



TECNOLOGICO DE ESTUDIOS SUPERIORES DE ECATEPEC

Maestría en Eficiencia Energética y Energías Renovables

**ESTUDIO DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA EN
MÉXICO CON BASE A LA TECNOLOGÍA DE LOS
CICLOS COMBINADOS**

Tesis para obtener el grado de:

Maestro en Eficiencia Energética y Energías Renovables

PRESENTA:

Ing. David Sampablo Cruz

DIRECTOR DE TESIS:

INTERNO: Dr. Martín Salazar Pereyra

EXTERNO: Dr. Raúl Lugo Leyte

Ecatepec de Morelos, Estado de México, septiembre de 2017



Tecnológico de Estudios Superiores de Ecatepec

Av. Tecnológico s/n Col. Valle de Anáhuac, Ecatepec de Morelos, Estado de México. C.P. 55210.

Contacto: David Sampablo

Teléfono: (044) 55 45 14 89 82

e-mail: dsampablo@tese.edu.mx

A mi madre Hilda, por todo el amor que me ha dado y ser la mujer más fuerte que me guía y aconseja para hacer de mis sueños una realidad, a mi padre Lorenzo Sampablo†, siempre pienso en ti y siempre estarás en mi corazón, sin su apoyo nunca hubiera logrado llegar hasta donde estoy. Gracias.

A mis hermanas Adriana y Alejandra Sampablo, porque me enseñaron a crecer en la vida y siempre creer en mí, gracias.

A mi familia, por su apoyo incondicional y porque siempre están ahí en los momentos indicados para aconsejarme.

Agradecimientos

Al Dr. Martín Salazar Pereyra, Director de Tesis, gracias por su apoyo, y sobre todo por su paciencia y confianza para terminar con éxito este proyecto.

Al Dr. Raúl Lugo Leyte, Director de Tesis, gracias por confiar en mí y animarme a seguir con los estudios de posgrado.

A los profesores del Posgrado de Eficiencia Energética y Energías Renovables

A mis amigos del J-201, por su amistad y compañerismo y hacer de este viaje algo agradable.

Al Tecnológico de Estudios Superiores de Ecatepec (TESE).

A la División de Ingeniería Mecánica, Mecatrónica e Industrial del TESE.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT).

Con número (CVU/Becario): 725115/601676

Resumen

En este trabajo de tesis, se realizó el estudio y análisis de la generación de energía en México de la tecnología de Ciclos Combinados (turbina de gas y turbina de vapor), con base a políticas energéticas, de sustentabilidad, demanda nacional y proyección de energía en México al año 2028.

Así mismo se realizó el análisis a la Reforma Nacional en materia de energía, con relación a contratos, criterios económicos, generación de energía y medio ambiente, además de la proyección de generación de energía en México al año 2028 con este tipo de tecnología. La descripción de las configuraciones, funcionamiento, capacidades de generación y criterios de instalación de una Central de Generación de Ciclo Combinado. También se desarrolló un análisis termodinámico a una central de ciclo combinado de dos niveles de presión, con base a los datos de operación de la turbina de gas de la central de ciclo combinado El Sauz, Querétaro, con la finalidad de mostrar el desempeño y comportamiento del ciclo combinado.

A continuación, se presenta un resumen de los cinco capítulos del índice de la tesis:

En el **capítulo uno** se presenta la evolución en la generación de energía eléctrica en México que forma parte del desarrollo industrial, económico y social, aunado al incremento de la densidad poblacional y la demanda de este insumo energético para poder realizar las actividades diarias. Actualmente la tecnología de los ciclos combinados se presenta como la opción más viable y factible sobre las tecnologías convencionales.

En el **capítulo dos** se presenta la Reforma Energética Nacional implementada en diciembre de 2013 por la administración del Gobierno Federal del Lic. Enrique Peña Nieto, que cambia el paradigma en la generación de energía eléctrica y sienta las bases de una nueva estructura jurídica y legal en el nuevo mercado eléctrico.

En el **capítulo tres** se presenta un análisis sobre el incremento en la demanda de energía tanto en el servicio doméstico como el industrial y demás actividades, lo cual proyecta la instalación de nuevas centrales de generación. Así mismo esta tecnología de ciclos combinados para 2028, incrementan en 14% su capacidad de generación debido a: 1. Al incremento de la densidad poblacional que requieren mayor energía en sitio, 2. Construcción y ampliación de la Red de

gasoductos, 3. Disponibilidad del Gas Natural, principalmente del sur de Estados Unidos, 4. Energía garantizada en sitio, que simplifica como una tecnología limpia, eficiente y segura.

En el **capítulo cuatro** se presenta las principales configuraciones, operación y funcionamiento de los ciclos combinados, desde el combustible (Gas Natural) materia prima para esta tecnología, aire a la entrada del compresor, cámara de combustión, turbina de gas y la salida de los gases a alta temperatura hacia la caldera de recuperación de calor (HRSG por sus siglas en inglés), la operación del ciclo Rankine de acuerdo a los niveles de presión etc.

Y finalmente en el **capítulo cinco**, se hace un análisis termodinámico a una central de ciclo combinado de dos niveles de presión. Este análisis se realiza con base a los datos de operación de la turbina de gas de la central de ciclo combinado El Sauz, Querétaro, con la finalidad de mostrar el desempeño y comportamiento del ciclo de vapor a diferentes condiciones de vapor a la entrada de la turbina de vapor en función de la temperatura de los gases de exhausto provenientes de la turbina de gas para las relaciones de presión de operación, máximo trabajo útil por unidad de masa y para obtener la máxima eficiencia del ciclo combinado.

Abstract

In this project, the analyze and study of the energy generation in Mexico of Combined Cycles (gas turbine and steam turbine) technology was carried out, based on energy, sustainability, national demand and energy projection policies in Mexico to the year 2028.

Also, the analyze of the National Energy Reform was carried out in relation to contracts, economic criteria, energy generation and the environment, as well as the projection of energy generation in Mexico in 2028 with this type of technology. The description of the configurations, operation, generation capacities and installation criteria of a Combined Cycle Power Plant. A thermodynamic analyzes was also developed for a two-pressure Combined Cycle Power Plant, based on the gas turbine operation data of the El Sauz, Queretaro Combined Cycle Power Plant.

The following is an abstract of the five chapters of the thesis project:

Chapter one shows the evolution in the generation of electric power in Mexico that is part of the industrial, economic and social development, together with the increase of the population density and the demand of this energy input to be able to carry out the daily activities. Currently combined cycle technology is presented as the most viable and feasible option over conventional technologies.

Chapter two shows the National Energy Reform implemented in December 2013 by the Federal Government of Enrique Peña Nieto, changes the paradigm in electric power generation, sets the basis for a new lawful and legal structure in the new electric market.

Chapter three shows an analysis of the increase in energy demand in the population, industry and other activities, which projects the installation of new generation plants. The combined cycle (CC) increases its capacity by 14% and this is due to: 1. Increased population density requiring more energy on site, 2. Pipeline network, 3. Availability of natural gas, mainly from the southern states of America 4. Energy guaranteed on site, which simplifies as a clean, efficient and safe technology.

Chapter four shows the main configurations and the operation of the combined cycles power plant, from the fuel in this case Natural Gas, to the entrance of the air compressor, the combustion chamber, later the gas turbine and the exhaust of the gases to high temperature

towards the heat recovery boiler (HRSG), the operation of the Rankine cycle, pressure levels etc. All the operation for the purpose which is the generation of electric energy.

And finally, in **chapter five**, a thermodynamic analysis is done to a combined cycle power plant of two pressure systems. This analysis is based on the gas turbine operation data of the combined cycle plant El Sauz, Querétaro, to show the performance and behavior of the steam cycle to different live steam conditions, considering as limitations in the operation of the combined cycle the temperature at the outlet of the gas turbine and the quality of the steam in the last stage of expansion of the steam turbine. For the combined cycle to generate 110 MW, with a gas temperature at the gas turbine inlet of 1000 °C, an air temperature at the compressor inlet of 25 °C, a pressure ratio of 10 and isentropic efficiencies of expansion of 0.88 and of compression of 0.86, it is obtained that the pressures and temperatures of the live steam must be of 37-30 bar and of 440-428 °C, respectively.

OBJETIVO

Realizar el estudio de la generación de energía con base a las Plantas de Ciclo Combinado con fundamento en políticas energéticas, de sustentabilidad, demanda nacional y proyección de energía en México al 2028

Objetivos particulares

Realizar el estudio y análisis de la Reforma Energética, con relación a contratos, criterios económicos, generación de energía y medio ambiente.

Análisis de la proyección de generación de energía en México al año 2028 con base a la tecnología de los ciclos combinados.

Realizar la descripción de las configuraciones, funcionamiento, capacidades de generación y criterios de instalación de una Central de Generación de Ciclo Combinado.

Índice

Agradecimientos.....	IV
Resumen	V
Abstract	VII
OBJETIVO.....	IX
Objetivos particulares	IX
Relación de figuras.....	XIV
Relación de Tablas	XVII
Nomenclatura	XVIII
Glosario de términos y definiciones.....	XIX
CAPITULO 1	1
ESTADO DEL ARTE: CICLOS COMBINADOS Y GENERACIÓN DE ENERGÍA EN MÉXICO	1
1. Historia de la energía en México.....	2
1.1. Generación de energía con base a la Tecnología de los ciclos combinados.....	5
1.2. Breve panorama de los ciclos combinados.....	8
1.3. Importancia del Gas Natural en la generación de energía	10
CAPITULO 2	16
REFORMA ENERGÉTICA Y LA NUEVA INDUSTRIA ELÉCTRICA NACIONAL.....	16
2. Reforma Energética.....	17
2.1. Marco normativo	18
2.2. Políticas Energéticas.....	21

2.3. Proceso de generación de electricidad con base al nuevo Mercado Eléctrico.....	23
2.4. Criterios de Interconexión	29
CAPITULO 3	31
PROSPECTIVA DE LOS CICLOS COMBINADOS	31
3. Proyección de la demanda de energía	32
3.1. Capacidad en construcción o licitación	33
3.2. Capacidad adicional.....	36
3.3 Criterios de Repotenciación.....	38
CAPÍTULO 4	46
CONFIGURACIÓN Y OPERACIÓN DE LOS CICLOS COMBINADOS	46
4.1. Elementos principales de un ciclo combinado	47
4.2. Turbina de gas	49
4.2.1. Mejora del desempeño de la turbina de gas	50
4.3. Turbina de vapor.....	52
4.4. Caldera de recuperación de calor.....	53
4.5 Operación de centrales de ciclo combinado	57
4.5.1. Descripción del proceso de arranque	58
Capítulo 5	63
CASO DE ESTUDIO: ANÁLISIS TERMODINÁMICO DE UN CICLO COMBINADO DE DOS NIVELES DE PRESIÓN	63
5.1. Introducción CCTGV El Sauz	64
5.2. Metodología.....	64

5.3. Estudio termodinámico del ciclo de vapor con dos niveles de presión	68
5.3.1. Sección de alta presión de la caldera de recuperación	69
5.3.2. Sección de baja presión de la CRC	69
5.3.3. Potencia y la eficiencia térmica del ciclo.....	70
5.3.4. Eficiencia térmica del ciclo combinado	70
5.3.5. Relación de presión óptima de la turbina de gas de un CCTGV en función de la eficiencia térmica del ciclo Rankine y del CCTGV	71
5.4. Resultados y Discusión.....	71
CONCLUSIONES	79
Referencias	81

Relación de figuras

Figura 1. Historia de la generación de energía en México previo a la Reforma Energética del 2013.....	4
Figura 2. Capacidad instalada durante el año 2014 y 2015.....	6
Figura 3. Capacidad instalada por tipo de tecnología.	6
Figura 4. Centrales de Ciclo Combinado 2015. Fuente SENER.....	7
Figura 5. Normas Oficiales Mexicanas del Sector del Gas Natural.....	12
Figura 6. Demanda Regional de Gas Natural, 2014.....	14
Figura 7. Nueva Industria Eléctrica, Generación de energía eléctrica.....	19
Figura 8. Nueva Industria Eléctrica, Transmisión y Distribución.....	19
Figura 9. Nueva Industria Eléctrica, Comercialización de la energía eléctrica.....	20
Figura 10. Políticas Energéticas que norman y orientan la planificación y administración de la energía.....	23
Figura 11. Impacto de la Reforma Energética Nacional.....	24
Figura 12. Evolución del sector energético en México.....	25
Figura 13. Marco jurídico en materia energética.....	25
Figura 14 Diagrama Causa efecto requerimientos del cliente CENACE.....	28
Figura 15. Cantidad de energía entregada al cliente CENACE.....	30
Figura 16. Generación de energía 2012. Fuente POISE 2014-2028.....	32
Figura 17. Proyección de la energía generada al año 2028.....	33
Figura 18. Centrales de ciclo combinado terminadas o en proceso de construcción.....	34
Figura 19. Requerimientos de capacidad en proceso de licitación.....	35

Figura 20. Requerimientos de capacidad por licitar servicio público	35
Figura 21. Requerimientos de capacidad adicional 2014-2022	37
Figura 22. Requerimientos de capacidad adicional 2023-2028 para el servicio público.....	38
Figura 23. Principales centrales generadoras de Energía al 2012. Fuente POISE 2014-2028. 41	
Figura 24. Comparación entre la tecnología de los ciclos combinados y la termoeléctrica convencional al año 2012.....	44
Figura 25. Comparación entre la tecnología de los ciclos combinados y la termoeléctrica convencional al año 2028.....	45
Figura 26. Diagrama de bloques de los componentes principales de la central.....	47
Figura 27. Diagrama de bloques de entradas y salidas de la planta de ciclo combinado.....	48
Figura 28. Diagrama esquemático del ciclo combinado con un nivel de presión.....	49
Figura 29. Diagrama de bloques de entradas y salidas de la turbina de gas.	52
Figura 30. Diagrama de bloques de entradas y salidas para la turbina de vapor.	53
Figura 31. Caldera de recuperación de calor sin postcombustión de geometría vertical.....	55
Figura 32. Caldera de recuperación de calor sin postcombustión de geometría horizontal.....	56
Figura 33. Subdivisión de las calderas de recuperación de calor.....	57
Figura 34. Gestión en la operación de una central de ciclo combinado.....	59
Figura 35. Diagrama esquemático de la unidad de ciclo combinado de dos niveles de presión	65
Figura 36. Diagrama temperatura - fracción de calor transferido	65
Figura 37. Diagrama temperatura-entropía del ciclo de la turbina de gas.	66
Figura 38. Diagrama temperatura-entropía del ciclo de vapor con dos presiones de vaporización.	67

Figura 39. Relación de presiones-temperaturas de la TG.	72
Figura 40. Relación de presiones óptimas y η_{CCTGV} en función de la T_3	73
Figura 41. Relaciones de presiones óptimas del CCTGV y η_{CCTGV} en función de T_{g3} y T_{g1}	73
Figura 42. Potencia del CCTGV y en función de la calidad del vapor a la salida de la TV para $\pi=10$	74
Figura 43. Diagrama temperatura - fracción de calor transferido a una $\pi = 10$	75
Figura 44. Potencia del CCTGV en función de la calidad del vapor a la salida de la TV para $\pi_{wm}=7.78$	76
Figura 45. Diagrama Temperatura - Fracción de calor transferido a una $\pi = 7.78$	77
Figura 46. Potencia del CCTGV en función de la calidad del vapor a la salida de la TV para $\pi_{\eta_{CCTGV}} = 12.3$	77
Figura 47. Diagrama Temperatura - Fracción de calor transferido $\pi = 12.3$	78

Relación de Tablas

Tabla 1. Reestructuración de CFE Fuente SENER	26
Tabla 2. Centrales de ciclo combinado del año 2013 al 2018.....	33
Tabla 3. Capacidad futura de los ciclos combinados	36
Tabla 4. Infraestructura de Generación de Electricidad Con tecnología de Ciclo Combinado	40
Tabla 5. Tipos de arranque y a las condiciones que debe operar la central de ciclo combinado	62
Tabla 6. Condiciones de la turbina de gas.....	68
Tabla 7. Condiciones del ciclo de vapor.	68

Nomenclatura

c	Calor específico,	$[kJ / kg^{\circ}C]$
CEC	Consumo Específico de Combustible,	$[kg_{com}/kW h]$
CTU	Consumo Térmico Unitario,	$[kJ/kW h]$
h	Entalpía,	$[kJ/kg]$
\dot{m}	Flujo másico,	$[kg/s]$
P	Presión,	$[bar]$
PCI	Poder Calorífico Inferior,	$[kJ/kg_{com}]$
\dot{Q}	Flujo de calor,	$[kW]$
q	Calor por unidad de masa,	$[kJ/kg]$
R_a	Constante del aire,	$[kJ/kg^{\circ}C]$
rca	relación combustible aire,	$[kg_c/kg_a]$
s	Entropía por unidad de masa,	$[kJ/kg^{\circ}C]$
T	Temperatura,	$[^{\circ}C]$
\dot{W}	Potencia,	$[kW]$
w	Trabajo por unidad de masa,	$[kJ/kg]$

Glosario de términos y definiciones

Término	Definición
CC	Ciclo combinado
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CRE	Comisión Reguladora de Energía
Decreto de la Reforma Energética	Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en materia de Energía publicado en el Diario Oficial de la Federación, el 20 de diciembre de 2013.
DOF	Diario Oficial de la Federación
GW	Gigawatt
GW-h	Gigawatt-hora
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
LFC	Luz y Fuerza del Centro
LIE	Ley de Industria Eléctrica
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MMPCD	Miles de Millones de Pies Cúbicos Diarios
MW	Megawatt
PIE	Productores Independientes de Energía

SE o SENER

Secretaría de Energía

SEN

Sistema Eléctrico Nacional

Usuarios Finales

Significa la persona física o moral que adquiere, para su propio consumo o para el consumo dentro de sus instalaciones, el suministro eléctrico en su centro de carga.

CAPITULO 1

ESTADO DEL ARTE: CICLOS COMBINADOS Y GENERACIÓN DE ENERGÍA EN MÉXICO

En este capítulo se presenta la evolución en la generación de energía eléctrica en México que forma parte del desarrollo industrial, económico y social, aunado al incremento de la densidad poblacional y la demanda de este insumo energético para poder realizar las actividades diarias, sin embargo, actualmente la tecnología de los ciclos combinados se presenta como la mejor opción y no solo la más viable técnica y económicamente si no ambientalmente, para poder abastecer de energía a este país.

1. Historia de la energía en México

La energía eléctrica es un insumo primario para la realización de las actividades productivas, de transformación y servicios de cualquier nación, esencial para el desarrollo económico, asimismo la energía eléctrica es un bien indispensable para los consumidores, el cual debe ser un suministro eficiente y aun costo accesible, garantizando el abasto de electricidad de forma continua y segura. Esto permite el acceso a servicios sociales básicos, como la salud, la alimentación y la educación, con lo cual se eleva el confort y calidad de vida de la población.

Históricamente, el sector energético en México ha dependido de los hidrocarburos, que ha llegado a ser el producto primario principal para satisfacer la energía que demanda el país. Sin embargo, ninguno de los combustibles fósiles, como el petróleo, el carbón mineral y el gas natural, son recursos ilimitados, y aunado a la demanda creciente, exige controlar de cerca la situación energética.

La generación de energía en México inició a finales del siglo XIX (ver Figura 1). En 1879 se instaló la primera planta generadora del país, en León, Guanajuato, y era utilizada por la fábrica de textil “La Americana”. Casi inmediatamente se extendió esta forma de generar electricidad dentro de la producción minera y, marginalmente, para la iluminación residencial y pública [1].

Durante el Gobierno de Porfirio Díaz se otorgó al sector eléctrico el carácter de servicio público, colocándose las primeras 40 lámparas “de arco” en la Plaza de la Constitución, donde también se instalaron filiales de compañías internacionales, como The Mexican Light and Power Company, de origen canadiense, The American and Foreign Power Company y la Compañía Eléctrica de Chapala, que básicamente tenían las concesiones e instalaciones de la mayor parte de las pequeñas plantas que sólo funcionaban en sus regiones [1].

Para 1937 la capacidad instalada de generación eléctrica en el país era de 629 MW, con una población de 18.3 millones de habitantes, de los cuales únicamente siete millones contaban con electricidad, aunado a las interrupciones de luz constantemente y a las tarifas muy elevadas, debido a que dichas empresas se enfocaban a los mercados urbanos más redituables, sin contemplar a las poblaciones rurales, donde habitaba más de 62% de la población. En agosto del mismo año el gobierno federal, crea la Comisión Federal de Electricidad (CFE), cuyo objetivo era organizar y dirigir un sistema nacional de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. La CFE comenzó a construir plantas generadoras y ampliar las redes de

transmisión y distribución, beneficiando a más mexicanos al posibilitar el bombeo de agua de riego y la molienda, así como mayor alumbrado público y electrificación de comunidades [1].

A pesar de los esfuerzos de generación y electrificación, la CFE aportaba el 54% de generación de los 2 308 MW de capacidad instalada, la empresa Mexican Light el 25%, un 12% la American and Foreign, y el resto de las compañías el 9%. Hacia 1960 apenas 44% de la población contaba con electricidad, consecuentemente el presidente Adolfo López Mateos decide nacionalizar la industria eléctrica. A partir de entonces se comenzó a integrar el Sistema Eléctrico Nacional, extendiendo la cobertura del suministro y acelerando la industrialización. El Estado mexicano adquirió los bienes e instalaciones de las compañías privadas, las cuales operaban con serias deficiencias por la falta de inversión y los problemas laborales [1].

En los inicios de la industria eléctrica mexicana operaban varios sistemas aislados, con características técnicas diferentes, llegando a coexistir casi 30 voltajes de distribución, siete de alta tensión para líneas de transmisión y dos frecuencias de 50 y 60 Hertz, por lo que CFE definió y unificó los criterios técnicos y económicos del Sistema Eléctrico Nacional, normalizando los voltajes de operación, con la finalidad de estandarizar los equipos, reducir sus costos y los tiempos de fabricación, almacenaje e inventario. Posteriormente se unificaron las frecuencias a 60 Hertz y CFE integró los sistemas de transmisión en el Sistema Interconectado Nacional [1].

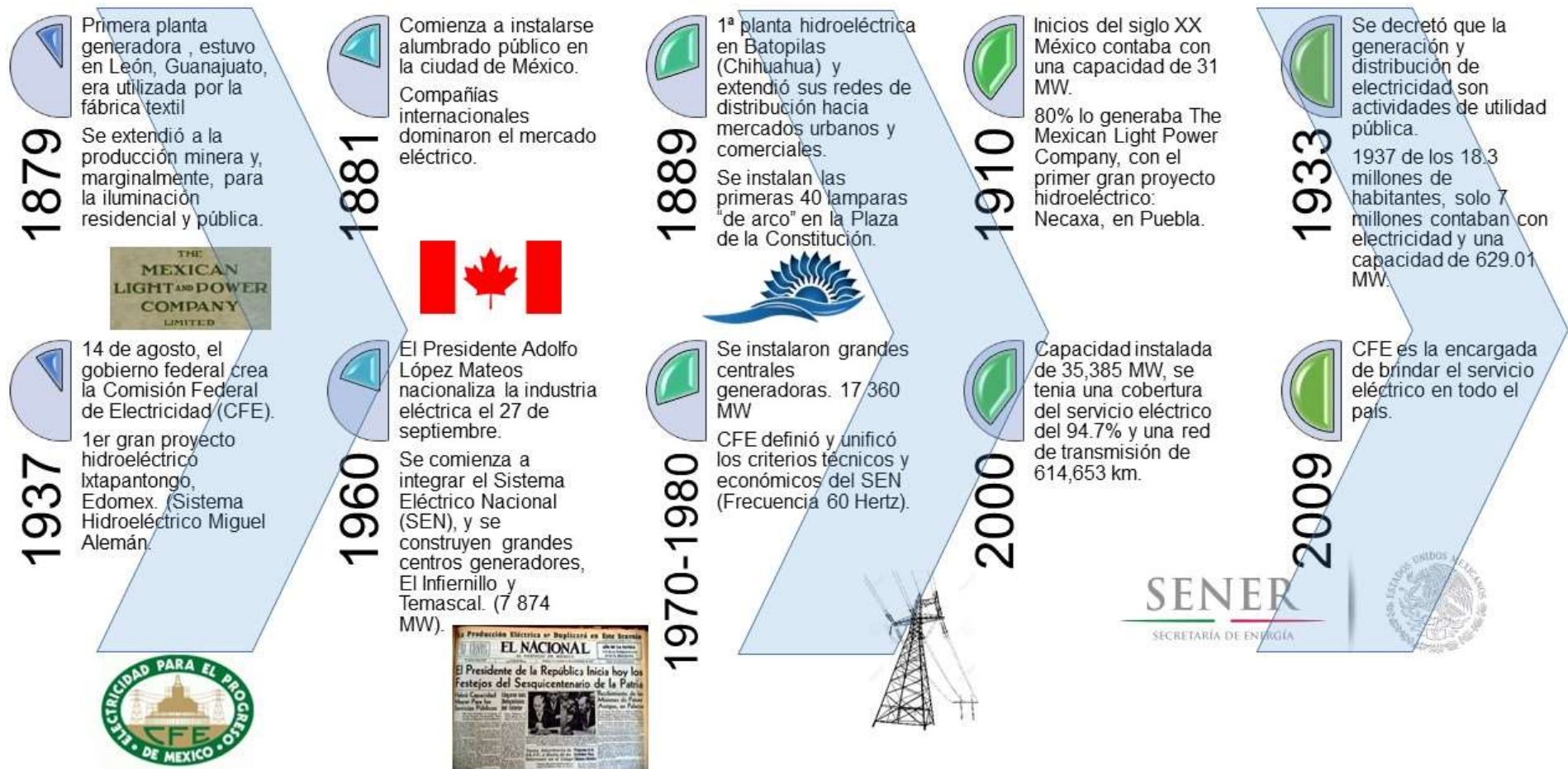


Figura 1. Historia de la generación de energía en México previo a la Reforma Energética del 2013

A inicios del año 2000 se tenía ya una capacidad instalada de generación de 35 385 MW, cobertura del servicio eléctrico del 94.7% a nivel nacional, una red de transmisión y distribución de 614 653 km y más de 18.6 millones de usuarios, incorporando casi un millón cada año [1].

