



Universidad Autónoma de Querétaro
Facultad de Contaduría y Administración
Maestría en Administración

GESTIÓN TECNOLÓGICA Y FINANCIERA EN LA CTCC EL SAUZ

TESIS

Que como parte de los requisitos para obtener el grado de

Maestro en Administración

Presenta:

José Antonio Carapia Ríos

Dirigido por:

Dra. Graciela Lara Gómez

SINODALES

Dra. Graciela Lara Gómez
Presidente

Dra. Amalia Rico Hernández
Secretario

Dra. Alejandra E. Urbiola Solís
Vocal

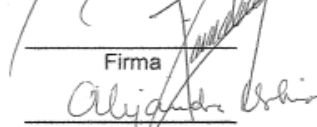
Dra. Clara Escamilla Santana
Suplente

Dr. Fernando Barragán Naranjo
Suplente

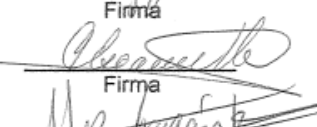
M. en I. Héctor Fernando Valencia Pérez
Director de la Facultad de Contaduría
y Administración



Firma



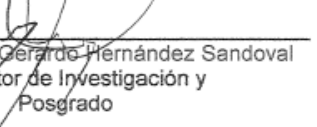
Firma



Firma



Firma



Firma

Dr. Luis Gerardo Hernández Sandoval
Director de Investigación y
Posgrado

Centro Universitario
Querétaro, Qro.
Mayo, 2009
México

Resumen

El presente trabajo pretende dar a conocer cómo influye la gestión tecnológica y financiera en la toma de decisiones de las empresas, particularmente en la Central Termoeléctrica de Ciclo Combinado El Sauz de la CFE. Para ello se retoman aportes teóricos en estrategia, finanzas y gestión tecnológica. Los retos a los que CFE se ha enfrentado en un mundo cada vez más globalizado, llevando a replantear los aspectos más importantes de su gestión, que incluyen: la mejora en la productividad, la organización corporativa y el uso de tecnologías de punta. Los escenarios se han modificado, hace algunos años en México no había competencia en generación de energía eléctrica, ahora han incursionado otras empresas de la iniciativa privada, conduciendo a la CFE a la pérdida de parte de su mercado en 2005, pues inicialmente se contaba con una participación del 95.8% y ahora se tiene sólo el 65.19%, contribuyendo el CTCC El Sauz con el 0.95% de la energía producida en el país. La gestión tecnológica y financiera toma importancia central, debido a que la empresa estudiada, debe incluir procesos de innovación y transferencia tecnológica, para ello deberán considerarse las diferentes variables que influyen tales procesos, entre ellas, los cambios climatológicos que afectan la maquinaria necesaria para la producción de energía, como las turbinas de gas cuya producción y eficiencia se ve disminuida. Se propone que la mejora en los sistemas de enfriamiento en la succión de aire al compresor, incrementaría la productividad en la empresa. Para aportar elementos para la optima toma de decisiones, se emplearon las propuestas metodológicas contenidas en los proyectos Pidiregas, CFE del COPAR (Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión), y herramientas de análisis financiero y económico la utilizada en que está basada en el Capital Investment Analysis, Aplin R.D. y G.L. Casler, Grid, Inc. Los resultados mostraron que el proyecto tecnológico es: técnica, económica y financieramente viable, por tanto, al tomar la decisión de invertir en nueva tecnología, la empresa tendrá mayor oportunidad de recuperar su nicho de mercado.

(Palabras claves: gestión de la tecnología, finanzas, ciclo combinado.)

Summary

The purpose of this work is to show how technological and financial administration influence decision-making in companies, particularly in the El Sauz Thermoelectric Combined-cycle Center of the CFE (from its initials in Spanish – Federal Electric Commission) To do so, we have studied theories related to strategies, finances and technological administration. The challenges faced by the CFE in and ever more globalized world are dealt with. These problems make it necessary to rethink the most important aspects of its administration, including improvement in productivity, corporate organization and the use of the cutting-edge technology. The scenarios have changed; some years ago there was no competition in the generation of electric generation of electric energy in México. Now other companies from the private sector operate in the country. In 2005 this meant the lost of part of the CFE's market. Initially its participation in the area was 95.8%, but now this participation has been reduced to 65.19%. The El Sauz CTCC (from its initials in Spanish) accounts for 0.95% of the energy produced in the country. Technological and financial administrations are of central importance, since the company studied must include innovation processes and technological transference. In order to do this, the different variables affecting these processes must be considerate; among these variables are climate changes that affect the machinery necessary for energy production, such as gas turbine, the production and efficiency of which have decrease, We propose that improvement of the cooling systems in the intake air compressor would increase company productivity. To provide elements for optimal decision-making, methodological proposals contained in the Pidiregas, CFE of COPAR (Reference Cost and Benchmarks for the Formulation of Investment Projects) and financial and economic analysis tools based on Capital Investment Analysis, R.D. Aplin and G.L. Casler, Grid, Inc. were used. Results showed that the technological project is technically, economically and financially viable. Therefore, upon making a decision to invest in new technology, the company would have a greater opportunity to recover its market niche.

