



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**EL IMPACTO DE LOS COMBUSTIBLES EN
LOS COSTOS DE GENERACION
TERMoeLECTRICA**

TESIS

Que para obtener el título de

I N G E N I E R O M E C Á N I C O

P R E S E N T A

ALEJANDRO SÁNCHEZ DIMAS

DIRECTOR DE TESIS

Dr. HÉCTOR MIGUEL AVIÑA JIMÉNEZ



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2016

Índice

<i>Objetivo</i>	9
<i>Alcances</i>	9
<i>1. Sistema eléctrico nacional</i>	9
1.1 Historia del sistema eléctrico nacional	10
1.2 Sistema eléctrico mexicano y la reforma energética	11
1.3 Cómo funciona el SEN	13
1.4 Como se conforma el SEN	14
1.5 Situación del SEN en relación a prácticas internacionales	21
<i>2. Centrales generadoras</i>	27
2.1 Tecnologías de generación	29
2.1.1 Energías renovables	29
2.1.2 Energías no renovables	34
2.1.3 Tecnologías de generación termoeléctrica	34
2.1.4 Ciclos de vapor	40
2.1.5 Nuclear	43
2.1.6 Turbinas de gas.....	45
2.1.7 Turbinas de gas en ciclo combinado	46
2.1.8 Cogeneración con turbina de gas y generador de vapor de recuperación de calor	49
2.2 Generadores de vapor o calderas	52
<i>3. Mercado de combustibles</i>	55
3.1.1 Características y generalidades	55
3.1.2 Carbón	55
3.1.3 Gas natural	57
3.1.4 Petróleo y sus derivados	60
3.1.5 Diésel	61
3.1.6 Combustóleo	61
3.2 Tendencia de precios de combustibles	62
3.2.1 Historial de precios de petróleo	62
3.2.2 Historial de precios de gas natural	63
3.3 Historial de precios nacionales de combustibles	64
3.3.1 Comparación de precios de combustibles.	65
<i>4. Ingeniería económica</i>	69
4.1 Costos	72
4.1.1 Costos de generación	72

4.1.2	Tipos de costos	72
4.1.3	Costos de construcción	72
4.1.4	Costos de operación y mantenimiento	73
4.1.5	Financiamiento	74
5.	Metodología	77
5.1	Cogeneración en un proceso que usa vapor	77
5.1.1	Generación de vapor para un proceso	77
5.1.2	Cogeneración con turbina de vapor saturado para un proceso	79
5.1.3	Cogeneración con turbina de vapor sobrecalentado a 300 °C para un proceso	81
5.1.4	Cogeneración con turbina de vapor sobrecalentado a 400 °C para un proceso	82
5.1.5	Cogeneración con turbina de gas antes del el generador de vapor	84
5.1.6	Turbina de gas con fuego suplementario	86
5.1.7	Resultados y conclusiones particulares de cogeneración para un proceso con vapor	87
5.2	Economía de los ciclos de vapor	88
5.2.1	Vapor menor con residual	89
5.2.2	Vapor mayor con combustóleo	92
5.2.3	Vapor mayor con carbón	94
5.2.4	Ciclo combinado con gas	95
5.2.5	Resultados y conclusiones particulares ciclos de vapor.	97
5.3	Oportunidad económica por cambio de combustóleo a gas	98
5.3.1	Ahorros posibles	99
6.	Conclusiones	101
7.	Bibliografía	103

Ilustraciones	
Ilustración 1.1 Capacidad Instalada de 1930 a 2015	11
Ilustración 1.2 Principales atribuciones del CENACE (SENER, 2016).....	13
Ilustración 1.3 Generación eléctrica en México año 2014 (EAI, 2015)	15
Ilustración 1.4 Áreas de transmisión del SEN (SENER, 2016)	15
Ilustración 1.5 Regionalización estadística del mercado nacional de energía eléctrica (SENER, 2016)	16
Ilustración 1.6 Curva de demanda eléctrica nacional semanal cubierta por tipo de tecnología (Valenzuela, Marcos; CENACE, 2015)	18
Ilustración 1.7 Curva típica de carga en un día de labores de la Zona Oriental (MW)	18
Ilustración 1.8 Curva típica de carga horaria respecto a la demanda máxima Áreas operativas del sur (promedio de las áreas occidental, oriental, central y peninsular (SENER,CFE, 2015).....	19
Ilustración 1.9 Curva típica de carga en un día de labores de la Zona Noreste (MW)	20
Ilustración 1.10 Curva típica de carga horaria respecto a la demanda máxima Áreas operativas del norte (promedio de las áreas Norte, Noroeste y Noreste) (SENER,CFE, 2015)	20
Ilustración 1.11 Generación total neta de electricidad (TWh) (EAI, 2015)	21
Ilustración 1.12 Comportamiento del PIB per cápita (% anual) países se la OCDE (El Banco Mundial, 2015).....	22
Ilustración 1.13 Consumo de energía eléctrica, (kWh per cápita) (El Banco Mundial a2, 2015)	23
Ilustración 1.14. Generación bruta anual en México 2004 - 2014 (GWh) (SENER, 2015)	24
Ilustración 1.15 Generación eléctrica de países miembros de la OCDE (EAI, 2015).....	25
Ilustración 2.1 Consumo energético por combustible para generación en 2014 (PJ) (SENER, 2015)	28
Ilustración 2.2 Variabilidad de los recursos e la energía renovables (velocidad del viento, energía eólica, radiación solar) (Armando Tauro Copyright, 2015)	30
Ilustración 2.3 costo de generación eléctrica (c€/kWh) (EOI, 2015).....	31
Ilustración 2.4 Diagrama de la configuración básica de Central Hidroeléctrica (COPAR,CFE, 2013)	33
Ilustración 2.5 Distribución porcentual de generación por tipo de tecnología en México 2004-2014. Referencia secretaria de energía. (SENER, 2015)	36
Ilustración 2.6 Diagrama entropía temperatura de ciclo de Carnot.....	40
Ilustración 2.7 Esquema de Máquina Térmica (Cengel, 2009).....	41
Ilustración 2.8 Ciclo Rankine Simple (BLACK & VEATCH, 1996).....	42
Ilustración 2.9 Producción de electricidad a partir de fuentes nucleares países pertenecientes a la OCDE (% del total e generación de cada país)	44
Ilustración 2.10 Ciclo Rankine con recalentamiento (BLACK & VEATCH, 1996; BLACK & VEATCH, 1996)	45

Ilustración 2.11 Ciclo Rankine Regenerativo con alimentación abierta a la caldera (BLACK & VEATCH, 1996)	45
Ilustración 2.12 Central de Turbogás	46
Ilustración 2.13 Esquema básico de Ciclo Combinado (Ismael, 2006)	48
Ilustración 2.14 Industria con caldera, sin cogeneración	50
Ilustración 2.15 Industria con demanda de vapor y cogeneración con turbina de vapor ..	51
Ilustración 2.16 Industria con demanda de vapor y cogeneración con turbina de gas	52
Ilustración 2.17 Esquema e plantas termoeléctricas a) quema de gas, b) quema de carbón (Díez)	53
Ilustración 3.1 Transformación de energía	55
Ilustración 3.2 Producción de electricidad a partir de carbón en países de la OCDE (% del total)	57
Ilustración 3.3 Consumo de gas natural OCDE y Estado Unidos, PJ. (EIA, 2016c)	59
Ilustración 3.4 Consumo de gas natural seco por algunos países de la OCDE, Petajoules Derivados del petróleo (EIA, 2016c)	60
Ilustración 3.5 Esquema general del sistema de refinación (SENER, Prospectiva de petrolíferos)	61
Ilustración 3.6 Precios de petróleo (USD/GJ) (ME, 2016)	63
Ilustración 3.7 Precio de gas natural (USD/GJ) (Texas Alliance of Energy Producer, 2016) ..	64
Ilustración 3.8 Precios de combustibles en México (PEMEX, 2016a)	65
Ilustración 3.9 Precios de combustibles para generación	66
Ilustración 3.10 Precio Combustibles Vs Crudo MX (US\$/GJ)	67
Ilustración 3.11 Comparación de precio de carbón nacional vs extranjero	67
Ilustración 4.1 Diagrama de flujos de efectivo	70
Ilustración 4.2 comportamiento de	71
Ilustración 5.1 Diagrama de flujo generador de vapor, elaborado con Thermoflex.	78
Ilustración 5.2 Diagrama de flujo para cogeneración de generador de vapor saturado con una turbina	80
Ilustración 5.3 Diagrama de flujo para cogeneración con vapor sobrecalentado a 300 °C con una turbina	81
Ilustración 5.4 Diagrama de flujo para cogeneración con vapor sobrecalentado a 400 °C con una turbina	83
Ilustración 5.5 Diagrama en GTPRO para cogeneración con una turbina de gas para generación de vapor	85
Ilustración 5.6 Diagrama en GTPRO para cogeneración con una turbina de gas para generación de vapor con fuego suplementario	87
Ilustración 5.7 Diagrama de la caldera de vapor	¡Error! Marcador no definido.
Ilustración 5.8 Diagrama de masa y energía de ciclo de vapor	91
Ilustración 5.9 Ciclo combinado	96

Índice de tablas

Tabla 1.1 Niveles operativos jerárquicos del SEN	13
Tabla 1.2 Capacidad instalada por unidades y plantas CFE y PEE (total de México) (SENER, 2016)	14
Tabla 1.3 Generación Eléctrica en países de la OCDE del año 2014 (EAI, 2015)	24
Tabla 2.1 Capacidad instalada de termoeléctricas en México 2013-2014 (SENER, 2016)	27
Tabla 2.2 Consumo y precios de combustibles para generación CFE 2014 (SENER, 2015) ..	28
Tabla 2.3 Costo Unitario de Inversión (COPAR,CFE, 2013)	29
Tabla 2.4 Principales Hidroeléctricas en México, 2014 (SENER, 2015)	34
Tabla 2.5 Comportamiento porcentual de generación por tipo de tecnología en México 2004-2014 (SENER, 2015)	35
Tabla 2.6 Principales plantas generadoras que usan combustibles fósil del 2014 (SENER, 2015)	36
Tabla 2.7 Porción de Generación eléctrica en México año 2014 (EAI, 2015)	37
Tabla 3.1 Composición típica de gas natural	58
Tabla 4.1 Composición del tipo de costos de inversión por tipo de recurso y proceso % (COPAR,CFE, 2013)	73
Tabla 5.1 Propiedades mostradas en diagrama de flujo	78
Tabla 5.2 Estados de entradas y salida de los flujos para generación de vapor	79
Tabla 5.3 Resultaos de balances térmico de generación de vapor	79
Tabla 5.4 Estados de entradas y salida de los flujos para para cogeneración de generador de vapor saturado con una turbina	80
Tabla 5.5 Resultaos de balances térmico de cogeneración de con vapor saturado a presión de 10 bar	81
Tabla 5.6 Estados de entradas y salida de los flujos para para cogeneración con una turbina de vapor sobrecalentado a 300°C	82
Tabla 5.7 Resultaos de balances térmico de cogeneración de con vapor sobrecalentado a 300°C	82
Tabla 5.8 Diagrama de flujo para para cogeneración con una turbina de vapor sobrecalentado a 400°C	83
Tabla 5.9 Resultaos de balances térmico de cogeneración de con vapor sobrecalentado a 400 °C	83
Tabla 5.10 Resultaos de cogeneración con turbina de vapor	85
Tabla 5.11 Resultaos de cogeneración con turbina de vapor	87
Tabla 5.12 Resumen comparativo de diferentes formas de cogeneración industrial	87
Tabla 5.13 Características de sitio para instalación	89
Tabla 5.14 Parámetros para la corrida feneciera de Vapor menor	90
Tabla 5.15 Resume financiero de Vapor Menor	91
Tabla 5.16 Parámetros para la corrida feneciera de Vapor Mayor residual	92

Tabla 5.17 Resume financiero de Vapor Mayor residual	93
Tabla 5.18 Parámetros para la corrida feneciera de Vapor Mayor con carbón	94
Tabla 5.19 Resume financiero de vapor con carbón.	95
Tabla 5.20 ciclo combinado	95
Tabla 5.21 Ciclo Combinado	96
Tabla 5.22 Comparación de resumen financiero de las plantas generadoras	97

BEEP	<i>Break-even Electricity Price</i>
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CNH	Comisión Nacional de Hidrocarburos
CRE	Comisión Reguladora de Energía
EIA	<i>Energy Information Administration</i>
FITs	<i>Feed In Tariffs</i>
INEGI	Instituto Nacional E
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
OCDE	Organización para la Cooperación y Desarrollo Económicos
PEE	Productores Externos de Energía
PEMEX	Petróleos Mexicanos
SENER	Secretaria de Energía
WSCC	<i>Western Electricity Coordinating Council</i>
WTI	<i>West Texas Intermediate</i>
GVCR	Generador de Vapor con Recuperadores de Calor
CHP	<i>Combined Heat and Power</i>

Objetivo

En este trabajo se presenta un análisis de los impactos, principalmente económicos, que tienen los diferentes combustibles disponibles en el mercado para generación en centrales termoeléctricas. En este análisis se habla tanto del aprovechamiento de oportunidades de bajos precios en el mercado de combustibles, para disminuir los costos variables de producción de la energía eléctrica, como de la conveniencia de influir desde la planeación central, en el uso de determinados combustibles, no solo por razones de costo a los consumidores, sino también por razón de intereses nacionales.

Alcances

Se analiza el efecto de los precios de los combustibles en el costo variable de generación consumido por centrales termoeléctricas.

La información de precios de los combustibles y sus variaciones, se obtendrá de fuentes públicas nacionales e internacionales, accesibles principalmente por internet. La evolución técnica económica de las diversas tecnologías de generación termoeléctrica se hizo con ayuda de las herramientas de software de desarrollo de proyectos termoeléctricos de la empresa Thermoflow.

Se analizarán diferentes tecnologías de generación termoeléctricas que por definición, queman algún combustible, para observar cuales son los costos de generación de la electricidad por tipo, a efecto de comparar resultados e identificar oportunidades de ahorro por cambio de combustible, así como para tener base para orientar desde la planeación, la conveniencia de promover alguna tecnología de generación.

1. Sistema eléctrico nacional

Para abordar este estudio se debe empezar por entender el Sistema Eléctrico Nacional mexicano, el SEN, operado por el Centro Nacional de Control de Energía, CENACE. El SEN abarca la totalidad del territorio nacional, con una red interconectada, continua, desde Sonora hasta Yucatán, un gran sistema conocido como el Sistema Interconectado Nacional, SIN; otra red pequeña, aislada que alimenta el estado de Baja California Sur; una tercera red que alimenta el estado de Baja California, sin conexión con Baja California Sur ni con el SIN, pero interconectado con el suroeste de uno de los tres grandes sistemas de Norteamérica, el llamado Western Interconnection, que es la red que abarca los estados del oeste de los Estados Unidos de Norte América y el suroeste de Canadá (<http://energy.gov/>).

El SEN es el vehículo para el Servicio Público de Electricidad, SPE, en todo el país, abastece la demanda de electricidad de 120 millones (INEGI, 2015) de personas en México, a través de 38 millones de puntos de consumo (CFE, 2015).

1.1 Historia del sistema eléctrico nacional

La generación de energía eléctrica en México inició a fines del siglo XIX. La primera planta generadora en el país se instaló en León, Guanajuato, en 1879, para alimentar una fábrica textil. Diez años después, en 1889, se instaló la primera planta hidroeléctrica, en Batopilas, Chihuahua.

Durante la gestión del presidente Porfirio Díaz, se otorgó al sector eléctrico carácter de servicio público y en ese mismo periodo comenzó la iluminación de las principales vías de la Ciudad de México.

A principios del siglo XX se contaba con una capacidad de 31 MW; para finales de la primera década, esta capacidad creció a 50 MW, de los cuales el 80% correspondía a la empresa Mexican Light and Power Company.

El 2 de diciembre de 1933 se decretó que la generación y distribución de electricidad son actividades de utilidad pública y para 1937, se abastecía de electricidad a solo siete millones de personas, siendo que la población ascendía a 18.3 millones. Este resultado dejaba ver que el desarrollo eléctrico en el país, no era el adecuado, por lo cual el gobierno federal para resolver el desabasto energético creó a la Comisión Federal de Electricidad (CFE), el 14 de agosto de 1937. El objetivo de la CFE sería la organización y dirección del sistema nacional de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en el país (Daniel Resendiz; CFE , 1994).

La capacidad de la CFE en 1938, era de solo 64 kW; esta capacidad creció hasta 45,594 kW en solo ocho años. Las compañías privadas dejaron de invertir en generación, lo que obligó a la CFE a instalar más capacidad y a generar más energía para cubrir la demanda. Para la distribución de dicha energía era necesario el uso de las redes de las compañías privadas, mismas que estas revendían.

Durante la gestión del presidente Adolfo López Mateos, se decidió nacionalizar la industria eléctrica, lo que sucedió el 27 de septiembre de 1960. Esto se debió a que solo el 44% de la población contaba con electricidad, además que la CFE aportaba únicamente el 54 % de los 2,380 MW de la capacidad hasta ese momento, la otra parte de la generación era suministrada por las empresas Mexican Light con un 25%, American and Foreign con un 12%, y el siguiente 9% por el resto de las compañías.

A inicios de la década de los sesenta, la capacidad total instalada en el país era de 3,250 MW, en esta década se utilizó la mitad de la inversión pública en obras de infraestructura. De la inversión para obras de infraestructura se construyeron centrales generadoras como las hidroeléctricas Infiernillo y Temascal (CFE, 2016). En 1971 la capacidad instalada llegó a 7,874 MW; al iniciar de la década de los ochenta, la capacidad instalada era de 17,360 MW, la capacidad había crecido más del doble que la década anterior.

La industria eléctrica mexicana en sus primeros años operó en diferentes sistemas aislados razón por la cual las características técnicas variaban llegando a coexistir 30 diferentes niveles de

tensión de distribución; siete niveles de alta tensión para líneas de transmisión; dos frecuencias eléctricas de 50 y 60 Hertz.

Por esta razón, la CFE definió y unificó los criterios técnicos y económicos del SEN, normalizó los niveles de tensión y unificó las frecuencias a 60 Hertz, con lo que se pudo integrar el Sistema Interconectado Nacional, SIN.

En 1991 la capacidad instalada ya era de 26,797 MW y para el año 2000 la capacidad instalada de generación llegaba a 35,385 MW y una cobertura del servicio eléctrico del 94.70% a nivel nacional, una red de transmisión y distribución de 614,653 km y más de 18.6 millones de usuarios.



Ilustración 1.1 Capacidad Instalada de 1930 a 2015

La CFE era la encargada del servicio eléctrico en todo el país hasta el 11 de diciembre del 2013 cuando el Senado de la República aprobó la Reforma Energética, la cual dio pauta a una nueva estructura para la obtención, generación y repartición de los recursos energéticos de la nación, dando entrada a la inversión privada.

1.2 Sistema eléctrico mexicano y la reforma energética

La extracción y distribución los recursos energéticos eran exclusivos de la CFE y PEMEX hasta antes de la reforma energética, las ganancias obtenidas de estos eran repartidas para el estado y el mantenimiento para la obtención y generación de los mismos, hoy en día los cambios originados a partir de la reforma energética dejan a PEMEX y CFE como Empresas Productivas del Estado, que en conjunto con las empresas de inversión extranjera se dividen la tarea de extracción y distribución, debido a la modernización en materia energética para entrar en los estándares de competitividad. Este modelo económico puede ser lucrativo para las empresas de capital privado, por lo cual las instituciones asignadas en el monitoreo y regulación de la producción y distribución deben estar al pendiente de que se sigan las normas establecidas para el beneficio de los ciudadanos.

La reforma energética propone una reestructuración para la CFE y PEMEX, tiene como objetivo la reorganización de las fuentes de energía del país, se espera que se haya tomado en cuenta las necesidades del país para la distribución y generación de los energéticos.

El 11 de diciembre del 2013 el Senado de la República aprobó la Reforma Energética, la cual dio pauta a una nueva estructura para la obtención, generación y repartición de los recursos energéticos de la nación, dando entrada a la inversión privada. La reforma modificó los artículos 24, 27 y 28 de la Constitución de los Estados Unidos Mexicanos para fortalecer la industria energética, esta dice que la nación sigue siendo la propietaria de los hidrocarburos y los recursos naturales que se encuentren en el subsuelo dentro de territorio nacional (Reforma energética, 2016).

La regulación será dada por organismos especializados creados por la nación, estos organismos serán encargados de dar concesiones a empresas de iniciativa privada e inversión extranjera para poder hacer uso de los recursos naturales de la nación (Reforma energética, 2016).

El control operativo del sistema eléctrico nacional, así como las transacciones del nuevo Mercado Eléctrico Mayorista, MEM, estarán a cargo del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), que hasta antes de la reforma, era parte de la CFE. El CENACE será un organismo de carácter público descentralizado. El Centro Nacional de Control de Energía se separa de la CFE para garantizar la imparcialidad y la sana competencia para los contendientes de las licitaciones de generación.

El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), es el mercado en México dónde se pondrá a la venta y compra energía eléctrica, potencia, Certificados de Energía Limpia (CEL) y entre otros productos que sean necesarios para el SEN y el MEM; y estará operado por el CENACE.

La Comisión Reguladora de Energía (CRE) es un órgano que controla las actividades de almacenamiento, transporte, y distribución de gas, petróleo y sus derivados. Con la reforma energética se le otorgó personalidad jurídica propia técnica y de gestión.

Para la administración, coordinación y gestión de proyectos de la red de gaseoductos nacionales se crear el Centro Nacional de Control de Gas Natural, CENAGAS, será de carácter público descentralizado. La tarea de este organismo será el favorecer el acceso y reservar la capacidad de transporte a los productores, comercializadores y consumidores.

La red nacional cuenta con una capacidad instalada de 54,372 MW, al año 2014 (SENER, 2015); también cuenta con un sistema de transmisión eléctrica de 879,692 km de longitud de líneas al cierre de 2014 y 284,313 MVA de capacidad de transformación (SENER,CFE, 2015) en el mismo periodo.

La Comisión Nacional de Hidrocarburos existente desde antes de la reforma energética, ahora tendrá personalidad jurídica propia para regular las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en el país, también estará dotada de autonomía técnica y de gestión, y autosuficiencia presupuestal.

En suma la reforma pretende modernizar con iniciativa privada y una reestructuración de PEMEX y CFE para que el mercado de los energéticos en el país sea competitivo a nivel mundial y como consecuencia poder bajar las tarifas eléctricas y los precios de combustibles.

Si bien es cierto que la reforma energética teóricamente está estructurada para traer grandes ventajas, es necesario que todos los organismo cumplan con su deber, que otorguen permisos y concesiones a las empresas mejor capacitadas para le generación eléctrica y distribución de combustibles fósiles. Los diferentes organismos creados por la reforma energética para la regulación de generación, como los organismos de producción y distribución de gas natural e hidrocarburos se espera que estén dotados y capacitados con los recursos tecnológicos, humanos, técnicos y sociales para cumplir con encomienda dada por el estado.

1.3 Cómo funciona el SEN

La planeación del Sistema Eléctrico Nacional está a cargo el CENACE, este es un órgano descentralizado que está también es encargado de la celebrar contratos de cobertura eléctrica con los generadores y centros de carga por medio de un representante, también se es responsable de la creación y operación del Mercado Eléctrico Mayorista, MEM, todo esto con la finalidad de poner a disposición la electricidad a de los usuarios a precios competitivos, por medio de la regular la operación de las centrales eléctricas o conexión de los centros de carga (SENER, 2016).



Ilustración 1.2 Principales atribuciones del CENACE (SENER, 2016)

El Artículo 7 de las “Reglas y Operación del Sistema Eléctrico Nacional” dice:

“Para que el CENACE cumpla adecuadamente con sus funciones de despacho y operación del Sistema Eléctrico Nacional, se tienen cuatro niveles operativos jerárquicos, coordinados por el CENAL y subordinados técnicamente entre sí:

Tabla 1.1 Niveles operativos jerárquicos del SEN

Primer Nivel	CENAL	Sus objetivos principales son la seguridad y la economía global del SEN.
Segundo Nivel	Áreas de Control	Les corresponde coordinar, supervisar, controlar y operar la generación y la seguridad de la red troncal, en un área geográfica determinada coordinándose con el 1er. Nivel.
Tercer Nivel	Subáreas de Control	Les corresponde coordinar, supervisar, controlar y operar la generación y su red en un área geográfica determinada, coordinándose con el segundo nivel para el cumplimiento de los objetivos básicos.

Cuarto Nivel	Módulos de Control	Les corresponde operar y supervisar un grupo de instalaciones en un área geográfica determinada, coordinándose con los niveles superiores según sea el caso, para el cumplimiento de los objetivos básicos. Están comprendidos en este nivel los <i>Centros de Distribución</i> y los Centros de Control de Generación.
--------------	--------------------	--

Cada nivel tiene autoridad técnica sobre los niveles inferiores

El Centro Nacional del CENACE es el único facultado para coordinar la desconexión y la reconexión de carga, por medio de los Operadores de los Centros de Control.”

1.4 Como se conforma el SEN

El SEN está constituido por 1,081 unidades generadoras, distribuidas en 215 centrales, con una capacidad de generación de 54,372 MW (SENER, 2015), las cuales generan 258,256 GWh (SENER, 2015), brutos, con datos del año 2014. En la Tabla 1.2 se muestra la capacidad instalada a 2014, de acuerdo al Informe Anual 2015 de la Comisión Federal de Electricidad, CFE (SENER, 2015).

Tabla 1.2 Capacidad instalada por unidades y plantas CFE y PEE (total de México) (SENER, 2016)

Generador	Tipo de tecnología	Capacidad efectiva (MW)		Números de centrales y unidades en 2014		Participación porcentual por tecnología	Variación 2013-2014 (%)
		2013	2014	Centrales	Unidades		
C	Hidroeléctrica	11,266.8	12,268.8	80	218	22.6	8.9
	Vapor (combustóleo y gas)	11,698.6	11,398.6	26	89	21	-2.6
	Ciclo combinado	7,420.3	7,566.6	13	68	13.9	2
F	Carboeléctrica	5,378.4	5,378.4	3	15	9.9	-
	Turbogás	1,510.4	2,303.4	46	110	4.2	52.5
	Geotermoeléctrica	823.4	813.4	4	38	1.5	-1.2
E	Combustión interna	259.2	302.4	9	78	0.6	16.7
	Eoloeléctrica	86.8	86.3	3	8	0.2	-
	Solar fotovoltaica	6	6	2	2	<0.1	-
	Nucleoeléctrica	1,400	1,400	1	2	2.6	-
Total CFE		39,849.9	41,523.9	187	628	76.5	4.3
Productores Externos de Energía(PEE)	Ciclo combinado	12,339.9	12,339.9	23	77	22.7	-
	Eoloeléctrica	510.9	510.9	5	376	0.9	-
Total PEE	-	12,850.8	12,850.8	28	453	23.6	-
Total		52,700.7	54,374.7	215	1,081	100	3.2

El conjunto de unidades termoeléctricas es un total de 39,289 MW, que consumen algún tipo de combustible como se puede apreciar en la tabla anterior.

Para cubrir la curva de demanda que es solicitada en las diferentes zonas el país se utiliza diferente tecnología, la generación total en México es constituida en mayor proporción por 79 % a combustibles fósiles, 3.25 a nuclear y el restante pertenecen a las energías de generación eléctrica renovables con un 13.53% a Hidroeléctricas y un 4 % repartidas entre geotermia, viento y solar como se muestra en la Ilustración 1.3.

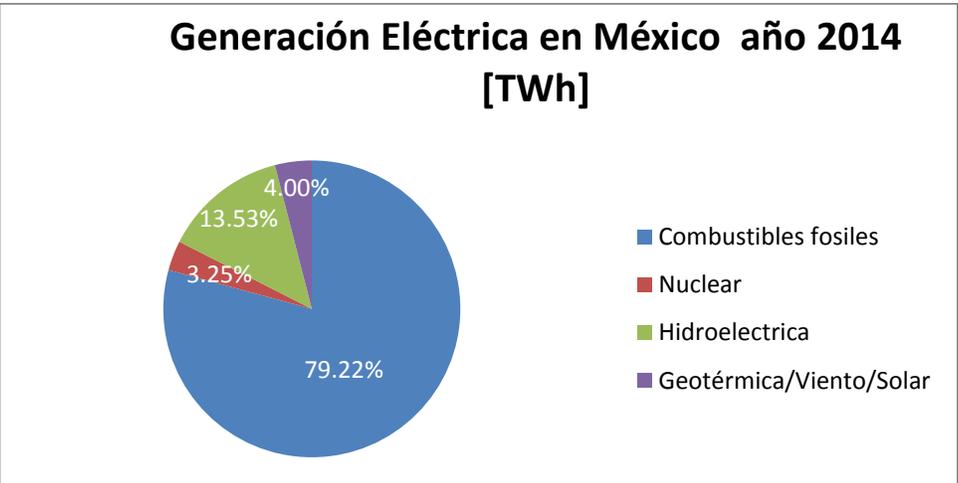


Ilustración 1.3 Generación eléctrica en México año 2014 (EAI, 2015)

El SEN se encuentra dividido en nueve áreas de trasmisión eléctrica del sistema interconectado nacional, siendo Baja California y Baja California Sur las únicas que operan con sistemas aislados como se muestra en la Ilustración 1.4.



Ilustración 1.4 Áreas de trasmisión del SEN (SENER, 2016)

Además de la división hecha por el CENACE, el país se encuentra dividido en cinco regiones estadísticas del mercado nacional de energía eléctrica, esto permite comprender el comportamiento regional de los usuarios de energía eléctrica porque esta está relacionada con su desarrollo industrial-comercial o sus necesidades climáticas (SENER, 2016).



Ilustración 1.5 Regionalización estadística del mercado nacional de energía eléctrica (SENER, 2016)

La variación de demanda energética es un factor importante en el uso de diferente tipo de tecnología, pues el abastecimiento de energía varía de acuerdo a la demanda eléctrica. Esta demanda se ve reflejada en las horas del día y depende de la región geográfica, estación del año entre otros factores.

El consumo de los usuarios afectada a lo largo de las horas día a la demanda eléctrica, el precio de la energía también sufre cambios a consecuencia de esto.

Actualmente, hasta antes de la entrada en vigor del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), el despacho de energía eléctrica es en orden creciente de costo de generación.

En el sistema mexicano de precios de electricidad existen tres periodos de consumo: base, intermedia y pico. El periodo base es el lapso de tiempo donde la demanda de energía es la mínima requerida para determinada región; el periodo intermedio es aquel en donde existe una demanda de energía media en la región, mientras que el periodo pico es aquel en donde la demanda es la máxima del día.

El Diario Oficial de la Federación señala las reglas que se deben seguir para el despacho de la energía eléctrica, las “Reglas y Operación del Sistema Eléctrico Nacional”, dice en el artículo 139 que el despacho se hará en orden ascendente al costo de operación de las plantas.

El abastecimiento eléctrico de las horas base utiliza unidades que tienen los menores costos de generación, operan en carga estable, paran pocas veces al año y cuando lo hacen son para algún tipo de mantenimiento.

Las unidades que se despatchan en el periodo base son:

- Planta nuclear de Laguna Verde

- Centrales geotérmicas
- Termoeléctricas de ciclo combinado
- Termoeléctricas de vapor que queman carbón¹
- Hidroeléctrica con excedente de agua en embalses²
- Hidroeléctrica *hilo de agua*³
- Termoeléctricas de alto rendimiento que usan gas natural o combustóleo

En horas de periodo intermedio, las unidades utilizadas son de costos mayores a las centrales usadas en las horas base, estas son usadas en las horas de demanda media por lo general se mantienen en operación del lunes al viernes para cubrir la demanda de energía y pueden reducir su generación durante la noche, estas pueden ser:

- Ciclos combinados de bajo rendimiento
- Vapor de bajo rendimiento y/o combustibles caros
- Hidroeléctricas (si existe abundancia de almacenamiento en los embalses)

Las unidades que están en uso en horas pico son unidades que entran y salen en operación varias veces al día para cubrir los excedentes de demanda de energía eléctrica que se presenten, por su facilidad de arranque hace posible que sean intermitentes, seguramente no entran en operación los fines de semana, otras de estas unidades son de respaldo o emergencia por esta razón tienen un bajo factor de planta. Estas unidades tienen el mayor costo de generación de todas a excepción de las hidroeléctricas.

Las unidades que se utilizan para cubrir el pico de la demanda eléctrica son:

- Las unidades de vapor, con cualquier combustible, que hayan permanecido con cargas bajas en los otros periodos.
- Turbinas de gas en ciclo abierto (queman combustible o gas)
- Centrales hidroeléctricas que se usan para recortar el costo de los picos a partir del hecho de que tienen un bajo costo variable de generación

Las centrales hidroeléctricas tienen un bajo costo variable de generación, ya que no hay costo de combustible, sin embargo solo son utilizadas en las horas de demanda máxima o de pico, con el fin de evitar la entrada en operación de la mayor cantidad de unidades del más alto costo. A esta utilización se le llama en inglés, *peak shaving*, o sea, rasurar la punta como se observa en la Ilustración 1.6.

¹ Pueden entrar al despacho en periodo base, lo que depende del tamaño de la demanda y de las restricciones de transmisión

² Si hay excedentes de capacidad hidráulica en la presa es necesario desalojarla por razones de seguridad de las instalaciones.

³ Unidades de poco almacenamiento.