El 11 de octubre de 2009 el presidente Felipe Calderón decretó la terminación de Luz y Fuerza del Centro (LFC) y a partir de ese momento la CFE se encargó de suministrar la energía eléctrica a los 6 millones de clientes, así como de la operación de las instalaciones correspondientes a la zona metropolitana. En el año de 2016 se consumó la transferencia de los activos a favor de la CFE [2].

Sin embargo y con todos los cambios al Sistema Eléctrico Nacional, *el 20 de diciembre de 2013 fue publicado en el DOF el Decreto de la Reforma Energética*, mismo que entró en vigor el 21 de diciembre de 2013. Para el 11 de agosto de 2014 fueron publicadas la Ley de la Comisión Federal de Electricidad y la Ley de la Industria Eléctrica. La CFE se transformó en Empresa Productiva del Estado, con personalidad jurídica propia. Las actividades de Generación, Transmisión, Distribución, suministro y comercialización de energía eléctrica las realiza a través de subsidiarias, mientras que las tareas de comercialización de combustibles a usuarios calificados las realiza a través de filiales. A partir de lo dispuesto en el Decreto de la Reforma Energética, la CFE dejó de ser una empresa única en el mercado eléctrico. Ahora se reconoce que diferentes actividades aceptan competencia y, por tanto, la CFE debe participar junto a otras empresas en Generación y Suministro Calificado, mientras que otros segmentos como Transmisión y Distribución, están reservados por ley, de manera exclusiva, a la CFE [2], del cual se abordara en el Capítulo 2 a mayor detalle

1.1. Generación de energía con base a la Tecnología de los ciclos combinados

La capacidad instalada del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) para el servicio público en 2015 (68 044 MW) aumentó 3.8% respecto a 2014 (65 452 MW), de los cuales el 71.7% corresponde a centrales eléctricas convencionales y 28.3% a centrales eléctricas con tecnologías limpias. Esta nueva capacidad resultó de incrementar y modificar la capacidad instalada en 2 592 MW (Figura 2).

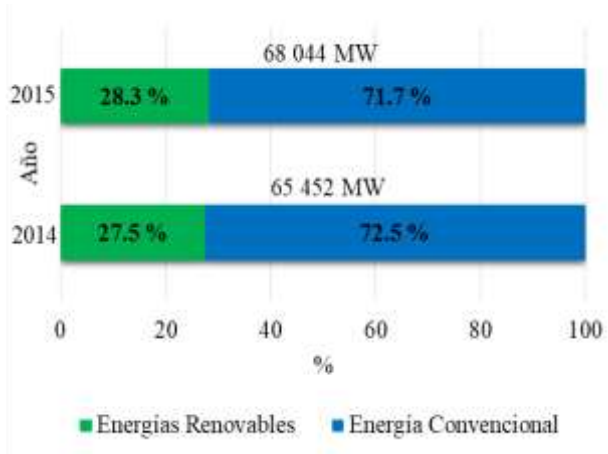


Figura 2. Capacidad instalada durante el año 2014 y 2015.

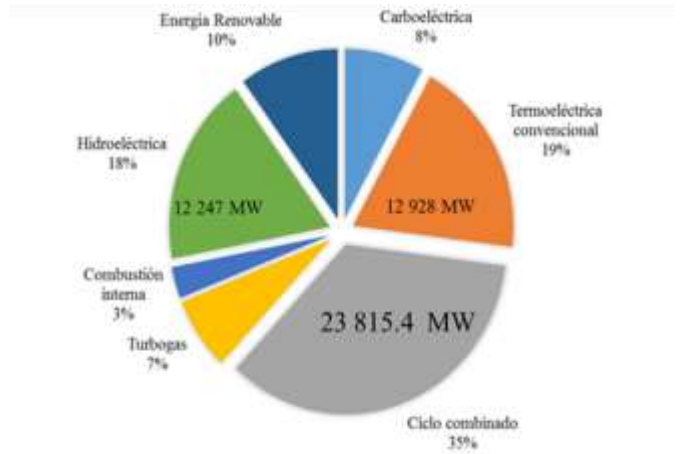


Figura 3. Capacidad instalada por tipo de tecnología.

En México predomina la generación eléctrica a partir de ciclos combinados con una capacidad de 28 815.4 MW (Figura 3). Actualmente existen 63 centrales eléctricas de este tipo que representan el 35.3% de la capacidad instalada y el 50.1% de la generación eléctrica del país. Aunado al crecimiento poblacional con los más de 127 millones de habitantes se debe garantizar el suministro eléctrico ya que en 2015 el consumo de energía per cápita fue de 2055.593 kW/hab con un crecimiento de 1.7% anual.

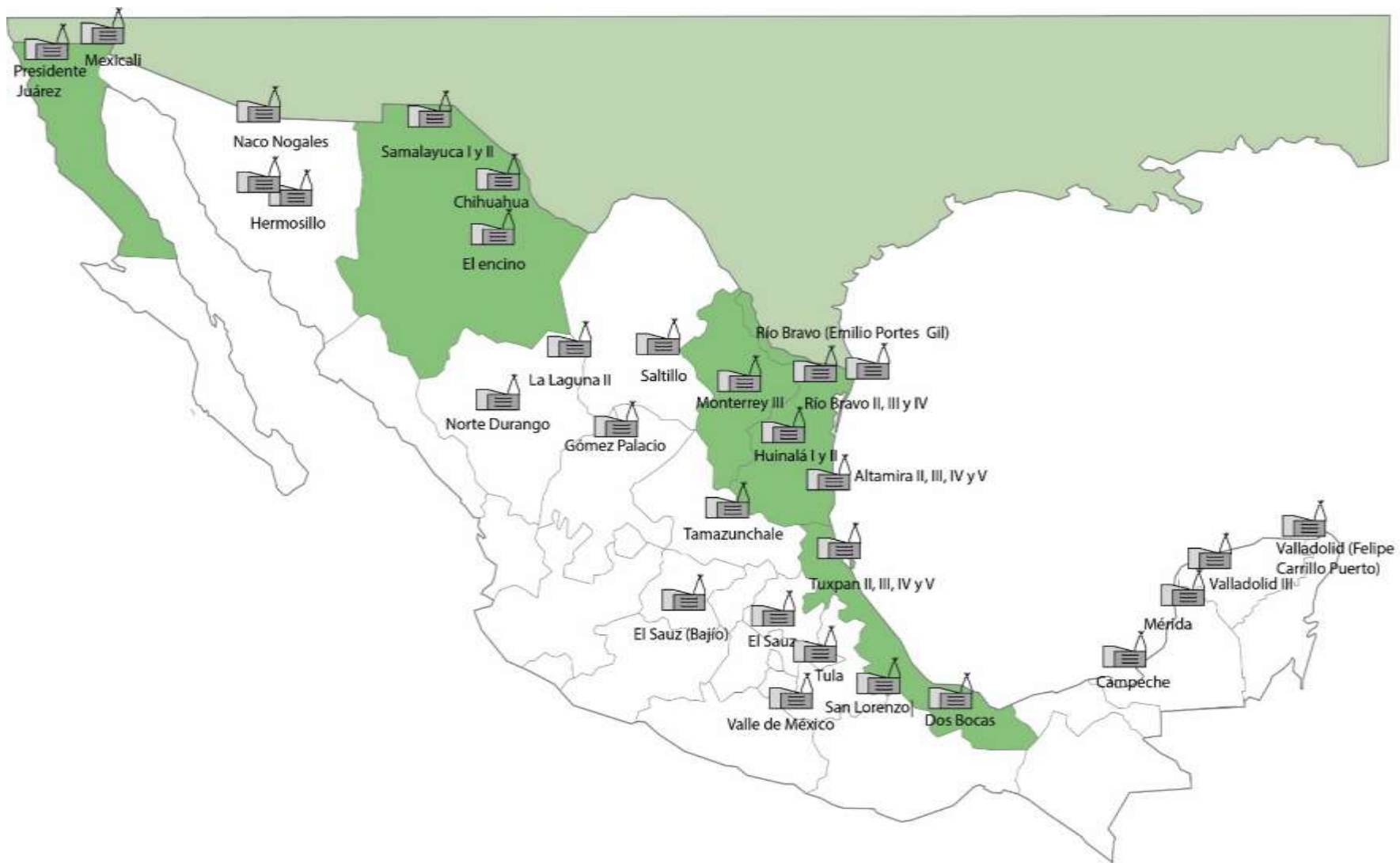


Figura 4. Centrales de Ciclo Combinado 2015. Fuente SENER

En los estados de Tamaulipas, Veracruz, Baja California, Nuevo León y Chihuahua, se concentra el 57.4% de la capacidad instalada y el 59.7% de la generación eléctrica mediante ciclos combinados (Figura 4). Esto se debe a que más de la mitad de la producción de gas natural y el 80% de la infraestructura de gasoductos se localiza en dicha región, lo que permite cubrir las necesidades de demanda de este combustible. Aproximadamente, el 50% de la demanda total de gas natural corresponde al sector eléctrico.

1.2. Breve panorama de los ciclos combinados

La búsqueda continua de incrementar eficiencias térmicas ha llevado a modificaciones innovadoras en las centrales eléctricas convencionales, así mismo, las preocupaciones actuales sobre la energía y el impacto al medio ambiente han permitido que las centrales de ciclo combinado (CCPP, por sus siglas en inglés) desempeñen un papel destacado en los complejos de energía en el mundo. Las CCPP son las centrales eléctricas más eficientes que operan las redes de energía en todo el mundo con una eficiencia térmica que oscila entre el 45% y el 57%. *Así mismo, se estima que estas plantas desplacen al carbón en el sector de generación de energía para el año 2050. Otro factor importante es el tiempo de construcción de una central mayor a 200 MW que es menor a 24 meses. En plantas de más de 200 MW, el costo de la planta oscila entre \$ 450 y \$ 650/kW [3].*

Una central de ciclo combinado está compuesta por un ciclo Joule (Turbina de gas) y un ciclo Rankine (Sistema de potencia de vapor) y los fluidos de trabajo son el aire y el agua; estos ciclos alcanzan altas eficiencias, confiabilidad, y la generación de potencia económica. El ciclo Joule tiene una fuente de energía a una temperatura elevada y la energía de los gases de escape se encuentra a una temperatura que es usada convenientemente como fuente de energía del ciclo Rankine [4].

Se prevé que los combustibles derivados del petróleo sigan siendo la principal fuente de energía utilizada para la producción de electricidad, aunque con respecto a escenarios anteriores parece consolidarse en escenarios futuros una pérdida de peso del carbón en favor del gas natural. Influye en este cambio un dato objetivo como puede ser la menor emisión específica de CO₂ por kWh producido para tecnologías basadas en el gas, pero, sobre todo, y principalmente en una situación de mercado liberalizado, por la ventaja que presenta el gas natural frente al carbón en los costos de inversión, eficiencia energética, flexibilidad de operación y aceptación social a la hora de seleccionar un emplazamiento. Esto convierte a la generación de energía eléctrica

con ciclos combinados en una generación eléctrica de carácter masivo y a su vez distribuidos, al ser posible la instalación de centrales de este tipo próximas a los centros de consumo [5].

El desarrollo de los ciclos combinados gas-vapor está ligado fundamentalmente al avance tecnológico de las turbinas de gas, siendo la teoría del perfil aerodinámico un hito que permitió una mejor comprensión de los fenómenos que tenían en el interior de las máquinas, la construcción de álabes con menores pérdidas y el aumento de los rendimientos de los compresores empleados. Su desarrollo tecnológico tuvo un impulso definitivo con la Segunda Guerra Mundial y la aplicación del turborreactor al campo de la aviación, aunque casi de forma inmediata empezó a utilizarse en aplicaciones estacionarias. Hoy en día, las altas eficiencias alcanzadas, junto con sus bajas emisiones de contaminantes y la mejora en las redes de distribución de gas natural, han favorecido su empleo en centrales de ciclo combinado gas-vapor y el rápido desarrollo de esta tecnología [5].

La idea de combinar un ciclo que opera a alta temperatura con otro de temperatura de trabajo más bajas no es nueva. En 1925 Emmet, desarrollo la idea de obtener trabajo con la combinación de dos ciclos Rankine: uno con fluido motor mercurio y otro con agua. Fue sin embargo el pleno desarrollo de las turbinas de gas como elemento productor de potencia y el acoplamiento de estas a un ciclo Rankine agua-vapor lo que ha permitido el desarrollo de los ciclos combinados que conocemos hoy en día [5].

La turbina de gas fue originalmente desarrollada durante los años 1930 y 1940 como un motor de aviación y se mantuvo casi exclusivamente para la industria de la aviación hasta el final de la década de 1960. El potencial para la generación de energía de las turbinas de gas comenzó a ser explotada durante la década de 1970 y principios de 1980 cuando entraron en servicio para el apoyo de mayor demanda en las redes nacionales. Fue hacia el final de la década de 1980 que se construyeron las primeras centrales eléctricas de ciclo combinado de gran capacidad de generación utilizando turbinas de gas. [6].

El mercado de las centrales de ciclo combinado creció rápidamente durante la década de 1990, particularmente en Europa y los Estados Unidos, donde las empresas que operan en los mercados de la electricidad recientemente liberados y sin regulación encontraron atractivo el bajo costo de este tipo de plantas [6].

Las Centrales de Ciclo Combinado son la mejor alternativa actual y la más prometedora en un futuro cercano. Debido a múltiples ventajas que presentan sobre las termoeléctricas convencionales como, la eficiencia térmica global del 45 al 57%, la alta disponibilidad, menor impacto ambiental, menores tiempos de construcción y puesta en funcionamiento, bajos costos de inversión y de generación. Es por ello que es necesario desarrollar un análisis energético y gestionar el óptimo funcionamiento de la generación de energía en las instalaciones con la finalidad de tener una idea clara de cómo operan y cómo se pueden desarrollar de manera eficiente. Sin embargo, esto nos conduce a dedicar esfuerzos en entender este tipo de tecnología de generación eléctrica, no sólo el energético, sino la confiabilidad de este sistema de potencia para mantener el suministro considerando la posibilidad de fallas en sus elementos y las variaciones de la demanda y de cómo se va a gestionar y administrar la energía generada.

También cabe señalar que el sector energético en México atraviesa por un periodo de cambios profundos, impulsados por la reestructuración a la Reforma en materia de energía en el año 2013, el nuevo Mercado Eléctrico, apertura en la forma de generar y comercializar la energía eléctrica, tarifas más accesibles para los hogares y para las industrias proyectando la transición hacia un sector más comprometido con el medio ambiente.

1.3.Importancia del Gas Natural en la generación de energía

Origen y fuentes del Gas Natural

El término Gas Natural se utiliza para designar al gas proveniente del subsuelo que se extrae durante la explotación del petróleo, ya sea simultáneamente con el petróleo crudo o de manera independiente.

El Gas Natural está compuesto en su mayoría por metano (CH_4), uno de los hidrocarburos más ligeros y más simples. Las porciones restantes están constituidas por nitrógeno, dióxido de carbono, propano, etano, sulfuro de hidrogeno, agua y otros elementos.

Normatividad

La reforma Energética ha sentado las bases de un Mercado de Gas Natural dinámico y competitivo, promoviendo la creciente demanda de gas natural en todo el territorio nacional. Para un mejor aprovechamiento de este combustible mediante una regulación y administración adecuada se requiere permiso previo otorgado por la Comisión Reguladora de Energía (CRE).

Así mismo, se desprende el nuevo marco regulatorio, así como un conjunto de Normas Oficiales Mexicanas (Figura 5), básicamente para manejar los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural, preservando la seguridad de las personas, medio ambiente e instalaciones de permisionarios y de usuarios.

Normas Oficiales Mexicanas del Sector del Gas Natural

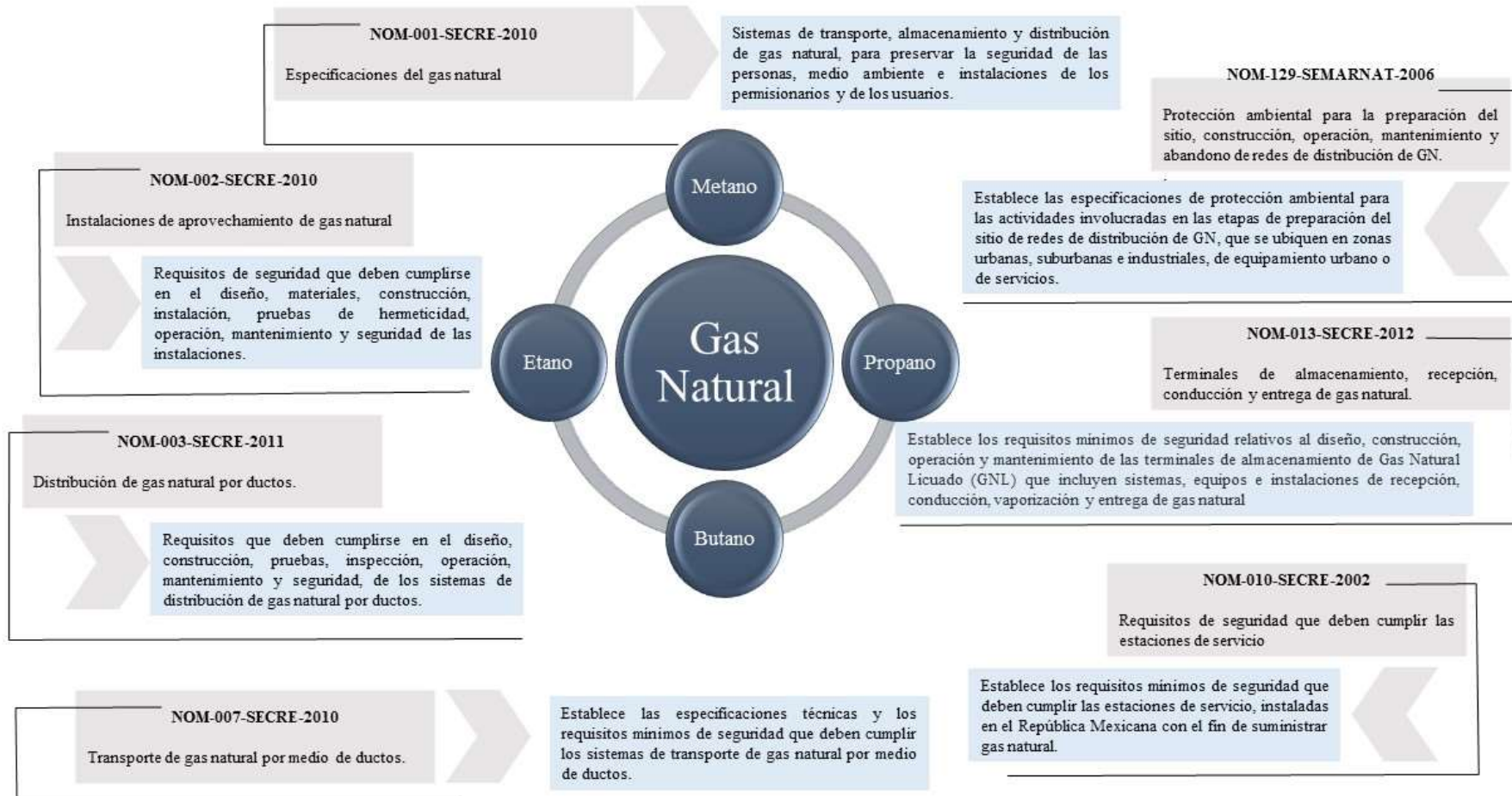


Figura 5. Normas Oficiales Mexicanas del Sector del Gas Natural

Entre los objetivos de reducción de costos, la CFE desarrolla una estrategia de sustitución de combustibles caros y de altas emisiones por gas natural, que es de menor precio y más limpio. En 2016 continuó el aprovechamiento del gas natural, la conversión de plantas para emplear combustibles más limpios, el avance en proyectos de ciclo combinado y la construcción de infraestructura de transporte del energético. Los procedimientos de licitación que han dado acceso a la CFE a la infraestructura de gasoductos han sido exitosos, con resultados tales como un costo que ha sido en promedio 60% inferior al estimado inicialmente en los proyectos. El virtual ahorro por estas reducciones supera los 6 mil millones de dólares [2].

En 2014, el sector energético tuvo una producción de 6,209.4 mmpcd de gas natural (GN) para uso en CCPP (turbina de gas y vapor). Otra cuestión es la capacidad instalada que en 2015 fue de 68,044 MW de los cuales el 35% se generó con ciclos combinados y se proyecta al 2028 una capacidad de 110,342 MW, ya que en México predomina la generación eléctrica a partir de CCPP's. *Actualmente existen 63 centrales eléctricas de este tipo que representan el 35.3% de la capacidad instalada y el 50.1% de la generación eléctrica del país lo cual indica el uso y demanda de este combustible y la instalación y repotenciación de CCPP's en un mediano y largo plazo.*

El gas natural ha cobrado especial importancia por su uso intensivo en los ciclos combinados, tendencia que se ha acelerado con el auge de este combustible en los Estados Unidos de América (EUA). Adicionalmente, por restricciones ecológicas se ha incrementado su utilización en las centrales termoeléctricas convencionales (TC) ubicadas en las grandes ciudades, por lo cual el empleo del combustóleo disminuye rápidamente. En 2014, la producción de gas natural alcanzó un volumen de 6,209.4 mmpcd (Figura 6), incrementando 2.5% respecto al 2013. El incremento en la extracción se debió a la mayor producción de gas en los campos de Cantarell y Ku-Maloob-Zaap.



Figura 6. Demanda Regional de Gas Natural, 2014

Las operaciones requieren grandes cantidades de combustibles fósiles (combustóleo, gas natural importado, carbón y diésel); al 31 de diciembre de 2016 el 72.5% de la capacidad instalada para la generación (incluyendo PIEs), se deriva de las plantas alimentadas por estos combustibles. Se compra la mayoría del combustóleo a PEMEX a precios al contado en virtud de un contrato a largo plazo (10 años) de suministro de combustóleo. Por otro lado, actualmente se compra gas natural a PEMEX y otros proveedores en México (incluyendo Gas de Litoral, S. de R.L. de C.V., IEnova LNG, S. de R.L. de C.V., Grupo Iberdrola y sus afiliados, CIC Corporativo Industrial Coahuila y Fuerza y Energía de Tuxpan) a precios indexados bajo contratos a largo plazo (15 años) adjudicados en virtud de un proceso de licitación internacional. Para el período de doce meses terminado al 31 de diciembre de 2016, el combustóleo, diésel y gas natural representaron aproximadamente el 59.3% del total de los importes que se gastan para la generación de electricidad. Al 31 de diciembre de 2016, aproximadamente el 9.7% de la capacidad instalada se basó en el uso de carbón que la CFE compra en virtud de contratos de tres años con varios proveedores extranjeros que selecciona a través de procesos de licitación

internacionales. Un pequeño porcentaje de las plantas generadoras utilizan combustible diésel que se compra a PEMEX a precios regulados por el Gobierno Federal [2].

CAPITULO 2

REFORMA ENERGÉTICA Y LA NUEVA INDUSTRIA ELÉCTRICA NACIONAL

En este capítulo se presenta la Reforma Energética Nacional implementada en diciembre de 2013 por la administración del Gobierno Federal del Lic. Enrique Peña Nieto, cambia el paradigma en la generación de energía eléctrica, sienta las bases de una nueva estructura jurídica y legal en el nuevo mercado eléctrico. Cambios profundos como la implementación de privados en la administración y despacho de energía, políticas energéticas dictadas hacia un entorno sustentable con el medio ambiente, nuevos órganos reguladores de energía como el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) y la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y una nueva y amplia y sólida red de gasoductos para el abasto de Gas Natural, insumo para la tecnología de los ciclos combinados.

2. Reforma Energética

La Reforma en materia de Energía establece por decreto las modificaciones de diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. Así mismo, el Estado a través de la Secretaría de Energía (SENER), lleva a cabo las actividades de planeación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). En este sentido, el régimen jurídico fortalece el proceso de planeación del SEN el cual se materializa en la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) [7].

Los siguientes Artículos fueron Reformados y publicados en el Diario Oficial de la Federación (D.O.F.) el día 20 de diciembre de 2013 quedando de la siguiente manera.

Artículo 25. “El sector público tendrá a su cargo, de manera exclusiva, las áreas estratégicas que se señalen en el artículo 28, párrafo cuarto de la Constitución, manteniendo siempre el Gobierno Federal la propiedad y el control sobre los organismos y empresas productivas del Estado que en su caso se establezcan. Tratándose de la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, y del servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, así como de la exploración y extracción de petróleo y demás hidrocarburos, la Nación llevará a cabo dichas actividades en términos de lo dispuesto por los párrafos sexto y séptimo del Artículo 27 de esta Constitución.