(Key words: Technology administration, finances, combined-cycle)

Dedicatorias

Por su comprensión y apoyo, con todo mi amor

A mi esposa Alicia Barajas Pozos

Y a mis hijos Adrian, Iván y Enrique Carapia

A mis padres

Antonio Carapia Raya y Ma. Teresa Ríos Picazo

A la memoria de una gran mujer que me supo guiar en mi camino y en todo momento estuvo conmigo, a mi Abuelita

Ma. Del Carmen Raya Medina

A los que educan en la verdad y en el honor

Agradecimientos

A la:

CFE

Universidad Autónoma de Querétaro

Especialmente a la:

CTCC “EL SAUZ”

Facultad de Contaduría y Administración

Por el apoyo proporcionado para la realización de esta investigación a:

M.A Jorge Badillo López

Por el apoyo incondicional recibido durante el ciclo escolar a:

Dr. Fernando Barragán Naranjo

Dra. Graciela Lara Gómez

Índice

	Página
Resumen	i
Summary	ii
Dedicatorias.....	iii
Agradecimientos.....	1
Índice.....	2
Índice de tablas.....	4
Índice de figuras	5
CAPÍTULO I.....	6
1 Introducción	6
CAPÍTULO II	8
2 Planteamiento del problema	8
2.1 Antecedentes	8
2.2 Problemática.....	18
2.3 Objetivo.....	19
2.4 Proposición de investigación.....	20
2.5 Alcance del Proyecto.....	21
CAPÍTULO III	22
3 Aspectos teóricos para el análisis financiero mediante el esquema de pidiregas.....	22
3.1 Gestión de la tecnología	22
3.1.1 Estrategia tecnológica	24
3.1.2 Tipos de tecnología	26
3.1.3 Situación relativa frente a las tecnologías	26
3.1.4 Transferencia de tecnología	28
3.1.5 Perfiles de adopción	28
3.1.6 Modelo de transferencia de tecnología.....	31
3.1.7 Difusión de la tecnología.....	32
3.2 Globalización	33
3.3 Competitividad.....	34
3.4 Planeación Estratégica.....	36
3.5 Regulación de la participación privada en la industria eléctrica nacional	37
3.6 Tipos de proyectos financieros en CFE.....	39
3.6.1 Proyectos de inversión productiva de largo plazo (Pidiregas)	40
3.6.2 Contabilización de los Pidiregas	41
3.6.3 Marco jurídico del Pidiregas bajo la modalidad OPF	42
3.6.4 Lineamientos para la elaboración y presentación de los análisis costo y beneficio de los programas y proyectos de inversión.....	44
3.7 Descripción del desarrollo de nuevos proyectos presupuestarios en la CFE	49
3.8 Panorama económico	54
3.8.1 Escenarios macroeconómicos	54
3.8.2 Escenario del combustible.....	55
3.8.3 Retiro de Unidades Generadoras.....	56
3.8.4 Margen de Reserva.....	56

3.8.5 Programa de Autoabastecimiento.....	57
3.8.6 Requerimientos de Inversión.....	58
CAPÍTULO IV	59
4 Análisis financiero sobre la instalación del sistema de enfriamiento en la succión del compresor de una turbogas	59
4.1 Estudio del mercado	59
4.1.1 Supuestos básicos.....	59
4.1.2 Población y Vivienda	60
4.1.3 Precios de Electricidad.....	60
4.1.4 Costo marginal de la energía eléctrica	62
4.1.5 Precios de combustibles	70
4.1.6 Costos nivelados.....	72
4.1.7 Costos de operación y mantenimiento	74
4.1.8 Análisis del consumo nacional de electricidad y de las ventas del sector público.....	76
4.1.9 Análisis de la demanda.....	78
4.1.10 Análisis de la oferta.....	81
4.2 Posicionamiento en el mercado de energía	83
4.2.1 Predespacho de generación	84
4.2.2 Mercado de un día en adelanto.....	84
4.2.3 Mercado de balance.....	84
4.2.4 El Simme	85
4.3 Estudio técnico	86
4.3.1 Tecnologías de enfriamiento de aire en la succión del compresor.....	89
4.4 Estudio económico	92
4.4.1 Divisas.....	92
4.4.2 La inflación y su efecto en la evaluación de proyectos.....	95
4.4.3 Datos del proyecto.....	96
4.4.4 Programa de realización.....	100
4.4.5 Amortización.....	100
4.4.6 Resultados netos.....	103
4.4.7 Evaluación económica.....	104
4.4.8 Sensibilidad de los parámetros económicos.....	105
4.5 Estudio financiero	107
4.5.1 Evaluación financiera.....	108
4.4.10 Sensibilidad financiera	110
4.4.11 Sensibilidad a los precios del combustible.....	111
4.4.12 Sensibilidad a los costos marginales	113
4.4.13 Beneficios por la realización del proyecto	114
4.4.14 Riesgos	115
CAPÍTULO V	117
5 Conclusiones	117
Referencias bibliográficas	122
APENDICE	125
Glosario de términos	126
Abreviaturas	133