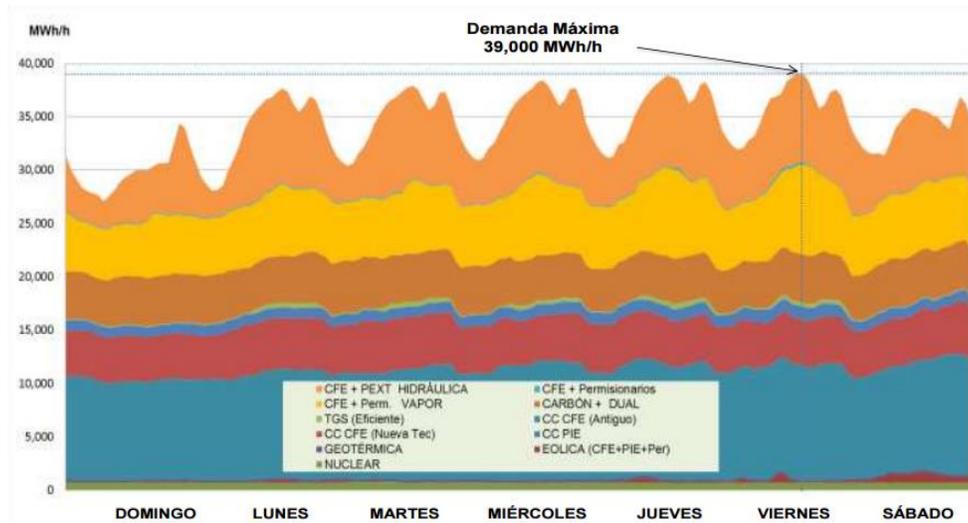


Ilustración 1.6 Curva de demanda eléctrica nacional semanal cubierta por tipo de tecnología (Valenzuela, Marcos; CENACE, 2015)

Al observar en la Ilustración 1.7 la curva típica de carga eléctrica de un día de labores de la Área Oriental del CENACE, se puede ver que a partir de las 18:00 horas empieza a existir una demanda de energía creciente y mayor a la solicitada en las horas del día, tiempo en el que se encuentra jornada laboral, este pico indica la demanda eléctrica por consumo doméstico, la cual es mucho mayor a la demanda observada en el periodo de labores; se asume que el desarrollo tecnológico e industrial de esta región es escaso, este tipo de regiones afecta al precio de la eléctrica dado que hace entrar en funcionamiento a las plantas de mayor costo de operación por un periodo dos a tres horas.

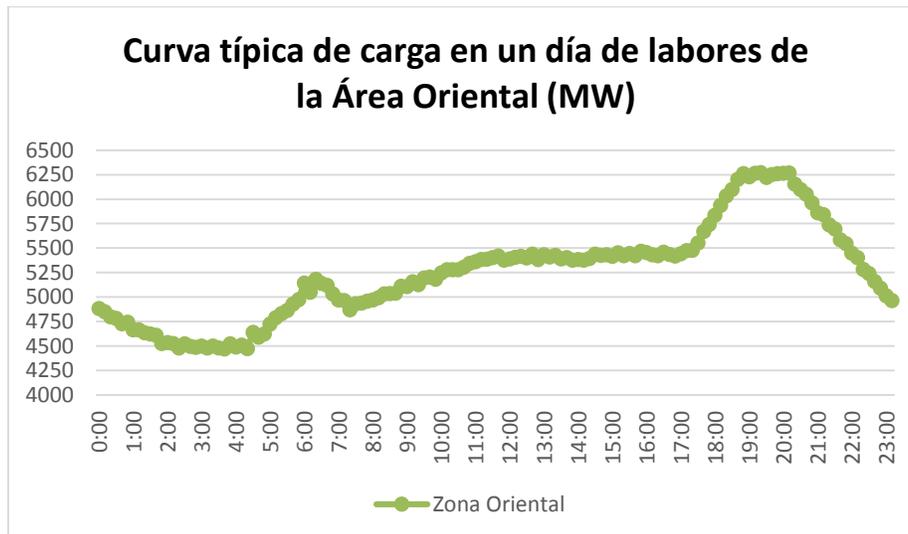


Ilustración 1.7 Curva típica de carga en un día de labores de la Zona Oriental (MW)⁴

⁴ Creación propia con base en la experiencia obtenida en experiencia de prácticas profesionales en la Subdirección de Generación de la CFE.

Las Áreas Occidental, Oriental, Central y Peninsular en conjunto conforman el Área Operativa del Sur, algunas de estas zonas geográficas del país antes mencionadas se caracterizan por que sus principales actividades son agropecuarias, por esta razón la demanda eléctrica es menor en las horas del día y crece en las primeras horas de la noche debido a la demanda doméstica. En la Ilustración 1.8 se muestra el comportamiento típico de la demanda del día con respecto a la demanda máxima, el comportamiento es similar al del Área Oriental que se explicó previamente, dado que pertenece a la misma área operativa y se dedica a actividades económicas similares. Los días que se muestran son día de verano laborable y no laborable así como los días de invierno laborable y no laborable.

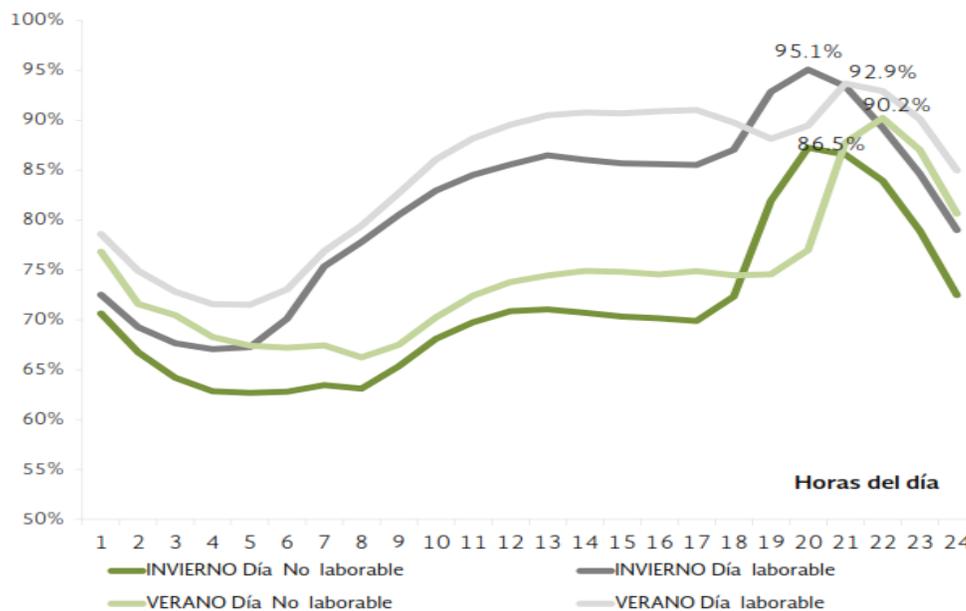


Ilustración 1.8 Curva típica de carga horaria respecto a la demanda máxima Áreas operativas del sur (promedio de las áreas occidental, oriental, central y peninsular (SENER,CFE, 2015)

De manera contraria, la curva de la Ilustración 1.9 muestra el comportamiento de la demanda eléctrica del Área Noreste, en ella se observa una demanda creciente desde las 5:00 am para llegar a mantenerse estable a las 10 horas y seguir casi constante hasta las 18:00 horas, después la demanda energética tiene una declive, se puede observar que en la curva de demanda de la región noreste que no existe un crecimiento abrupto de la demanda doméstica, sino un crecimiento suave y continuo lo que está acorde con la región dado que esta tiene un desarrollo industrial importante en el país, esto hace que la demanda en horas laborales sea mucho mayor a la demanda de consumo doméstico, haciendo que el abastecimiento energético sea predecible.

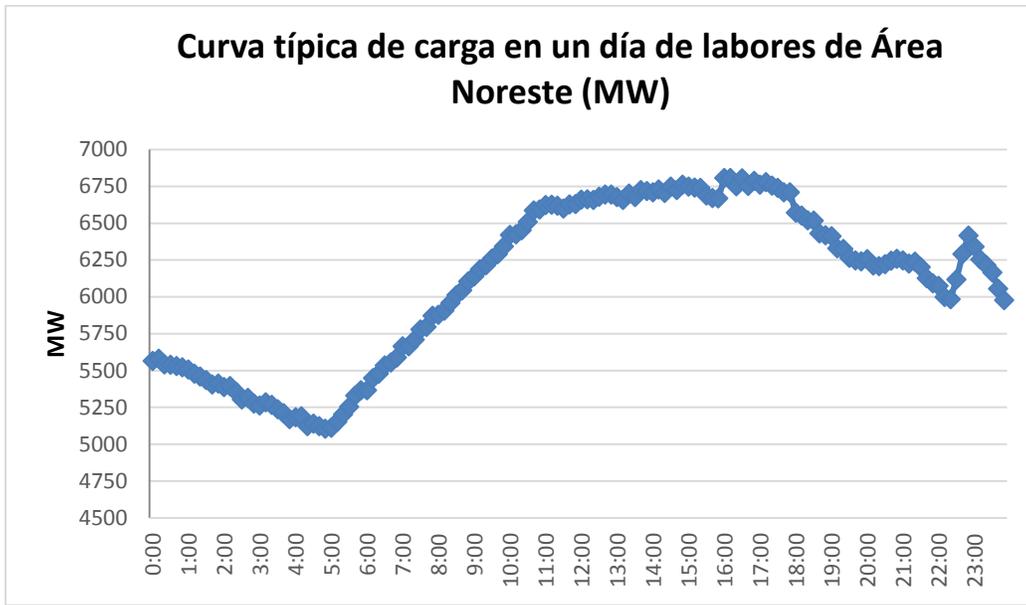


Ilustración 1.9 Curva típica de carga en un día de labores de la Zona Noreste (MW)⁵

En el Área operativa del Norte se conforma de las áreas Norte, Noreste y Noroeste, como se puede observar en la Ilustración 1.10 el comportamiento de demanda eléctrica es similar al descrito para el Área Noreste por la similitud de actividades económicas realizadas en las áreas de operación.

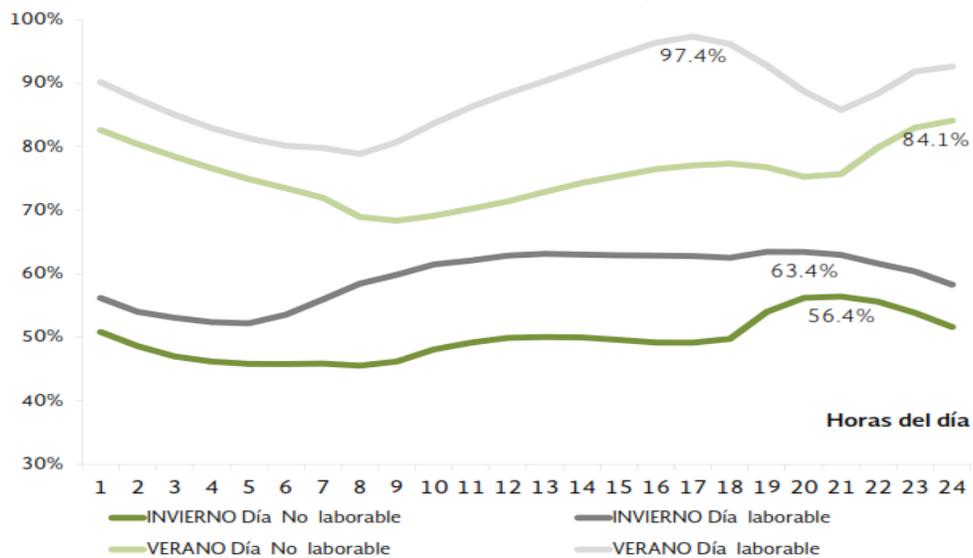


Ilustración 1.10 Curva típica de carga horaria respecto a la demanda máxima Áreas operativas del norte (promedio de las áreas Norte, Noroeste y Noreste) (SENER,CFE, 2015)

⁵ Creación propia con base en experiencia en mis prácticas profesionales.

1.5 Situación del SEN en relación a prácticas internacionales

Una comparación que se debe hacer con el SEN es con respecto a la producción de energía eléctrica internacionalmente y para ello es necesario saber la situación de otros países en este caso la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económicos (OCDE), de la cual es miembro México.

En la Ilustración 1.11 se muestra la generación de electricidad neta de los países pertenecientes a la OCDE donde se puede observar que los Estados Unidos de América es el mayor generador de energía eléctrica debido a que es un país altamente industrializado. México tiene una producción de energía eléctrica de solo una quinceava parte de la producción de EUA, lo que puede significar que no ha tenido desarrollo industrial.

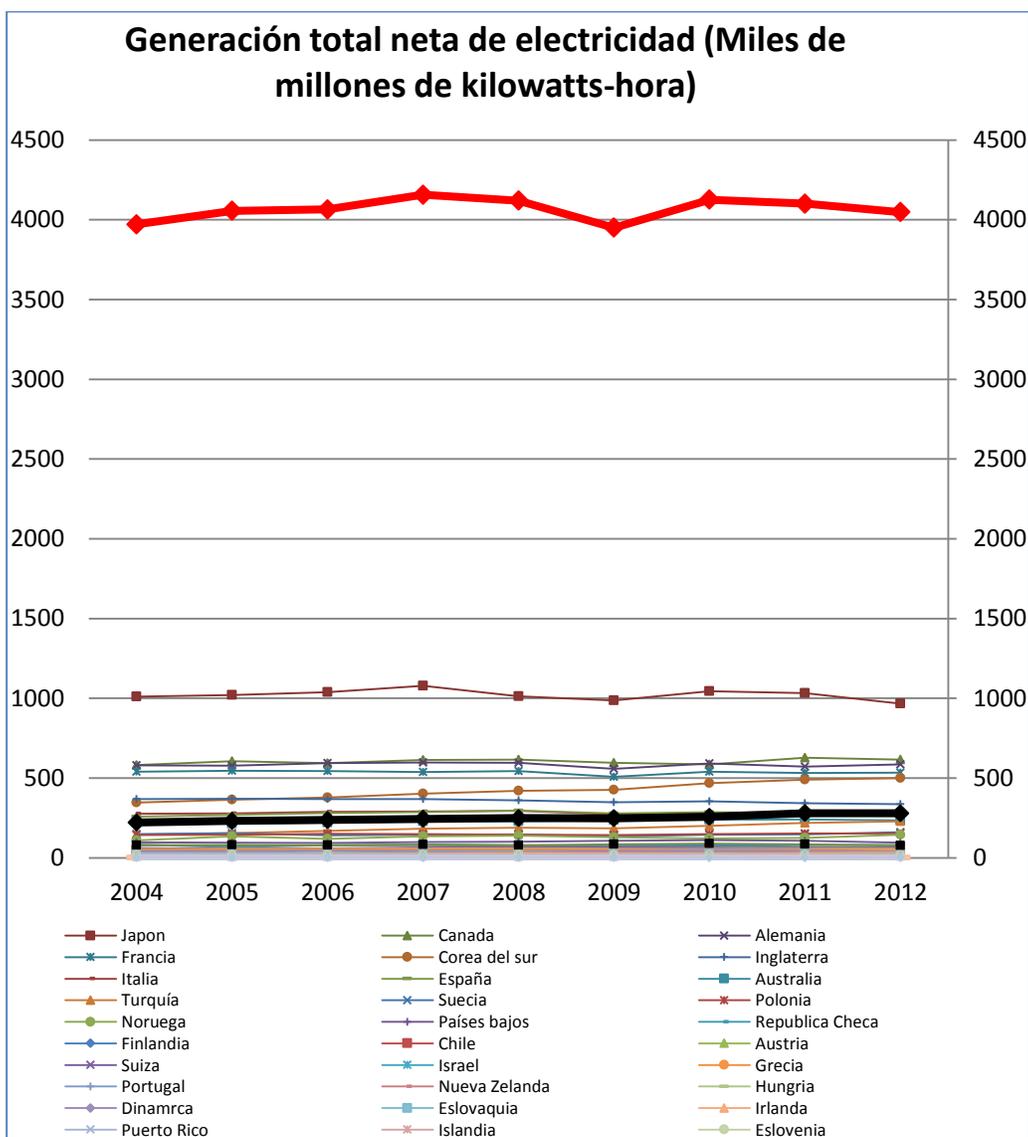


Ilustración 1.11 Generación total neta de electricidad (TWh) (EAI, 2015)

Uno de los factores de crecimiento económico depende de la estabilidad de precios de la electricidad. Los países pertenecientes a la OCDE tuvieron una desaceleración económica generalizada por la recesión de 2009.

La demanda de energía eléctrica en México puede ser siempre creciente, por ser parte de los países en vías de desarrollo, esto se ve reflejado en su economía. Uno de los principales indicadores que da un estimado del comportamiento de la economía de un país, es el Producto Interno Bruto (PIB), este indicador contabiliza los bienes y servicios que se generaron en un lapso de tiempo, que por lo general es anual.

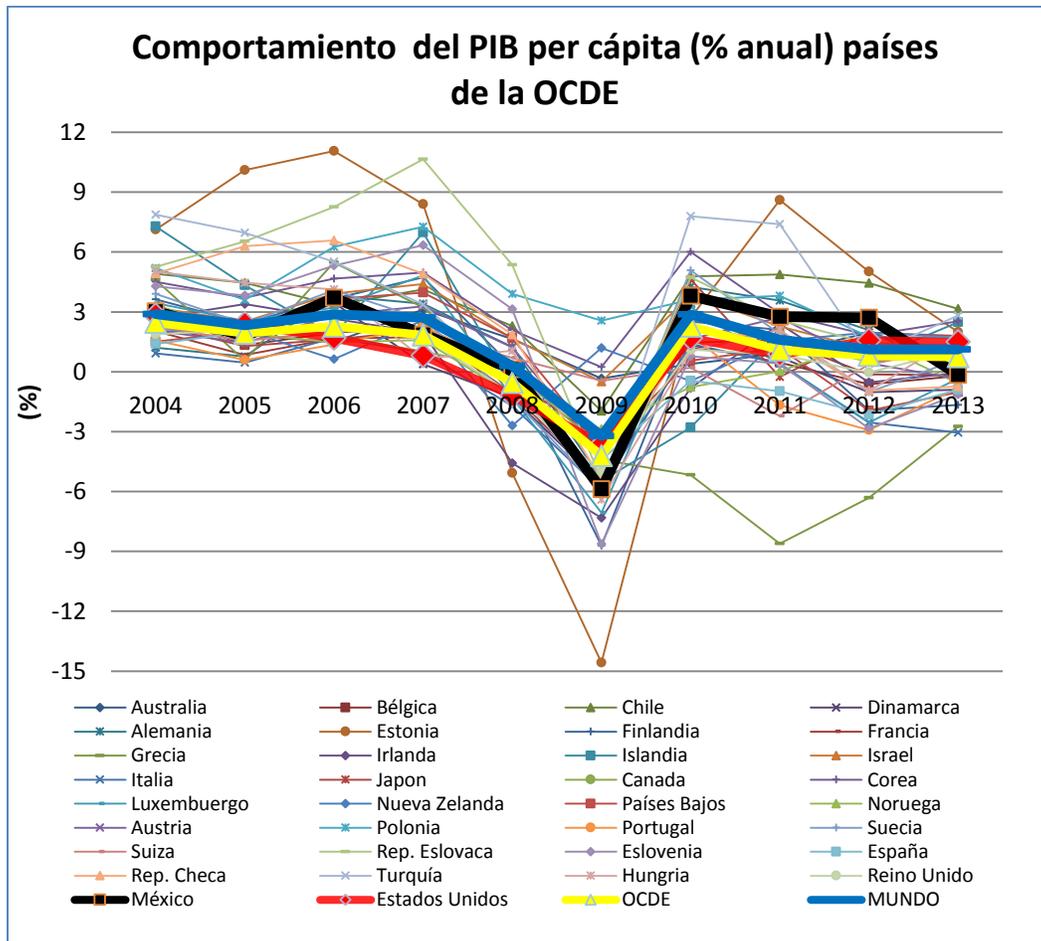


Ilustración 1.12 Comportamiento del PIB per cápita (% anual) países de la OCDE (El Banco Mundial, 2015)

Los países con PIB por encima del promedio en el periodo de 2003 a 2007, tienen una producción de bienes y servicio mayor. Estos requieren de mayores recursos energéticos, sin embargo la desaceleración económica del 2009 afectó a los países de primer mundo al igual que a los que se encuentran en vías de desarrollo (Ilustración 1.12).

La industrialización y el crecimiento de los países en vías de desarrollo son altos, por esta razón es necesario que el mercado eléctrico cubra la demanda energética.

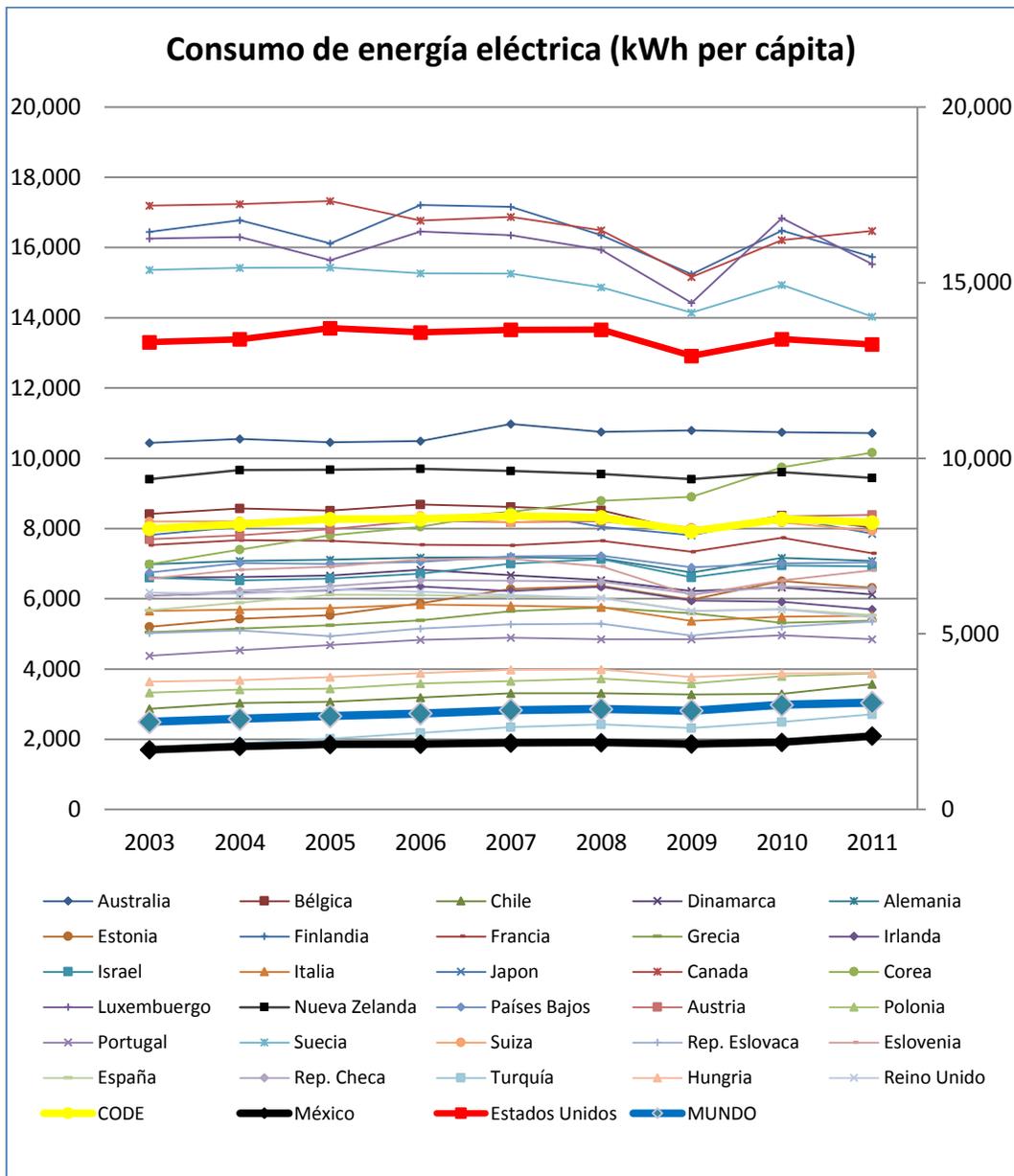


Ilustración 1.13 Consumo de energía eléctrica, (kWh per cápita) (El Banco Mundial a2, 2015)

Según la información de la OCDE, ver Ilustración 1.13, México tiene el menor consumo de electricidad per cápita, o sea un gran crecimiento de demanda de electricidad pendiente. De hecho el consumo per cápita se encuentra prácticamente estancado en aproximadamente 2,000 kWh/per cápita año, en el periodo 2003–2011. Sin embargo podemos observar que la demanda en México siguió de forma creciente hasta la crisis del 2009, esto se observa en la Ilustración 1.14 y que hay un estancamiento en el consumo eléctrico después de la crisis del 2009.

El hecho de que México sea el país con menor consumo eléctrico per cápita de la OCDE, habla de un desarrollo económico menor que ha tenido durante los últimos años, en comparación con los países de dicha Organización.

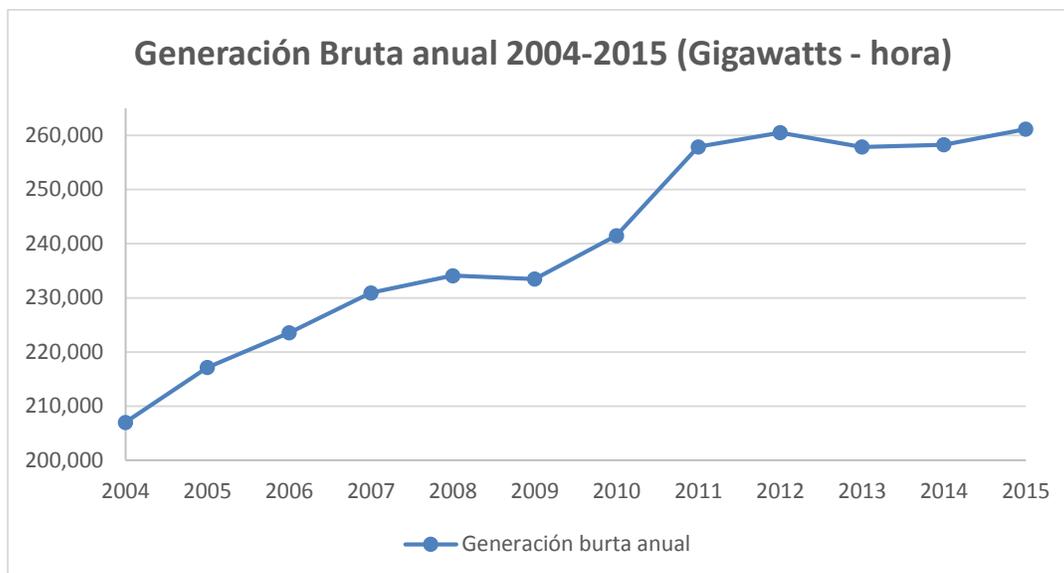


Ilustración 1.14. Generación bruta anual en México 2004 - 2014 (GWh) (SENER, 2015)

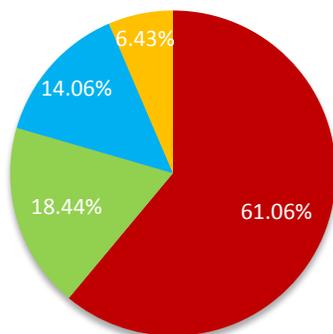
Los países de la OCDE, tienen una gran dependencia de los combustibles fósiles, como se muestra en la Tabla 1.3, ya que el 61.06 % de su generación eléctrica se debe a combustibles fósiles, seguido de la energía nuclear con un 18.44 % y dejando a las energías renovables con menos de 20 % restante, esto fue la generación eléctrica producida el año 2014.

Tabla 1.3 Generación Eléctrica en países de la OCDE del año 2014 (EAI, 2015)

	Generación TWh	Porción por tipo de tecnología
Combustibles fósiles	6 246	61.06%
Nuclear	1 886	18.44%
Hidroeléctrica	1 439	14.06%
Geotérmica/Viento/Solar	658	6.43%
Total	10 228	100.00%

Con la Ilustración 1.15 se puede mostrar cómo está conformada la generación eléctrica en los países miembros de la OCDE, dejando en claro que los combustibles fósiles se ocupan mayormente para generación eléctrica.

Generación Eléctrica en países de la OCDE del año 2014 [TWh]



■ Combustibles fosiles ■ Nuclear ■ Hidroeléctrica ■ Geotérmica/Viento/Solar

Ilustración 1.15 Generación eléctrica de países miembros de la OCDE (EAI, 2015)

2. Centrales generadoras

Las termoeléctricas instaladas en el país, tanto las propias de CFE, como las de sus Productores Externos de Electricidad, PEE, también llamados *Independientes*, cuentan con una capacidad de 39,289 MW (SENER, 2016) y generan en 2014 fue de 202,344 MWh brutos (SENER, 2015) y en una primera estimación, consumieron 1,740 Peta Joule, PJ, de energía térmica proveniente de combustibles⁶. Las termoeléctricas propias de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) consumieron 1,205 PJ de energía térmica de combustibles en 2014, lo que con un precio promedio ponderado de la mezcla de combustibles de 6.91 US\$/GJ (ver memoria de cálculo en Apéndice1), en ese año, tuvieron un costo de 8,327 millones de US\$, equivalentes a 110,835 millones de pesos, Mx\$, a la paridad de ese año⁷.

Tabla 2.1 Capacidad instalada de termoeléctricas en México 2013-2014 (SENER, 2016)

Generador	Tipo de tecnología	Capacidad efectiva (MW)		Números de centrales y unidades en 2014		Participación porcentual por tecnología
		2013	2014	Centrales	Unidades	
C	Vapor (combustóleo y gas)	11,698.60	11,398.60	26	89	21
	Ciclo combinado	7,420.30	7,566.60	13	68	13.9
F	Carboeléctrica	5,378.40	5,378.40	3	15	9.9
	Turbogás	1,510.40	2,303.40	46	110	4.2
E	Combustión interna	259.20	302.40	9	78	0.6
<i>Total CFE</i>		26,266.90	26,949.40	97	360	49.6
<i>PEE</i>	Ciclo combinado	12,339.90	12,339.90	23	77	22.7
<i>Total</i>		38,606.80	39,289.30	120	437	72

De los 1,205 PJ de energía suministrada por los combustibles en 2014 para generación en las plantas termoeléctricas de CFE, el 22% corresponde a combustóleo, equivalentes a 267 PJ, como se puede ver en la Ilustración 2.1. Con un precio promedio de 14.59 \$US/GJ en 2014, el costo por este combustible fue en cambio de 46.8% del costo generación total. La Tabla 2.2 muestra la información de consumos y precios, así como las proporciones de combustibles mencionados para 2014.

⁶ Esta estimación preliminar, con 8,600 kJ/kWh de régimen térmico, se hace por carencia de información de consumo de combustibles de los Productores Externos de CFE.

⁷ Paridad de pesos al dólar de 13.31 en 2014, <http://portalweb.sgm.gob.mx/>

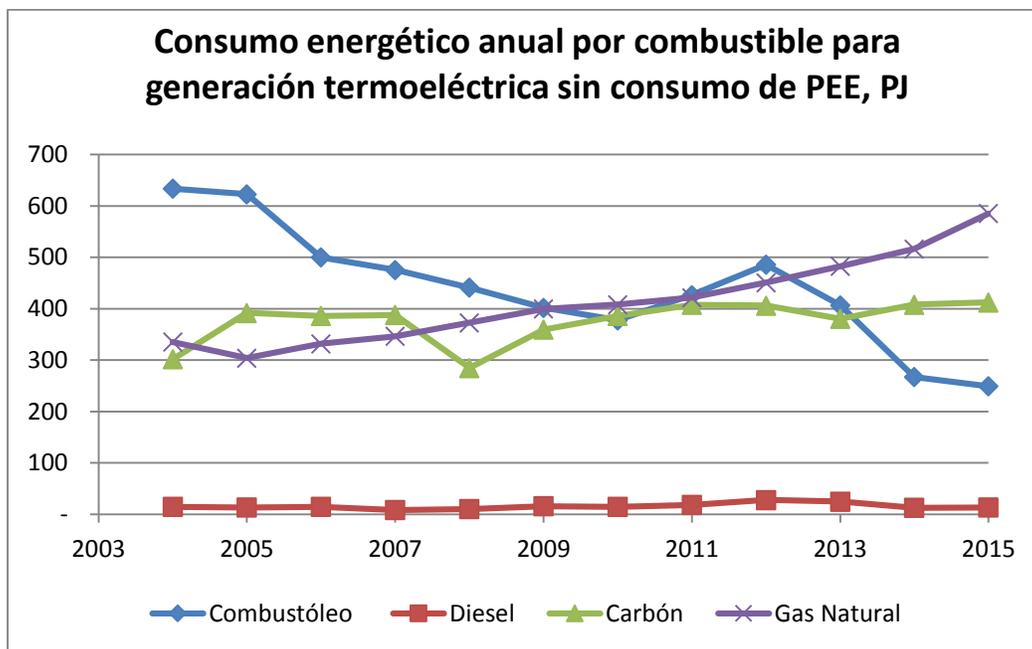


Ilustración 2.1 Consumo energético por combustible para generación en 2014 (PJ) (SENER, 2015)

Tabla 2.2 Consumo y precios de combustibles para generación CFE 2014 (SENER, 2015)

Combustible	Consumo de combustible miles toneladas	poder calorífico (MJ/t)	energía subministrada PJ	Precio de combustible US/GJ	costo generación millones de US\$	% de energía subministrada	% costo generación
Combustóleo	6,317,535	42,325	267.39	14.60	3,902.54	22%	47%
Diésel	330.6	44,706	12.79	25.91	331.31	1%	4%
Carbón	15,529,405	26,282	408.15	4.31	1,759.13	34%	21%
Gas Natural	13,550,818,172 ⁸	38 ⁹	516.41	4.52	2,334.19	43%	28%
		Total	1,204.74		8,327.16	100%	100%

El ahorro máximo posible que la CFE pudo haber tenido en el año 2014, si se considera que la energía producida por el combustóleo y diesel se obtuvo de la quema de gas natural, el cual tenía el precio de 4.52 \$US/GJ en el mismo año, corresponde a dejar de consumir el 22% de la energía proveniente del combustóleo, o sea 267 PJ, más el 1.06% de energía del diesel, 12.79 PJ, que fueron los combustibles más caros del periodo, con 14.60 y 25.91 US\$/GJ, y costo total de 4,233 millones US\$ en el año, y en cambio se hubieran consumido 280 PJ, equivalentes a la suma de energía de combustóleo y diésel, pero a un precio de 4.52 US\$/GJ, por un monto de 1,266 millones de US\$, lo que representa un ahorro de 2,967 millones de US\$, restados de la suma de costos de combustible.