Artículo 27. “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, sin perjuicio de que el Estado pueda 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”.

Artículo 28. “... No constituirán monopolios las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva en áreas estratégicas como: la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, la exploración y extracción del petróleo y de los demás hidrocarburos”.

... “El poder ejecutivo contará con los órganos reguladores coordinados en materia energética, denominados Comisión Nacional y Comisión Reguladora de Energía, en los términos que determine la ley”.

Las modificaciones a la Reforma Constitucional de 2013 sentaron las bases jurídicas para el desarrollo de una nueva organización de la industria eléctrica en México, con participación pública y privada, que opera en torno a un mercado, e incorpora obligaciones de energías limpias. Asimismo, el sector energético en México atraviesa un periodo de cambios profundos, impulsados por dicha Reforma Energética, la cual mostraba que estaba avanzando en la dirección equivocada respecto a los indicadores energéticos, con el riesgo de una brecha cada vez más amplia entre el rendimiento de los sectores del petróleo, el gas y la electricidad, claves para un México moderno y competitivo.

La Reforma remodela las estructuras que han gobernado el sector energético durante más de 80 años, atrayendo a nuevos actores al sector, garantizar inversiones rentables en fuentes de electricidad tradicionales como de bajas emisiones de CO₂. Sin embargo, con la caída de los precios ha tenido un lado positivo: la disponibilidad creciente de importaciones de gas natural relativamente barato de Estados Unidos a través de nuevos gasoductos desde el sur de Estados Unidos y las reformas de regulaciones y precios que apuntan a un mercado de gas liberalizado para 2018 han supuesto un estímulo muy oportuno para el sector eléctrico mexicano [8].

La Reforma Energética permitirá reducir el costo de la electricidad, que depende en 80% del precio del combustible que se utilice para generarla. El gas natural es 4 veces más barato y emite 68% menos dióxido de carbono que el combustóleo, uno de los principales combustibles con los que actualmente se genera energía eléctrica.

2.1.Marco normativo

De acuerdo con La Ley de la Industria Eléctrica (LIE) propone un nuevo marco normativo que regirá la nueva industria eléctrica, manteniendo como áreas estratégicas la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica. La nueva industria eléctrica queda conformada de la siguiente manera.

Participación de particulares.

Generación

La participación privada no dependerá de la planeación y recursos financieros de CFE.

Proyectos de forma independiente, asumiendo costos y riesgos de sus decisiones.

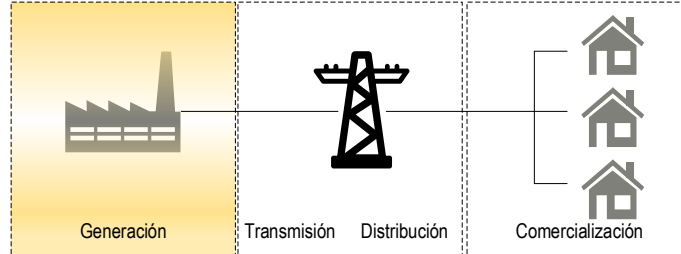


Figura 7. Nueva Industria Eléctrica, Generación de energía eléctrica

Como parte de la Ley, la generación eléctrica es una de las actividades que quedan abiertas a la participación de los particulares. En este sentido, la participación privada en generación ya no dependerá de la planeación y recursos financieros de la CFE, si no que ésta pueda realizar proyectos de forma independiente, asumiendo los costos y riesgos de sus decisiones, Figura 7.

Por su parte, se plantea que el servicio público de transmisión y distribución siga siendo prestado por la CFE, la que será sujeta a una regulación que incentive la expansión y operación eficiente de las redes, otorgando a la CRE la responsabilidad de diseñar dicha regulación, Figura 8.

Prestado por CFE, sujeta a regulación incentivando la expansión y operación eficiente

Transmisión y Distribución

La CRE responsable de diseñar la regulación.

El CENACE será el encargado de fijar los requerimientos necesarios para la interconexión.

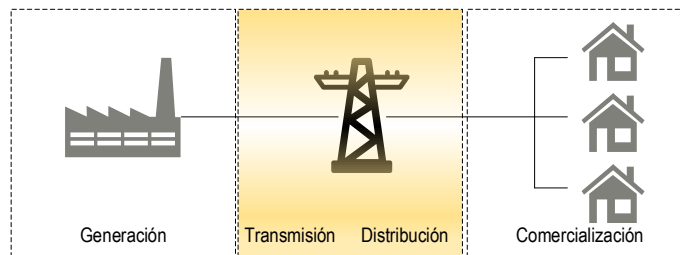


Figura 8. Nueva Industria Eléctrica, Transmisión y Distribución

	Abierta a la participación del sector privado.
Comercialización	Los usuarios podrán acceder a los beneficios de la competencia.
	Con base al tamaño de consumo.

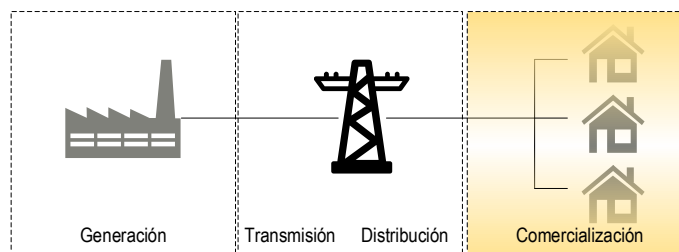


Figura 9. Nueva Industria Eléctrica, Comercialización de la energía eléctrica

El desarrollo eficiente de la industria eléctrica requiere una expansión que responda a los intereses del sistema y de los usuarios. Por ello, se contempla que la red de transmisión será planeada por el (CENACE) y será aprobada por SENER con el fin de garantizar la imparcialidad de la expansión.

También requiere que las condiciones de acceso sean transparentes. Por ello el CENACE será el encargado de fijar los requerimientos necesarios para la interconexión, así como de dar las instrucciones para que se lleve a cabo.

Adicionalmente, el nuevo marco jurídico prevé modalidades de contratación entre el Estado y los particulares para que éstos contribuyan con su tecnología y experiencia a la expansión y mejoramiento de las redes de transmisión y distribución, lo que dará a la CFE una herramienta importante para combatir las pérdidas de energía y aumentar la eficiencia del proceso de distribución de energía eléctrica.

Al igual que la generación, se prevé que la comercialización quedará abierta a la participación del sector privado. De esta forma, los usuarios podrán acceder a los beneficios de la competencia en el mercado eléctrico de diversas formas, de acuerdo con el tamaño de su consumo, Figura 9.

La LIE prevé la clasificación de los usuarios en calificados y de suministro básico. Los usuarios calificados podrán participar directamente en un mercado mayorista de energía eléctrica, mientras que los usuarios de suministro básico serán atendidos por la CFE, quien deberá

adquirir la energía a través de subastas para garantizar los menores costos de energía para los usuarios.

El umbral inicial que determinará qué usuarios puede acceder al mercado eléctrico será fijado en la Ley, y la iniciativa prevé que éste sea de 3 MW. Sin embargo, el umbral se reducirá gradualmente para permitir que más consumidores puedan acceder al mercado directamente y realizar sus propios acuerdos con los generadores, recibiendo así los beneficios del mercado eléctrico.

La Reforma requiere la creación de un mercado eléctrico mayorista donde se realicen las transacciones de energía que reflejen los costos en que incurre el sistema para proveer esta energía. El mercado eléctrico establecerá precios spot para la compraventa de energía a corto plazo entre los participantes mayoristas (generadores, comercializadores y usuarios calificados). Asimismo, estos participantes podrán celebrar contratos de largo plazo entre ellos, con precios de la energía negociados libremente.

Por otra parte, los usuarios calificados podrán contratar su servicio a través de suministradores calificados, quienes fijarán sus precios a fin de competir por los clientes. Por último, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público conservará la facultad de fijar las tarifas finales a los usuarios de servicio básico, mientras que la CRE regulará las tarifas de transmisión y distribución.

2.2. Políticas Energéticas

La política energética constituye una especificación sectorial de la política socioeconómica de largo plazo tendiente a inducir una cierta orientación al proceso de desarrollo. Dada la importancia de la energía como elemento determinante de la calidad de vida de la población, como destino de una considerable magnitud de las inversiones requeridas por el sistema de abastecimiento y atendiendo a la fuerte interacción con el medio ambiente, tanto por el uso intensivo de los recursos naturales como por los impactos derivados de su producción, transporte y utilización, la política energética desempeña un rol de especial significado dentro de las políticas de desarrollo [9].

De ese modo, las decisiones de política energética pueden tener una influencia significativa para el logro de una mayor sustentabilidad del proceso de desarrollo:

- La seguridad y calidad del abastecimiento, así como la mayor eficiencia en la producción y utilización de la energía, contribuyen al objetivo de alcanzar un ritmo sostenido de crecimiento económico.
- La cobertura de los requerimientos básicos de energía, en cantidad y calidad, resulta esencial para lograr una calidad de vida aceptable de la población y mayor equidad social. Además, constituye una precondition para mejorar el desarrollo de las potencialidades de los recursos humanos.
- La explotación racional de los recursos naturales energéticos, la mayor eficiencia en el uso de la energía y el empleo de fuentes renovables y de tecnologías limpias contribuyen de modo decisivo a atenuar el inevitable impacto ambiental de las actividades económicas de producción y consumo.

Muchos de estos aspectos, íntimamente vinculados con el proceso de desarrollo de un país, se manifiestan bajo la forma de “externalidades” dentro del contexto de decisiones descentralizadas o del funcionamiento de los mecanismos del mercado. En términos generales, la racionalidad de las decisiones individuales no habrá de incorporar necesariamente a aquellos objetivos que tienen un carácter prominentemente global [9].

Las políticas energéticas que se implementan para una planificación del SEN con base a estimaciones de consumo y de demanda máxima de energía son; la Estrategia Nacional de Energía (ENE), el Plan Nacional de Desarrollo (PND), la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica y su Reglamento, la Estrategia Nacional de Cambio Climático (ENCC) y el Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (PRONASE), ya que se debe garantizar la calidad, confiabilidad y estabilidad de la energía. Ya que al 2024 se pretende disminuir un 8% las pérdidas de electricidad en las redes de transmisión y distribución a niveles comparables a estándares internacionales. Mitigar un 30% los gases de efecto invernadero al 2020 e incentivar el potencial de ahorro en el consumo final de energía eléctrica. La Figura 10 describe los criterios implícitos que provienen de ordenamientos legales y reglamentarios de las distintas políticas energéticas y administración de esta.

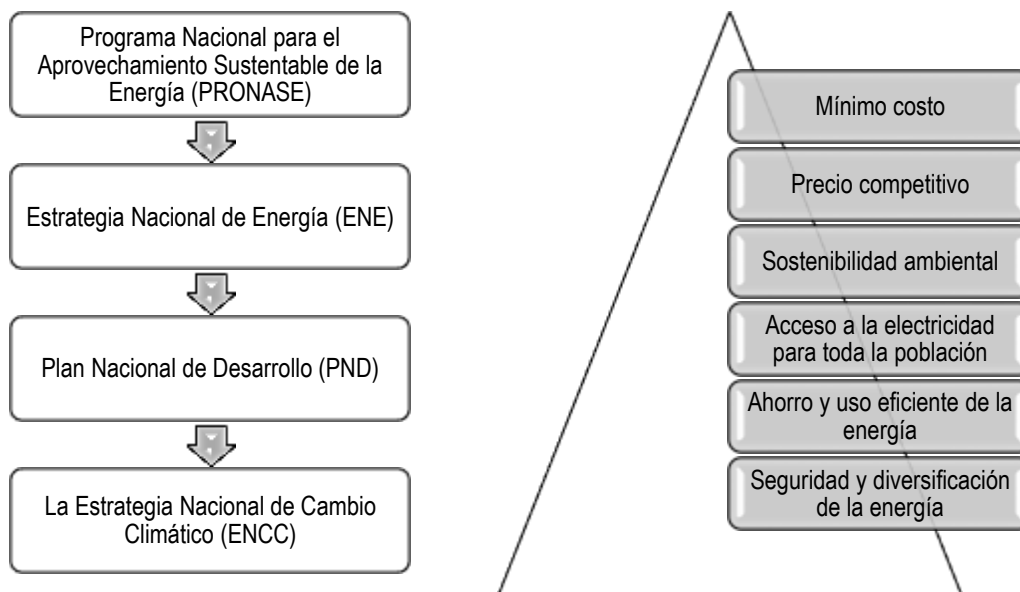


Figura 10. Políticas Energéticas que norman y orientan la planificación y administración de la energía

2.3. Proceso de generación de electricidad con base al nuevo Mercado Eléctrico

Anteriormente, el sector energético en México estaba limitado a inversiones y contratos con el sector privado, ahora atraviesa un periodo de cambios profundos, catalizados por la amplia Reforma Energética del 2013, remodela las estructuras y aspira a introducir nuevas inversiones y tecnologías en la cadena de valor (Figura 12).

De acuerdo con la Estrategia Nacional de Energía, define tres “Elementos de Integración” para alcanzar un sistema energético integral y generar una cultura compartida por todos:

- **Sustentabilidad del sector:** La capacidad de renovación constante del sistema a fin de mantener los flujos de energía hacia los consumidores, mientras que estos últimos hacen más eficiente su consumo. A nivel país, se puede alcanzar la sustentabilidad al ampliar constantemente la gama de energéticos primarios disponibles, enfocándose en un creciente aprovechamiento de las energías renovables, una mayor inclusión social de los beneficios y un irrestricto respeto al medio ambiente.
- **Eficiencia energética y ambiental:** La continua aplicación de las mejores prácticas disponibles en la producción y el consumo de energía. La eficiencia no sólo optimiza estos dos procesos, sino que también minimiza su impacto ambiental.

- Seguridad energética: Capacidad para mantener un superávit energético que brinde la certidumbre para continuar con el desarrollo de actividades productivas, además debe de incrementar la accesibilidad a los mercados, introducción de los productos y almacenamiento preventivo, principalmente enfocado en aquellos energéticos cuya dependencia de las importaciones pueda crecer a niveles que impliquen riesgos asociados a la continuidad del suministro.

Los nuevos instrumentos y reglas para el funcionamiento del sector permitirán alcanzar mayor producción de energía primaria, ampliar los servicios de transporte, almacenamiento y distribución, dar certidumbre al abasto, mejorar la eficiencia y la calidad de los productos, disminuir los costos y los impactos nocivos.

La Figura 11 muestra las áreas de transformación sobre las cuáles tendrá un impacto la Reforma:

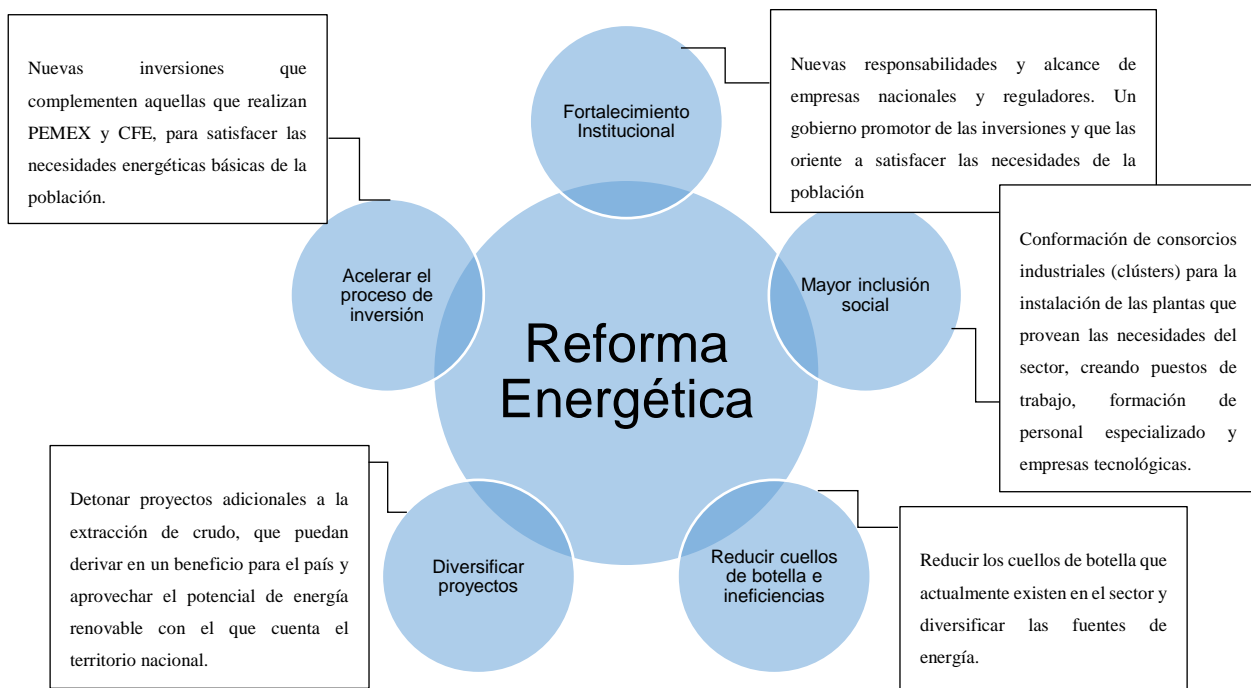


Figura 11. Impacto de la Reforma Energética Nacional

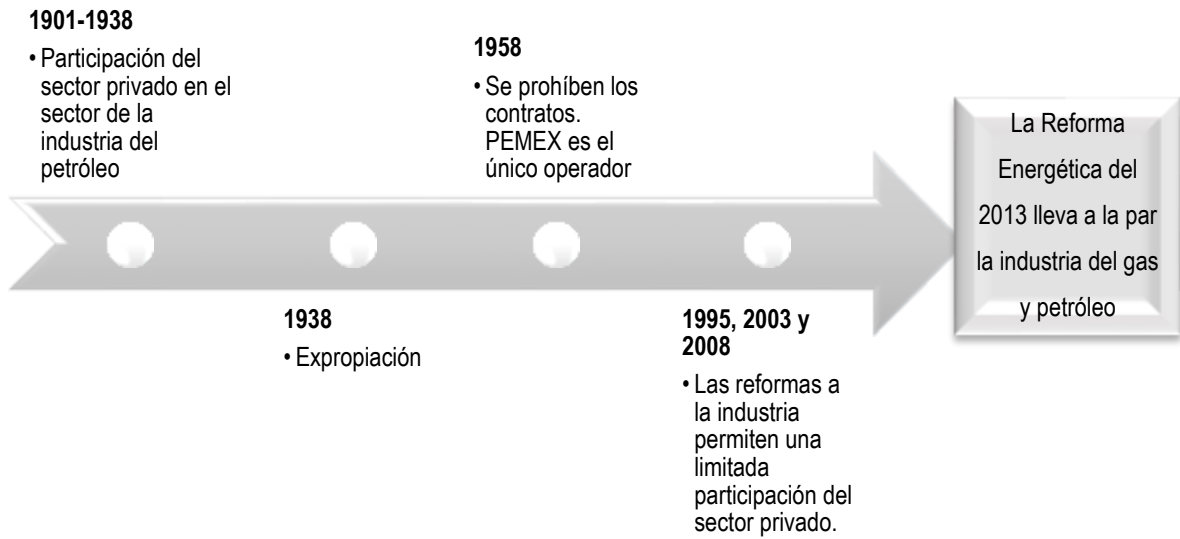


Figura 12. Evolución del sector energético en México

La estructura legal y jurídica del Sector Eléctrico se establece en la LIE, la cual tiene por objeto principal regular la planeación y el control del SEN, el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica (Figura 13)



Figura 13. Marco jurídico en materia energética

El objetivo de la LIE es promover el desarrollo sustentable de la industria eléctrica y garantizar su operación continua, eficiente y segura en beneficio de los usuarios, así como el cumplimiento de las obligaciones de servicio público y universal, de energías limpias y la reducción de emisiones contaminantes. La Reforma Energética establece un nuevo modelo eléctrico con múltiples generadores, acceso universal y operación eficiente de las redes de transmisión y distribución. Es por esta razón que la SENER se reestructura para la implementación de los nuevos mecanismos de contratación, adquisición, arrendamiento, servicios, obras y deudas públicas, y responsabilidades administrativas que promuevan la competitividad [10].

Tabla 1. Reestructuración de CFE Fuente SENER

	Pre-Reforma	Post-Reforma
GENERACIÓN		
Se eliminan las barreras de entrada y se fortalece la competencia	CFE + Permisionarios	CFE + PEMEX + Privados
CONTROL/DESPACHO		
El CENACE se independiza de la CFE para operar el SEN y el mercado SPOT	CFE	CENACE
TRANSMISIÓN/DISTRIBUCIÓN		
Áreas estratégicas exclusivas del Estado con posibilidades de contratar con particulares	CFE	Operario: CFE
COMERCIALIZACIÓN		
Los usuarios calificados pueden pactar precios libremente con los generadores mediante contratos bilaterales. La CRE fija las tarifas de usuarios de suministro básico y la CFE provee el servicio	CFE	MERCADO ELECTRICO MAYORISTA CFE Usuarios Básicos Usuarios Calificados

El CENACE como operador independiente debe garantizar que la electricidad esté disponible a precios competitivos y de calidad, mediante la operación de un mercado eléctrico mayorista eficiente, confiable y transparente. El CENACE no sólo determinará la asignación y despacho de las centrales eléctricas, de la demanda controlable, también de los programas de importación y exportación con base en criterios de seguridad de despacho y eficiencia económica [10].

El contenido de estas bases parte de las etapas de implementación; las disposiciones generales que deberán observar los participantes del mercado y el CENACE, destacando los criterios de interconexión de centrales eléctricas y conexión de centros de carga; las normas que rigen el

mantenimiento de la confiabilidad del sistema, los procedimientos operativos a ser usados en un estado operativo de emergencia, los requisitos mínimos para la comunicación entre el CENACE y los Participantes del Mercado, así como las obligaciones y responsabilidades relativas a la Confiabilidad que deberán llevar a cabo los Transportistas, Distribuidores, Centrales Eléctricas, Generadores exentos, Participantes del Mercado y el CENACE.

Las transformaciones de energía que se presentan en las centrales de Ciclo Combinado para obtener el principal producto que es la energía eléctrica que se obtiene en las terminales del generador eléctrico, requiere básicamente seis entradas primarias como son, la Disponibilidad, el Control del Voltaje, la Cantidad de energía que se genere, la frecuencia, la confiabilidad, aunado a un precio competitivo, todos estos puntos se muestran en un diagrama causa efecto para el CENACE (Figura 14).

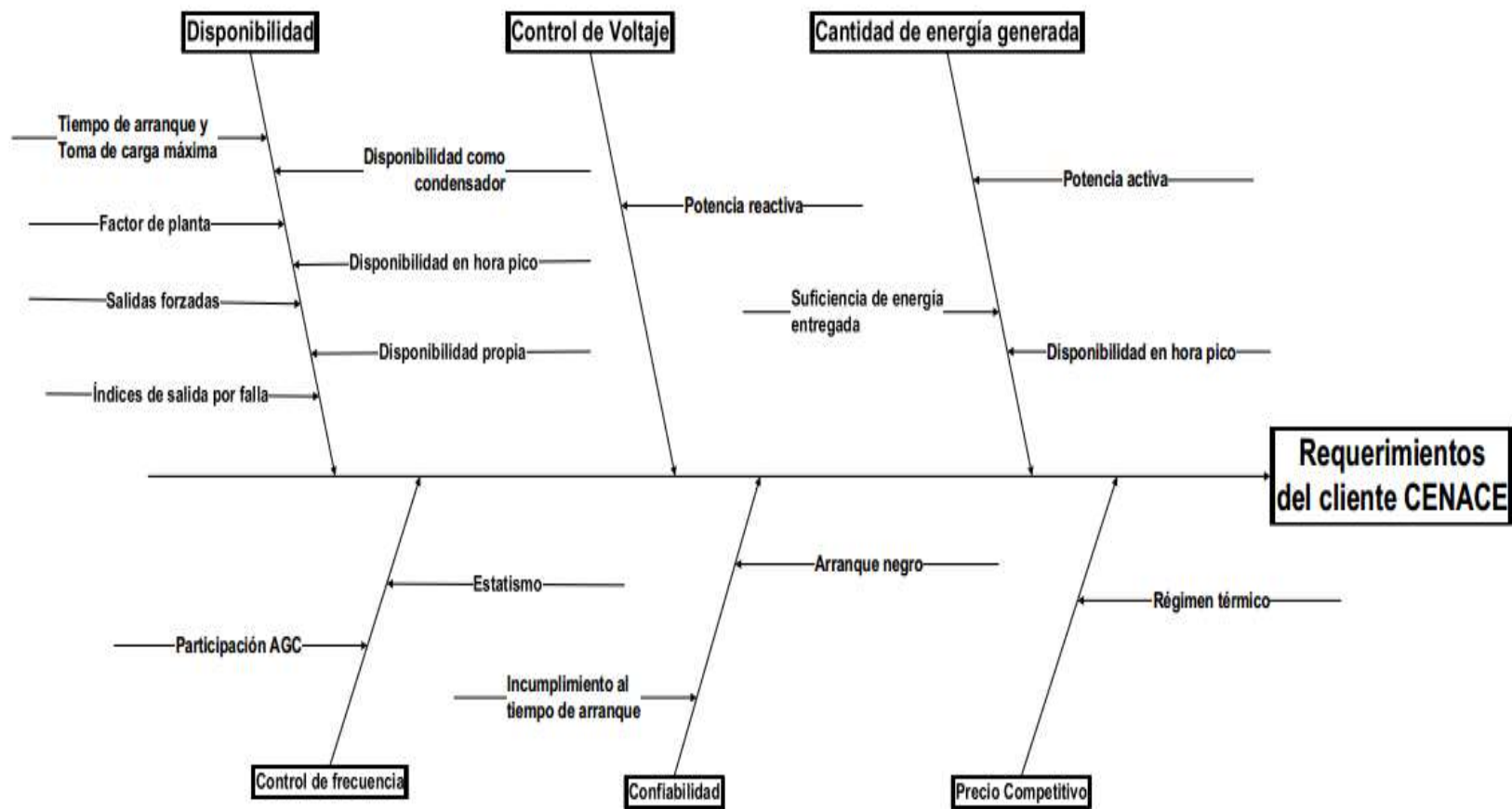


Figura 14 Diagrama Causa efecto requerimientos del cliente CENACE

2.4. Criterios de Interconexión

En junio de 2015, el CENACE publica la infraestructura requerida para la interconexión de centrales eléctricas y conexión de centros de carga, los cuales tienen por objetivo establecer los requisitos, tiempos y reglas que debe cumplir un interesado al solicitar conectarse a la Red Nacional de Transmisión (RNT) o a las Redes Generales de Distribución (RGD). Dichos criterios se sometieron a consulta mediante la COFEMER y fueron autorizados por la CRE, con el fin de cumplir con los principios de transparencia, certidumbre e integración de los participantes del SEN.

