en hora pico y un máximo en el horario base 78 kW/h.

8. Suministro de combustible

Tipo (propano, gasóleo, diésel, ...)	Diésel	
Poder calorífico superior medio:	10,680	kcal/kg
Poder calorífico inferior medio:	10,000	kcal/kg
Forma de suministro:	Pipa	
Presión normal de suministro:	8	BAR
Presión máx. de suministro:	15	BAR
Presión min. de suministro:	7	BAR
Cap. De almacenamiento:	No aplica	
Consumo anual:	109.38	m3
Costo anual:	15.5	Millones de pesos

9. Consumo de diésel en 2008

Meses	Consumo diésel (litros)
Enero	97445
Febrero	87075
Marzo	92300
Abril	91040
Mayo	90900
Junio	97100
Julio	101300
Agosto	96300
Septiembre	90500
Octubre	92020
Noviembre	85500
Diciembre	72284



10. Requerimientos térmicos

Usos principales del vapor:	Vapor de proceso	
Consumo de vapor anual	560910	kg/h
Demanda máxima de vapor:	58327	kg/h
Demanda promedio de vapor	46742	kg/h
Condiciones requeridas del vapor:	Presión:	Temperatura:
	1Bar	110

Demanda máxima de agua caliente:	1950	m3/h
Demanda promedio de agua caliente:	1674	m3/h
Temperatura de agua caliente	98	°C
Demanda máxima de agua de enfriamiento:	1934	m3/h

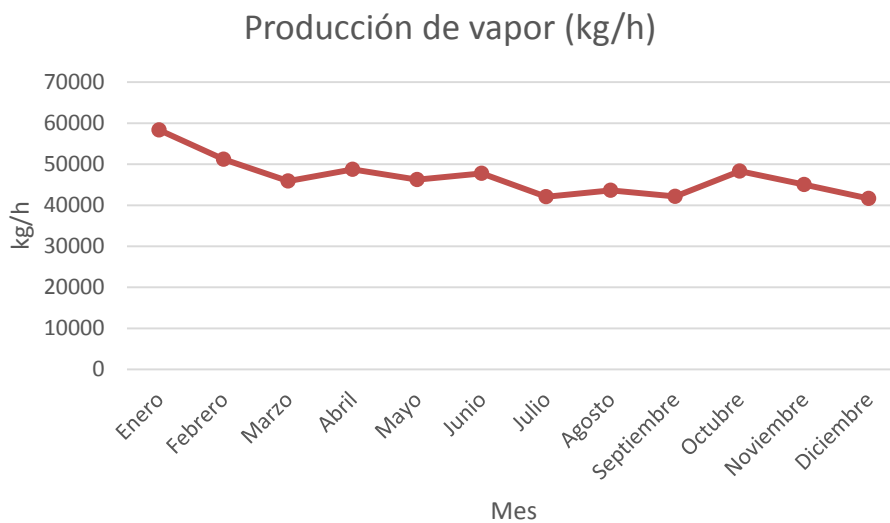
11. Producción de vapor y consumo de agua en calderas

En la planta industrial de leche cuenta con dos calderas de tipo pirotubular; de las cuales solo una satisface los requerimientos de vapor para la producción diaria de leche. La otra caldera esta de reserva por si se presenta una falla o bien cuando se da mantenimiento

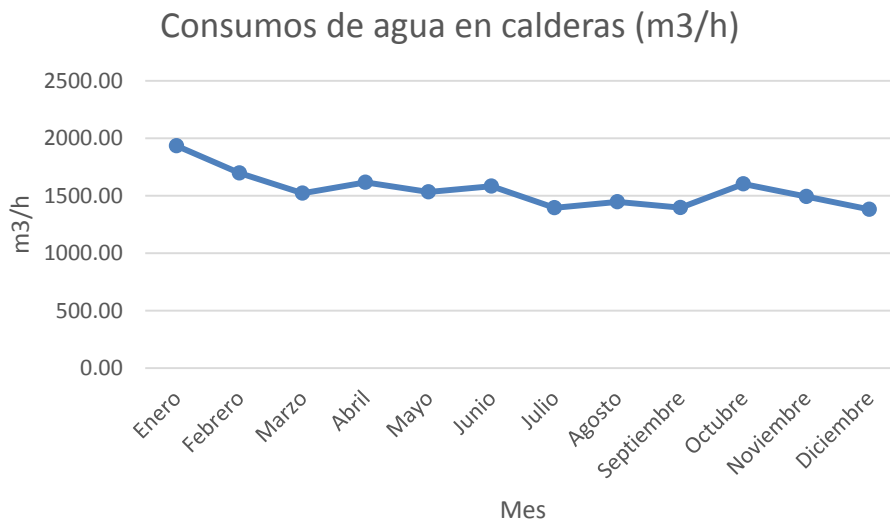
Meses	Producción de vapor (kg/h)	Consumos de agua en calderas (m3/h)
Enero	58327	1934
Febrero	51199	1698
Marzo	45898	1522
Abril	48739	1616
Mayo	46224	1533

Anexo B

Junio	47743	1583
Julio	42063	1395
Agosto	43619	1447
Septiembre	42135	1397
Octubre	48322	1603
Noviembre	45012	1493
Diciembre	41629	1381
Promedio	46742	1550



Comentarios de producción del vapor: Se presenta una tendencia de caída en la producción de vapor.



12. Relación Q/E

La relación de la demanda de energía térmica a la eléctrica permite visualizar la simultaneidad con que ocurren las demandas, si existe uniformidad o variaciones (valores máximos y mínimos).

- Si la relación $Q/E < 0.5$ indica que la empresa consume principalmente energía eléctrica tales como grandes talleres electromecánicos, centros comerciales y de servicios. En estos casos el diseño del sistema de cogeneración será para satisfacer la demanda eléctrica
- Si la relación $Q/E < 0.1$, se trata de empresas que consume principalmente calor en forma de vapor, tales como fábricas de cemento, cales, cerámicas, entre otras.
- Si la relación $Q/E \approx 1$, existe un equilibrio entre la demanda térmica y eléctrica de energía, las empresas como las fábricas de papel, industria química, petroquímica, alimentaria y textil, entre otras.

Mes	Consumo de energía total (kJ)	Calor térmico (kJ)	Q/E
Enero	651,500,000,000	996,387,380	0.00153
Febrero	626,350,000,000	874,620,436	0.00140
Marzo	644,300,000,000	784,067,861	0.00122
Abril	647,900,000,000	832,589,207	0.00129
Mayo	658,700,000,000	789,630,818	0.00120
Junio	669,500,000,000	815,591,283	0.00122
Julio	691,100,000,000	718,548,591	0.00104
Agosto	683,900,000,000	745,127,163	0.00109
Septiembre	662,300,000,000	719,784,804	0.00109
Octubre	655,100,000,000	825,480,984	0.00126
Noviembre	633,500,000,000	768,924,256	0.00121
Diciembre	568,700,000,000	711,131,316	0.00125

Resultados del estudio:

Debido a que los consumos eléctricos se encuentran por debajo de los 50kW y la relación Q/E es menor a 0.1, se recomienda la tecnología de micro-cogeneración para satisfacer la demanda térmica y eléctrica de la industria lechera, incluso se podría emplear como combustible gas natural. En el sistema de micro-cogeneración la generación de electricidad se produce por el funcionamiento del motor, y se produce con un alto rendimiento eléctrico y la generación de calor se produce con el agua de enfriamiento del motor, este calor se emplea para producir agua caliente requerida en el proceso.