⁸ El consumo de combustible para el gas está en metros cúbicos.

⁹ El poder calorífico del gas se encuentra en MJ/m³

2.1 Tecnologías de generación

2.1.1 Energías renovables

Son conocidas como las fuentes de energía que no son derivadas de combustibles fósiles sino de una fuente natural que se renuevan constantemente, lo que se aprovecha para seguir obteniendo energía.

Las tecnologías de energía renovable para generación eléctrica, se han desarrollado en las últimas décadas para poder prescindir cada vez más de los combustibles fósiles, estas tienden a desplazar parcialmente a las termoeléctricas las cuales producen CO₂ y otros gases de efecto invernadero.

Las energías limpias en comparación con las tecnologías de generación tradicionales pueden tener un alto costo de producción, ya que a pesar de que el energético primario puede ser gratuito, los costos de construcción y la intermitencia, pueden hacer que el costo de la energía generada sea alto, no competitivo con la energía convencional. Esto se muestra en la Tabla 2.3 que contiene el costo por kW instalado de acuerdo con el tipo de tecnología (COPAR,CFE, 2013).

Tabla 2.3 Costo Unitario de Inversión (COPAR,CFE, 2013)

	capacidad por unidad (MW)		Costo Construcción USD/kW		
	bruta	Neta	Directo ¹⁰	Directo más Indirecto ¹¹	CAIO ¹²
<i>Central</i>					
<i>Turbogas Ciclo abierto</i>	84.8	83.1	629	754	798
	274.8	266.7	495	594	634
<i>Turbogas Ciclo combinado</i>	566.4	549.2	739	887	1046
	405.7	391.5	711	854	991
<i>Combustión interna</i>	44	42.3	1768	2122	2508
<i>Carboeléctrica</i>	700	670.3	1806	2167	2810
<i>Nuclear ABWR</i>	1400	1351	3300	4026	6940
<i>Geotérmica Cerro Prieto</i>	4x27	25	1645	1941	2208
<i>PH El Cajón</i>	375	373.1	1335	1062	2129
<i>P.H. Chicoasén II</i>	81.2	80	1304	1565	1947
<i>P.H. Las Cruces</i>	81.2	80	1997	2397	3095
<i>Eólica viento</i>	1.5	1.5	1500	1509	1777
<i>Solar Fotovoltaica</i>	60	59.9	2100	2352	2651

La generación eléctrica por energías renovables, puede ser intermitente por la propia naturaleza de la fuente energética. Esto se muestra en la Ilustración 2.2, donde se presenta la variabilidad de

¹⁰ **Costo Directo:** “se obtiene de dividir, en moneda constante, todas las erogaciones correspondientes a la obra entre la capacidad de la central.” (COPAR,CFE, 2013).

¹¹ **Costo Directo Indirecto:** “se obtiene al añadir al costo ISC, los costos originados por estudios previos o factibilidad, administración del proyecto, ingeniería, control, permisos y otras actividades relacionadas con la obra, mismos que pertenecen a las oficinas centrales y unidades foráneas de la CFE.” (COPAR,CFE, 2013)

¹² **Costo Actualizado al Inicio de operación:** “Este concepto incorpora el costo de los intereses devengados durante la construcción de la obra, considerando una tasa de descuento y los programas de inversión correspondientes.” (COPAR,CFE, 2013)

la velocidad del viento en un parque eólico en la gráfica superior, la energía del viento en la gráfica intermedia y la radiación solar en un campo que podría tener celdas fotovoltaicas. De la observación de estas gráficas debe concluirse que es absolutamente necesario suplementar la generación con tecnologías convencionales.

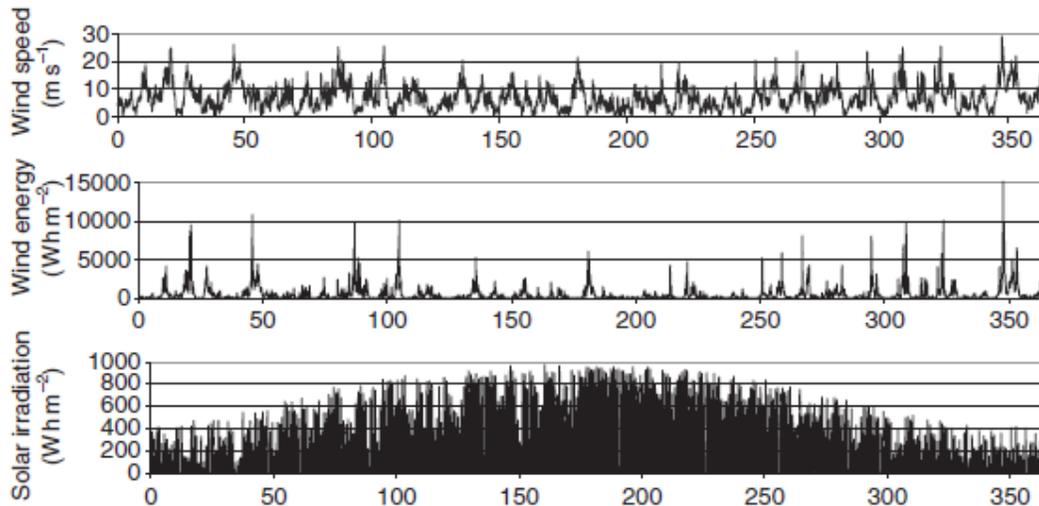


Ilustración 2.2 Variabilidad de los recursos e la energía renovables (velocidad del viento, energía eólica, radiación solar) (Armando Tauro Copyright, 2015)

Las energías renovables tienen aún costos de instalación altos, pudiera esperarse que a través del estudio de las mismas y el uso cotidiano se abaraten en el futuro.

Tanto el alto costo de las energías renovables, como la intermitencia de algunas de ellas, da como resultado que la generación eléctrica siga dependiendo en gran medida de los combustibles fósiles, como lo comprueba el hecho de que los países miembros de la OCDE usan a la fecha un 60.77% de energía de origen fósil para el abastecimiento de sus necesidades de electricidad (EIA)

(EAI, 2015).

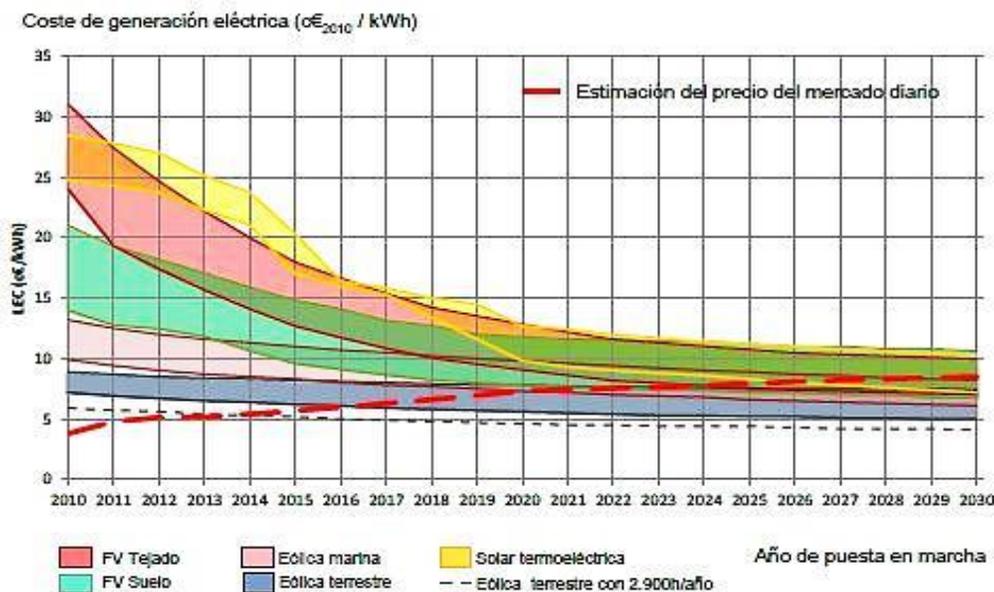


Ilustración 2.3 costo de generación eléctrica (c€/kWh) (EOI, 2015)

Como se puede ver en la Ilustración 2.3, la generación hidroeléctrica, es la única capaz de competir contra la generación de termoeléctricas.

2.1.1.1 Fotovoltaica

La luz solar es una fuente inagotable de energía, en comparación con el periodo de vida de la humanidad. La tecnología fotovoltaica genera energía eléctrica a partir de la transformación de la energía que la luz solar nos brinda.

La producción de energía eléctrica por medio solar se logra con ayuda de celdas solares o fotovoltaicas. Las celdas solares están constituidas por materiales semiconductores (COPAR, CFE, 2013).

La producción de energía eléctrica en plantas solares, aún no se ha desarrollado completamente para competir directamente con las tecnologías tradicionales, principalmente por el alto costo de construcción y por la necesidad de grandes extensiones de terreno para la instalación de los sistemas generadores¹³.

Otras de las desventajas que presentan la planta solares es la intermitencia que presenta por la naturaleza de la fuente de energía, el sol, razón por la cual se tienen que suplementar con energías convencionales cuando la generación de la planta solar es mínima o nula.

El precio obtenido por el CENACE en la subasta para compra de Energía Limpia, cuyos resultados fueron anunciados el 29 de marzo de 2016, fue de 48 US\$/MWh, mayor que el obtenido el 4 de abril siguiente, en la licitación por una central de ciclo combinado en Topolobampo, que resultó en

¹³ Ambas noticias aparecidas en los medios de comunicación nacionales.

un precio de 32 US\$/MWh. Las tecnologías ganadoras en este concurso, de gran escala, fueron energía solar fotovoltaica, en más de 50% y, energía eólica en el resto.

Esta diferencia de precios, 48 vs 32 US\$/MWh hace que la energía renovable no pueda competir directamente contra la mejor tecnología disponible, que por costo es la de turbinas de gas en ciclo combinado, lo que significa que a las condiciones actuales, la generación de energía de origen renovable, necesita subsidios como las Feed in Tariffs (FITs) o los establecidos por la Reforma Energética en México, los llamados Certificados de Energía Limpia, CEL, para poder entrar al mercado y, en su caso, reducir el consumo de combustibles emisores de Gases de Efecto Invernadero, GEI.

Las *Feed in Tariffs* (Vergara) son pagos especiales derivados de políticas gubernamentales, para incentivar el uso de las energías renovables. Las FITs dan incentivos a los productores de energía renovables como a los que manufacturan la tecnología y los desarrolladores de ellas, con estas iniciativas se pretenden que las tecnologías renovables crezcan y que lleguen a la madurez suficiente para que su precio de venta pueda competir directamente y sin ayuda de ningún apoyo contra las tecnologías convencionales, en especial con las que usan combustibles fósiles como fuente de energía.

Pueden existir condiciones especiales, principalmente en redes pequeñas, donde la generación depende de combustibles y tecnologías caras, la generación de energía de estas es a partir de fuentes renovables, pueda y deba, existir sin incentivos.

2.1.1.2 Hidroeléctrica

La plantas hidroeléctricas utilizan la energía potencial que tiene el agua y que se aprovecha al hacerla pasar por una turbina, la energía del agua hace rotar los álabes y estos a la vez harán rotar el eje que está acoplado al generador y finalmente obtener energía eléctrica como se muestra en la Ilustración 2.4.

Existen diferentes tipos de hidroeléctricas, esta depende de las condiciones geográficas donde se encuentre instalada, algunas almacenan grandes cantidades de agua para abastecer la energía eléctrica cuando sea necesario cubrir los periodos pico.

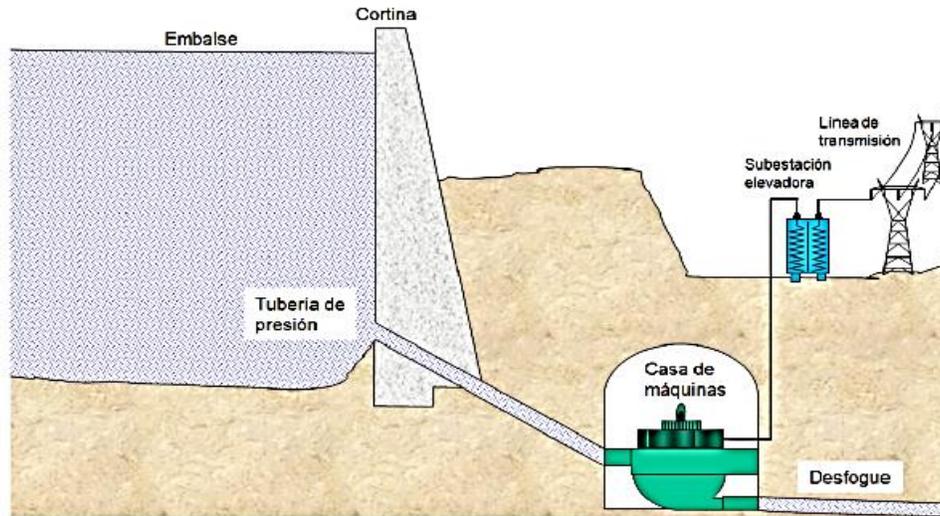


Ilustración 2.4 Diagrama de la configuración básica de Central Hidroeléctrica (COPAR,CFE, 2013)

Los beneficios: (COPAR,CFE, 2013)

- Bajo costo de operación.
- Alta disponibilidad.
- No produce emisiones contaminantes.
- Puede entrar y salir de operación fácilmente y servir como reserva.

Desventajas: (COPAR,CFE, 2013)

- Alto costo de inversión
- Largos periodos de construcción
- La disponibilidad de agua es variable con las estaciones del año.
- Perturba ecosistemas y provoca desplazamiento poblacional

Las plantas hidroeléctricas son parte de las energías renovables que pueden ser competitivas en el mercado eléctrico, dado que su costo variable de generación es bajo, si bien su costo de construcción es elevado, por otra parte el agua fluye de manera natural, si se logra mantener un costo de construcción moderado, el costo total de la generación hidroeléctrica puede competir con las fuentes fósiles. En otras palabras, si el costo de construcción hubiese sido demasiado alto, el costo total de generación, podría ser no competitivo. Este tema se aborda en detalle en el capítulo 3.

A continuación se muestra la Tabla 2.4 con las principales hidroeléctricas el país, esta ordenada de mayor a menor capacidad de generación.

Tabla 2.4 Principales Hidroeléctricas en México, 2014 (SENER, 2015)

Central	No. De Unidades	Capacidad MW	Generación GWh	Factor de Planta (%)
<i>Chicoasén</i>	8	2,400	7,227	34.4
<i>Infiernillo</i>	6	1,200	3,670	34.9
<i>Malpaso</i>	6	1,080	5,016	53.0
<i>Aguamilpa</i>	3	960	1,538	18.3
<i>Angostura</i>	5	900	3,285	41.7
<i>El Cajón</i>	2	750	1,026	15.6
<i>La Yesca</i>	2	750	1,022	15.6
<i>Caracol</i>	3	600	1,608	30.6
<i>Huites</i>	2	422	1,077	29.1
<i>Peñitas</i>	4	420	2,285	62.1
<i>Temascal</i>	6	354	1,273	41.0
<i>Zimapán</i>	2	292	1,840	71.9

La generación hidroeléctrica con almacenamiento, supera la desventaja de la intermitencia. De hecho, esta cualidad, aprovechada en México, hace que las centrales hidroeléctricas puedan ser el complemento que supla las variaciones de otras fuentes renovables, como la proveniente de los aerogeneradores, aunque en México, habría que dejar de usar la generación hidroeléctrica en su función de *Peak Shaving*. El despacho centralizado, con control remoto, podría programarse en algunos sistemas para, llenar el hueco dejado por la intermitencia de la energía renovable.

Otra opción sería la adecuación de presas para el rebombado de agua utilizando los excedentes de energía generada por la generación eólica, y abrir las presas en el tiempo que las planta eólicas estén paradas para el abastecimiento constante de la energía eléctrica (CFE, 2015).

2.1.2 Energías no renovables

Las energías no renovables son aquella fuente que con el uso se agotarán en el planeta, un ejemplo claro es el petróleo que con la dependencia energética que se tiene a nivel mundial se agotan día a día los yacimientos, esto se debe a que para la generación del petróleo en el subsuelo, intervienen procesos físico químicos que necesitan miles de años, altas presiones y elevadas temperaturas, además, de la acumulación de grandes cantidades de materia orgánica.

2.1.3 Tecnologías de generación termoeléctrica

En México la energía eléctrica producida por combustibles fósiles, ha sido parte fundamental de su mezcla de energéticos primarios, pues desde los inicios de generación eléctrica en México, se han utilizado mayoritariamente. La dependencia de los combustibles fósiles en el mercado nacional se ha mantenido con una participación entre 76 y 80 % durante los últimos diez años como se muestra en la Tabla 2.5.

Tabla 2.5 Comportamiento porcentual de generación por tipo de tecnología en México 2004-2014 (SENER, 2015)

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
<i>Hidroeléctrica</i>	14%	12%	17%	11%	15%	14%	12%	11%	15%
<i>Combustibles fósiles</i>	79%	80%	76%	81%	80%	80%	82%	82%	78%
<i>Nucleoeléctrica</i>	5%	5%	4%	4%	2%	4%	3%	5%	4%
<i>Geo., Eólica, Fot.V</i>	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%

La generación eléctrica por combustibles fósiles correspondió a 79.22% en el año de 2014 (SENER, 2015), en las centrales termoeléctricas como energía primaria para la generación eléctrica la quema de combustibles fósiles. Un 63.4% del total corresponde a hidrocarburos tales como combustóleo, gas y diésel y el 9.95% a carboeléctrica y plantas duales; las plantas duales son similares a las plantas termoeléctrica de generación comunes (SENER, 2015), la única diferencia entre las plantas así llamadas *duales* y las convencionales es que en la caldera se pueden quemar dos tipos de combustibles, esto ayuda bajar el costo de generación cuando se elige el combustible más barato. También puede suceder cuando exista un desabasto del combustible que comúnmente quema se utilices el otro para el que esta acondicionada la caldera y la planta siga en operación.

“La central de Petacalco nació siendo dual carbón combustóleo y usó este último durante los primeros años de operación, dado que no se habían terminado las instalaciones para quemar carbón, también usaron combustóleo en periodo de falta de suministro de carbón. Este es un caso claro, y de gran tamaño, de la conveniencia de la dualidad.”¹⁴

Por esta razón es importante encontrar con formas de abaratar los costos de producción de la electricidad a corto plazo y hacer uso de las plantas que ya se encuentran instaladas a lo largo y ancho de la República Mexicana.

¹⁴ José Manuel Muñoz Villalobos. Dixit

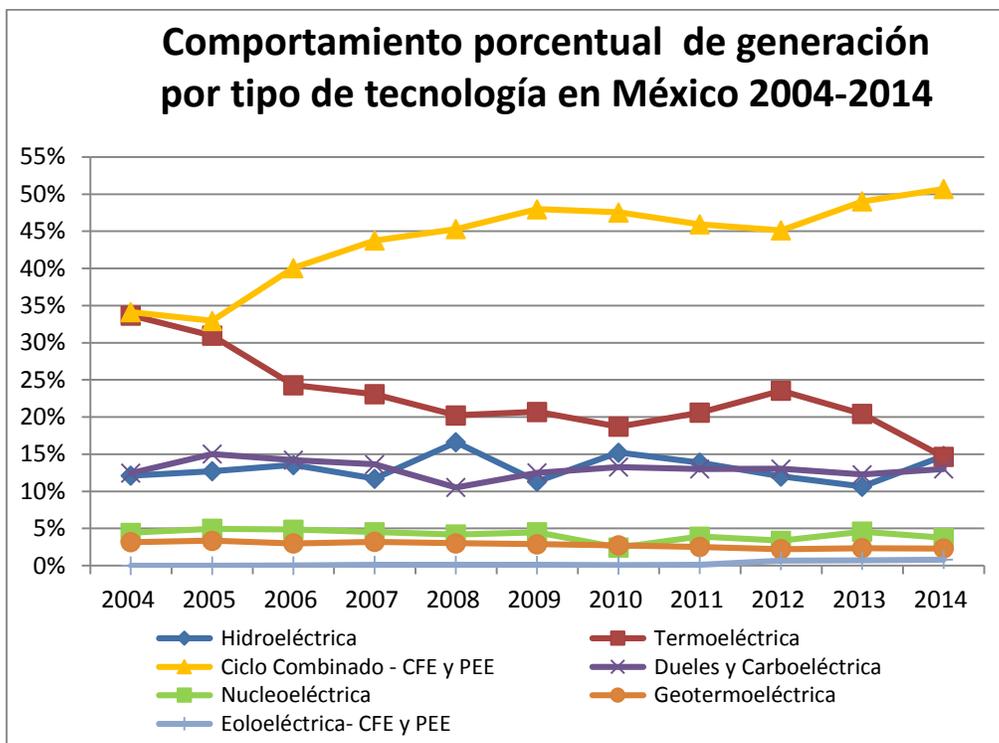


Ilustración 2.5 Distribución porcentual de generación por tipo de tecnología en México 2004-2014. Referencia secretaria de energía. (SENER, 2015)

Una de las alternativas para bajar el costo de generación y aumentar el periodo de vida de las termoeléctricas que se encuentran en operación, es adecuar las centrales para que quemen dos tipos de combustible en la caldera, estos combustibles deben ser los de menor precio en el mercado y adecuados para el ciclo, de esta forma se podrá ofrecer un precio menor al kWh vendido para el suministro eléctrico. Dependiendo de las oportunidades en los precios de los combustibles se abastecerá la central asegurando que el costo de generación sea el menor.

Tabla 2.6 Principales plantas generadoras que usan combustibles fósil del 2014 (SENER, 2015)

Central	Tecnología	No. De unidades	Combustibles Usados ¹⁵	Capacidad MW	Generación GWh	Factor de Planta (%)
Petalcalco	Carboeléctrica	7	Carbón/COPE	2,778	16,167	66.4
Tuxpan	Termoelectrica	6	COPE	2,100	4,563	24.8
Tula	Termoelectrica	11	COPE/Gas	2,095	9,618	52.4
Manzanillo I	Termoelectrica	8	COPE/Gas	1,454	9,136	71.7
Carbón II	Carboeléctrica	4	Carbón	1,400	8,559	69.8
Manzanillo II	Termoelectrica	4	COPE/Gas	1,300	3,384	29.7
Río Escondido	Carboeléctrica	4	Carbón	1,200	8,887	84.5
Presidente Juárez	Termoelectrica	10	COPE/Gas	1,093	5,797	60.6
Valle de México	Termoelectrica	7	Gas	999	4,852	55.4

¹⁵ La información de combustibles usados, es recopilación propia durante mi estancia en CFE.

<i>Altamira</i>	Termoeléctrica	4	COPE/Gas	800	1,234	17.6
<i>Villa de Reyes</i>	Termoeléctrica	2	COPE/Gas	700	1,380	22.5
<i>Puerto Libertad</i>	Termoeléctrica	4	COPE/Gas	632	1,815	32.8
<i>El Encino</i>	Termoeléctrica	5	Gas	619	4,597	84.7
<i>Mazatlán II</i>	Termoeléctrica	3	COPE/Gas	616	2,221	41.2
<i>El Sauz</i>	Termoeléctrica	8	Gas/Diesel	591	4,167	80.5
<i>Salamanca</i>	Termoeléctrica	2	COPE/Gas	550	2,345	48.7
<i>Samalayuca II</i>	Termoeléctrica	6	Gas	522	4,188	91.6
<i>Río Bravo</i>	Termoeléctrica	4	COPE/Gas	511	1,983	44.3
<i>Guaymas II</i>	Termoeléctrica	4	COPE	4	1,665	39.3
<i>Dos Bocas</i>	Termoeléctrica	6	Gas	452	1,453	36.7
<i>Huinalá II</i>	Termoeléctrica	2	Gas	450	2,729	69.2
<i>San Lorenzo Potencia</i>	Termoeléctrica	3	Gas	382	2,948	88.1
<i>Huinalá</i>	Termoeléctrica	5	Gas	378	2,008	60.7
<i>Topolobampo II</i>	Termoeléctrica	3	COPE/Gas	320	1,324	47.2
<i>Samalayuca</i>	Termoeléctrica	2	COPE/Gas	316	711	25.7
<i>Francisco Villa</i>	Termoeléctrica	5	COPE	300	597	22.7

En la Tabla 2.6 se muestra las centrales generadoras que usan algún tipo de combustible, ordenadas de acuerdo a su capacidad de generación eléctrica, siendo Petacalco una planta termoeléctrica que usa carbón como fuente principal de energía para la producción de electricidad, aunque como ya se dijo nació siendo dual, con capacidad de quemar aceite residual, llamado en México Combustóleo, o COPE, en lugar de carbón.

Tabla 2.7 Porción de Generación eléctrica en México año 2014 (EAI, 2015)

	<i>Generación GWh</i>	<i>Porción por tecnología</i>
<i>Combustibles fósiles</i>	225 808	79.22%
<i>Nuclear</i>	9 261	3.25%
<i>Hidroeléctrica</i>	38 557	13.53%
<i>Geotérmica/Viento/Solar</i>	11 413	4.00%
<i>Total</i>	285 039	100%

La energía eléctrica se produce de distintas maneras gracias a la gama de tecnologías que existen para generación eléctrica esto se debe a los recursos naturales y demanda de electricidad, cada una de ellas aporta a la generación total del país porcentajes diferentes como se muestra en la Tabla 2.7; el mercado mundial se encuentra dividido en producción de energías no renovables (usan combustibles derivados del petróleo y carbón), nuclear y renovables (hidroeléctricas, biomasa, eólica, solar, geotermia, entre otras).

Otras plantas importantes en México son las plantas geotérmica de Cerro Prieto, Azufres y Humeros, con capacidad de 570, 191 y 68 MW respectivamente (Negrín, 2015) y la Nucleoeléctrica

de Laguna Verde con una capacidad de 1,400 MW y una generación en 2014 de 9,261 kWh (SENER, 2015).

2.1.3.1.1 *Termoeléctricas*

Las centrales termoeléctricas usan como fuente de energía el calor para la generación eléctrica, esta energía térmica la pueden obtener de variados combustibles, los más comunes en el mercado de generación mexicanos son gas natural, carbón, combustóleo y diésel. Cada uno de estos combustibles requiere de una configuración diferente de los equipos para la quema y el aprovechamiento del recurso.

Las termoeléctricas son la tecnología más estudiada hasta la fecha para generación, por lo que el recurso energético es usado de la mejor manera posible.

Las plantas termoeléctricas pueden usar diferentes ciclos termodinámicos como lo son el ciclo Rankine¹⁶, también conocido como de vapor convencional; el ciclo Brayton¹⁷, que corresponde a turbinas de gas; el ciclo Diésel¹⁸, que corresponde a motores de combustión interna y que usa combustibles líquidos, principalmente aceites de grado medio; y el ciclo Otto¹⁹ que corresponde a motores alternativos de chispa o bujía, usado masivamente en el mundo para automóviles particulares con combustible líquido, principalmente gasolina y que se puede adaptar para generación eléctrica con gas natural o gas LP. Los combustibles se abordaran con más detalle en el Capítulo 2.

También se pueden usar combinaciones de los anteriores ciclos termodinámicos para el aumento de la eficiencia del uso del recurso, principalmente en las centrales de ciclo combinado, donde los gases de escape de una turbina de gas, en ciclo Brayton, son utilizados para la generación de vapor que se inyecta a un ciclo Rankine.

Las termoeléctricas que operan en ciclo Rankine se constituyen de un generador de vapor que convierte el agua en vapor, este vapor sobrecalentado se envía a la turbina donde causa movimiento o energía mecánica que a su vez se transforma en energía eléctrica en el generador eléctrico al cual se acopla.

Las centrales termoeléctricas son hasta el momento la principal fuente de generación eléctrica en el mundo; el ciclo Rankine ha sido el más usado dado que el carbón era el combustible más abundante; en México de dio un fenómeno *sui generis*, un crecimiento de plantas de vapor en ciclo Rankine a base aceite residual que empezó a ser producido por Pemex en cantidades suficientes para soportar el crecimiento de la demanda eléctrica durante la segunda mitad del

¹⁶ William J. Rankine (1820-1872) Ingeniero y físico escoses, pionero en la teoría de máquinas de vapor (Encyclopedia Britannica, 2016)

¹⁷ George Brayton (1830–1892), Ingeniero estadounidenses, desarrollo la teoría de combustión interna a flujo continuo que es base para la turbina (Universida Tecnologica Nacional, Fac. Regional de Menoza, 2009)

¹⁸ Rudolf Diésel (1858-1913) Ingeniero Alemán, inventor de motor de combustión interna encendido por compresión en 1892 (Biografías y Vidas, 2016).

¹⁹ Nikolaus Otto (1832-1891) Ingeniero Alemán, inventor del motor a cuatro tiempos encendió por chispa en 1861 (Biografías y Vidas, 2016).

siglo XX, de manera similar a como se usó el carbón en el resto del mundo. A partir del último decenio del siglo pasado, se dio un cambio sustancial en la tecnología de generación termoeléctrica, que ha seguido siendo dominante, con la introducción masiva de turbinas de gas en ciclo combinado, con eficiencias de generación mucho mayores al 40%, que fue el límite de las unidades de vapor y que aprovecharon la existencia de nuevas fuentes de gas natural.

La generación termoeléctrica con turbinas de gas en ciclo combinado tiene tres ventajas adicionales a la de alta eficiencia: el costo de construcción, 2.4 veces menor que la mejor de carbón en ciclo Rankine como se puede constatar en Tabla 2.3 , el plazo de construcción, que puede ser 50% del necesario para una planta de carbón; muy bajas emisiones de contaminantes y de gases de efecto invernadero en sus gases de combustión.

Se analizará la tecnología que se utiliza para llevar a cabo estos ciclos termodinámicos: vapor, turbo gas, ciclos combinados.

Cada ciclo de generación tiene un consumo de energía térmica para la obtención de electricidad; esta energía es obtenida directamente de la quema de combustibles fósiles. El uso de estos combustibles se ve reflejado económicamente en el costo de generación eléctrica, este trabajo versa en torno a la posibilidad de que en algunas plantas se pueda bajar el costo variable de generación por el cambio de combustible que quema.

El proceso de transformación de la energía calorífica liberada por un combustible hasta potencia útil en forma de electricidad, tiene una eficiencia determinada por (Cengel, 2009)(Cengel, 2009)

- a. Las irreversibilidades del ciclo termodinámico correspondiente,
- b. El calor de formación de agua por medio de la transferencia de calor por los gases de combustión
- c. Pérdidas de energía que se ceden al entorno, en forma de radiación, conducción, fricción, fugas, eléctricas.

Las centrales termoeléctricas pueden clasificarse por el tipo de tecnología que usa para la generación, las termoeléctricas que trabajan en ciclo de vapor llamado Rankine, son llamadas comúnmente termoeléctricas convencionales.

Después vienen las centrales de turbinas de gas que trabajan en el ciclo llamado Brayton. Otras categorías dentro de esta clasificación son los ciclos combinados, el ciclo usa una turbina de gas, cuyos gases de escape son usados para producir vapor en un generador de vapor de recuperación de calor, este es usado para alimentar una turbina de vapor, con lo que se aprovecha mejor el poder calorífico que brinda el combustible, o sea, se aumenta la eficiencia del proceso de generación termoeléctrica.

Los tipos de combustibles usados en diferentes tecnologías de generación son:

- Gas natural
- Carbón
- Aceite residual de petróleo o combustóleo

- Aceite destilado ligero o Diésel
- Otros combustibles sólidos como subproductos agrícolas o residuos sólidos municipales.

2.1.4 Ciclos de vapor

Un ciclo tiene diferentes parámetros y conceptos, que pueden ser comprendidos de una mejor manera un ciclo de vapor. El ciclo ideal es conocido como ciclo de Carnot que usa un fluido de trabajo mezcla vapor y agua para la generación de potencia.

2.1.4.1 Ciclo de Carnot

El ciclo de Carnot es un concepto teórico del funcionamiento de una máquina térmica y no tiene aplicación mecánica por esta razón cuenta con procesos completamente reversibles, en otras palabras no tiene pérdidas de energía en sus propiedades al realizar un proceso. De los cuatro procesos que realiza son dos adiabático y dos isotérmicos.

Un diagrama temperatura-entropía ilustra de una mejor manera el comportamiento del fluido de trabajo:

De acuerdo al diagrama temperatura-entropía del ciclo de Carnot mostrado en la Ilustración 2.6 de 1-2 el agua se convierte en vapor con adición de calor isobáricamente, posteriormente de 2-3 el vapor se expande isotrópicamente para producir trabajo en la turbina ($W_T = (h_3 - h_2)$) y quedar en zona de mezcla. La mezcla de líquido vapor que queda a la salida de la turbina se le retira calor para que se condense a presión constante de 3-4, para finalmente comprimir la mezcla de baja calidad isotrópicamente y llevarla a la presión inicial y que inicie el ciclo nuevamente (BLACK & VEATCH, 1996).