Las características específicas de la infraestructura y requerimientos necesarios para llevar a cabo la Interconexión o Conexión a la RNT o RGD de:

- Nuevas Centrales Eléctricas, incremento de la capacidad o cambio del Punto de Interconexión de una Central Eléctrica existente.
- Nuevos Centros de Carga, incremento en la demanda contratada o cambio del Punto de Conexión de un Centro de Carga existente.

La entrega de la energía eléctrica para ser transmitida hasta los centros de consumo se lleva a cabo en la Subestación eléctrica, la cual consiste de una serie de equipos y dispositivos que permiten hacer una distribución de la energía en alta tensión, acorde con las necesidades del Sistema Eléctrico Nacional, para ello se realizó un diagrama causa-efecto considerando dos ejes principales que son el tratamiento de agua y los sistemas de excitación para la central eléctrica de Ciclo combinado Figura 15.

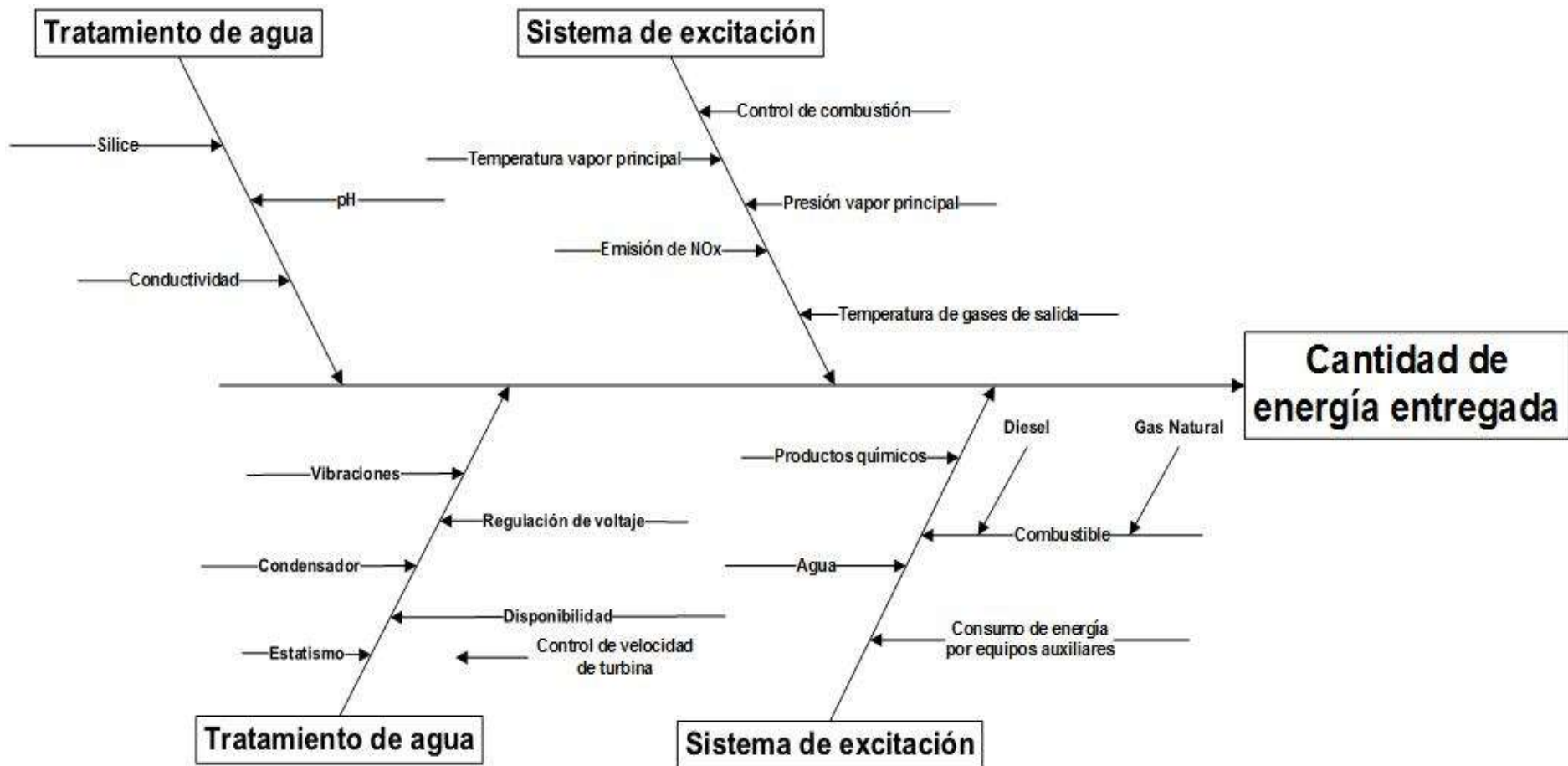


Figura 15. Cantidad de energía entregada al cliente CENACE

CAPITULO 3

PROSPECTIVA DE LOS CICLOS COMBINADOS

En este capítulo se presenta un análisis sobre el incremento en la demanda de energía tanto en la población, industria y demás actividades, lo cual proyecta la instalación de nuevas centrales de generación. Sin embargo, los ciclos combinados (CC) se presentan como la mejor opción para abastecer de energía, de los cuales los CC incrementan 14% su capacidad y esto debido: 1. Al incremento de la densidad poblacional que requieren mayor energía en sitio, 2. Red de gasoductos, 3. Disponibilidad del Gas Natural, principalmente del sur de Estados Unidos, 4. Energía garantizada en sitio y demás criterios, que simplifica como una tecnología limpia, eficiente y segura.

3. Proyección de la demanda de energía

Con base en el Programa de Obras e Inversiones del Sistema Eléctrico (POISE) 2014-2028, en el año 2012 se tenía una capacidad instalada de 55 693 MW (Figura 16) de los cuales el 34% se generaba mediante ciclos combinados y el 21.2% mediante termoeléctricas convencionales, representando el 52.2% con este tipo de tecnología y a su vez dependientes de combustibles fósiles.

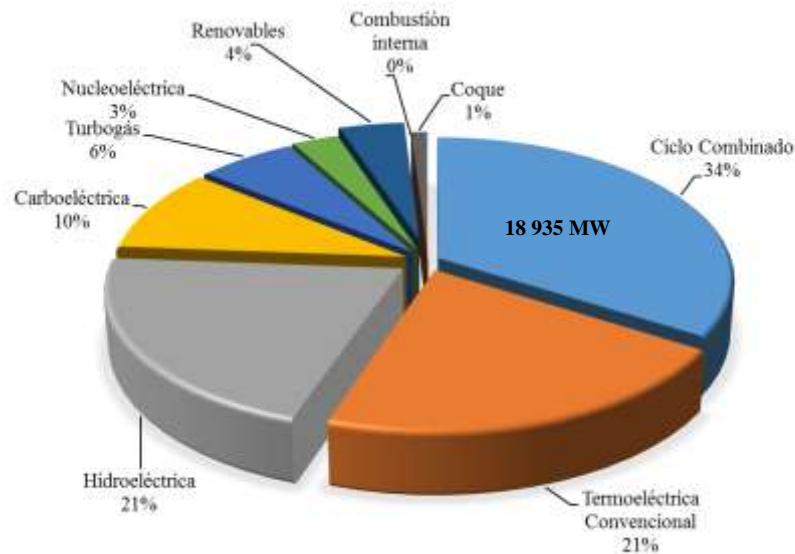


Figura 16. Generación de energía 2012. Fuente POISE 2014-2028

Así mismo, la proyección al 2028 prevé un aumento en la generación de energía eléctrica a 107 503 MW más del 13% con tecnología de ciclo combinado, es decir que aumentaran 32 450.81 MW de los cuales 21 633.87 MW serán en repotenciación e instalación de nuevas centrales de ciclo combinado (Figura 16). Por supuesto, la matriz energética se diversifica en una mayor apertura a las energías renovables.

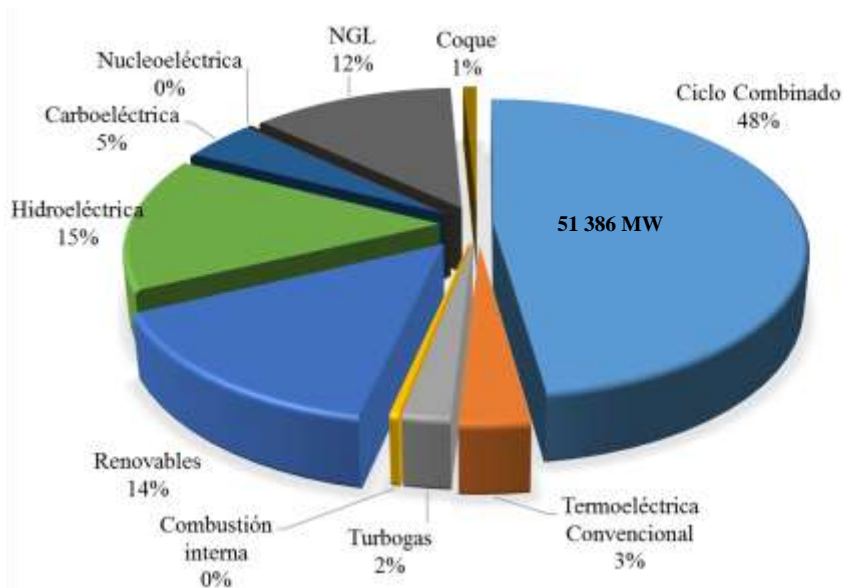


Figura 17. Proyección de la energía generada al año 2028.

3.1.Capacidad en construcción o licitación

En el área Noroeste se construye el proyecto CC Agua Prieta II, el cual incluye la adición de la Central Termosolar Agua Prieta II con 14 MW. En el área Norte entra en operación el CC Norte II. El CC Norte III (Juárez) se encuentra en proceso de licitación. En el área Central se tiene en proceso de construcción la central de CC Centro, con capacidad de 658 MW. En el área Occidental, concluyó la construcción de la repotenciación de las unidades 1 y 2 de la central de ciclo combinado Manzanillo I, con una capacidad conjunta de 1,454 MW. Todos ellos se construyen bajo el esquema de obra pública financiada, es decir pertenecen a la CFE.

Tabla 2. Centrales de ciclo combinado del año 2013 al 2018

Proyecto	Operación Comercial programada	Ubicación	Tipo	Modalidad de financiamiento	Año de operación					
					Capacidad bruta MW					
					2013	2014	2015	2016	2017	2018
Proyectos terminados en 2013										
Manzanillo I rep U2	abr-13	Colima	CC	OPF	427					
Norte II (Chihuahua) ^{1/}	nov-13	Chihuahua	CC	PIE	445					
					872					
Proyectos en proceso de construcción										
Agua Prieta II	mar-15	Sonora	CC	OPF			404			
Centro	mar-15	Morelos	CC	OPF			658			
Baja California III (La Jovita)	oct-16	Baja California	CC	PIE					294	
								1356		

Proyectos en proceso de licitación					
Norte III (Juárez)	jul-16	Chihuahua	CC	PIE	954
Proyectos por licitar					
Guaymas II	abr-17	Sonora	CC	OPF	735
Valle de México II	may-17	Edo. México	CC	OPF	601
Baja California II (SLRC)	jul-17	Baja California	CC	PIE	276
Guaymas III	jul-17	Sonora	CC	OPF	735
La Paz	dic-17	Baja California Sur	CC	PD	117
Noreste (Escobedo)	dic-17	Nuevo León	CC	PIE	1034
Noreste (Topolobampo II)	abr-18	Sinaloa	CC	PIE	847
Lerdo (Norte IV)	abr-18	Durango	CC	PD	990
Topolobampo III	may-18	Sinaloa	CC	PIE	700
					6035

CC: Ciclo Combinado

OPF: Obra Pública Financiada PIE: Productor independiente de energía PD: Por definir

1/ En periodo de prueba

El siguiente mapa (Figura 18) muestra la ubicación de las centrales terminadas y en proceso de construcción para el servicio público que suma 3 843 MW de los cuales 2 228 MW son con la tecnología de los ciclos combinados.



Figura 18. Centrales de ciclo combinado terminadas o en proceso de construcción

Requerimientos de capacidad en proceso de licitación Servicio público 1005 MW de los cuales 954 MW son con tecnología de los Ciclos Combinados (Figura 19).



Figura 19. Requerimientos de capacidad en proceso de licitación

Requerimientos de capacidad por licitar Servicio público 8352 MW de los cuales 6035 MW son base en la tecnología de ciclos combinados (Figura 20).



Figura 20. Requerimientos de capacidad por licitar servicio público

3.2.Capacidad adicional

Se refiere a la capacidad futura que se licitará en función de su fecha programada de entrada en operación. En la Tabla 3 se señala la ubicación más conveniente de las adiciones de capacidad. Sin embargo, la LSPEE y su Reglamento ofrecen a los inversionistas la libertad de proponer una diferente, aun cuando esto involucre transmisión adicional —para llegar al punto de interconexión preferente y a los de interconexión alternativos, especificados por CFE en las bases de licitación.

Tabla 3. Capacidad futura de los ciclos combinados

Proyecto	Ubicación	Tipo	Año de operación										Capacidad bruta MW				
			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027		2028			
Todos Santos	Baja California	CC	137														
Guadalajara I	Jalisco	CC	908														
San Luis Potosí	San Luis Potosí	CC	862														
Centro II	Morelos	CC	660														
Mazatlán	Sinaloa	CC			867												
Baja California IV (SLRC)	Sonora	CC			522												
Aguascalientes	Aguascalientes	CC			872												
Mérida IV	Yucatán	CC			526												
Central (Tula)	Hidalgo	CC				1162											
Manzanillo II rep U1	Colima	CC				460											
Francisco Villa (Norte V)	Chihuahua	CC				958											
Manzanillo II rep U2	Colima	CC				460											
Monterrey IV	Nuevo León	CC						1088									
Salamanca	Guanajuato	CC						680									
Valladolid IV	Yucatán	CC						542									
Baja California V (Mexicali)	Baja California	CC							522								
Cd. Constitución	Baja California Sur	CC							137								
Salamanca II	Guanajuato	CC							680								
Valle de México III	Edo de México	CC								601							
Central II (Tula)	Hidalgo	CC								1162							
Norte VI (Chihuahua)	Chihuahua	CC								958							
San Luis Potosí II	San Luis Potosí	CC								862							
La Paz II	Baja California Sur	CC									117						
Mérida V	Yucatán	CC									540						
Tamazunchale II	San Luis Potosí	CC									1121						
Baja California VI (Ensenada)	Baja California	CC										565					
Todos Santos II	Baja California Sur	CC										123					
Tamazunchale III	San Luis Potosí	CC										1121					
Valladolid V	Yucatán	CC												542			
Aguascalientes II	Aguascalientes	CC														872	

Todos Santos III	Baja California Sur	CC									123	
Norte VII (Chihuahua)	Chihuahua	CC									968	
Total anual 1/			2567	2787	3040	2310	1940	2982	1778	1809	1414	1091
Acumulado			5354	8394	10704	12644	15626	17404	19213	20627	21718	

CC Ciclo Combinado

1/ Las cifras están redondeadas a números enteros, por lo que los totales podrían no corresponder exactamente.

Requerimientos de capacidad adicional 2014 – 2022, Servicio público 14795 MW de los cuales 10567 MW corresponde a la tecnología de ciclo combinado.



Figura 21. Requerimientos de capacidad adicional 2014-2022

Requerimientos de capacidad adicional 2023-2028 Servicio público 26955 MW de los cuales 11013 MW son generados con la tecnología de ciclo combinado.



Figura 22. Requerimientos de capacidad adicional 2023-2028 para el servicio público

Retrasos de proyectos de generación

En los últimos años se han venido presentando retrasos en los proyectos de infraestructura eléctrica debidos principalmente a:

- Aumento en los tiempos de gestión para permisos de uso de suelo y ambientales;
- Consultas a las comunidades indígenas;
- Condicionamientos para la autorización de inversión;
- Retraso en la construcción;
- Problemas sociales;
- Problemas con autoridades municipales y propietarios de predios.

3.3 Criterios de Repotenciación

A fin de hacer competitivo el parque de generación existente, en 2004 entró en operación la primera repotenciación de unidades Termoeléctricas Convencionales (TC) para formar ciclos combinados, específicamente la de Valle de México unidad 4 (TC) de 300 MW, a la cual se acoplaron las nuevas unidades turbogas 5, 6 y 7 de 83.1 MW cada una. En 2005 se realizó la conversión de unidades turbogas a ciclos combinados, con la unidad 1 (TG) de Hermosillo, de 133.8 MW y la nueva unidad 2 (TV) de 93.2 MW, para obtener un total de 227.0 MW. En 2006 entró en operación comercial en la central Chihuahua, El Encino la conversión de la unidad 4

(TG) de 130.8 MW a ciclo combinado, mediante la integración de la unidad 5 (TV) de 65.3 MW, formándose el paquete 2, con una capacidad total de 196.1 MW [11].

En 2013 concluyeron las repotenciones para las unidades 1 y 2 de la CT Manzanillo I. La capacidad total resultante es de 727 MW en cada una, con una eficiencia bruta superior a 50%. El mismo arreglo aplicará para las unidades 1 y 2 de Manzanillo II, programadas para 2021.

Con base en los avances tecnológicos, en la evolución de costos y en los requerimientos de transmisión asociados a la segunda fase, se está analizando la conveniencia de que la capacidad adicional requerida para Manzanillo II se proporcione mediante la instalación de nuevos ciclos combinados, con lo que se podrían reducir riesgos inherentes en repotenciones, tales como extensión de vida útil, eficiencia y capacidad. La decisión dependerá de que los beneficios económicos logrados al repotenciar sean significativos, en comparación con los obtenidos en ciclos combinados nuevos.

Desde el 2013 la CFE, desarrolla gasoductos que representan más de 4000 kilómetros. Con los que la CFE aprovechara para convertir plantas de generación eléctrica que funcionan a partir de combustóleo a gas natural, para que se pueda generar energía eléctrica más limpia y aun menor costo. De manera paralela, la CFE impulsa la construcción de nuevas centrales generadoras de ciclo combinado, ya que generar un MegaWatt-hora (MW-h) con combustóleo costó, en diciembre de 2014, 1946 pesos. En cambio, generar este mismo MegaWatt-hora en una planta convertida a gas natural, costó 636 pesos, mientras que generarlo en una nueva planta de ciclo combinado que funciona con gas natural, pero con tecnología de punta, costó 438 pesos [12].

En 2014 la CFE utilizó alrededor de dos mil millones de pies cúbicos diarios (MMPCD) de gas natural y se estima que, en 2028, requerirá un suministro superior a los siete mil MMPCD para la operación de sus centrales de generación. A diciembre de 2014, la infraestructura de generación estaba integrada por 215 centrales, con 1081 unidades de generación, los cuales sumaron una capacidad instalada de 54 374.7 MW de los cuales el 37% se genera con tecnología de ciclo combinado (Tabla 4).

Donde en el 2014 la capacidad neta efectiva de generación aumentó 1 674.1 MW respecto al 2013. Dicho aumento es el resultado de un incremento de 2 028.9 MW en centrales nuevas y modernización, así como el retiro de 354.8 MW. Cabe señalar que la CFE tiene distribuidas sus

centrales en el territorio nacional agrupadas en 5 Gerencias Regionales de Producción (GRP): Noroeste (15%), Norte (17%), Occidente (27%), Central (16%) y Sureste (24%), con la mayor capacidad Occidente y Sureste [12].

Tabla 4. Infraestructura de Generación de Electricidad Con tecnología de Ciclo Combinado

Generador	Tipo de tecnología	Capacidad efectiva 2014 (MW)	Número de centrales y unidades en 2014
CFE	Ciclo Combinado	7 566.6	68
Productores Independientes de Energía (PIE)	Ciclo Combinado	12 339.9	77

La Figura 23 muestra las principales centrales generadoras de energía 2012 de la cuales el 59.7% de la generación eléctrica es mediante Ciclos Combinados (18 935.62 MW), principalmente concentradas en los estados de Tamaulipas, Veracruz, Baja California, Nuevo León y Chihuahua.



Figura 23. Principales centrales generadoras de Energía al 2012. Fuente POISE 2014-2028.

En 2015, se generaron 309 553 GW-h de energía eléctrica, 2.7% más que en 2014. El 79.7% de la electricidad generada proviene de tecnologías convencionales y el 20.3% restante de tecnologías limpias. La generación de energía eléctrica proveniente de las tecnologías convencionales incremento 4.4% en relación con 2014, resultado de un aumento de 3.8% en la energía producida en centrales de ciclo combinado y de 5.4% en termoeléctricas convencionales.

Así mismo la generación eléctrica se concentró en las regiones de control Noreste, Oriental y Occidental, que en conjunto aportaron el 67.6% del total de energía eléctrica, el 25.1% se registró en las regiones de control Norte, Central, Noroeste y Peninsular, y el 7.3 restante se produjo en los sistemas aislados de Baja California, Baja California Sur y Mulegé.

Los estados con mayor producción de energía eléctrica fueron Tamaulipas, Veracruz, Coahuila, Guerrero y Baja California, que en conjunto aportaron el 43.4% de la generación eléctrica en el país. En contraste, Aguascalientes, Morelos, Quintana Roo, Zacatecas y Tlaxcala fueron las

entidades con menor generación de electricidad, con una aportación del 0.3% del total del SEN [7].

Proyectos de conversión y repotenciación

El gas natural ha cobrado especial importancia para su uso intensivo en los ciclos combinados, tendencia que se ha acelerado con el auge de este combustible en los EUA. Adicionalmente, por restricciones ecológicas se ha incrementado su utilización en las centrales termoeléctricas convencionales (TC) ubicadas en las grandes ciudades, por lo cual el empleo del combustóleo disminuye rápidamente.

En 2005 se realizó la conversión de unidades turbogas a ciclos combinados, con la unidad 1 (TG) de Hermosillo, de 133.8 MW y la nueva unidad 2 (TV) de 93.2 MW, para un total de 227.0 MW.

En 2006 entró en operación comercial en la central Chihuahua –El Encino- la conversión de la unidad 4 (TG) de 130.8 MW a ciclo combinado, mediante la integración de la unidad 5 (TV) de 65.3 MW, formándose el paquete 2, con una capacidad total de 196.1 MW.

Así mismo, en 2007, con la conversión de la unidad TG instalada en Río Bravo (145.1 MW) a la que se incorporaron las existentes 1 y 2 (TV de 133 MW cada una), se formó el ciclo combinado con una capacidad total de 211.1 MW.

Con la conversión de las dos unidades TG de San Lorenzo (2 X 133 MW), a las cuales se les integro un TV de 116.12 MW, en 2009 se agregaron 382.12 MW en este tipo de centrales.

Con una capacidad de 448 MW se tienen instaladas 14 unidades TG con 32 MW cada una en el Valle de México, las cuales consumen gas y operan con eficiencias térmicas del orden de 37%. Estas se conocen como de “generación distribuida”, por su ubicación en los puntos de suministro (subestaciones) a la red de distribución.

Repotenciación a Ciclos Combinados

Los criterios para repotenciar termoeléctricas convencionales como ya se mencionaron en las secciones anteriores son varios, por ejemplo, combustibles más limpios como es el gas natural, tecnología más eficiente (turbinas de gas) etc.

La repotenciación de las plantas termoeléctricas a ciclos combinados, básicamente se puede definir bajo las siguientes acciones tecnológicas, de generación y económicas principalmente.

1. Las centrales termoeléctricas tienen en promedio una vida útil de 20 años, por lo que al llegar al final de este periodo se toma la decisión de no rehabilitar la planta si no de repotenciarla. La cual consiste principalmente en la sustitución del generador de vapor de las plantas termoeléctricas para colocar en su lugar una caldera de recuperación de calor, conservando el cuerpo de turbinas de vapor, condensador y el sistema de agua de enfriamiento secundario.
2. Acoplamiento con una o dos turbinas de gas de acuerdo a la configuración base para generar más potencia.
3. Cambio de insumos primarios, principalmente del tipo de combustible, de combustóleo a gas natural. Este suministro de combustible se realiza directamente a la turbina de gas evitando la colocación de quemadores externos, salvo cuando se incluya la poscombustión en la caldera de recuperación.
4. Se obtiene un incremento de potencia al aprovechar los gases residuales provenientes de la turbina de gas para generar más potencia en una turbina de vapor. Generalmente la regla es 2/3 son generadas por la turbina de gas y 1/3 por la turbina de vapor, por consiguiente, disminuyen:
 - Costos de generación, kJ/kW-h.
 - Costos de producción, \$/kW-h.
 - Emisiones de gases invernadero, CO₂/kW-h.