Índice de tablas

Tabla	Página
Tabla 1 Descripción de tecnología y capacidad de la CTCC El Sauz	12
Tabla 2 Funciones básicas de la gestión de innovación	23
Tabla 3. Tipo de tecnologías	26
Tabla 4 Importancia relativa de la tecnología vs nivel de absorción	27
Tabla 5 Tabla Comparativa de Riesgos bajo el Sistema OPF	43
Tabla 6 Causas de la variación del costo marginal con el tiempo	62
Tabla 7 Duración mensual de energía por escalón	63
Tabla 8 Integración de Costo Marginal de Energía	65
Tabla 9 Precio de transferencia nivelado	65
Tabla 10 Costo unitario de inversión	67
Tabla 11 Costo de operación y mantenimiento	68
Tabla 12 Costo marginal de energía eléctrica	69
Tabla 13 Ingresos por capacidad	70
Tabla 14 Precios Combustible Gas	72
Tabla 15 Costos de Operación y Mantenimiento	75
Tabla 16 Tabla de Meritos	86
Tabla 17 Tipo de cambio del peso respecto al dólar	94
Tabla 18 Datos generales proyecto	96
Tabla 19 Cotización	99
Tabla 20 Amortización para construcción del proyecto	101
Tabla 21 Amortización del proyecto	101
Tabla 22 Resumen amortización proyecto	102
Tabla 23 Resultados netos del proyecto	103
Tabla 24 Evaluación económica	105
Tabla 25 Sensibilidad parámetros económicos	106
Tabla 26 Evaluación financiera	109
Tabla 27 Sensibilidad financiera ante las inversiones	111
Tabla 28 Sensibilidad financiera ante incremento del combustible	112
Tabla 29 Sensibilidad financiera ante los costos marginales	113

Índice de figuras

Figura	Página
Figura 1 Localización geográfica de la CTCC "EL SAUZ"	11
Figura 2 Ubicación de la "CTCC El Sauz" dentro del Organigrama de CFE	13
Figura 3 Mercado Mundial de Energía Eléctrica	16
Figura 4 Mercado Interno de México	17
Figura 5 Mercado electricidad de la "CTCC El Sauz"	17
Figura 6 Nivel responsabilidad en la innovación	24
Figura 7 Curva de rendimiento de la tecnología	25
Figura 8 Diagrama de Kiwiatt	30
Figura 9 Diagrama de flujo de los proyectos Pidiregas (OPF)	53
Figura 10 Diagrama de Flujo Pidiregas OPF, Fase de Licitación	54
Figura 11 Margen de reserva y margen operativo de capacidad	57
Figura 12 Relación precio/costo tarifas residencial y agrícola	61
Figura 13 Escalonamiento costo marginal	63
Figura 14 Costos Marginales por escalón	64
Figura 15 Escenario de precios de combustibles	71
Figura 16 Consumo Nacional de Electricidad	76
Figura 17 Consumo Nacional de Electricidad Vs PIB	77
Figura 18 Demanda de Electricidad en el Área Occidental	79
Figura 19 Consumo Nacional de Energía Eléctrica	81
Figura 20 Capacidad efectiva instalada de generación	82
Figura 21 Generación por fuente	83
Figura 22 Curva temperatura Vs Mw turbogas 6	87
Figura 23 Grafica comparativa por diferentes tipos de enfriamiento	88
Figura 24 Enfriamiento evaporativo	89
Figura 25 Enfriamiento por nebulización	90
Figura 26 Enfriamiento por Absorción	91
Figura 27 Histograma precio dólar jun-nov 2008	95
Figura 28 Histograma corregido precio dólar	95
Figura 29 Programa de realización	100
Figura 30 Beneficios netos del proyecto	115

CAPÍTULO I

1 Introducción

La gestión en la tecnología actualmente es de vital importancia para las empresas lo que les permite ser competitivas en mercados globales, donde el valor del precio de venta de un producto, no es el de una guerra de precios bajos, sino el resultado de su calidad y productividad, por lo tanto la gestión tecnológica es el sistema de conocimientos y prácticas relacionados con los procesos de creación, desarrollo, transferencia y uso de la tecnología; en el ambiente empresarial la gestión tecnológica se revela en sus planes, políticas y estrategias tecnológicas para la adquisición, uso y creación de tecnología, así como cuando se asume la innovación como eje de las estrategias de desarrollo de los negocios. También es evidente cuando en la cultura de las empresas se ha logrado "crear una mentalidad innovadora, enfocada hacia el aprendizaje permanente que sirva de sustento al crecimiento de la competitividad en el largo plazo.