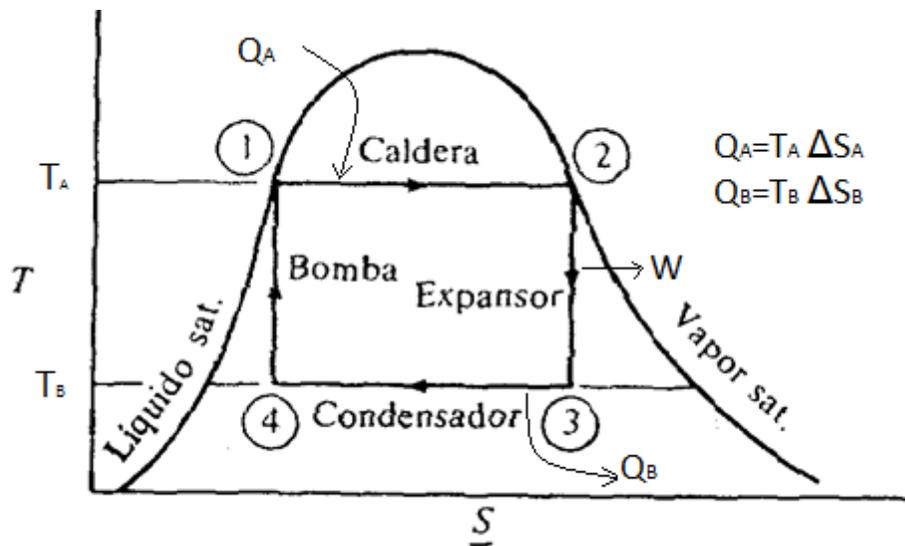


Ilustración 2.6 Diagrama entropía temperatura de ciclo de Carnot

El ciclo de Carnot trabaja teóricamente con un fluido que se encuentra la mayor parte del tiempo en mezcla solo en los puntos dos y tres podemos encontrar el fluido en un solo estado, en dos se encuentra en líquido saturado mientras que en tres por la adición de calor por la caldera lo encontraremos en vapor saturado.

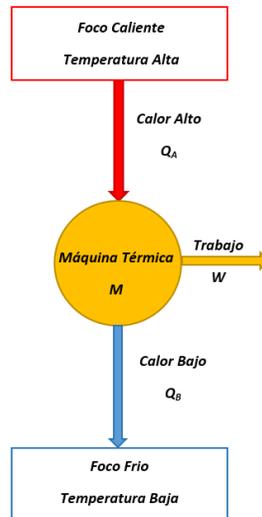


Ilustración 2.7 Esquema de Máquina Térmica (Cengel, 2009)

La máquina térmica ideal es alimentada por un foco caliente que le brinda calor, esta transforma parte del calor en trabajo y desecha la otra fracción a un foco frío como se muestra en la Ilustración 2.7, si el proceso es llevado de forma adiabática, en el que no hay pérdidas de calor al medio ambiente, la máquina también puede funcionar de manera inversa.

El ciclo de Carnot es ideal porque en la naturaleza no existe; los procesos reales son por naturaleza irreversibles, las irreversibilidades se explican con el concepto de entropía. La Segunda Ley de la Termodinámica aporta el concepto de entropía, este concepto se entiende como la transformación de un tipo de energía a otra, el ciclo convierte energía calorífica a trabajo, sin embargo no es posible transformar todo el calor en trabajo por esta razón una fracción del calor es rechazado y produce otros tipos de energía innecesarios para el proceso.

Carnot muestra claramente la eficiencia máxima que puede tener idealmente un ciclo térmico e idealmente es que entre mayor sean la diferencia de temperaturas entre la admisión y la condensación, mayor será la eficiencia en el ciclo (BLACK & VEATCH, 1996).

$$\eta = \frac{T_1 - T_3}{T_2} \quad 2.1$$

1.1.1.1 Ciclo de Vapor

El ciclo de vapor o ciclo Rankine, tiene como base el ciclo de Carnot por ser el ciclo térmico ideal que explica el funcionamiento de una máquina térmica. El ciclo Rankine es un ciclo de aplicación real, presenta problemas por la ineficiencia con la que se llevan a cabo los procesos por el cambio de fase del fluido de trabajo, en los diferentes procesos que se desarrollan en el ciclo se generan

irreversibilidades. Las irreversibilidades se ven reflejadas en la eficiencia y se pueden definir como la pérdida de energía de un proceso.

La eficiencia para los ciclos reales se define como:

$$\text{Eficiencia} = \frac{\text{Potencia útil}}{\text{Potencia de entrada}}$$

La potencia útil es trabajo final que se ha transformado en energía eléctrica después de las pérdidas provocadas por las irreversibilidades del sistema.

El ciclo Rankine ideal es la base conceptual de la generación eléctrica por medio de vapor. El ciclo Rankine explica cómo se utiliza la energía térmica en una central termoeléctrica: con un ciclo de vapor despreciando las irreversibilidades que existen en los procesos como lo son pérdidas de calor, presión y la eficiencia que se llevan a cabo para la obtención de la electricidad. El ciclo Rankine ideal se encuentra conformado por 4 procesos que son (Cengel, 2009):

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

Estos son los cuatro procesos principales con los que se representa un ciclo de vapor idealmente como se puede ver en Ilustración 2.8.

Al principio del uso de las plantas termoeléctricas se utilizaba vapor saturado, a través del tiempo con la implementación de nuevas tecnologías para mejorar la eficiencia del ciclo con un aumento de calor para llevar el vapor a un estado de sobrecalentamiento, otra manera de conseguir más potencia es el aumento de la presión de trabajo en la caldera ya que con el aumento de la presión se relaciona directamente la temperatura de saturación, haciendo que el trabajo aumente.

El ciclo Rankine simple cuenta con una turbina, un condensador y una bomba, ya que solo usa una vez el vapor y tiene una turbina de una sola etapa, la presión con la que trabaja es la presión de saturación de vapor como se puede observar en la Ilustración 2.8.

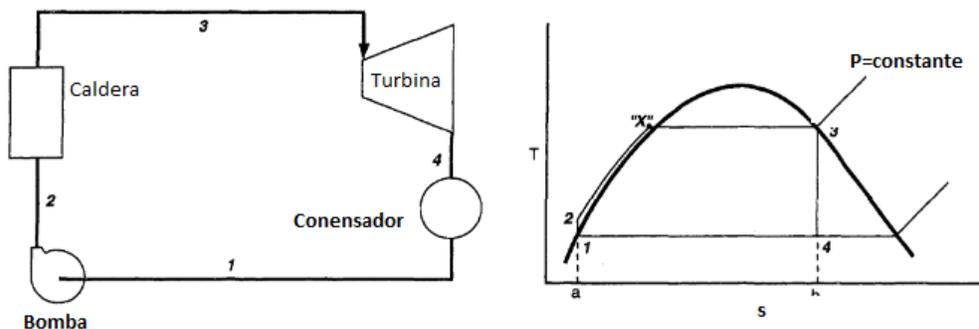


Ilustración 2.8 Ciclo Rankine Simple (BLACK & VEATCH, 1996)

La importancia de la caldera en el ciclo es que esta provee de la energía térmica al llevar el agua a un estado de vapor sobrecalentado, dado que entre mejor se ocupen los recursos energéticos que te brinda la caldera, la eficiencia en el ciclo será mayor. Para aumentar la eficiencia se puede aumentar la presión de operación de la caldera para el vapor, de acuerdo con el postulado de estado termodinámico que dice que definiendo dos propiedades intensivas cual sean de un estado se puede definir un estado termodinámico, por esta razón al aumenta la presión, la temperatura se verá modificada cuando el vapor se encuentre en estado de saturación.

2.1.5 Nuclear

La producción de electricidad por medio de la energía nuclear en México, ha sido de entre cinco y tres por ciento del total durante los últimos diez años (SENER, 2015). Toda la energía nuclear que se genera en México proviene de la única planta que existe en territorio nacional, cuyo nombre es Laguna Verde, misma que tiene una capacidad de 1,400 MW suministrada por los dos reactores que existen en la planta (SENER, 2015).

La capacidad de generación de una planta nuclear es de alto costo de construcción, dado que debe cumplir con las normas y estatutos de seguridad de construcción y ello provoca que los costos de sus instalaciones sean mayores que los de una termoeléctrica de carbón. Esto también lleva a que el tiempo de construcción sea mayor y que la inversión hecha solo sea redituable, después de los primeros años de operación.

México es el menor productor de energía eléctrica por fuentes de energía nuclear, entre los países de la OCDE que generan electricidad por este medio. En la Ilustración 2.9 también se puede observar como Japón disminuyó su producción de energía eléctrica por fuente nuclear debido al accidente de la central Fukushima del año 2011.

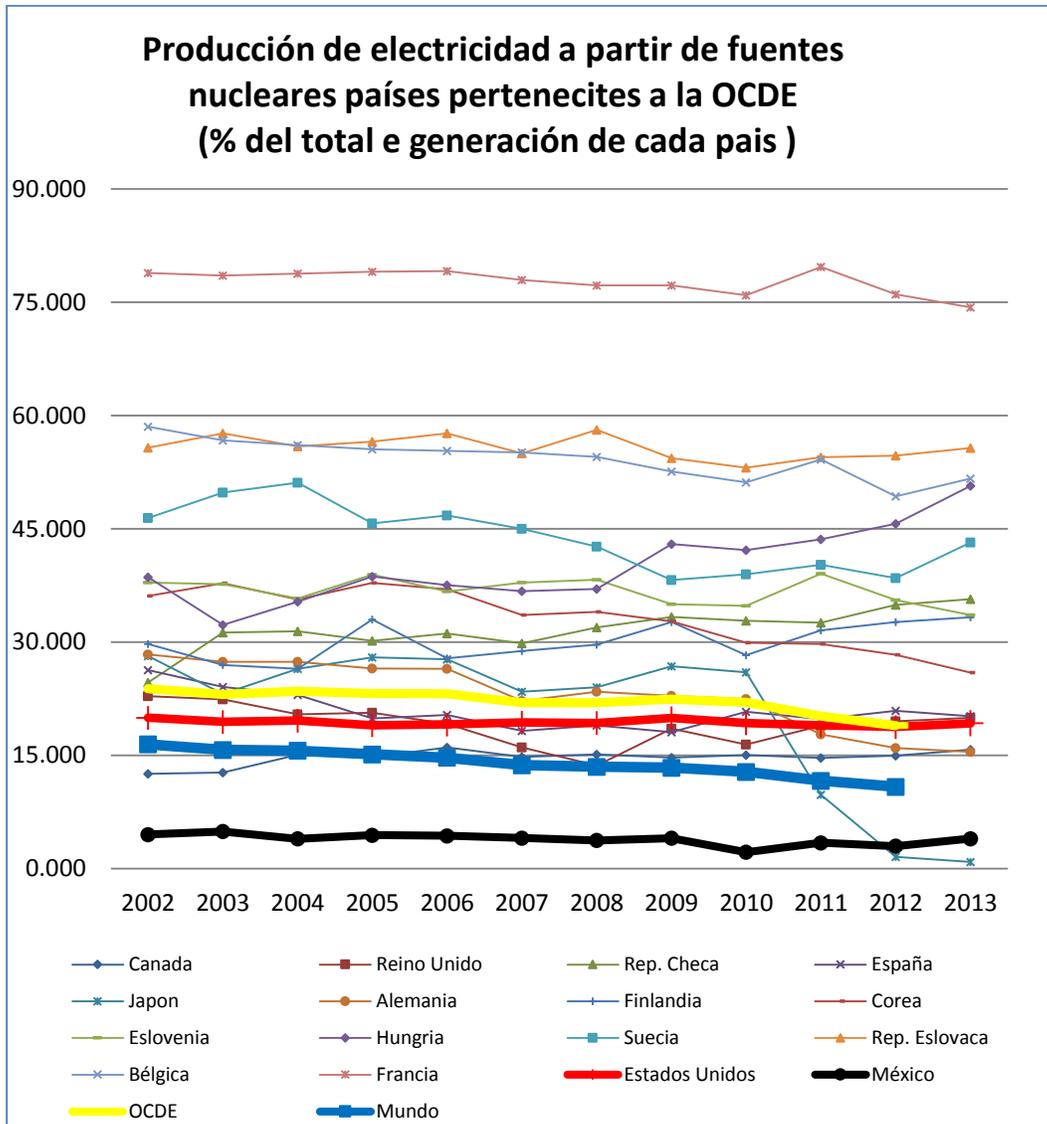


Ilustración 2.9 Producción de electricidad a partir de fuentes nucleares países pertenecientes a la OCDE (% del total e generación de cada país)

1.1.1.2 Vapor mayor

Para que el ciclo Rankine tenga un mejor uso de un la energía que brinda el combustibles conviene evitar la zonas de humedad del diagrama de Molliere, es decir que el vapor no entre en zona por debajo de la línea de vapor saturado, para que la turbina no se dañe por impactos de gotas de agua, es recomendable incluir una turbina más en secuencia de presión más baja con una flecha en común y hacer un recalentamiento del vapor. El vapor después de la salida de la turbina es recalentado y reinyectado a una turbina de presión baja para no desperdiciar la alta presión y temperatura con la que aun cuenta; con este tipo de arreglos se obtiene una mejora que puede ser pequeña en la eficiencia del ciclo, sin embargo para los ahorros de combustibles esto es significativo ya que se aprovecha la energía a la salida de la primera turbina y no es necesario calentar desde zona de líquido saturado el fluido de trabajo.

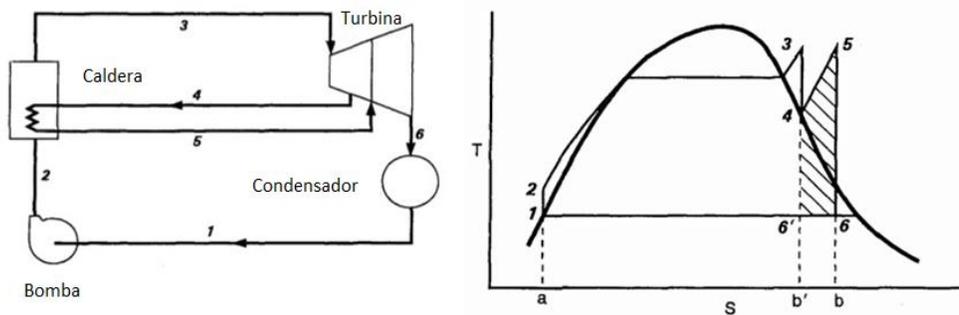


Ilustración 2.10 Ciclo Rankine con recalentamiento (BLACK & VEATCH, 1996; BLACK & VEATCH, 1996)

Otra manera de aumentar la eficiencia del ciclo Rankine es el incrementar la temperatura del agua de alimentación a la caldera por medio de intercambios de calor de pequeñas fracciones de vapor que es extraído de la turbina al agua de alimentación a la caldera, este modificación al ciclo se le denomina como Rankine regenerativo.

En el ciclo Rankine existen diferentes tipos de intercambiadores lo que hacen mezcla de líquido - vapor y los intercambiadores de flujo separado que solo intercambian energía térmica. El intercambiador de mezcla es llamado deareador porque aparte de mezclar dos flujos se encarga de evitar pasar el oxígeno del aire a la caldera. El número de intercambiadores de calor depende directamente de la temperatura deseada para el agua de alimentación.

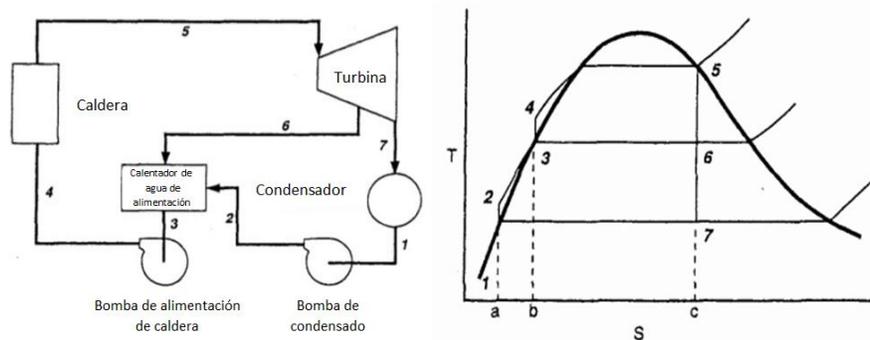


Ilustración 2.11 Ciclo Rankine Regenerativo con alimentación abierta a la caldera (BLACK & VEATCH, 1996)

2.1.6 Turbinas de gas

El ciclo de potencia para una turbina de gas también es conocido como ciclo Brayton en honor a George Brayton quien fue el que propuso el ciclo en 1870 (Cengel, 2009). Las turbinas de gas por lo general operaban en ciclo abierto liberando los gases producto de combustión a la atmósfera. Con la modernización de las tecnologías la energía térmica que tiene los gases producto de la combustión se ha utilizado en otros procesos, obteniendo esta energía con ayuda de un recuperadores de calor, el uso que se le da a la energía térmica se ocupa en diverso procesos uno de ellos es el calentamiento de agua hasta llevarlo a un estado de gaseoso e inyectarlo una

turbina de vapor, al conjunto de turbina de gas y de vapor para la generación eléctrica se le llama ciclo combinado.

El ciclo de una turbina de gas se emplea para generar potencia útil la cual será finalmente transformada en electricidad. La turbina de gas se integra con un compresor, una cámara de combustión y una turbina de expansión. El funcionamiento inicia con la entrada de aire de forma continua al compresor provocando que exista mayor oxígeno en el aire comprimido, posteriormente el aire comprimido viaja a la cámara de combustión, donde el aire es mezclado con el combustible para ignición para posteriormente con los gases calientes productos de la combustión, generar trabajo mecánico en el eje en la turbina para posteriormente liberar los gases a la atmósfera, cuando la turbina de gas trabaja en ciclo abierto, o para hacerlos pasar por un Generador de Vapor de Recuperación de Calor, si se trata de un ciclo combinado.

Las turbinas de gas en ciclo abierto, son utilizadas en el campo de generación eléctrica para cubrir la demanda en las horas pico por su alto costo de generación, derivado de su relativamente baja eficiencia, de que tienen bajo costo de instalación y son capaces de arrancar en tiempos cortos, y además, pueden tener arranque repetidos en un mismo día.

Características ventajosas de una turbina de gas (COPAR,CFE, 2013):

- Tamaño y peso pequeño, en comparación de otras tecnologías
- Bajo costo de inversión
- Tiempo corto de arranque
- Tiempo corto de carga plena
- Corto plazo de instalación y entrega
- No requiere agua de enfriamiento

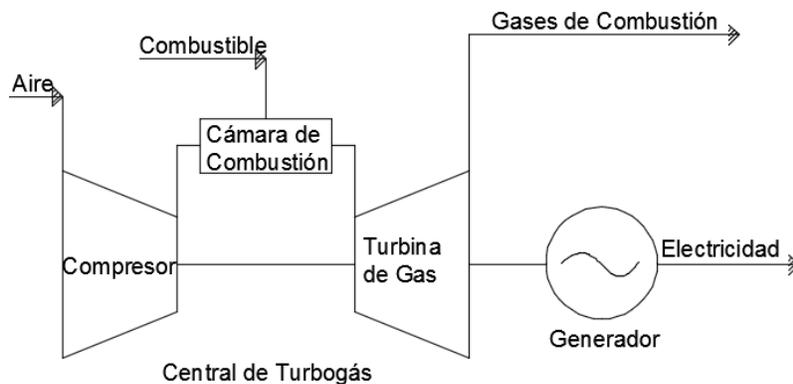


Ilustración 2.12 Central de Turbogás

2.1.7 Turbinas de gas en ciclo combinado

Los ciclos combinados se forman con la combinación de dos ciclos termodinámicos, el Brayton y el Rankine, lo que resulta en una mejor eficiencia para la generación eléctrica. Los dos ciclos de potencia actúan de manera simultánea.

Existen diferentes tipos de ciclos combinados pero por la importancia que tiene para generación eléctrica, se hará un análisis del ciclo combinado con turbina de gas y Generador de Vapor con Recuperador de Calor, GVRC, como se puede apreciar en la Ilustración 2.13.

Los ciclos combinados más utilizados para generación están constituidos por una o varias turbinas de gas, TG, cada una de las cuales se acopla a un Generador de Vapor de Recuperación de Calor, GVRC, que alimenta a una o varias Turbinas de Vapor, TV. El funcionamiento de este ciclo comienza en la turbina de gas con la quema del combustible y la obtención de potencia mecánica en la misma; a la salida de la turbina de gas se reciben los gases de escape, exhaustos para la TG, pero todavía calientes, con suficiente energía térmica, para dirigirlos al GVRC con la finalidad de reusar la energía térmica desechada por la TG para producir vapor; posteriormente el vapor se inyecta a la turbina vapor y de esta forma se obtiene más energía mecánica, ya sin consumo de combustible adicional²⁰.

La capacidad de la turbina de vapor es menor a la capacidad de la turbina de gas, aproximadamente la mitad. Con este arreglo se garantiza un mejor uso de la energía térmica producida por el combustible ya que el calor es utilizado en dos ciclos termodinámicos.

²⁰ Excepto en algunos casos donde, en efecto se añade combustible suplementario al GVRC, por conveniencia de generar más vapor o darle a este más temperatura.

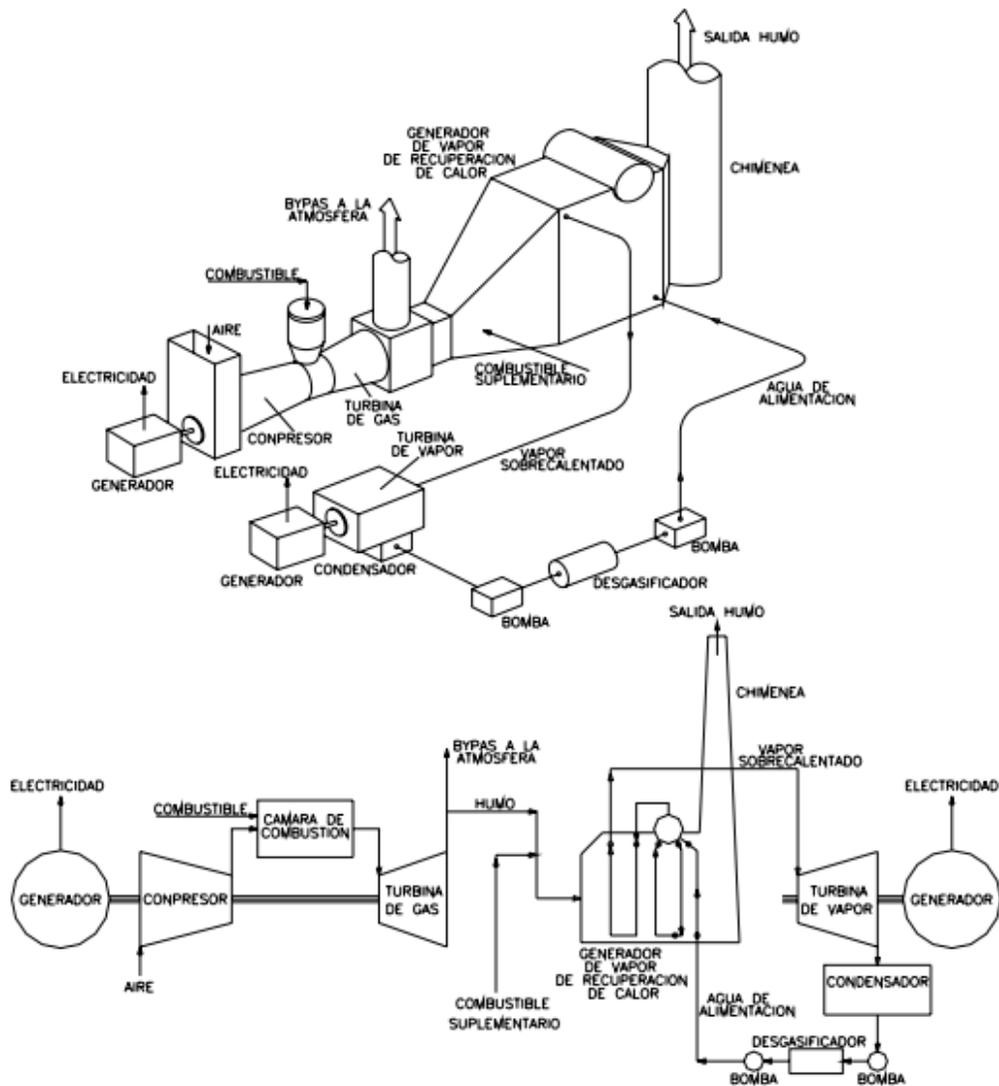


Ilustración 2.13 Esquema básico de Ciclo Combinado (Ismael, 2006)

El ciclo Brayton es el primero en entrar en operación con la combustión dentro de la turbina de gas. El ciclo Rankine toma la energía calorífica con ayuda de una caldera de recuperación de calor, GVRC, de los gases de escape, los que a la salida de la turbina de gas tienen una temperatura más baja que a la entrada a la misma, pero suficientemente alta para generar vapor en el GVRC. De esta manera se aprovecha la energía para calentar agua y generar vapor y accionar el ciclo Rankine. Ambos ciclo generan electricidad simultáneamente, el generador eléctrico puede ser uno para ambos ciclos o cada ciclo tener un generador independiente, eso depende del arreglo de la planta de ciclo combinado.

La turbina de gas es un elemento importante y esencial para el proceso ya que determina la totalidad, o gran parte del consumo de combustible.

La caldera de recuperación tiene como objetivo obtener la energía térmica disponible de los gases a la salida de la turbina para la generación de vapor. El vapor se usará para el accionamiento de la

turbina de ciclo Rankine, que puede llegar a tener hasta tres niveles de presión en este tipo de arreglos.

La turbina de vapor es un diseño simple para las condiciones de operación, los parámetros de diseño son el vapor que alimentará la turbina por lo que depende de las condiciones que salga el vapor de la caldera de recuperación de calor.

2.1.8 Cogeneración con turbina de gas y generador de vapor de recuperación de calor

La cogeneración es la técnica de utilizar la energía residual que algún proceso no consume, por lo general se usa energía mecánica, eléctrica o para ser empleada en otros procesos consecutivos; la energía calorífica es especialmente analizada para la cogeneración.

La energía no utilizada se aprovecha en otros procesos, este uso es secuencial, la energía es utilizada en varios procesos a esto se le llama cogeneración. La cogeneración es un método usado en plantas termoeléctricas, la transformación de la energía térmica para generar electricidad en termoeléctricas convencionales se encuentran con eficiencia entre 40% y no mayores al 55%, por lo que se ha optado en usar la energía remanente en procesos subsecuentes en forma de cascada, dando un mejor uso a la energía suministrada por el combustible aumentado la eficiencia entre 75% a 80 %.

Los beneficios que tiene el uso de la cogeneración son que se usa menos energía primaria, lo cual trae como un beneficio secundario menos emisiones contaminantes, por el uso más eficiente de la energía del combustible. Viéndolo desde un punto de vista económico, también representa un menor costo.

Tanto los ciclos de vapor convencional, como los de ciclo combinado pueden ser usados para cogeneración, que consiste en el aprovechamiento de la energía obtenida del combustible en más de un sistema de utilización, por ejemplo, vapor de calentamiento para procesos industriales.

El parámetro usado para evaluar la conveniencia de un sistema de cogeneración, es la Eficiencia Combinada Calor-Potencia, CHP, por sus siglas en inglés. La eficiencia de la cogeneración es:

$$Eficiencia\ CHP = \frac{(potencia\ útil\ eléctrica + potencia\ térmica)}{potencia\ de\ entrada}$$

Los procesos en los que se ocupa el vapor después de la salida de la turbina, generalmente son procesos industriales o de calefacción los cuales, generalmente, necesitan vapor de baja temperatura y bajas presiones.

Un primer caso de cogeneración se da en plantas industriales que requieren de vapor para sus procesos, tales como un ingenio azucarero, o una refinería de petróleo; simultáneamente estas industrias requieren de electricidad para accionamiento mecánico de bombas, ventiladores, bandas transportadoras, molinos, y otros equipos. Como lo muestra la Ilustración 2.14, la industria

en cuestión necesita tener calderas para generación de vapor, por una parte, y alimentación eléctrica externa por otra. La eficiencia en el uso del combustible para solo generación de vapor, es alta, de más de 80%.

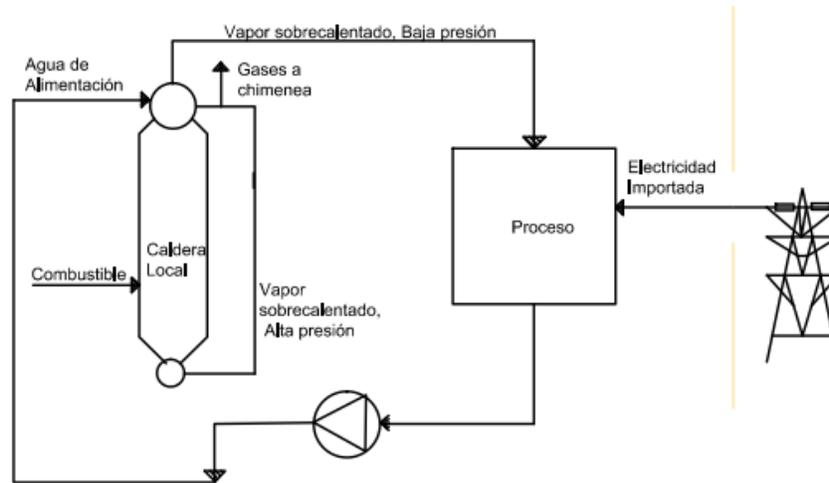


Ilustración 2.14 Industria con caldera, sin cogeneración

El recurso, de generar electricidad localmente, de manera separada a la generación de vapor, es de muy baja eficiencia, del orden de 30% o menos, además de que los costos unitarios de inversión, \$/kW, en plantas eléctricas pequeñas, es muy alto.

En una de las formas más simples de cogeneración, la caldera del ejemplo anterior se usa para producir vapor de presión más alta²¹ que la necesaria para calefacción, con el objeto de mover una turbina de vapor que **cogenera** electricidad localmente como se muestra en la Ilustración 2.15. El consumo adicional de combustible es muy pequeño, pero la eficiencia combinada calor-potencia, es tan alta como la encontrada en el caso anterior. Esta forma de cogeneración se usó ampliamente durante todo el siglo XX.

²¹ Para este ejemplo se puede considerar como presión *baja*, solamente para calefacción, 3 bar; presión *media*, 20 bar; presión *alta*, 60 bar.

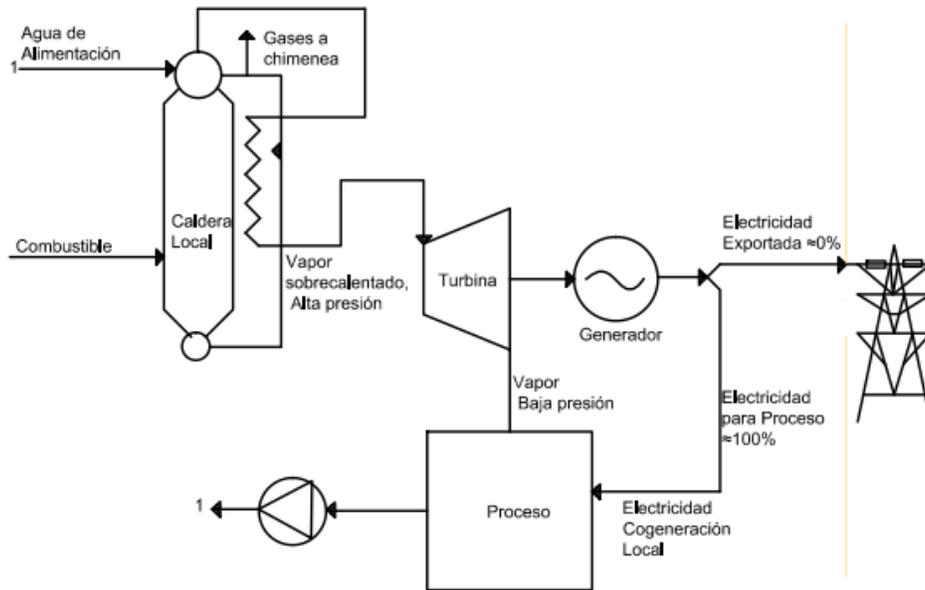


Ilustración 2.15 Industria con demanda de vapor y cogeneración con turbina de vapor.

Otra forma de cogeneración, que se ha popularizado desde los últimos años del siglo pasado, consiste en el uso de turbinas de gas acopladas con GVRC, para generación de vapor, para su uso en los procesos industriales. Una característica de este arreglo es que, a diferencia del primer tipo de cogeneración descrito antes: caldera-turbina de vapor-proceso, en el que se genera aproximadamente 1 MW de electricidad por cada 10 toneladas por hora de vapor de proceso, este nuevo caso: Turbina de Gas-GRVC-Proceso, la generación de electricidad es de aproximadamente 1 a 1, o sea, 1 MW por cada tonelada por hora de vapor a proceso. Esto significa que la industria en cuestión puede transformarse de solo productora de sus productos industriales, a participante del mercado eléctrico, con posibilidad de vender electricidad.