La repotenciación se establece de acuerdo a los requerimientos de generación. En el 2012, el 34% de la capacidad de generación nacional era con base a la tecnología de los ciclos combinados y 21.2% con termoeléctrica convencional, es decir; representaban más de la mitad de la generación total estas dos tecnologías, Figura 24.

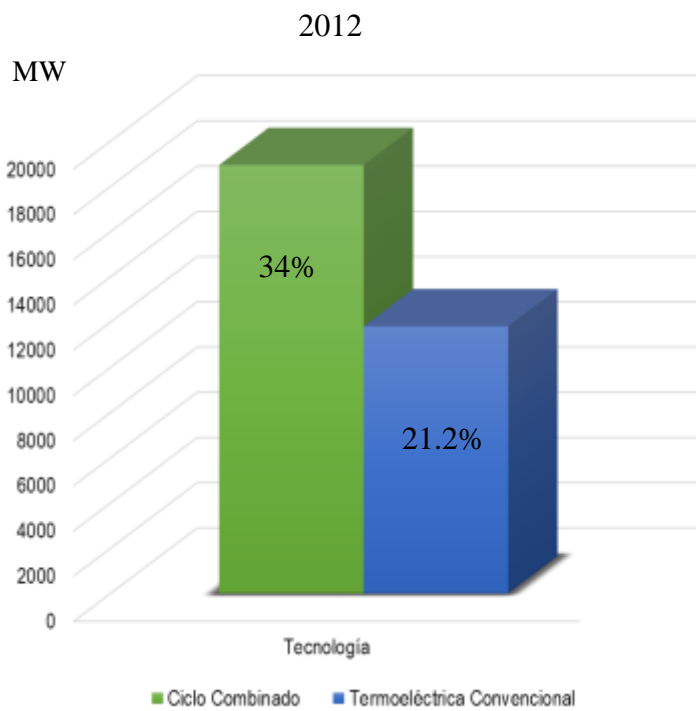


Figura 24. Comparación entre la tecnología de los ciclos combinados y la termoeléctrica convencional al año 2012

Para el año 2028, se espera un incremento en la producción de energía, de los cuales la tecnología de los ciclos combinados pasará de aportar a la red nacional del 34% al 47%, lo que implica un incremento de 32 450.81 MW.

Asimismo, la capacidad de generación por termoelectricas convencionales pasaran de aportar el 21.2% al 1.8%, lo que implica que el 19.4% de la capacidad instalada de las termoelectricas será parte de la generación de los ciclos combinados bajo el criterio de repotenciación, Figura 25.

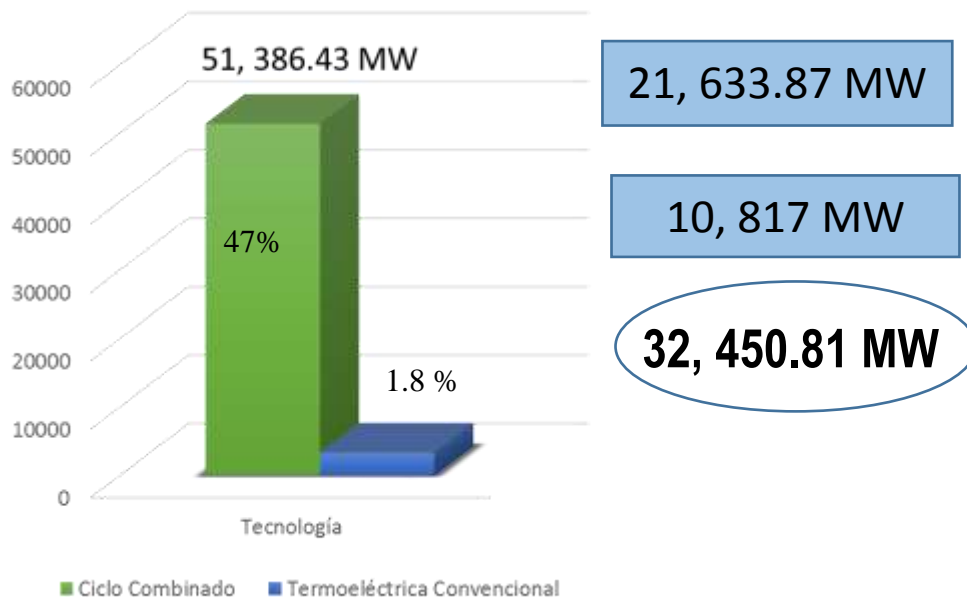


Figura 25. Comparación entre la tecnología de los ciclos combinados y la termoeléctrica convencional al año 2028

CAPÍTULO 4

CONFIGURACIÓN Y OPERACIÓN DE LOS CICLOS COMBINADOS

En este capítulo se presenta las principales configuraciones y la operación de los ciclos combinados (CC), desde el combustible en este caso Gas Natural, a la entrada del compresor aire, la cámara de combustión, posteriormente la turbina de gas y la salida de los gases a alta temperatura hacia la caldera de recuperación de calor (HRSG por sus siglas en ingles), la operación del ciclo Rankine, los niveles de presión etc. Toda la operación para el fin que es la generación de energía eléctrica.

4.1. Elementos principales de un ciclo combinado

Una central de ciclo combinado es una planta que produce energía eléctrica con un generador accionado por una turbina de combustión, que utiliza como combustible principal gas natural. Los gases de escape de la combustión son aprovechados para calentar agua en una caldera de recuperación de calor (HRSG) que produce vapor aprovechable para accionar una segunda turbina. Esta segunda turbina, de vapor, puede estar acoplado al generador de la turbina de gas o un segundo eje [13].

El siguiente diagrama de bloques muestra una perspectiva general de un ciclo combinado, donde cada “caja” corresponde a los elementos principales y cada uno esta interrelacionado con los sistemas (Figura 26).

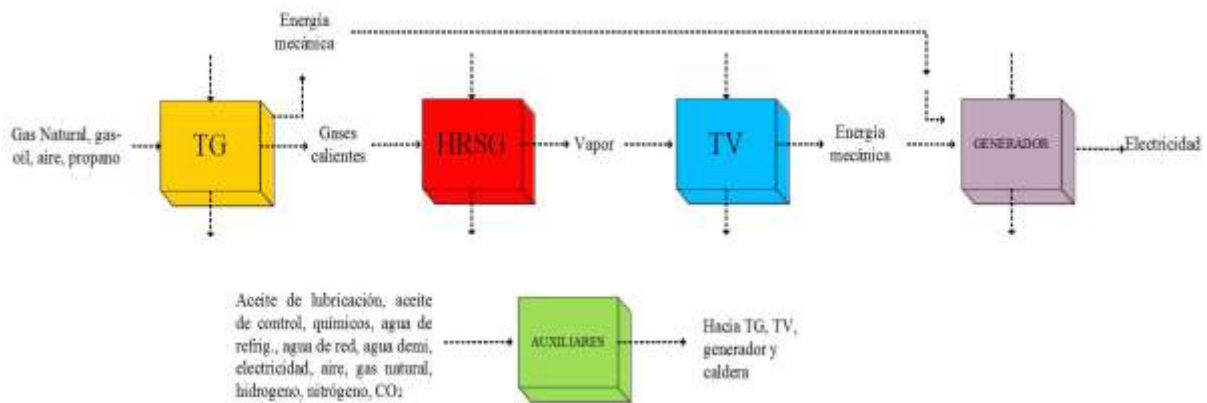


Figura 26. Diagrama de bloques de los componentes principales de la central.

Los ciclos combinados no están limitados y también pueden construirse plantas de eje múltiple, en las que las turbinas de gas y de vapor no están unidas por el mismo eje, y cada una acciona un generador distinto. Así mismo, es habitual la combinación 2X1, cuya composición consiste en dos turbinas de gas, cada una de ellas con su correspondiente caldera de recuperación, y una sola turbina de vapor, que recibe el vapor de ambas calderas. En este caso cada turbina tiene su propio generador (tres en total) [13].

El funcionamiento de la central de ciclo combinado se puede entender de forma general como una gran caja negra, donde entran y salen determinados “productos”, de donde se diferencian entradas/salidas principales que intervienen sobre el proceso y entradas/salidas auxiliares.

A continuación, se muestran los bloques de entradas y salidas a nuestra caja negra, que es el conjunto de la central de ciclo combinado, como entradas principales o entradas primarias se tiene el combustible por ejemplo el más utilizado en este tipo de centrales el gas natural y el agua para el siguiente ciclo que es para la turbina de vapor obteniendo el principal producto la electricidad, también calor y los gases de escape, como entradas secundarias agua, aire, aceite, electricidad para los motores, como subproductos aguas residuales, emisiones gaseosas y residuos sólidos (Figura 27).

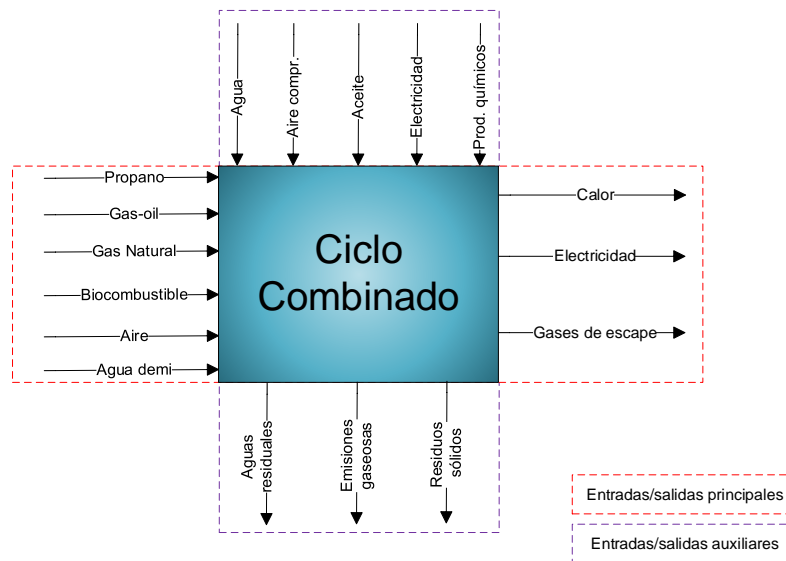


Figura 27. Diagrama de bloques de entradas y salidas de la planta de ciclo combinado

El proceso de una central de ciclo combinado está compuesto por un ciclo Joule-Brayton (Turbina de gas) y un ciclo Rankine (Sistema de potencia de vapor) y los fluidos de trabajo son el aire y el agua (Figura 28); estos ciclos alcanzan altas eficiencias, confiabilidad, y la generación de potencia económica. El ciclo Joule tiene una fuente de energía a una temperatura elevada y la energía de los gases de escape se encuentra a una temperatura que es usada convenientemente como fuente de energía del ciclo Rankine [4].

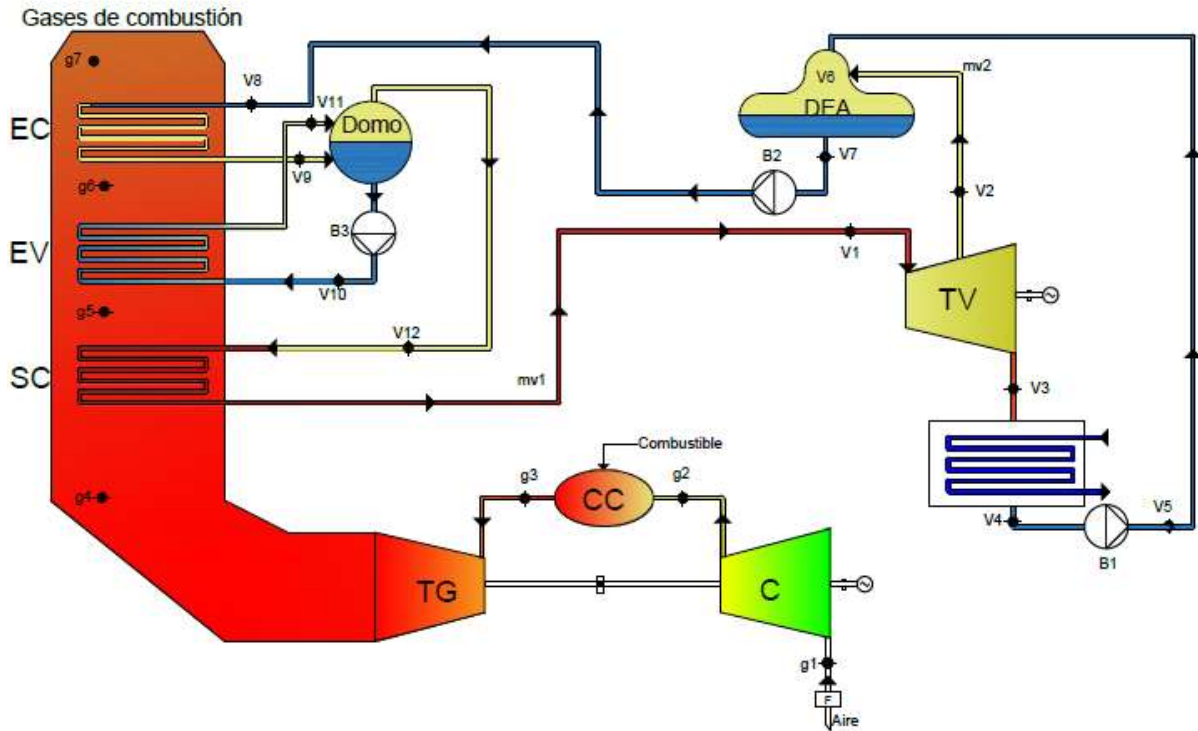


Figura 28. Diagrama esquemático del ciclo combinado con un nivel de presión

4.2. Turbina de gas

La turbina de gas es el equipo principal que conforma a las centrales de ciclos combinados, que se representa de forma esquemática en la Figura 28 por estados termodinámicos g_1 , g_2 , g_3 y g_4 . Los fluidos principales de trabajo son el aire y el combustible principalmente gas natural. Previamente el aire debe de pasar por un cuerpo de filtros para cuidar su calidad, enseguida, se comprime en el compresor y se introduce como comburente en la cámara de combustión. Asimismo, parte del aire comprimido se puede emplear para el enfriamiento de las partes calientes de la cámara de combustión y de las primeras etapas de la turbina de gas.

La máxima temperatura admisible por los gases, tanto en la cámara de combustión como a la entrada de la primera rueda estatora de la turbina de gas, está limitada por consideraciones de resistencia térmica y mecánica de los materiales empleados.

Los gases de escape de la turbina de gas llevan una considerable energía (aproximadamente el 60% de la energía aportada en forma de combustible) que se recupera en su mayor parte en la caldera de recuperación de calor.

4.2.1. Mejora del desempeño de la turbina de gas

Aumento de la temperatura a la entrada de la turbina de gas	Para obtener el incremento de la temperatura a la entrada de la turbina de gas se puede hacer uso de las técnicas de enfriamiento de capa límite de la primera etapa de expansión con aire frío proveniente de la extracción a la presión equivalente en las etapas de compresión.
Disminución de la temperatura del aire de admisión	Implica una mayor densidad de aire a la entrada del compresor (incremento de la masa). Esto permite el aumento de la potencia de la máquina y de la eficiencia térmica.
Reducción de la temperatura de los gases de escape	Esta temperatura dependerá principalmente de las eficiencias isoentrópicas en cada etapa de expansión de la turbina, principalmente se puede mantener su desempeño por una buena limpieza y mantenimiento de la TG.
Aumento en la relación de presiones	Generalmente la relación de presiones de diseño de las turbinas de gas se encuentra próxima al valor óptimo para obtener el máximo trabajo útil, ya que incrementarlo por encima de este valor no resulta una buena opción. Sin embargo, aumentar la relación de presiones implica un aumento en la temperatura de entrada de la turbina de gas.

Mejoras en la eficiencia

En 2006 los ciclos combinados tenían una eficiencia térmica a plena carga, entre el 56% y el 60%, correspondiendo a la turbina de gas una eficiencia entre 38% y 40%.

Una de las adecuaciones tecnológicas para lograr incrementar la temperatura de admisión de la turbina de gas es la técnica del enfriamiento de capa límite en los álabes de las turbinas de alta presión. Este se realiza al suministrar aire a menor temperatura proveniente del compresor a la misma presión a la cual se encuentra la etapa de expansión, la diferencia es que el aire a menor temperatura lo que provoca una capa límite de capa térmica que evita la degradación térmica de los álabes.

Sin embargo, el aumento en la temperatura a la salida de la cámara de combustión (1250 y 1400°C) presenta las siguientes limitaciones.

- Resistencia a la fatiga térmica y a la oxidación de los materiales metálicos de la cámara de combustión y de las primeras ruedas de la turbina de gas.
- Dificultad para aumentar el enfriamiento uniforme con aire en la cámara de combustión y en los álabes.

- Dificultad para evitar que el aire caliente arrastre pequeñas partículas de óxido y obstruya los pequeños orificios que dan paso al aire de enfriamiento por el interior de los álabes.

La tendencia en los nuevos desarrollos de las turbinas de gas para mejora en eficiencia térmica se puede conseguirse aumentando la relación de compresión, lo que implica una temperatura media más elevada en la cámara de combustión –consecuentemente mayor exigencia en el sistema de enfriamiento de la misma, diseños especiales en los compresores para reducir las fugas de aire a través de los cierres (principalmente en las etapas de alta presión) y el roce de los álabes con las partes estáticas. El enfriamiento del aire de admisión, utilizando sistemas evaporativos (*fogging*, *high fogging*) y de absorción. Regulación del caudal de aire de los compresores para adecuar su funcionamiento a cargas parciales.

Eficiencia a cargas parciales

Una de las formas de mejorar la eficiencia a cargas parciales consiste en utilizar turbinas de eje múltiple. Básicamente, un eje acciona el compresor de baja y el generador a velocidad constante, mientras que el otro eje arrastra los compresores de presión intermedia y de alta girando a velocidad variable con la carga. Así mismo, se puede instalar en las primeras ruedas del compresor un sistema de álabes orientables que reducen el caudal de aire cuando baja la carga, (IGVs, Inlet Guide Vane).

Reducción de las emisiones contaminantes

Las principales emisiones contaminantes de las turbinas de gas son: NO_x, CO y CO₂

- Con los quemadores actuales, las turbinas de gas consiguen emisiones de NO_x a plena carga inferiores a 25 ppm y de CO inferiores a 15 ppm, permitidas con base en la normatividad.
- Las emisiones de CO₂ por kWh serán menores cuanto mayor sea el rendimiento, con valores inferiores a 0.4 kg CO₂/kWh.

Elementos de la turbina de gas

El sistema de turbina de gas tiene los siguientes elementos asociados:

- Filtros de admisión de aire.
- Compresor.
- Cámaras de combustión.

- Turbina de gas.
- Sistemas auxiliares.

La Figura 29 muestra las entradas y salidas principales, así como las entradas y salidas auxiliares, para la turbina de gas, donde la entrada primaria es el combustible como el gas natural, principalmente y a la salida proporcional energía mecánica de rotación y gases de escape calientes.

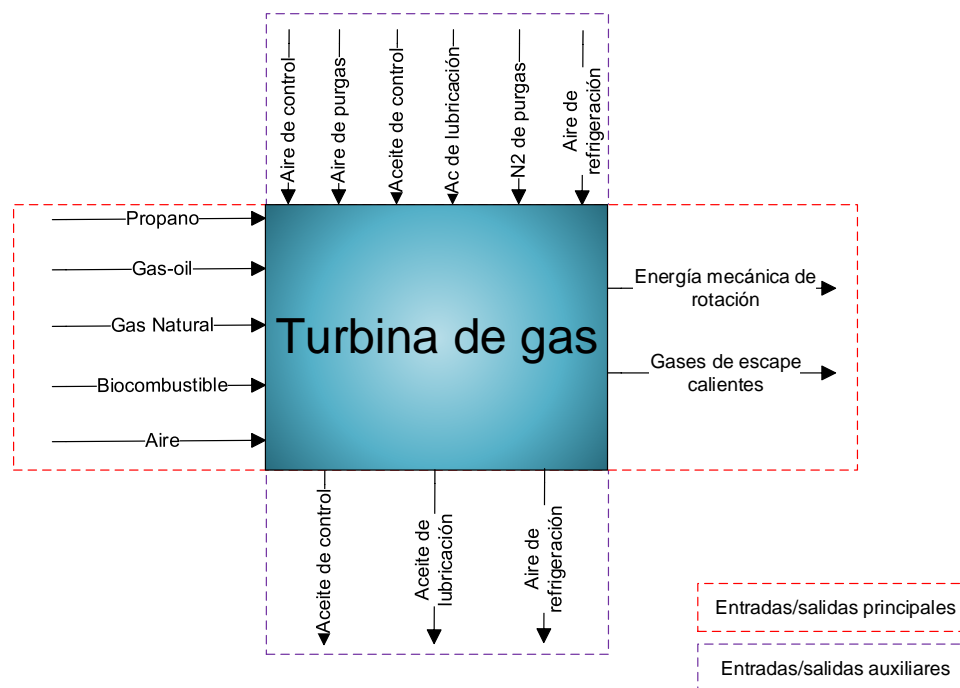


Figura 29. Diagrama de bloques de entradas y salidas de la turbina de gas.

4.3. Turbina de vapor

Fundamentalmente, en las centrales térmicas de ciclo combinado se usan turbina de acción de flujo axial tipo Tándem y de condensación. La turbina de vapor puede se puede dividir de una planta de ciclo combinado en las siguientes partes:

- Cuerpos de turbinas de baja, media y alta.
- Válvulas reguladoras de entrada de vapor a turbinas.
- Sistemas auxiliares (lubricación, vapor de sellos, aire de control, etc)

La siguiente figura de bloques representa las entradas y salidas principales, así como las entradas y salidas auxiliares de la turbina de vapor. Donde a la entrada primaria se tiene vapor de baja, media y alta presión, y en la salida energía mecánica de rotación, flujo de vapor más condensados del ciclo de vapor. Para las entradas secundarias tenemos; aire de control, electricidad, aceite de lubricación y agua del ciclo. Para la salida secundaria se tiene aceite de lubricación (Figura 30).

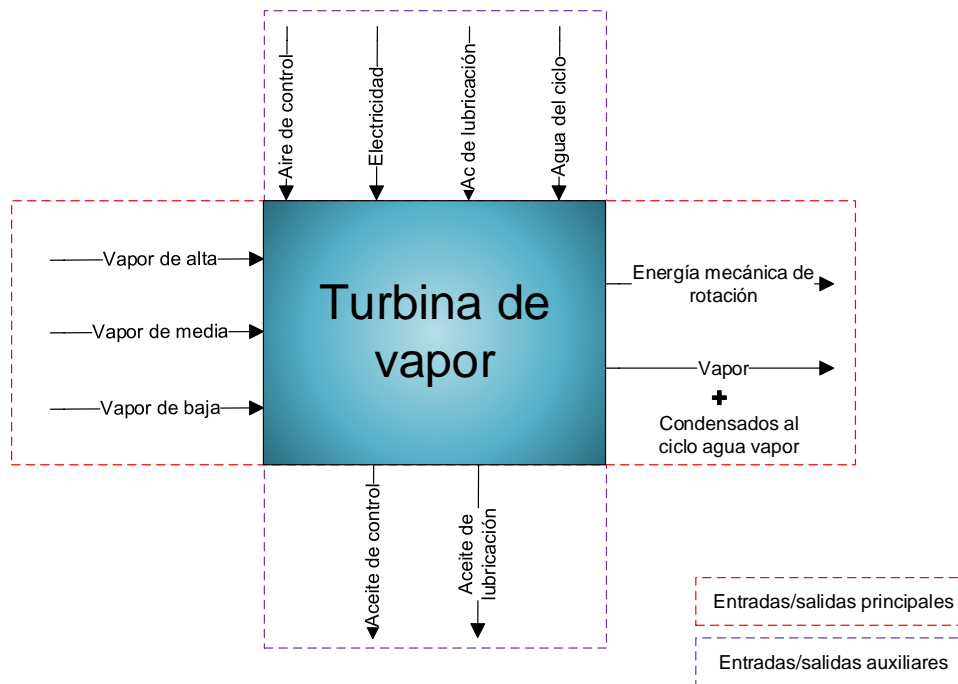


Figura 30. Diagrama de bloques de entradas y salidas para la turbina de vapor.

Las turbinas de vapor de los ciclos combinados cuentan con ventajas que les confieren mayor fiabilidad comparadas con las grandes máquinas de los grupos térmicos convencionales. Los ciclos combinados operan a condiciones de vapor menores a las centrales convencionales, especialmente a lo que refiere a la presión de vapor. Esto permite diseños de turbina de vapor más sencillos, de carcasa simple, con tamaños y espesores más pequeños, que les confieren inercias térmicas, expansiones y fatigas más reducidas [5].

4.4. Caldera de recuperación de calor

La caldera de recuperación de calor en un ciclo combinado es elemento que aprovecha la energía de los gases de escape de la turbina de gas transformándola en vapor.

Las calderas de recuperación de calor pueden clasificarse según sean calderas con y sin postcombustión y, a su vez, cada una de ellas, atendiendo a su configuración geométrica, en calderas horizontales o verticales.

Calderas de recuperación de calor horizontales

En este tipo de calderas horizontales (Figura 32) en los tubos en los que se tiene lugar la transferencia de calor son verticales, aleteados y el proceso de evaporización tiene lugar por circulación natural, los tubos están autosoportados, colgando de los domos y colectores situados

en la parte alta de la caldera. No necesitan estructura de soporte, siendo en conjunto una caldera más compacta y barata, ya que requiere poca estructura metálica de soporte [5].

El aislamiento suele ser interno para evitar el utilizar en la carcasa materiales aleados y juntas de dilatación. Conviene que el material aislante esté recubierto por una chapa para protegerlo del impacto del agua o vapor en caso de rotura de tubos.

Calderas de recuperación de calor verticales

Este tipo de calderas verticales (Figura 31), parecidas en su configuración a las calderas convencionales, tienen una estructura sobre la que apoyan los domos y de la que cuelgan los soportes de los haces horizontales de tubos. En estas calderas, los tubos dilatan mejor, no están sometidos a tensiones térmicas tan elevadas, y son más accesibles para inspección y mantenimiento [5].

Algunas calderas verticales tienen circulación forzada, otra circulación asistida en los arranques, y la tendencia es a diseñarlas con circulación natural, lo que implica elevar la posición de los domos para conseguir que la diferencia de densidad entre la columna de agua de los tubos de bajada al colector (down commers) y de los de salida del colector del evaporador al domo asegure la circulación a través de los tubos evaporadores horizontales.

La forma normal de operación de este tipo de calderas (también aplicables a calderas horizontales) es en *presión deslizante*, donde la presión del vapor fluctúa de acuerdo con el flujo de vapor, permaneciendo completamente abiertas las válvulas de la turbina. Esta forma de operación maximiza el rendimiento de la caldera a cargas parciales, ya que si decrece la producción de vapor (al reducirse el caudal y la temperatura de los gases de escape de la turbina de gas) también se reduce la presión, y con ella la temperatura de saturación, con lo que se consigue una alta vaporización y la recuperación de la mayor parte de la energía de los gases.

Periódicamente se debe comprobar la ausencia de vibraciones y deformaciones y el hecho de que no haya pasos preferenciales de gases entre la carcasa y los haces de los tubos.

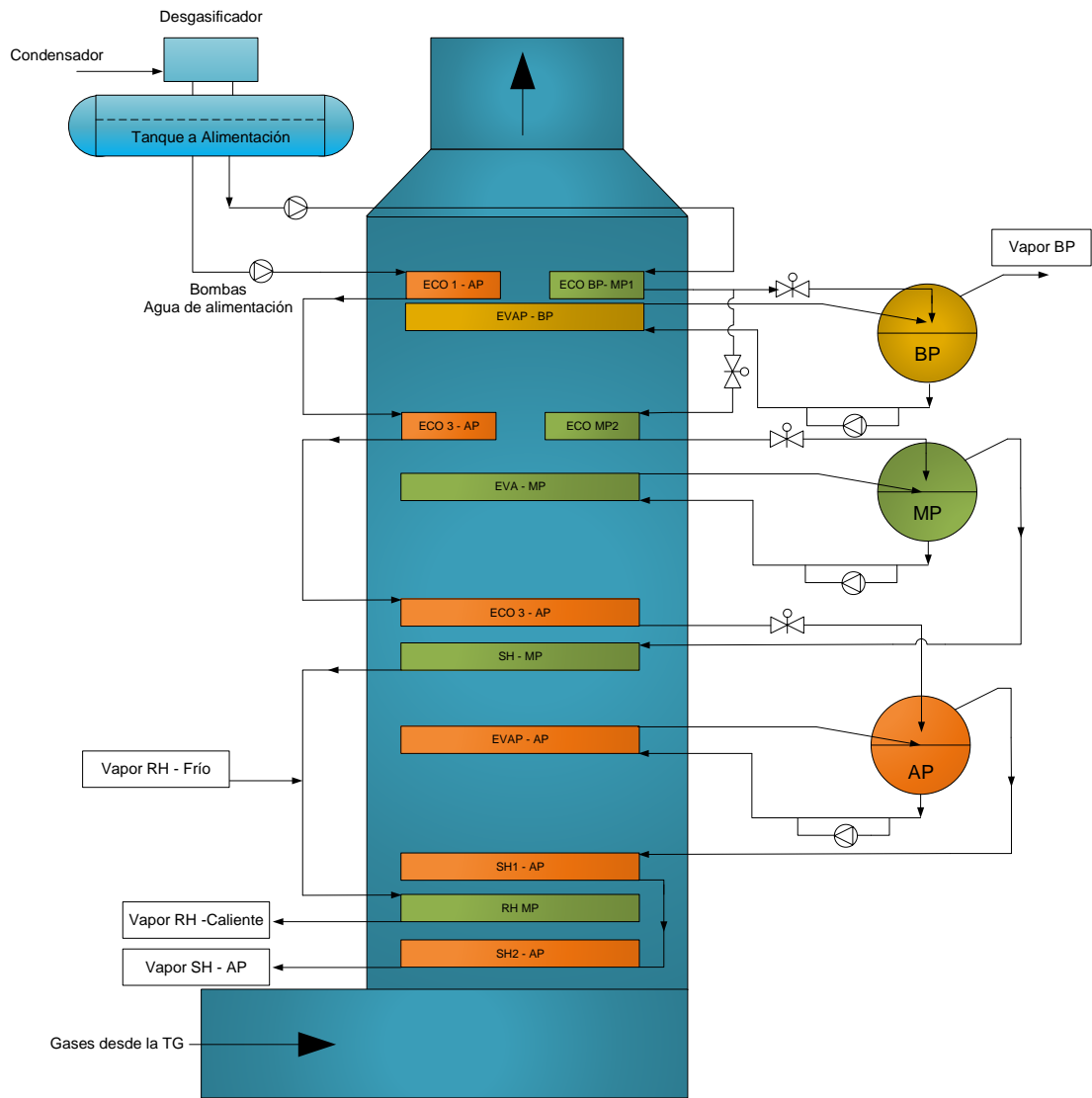


Figura 31. Caldera de recuperación de calor sin postcombustión de geometría vertical

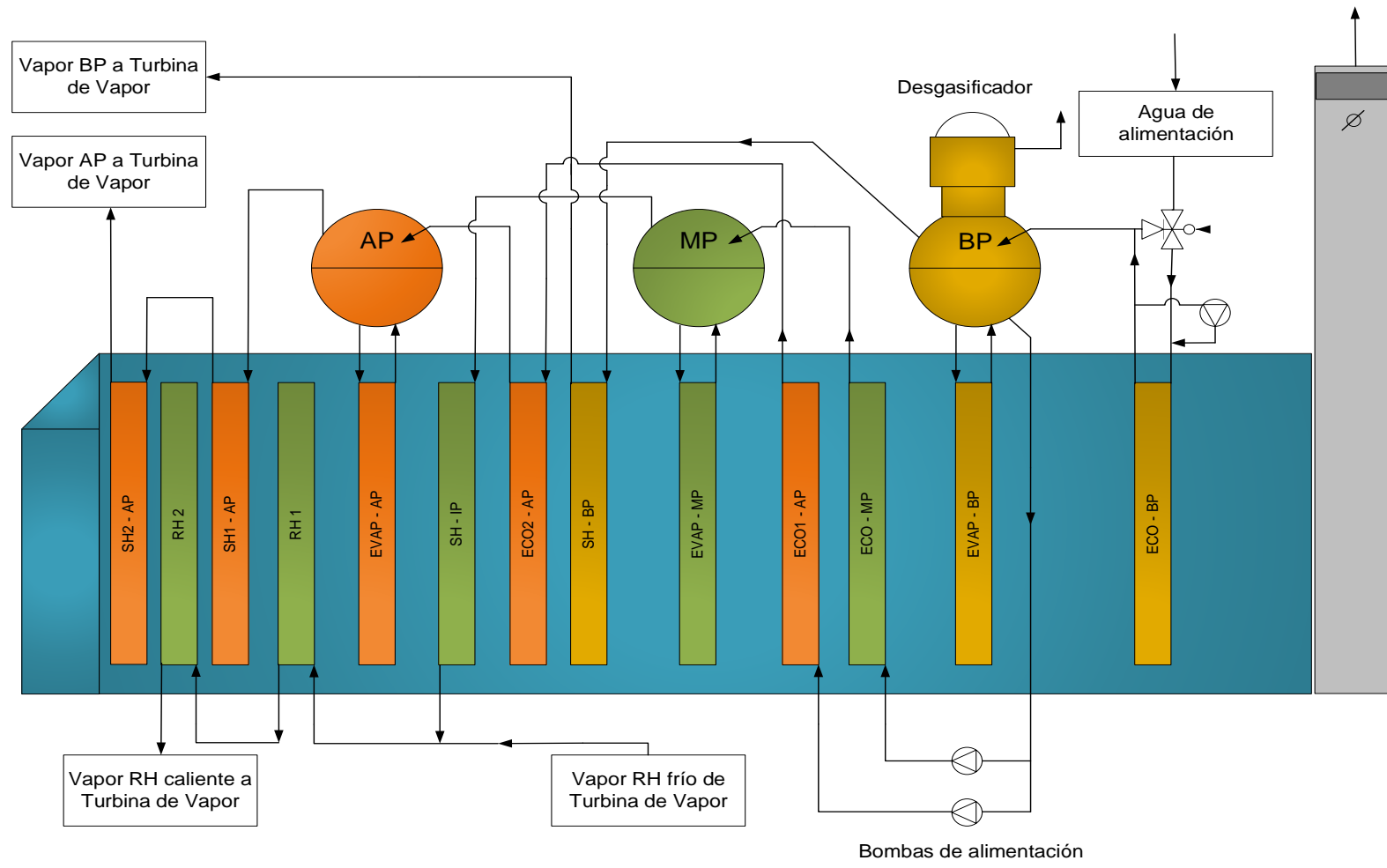


Figura 32. Caldera de recuperación de calor sin postcombustión de geometría horizontal

Subdivisión de las calderas de recuperación de calor

De acuerdo con la Figura 33, la subdivisión en la caldera de recuperación se hace con base a los niveles de presión, es decir al número de domos. Los criterios que se consideran para elegir el número de domos en la caldera de recuperación está en función de:

- La tecnología y capacidad de la turbina de gas
- La temperatura a la salida de la turbina de gas, T_{g4} .
- La elección de la presión de vapor del domo de alta presión.
- Capacidad de generación de energía eléctrica demandada en la región.
- La disponibilidad máxima que se requiere en horas pico.

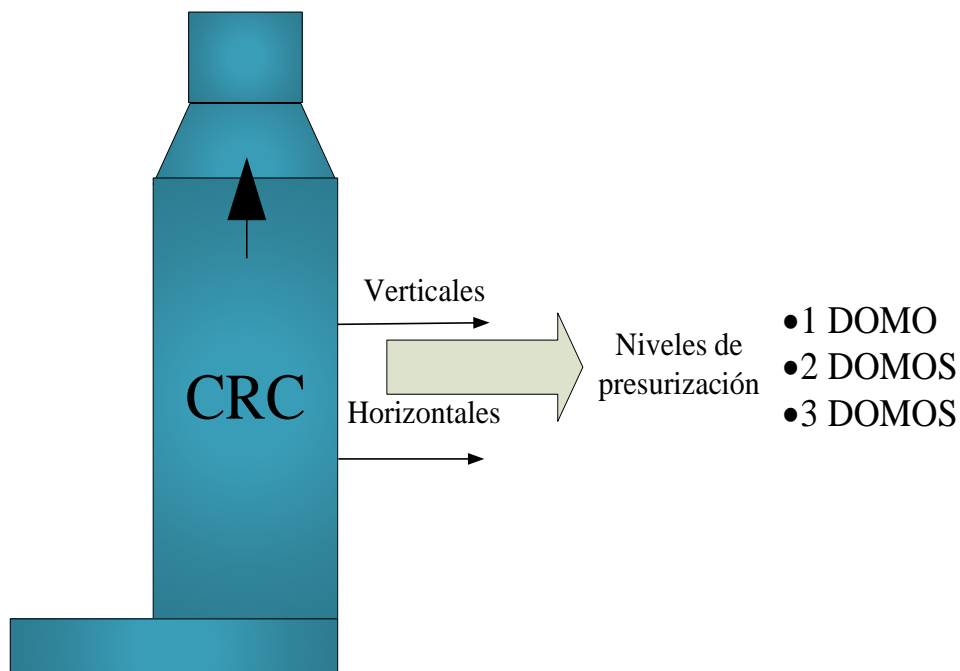


Figura 33. Subdivisión de las calderas de recuperación de calor

4.5 Operación de centrales de ciclo combinado

La operación de una central de ciclo combinado, desde un punto de vista técnico, sería poner en marcha la planta de producción de energía, subir la carga lentamente hasta un 80-90% de la carga máxima, y mantenerla en ese punto hasta que sea necesaria una parada para realizar una revisión programada. De esta manera la demanda de energía instantánea debe coincidir con la producción, teniendo como limitante el no poder almacenar la energía eléctrica, hace que la demanda y la producción sean variables [13].

Las centrales térmicas de ciclo combinado tienen una mejor adaptación a las necesidades variables del mercado energético. Varían su carga con rapidez, el mínimo técnico al que es

posible operar la central de forma estable es bajo y el periodo de arranque y parada es corto (entre 3 y 6 horas para el arranque, y alrededor de una hora para la parada). En esas condiciones, es posible subir carga durante las horas punta, las horas de mayor demanda energética, y bajar carga hasta su mínimo técnico durante las horas valle, incluso para la central diariamente durante esos periodos con bajas necesidades energéticas en la red.

4.5.1. Descripción del proceso de arranque

Consideraciones para asegurar que determinados sistemas se encuentran operativos y en la situación necesaria, antes de poner en marcha algún dispositivo.

Así mismo, el arranque suele suponer de 3 a 6 horas hasta estar totalmente completado.

Puesta en marcha de una central de Ciclo combinado

- Presión de gas a la entrada de la turbina, en las condiciones requeridas.
- Sistema de refrigeración en funcionamiento.
- Red de energía eléctrica para transporte perfectamente operativa.
- Niveles adecuados en las diversas calderas y en el tanque de agua de alimentación.
- Sistemas auxiliares del generador operativos (refrigeración, aceite de sellos, etc.).
- Sistemas de lubricación operativos.
- Sistemas auxiliares de la turbina de gas operativos.
- Sistemas de seguridad (contra incendios, etc.) operativos y sin alarmas activas.

Para evitar que se deforme el eje de la turbina de gas por efecto del peso del eje o de la temperatura, incluso se arquee, provocando desequilibrios aumento de vibraciones, o el bloqueo del propio eje, se debe de rotar a giro lento (menos de 1rpm) durante varias horas.

El proceso de arranque se inicia cuando el operador selecciona la opción “arranque” en el sistema de control. Usualmente se dispone de un sistema de control distribuido, y que una unidad central coordine las acciones que se van realizando en los diferentes durante el arranque. Sin embargo, la intervención manual del operador de la central acelera el proceso.

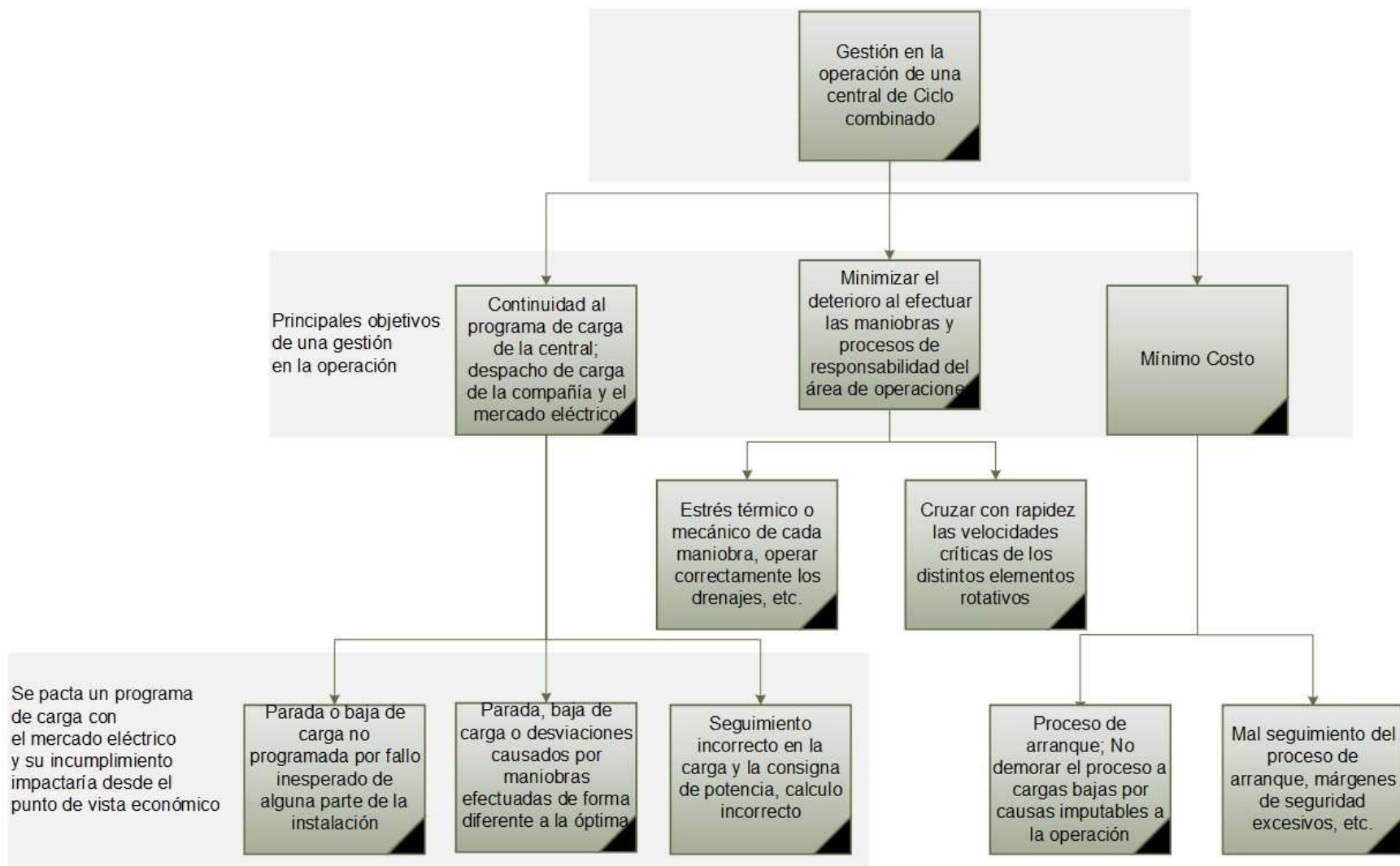


Figura 34. Gestión en la operación de una central de ciclo combinado

Una vez comprobadas todas las condiciones necesarias para el arranque, se inicia la aceleración de la turbina de gas.

1. El generador funciona en esta fase como motor.

- Se alimenta de la propia red eléctrica y para conseguir un arranque suave, se utiliza un variador de frecuencia, que va controlando la velocidad del generador.

2. Barrido de gases en la turbina de gas.

- Se hace girar a la turbina a unas 500 rpm (5-10 min), aumentando considerablemente el nivel de vibraciones en los cojinetes debido a las velocidades críticas que va atravesando.

3. Velocidad nominal

- Generalmente a 3600 rpm, se comienza la ignición en cada uno de los quemadores.
- Si no se detecta ignición pasados algunos segundos, se aborta la maniobra de arranque y será necesario hacer el punto 2.
- Se suele utilizar un combustible con un poder calorífico superior al del gas natural (propano, por ejemplo).

4. Gases de escape de la cámara de combustión.

- Los gases de la combustión empezarán a empujar los álabes de la turbina y a una velocidad determinada (unas 2500 rpm) el generador, que hasta ahora actúa como motor, se desconectará y la combustión será la única responsable de la impulsión de la turbina.

5. Energía eléctrica generada.

- A 3600 rpm, entra en funcionamiento el sincronizador, que regula la frecuencia, tensión y desfase de la curva de tensión del generador y de la red eléctrica.
- Cuando las curvas de tensión del generador y la red coinciden se cierra el interruptor del generador y la energía eléctrica generada se exporta a la red a través del transformador principal.

6. Turbina de gas en marcha.

- La caldera empieza a recibir gases de escape calientes (mayor a 600°C), comienza a calentarse el agua contenida en los haces tubulares de la caldera.
- A los pocos minutos se comienza a formar vapor, por lo que la presión comienza a subir rápidamente.

7. Operación *by-pass*.

- El vapor generado se deriva hacia el condensador, sin pasar por la turbina de vapor.
- Debido a que la conductividad del vapor no es el adecuado, y los diversos contaminantes (sílice, hierro, sodio, cobre etc.) pueden dañar los álabes de la turbina.

8. Turbina de Vapor.

- Ya con la conductividad idónea, se hace girar la turbina de vapor (3000 rpm), y su generador sincroniza con la red, aportando un 50% más de energía eléctrica de lo que aporta la turbina de gas.

Proceso de arranque finalizado.

- Para minimizar los efectos de estrés térmico, se comienza a subir la carga, y se hace de forma muy lenta a la carga deseada, así el proceso de arranque habrá finalizado.

Tabla 5. Tipos de arranque y a las condiciones que debe operar la central de ciclo combinado

Tipos de arranque	Condiciones
Arranques muy fríos	<ul style="list-style-type: none"> • Caldera despresurizada y fría, en todos sus puntos (a temperatura ambiente). • Es necesario aportar una gran cantidad de agua "fresca" para conseguir alcanzar el nivel de arranque. • Eje de turbina de vapor a temperatura ambiente. • Internos de la turbina de gas a temperatura ambiente.
Arranques fríos	<ul style="list-style-type: none"> • Caldera despresurizada y fría. • Necesario aportar una gran cantidad de agua "fresca" para conseguir alcanzar el nivel de arranque. • Eje de la turbina de vapor a temperatura superior a la ambiental • Internos de la turbina de gas a temperatura superior a la ambiental.
Arranques templados	<ul style="list-style-type: none"> • Caldera con poca presión y templada. • Necesario aportar una gran cantidad de agua "fresca" para conseguir alcanzar el nivel de arranque. • Eje de la turbina de vapor a temperatura superior al 50% de su temperatura nominal. • Internos de la turbina de gas a temperatura superior al 50% de su temperatura nominal.
Arranques calientes	<ul style="list-style-type: none"> • Arranque hasta la sincronización bajo • Sin influencia en tiempo de espera hasta que los <i>by-pass</i> están presurizados y perfectamente operativos • Tiempo medio hasta conseguir el valor de conductividad adecuado, pues, aunque no se haya adicionado agua puede haber entrado aire en el sistema (sobre todo por el condensador, al perder el vacío). • Tiempo medio necesario para acelerar y acoplar la turbina de vapor. • Tiempo medio necesario para subir carga desde la carga mínima con turbina de vapor hasta la carga deseada.
Rearranques	<ul style="list-style-type: none"> • Caldera con presión y temperatura en todos sus puntos. • No es necesario aportar agua. • Eje de la turbina de vapor prácticamente a temperatura de trabajo. • Internos de la turbina de gas a alta temperatura.

Capítulo 5

CASO DE ESTUDIO: ANÁLISIS TERMODINÁMICO DE UN CICLO COMBINADO DE DOS NIVELES DE PRESIÓN

En este capítulo, se hace un análisis termodinámico a una central de ciclo combinado de dos niveles de presión. Este análisis se realiza con base a los datos de operación de la turbina de gas de la central de ciclo combinado El Sauz, Querétaro, con la finalidad de mostrar el desempeño y comportamiento del ciclo de vapor a diferentes condiciones de vapor vivo, considerando como limitantes en la operación del ciclo combinado la temperatura a la salida de la turbina de gas y la calidad del vapor en la última etapa de expansión de la turbina de vapor. Para que el ciclo combinado genere 110 MW, con una temperatura de los gases a la entrada de la turbina de gas de 1000 °C, una temperatura del aire a la entrada de compresor de 25°C, una relación de presiones de 10 y eficiencias isoentrópicas de expansión de 0.88 y de compresión de 0.86, se obtiene que las presiones y temperaturas del vapor a la entrada de la turbina de vapor deben ser de 37-30 bar y de 440-428 °C, respectivamente.

5.1. Introducción CCTGV El Sauz

La demanda de energía eléctrica a nivel nacional y mundial se ha incrementado en forma considerable. En la actualidad el consumo de energía eléctrica a causa del confort del ser humano, la energía requerida por el sector industrial y comercial, coloca en una situación complicada al sector energético, que aunado a la crisis de energéticos incrementan los costos del kW-hr [14] [15]. Por tal motivo, en la ingeniería se hace prioritario el análisis del desempeño de las centrales de generación de potencia con la finalidad de obtener un mejor aprovechamiento de los combustibles fósiles, dando pauta a la repotenciación de turbinas gas (TG) y termoeléctricas convencionales, implementando los ciclos combinados o cogeneración de acuerdo a la capacidad, configuración, condiciones de operación, etc [16] [17]. En México el criterio de repotenciar una TG, es obtener mayor potencia. Bajo este criterio, se realiza un análisis termodinámico a una central de ciclo combinado (CCTGV) con dos niveles de presión, considerando las condiciones de operación de la turbina de gas de la CCTGV El Sauz ubicada en San Pedro Escobedo, Querétaro, con la finalidad de determinar las posibles condiciones de operación de la turbina de vapor para mantener constante una potencia de 110 MW.