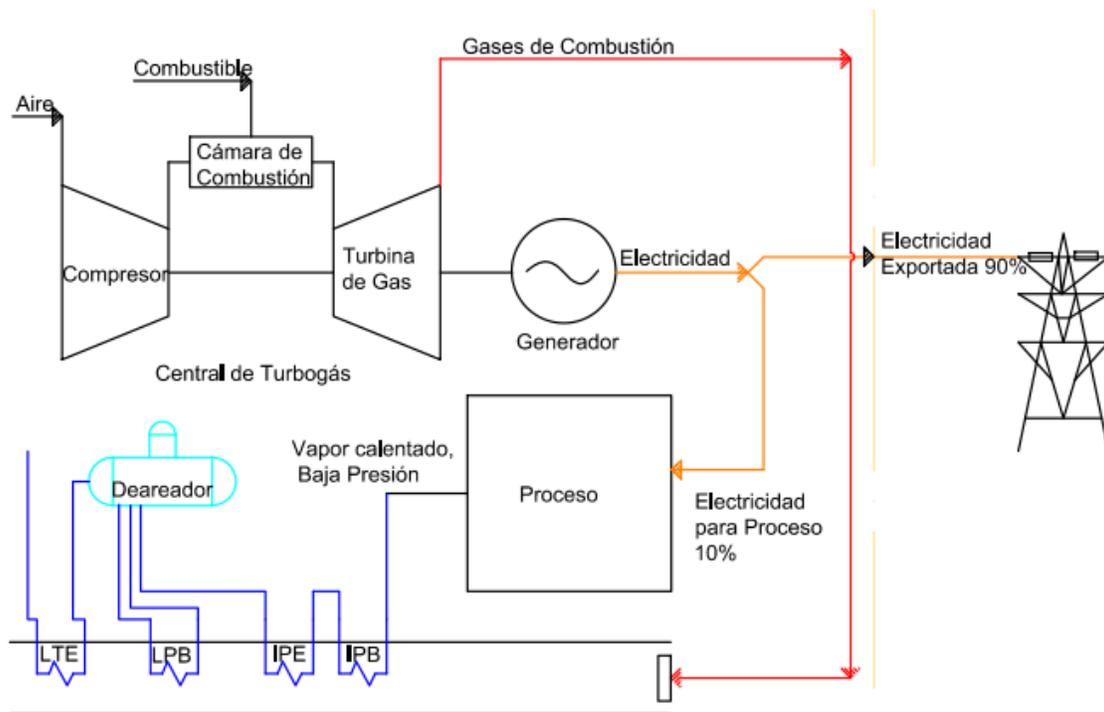


Ilustración 2.16 Industria con demanda de vapor y cogeneración con turbina de gas

2.2 Generadores de vapor o calderas

Los generadores de vapor, también conocidos como calderas, usados en la producción de vapor en los ciclos Rankine, las calderas o como en las plantas termoeléctricas que usan algún tipo de combustibles fósiles como fuente de energía, cuentan con los elementos necesarios para el aprovechamiento eficiente de la energía, la generación del vapor y el desecho de los gases producto de la combustión.

Las calderas transmiten el calor de dos formas posibles: por radiación y convección. Esto depende del tipo del combustible que quema. Algunas son predominantemente convectivas mientras otras transmiten energía calorífica por radiación, por lo cual el hogar deben tener medidas específicas.

El arreglo que tienen las calderas en una termoeléctrica depende del combustible que quema, el equipo de la caldera debe ser adecuado, estas diferencias son dadas por la naturaleza del combustible, dado que existen cenizas en las calderas que usan carbón, lo que dificulta el uso de estos combustibles, por lo cual una solución para el manejo de la cenizas es que sean grandes y espaciadas para que exista una combustión completa aparte de que su flama es más brillante razón por la cual brinda energía calorífica por radiación, por otra parte las calderas que queman gas natural, por la naturaleza del combustible, las cenizas son casi inexistentes y tiene un flama más opaca que la el carbón por lo que la generación de calor que se produce en el hogar brinda energía por convección hacia el haz de tubos por las que pasa el agua para la generación de vapor.

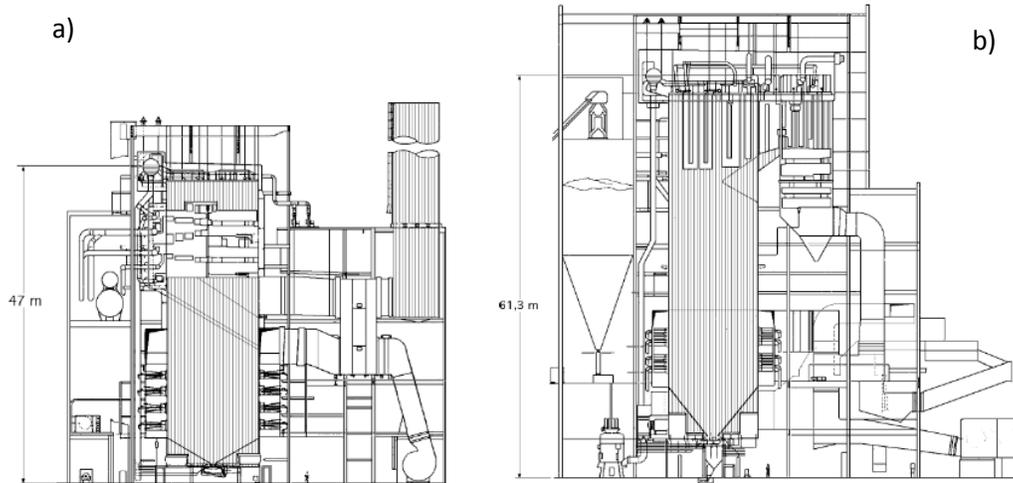


Ilustración 2.17 Esquema e platas termoelectricas a) quemado de gas, b) quemado de carbón (Díez)

Los generadores de vapor esta constituidos principalmente por:

- El hogar
- Sobrecalentadores de vapor
- Recalentador de vapor
- Banco de evaporación
- Economizador
- El atemperador y sistema de control de temperatura
- El pre-calentador de aire

El hogar es un espacio en el que se genera la combustión por medio de la inyección del combustible y aire, este espacio debe ser libre y cerrado, las dimensiones están dadas por las características de la combustión que se lleva a cabo en el hogar. El hogar se encuentra rodeado de tubería ya sea que se encuentre el arreglo de la tubería de forma horizontal o vertical, los cual lleva en su interior agua para la generación de vapor.

En el hogar el aire en la combustión es importante dado que este contiene el oxígeno, este es el comburente para la reacción de ignición, el abastecimiento adecuado de oxígeno en el hogar genera una combustión completa, esto quiere decir que los elementos reactivos con el oxígeno del combustible se oxidará al máximo, lo que quiere decir que la reacción brindará la mayor energía posible en la combustión y emitirá la menor cantidad de contaminantes. En caso contrario, que el oxígeno no sea el adecuado al momento de la ignición la combustión se dará de una manera inadecuada provocando combustión incompleta haciendo que baje la calidad de la combustión.

Existen varios tipos de arreglos para los generadores de vapor, uno de ellos es el generador de vapor recuperador de calor, GVRC, este tipo de arreglo de sobrecalentado, evaporizado, recalentador y economizador, el arreglo está en la secuencia antes dada.

Los sobrecalentadores son bancos de tubos que se utilizan para elevar a una mayor temperatura el vapor generado por la caldera, de esta forma se le da más energía térmica al fluido de trabajo, que posteriormente se inyecta a la turbina de vapor, una razón por la que se eleva la temperatura del vapor es para que al entrar a la turbina se encuentre en estado sobrecalentamiento, esto evitará que el vapor se condense dentro de la turbina y provoque que erosión en los álabes por la alta velocidad del flujo.

Los recalentadores de vapor también son bancos de tubos que funcionan como intercambiadores de calor brindando energía térmica al vapor después de salir de la turbina de la etapa de alta presión para posteriormente reinyectar el vapor a otra etapa de una presión menor.

Economizador es un intercambiador de calor que extrae el calor del vapor saliente de la turbina o de los gases de escape calientes para calentar el agua que entrara a la caldera, esto ahorra energía térmica para llevar al cambio de fase de agua a vapor en el hogar.

Los precalentadores de aire son utilizados en las calderas para calentar el aire antes de la entrada en hogar, esto se logra intercambiando de calor que hace que interactúen térmicamente los gases producto de la combustión y el aire.

3. Mercado de combustibles

3.1.1 Características y generalidades

Combustible se define como todo aquel material que libera energía calorífica por una reacción de oxidación exotérmica. La oxidación consiste en una reacción entre el oxígeno y el carbono e hidrógeno que están contenidos en el material combustible. La combinación del carbono o hidrógeno con el oxígeno provoca una reacción exotérmica liberando calor bajo condiciones adecuadas.

Los procesos de combustión tienen como objetivo transferir de la manera más eficiente la energía térmica liberada por la reacción química a fluidos de trabajo adecuados, los que a su vez entregan su energía térmica, en forma de energía mecánica, ahora para mover generadores eléctricos.

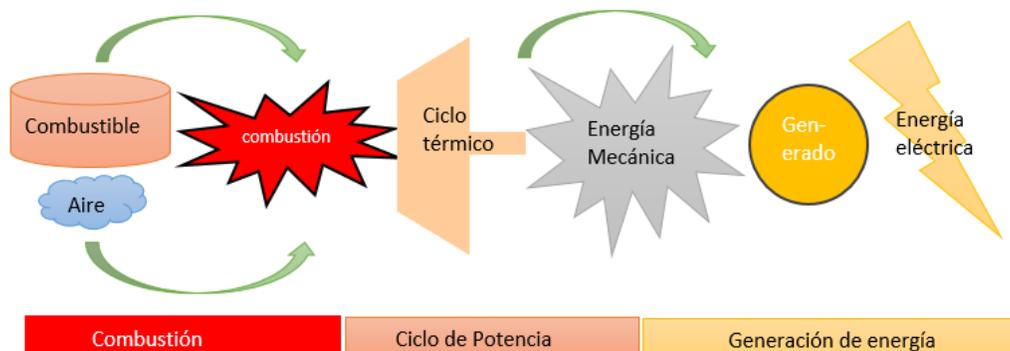


Ilustración 3.1 Transformación de energía

Gracias al conocimiento de la primera ley de la termodinámica, sabemos que podemos transformar un tipo de energía en otra, en este caso la energía que proviene de la combustión puede ser usada para la producción de otras energías y uno de los usos más comunes es la generación eléctrica. Los combustibles más usados hoy en día para generación eléctrica son:

- Gas natural
- Carbón
- Derivados de petróleo
 - Diésel
 - Combustóleo
 - Gasolinas

3.1.2 Carbón

El carbón es un combustible fósil sólido, es de color oscuro, se caracteriza por ser una roca estratificada. La estratificación se debe por la acumulación de la vegetación primitiva de hace millones de años, que al quedar enterrada fue sometida de manera natural a altas presiones y temperaturas, por esta razón obtuvo las características físicas que hoy conocemos.

El consumo del carbón al igual que el de otros tipos de combustibles puede ser implementado en diferentes sectores, ejemplos de ellos son la industria, residencia y el sector energético.

El carbón a pesar de ser un combustible sólido y sucio para el medio ambiente, tiene un gran poder calorífico, ideal para la generación de vapor en plantas de alta potencia.

En el país existen tres plantas termoeléctricas de ciclo Rankine que operan con carbón, dos se encuentran ubicadas en Río Escondido, Coahuila y la tercera en Petacalco Guerrero.

En México se ha mantenido casi constante en el consumo de carbón la última década, mientras que la tendencia de Estados Unidos por el uso de este combustible ha disminuido como lo muestra la Ilustración 2.2, en la misma Ilustración se puede apreciar como el porcentaje de consumo de carbón para generación ha disminuido para los el conjunto de países miembros de la OCDE, sin embargo el mundial sigue con una ligera alza.

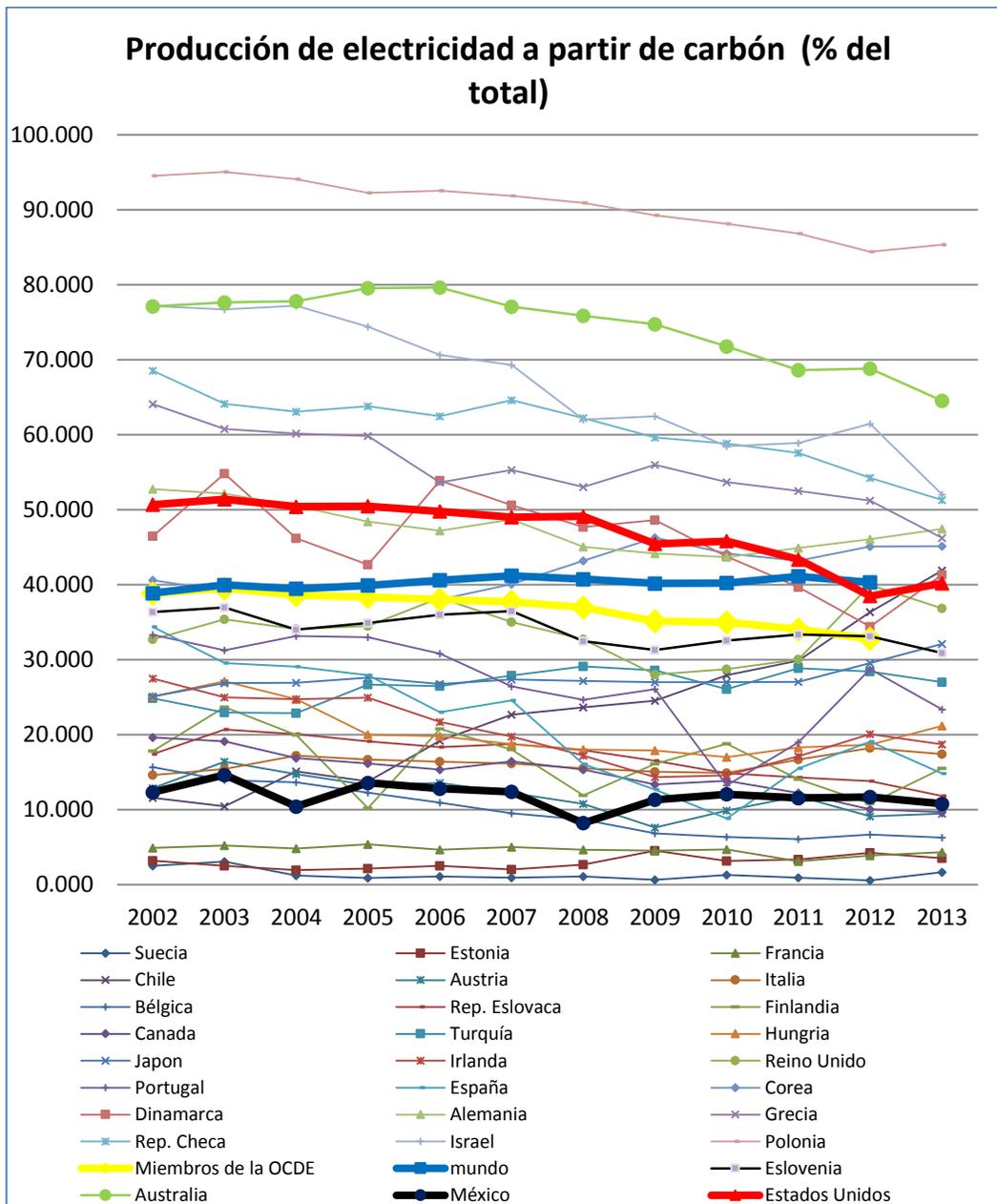


Ilustración 3.2 Producción de electricidad a partir de carbón en países de la OCDE (% del total)

3.1.3 Gas natural

El gas natural se puede obtener de manera secundaria de yacimientos de petróleo o depósitos de carbón, también se encuentra de forma independiente en yacimientos de gas no asociado.

El gas natural está constituido en su mayoría por una mezcla de gases alcanos, el metano (CH₄) es el que tiene mayor presencia en la mezcla segundo de pequeñas porciones de otros alquenos, los alcanos son hidrocarburo está constituido únicamente de cadenas de carbón e hidrogeno con enlace simple; otros elementos que pueden entrar en la composición del gas en pequeños

porcentajes son bióxido de carbono, nitrógeno, helio, ácido sulfhídrico y agua, como se muestra en la Tabla 3.1 que es composición típica de gas natural en:

Tabla 3.1 Composición típica de gas natural

Componente	%	Componente	%
Metano	95,0812	i-pentano	0,0152
Etano	2,1384	Benceno	0,0050
Propano	0,2886	Ciclohexano	0,0050
n-butano	0,0842	Nitrógeno	1,9396
i-butano	0,0326	CO ₂	0,3854
n-pentano	0,0124	Otros	0,0124

Después de su extracción, el gas natural debe ser procesado para quitar impurezas como lo son el ácido sulfhídrico y el bióxido de carbono, a este proceso se le llama endulzamiento, para después del gas natural ser transportado para su uso.

El uso del este combustible está teniendo un gran auge en el sector energético dado que las tecnologías que mejor factor de planta y eficiencia tienen hasta el momento son los ciclos combinados los cuales queman gas natural, esto se debe a que la turbina de gas requiere un combustible que al quemarse no deje residuos, esto sumado con el bajo precio que el gas natural ha tenido en el mercado, hace que este combustible sea una buena fuente de energía eléctrica con una alta eficiencia y bajo costo de generación.

El factor de planta es definido como el cociente de la energía generada en determinado periodo, entre la energía generada si hubiera trabajado a carga plena en ese mismo periodo, generalmente los factores de planta son tomados anualmente (BLACK & VEATCH, 1996).

El gas natural en 2013 fue el responsable del 21.7% de la producción eléctrica mundial (International Energy Agency, 2015), también ofrece grandes ventajas como combustibles dado que ha tenido bajo costo en el mercado, además es el combustible más limpio entre todos los combustibles fósiles para generación, dado que al hacer combustión los residuos que deja son mínimos.

Al cierre del año 2014, el 41.6% del total de la demanda nacional de gas natural fue consumida por el sector eléctrico público del país y un 7% más fue consumido por el sector eléctrico privado dado un total de 48.6 % de la demanda nacional de gas natural (SENER, 2015c).

En el mundo, los Estados Unidos son uno de los mayores consumidores de gas natural siendo el 45% del total de la OCDE en 2013 (EIA, 2016c).

El consumo de gas natural está creciendo año con año como se puede observar en la Ilustración 3.3. El mayor consumidor de gas natural en el mundo es Estados Unidos, el cual es miembro de la OCDE.

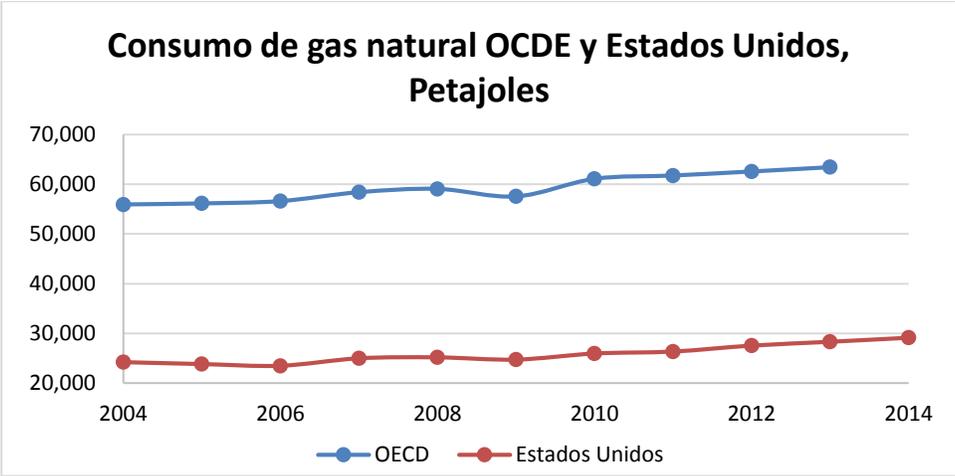


Ilustración 3.3 Consumo de gas natural OCDE y Estado Unidos, PJ. (EIA, 2016c)

En Ilustración 3.4 se puede observar que México y Japón tienen un crecimiento en el consumo de gas natural notable, de México se da a raíz que se abrieron el uso de ciclos combinados que queman gas mientras que Japón se vio forzado a el consumo de este combustible para generación eléctrica por los problemas técnico que se dieron en las plantas nucleares por el terremoto del 2011 en Japón (Morales, 2015).

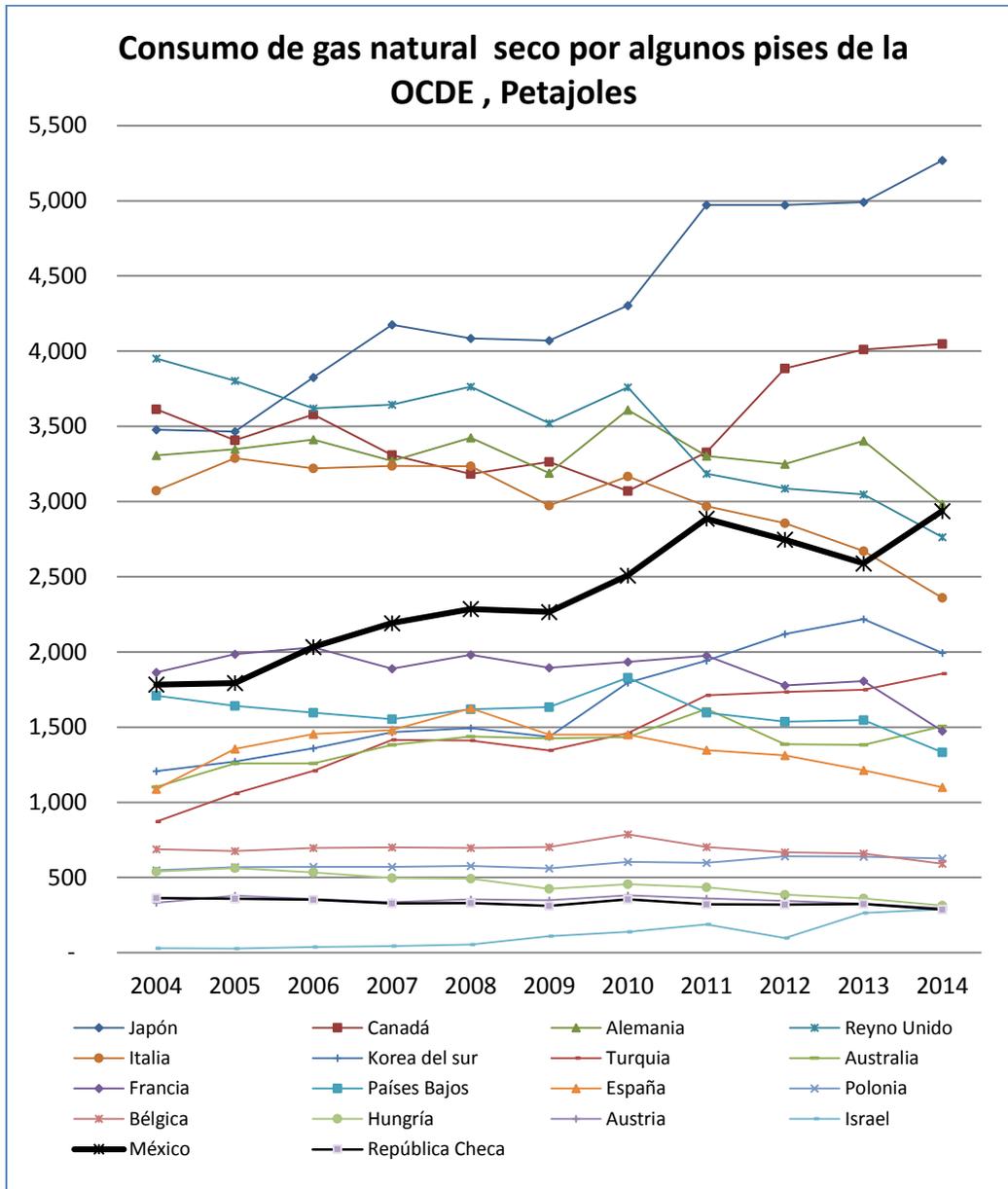


Ilustración 3.4 Consumo de gas natural seco por algunos paises de la OCDE, Petajoules Derivados del petróleo (EIA, 2016c)

México en 2004 consumía 1,783 PJ de energía proveniente de gas natural y a 2014 el consumo ascendió hasta los 2,937 PJ, el aumento en el consumo es de un 64% en diez años como se observa en la Ilustración 3.4.

3.1.4 Petróleo y sus derivados

El petróleo es la materia prima de la cual se derivan diferentes combustibles, los combustibles que son destilados del petróleo son los más comunes hoy en día. Este producto es un combustible extraído del subsuelo, está constituido por grandes cadenas de diferentes alcanos que van los más

ligeros a los pesados, para el mejor aprovechamiento de las propiedades de este combustible se debe tener un proceso de separación de los diferentes componentes que se pueden extraer de él, este proceso es llamado refinación.

La refinación del petróleo es un proceso físico-químico de separación de elementos para la obtención de diferentes combustibles que pueden ser ligeros como las gasolinas o también existen otros combustibles productos de residuales de la destilación, estos combustibles son muy pesados como el combustóleo y coque de petróleo. Los combustibles más usados en la industria energética son el diésel y el combustóleo. Estos combustibles son usados en México para generación eléctrica por su alto poder calorífico.

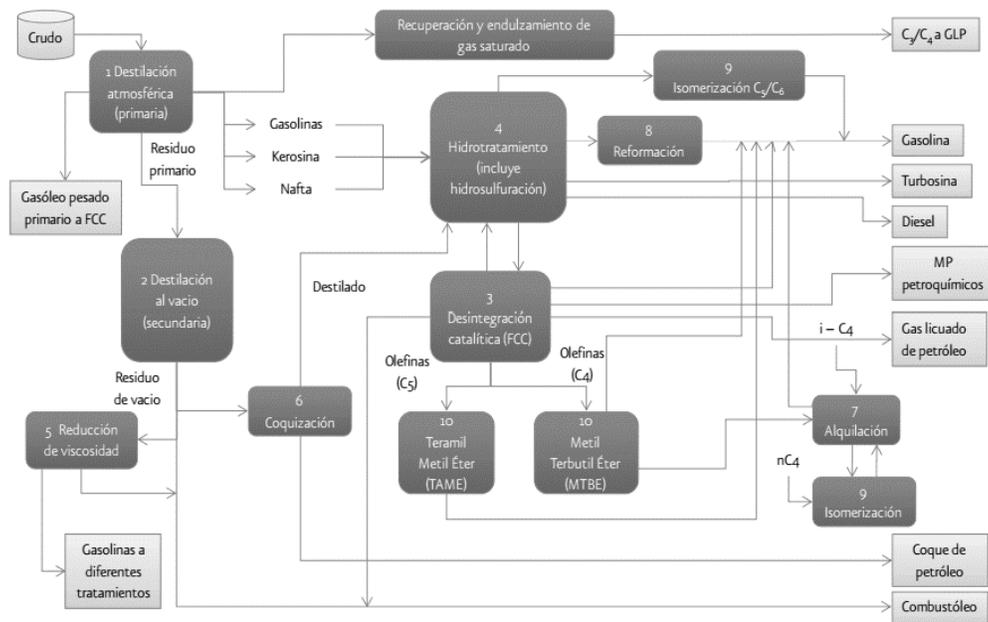


Ilustración 3.5 Esquema general del sistema de refinación (SENER, Prospectiva de petrolíferos)

3.1.5 Diésel

El diésel es también denominado gasóleo, es un hidrocarburo compuesto fundamentalmente por parafinas y utilizado principalmente como combustible en calefacción y en motores diésel. El diésel es el combustible más limpio, después del gas. Su poder calorífico inferior es de 42.557 MJ/kg (COPAR,CFE, 2013). El combustible diésel, también se manufactura, en muchos casos a partir de mezclas de gasóleos con querosenos, y aceite cíclico ligero, el cual es producto del proceso de desintegración catalítica fluida.

3.1.6 Combustóleo

El combustóleo es un hidrocarburo con alto poder calorífico sin embargo también es un combustible que tiene un alto contenido de azufre, sedimentos y vanadio que son agresivos con los

metales por lo cual los materiales de los equipos que queman este combustible deben ser adecuados para resistir la corrosión.

La temperatura a la que el combustóleo se debe mantener es entre 70 y 80°C para poder ser trasladado por medio de bombeo, esto se debe a que tiene una alta viscosidad a bajas temperaturas. La temperatura a la que se inyecta a quemadores de generadores de vapor es superior a 120 °C.

Este combustible es utilizado generalmente en industria, generación de electricidad, en locomotoras y barcos; en las refinerías se utiliza en los calentadores a fuego directo.

3.2 Tendencia de precios de combustibles

Es importante tener en cuenta que uno de los costos variables más importantes que pueden afectar el precio de la electricidad generada por una planta termoeléctrica es el combustible dado que es la fuente principal de energía, por ello es necesario conocer la fluctuación de los precios de los principales combustibles que se usan para generación eléctrica.

En el año 2015 se ha podido observar que los precios de los hidrocarburos ha tenido una caída a nivel global debido a la gran oferta de petróleo y gas natural que se ha dado internacionalmente.

3.2.1 Historial de precios de petróleo

A mediados del 2014 comenzó una caída de los precios del gas natural, petróleo y por consecuencia sus derivados. Hasta la fecha el mercado de los combustibles no se ha recuperado, en algunos casos los precios de ciertos combustibles han descendido hasta por debajo de la tercera parte de su precio en comparación del 2014.

El precio del petróleo mexicano ha seguido la tendencia de los precios internacionales de crudo, se puede observar en el historial de precios que ha habido una caída del precio desde junio del 2014 y que ha seguido a la baja, el petróleo mexicano pasó a estar por debajo del West Texas y Brent desde mediados de 2013 y no se ha recuperado, sin embargo sigue la misma tendencia de precios.

Se puede observar en la Ilustración 3.6 que los precios del petróleo son generalizados por unidad de energía.

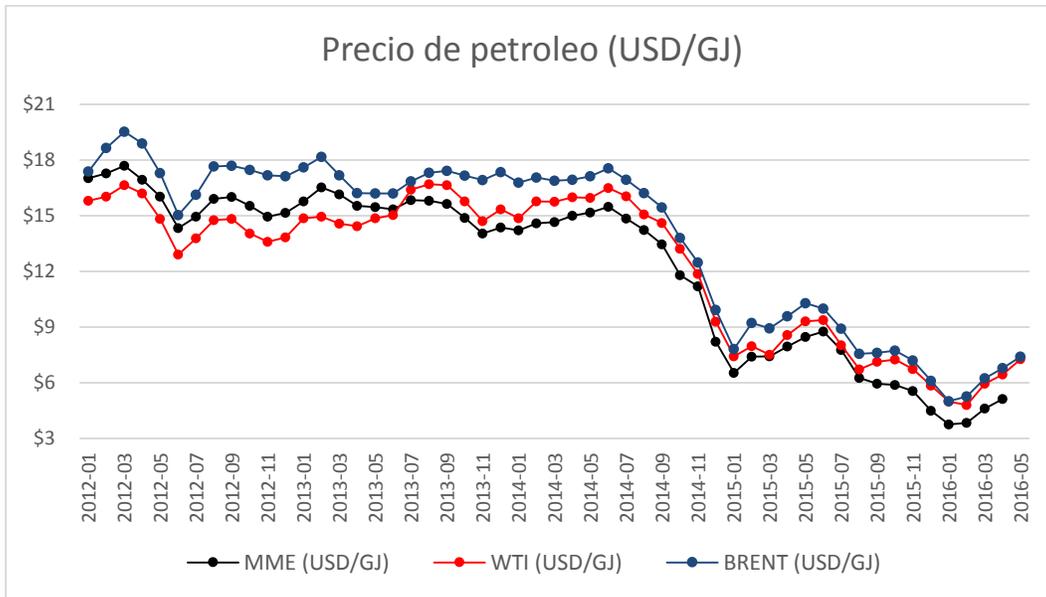


Ilustración 3.6 Precios de petróleo (USD/GJ) (ME, 2016)

La mezcla mexicana cuesta a abril de 2016, 5.11 USD/GJ, mientras que en el mismo mes los petróleos Brent y WTI tienen un precio de 6.44 y 6.79 USD/GJ respectivamente, indicando que la mezcla mexicana cuesta alrededor de un dólar y medio por debajo de estos.

3.2.2 Historial de precios de gas natural

El precio del gas natural de México sigue al de Estados Unidos, dado que México es parte del sistema de líneas de gas de Norteamérica. Se observa que el precio de este combustible se ha generalizado al igual que los precios de petróleo, por lo que los precios de gas siguen la misma tendencia en el mercado de combustibles, a la baja.

Los precios de gas natural han presentado una caída desde julio del 2014 y se empieza notar una estabilidad en los precios del mercado como lo muestra la Ilustración 3.7.

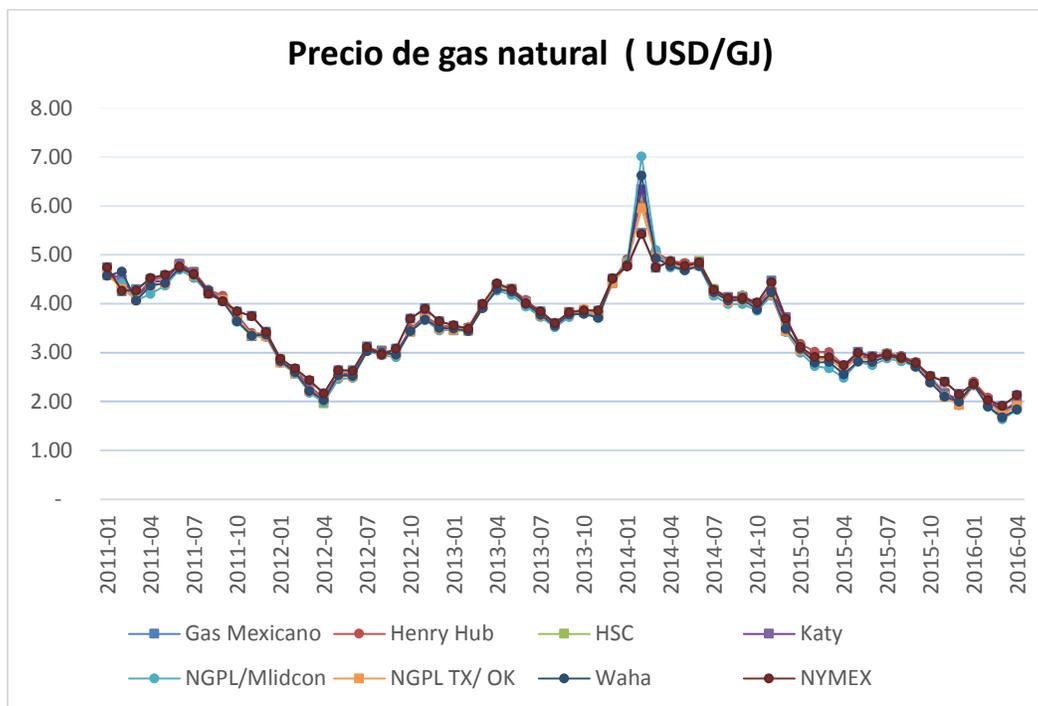


Ilustración 3.7 Precio de gas natural (USD/GJ) (Texas Alliance of Energy Producer , 2016)

En febrero del 2014 se registró el precio más alto para el gas en general, que lo tuvo NGPL con 7.01 USD/GJ y el más bajo NYMEX con 5.43 USD/GJ. En abril del 2016 los precios son de 1.83 y 2.13 USD/GJ respectivamente lo que indica que el precio de del gas ha caído, hoy en día cuesta una tercera parte de su precio a comparación de hace dos años.