5.2. Metodología

Se realiza un análisis termodinámico a un CCTGV de dos niveles de presión, variando las condiciones de presión y temperatura a la entrada de la turbina de vapor (TV), considerando constante la temperatura de gases a la entrada de la TG. Para realizar el análisis, se desarrollan los modelos matemáticos para obtener los estados termodinámicos de las TG y del ciclo de vapor (CV), la potencia y la eficiencia térmica, así mismo se utiliza el método Pinch Point para obtener las temperaturas en la caldera de recuperación, (CRC). Con base a los modelos se hace un programa de cómputo en Visual Basic. En la Figura 35 y Figura 36 se muestran los estados y temperaturas a calcular en el CCTGV de dos niveles de presión. La configuración del CCTGV tiene adicionalmente dos calentadores cerrados que precalientan el agua de alimentación a la entrada del deareador con el objetivo de incrementar la eficiencia del ciclo.

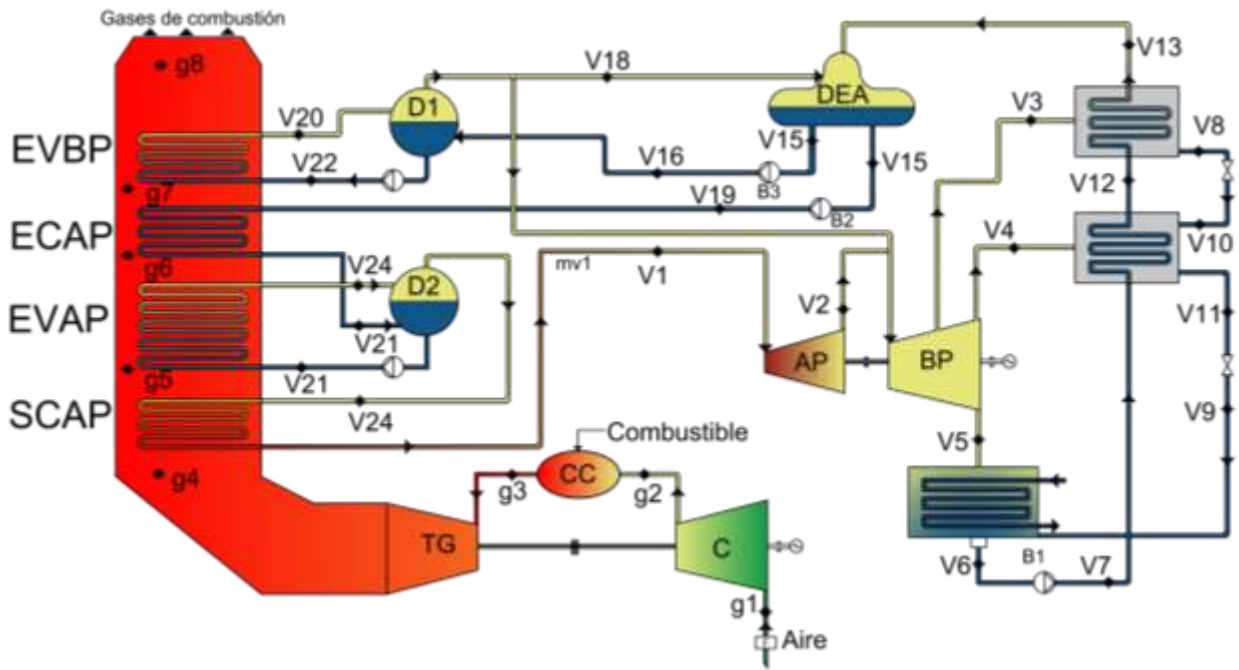


Figura 35. Diagrama esquemático de la unidad de ciclo combinado de dos niveles de presión

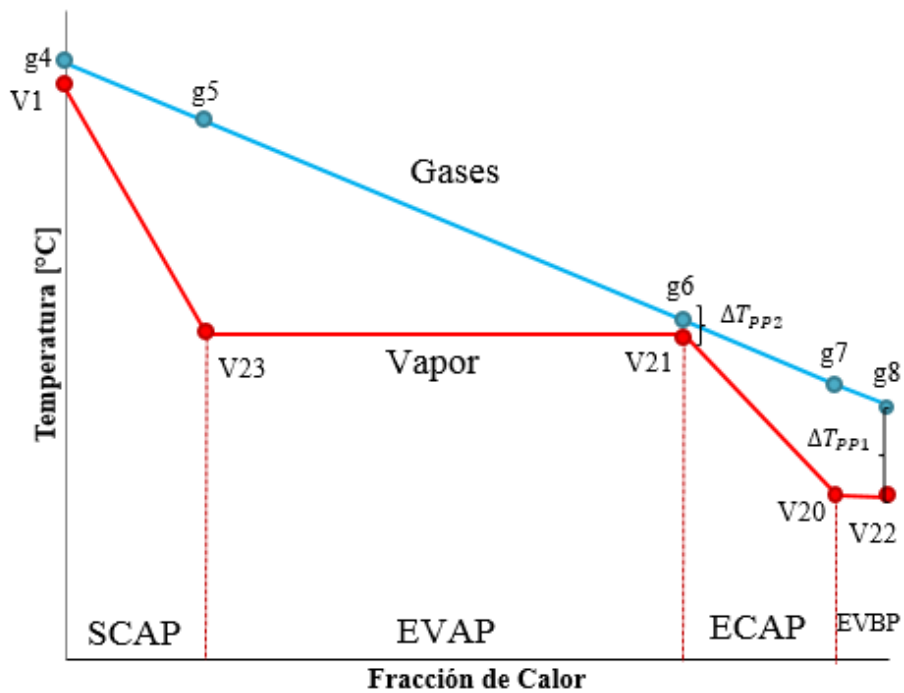


Figura 36. Diagrama temperatura - fracción de calor transferido

En los diagramas temperatura – entropía de la turbina de gas y del ciclo de vapor de las Figura 37 y la Figura 38 se muestran los estados termodinámicos que integran el CCTGV. La

temperatura de los gases de combustión T_{g4} (460°C) limita las condiciones de operación del ciclo de vapor, T_{v1} y p_{v1} , (410°C y 25 bar), se considera que la calidad del vapor en la última etapa de expansión debe ser mayor o igual a 0.88 , si es menor a 0.88 el contenido de humedad ocasionaría problemas de erosión y corrosión en los álabes de esta etapa.

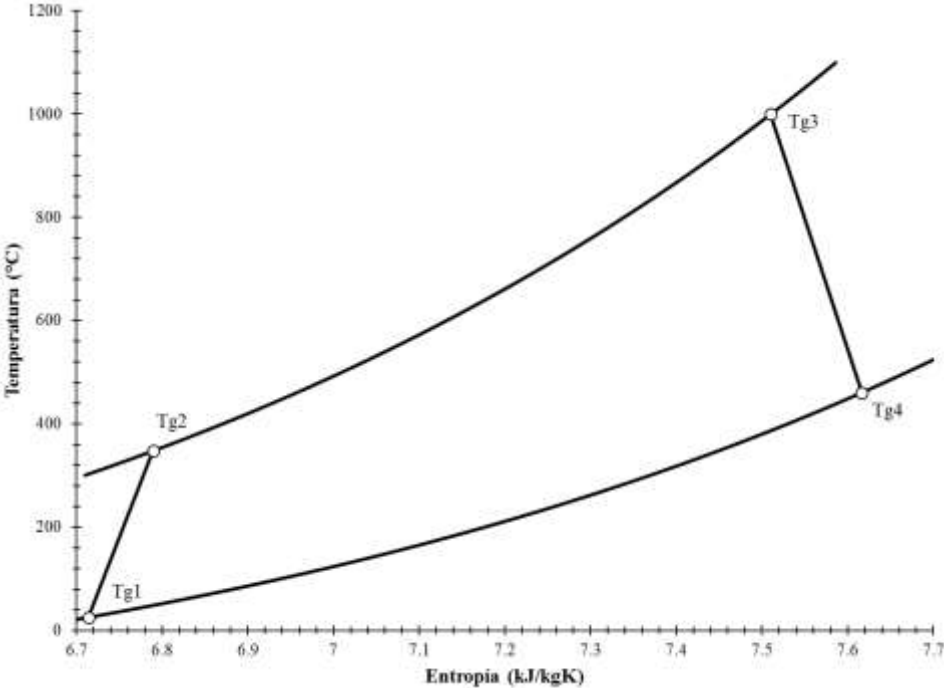


Figura 37. Diagrama temperatura-entropía del ciclo de la turbina de gas.

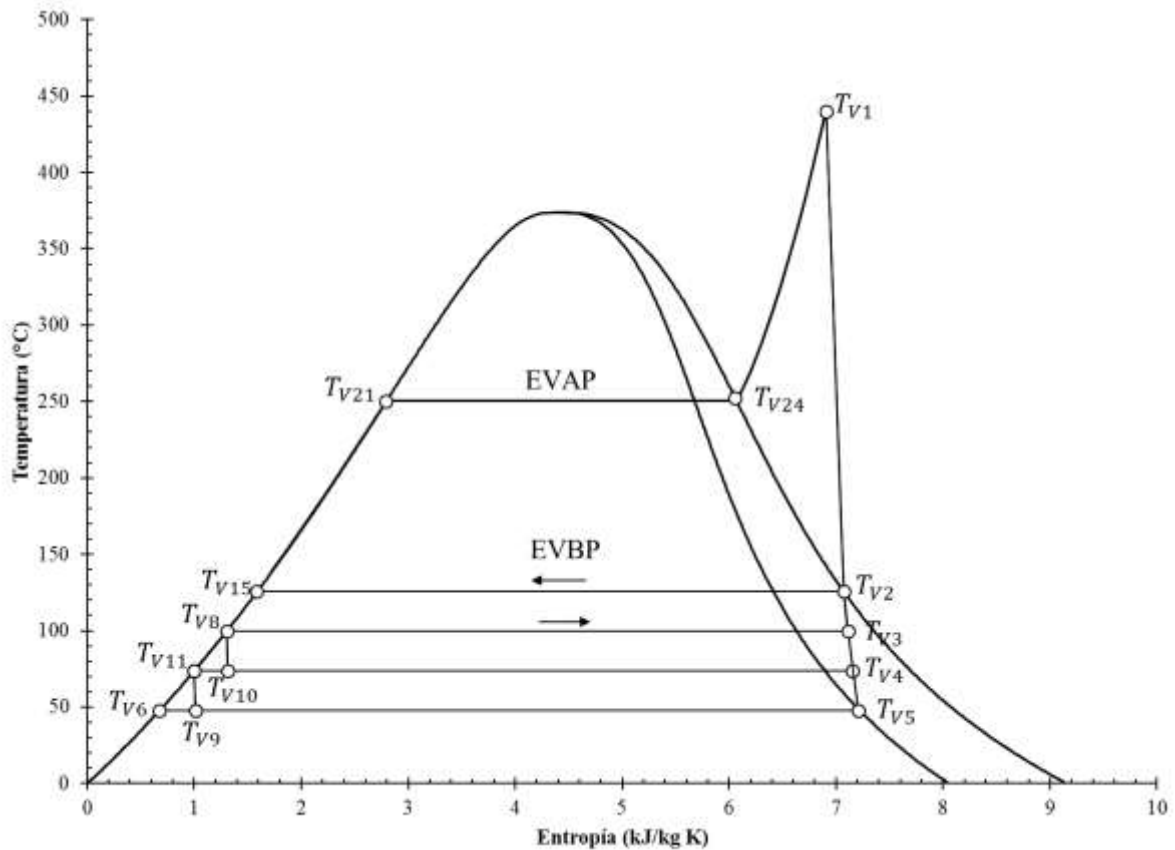


Figura 38. Diagrama temperatura-entropía del ciclo de vapor con dos presiones de vaporización.

El criterio de considerar la calidad del vapor en la última etapa de la turbina (TV), es un factor determinante para elegir las condiciones de operación de vapor de la turbina de vapor a la entrada, debido a que para una calidad de vapor mayor o igual a 0.88, también llamada la línea de Wilson se establece una condición de operación segura. Con valores superiores de la calidad a 0.88, el vapor saturado se comporta cinéticamente como vapor sobrecalentado, por lo que no afecta la presencia de humedad en la última etapa de expansión. Por consiguiente, las condiciones de operación del ciclo de vapor no dependen solamente de las temperaturas, sino también de la presión de entrada del vapor. Así mismo, la elección de la presión dependerá de la temperatura ambiente y de la condición de que el vapor a la salida de la última etapa de la turbina de vapor sea igual o mayor que 0.88.

En la Tabla 6 y Tabla 7 se presentan las condiciones de operación de la TG y del CV que se consideran para realizar el análisis del CCTGV.

Tabla 6. Condiciones de la turbina de gas.

Parámetro	Condiciones
Potencia; P, [MW]	70
T _{g1} , [°C]	25
T _{g3} , [°C]	1000
η _{SIC} , [-],	0.86
η _{SIT} , [-],	0.88
PCI _{GN} , [kJ/kg _c]	49870
Humedad relativa, [%]	60

Tabla 7. Condiciones del ciclo de vapor.

Parámetro	Condiciones
η _{SIB} , [-],	0.8
η _{SIT} , [-],	0.9
Presión de condensación, [bar]	0.11
DTT _{BP} , [°C]	2
DTT _{AP} , [°C]	0
ΔT _{PP2} , [°C]	15
ΔT _{PP1} , [°C]	10

5.3. Estudio termodinámico del ciclo de vapor con dos niveles de presión

Se calculan las propiedades termodinámicas de cada uno de los estados del ciclo de vapor, tales como: el volumen específico, la entalpía, la entropía y la calidad del vapor. También, se calcula el flujo de vapor producido en la caldera de recuperación de calor, los flujos de vapor extraídos a la turbina, la potencia generada en el ciclo de vapor, el flujo de calor transferido por los gases de escape de la turbina de gas al líquido/vapor y la eficiencia térmica del ciclo de vapor.

Con base a la Figura 35 y la Figura 38, se presentan los balances de energía y masa más representativas para el ciclo combinado.

El trabajo generado al expandirse el vapor en la TV se expresa de la siguiente manera:

$$w_{TV} = (h_{v1} - h_{v2}) + \left(1 + \frac{\dot{m}_2}{\dot{m}_1}\right)(h_{v2} - h_{v5}) + \frac{\dot{m}_3}{\dot{m}_1}(h_{v3} - h_{v5}) + \frac{\dot{m}_4}{\dot{m}_1}(h_{v4} - h_{v5}) \quad (5.1)$$

El trabajo suministrado a las bombas es el siguiente:

$$w_B = \left(1 + \frac{\dot{m}_2}{\dot{m}_1}\right)(h_{v16} - h_{v15}) + (h_{19} - h_{15}) + \frac{\dot{m}_{22}}{\dot{m}_1}(h_{v16} - h_{v15}) \quad (5.2)$$

5.3.1. Sección de alta presión de la caldera de recuperación

La Figura 36 muestra las variaciones de temperatura de los gases y del líquido/vapor en función de la fracción de calor transferido por los gases. Se presentan las diferencias de temperaturas de pinch point, ΔT_{pp2} y ΔT_{pp1} ; éstas se expresan de la siguiente manera:

$$\Delta T_{PP2} = T_{g7} - T_{V21}, \quad (5.3)$$

$$\Delta T_{PP1} = T_{g5} - T_{V22}. \quad (5.4)$$

Flujo de vapor suministrado a la turbina de alta presión:

$$\dot{m}_{v1} = \frac{\dot{m}_{gc} c_{p_{gc}} [T_{g4} - (T_{V21} + \Delta T_{PP2})]}{(h_{V1} - h_{V21})}; \quad (5.5)$$

Temperatura de los gases a la salida de la sección de alta presión de la CRC:

$$T_{g6} = T_{g4} - \frac{\left[\dot{m}_{V1} (h_{V1} - h_{V19}) \right]}{\dot{m}_{gc} c_{p_{gc}}}. \quad (5.6)$$

5.3.2. Sección de baja presión de la CRC

El flujo de vapor que se genera en la sección de baja presión de la CRC es:

$$\dot{m}_{V22} = \frac{\dot{m}_{gc} c_{p_{gc}} (T_{g6} - T_{g5})}{(h_{V20} - h_{V22})}. \quad (5.7)$$

Flujo de vapor hacia la turbina de baja presión:

$$\dot{m}_{V2} = \frac{\dot{m}_{V1} (h_{V15} - h_{V13}) + \dot{m}_{V22} (h_{V15} - h_{V18})}{(h_{V13} - h_{V18})}; \quad (5.8)$$

el flujo de vapor hacia el deaerador:

$$\dot{m}_{v18} = \dot{m}_{V22} + \dot{m}_{v2}. \quad (5.9)$$

Los flujos de vapor extraídos hacia los calentadores R_I y R_{II} , despreciando las pérdidas de calor son:

$$\dot{m}_{V3} = \frac{\left(\dot{m}_{V1} + \dot{m}_{V2}\right)(h_{V18} - h_{V12})}{(h_{V3} - h_{V8})} \quad (5.10)$$

$$\dot{m}_{V4} = \frac{\left(\dot{m}_{V1} + \dot{m}_{V2}\right)(h_{V12} - h_{V7}) - \dot{m}_{V3}(h_{V10} - h_{V9})}{(h_{V4} - h_{V9})} \quad (5.11)$$

5.3.3. Potencia y la eficiencia térmica del ciclo

El trabajo motor de la turbina de vapor:

$$W_{m_{TV}} = W_{TV} - W_B \quad (5.12)$$

La potencia generada por el ciclo de vapor:

$$P_{TV} = \dot{m}_{v1} w_{m_{TV}} \quad (5.13)$$

La eficiencia térmica del ciclo de vapor:

$$\eta_{TV} = \frac{P_{TV}}{\dot{m}_{v1}(h_{v1} - h_{v2}) + \dot{m}_{v16}(h_{v20} - h_{v22})} \quad (5.14)$$

5.3.4. Eficiencia térmica del ciclo combinado

La eficiencia térmica de un CCTGV sin considerar las pérdidas de calor es,

$$\eta_{TGV} = \eta_{TG} + \eta_{TV} - \eta_{TG}\eta_{TV} \quad (5.15)$$

5.3.5. Relación de presión óptima de la turbina de gas de un CCTGV en función de la eficiencia térmica del ciclo Rankine y del CCTGV

La relación de presiones óptima para obtener el máximo trabajo motor en la turbina de gas de acuerdo a Lugo-Leyte [18]

$$\pi_{wm} = \left[y \eta_{SIC} \eta_{SIT} \right]^{1/2x} \quad (5.16)$$

La relación de presiones óptima para obtener la eficiencia térmica máxima sin considerar las caídas de presión y considerando que la eficiencia de la CRC sea igual a uno [18]. La metodología en detalle de los estados termodinámicos de la turbina de gas se puede consultar en Lugo-Leyte [18].

$$\pi_{\eta_{TG}} = \left[\frac{y \eta_{SIC} \eta_{SIT}}{[(1 - \eta_{TG})]} \right]^{1/2x} \quad (5.17)$$

La relación de presiones óptima para el CCTGV se obtiene:

$$\pi_{\eta_{CCTGV}} = \left[y \eta_{SIC} \eta_{SIT} \frac{(1 - \eta_{TV})}{\left[(1 - \eta_{TG}) \left(1 + \frac{P_{TV}}{P_{TG}} \right) \right]} \right]^{1/2x} \quad (5.18)$$

Para encontrar la $\pi_{\eta_{TG}}$ y $\pi_{\eta_{CCTGV}}$ óptimas se debe de realizar un proceso iterativo con la ecuación de la eficiencia de la TG hasta la convergencia de las π .

5.4. Resultados y Discusión

La Figura 39 muestra que, sí la relación de presiones se incrementa, la temperatura de los gases a la salida (T_{g4}) de la TG disminuye, y la temperatura T_{g2} tiende a incrementar. La región factible para instalar un ciclo combinado se encuentra contenida antes del cruce de ambas temperaturas. En esta región es donde se encuentran ubicadas las relaciones de presiones para obtener el máximo trabajo motor de la turbina de gas y la máxima eficiencia del ciclo combinado. Para la $\pi_{\eta_{TG}}$ óptima igual a 16.5 se tiene una $T_{g4}=382^{\circ}\text{C}$ y por consiguiente la T_{v1}

sería menor que 382°C, lo que representa trabajar a una menor presión y temperatura en el domo de alta presión.

La Figura 40 muestra que las relaciones de presiones óptimas para una temperatura, $T_{g3}=1000^{\circ}\text{C}$ se tiene que la $\pi_{w\text{mTG}}= 7.78$, $\pi_{\eta\text{TG}} = 16.51$, $\pi_{\eta\text{CCTGV}}= 12.3$ y la eficiencia térmica del ciclo combinado es de $\eta_{\text{CCTGV}}= 0.58$. También se observa que la relación de presiones de operación de la planta del Sauz se encuentra cercana al valor de la relación de presiones con la que se obtiene el máximo trabajo motor. Generalmente las relaciones de presión de operación de las centrales de ciclo combinado se encuentran en la vecindad de los valores de las $\pi_{w\text{mTG}}$. Así mismo, se muestran las $\pi_{\eta\text{CCTGV}}$ óptimas para diferentes T_{g3} .

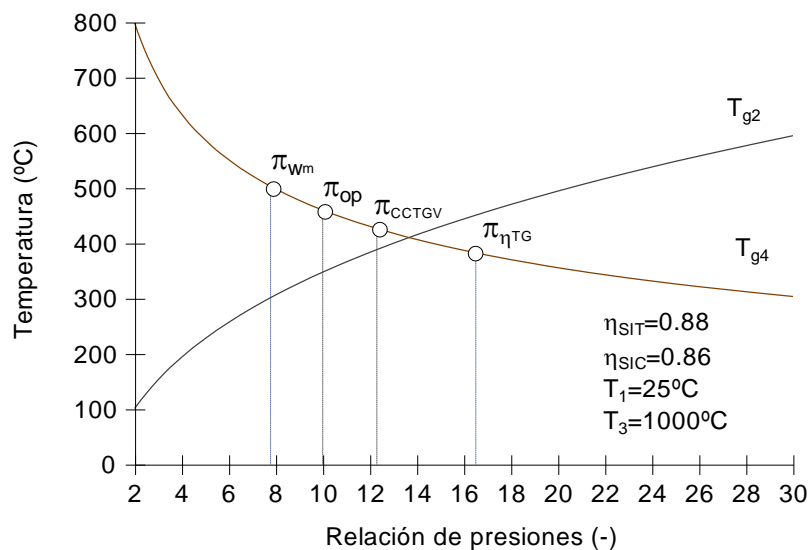


Figura 39. Relación de presiones-temperaturas de la TG.

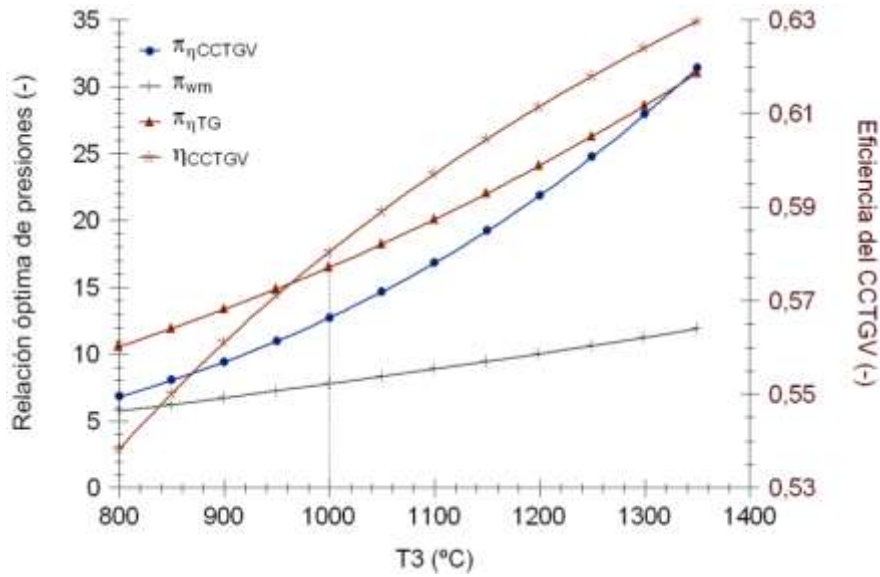


Figura 40. Relación de presiones óptimas y η_{CCTGV} en función de la T_3 .

La relación de presiones óptima para obtener la máxima eficiencia térmica en el CCTGV depende de la relación entre la T_{g3} y T_{g1} . En la Figura 41 se muestra que la variación de 5°C del aire a la entrada del compresor variará la $\pi_{\eta_{CCTGV}}$ en un 10% para una $T_{g3} = 1000^\circ\text{C}$, lo que representa una variación en la η_{CCTGV} , en 2%. La variación de la η_{CCTGV} con respecto a la T_{g1} es del 2% para cualesquiera de las T_3 analizadas, sin embargo, la relación de presiones sí presenta un mayor incremento al aumentar T_3 .

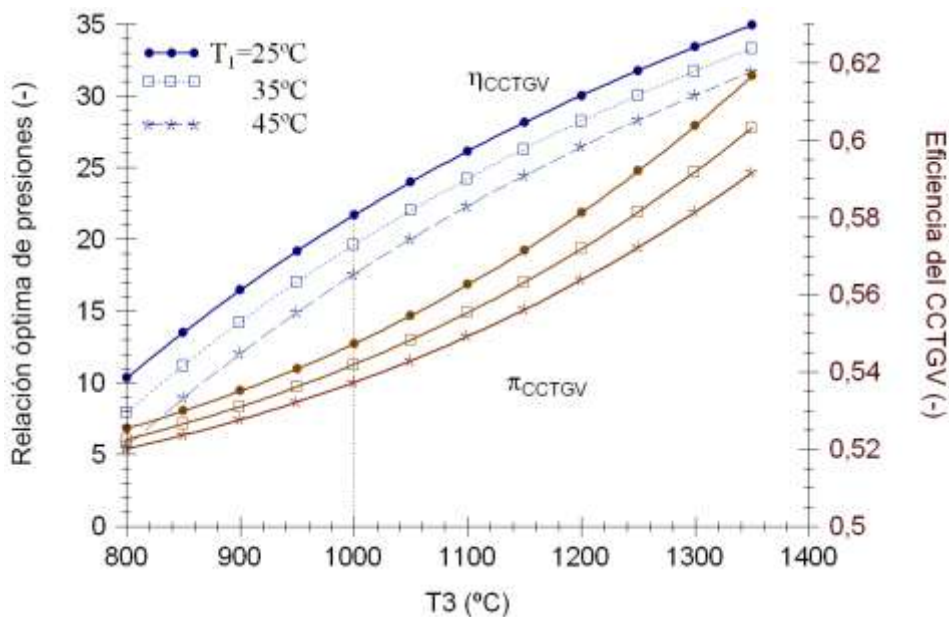


Figura 41. Relaciones de presiones óptimas del CCTGV y η_{CCTGV} en función de T_{g3} y T_{g1} .

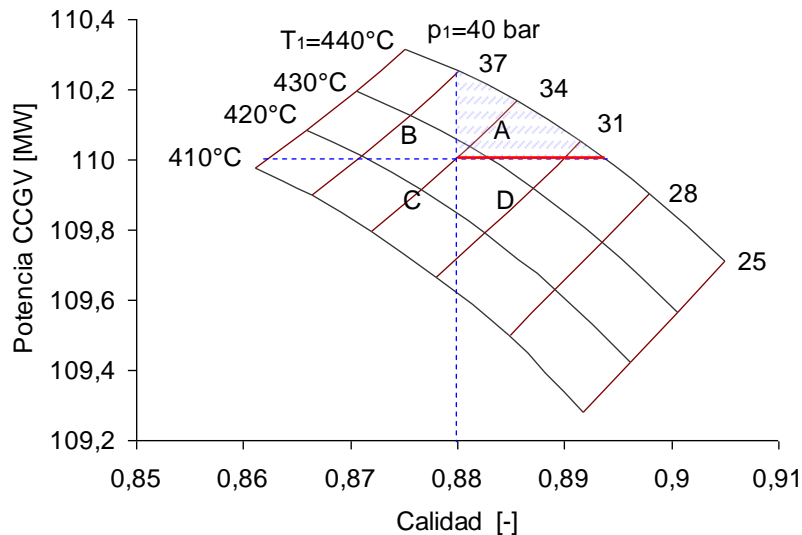


Figura 42. Potencia del CCTGV y en función de la calidad del vapor a la salida de la TV para $\pi=10$.

El análisis paramétrico mostrado en la Figura 42 se realiza a las condiciones de la Tabla 6 y la Tabla 7, donde se muestra la potencia del CCTGV y la calidad del vapor a la salida de la última etapa de la turbina de vapor en función de T_{v1} y p_{v1} , para $\pi=10$. La condición para acoplar la turbina de vapor a la caldera de recuperación en el caso de la central del Sauz es mantener una potencia constante de 110 MW. En la Figura 42, sólo las condiciones de la zona A mantienen esa potencia, sin embargo la zona B también genera la misma potencia, pero las condiciones de la calidad del vapor a la salida de la TV son menores a 0,88, que tecnológicamente genera erosión y corrosión en la última etapa de la turbina. Las condiciones de operación en la zona D permiten operar de manera segura la turbina de vapor, pero no generan la potencia de 110 MW. Y por último, la zona C que no cumple con la potencia generada y con la condición de seguridad de la calidad del vapor.

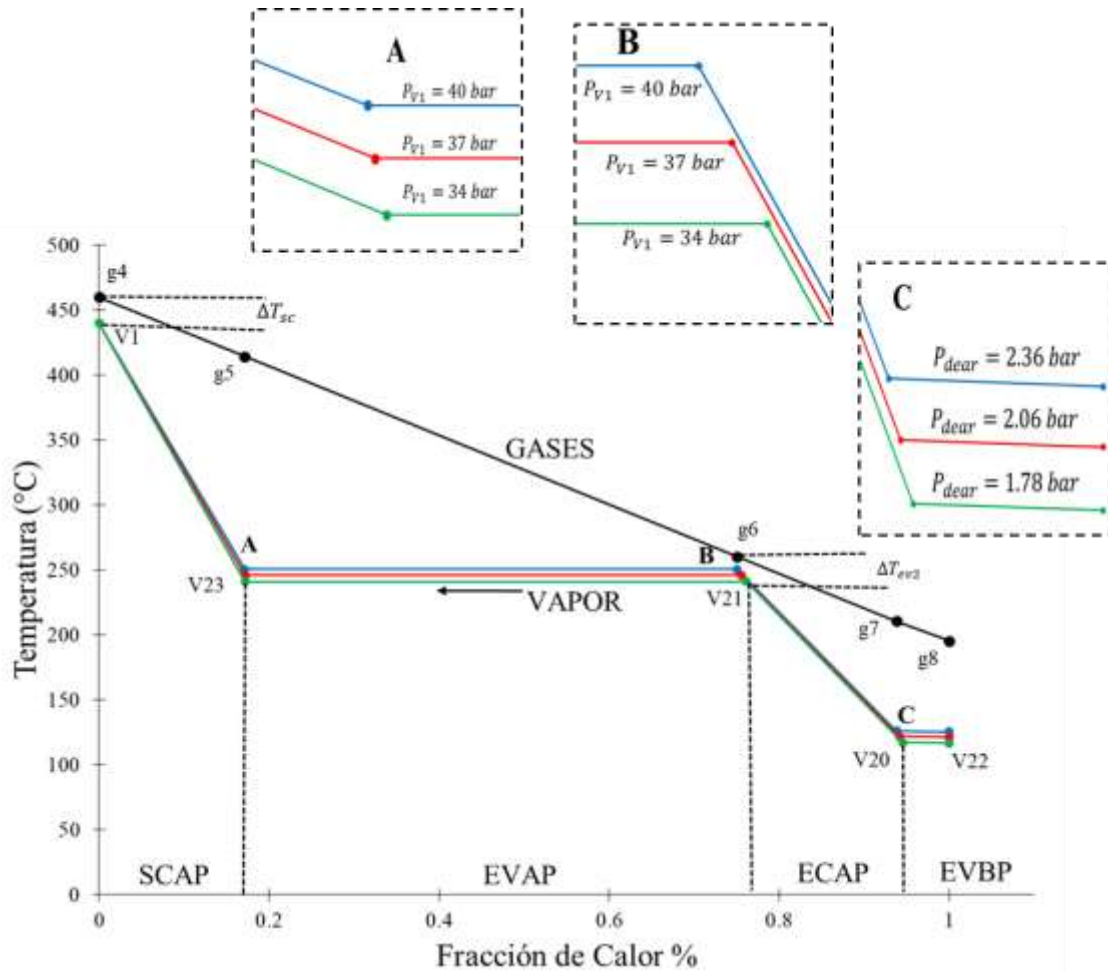


Figura 43. Diagrama temperatura - fracción de calor transferido a una $\pi = 10$

En la Figura 45 se muestran los perfiles de temperatura de la caldera de recuperación con dos niveles de presión para un flujo de gases combustión provenientes de la turbina de gas que opera con $\pi=10$. De acuerdo con los parámetros de operación de la zona A de la Figura 44, se muestran las tres presiones del domo de alta presión, 40 bar, 37 bar y 34 bar. Las tres condiciones de operación establecen un aprovechamiento del calor residual que permite generar vapor para mantener la producción de potencia de 110 MW. También se observa que la presión del deareador y del domo de baja presión tiene una variación del 25% al variar las presiones del domo de alta presión, es decir, si la condición de operación del domo de baja presión se mantiene fija, $P_{dear}=2.36$ bar, al reducir la P_{V1} implicaría anexar un sobrecalentador debido a que se estaría trabajando en la zona de vapor sobrecalentado.

En las Figura 44 y la Figura 45 se muestran el análisis termodinámico del CCTGV en función de T_{V1} y P_{V1} para la $\pi_{wmTG}=7.78$ y la $\pi_{nCCTGV}=12.3$. Para la relación de presiones óptima que

genera de máximo trabajo en la TG se tiene que todas las condiciones analizadas de vapor a la entrada de la turbina pueden mantener una potencia superior a 110 MW, sin embargo, no todas las condiciones manejan una calidad superior a 0.88. Para la $\pi_{\eta\text{CCTGV}}=12.3$, con ninguna de las condiciones del vapor a la entrada de turbina es posibles generar 110 MW en la TV, aunque si presenta márgenes seguros de operación, como, por ejemplo, $T_{v1}= 410^{\circ}\text{C}$, $P_{v1}= 23$ y $x= 0.898$ genera una potencia de 105.78 MW. Esto se debe principalmente, de acuerdo a los valores de la T_{g4} en la Figura 39, que al aumentar la relación de presiones, la T_{g4} disminuye hasta en 30°C al operar con la $\pi_{\eta\text{CCTGV}}=12.3$ con respecto a la de operación.

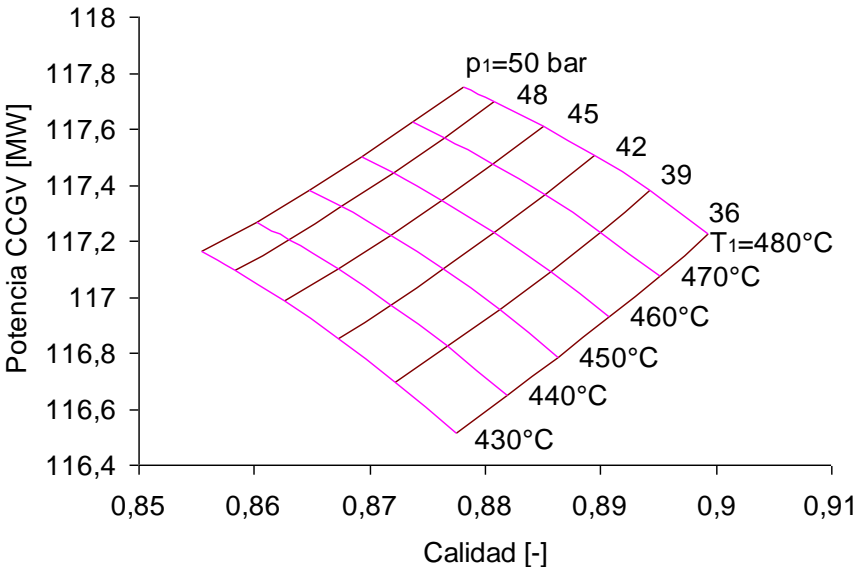


Figura 44. Potencia del CCTGV en función de la calidad del vapor a la salida de la TV para $\pi_{wm}=7.78$.

En la Figura 45 y la Figura 47 se muestran los perfiles de temperatura para las calderas de recuperación de dos niveles de presión para la $\pi_{wmTG}=7.78$ y la $\pi_{\eta\text{CCTGV}}=12.3$. El comportamiento de los perfiles de temperatura para la $\pi_{wmTG}=7.78$ es similar a la condición de operación de la planta El Sauz, los rangos de las presiones del domo de alta y baja presión son coincidentes, sin embargo para $\pi_{\eta\text{CCTGV}}=12.3$, los intervalos en los que puede operar la caldera se reducen considerablemente produciendo menor cantidad de vapor.

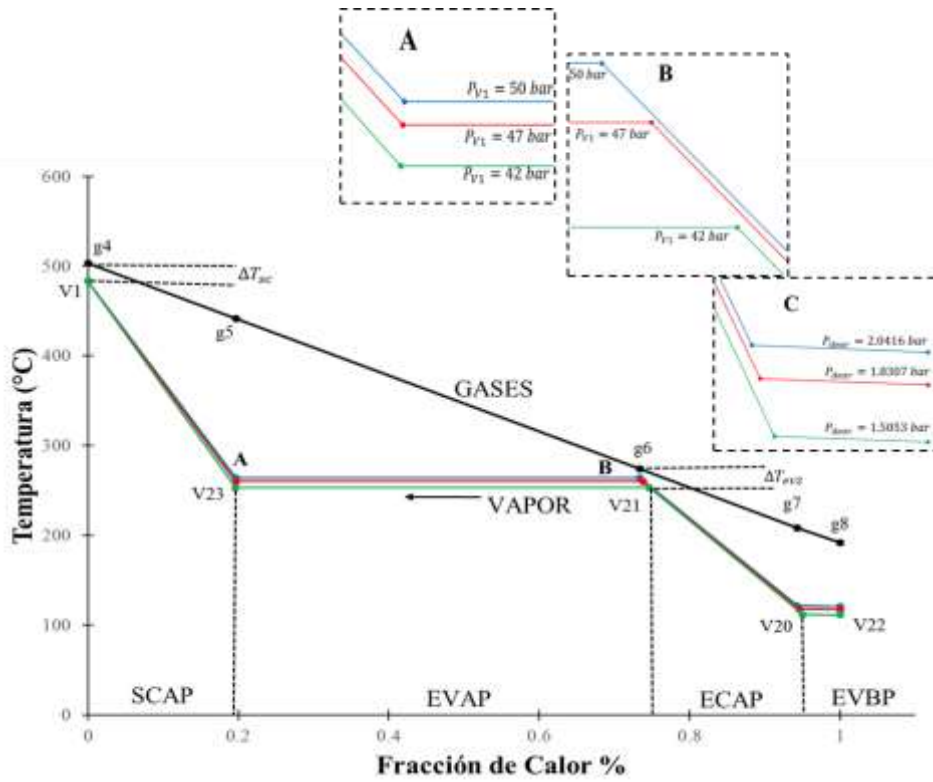


Figura 45. Diagrama Temperatura - Fracción de calor transferido a una $\pi = 7.78$

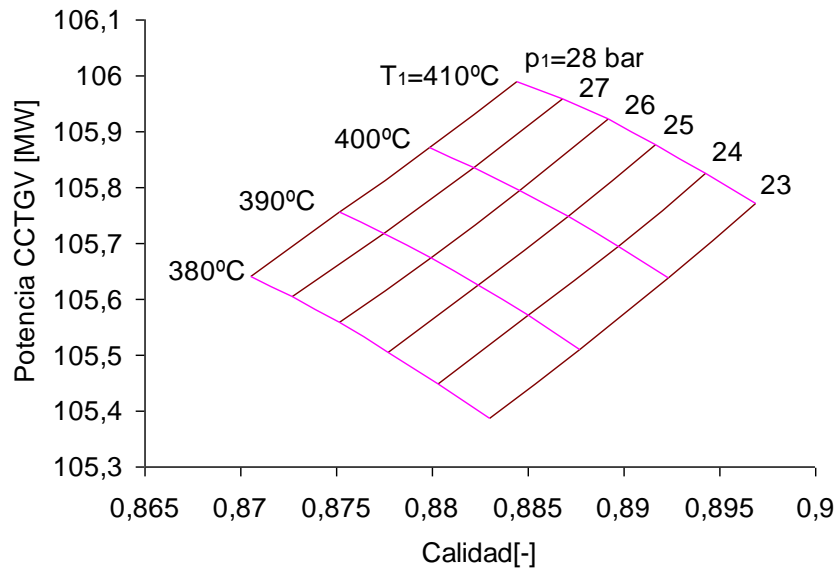


Figura 46. Potencia del CCTGV en función de la calidad del vapor a la salida de la TV para $\pi_{\eta\text{CCTGV}} = 12.3$.

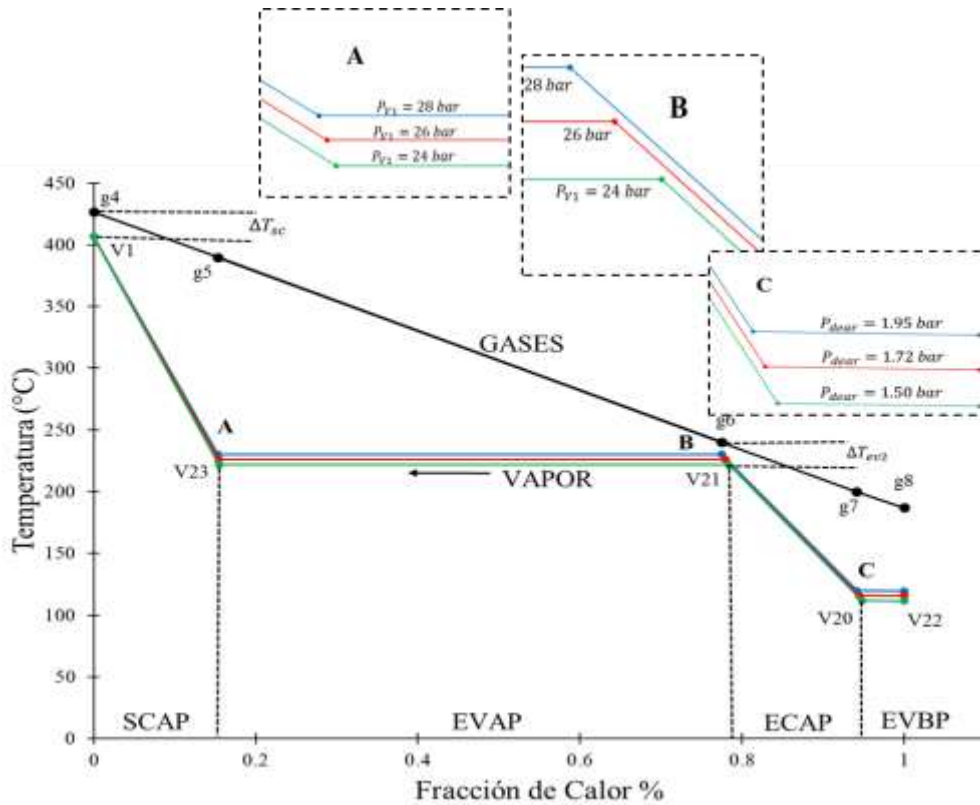


Figura 47. Diagrama Temperatura - Fracción de calor transferido $\pi = 12.3$

La temperatura de los gases de combustión a la salida de la turbina de gas, T_{g4} delimita las condiciones de la turbina de vapor, sin embargo, existe la restricción de la calidad de vapor a la salida de la TV. Esto implica que aunque las condiciones de T_{v1} y p_{v1} cumplan los requerimientos de potencia del CCTGV sólo se pueden manejar si las condiciones de la calidad del vapor a la salida de la TV son iguales o mayores a 0.88. Las mejores condiciones de operación de la TG para los datos de operación de CCTGV del Saúz se encuentran establecidas en el área A de la Figura 42. Así mismo, de acuerdo a los resultados obtenidos se obtiene que para una relación de presiones de 7.78 correspondiente a la π óptima del trabajo máximo del ciclo de turbina de gas simple se tiene la posibilidad de trabajar en un rango mayor de operación de vapor, en presiones del domo de alta de 50 a 25 bar y temperaturas de entrada a la turbina de 480 a 380 °C, generando como potencia mínima 110 MW en el CCTGV.

CONCLUSIONES

Se realizó el estudio de la generación de energía con base a las Plantas de Ciclo Combinado con fundamento en políticas energéticas, de sustentabilidad, demanda nacional y proyección de energía en México al 2028, donde se determinó que esta tecnología es la mejor alternativa actual y la más prometedora en un futuro cercano, debido a múltiples ventajas que presentan sobre otras tecnologías convencionales y alternas. Las ventajas más destacables de los ciclos combinados en conclusión son:

- Los ciclos combinados garantizan la disponibilidad de la energía a los diferentes sectores de la sociedad, es decir, capacidad de generación de energía eléctrica demandada en la región y la disponibilidad máxima que se requiere en horas pico.
- La posibilidad de realizar variaciones de carga o cargas parciales.
- Alta disponibilidad tecnológica, menor impacto ambiental, menores tiempos de construcción y puesta en funcionamiento,
- Bajos costos de inversión y de generación.

Central nueva: 438 pesos/MW-h.

Central convertida a gas natural: 636 pesos/MW-h.

Comparado con los costos de generación con centrales a combustóleo: 1946 pesos/MW-h. Datos con base a diciembre de 2014.

Así mismo, se realizó el estudio y análisis de la Reforma Energética, con relación a contratos, criterios económicos, generación de energía y medio ambiente, debido a que con la Reforma en materia de Energía permitirá reducir el costo de la electricidad, debido a que depende un 80% en el precio del combustible que se utiliza para generarla, siendo el gas natural 4 veces más barato y emite 68% menos dióxido de carbono que el combustóleo. Con esta disposición se garantiza el suministro de gas natural a través de la construcción de una red de gaseoductos.

Se realizó la descripción general de las configuraciones, funcionamiento, capacidades de generación y criterios de instalación de una Central de Generación de Ciclo Combinado. Esta configuración está determinada en función de la tecnología de las turbinas de gas, sin embargo en el caso de la repotenciación de planta es en función del sistema de la turbina de vapor.

La operación de las centrales de ciclo combinado depende de varios factores, sin embargo desde el punto de vista termodinámico, el acoplamiento de las turbinas de gas y vapor depende

principalmente de la temperatura de exhausto, T_{g4} , de las ΔT , ΔT_{pp} , la calidad del vapor en la última etapa de expansión en la turbina de vapor. De estas variables dependerá la elección de las presiones de los niveles de presión, la configuración de los intercambiadores de calor y la potencia generada. Sin embargo, la temperatura la temperatura de los gases de desecho, T_{g4} , depende del funcionamiento de la turbina de gas.

Referencias

- [1] CFE, «Comisión Federal de Electricidad,» 10 Noviembre 2014. [En línea]. Available: http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/1_AcercadeCFE/CFE_y_la_electricidad_en_Mexico/Paginas/CFEylaelectricidadMexico.aspx. [Último acceso: 8 Enero 2016].
- [2] CFE, «Reporte Anual,» Comisión Federal de Electricidad, Ciudad de México, 2016.
- [3] A. Rao, Combined Cycle Systems for near-zero emission power generation, Cambridge: Woodhead Publishing Series in Energy, 2012.
- [4] R. Lugo, Comportamiento Termodinámico de los Ciclos combinados Turbinas de Gas y de Vapor, Ciudad de México, 2002.
- [5] S. Sabugal y F. Gómez, Centrales Térmica de Ciclo Combinado Teoría y Proyecto, Madrid: Endesa, 2006.
- [6] P. Breeze, Power Generation Technologies, Segunda ed., Elsevier, 2014.
- [7] S. d. Energía, «Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2016-2030,» SENER, Ciudad de México, 2015.
- [8] EAI, «Mexico Energy Outlook,» Energy Agency International, 2016.
- [9] CEPAL, «Energía y Desarrollo sustentable en America Latina y el Caribe,» Naciones Unidas, Santiago de Chile, 2003.

- [10] S. d. Energía, «Prospectiva del Sector Eléctrico 2015-2029,» SENER, México, 2015.
- [11] C. Comisión Federal de Electricidad, Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2014-2028, Ciudad de México: Subdirección de Programación, 2014.
- [12] C. F. d. Electricidad, «Informe Anual 2014,» CFE, Ciudad de México, 2014.
- [13] S. Garcia, Operación y Mantenimiento de Centrales de Ciclo Combinado, Epaña: Diaz de Santos, 2008.
- [14] M. Kanoglu y I. Dincer, «Performance assessment of cogeneration plants,» *Energy Conversion and Management*, n° 50, pp. 76-81, 2009.
- [15] H. R., B. A. y S. M., «Performance improvement of gas turbines of Fars (Iran) combined cycle power plant by intake air cooling using a media evaporative cooler,» *Energy Conversion and Management*, vol. IV, n° 48, pp. 1055-1064, 2007.
- [16] F. R. Ponce Arrieta y E. E. Silva Lora, «Influence of ambient temperature on combined-cycle power-plant performance,» *Applied Energy*, vol. III, n° 80, pp. 261-272, 2005.
- [17] A. Khaliq y S. Kaushik, «Second-law based thermodynamic analysis of Brayton/Rankine combined power cycle with reheat,» *Applied Energy*, vol. II, n° 78, pp. 179-197, 2004.
- [18] R. Lugo y M. Toledo, Termodinámica de las turbinas de gas, México D.F.: Alfaomega, 2004.

- [19] G. Aleman, V. Casiano, D. Cárdenas, R. Díaz, N. Scarlat, J. Mahlkecht, J.-F. Dallemand y R. Parra, «Renewable energy research progress in Mexico: A Review,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, n° 32, pp. 140-153, 2014.
- [20] L. Beltrán, R. Alexandri, J. Herrera y O. Ojeda, «Balance Nacional de Energía 2014,» Secretaria de Energía, Ciudad de México, 2015.
- [21] M. Brown, «Analysis of Mexico's New Electric Industry Law,» 2014.
- [22] SENER, «Reforma Energética Explicación Ampliada,» Secretaria de Energía, México, 2013.