3.3 Historial de precios nacionales de combustibles

Los precios de los combustibles en México derivados del petróleo han ido al alza a pesar de que el precio de los combustibles en el mercado internacional se encuentren a la baja, esto se debe a que el Estado fija los precios de los combustibles en el país. El único combustible que sigue la tendencia del mercado internacional es el combustóleo. En la Ilustración 3.8 se muestra el precio de los combustibles más comunes en México, donde se puede ver que diésel y la gasolina Premium son combustibles que no habían cambiado la tendencia a la alza de sus precios y en 2015 su precio se mantuvo constante. Todo ese año el diésel tuvo un precio de 20.91 USD/GJ y la gasolina Premium de 27.25 USD/GJ; en enero de 2016 hubo un nuevo ajuste al precio de estos combustibles bajando su precio a 20.28 y 26.49 USD/GJ respectivamente, los precios se han mantenido hasta abril del 2016.

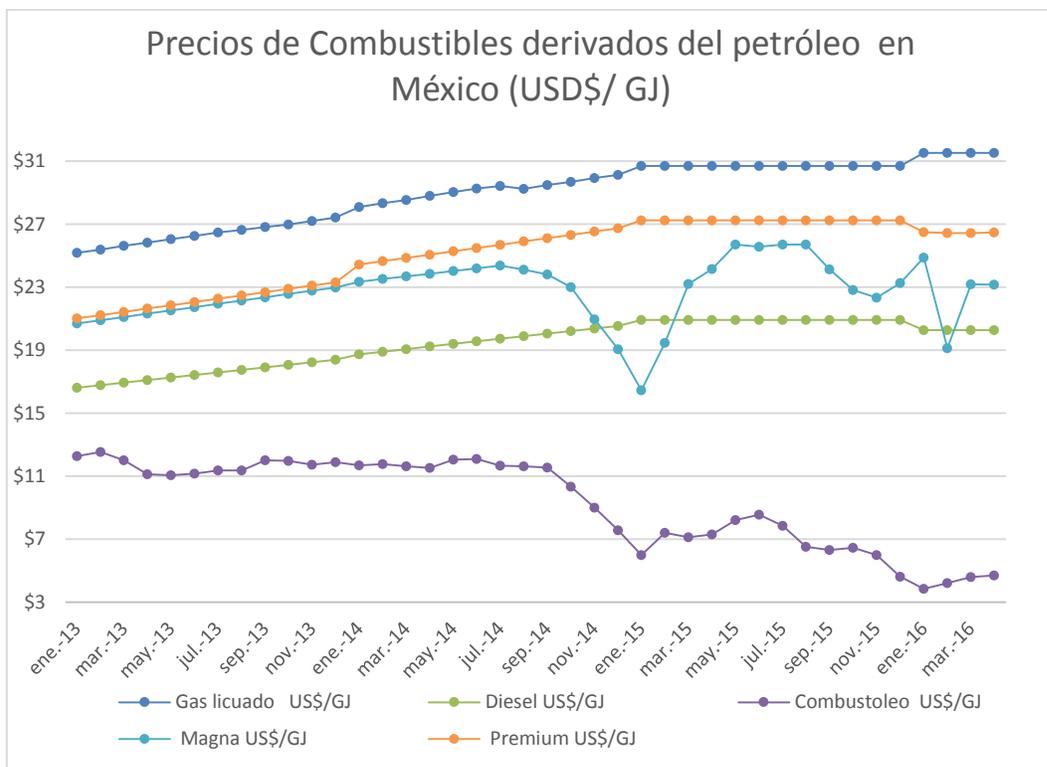


Ilustración 3.8 Precios de combustibles en México (PEMEX, 2016a)

La gasolina Magna había tenido caídas de su precio desde de septiembre de 2014 llegando a enero del 2015 con el precio más bajo de inicios del año 2013 a la fecha el comportamiento de histórico de precios de la gasolina Magna es irregular y poco predecible.

El gas licuado es el combustible más caro en el mercado mexicano, en 2015 su precio fue constante todo el año, este fue de 30.70 USD/GJ, al iniciar en 2016 el precio del gas licuado se ajustó a 31.53 USD/GJ y hasta abril se ha mantenido.

3.3.1 Comparación de precios de combustibles.

El precio del crudo a nivel mundial ha bajado, por lo cual se puede decir que el mercado de los combustibles ha sufrido una caída generalizada, a excepción del carbón que es el precio más estable entre los combustibles.

En la Ilustración 3.9 se comparara en unidades de energía a los principales combustibles usados para generación eléctrica en el país, los cuales son: gas natural, diésel, carbón y combustóleo.

Se observa en la gráfica que los combustibles más baratos en el mercado son el gas natural y el carbón importado de Australia. La caída del precio del combustóleo ha hecho que este hidrocarburo se coloque en el tercer combustible más barato para generación, también se observa que el diésel es el combustible más caro de los cuatro mostrados en la gráfica, esto explica por qué las plantas generadoras que usan diésel como combustible, para producción de la electricidad, son

despachadas como energía de respaldo en las horas pico. El elevado costo variables de generación es ocasionado por la compra de un combustible caro. El diésel cuesta arriba de 4 veces más que el del carbón y el gas natural, y más del doble que el precio combustóleo.

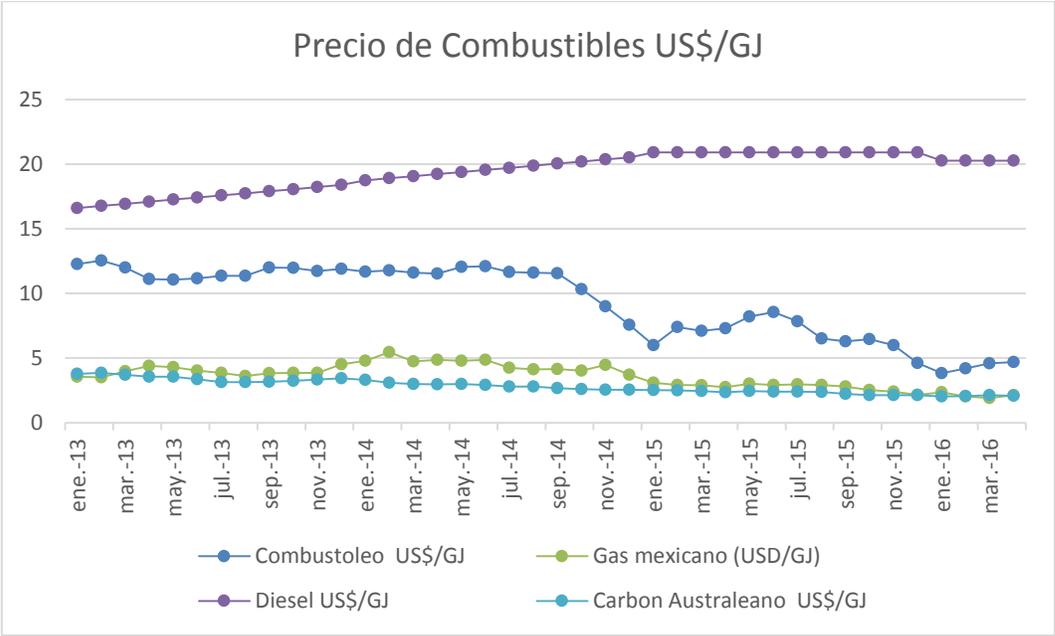


Ilustración 3.9 Precios de combustibles para generación

El gas natural y el carbón importado tienen los precios más bajos del mercado, los precios para marzo de 2016 son iguales; la caída de los precios de estos combustibles es visible de enero del 2013.

En la Ilustración 3.10 se comparan el precio del petróleo de la mezcla mexicana, combustóleo y gas natural. La mezcla mexicana tienen un precio muy similar al combustóleo en unidades de energía dólares por GJ, por esta razón el combustóleo es el tercer combustible barato para generación.

El combustóleo siendo un combustible residual del petróleo después de la refinación, tiene un precio elevado a comparación del gas natural. El gas natural en comparación del combustóleo es más noble con el ambiente ya que este deja menos CO₂.

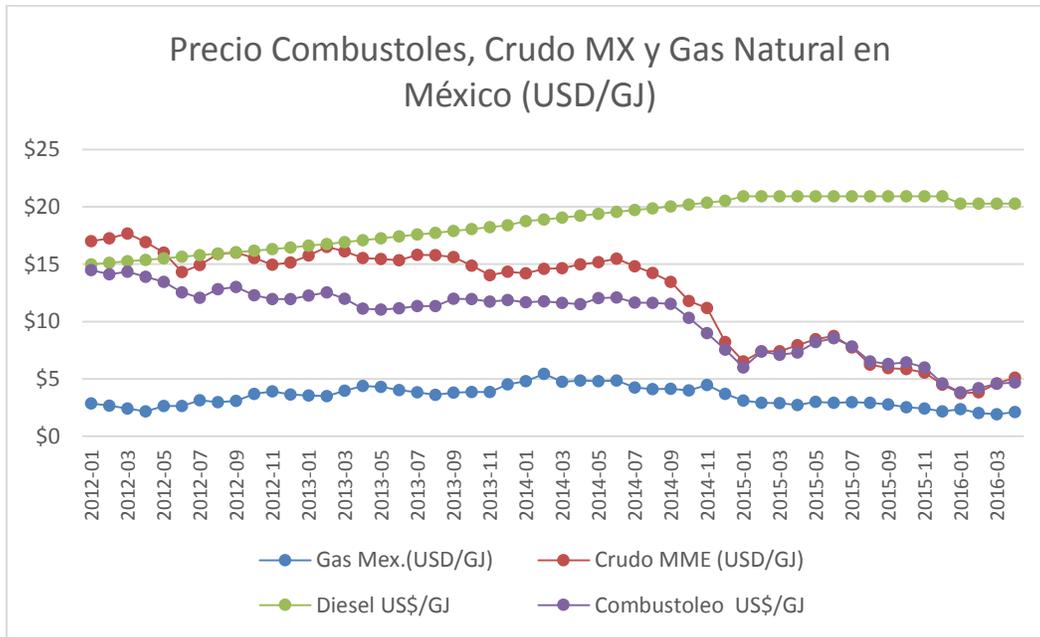


Ilustración 3.10 Precio Combustibles Vs Crudo MX (US\$/GJ)

En la comparación del precio de carbón nacional con el importado como se observa en la Ilustración 3.11 que es más barato el carbón nacional en unidades de energía dólares por Giga Joule, pero una de las ventajas que ofrece el carbón importando es un mayor poder calorífico.

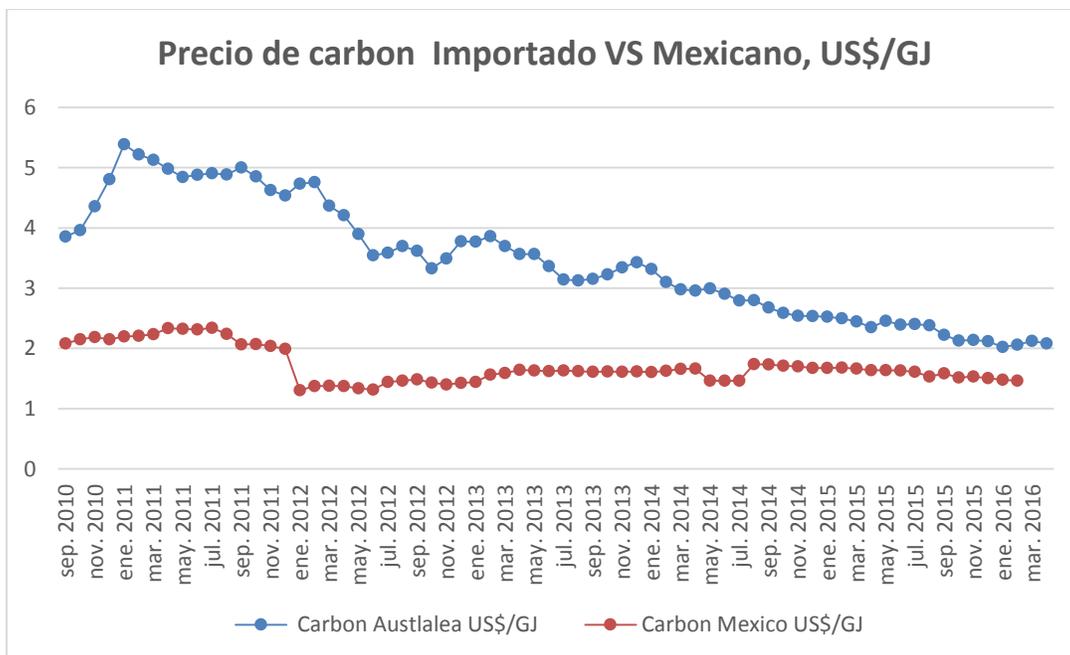


Ilustración 3.11 Comparación de precio de carbón nacional vs extranjero

4. Ingeniería económica

Para un proyecto económico es necesario tener en cuenta las finanzas para determinar si el proyecto que se desarrolló será rentable en un futuro, a esta parte del desarrollo del proyecto se le llama ingeniería económica. La ingeniería económica es la encargada de prever todas las posibles alternativas para el desarrollo de un proyecto y seleccionar la más viable económicamente.

La economía cambia con los movimientos de los diferentes productos ofertados en el mercado, esto genera oferta y demanda, por consecuencia el valor del dinero cambia a través del tiempo debido a la transacciones que se hacen, el valor del dinero entre un periodo de tiempo y otro puede cambiar, el valor del dinero llega a ser de un mayor poder de adquisición o menor poder debido al comportamiento de la inflación.

La ingeniería económica es una herramienta de análisis de proyectos para financiamiento, que nos ayuda a elegir la mejor opción, económicamente hablando, entre varias opciones de proyectos posibles a desarrollar. Esta se basa en conceptos económicos y técnicas matemáticas, para hacer el análisis financiero y con ello determinar si el proyecto es rentable y/o los posibles beneficios monetarios que este pueda tener.

El análisis financiero es de vital importancia para el desarrollo del proyecto, dado que si se tiene un buen análisis económico es factible que este tenga la retribución esperada. Existen otros riesgos económicos que tiene una relación estrecha con el comportamiento de los mercado donde se oferte el producto las cuales están fuera de los alcances de esta tesis.

Para la mayoría de los proyectos es necesario invertir un capital económico, en el caso particular de la instalación de una planta termoeléctrica es necesario un capital para construir e instalar las centrales y ponerlas en operación.

El dinero que se utilice como capital para la construcción de una termoeléctrica tiene un poder adquisitivo y este se modificará al pasar el tiempo, esto quiere decir que el poder adquisitivo del dinero será diferente en cada periodo por los cambios económicos internacionales.

El valor del dinero en el tiempo es lo que se analiza en la ingeniería económica, el valor del dinero en el tiempo se puede definir como el cambio del poder adquisitivo del dinero en un periodo (generalmente se mide en años), este cambio de poder adquisitivo está relacionado con la inflación del país en el que se encuentra. Generalmente el dinero pierde poder adquisitivo por la inflación.

$$FNE_n = P_n(1 + i)^n$$

Dónde:

FNE_n : Cantidad acumulada en el periodo n

i : tasa de descuento: periodo

P_n : cantidad depositada en el presente

$$P_n = \frac{FNE_n}{(1+i)^n}$$

La inflación económica es un fenómeno que se define como la velocidad con la que cambian los precios de los productos en el mercado, tiene relación con la oferta y la demanda del producto y las materias primas o productos que tengan repercusión directa en la producción del insumo, en este caso el precio de la electricidad. La inflación hace que exista riesgo económico si no es tomado en cuenta dado que un gasto hecho al día de hoy no es equivalente adquisitivamente al dinero en un periodo futuro porque existen cambios en el mercado.

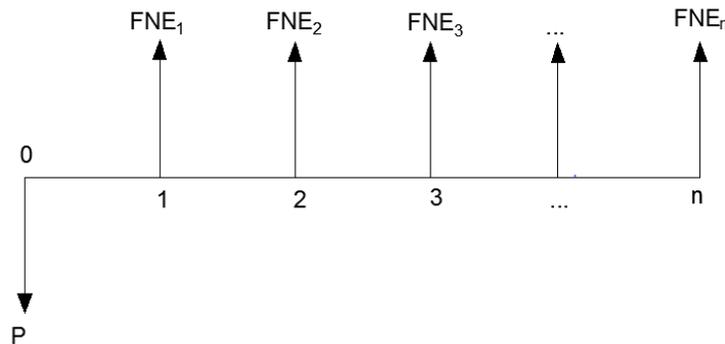


Ilustración 4.1 Diagrama de flujos de efectivo

Todos los proyectos necesitan de una inversión inicial para ser desarrollados, esa inversión inicial es la de mayor impacto económico, al ser efectuada el presente el valor de dinero en el tiempo se irá perdiendo por la inflación, se debe fijar una tasa de recuperación que asegure que en un futuro se recupere la inversión y un poco más, dado que la razón principal para invertir en un proyecto es el crecimiento del capital invertido. Para saber si se recupera el capital invertido y un cierta ganancia tomando en cuenta la inflación económica y su repercusión el poder adquisitivo del dinero es necesario fijar una tasa de descuento. La tasa de descuento debe estar por arriba de la tasa de inflación para asegurar que se tenga una ganancia neta, dado que si se tiene una tasa menor a la inflación se perdería parte el capital invertido.

La Tasa Mínima Aceptable de Rendimiento (TMAR), es un parámetro fijado por los inversionistas que indica cual es la tasa mínima para que el proyecto que se dese desarrollar tenga ganancia en un futuro, la TMAR se tomaría como la tasa de descuento por lo cual de ser la inflación más un porcentaje para obtener ganancias reales del dinero invertido, a este porcentaje que se encuentra por arriba de la inflación se le llama *premio al riesgo*.

El premio el riesgo no es más que una cantidad adicional a la inflación para definir una ganancia real para los inversionistas del proyecto.

$$TMAR = \text{inflación} + \text{premio al riesgo}$$

Valor presente neto (VPN) significa traer del futuro al presente en cantidades monetarias en su valor equivalente. Para poder trasladar los valores futuros de cada periodo (T) al presente es necesario contar con la TMAR, la cual será considerada como tasa de referencia para el análisis del proyecto.

$$VPN = -P + \sum_{T=1}^n \frac{FNE_n}{(1+i)^n}$$

Si el $VPN \geq 0$, el proyecto es rentable, y se puede invertir dado que se estará teniendo una ganancia igual o por encima de la solicitada por el premio al riesgo.

Si el $VPN < 0$, el proyecto no es rentables por lo cual no se debe invertir, porque se tendrán pérdidas de capital.

Existe una tasa a la cual no se pierde ni se gana dinero, TMAR. Esta tasa es conocida como: Tasa de interés de rendimiento (TIR), se define como aquella tasa de descuento con la que la suma de todos los flujos descontados sean igual a la inversión inicial del proyecto y por tanto el VPN es igual a cero.

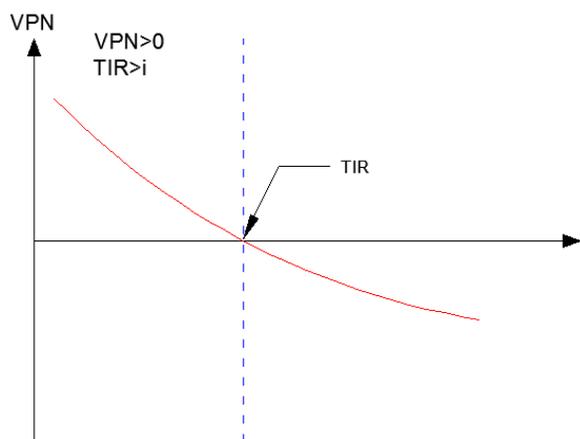


Ilustración 4.2 comportamiento de

Si $TMAR \geq TIR$ es viable el proyecto.

Si $TMAR < TIR$ El proyecto es una mala inversión y es recomendable ver otras opciones proyectos.

Los flujos descontados son los flujos de dinero trasladado al presente para ver el comportamiento si todas las erogaciones se hicieran el mismo año.

Cuando la TIR es igual a cero se dice que el producto se encuentra en su punto de equilibrio. El punto de equilibrio se puede definir cuando la ganancia es igual a la fijada por los inversionistas, TMAR.

El precio de cuenta de electricidad para lograr el equilibrio es importante determinarlo, este debe estar igual o preferentemente por abajo del precio que se oferta en el mercado, dado que si este precio de equilibrio es mucho mayor a el precio con el que se oferta el KWh en el mercado es recomendable no invertir en el proyecto, ya que existen competidores que ofertan más barata la electricidad, el precio con el que se oferte de energía será poco atractivo al mercado, de forma contraria sucede si el precio de equilibrio eléctrico es menor al que se oferte en el mercado puede fijar un precio mayor al de equilibrio y menor al del mercado, si las condiciones del mercado eléctrico lo permiten, para poder obtener una ganancia mayor a la del TIR asegurando que el capital de la inversión crezca.

4.1 Costos

4.1.1 Costos de generación

Todo tipo de proyecto debe considerar la ingeniería económica, dado que la esta se encargará de analizar los costos que tendrá para el planteamiento, desarrollo e instalación. Para que un proyecto sea viable, necesita ofrecer de mejor forma los requerimientos del consumidor, en un mercado regido por la oferta y demanda, en el caso de un proyecto de generación eléctrica se necesita satisfacer una buena disponibilidad de electricidad, confiabilidad, eficiencia y que sea económica para de esta manera poder dar un bajo precio en la electricidad.

4.1.2 Tipos de costos

Los costos para iniciar de un proyecto pueden dividirse en costos directos e indirectos, tiene una estrecha relación con el gasto que se efectuará para la proyección e instalación de la planta, la suma de estos costos será el presupuesto final con el que se deberá contar para realizar la instalación antes de operación. Existen otro tipo de clasificación de costos para una planta termoeléctrica cuando esta se encuentra en operación, los costos se clasifican en costos fijos y variables para la operación de la planta.

Para la instalación:

El costo directo es el valor de los materiales y los equipos para la instalación de la planta y mide el costo de inversión como si todas las erogaciones fueran en el mismo año y se obtiene de dividir las erogaciones de la obra en moneda corriente entre la capacidad de la termoeléctrica.

Hay inversiones que varían de acuerdo con la propuesta del proyecto, esto hacen difícil la cuantificación de esta parte de la inversión

4.1.3 Costos de construcción

Los costos de construcción son aquellos para la instalación antes de operación de una planta, tales como la compra de los equipos, materiales de construcción, la mano de obra y las disciplinas de ingeniería civil y mecánica, en conjunto todos ellos son costos directos e indirectos para la construcción, estos costos representan la inversión total.

La importancia de conocer o tener un estimado de cuánto dinero se invertirá en las diferentes etapas de construcción de la planta, da un panorama de la inversión total del proyecto y cuáles serán la posible tasa de crédito.

Los costos de las centrales dependerán directamente de la tecnología a instalarse, como se puede observar en la Tabla 4.1 donde se muestran las tecnologías más comunes instaladas, así como los porcentajes de los costos incurridos en la construcción de la planta .

Tabla 4.1 Composición del tipo de costos de inversión por tipo de recurso y proceso % (COPAR,CFE, 2013)

	Tipos de recurso					Tipos de procesos (obra)				
	Mano obra	de Equipo nacional	Equipo importado		Mate- riales	Otros	Tot al	Civil	Electromecá nica	Tot al
			Direc to	indirec to						
<i>Centrales</i>										
<i>Termoeléctrica convencional</i>	23.4	9.5	26.9	7.1	19.7	13.4	100	25.6	74.4	100
<i>Turbogas industrial gas</i>	3.3	2.8	92.4		1.4	0.1	100	ND	ND	100
<i>Ciclo combinado gas</i>	12.8	8	72.8		6.2	0.2	100	ND	ND	100
<i>Combustión interna</i>	3.9		91.5		4.6		100	28.4	71.6	100
<i>Carboeléctrica</i>	15.9	15.5	44.6	2.6	11.3	10.1	100	28.6	71.4	100
<i>Carb. Supercrítica c/desulf.</i>	11.9	20.1	43.8	2.5	8.4	13.3	100	28.6	71.4	100
<i>Nuclear (ABWR)</i>	8.9	3.5	36.1	3.2	9.6	38.7	100	29.2	70.8	100
<i>Geotermoeléctrica</i>	24.7	5.7	49.2	1.5	18.7	0.2	100	18	82	100
<i>Hidroeléctrica</i>	19.2	10.8	22	5.8	36.9	5.3	100	77	23	100

4.1.4 Costos de operación y mantenimiento

La inversión que se utiliza para que la planta esté en las mejores condiciones de operación son de operación y/o mantenimiento, estos costos son independientes a los de combustible.

Los costos de operación y mantenimiento pueden dividirse en costo fijo y variables.

Los costos fijos ²²son todos aquellos gastos que tengan relación directa con la operación de la planta, y no varían significativamente con la generación eléctrica de la central eléctrica, algunos de estos costos son:

- Salarios y prestaciones del personal
- Mantenimiento y servicios generales por contrato
- Materiales de mantenimiento y consumo como lo son herramientas, consumibles y renta de equipo
- Gastos generales

²² COPAR 2012, costos de operación y mantenimiento capítulo cuatro

Costo variable se puede definir como aquellos gastos que tienen una relación directa con la generación de la planta, esos pueden ser (COPAR,CFE, 2013):

- Combustible
- Consumo de agua
- Lubricantes y sustancias químicas (catalizadores, gases y sustancias para operación de la central)
- Los equipos anti contaminantes
- Equipos, materiales y refacciones relacionadas con la generación eléctrica
- Mantenimiento mayor (refacciones, equipo y servicio)

Los costos de los combustibles pueden variar a través del tiempo de vida de la central por diversas razones, algunas de ellas son la competencia en el precio del combustible, los combustibles sustitutos, la oferta de combustibles en el mercado, con variaciones de este tipo el precio de los combustibles puede subir o bajar.

El precio de la electricidad se compone de un costo fijo y uno variable, el costo fijo depende del precio de instalación de la planta y los costos de operación y mantenimientos fijos, estos son planeados para el mantenimiento de la planta cada ciertos periodos para la prevención de fallas, los otros costos son los variables que estos son mantenimientos imprevistos para hacer correcciones de alguna falla o el mal funcionamiento de algunos de los elementos de la planta de manera correctiva y un costo más es el costo del combustibles.

$$CF+CV= CT$$

4.1.5 Financiamiento

Todo proyecto que se desee desarrollar tiene que tener un capital para que se lleve a cabo, por lo cual se necesita contar con uno o más inversionistas, los cuales serán los beneficiarios de la utilidades del proyecto y un financiamiento, este debe ser otorgado por parte del capital a cambio de ser remunerado más una tasa de interés fija.

El financiamiento para un proyecto es importante, generalmente se busca que sea los recursos de inversión y operación lo sufrague un acreedor, sea un banco o alguna institución con un alto poder adquisitivo, con ello se busca que este sea el mayor inversionista en el proyecto el cual cobrará una tasa de interés por la aportación de capital al el proyecto.

La tasa de interés bancaria es importante ya que es la tasa de cobro que hará que el banco o la institución que da el financiamiento para el proyecto, esta tasa es fija, se determina con relación al mercado y siempre está por arriba de la inflación para asegurar que exista una ganancia, las instituciones que financian los proyectos en México generalmente son bancos.

Vida útil, esta definición se le da a los activos en este caso la central termoeléctrica y se define para los años en los que la planta se encontrara en operación. La vida útil de un activo generalmente se mide en años de servicio, es este caso serán los años de operación de la planta.

Los activos son el conjunto de bienes y derechos con los que cuenta la planta.

Activo fijo es aquel patrimonio tangible con la que cuenta la planta como lo pueden ser el terreno, los edificios, equipos de la planta como lo son las turbinas que pueda tener, caldera y demás equipo.

Pasivo son las obligaciones cuantificables que el proyecto tiene con sus acreedores un ejemplo de ello son:

Los activos con los que cuenta la planta tienen una vida útil de uso, esta vida útil depende del tipo de activo que se maneje, de acuerdo con el tiempo de vida útil se puede definir el tipo de depreciación del activo, por esta razón es importante saber el tiempo de vida útil del proyecto,

Depreciación solo se utiliza para los activos fijos que se posean, el caso de una central termoeléctrica serían todos los equipos con lo que cuenta la central para generación. La depreciación es la disminución del precio del activo a través del tiempo, esto se puede deber a los usos que tiene el activo o a al avance tecnología que hace que algunas tecnología sean arcaicas perdiendo su valor monetario.

Amortización fiscal es un concepto similar a la depreciación con la excepción que esta es aplicable a los activos intangibles o diferidos.

5. Metodología

En este capítulo se evaluarán las diferentes alternativas que se hacen para que se tenga un ahorro en los costos de generación con el fin de determinar cuál de ellas es más viable para obtener un ahorro económico y con ello ofrecer la electricidad a un menor precio.

5.1 Cogeneración en un proceso que usa vapor

A continuación se hará una comparación del posible ahorro de una industria que usa en su proceso vapor como parte de sus insumos, si este decide generar electricidad para su autoconsumo con ayuda de una turbina de vapor o el acoplamiento de una turbina de gas antes de la producción del vapor, se observará el consumo de combustible, en este caso gas, se analizará su relación con la producción de energía eléctrica y la eficiencia combinada de calor y potencia conocida como *Combined Heat and Power Efficiency*, (CHP).

Para ver los posibles beneficios, primero se mostrará el consumo energético de la caldera únicamente con producción de vapor, posteriormente se presentara un diseño de cogeneración, añadiendo al arreglo inicial una turbina de vapor antes de su inyección al proceso, los balances térmicos ilustrarán el consumo de combustibles y la generación de vapor, se mostrarán tres escenarios variando el estado de inyección del vapor, los cuales son saturado y sobrecalentado a 300 y 400 °C a una presión de 30 bar, posteriormente se mostrará otra forma de cogeneración con turbina de gas para producir energía eléctrica y a través de Generador de Vapor de Recuperación de Calor (GVRC) producir el insumo para el proceso.

5.1.1 Generación de vapor para un proceso

Primero se mostrara la caldera que solo genera vapor para un proceso industrial, con ello se observará el consumo de combustible para la generación de insumo y posteriormente se mostrarán las modificaciones para observar los cambios en el consumo del combustible así como en el cambio de la eficiencia CHP.

Las características que el vapor necesita para el proceso debe ser saturado y con un flujo de 30 t/h a una presión de 10 bar, la caldera y la turbina de gas queman gas natural como combustible ya que es un combustible que tiene un bajo precio.

Para hacer el análisis energético de la caldera se utilizó el software conocido como Thermoflow, este programa es especializado en ingeniería de plantas de energía para generación eléctrica y cogeneración, contando con varias librerías para un análisis térmico y económico de posibles instalaciones, la librería utilizada para el análisis del generador de vapor con turbina de vapor es realizado en el módulo llamado STPRO y el análisis de cogeneración eléctrica y de vapor con turbina de gas es realizado en GTPRO.

El equipo seleccionado en el módulo llamado Thermoflex para hacer el análisis en esta librería es una caldera paquete la cual cuenta con los elementos necesarios de un equipo de generación de

vapor que ilustra claramente el proceso térmico y los consumos energético. Los equipos están numerados en negritas en las Ilustración 5.1 de la siguiente manera:

1. caldera paquete
2. el suministro de agua de alimentación
3. salida el vapor para el proceso
4. suministro de aire para la caldera
5. salida de gases de escape
6. alimentación de gas
7. Purga para la caldera
8. Turbina (aplica de la Ilustración 5.2 a Ilustración 5.4)

Los cuadros que se encuentran enmarcados por distintos colores muestran el tipo de fluido y el estado termodinámico en el que se encuentra; el color azul sirve para identificar las entradas y salidas del flujo de agua y vapor; el color rojo es para mostrar el flujo de aire y gases de escape; finalmente el color naranja muestra la entrada de combustible a la caldera, en los estados termodinámicos se muestra la presión de trabajo, la temperatura, el gasto másico del fluido y la entalpía o poder calorífico en caso que este sea combustible, como se muestra en la Tabla 5.1 junto con las unidades correspondientes.

Tabla 5.1 Propiedades mostradas en diagrama de flujo

Presión [bar]	Temperatura [°C]
Flujo másico [t/h]	Entalpía [kJ/kg] ²³

De acuerdo con el balance de masa y energía los estados quedan de la siguiente forma.

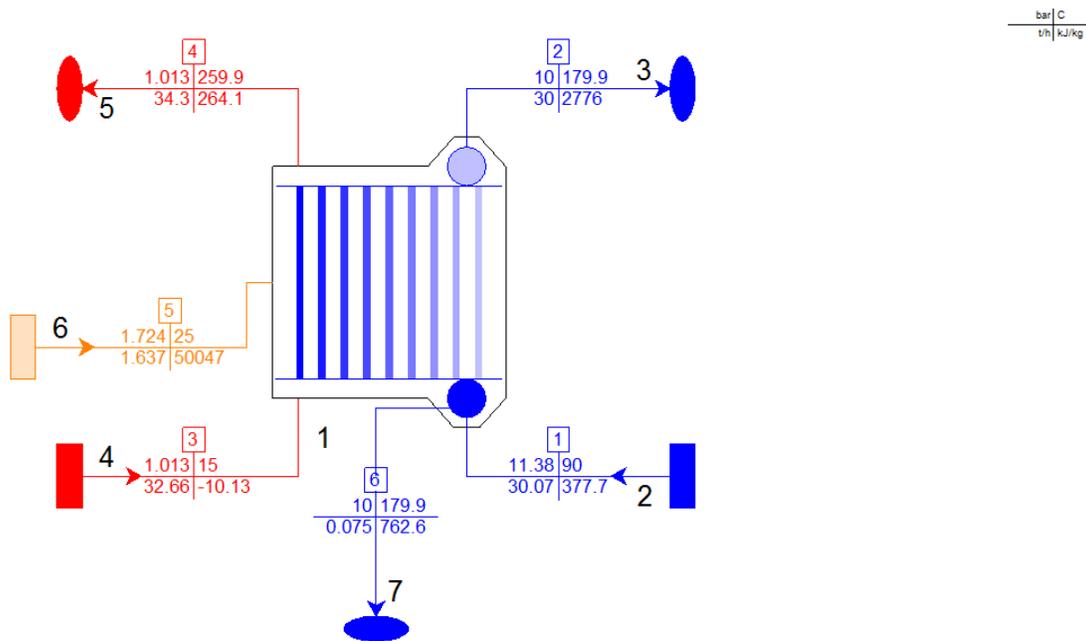


Ilustración 5.1 Diagrama de flujo generador de vapor, elaborado con Thermoflex.

²³ En el caso de que fluido se combustibles muestra el poder calorífico.

En la salida de vapor para el proceso, punto 3 de la Ilustración 5.1 la temperatura de salida del vapor es la de saturación para una presión de 30 bar.

Se muestra en la Tabla 5.2 los estados de entrada y salida de la caldera de la Ilustración 5.1, en ella se indican el tipo de flujo y sus propiedades como lo son la presión, temperatura y entalpia.

Tabla 5.2 Estados de entradas y salida de los flujos para generación de vapor

	Presión [bar]	Temperatura [°C]	Flujo másico [t/h]	Entalpia [kJ/kg]	Fluido
1	11.38	90	30.07	337.7	Agua
2	10	179.9	30	2776	Vapor
3	1.013	15	32.66	-10.13	Aire
4	1.013	259.9	34.3	264.1	Gases
5	1.724	25	1.637	50047	Combustible
6	10	179.9	0.075	762.6	Agua

Los resultados que obtenido del balances térmico de la caldera se muestran en la Ilustración 5.3 y arroja que el consumo de combustibles es aprovechado para la generación de vapor con una eficiencia CHP de 46.22%.

Tabla 5.3 Resultaos de balances térmico de generación de vapor

Tecnología	Cantidad
Consumo de combustible [t/h]	1.637
Energía cedida por el combustible [kW]	22762
Electricidad Generada [kW]	0
Vapor producido [t/h]	30
Temperatura la salida de vapor [°C]	179.9
Eficiencia CHP %	46.22

5.1.2 Cogeneración con turbina de vapor saturado para un proceso

Teniendo como referencia el balance anterior que solo genera vapor para un determinado proceso, ahora el arreglo cuenta con una turbina de vapor acoplada a un generador eléctrico. La turbina de vapor se encuentra a la salida del vapor de la caldera y antes de que este entre al proceso, teniendo como condición a la salida de la turbina el vapor tiene las adecuadas para el proceso industrial, se analizará cuanto combustible extra se consume para generar energía eléctrica que le sirve para el auto consumo.

El nuevo arreglo para la producción de vapor y electricidad del proceso es una caldera que entregue vapor a 30 bar con un flujo másico de 30 t/h a la entrada de la turbina, de la cual sale a una presión de 10 bar, estas condiciones del vapor a la salida de la turbina son adecuadas para inyectarlas al proceso como se muestra en Ilustración 5.2.

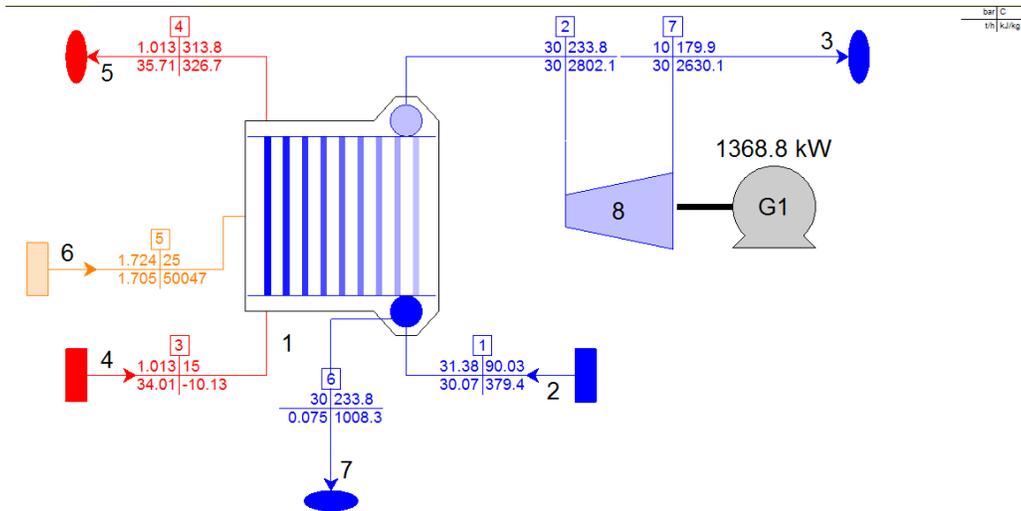


Ilustración 5.2 Diagrama de flujo para cogeneración de generador de vapor saturado con una turbina

La Tabla 5.4 muestra las entradas y las salidas de los diferentes fluidos en los equipos de la Ilustración 5.2

Tabla 5.4 Estados de entradas y salida de los flujos para para cogeneración de generador de vapor saturado con una turbina

	Presión [bar]	Temperatura [°C]	Flujo másico [t/h]	Entalpía [kJ/kg]	Fluido
1	31.38	90.03	31.07	379.4	Agua
2	30	233.8	30	2802.1	Vapor
3	1.013	15	34.01	-10.13	Aire
4	1.013	313.8	35.71	326.7	Gases
5	1.724	25	1.705	50047	Combustible
6	30	233.8	0.075	1008.3	Agua
7	10	179.9	30	2630.1	Vapor

Con los estados en los equipos, se puede obtener el cálculo de trabajo de la turbina, y la energía generada por el combustible.

El trabajo de la turbina se calcula como la diferencia de entalpías del vapor entre la entrada y salida de la turbina por el flujo másico del vapor.

$$W_T = (h_2 - h_7) * \dot{m}_m$$

En la Tabla 5.5 se muestra los resultados obtenidos por Thermoflex como lo son la generación de energía eléctrica y de vapor, se pueden generar en la turbina.

Tabla 5.5 Resultados de balances térmico de cogeneración de con vapor saturado a presión de 10 bar

	cantidad	unidades
Energía del combustible	23702	[kW]
Trabajo de la turbina	1433	[kW]
η gen	95.7	[%]
Pot Gen	1372	[kW]
Vapor para proceso	21917	[kW]
Auxiliares	60.6	[kW]
η CHP	98	[%]

5.1.3 Cogeneración con turbina de vapor sobrecalentado a 300 °C para un proceso

A continuación se mostraran dos balances en los que se varia la temperatura de sobrecalentado como afecta el sobrecalentamiento del vapor a la generación eléctrica y los cambios que existen en el vapor a la salida de la turbina así como a la eficiencia.

El arreglo de la caldera que se muestra a continuación es similar al anterior, a excepción del cambio que el generador de vapor entrega vapor sobrecalentado a 300 °C como se puede ver punto 2 a la entrada de la turbina en la Ilustración 5.3.

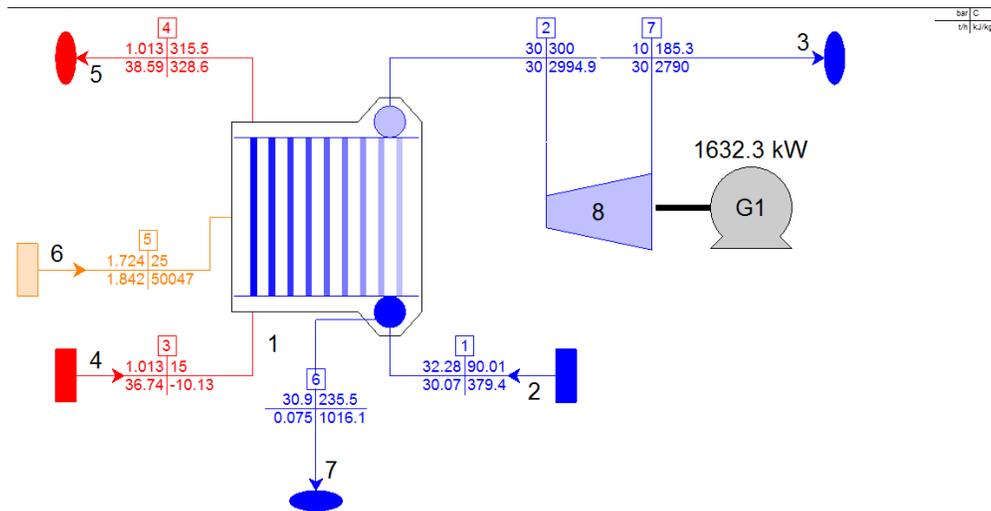


Ilustración 5.3 Diagrama de flujo para cogeneración con vapor sobrecalentado a 300 °C con una turbina

Para la Tabla 5.6 muestra las propiedades de los estados termodinámicos de los diferentes fluidos a la entrada y salida de los equipos mostrados de la Ilustración 5.3, estas modificaciones hacen que la generación eléctrica aumente y la temperatura de vapor a la salida de la turbina sea 6 °C arriba de lo solicitado por el proceso.

Tabla 5.6 Estados de entradas y salida de los flujos para para cogeneración con una turbina de vapor sobrecalentado a 300°C

	Presión [bar]	Temperatura [°C]	Flujo másico [t/h]	Entalpia [kJ/kg]	Fluido
1	32.28	90.01	31.07	379.4	Agua
2	30	300	30	2994.9	Vapor
3	1.013	15	36.74	-10.13	Aire
4	1.013	315.5	38.59	328.6	Gases
5	1.724	25	1.842	50047	Combustible
6	30.9	235.5	0.075	1016.1	Agua
7	10	185.3	30	2790	Vapor

En la Tabla 5.7 se muestran los resultados del balance hecho en la Ilustración 5.3, para esta modificación se introdujo vapor sobre calentado a la turbina de vapor y con ello se generaron 264 kW de potencia que el anterior más adelante se hará una comparativa entre los diferentes equipos y el consumo de combustibles para la generación.

Tabla 5.7 Resultaos de balances térmico de cogeneración de con vapor sobrecalentado a 300°C

	cantidad	Unidades
Energía el combustible	25607	[kW]
Trabajo de la turbina	1707	[kW]
η gen	95.85	[%]
Pot Gen	1636	[kW]
Vapor para proceso	23250	[kW]
Auxiliares	70.4	[kW]
η CHP	96.91	[%]

5.1.4 Cogeneración con turbina de vapor sobrecalentado a 400 °C para un proceso

En el siguiente balance térmico es mostrado en la Ilustración 5.4 la turbina recibe vapor sobrecalentado a 400 °C para generar electricidad y a la salida entrega vapor a una presión de 10 bar pero tiene una temperatura mayor a la de saturación, la cual es necesaria para el proceso.

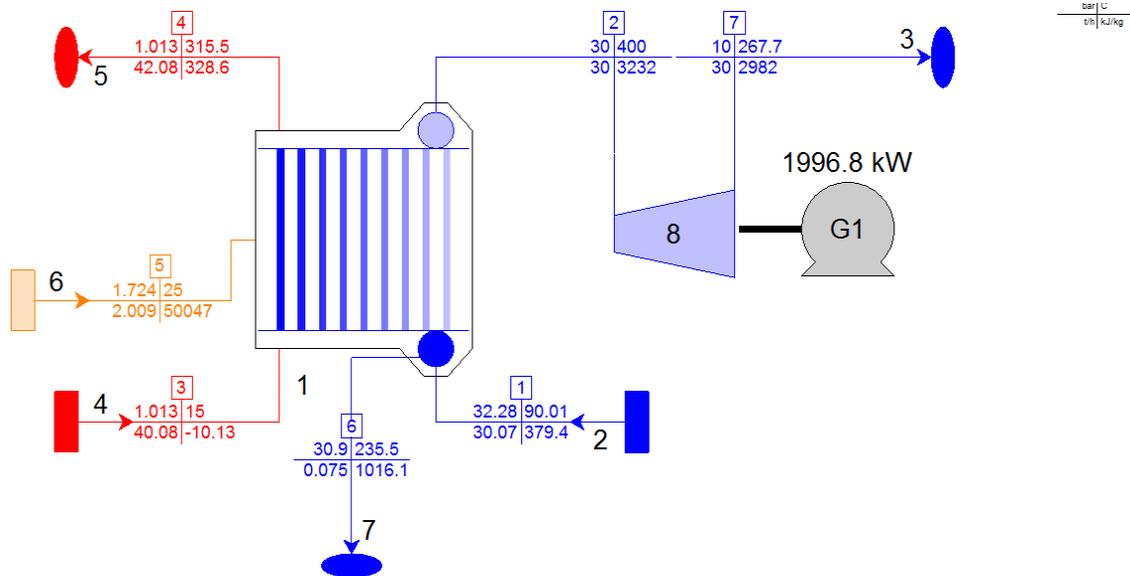


Ilustración 5.4 Diagrama de flujo para cogeneración con vapor sobrecalentado a 400 °C con una turbina

La Tabla 5.8 se muestran las entradas y las salidas de los diferentes fluidos para la generación vapor saturado de la Ilustración 5.4

Tabla 5.8 Diagrama de flujo para para cogeneración con una turbina de vapor sobrecalentado a 400°C

	Presión [bar]	Temperatura [°C]	Flujo másico [t/h]	Entalpia [kJ/kg]	Fluido
1	32.28	90.01	31.07	379.4	Agua
2	30	400	30	3232	Vapor
3	1.013	15	40	-10.13	Aire
4	1.013	315.5	42.08	328.6	Gases
5	1.724	25	2.009	50047	Combustible
6	30.9	235.5	0.075	1016.1	Agua
7	10	267.7	30	2982	Agua

En la Tabla 5.9 se muestran los resultados del balance hecho en la Ilustración 5.4.

Tabla 5.9 Resultaos de balances térmico de cogeneración de con vapor sobrecalentado a 400 °C

	Cantidad	Unidades
Energía el combustible	27929	[kW]
Trabajo de la turbina	2083	[kW]
η gen	95.98	[%]
Pot Gen	1999	[kW]
Vapor para proceso	24850	[kW]
Auxiliares	79.4	[kW]
η CHP	95.85	[%]

En los anteriores balances se observó que un proceso que necesita vapor para su funcionamiento puede configurarse un arreglo de manera que el vapor producido para el proceso previamente sea usado en una turbina de vapor de esta forma obtener energía eléctrica a costa de un porcentaje de combustible extra y una modificación en la presión de salida de la caldera, con ellos se observa que se obtiene una ganancia de electricidad con ayuda de un generador sin entorpecer el proceso industrial.

El vapor que se inyecta a la turbina pue ser saturado o sobrecalentado solo se debe asegurar que las condiciones del vapor a la salida de la turbina sean las adecuadas para el proceso si el vapor se sobrecalienta, la eficiencia mejora, las opciones para que en caso que el vapor salga con un grado mayor de energía es utilizar en el proceso es el acondiciones del vapor con intercambiadores de calor o hacer que la producción aumente si la condiciones del proceso o los equipos de proceso industrial lo permiten.

5.1.5 Cogeneración con turbina de gas en ciclo combinado

En otro caso de cogeneración se utiliza una turbina de gas que genere electricidad y se aprovechan los gases del escape para producir vapor para el mismo proceso de los ejemplos anteriores con ayuda de Generadores de Vapor con Recuperadores de Calor (GVRC).

En el siguiente balance térmico se muestra una turbina de gas que tiene una generación bruta de 12,588 kW, a la entrega el gas de escape a un GVRC.

Energía el combustible	38,293	[kW]
Electricidad	12,588	[kW]
Vapor a proceso	21,155	[kW]
Vapor a proceso	27.45	t/h
Auxiliares	466.7	[kW]
η CHP	79.11	[%]

5.1.6 Turbina de gas con fuego suplementario

En el siguiente caso es como ya se mencionó la misma turbina en ciclo combinado para cogeneración solo que al GVRC se le agrega fuego suplementario para aumentar la producción de vapor. Este elemento, los quemadores de fuego suplementario, sirve para modular el flujo de vapor a proceso entre el mínimo 27.45 t/h del ejemplo anterior y un máximo de 31.78 t/h de este caso. Esta variación de flujo se obtiene aumentando la temperatura de gases exhaustos proviniste de la TG des 478 ~C hasta 520 C, como se muestra en el balances térmico de la ilustración 5.6

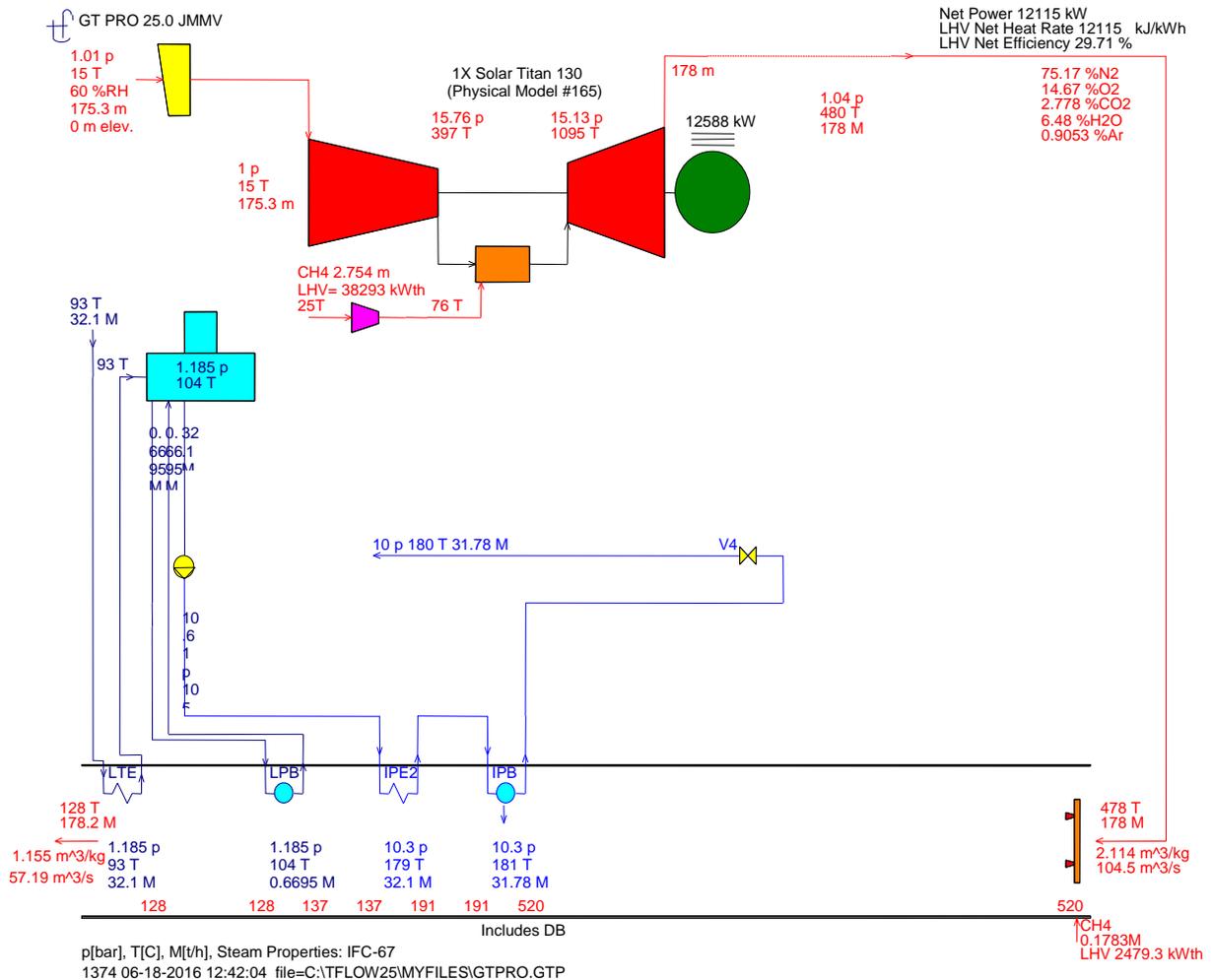


Ilustración 5.6 Diagrama de GTPRO de una turbina de gas en ciclo combinado para cogeneración, con quemadores de fuego suplementario

Tabla 5.11 Resultados de cogeneración con turbina de gas en ciclo combinado con adición de quemadores de fuego suplementario.

	cantidad	unidades
Energía el combustible	40,764	[kW]
Electricidad	12,588	[kW]
Vapor a proceso	24,495	[kW]
Vapor a proceso	31.78	t/h
Auxiliares	472.4	[kW]
η CHP	81.32	[%]

5.1.7 Resultados y conclusiones de cogeneración para a proceso con vapor

La Tabla 5.12 muestra los resultados de los balances térmicos de cada uno de los ciclos en forma de resumen en donde se podrá apreciar de una mejor manera el aprovechamiento del combustible y tanto la generación de energía eléctrico como la de vapor.

Tabla 5.12 Resumen comparativo de diferentes formas de cogeneración industrial

Tecnología	Consumo de combustible t/h	Energía cedida kW, (kJ/s/)	Electricidad Generada [kW]	Vapor producido [t/h]	Temperatura a vapor a procesos °C	Eficiencia Eléctrica [%]	Eficiencia CHP %
Solo Vapor	1.637	22,762		30.0	180	0	46.22
Cogeneración Vapor Saturado TV CP	1.724	23,702	1,368	30.0	180	5.52	97.99
Cogeneración Vapor SH 300 °C TV CP	1.842	25,607	1,632	30.0	185	6.10	96.91
Cogeneración Vapor SH 400 °C TV CP	2.009	27,930	1,996	30.0	267	6.86	95.84
TG con cogeneración	2.754	38,293	12,588	27.5	180	31.65	79.11
TG con cogeneración + FS ²⁴	2.9323	42,491	12,588	31.8	180	29.71	81.32

Se puede ver que a partir del caso inicial de una industria que requiere vapor de proceso de 10 bar 180 °C, en una cantidad de 30 t/h, y que requiere de consumo de 1.637 t/h de combustible, existen las siguiente posibilidades de mejora:

- Con un consumo adicional de 87 kg/h de combustible y con la generación de vapor, todavía saturado de 233.8 °C, se logra la generación de 1,368 kW de energía eléctrica, casi gratis, y sigue entregando la misma cantidad de vapor al proceso.
- Si en lugar de seguir usando una caldera de vapor saturado se recurre a una con sobrecalentador que en el primer ejemplo produce vapor sobrecalentado de 300 C ahora la producción de electricidad aumenta a 1,632 kW con un consumo adicional de 118 kg/h de combustible.

²⁴ Fuego Suplementario

- En un siguiente ejemplo, para mostrar la ventaja de sobrecalentar vapor, se muestra que con temperatura de sobre calentamiento de 400 C, se logra un generación eléctrica de 1,996 kW y se sigue entregando la misma cantidad de vapor a proceso.

Estos ejemplo muestran la ventaja que puede obtener un planta industrial, que con una inversión relativamente pequeña en caldera de mejores capacidades y con un consumo relativamente menor de combustible, puede producir electricidad a la vez que se sigue satisfaciendo la demanda de vapor de proceso.

Una mejora radical en el aprovechamiento de la demanda vapor, consiste en la utilización de turbinas de gas en ciclo combinado cogeneración, con GVRC, dimensionadas para satisfacer la demanda de vapor, pero con una generación de electricidad varias veces mayor. Los ejemplos 5 y 6 mostrados anteriormente y cuyos resultados se presenta en la ya mencionada Tabla 5.12, muestran como con una turbina de gas cuya potencia bruta en sitio es de 12,588 kW, se puede suministrar al vapor a proceso y generar más de 6 veces de potencia eléctrica.

Este último enfoque cambia por completo el plan de negocios de la industria imaginaria de este ejemplo, ya que ahora además de producir y vender sus productos, puede vender energía eléctrica, ya que la generación de la turbina de gas es con mucha probabilidad mayor que la demanda eléctrica de la planta industrial.

Una cogeneración con turbina de gas producirá entre 6 y 10 veces más energía eléctrica que otra cogeneración con turbina de vapor, según el caso planteado anteriormente y gasta menos del doble de gas que una caldera que solo produce vapor, así que la empresa podría producir vapor y generar electricidad, tanto para su proceso, como para exportación y venta al Mercado de Eléctrico Mayorista.

5.2 Economía de los ciclos de vapor

La volatilidad del precio de los combustibles en dicho mercado internacional, hace que sea necesario buscar alternativas de combustible dentro de los ya existentes en él, para reducir los costos de generación eléctrica.

A continuación se evaluarán cuatro plantas termoeléctricas, las cuales tiene características diferentes entre sí, la principales diferencias son la capacidad, el tipo de combustible y tipo de tecnología de generación. Las plantas termoeléctricas son:

- Vapor menor con residual
- Vapor mayor con residual
- Vapor mayor con carbón
- Ciclo combinado con gas natural

Se analizan las consecuencias del uso de diferente combustibles en el mercado, cada combustible tiene un precio, con esto se verá cómo se afecta el precio de la electricidad.

Las condiciones de sitio, como temperatura ambiente, altitud y humedad, fueron consideradas iguales para todas las plantas, también se consideró un factor de planta igual para todas, del 92.5% esto es para que el rendimiento económico de la inversiones se siempre el mismo por haber trabajado el mismos número de hora al año.

Las características de sitio para la instalación son:

Tabla 5.13 Características de sitio para instalación

<i>Propiedad</i>	<i>Cantidad</i>	<i>Unidades</i>
<i>Temperatura del Ambiente</i>	25	[°C]
<i>Altitud</i>	10	[m]
<i>Presión del sitio</i>	1.012	[bar]
<i>Humedad relativa del ambiente</i>	60	[%]
<i>Temperatura de bulbo húmedo</i>	19.47	[°C]

Para determinar si los proyectos son rentables, se consideran los siguientes parámetros económicos los cuales son:

- Horas de operación al año
- Plazo de deuda en años
- Porcentaje de la deuda de inversión total
- Tasa de interés de la deuda
- Tasa de descuento para el cálculo del VAN
- Costos fijos y variables de operación y mantenimiento.

Además hay otros parámetros que influyen en la rentabilidad del proyecto:

- Monto total de la inversión en pesos o dólares
- Ese mismo costo indicado de manera unitaria en pesos o dólares por kW neto
- Eficiencia, o su inverso llamado régimen térmico.

La interacción entre los dos conjuntos de parámetros genera un indicador final de rentabilidad de proyecto, que es el Precio de Equilibrio de Venta de Electricidad, también conocido en inglés como Break-even Electricity Price, *BEEP*.

Es importante tomar en cuenta el tiempo de vida del proyecto ya que si este es demasiado corto se corre el riesgo de no recuperar la inversión hecha.

Las horas de operación de la planta son consideradas como si esta produjera a su máxima potencia en un periodo de tiempo, y son las horas que puede trabajar en un año.

5.2.1 Vapor menor con residual

La turbina con la que cuenta el ciclo de potencia genera 39,992 kW brutos y 38,301 kW netos, la potencia total generada por el ciclo, se considera un factor de planta de 92.5% es decir que está en operación 8100 al año y genera 311 GWh al año.

Con base en la información del COPAR 2013, el tiempo de instalación de las planta de vapor es alrededor de un año.

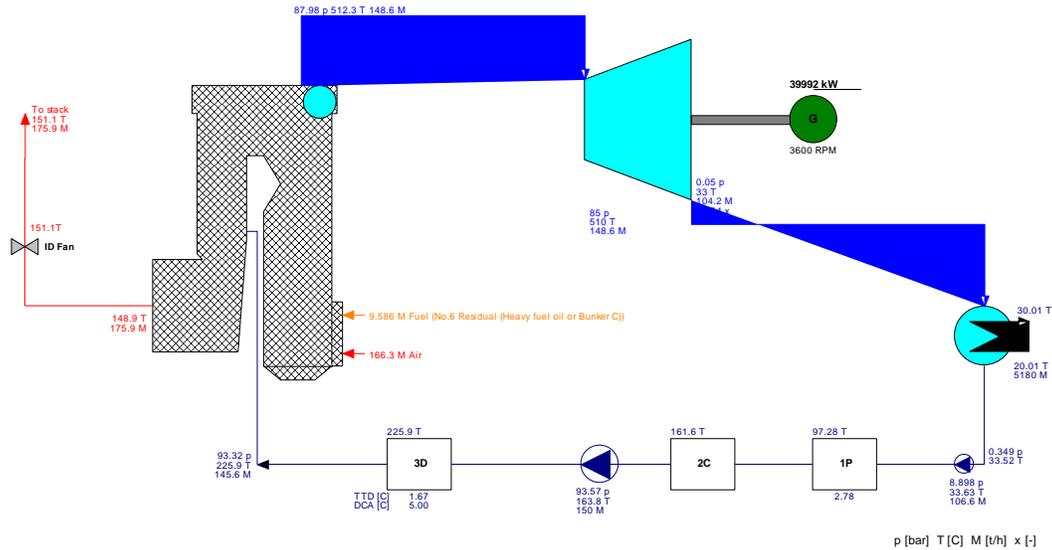
Tabla 5.14 Parámetros para la corrida feneciera de Vapor menor

<i>Parámetro</i>	<i>Cantidad</i>	<i>Unidades</i>
<i>Primer año de operación</i>	2018	Año
<i>Tiempo de vida del proyecto</i>	30	Años
<i>Horas de operación per año (plena carga equivalente)</i>	8100	Horas
<i>Tiempo de depreciación</i>	15	Años
<i>Porcentaje de depreciación de total de la de deuda</i>	90	%
<i>Plazo de deuda en años</i>	15	Años
<i>Porcentaje de la deuda de la inversión total</i>	70	%
<i>Tasa de interés de deuda</i>	7	%
<i>La tasa global de impuestos</i>	35	%
<i>Tasa descuento para el cálculo del VAN</i>	10	%
<i>Costo fijo anual de O&M</i>	32	USD/kW
<i>Costo Variable de O&M</i>	0.004	USD/kWh

Las temperaturas que llega a tener el hogar dentro de la caldera son por arriba de los 1700 °C

Plant gross power	39992	kW
Plant net power	38301	kW
Number of units	1	
Plant net HR (HHV)	10854	kJ/kWh
Plant net HR (LHV)	10280	kJ/kWh
Plant net eff (HHV)	33.17	%
Plant net eff (LHV)	35.02	%
Aux. & losses	1691.8	kW
Fuel heat input (HHV)	415.7	GJ/h
Fuel heat input (LHV)	393.7	GJ/h
Fuel flow	230	l/day
Net process heat	0	kJ/s

Ambient
1.012 p
25 T
69% RH
19.47 T wet bulb



STEAM PRO 25.0 Comisión Federal de Electricidad
1900 11-30-2015 10:16:05 C:\T\FLOW25\MYFILES\STPRO.STP

Ilustración 5.7 Balance térmico de la unidad de vapor menor

Los resultados de la corrida financiera resultaron de:

Tabla 5.15 Resume financiero de Vapor Menor

Resumen financiero

Electricidad neta producida al año	311	10^6_kWh
Combustible comprado al año	3,190	TJ
Agua consumida al año	12.74	10^6 l
Emissiones de CO ₂	244	Kton
Producción de residuos por combustión	0.0155	Kton
Inversión total	56,126,00	USD
Inversión específica	1,463.8	USD por kW
Inversión inicial	16,838,000	USD
Flujo efectivo acumulado	113,520,000	USD
Tasa de rendimiento interno de la inversión	7.763	%
Tasa de rendimiento interno	10.038	%
Tiempo para recuperar la inversión	15.69	Años
Valor presente neto	102,600	USD
Precio de equilibrio de venta de electricidad	0.0921	USD/kWh
Precio de combustibles LHV al precio de la electricidad	7.003	USD/GJ

5.2.2 Vapor mayor con combustóleo

El ciclo de vapor mayor cuenta con una capacidad de generación de 380 MW brutos y 370 MW Netos, se propone un factor de planta de 92.5 %, que da como resultado una generación de 3,000 GWh al año

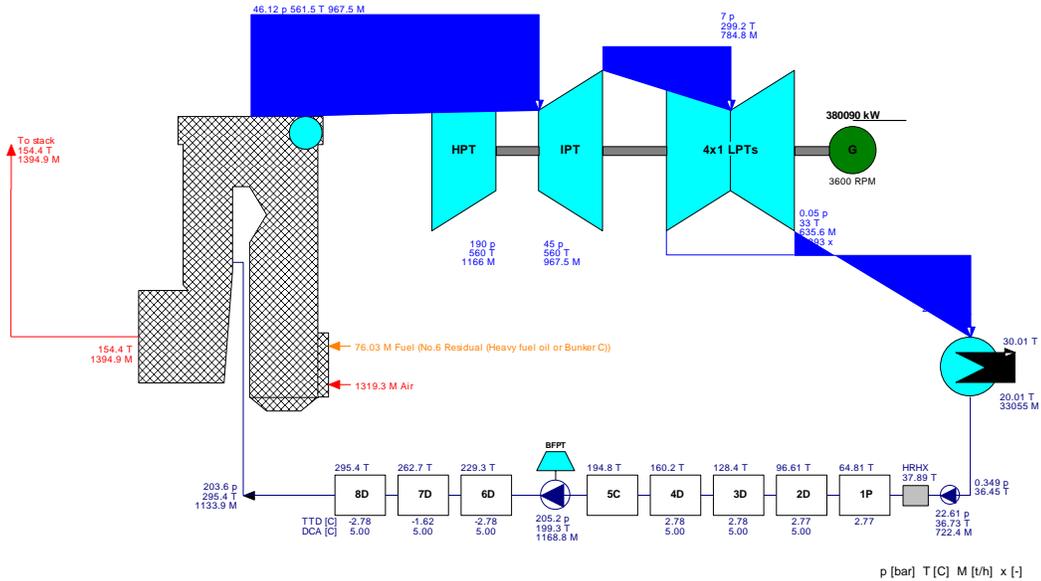
Las características de esta planta son que es un ciclo Rankine con sangrados de turbina para calentar agua de alimentación.

Tabla 5.16 Parámetros para la corrida feneciera de Vapor Mayor residual

<i>Parámetro</i>	<i>Cantidad</i>	<i>Unidades</i>
<i>Primer año de operación</i>	2018	Año
<i>Tiempo de vida del proyecto</i>	30	Años
<i>Horas de operación per año (plena carga equivalente)</i>	8100	Horas
<i>Tiempo de depreciación</i>	15	Años
<i>Porcentaje de depreciación de total de la de deuda</i>	90	%
<i>Plazo de deuda en años</i>	15	Años
<i>Porcentaje de la deuda de la inversión total</i>	70	%
<i>Tasa de interés de deuda</i>	7	%
<i>La tasa global de impuestos</i>	35	%
<i>Tasa descuento para el cálculo del VAN</i>	10	%
<i>Costo fijo anual de O&M</i>	32	USD/kW
<i>Costo Variable de O&M</i>	0.004	USD/kWh

Plant gross power 380090 kW
 Plant net power 370000 kW
 Number of units 1
 Plant net HR (HHV) 8911 kJ/kWh
 Plant net HR (LHV) 8440 kJ/kWh
 Plant net eff (HHV) 40.4 %
 Plant net eff (LHV) 42.65 %
 Aux. & losses 10090 kW
 Fuel heat input (HHV) 3297 GJ/h
 Fuel heat input (LHV) 3123 GJ/h
 Fuel flow 1825 t/day
 Net process heat 0 kJ/s

Ambient 1.012 p
 25 T
 69% RH
 19.47 T wet bulb



STEAM PRO 25.0 Comisión Federal de Electricidad
 1900 11-30-2015 10:33:05 C:\T\FLOW25\MYFILES\EjmsMayorResidual.stp

Ilustración 8 Ciclo de vapor mayor con combustóleo

Tabla 5.17 Resume financiero de Vapor Mayor combustoleo

Resumen financiero

Electricidad neta producida al año	3,000	10 ⁶ _kWh
Combustible comprado al año	25,290	TJ
Agua consumida al año	23.17	10 ⁶ l
Emisiones de CO ₂	1,930	Kton
Producción de residuos por combustión	0.1232	Kton
Inversión total	373,471,000	USD
Inversión específica	1,009.4	USD por kW
Inversión inicial	112,041,000	USD
Flujo efectivo acumulado	754,009,000	USD
Tasa de rendimiento interno de la inversión	7.753	%
Tasa de rendimiento interno	10.02	%
Tiempo para recuperar la inversión	15.70	Años
Valor presente neto	363,500	USD
Precio de equilibrio de venta de electricidad	0.0785	USD/kWh
Precio de combustibles LHV al precio de la electricidad	7.002	USD/GJ

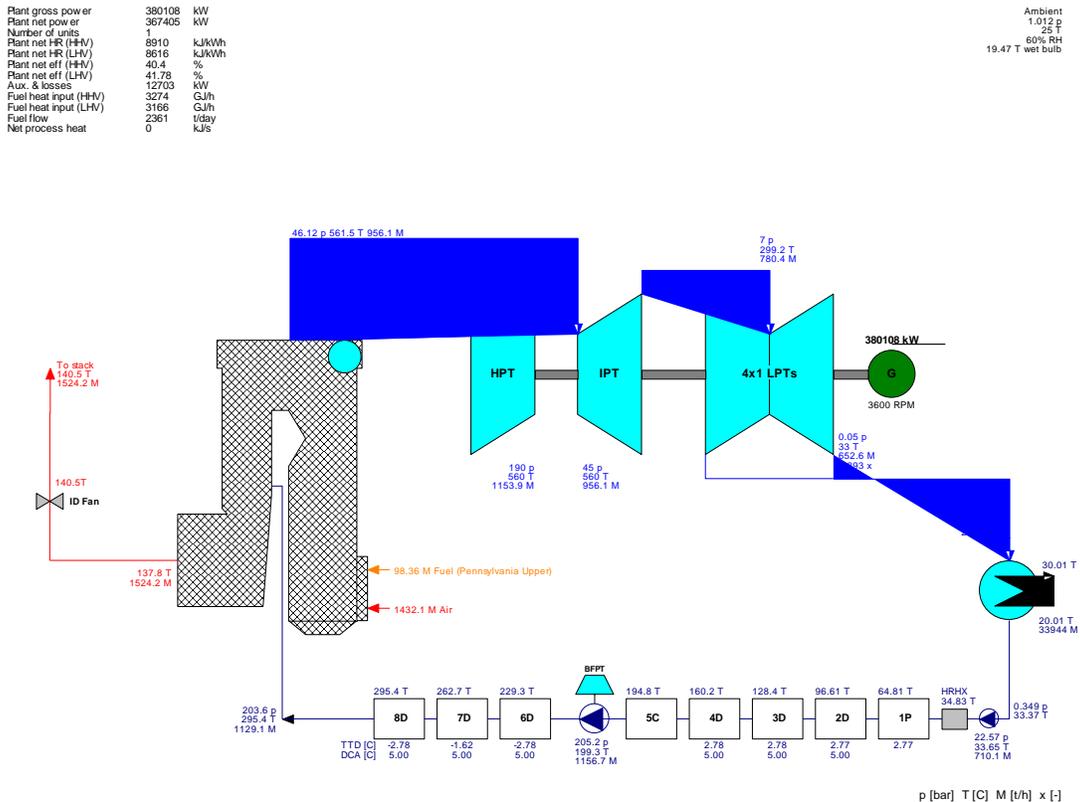
5.2.3 Vapor mayor con carbón

Es un ciclo Rankine con recalentamiento usa como fuente de calor el carbón, este ciclo cuenta con una capacidad bruta de 380 MW y una capacidad neta de 367.405 MW, se consideraron 8,100 horas de operación al año

Tabla 5.18 Parámetros para la corrida feneciera de Vapor Mayor con carbón

Parámetro	Cantidad	Unidades
Primer año de operación	2018	Año
Tiempo de vida del proyecto	30	Años
Horas de operación per año (plena carga equivalente)	8100	Horas
Tiempo de depreciación	15	Años
Porcentaje de depreciación de total de la de deuda	90	%
Plazo de deuda en años	15	Años
Porcentaje de la deuda de la inversión total	70	%
Tasa de interés de deuda	7	%
La tasa global de impuestos	35	%
Tasa descuento para el cálculo del VAN	10	%
Costo fijo anual de O&M	40	USD/kW
Costo Variable de O&M	0.006	USD/kWh

De acuerdo con la Tabla 5.19 que muestra



STEAM PRO 25.0 Comisión Federal de Electricidad
 1900 11-30-2015 13:36:53 C:\FLOW25\MYFILES\DimasMayorCarbon.stp

Tabla 5.19 Resume financiero de vapor con carbón.

Resumen financiero		
<i>Electricidad neta producida al año</i>	2,980	10 ⁶ _kWh
<i>Combustible comprado al año</i>	25,640	TJ
<i>Agua consumida al año</i>	23.07	10 ⁶ l
<i>Emisiones de CO₂</i>	2,380	Kton
<i>Producción de residuos por combustión</i>	10.04	Kton
<i>Inversión total</i>	467,306,000	USD
<i>Inversión específica</i>	1,271.9	USD por kW
<i>Inversión inicial</i>	140,192,000	USD
<i>Flujo efectivo acumulado</i>	946,680,000	USD
<i>Tasa de rendimiento interno de la inversión</i>	7.772	%
<i>Tasa de rendimiento interno</i>	10.054	%
<i>Tiempo para recuperar la inversión</i>	15.67	Años
<i>Valor presente neto</i>	1,210,000	
<i>Precio de equilibrio de venta de electricidad</i>	0.0475	USD/kWh
<i>Precio de combustibles LHV al precio de la electricidad</i>	3.005	USD/GJ

5.2.4 Ciclo combinado con gas

El ciclo combinado cuenta con una turbina de gas con una generación bruta de 327, 773 kW y una turbina de vapor con una generación bruta de 152, 190, sumando da en total una capacidad de 479,962 kW brutos y una capacidad neta de 465, 275 kW, este ciclo quema gas como fuente de energía para la generación eléctrica

Tabla 5.20 ciclo combinado

<i>Parámetro</i>	<i>Cantidad</i>	<i>Unidades</i>
<i>Primer año de operación</i>	2018	Año
<i>Tiempo de vida del proyecto</i>	20	Años
<i>Horas de operación per año (plena carga equivalente)</i>	8100	Horas
<i>Tiempo de depreciación</i>	15	Años
<i>Porcentaje de depreciación de total de la de deuda</i>	90	%
<i>Plazo de deuda en años</i>	15	Años
<i>Porcentaje de la deuda de la inversión total</i>	70	%
<i>Tasa de interés de deuda</i>	9	%
<i>La tasa global de impuestos</i>	35	%
<i>Tasa descuento para el cálculo del VAN</i>	15	%
<i>Costo fijo anual de O&M</i>	20	USD/kW
<i>Costo Variable de O&M</i>	0.002	USD/kWh

El ciclo combinado se muestra en la Ilustración 5.9 el diagrama de flujo del ciclo emplea, el combustible en la turbina de gas para generar la mayor parte de electricidad, los gases de escape salen de la turbina de gas con una temperatura de 639 °C y con ayuda de GVRC se genera vapor para una turbina de dos pasos la cual entrega 152,190 kW de electricidad adicional.

Los gases de escape se emiten a la atmosfera con una temperatura de 97 °C

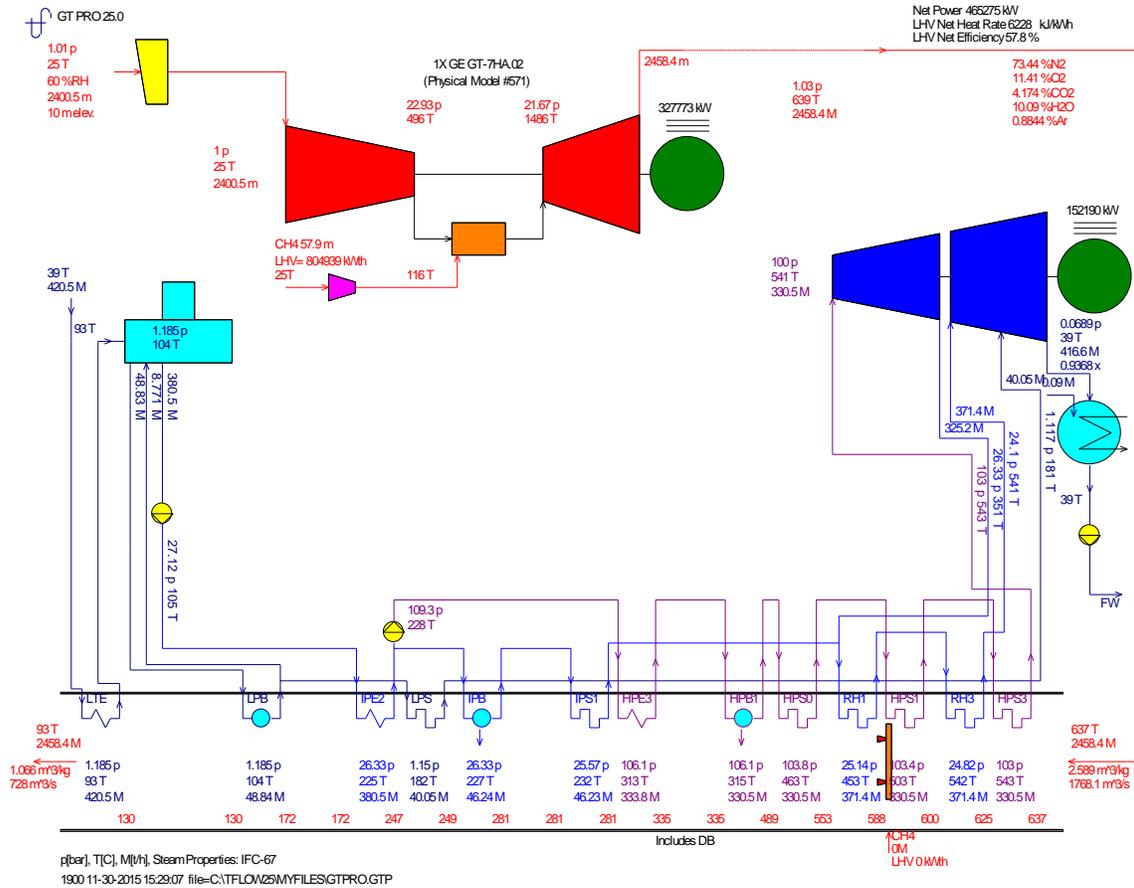


Ilustración 5.9 Balance térmico simplificado del Ciclo combinado

Tabla 5.21 Ciclo Combinado

Resumen financiero

Electricidad neta producida al año	3,770	10 ⁶ _kWh
Combustible comprado al año	23,470	TJ
Agua consumida al año	31.68	10 ⁶ l
Emisiones de CO ₂	1286.7	kton
Inversión total	245,445,000	USD
Inversión específica	527.5	USD por kW
Inversión inicial	73,633,500	USD
Flujo efectivo acumulado	366,261,00	USD
Tasa de rendimiento interno de la inversión	10.013	%
Tasa de rendimiento interno	15.137	%
Tiempo para recuperar la inversión	7.941	Años
Valor presente neto	790,100	USD
Precio de equilibrio de venta de electricidad	0.0304	USD/kWh
Precio de combustibles LHV al precio de la electricidad	3.006	USD/GJ

5.2.5 Análisis comparativo de las alternativas tecnológicas mostradas.

En la Tabla 5.22 se muestran los parámetros de desempeño económico de las alternativas de generación expuestas en los incisos anteriores.

Tabla 5.22 Comparación de resumen financiero de las plantas generadoras

Resumen financiero	Vapor	Vapor Mayor		Ciclo	unidades
	menor	Residual	Carbón	combinado	
<i>Electricidad neta producida al año</i>	311	3,000	2,980	3,770	10 ⁶ _kWh
<i>Combustible comprado al año</i>	3,190	25,290	25,640	23,470	TJ
<i>Agua consumida al año</i>	12.74	23.17	23.07	31.68	10 ⁶ l
<i>Emisiones de CO₂</i>	784	643	798	341	kg/MWh
<i>Producción de residuos por combustión</i>	0.0155	0.1232	10.04		Kton
<i>Inversión total</i>	56,126,000	373,471,000	467,306,000	245,445,000	USD
<i>Inversión específica</i>	1,463.8	1,009.4	1,271.9	527.5	USD/kW
<i>Inversión inicial</i>	16,838,000	112,041,000	140,192,000	73,633,500	USD
<i>Flujo efectivo acumulado</i>	113,520,000	754,009,000	946,680,000	366,261,000	USD
<i>Tasa de rendimiento interno de la inversión</i>	7.763	7.753	7.772	10.013	%
<i>Tasa de rendimiento interno</i>	10.038	10.02	10.054	15.137	%
<i>Tiempo para recuperar la inversión</i>	15.69	15.70	15.67	7.941	Años
Precio de equilibrio de venta de electricidad	0.0921	0.0785	0.0475	0.0304	USD/kWh
<i>Precio de combustibles LHV al precio de la electricidad</i>	7.0	7.0	3.0	3.0	USD/GJ

La electricidad neta producida al año va acorde a la capacidad de la planta termoeléctrica por lo cual no se puede hacer una comparativa directamente con la capacidad o generación, la comparación entre las distintas tecnologías se debe hacer en el precio del producto final en este caso es el Precio de Equilibrio de Venta de Electricidad, BEEP.

La inversión específica para cada una de las plantas varia, siendo la planta de vapor menor la más cara con 1,463 USD/kW seguidas por vapor mayor con carbón y vapor mayor con residual con un precio de 1,210 y 1,009 USD/kW respectivamente y por último la planta que es la más barata en esta comparativa fue el ciclo combinado con un precio de 527 USD/kW, es claro que la inversión específica es más barata en el ciclo combinado.

El precio de equilibrio de electricidad más caro obtenido en el resultado de las escenarios financieros es el ciclo de vapor menor con un precio de 0.0921 USD/kWh resultando tres veces mayor al precio de equilibrio eléctrico del ciclo combinado.

Otro rubro importante a considera es que en el ciclo combinado el tiempo de recuperación de la inversión es menor, si bien este tiene un menor tiempo de vida se puede hacer un comparación del porcentaje que ocupa el tiempo de recuperación de la inversión en comparación del tiempo de vida de la planta, y resulta que el ciclo combinado usa menos de la mitad del tiempo para la recuperación de la inversión total y las otras tecnologías usan un poco más del 50% del tiempo de vida haciendo más rentable el ciclo combinado.

El consumo de combustible se determina con el régimen térmico de la planta, un mejor desempeño en su uso es cuando se consume la menor cantidad posible de energía generada por el

combustible para genera un kWh eléctrico por lo que se hace, entonces entre menor sea la cantidad de kilojoules por kilowatt eléctrico generado (kJ/kWh)

La planta que tiene el menor régimen térmico es el ciclo combinado gastando 6,225 kJ/kWh, seguido por el ciclo de vapor mayor con residual, vapor mayor con carbón y vapor menor, con un régimen térmico de 8,430 kJ/kWh, 8,600 kJ/kWh y 10,250 kJ/kWh respectivamente. El ciclo combinado ocupa de manera más eficiente el combustible, reduciendo el consumo del mismo, el consumo de combustible afecta directamente al costo de generación eléctrica entre menor se al régimen mayor será el aprovechamiento del combustible en el ciclo.

Si el consumo de combustible es menor también se reduce el costo ocasionado por la compra de combustibles además de aminorar las emisiones de bióxido de carbono y gases de escape, la planta con mayores generación de emisiones de CO₂ es la planta de vapor mayor con carbón que genera 0.794 Kton_{CO₂}/GWh, es razonable dado que el carbón es un combustible con altas emisiones de CO₂ a pesar de tener un bajo factor de planta, las emisiones son mayores que las demás termoeléctricas evaluadas, la siguiente planta que genera más emisiones de CO₂ es la planta de vapor menor con residual, este es de 0.784 kton/GWh, una razón es que tiene un factor de planta alto haciendo que el gasto de combustibles sea elevado para le generación de electricidad, lo cual produce mayores emisiones de CO₂. El siguiente ciclo es el vapor mayor con residual como combustible tiene una generación de emisiones de CO₂ de 0.643 kton/GWh, que son 0.141 kton/GWh menos que el ciclo de vapor menor con el mismo combustible esto indica que existe un mejor uso del combustibles como también lo refleja su factor de planta, por ultimo con 0.341 Kton/GWh, el ciclo combinado que usa gas como combustibles para generación, es combustibles tiene el menor número de emociones de CO₂ además el ciclo combinado tienes un muy bajo factor de planta haciendo que se utilices de mejor manera el combustibles para generación.

5.3 Oportunidad económica por cambio de combustóleo a gas

El precio de los combustibles son variables y no se puede predecir fácilmente la tenencia que seguirán, pues es sensible a los cambios económicos y políticos mundiales, lo que se propone es hacer que las centrales quemem dos tipos de combustible en la caldera con el fin de mantener un bajo precio de la electricidad.

Las ventajas que esta propuesta ofrece es que no se dependa solo de un combustible para la generación eléctrica y que la electricidad se ofrezca al mercado con un precio bajo posible; esto beneficiaría a los consumidores y a la central generadora, puesto que una planta con un bajo costo de operación generalmente tiene un mejor factor de planta, lo que significa que la planta se encuentra en operación la mayor parte del tiempo, por consecuencia, el costo de la inversión se recupera en un menor periodo de tiempo.

El combustóleo es un hidrocarburo más contaminante a comparación con el gas natural, además de ser más caro, su precio en dólares por GJ no difieres en mucho del precio del petróleo, y por esta razón, se propone un cambio de combustible en las termoeléctricas lo utilicen.

5.3.1 Ahorros posibles

Un ahorro importante para hacer un cambio de combustible en una planta en vez de la instalación de una nueva es que ya se cuenta con el terreno, infraestructura para la distribución de energía eléctrica como lo son las redes de transmisión y subestaciones; también cuenta con el abastecimiento de uno de los combustibles.

6. Conclusiones

Se puede observar un impacto directo en el costo de la generación eléctrica de las dos formas, una es desde la concepción del proyecto teniendo en cuenta los consumo energético que se tendrán y los usos posibles que se le pueden dar a la energía calorífica a la salida del proceso de generación, otro ahorro que se puede hacer es en el cambio del tipo de combustible que se quema para la generación eléctrica por uno más económico que se encuentre ofertado en el mercado.

Para la producción de vapor en un proceso se utilizó cogeneración, los caso que se observaron fueron con una turbina de vapor a la cual se le suministra vapor saturado y otro caso sobrecalentado, en los ejemplos se pueden observar que con un pequeño consumo extra de combustible se podría genera energía eléctrica con un bajo costo, al usar una turbinas de gas para la producción de vapor y de energía eléctrica, usado la cogeneración se pueden observar que la generación eléctrica aumentaba entre 6 y 10 veces más que los casos que usaba una turbina de vapor, en todos los caso se pudo entregar el vapor necesario para el proceso a las condiciones solicitadas.

En la Tabla 5.12 se observa los gastos de combustibles y la generación de electricidad ya que la generación de vapor debe ser constante para el proceso, se varió el consumo de combustibles para producir electricidad en los diferentes sistemas de cogeneración.

Como se puede observar el consumo de combustibles no varió en grandes proporciones, la cogeneración con una turbina de vapor saturado entrega 1,368 kW con una presión a la turbina de vapor de 30 bar y solo consume 5.3 % más de lo que ocupa solo para la producción de vapor, para las cogeneración que ocupa vapor sobrecalentado a la entrada de la turbina con temperaturas de a 300 y 400 °C, el aumento del consumo de combustible es de 12.52 y un 22.72 % para producir 1,632 y 1,996 kW eléctricos brutos respectivamente, en el uso de vapor sobrecalentado con 400 °C puede generar algunas modificaciones a la salida para adecuar el vapor para el proceso, la cogeneración con la turbina de gas 1.8 veces del combustible necesario para producir vapor para poder logra genera 9.15 veces más electricidad que el sistema de con turbina de vapor con vapor saturado.

Es importante tener en cuenta la variación del precio de los combustibles, es un elemento esencial para la generación porque es la fuente de energía para generación eléctrica, al igual que cualquier producto que este ofertado en el mercado puede tener una tendencia a la alza en un corto lapso al igual que puede tener caídas como se pueden observar en el capítulo con los precios de los distintos combustibles abordados en el capítulo 3.

Lo que se ha podido comprobar en esta tesis es que el combustible que se usa para la generación eléctrica entre más barato sea, el precio de equilibrio de la electricidad será más bajo haciendo más atractiva la oferta de la energía en el mercado, otro beneficio que tiene es hacer más rentable

el proyecto de generación, como se había mencionado en el capítulo 1 el despacho de energía eléctrica se da en orden creciente el costo de generación de las tecnologías.

La tasa de internas de retorno (TIR) es un parámetro importante para tomar en cuenta ya que con esta tasa de interna se determina cual es el precio de equilibrio que tendrá la electricidad en el mercado.

Dado que el precio de equilibrio de venta de electricidad tiene una dependencia directa a los costos variables y fijos, se debe tener en cuenta una selección adecuada de la tecnología que se pretende usar para generación, los costos de instalación deben tomarse en cuenta dado que también varían de acuerdo a la tecnología seleccionada.

Los beneficios de ofertar la energía eléctrica a un bajo precio se ven reflejados en ambas partes, productores y consumidores, dado que los consumidores compran la energía ofertada por el costo accesible y para los inversionista son beneficiados con mayor venta de energía aumentando el factor de planta de la central haciendo mucho más rentable el proyecto.

El gas natural se ha convertido en un excelente sustituto del carbón y otros combustibles para el mediano y largo plazo. El gas natural es la mejor opción entre los combustibles del mercado para la transición de combustibles en plantas termoeléctricas que queman algún tipo de combustible fósil, algunos de ellos producen cenizas, provocando un gasto mayor para el mantenimiento de los equipos de esas centrales, el gas natural produce menores niveles de contaminantes y ceniza, con un precio muy atractivo en el mercado de combustibles, lo cual ha provocado un mayor consumo los últimos años desplazando el consumo de otros combustibles.

Adecuar las plantas termoeléctricas existentes en el país, modernizando y adecuando los diferentes sistemas para la quema dos combustibles, con la modificación de las plantas en vez de sacarlas de servicio en un par de años, se puede seguir generado electricidad, con una inversión menor a la instalación de una nueva planta, los posibles ahorros son la construcción de nuevas subestaciones eléctricas y nuevas redes de transmisión, también posibles puerto para el despacho de la electricidad.

La generación eléctrica es importante para el desarrollo de la industria y el crecimiento del país, como se hace mención en el capítulo uno el desarrollo del campo eléctrico se da por planeación del crecimiento tecnológico en la región o país, en este caso México.

El ahorro en generación eléctrica por parte se el estado como para los productores independientes es una prioridad, dado que si el despacho eléctrico es regulado y despachado como lo dicta la nueva reforma energética las ganancias se verán reflejadas directamente en las ganancias obtenidas para el proyecto de generación participante.

La importancia del precio de equilibrio eléctrico de los cuatro escenarios mostrados es que el precio de equilibrio, el más barato tiene una mejor oportunidad de competir en el mercado eléctrico porque tiene un precio más atractivo para los consumidores.

7. Bibliografía

- Armando Tauro Copyright. (26 de febrero de 2015). *Armando Tauro Copyright*. Obtenido de IMPLEMENTACIÓN ENERGÍA EÓLICA, APLICANDO SISTEMA HÍBRIDOS: <http://armandotauro.pe/implementacion-energia-eolica-aplicando-sistema-hibridos/>
- Banco Mundial b. (02 de diciembre de 2015). *El Banco Mundial b*. Obtenido de Producción de electricidad a partir de fuentes nucleares (% del total): <http://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.NUCL.ZS>
- Biografías y Vidas. (mayo de 2016). *Biografías y Vidas*. Obtenido de Biografías y Vidas: <http://www.biografiasyvidas.com/biografia/d/diesel.htm>
- Biografías y Vidas. (mayo de 2016). *Biografías y Vidas*. Obtenido de Biografías y Vidas: <http://www.biografiasyvidas.com/biografia/o/otto.htm>
- BLACK & VEATCH. (1996). *Power plant Engineering*. New York: Springer.
- Cengel, Y. A. (2009). *Termodinámica*. Mc Graw Hill.
- CFE. (25 de febrero de 2015). *Sala de prensa CFE*. Obtenido de PALABRAS DEL DOCTOR ENRIQUE OCHOA REZA, DIRECTOR GENERAL DE LA CFE, DURANTE SU PARTICIPACIÓN EN EL CONGRESO Y EXPOSICIÓN MÉXICO WINDPOWER 2015.: <http://saladeprensa.cfe.gob.mx/direccion/show/123/>
- CFE. (Mayo de 2016). *CFE y la electricidad en México*. Obtenido de CFE y la electricidad en México: http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/1_AcercadeCFE/CFE_y_la_electricidad_en_Mexico/Paginas/CFEylaelectricidadMexico.aspx
- COPAR,CFE. (2013). *Costos y Parámetros de Referencia para Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico, COPAR Generación 2013*. México: Subdirección de Programación Cordinación de Evaluación.
- Daniel Resendiz; CFE . (1994). *El sector eléctrico de México*. Ciudad de México : Fondo de Cultura Económica .
- Díez, P. F. (s.f.). *Centrales Térmicas* . Libros.redsauce.net.
- EAI. (2015). *Monthly Electricity Statistics, febrero 2015*. U.S. Energy Information Administration.
- EAI. (10 de diciembre de 2015). *U.S. Energy Information Administration (EAI)*. Obtenido de U.S. Energy Information Administration (EAI): <https://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm?tid=2&pid=2&aid=12>
- EIA. (mayo de 2016c). *U.S. Energy Information Administration*. Obtenido de International Energy Statistics :

<https://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/iedindex3.cfm?tid=3&pid=26&aid=2&cid=CG5,&syid=2010&eyid=2014&unit=QBTU>

El Banco Mundial. (10 de Noviembre de 2015). *El Banco Mundial*. Obtenido de El banco Mundial: <http://datos.bancomundial.org/>

El Banco Mundial a2. (15 de noviembre de 2015). *El Banco Mundial* . Obtenido de El Banco Mundial : <http://datos.bancomundial.org/indicador/EG.USE.ELEC.KH.PC>

Encyclopedia Britannica. (abril de 2016). *Encyclopedia Britannica*. Obtenido de Encyclopedia Britannica: <http://global.britannica.com/biography/William-John-Macquorn-Rankine>

EOI. (noviembre de 2015). *Escuela de Organizacion Industrial* . Obtenido de Escuela de Organizacion Industrial : <http://www.eoi.es/blogs/pablogonzalezvina/>

INEGI. (15 de Diciembre de 2015). *INEGI*. Obtenido de Cuentame población : <http://cuentame.inegi.org.mx/poblacion/habitantes.aspx?tema=P>

International Energy Agency. (noviembre de 2015). *OCDE/ IEA*. Obtenido de Kay World Energy Setatistic 2015: file:///H:/Tesis%2005-12/KeyWorld_Statistics_2015.pdf

Ismael, P. F. (julio de 2006). *Generación Termoeléctrica*. Obtenido de Ciclos Combinados: http://ocw.uniovi.es/pluginfile.php/1012/mod_resource/content/1/1C_C12757_0910/04_GT14_Centrales_termicas_de_ciclo_combinado.pdf

ME. (26 de mayo de 2016). Obtenido de <http://portalweb.sgm.gob.mx/economia/energeticos.html#mensual>

Morales, R. (22 de octubre de 2015). Japón comprará más gas natural a EU por el TPP. *El Economista* . Obtenido de <http://www.globalasia.com/actualidad/empresas/enagas-dice-que-el-mayor-consumo-de-gas-en-japon-no-afectara-a-espana-2>

Negrín, G. (2015). Present Situation and Perspectives of Geothermal in Mexico. *Proceedings World Geothermal Congress* .

PEMEX. (26 de mayo de 2016a). *PEMEX*. Obtenido de Indicadores Petroleros: <http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Paginas/IndicadoresPetroleros.aspx>

Reforma energética. (2016). *Reforma energética*. Obtenido de http://reformas.gob.mx/wp-content/uploads/2014/04/Explicacion_ampliada_de_la_Reforma_Energetica1.pdf

SENER. (noviembre de 2015). *SENER*. Obtenido de SENER: <http://egob2.energia.gob.mx/portal/electricidad.html>

SENER. (2015c). *Prospectiva de Gas Natural y Gas LP 2015-2029*. México: Secretaria de Energía. Obtenido de Prospectiva de Gas Natural y Gas LP 2015-2029:

https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/44326/Prospectiva_Gas_Natural_y_Gas_LP.pdf

SENER. (marzo de 2016). *Prospectiva del Sector Eléctrico*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/44328/Prospectiva_del_Sector_Electrico.pdf

SENER, Prospectiva de petroliferos . (s.f). https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/6977/Refinacion_Web.pdf.

SENER,CFE. (2015). *Prospectiva del Sector Eléctrico 2015-2029*. México: Secretaría de Energía.

Texas Alliance of Energy Producer . (26 de mayo de 2016). *Texas Alliance of Energy Producer* . Obtenido de Historical Physical Gas Delivery Prices: <http://texasalliance.org/historical-physical-daily-gas-delivery-prices/>

Universida Tecnologica Nacional, Fac. Regional de Menzoa. (mayo de 2009). *Maquinas Térmicas* . Obtenido de Ciclo Brayton : http://www.edutecne.utn.edu.ar/maquinas_termicas/03-turbina_a_gas.pdf

Valenzuela, Marcos; CENACE. (2015). *Presentacion AES Storage*. CENACE.

Vergara, M. (s.f.). Leyes de Feed-In Tariff en el Mundo. *Universidad Técnica Federico Santa María*, <http://www2.elo.utfsm.cl/~elo383/apuntes/InformeFeedin.pdf>. Obtenido de <http://www2.elo.utfsm.cl/~elo383/apuntes/InformeFeedin.pdf>