En el marco de la generación de energía eléctrica en el país, la CFE poseía el 95.8% de demanda, mientras que el 4.2% restante lo poseía la compañía de Luz y Fuerza del Centro, no habiendo competencia, en el año de 1992 se reformó la ley del servicio público de energía eléctrica (LSPEE), que permitió a la iniciativa privada invertir en el segmento de la generación eléctrica, entrando a operar compañías como Unión Fenosa, Iberdrola, Intergen, TransAlta, EDF International, Mitsui, Mitsubishi etc.. Localizadas en (Mérida, Hermosillo, Tuxpan, Saltillo, Rio Bravo, Monterrey, Tamazuchale, Altamira, Rosarito, Nogales San Luis de la Paz etc...) Actualmente cuentan con 21 centrales de productores independientes de energía (PIE) con una capacidad total de 11,456.90 MW, produciendo en el mercado eléctrico un 31.59%, mientras que la CFE se quedó con el 65.19%, afectando los niveles de su productividad, bajando así el factor de planta.

Derivado de la competencia existente en el país y aunado a la tecnología de los productores externos donde la eficiencia de los ciclos combinados es de un 51% , y la CFE existen centrales termoeléctricas de un 36%, ciclos combinados de 42%, unidades turbogas de 27%, se hace más ineficiente generar energía eléctrica, por lo que la CFE tomó como estrategia la modernización de sus unidades y realización de proyectos de mejora de régimen térmico (eficiencia), para continuar dentro del nicho del negocio.

La CTCC El Sauz ubicada en el Sauz, municipio de Pedro Escobedo Querétaro, teniendo como función principal la generación de energía eléctrica y utilizando como tecnología el ciclo combinado, alineándose a los objetivos generales de la CFE (CFE, 2008).

- Mantenerse como la empresa de energía eléctrica más importante a nivel nacional.
- Operar sobre las bases de indicadores internacionales en materia de productividad, competitividad y tecnología.
- Ser reconocida por sus usuarios como una empresa de excelencia que se preocupa por el medio ambiente, y está orientada al servicio al cliente.
- Elevar la productividad y optimizar los recursos para reducir los costos y aumentar la eficiencia de la empresa, así como promover la alta calificación y el desarrollo profesional de los trabajadores.

Y en concordancia con la gestión de la tecnología ha realizado un benchmarking para mejorar su eficiencia y niveles de productividad y revisando la problemática técnica existente en los ciclos combinados que son afectados con la temperatura ambiente en sus niveles de producción y eficiencia (cuando se eleva la temperatura ambiente las unidades generan menos, derivado de la densidad del aire de entrada al compresor, influyendo en una caída de eficiencia), en la CCC Tula se colocó un sistema de enfriamiento en la succión del compresor, reduciendo así este efecto, para lo cual en este trabajo se realizó el estudio financiero para dicho proyecto en el cual se pretende tener una recuperación de energía eléctrica y eficiencia en condiciones de verano de las unidades turbogas de la CTCC El Sauz de 16 Mw en unidad 6, y de 12 Mw en la unidad 5, con un incremento de eficiencia de 0.1%, con un costo de 5,000,000 dólares. Realizándose el estudio del mercado, y de precios resultando.

Desde el punto de vista económico el proyecto es rentable, con una relación costo beneficio de 2.08 y una TIR de 33.76%. También financieramente el proyecto es factible. De acuerdo con los flujos anuales de pagos financieros y de resultado neto de operación, el proyecto tiene una relación B/C de 3.26 y una TIR de 38.42 %, obteniéndose una ganancia de 3.772 millones de dólares.

CAPÍTULO II

2 Planteamiento del problema

2.1 Antecedentes

De acuerdo con el prontuario de la central termoeléctrica de ciclo combinado El Sauz (CTCC El Sauz, 2008), la Comisión Federal de Electricidad (CFE) es una empresa que genera, transmite, distribuye y comercializa energía eléctrica. La organización está compuesta por tres grandes negocios, que son: la generación, la transmisión y la distribución de energía eléctrica.

El primero realiza diversas actividades entre las que se cuentan recibir los insumos: combustible, agua, viento, vapor geotérmico o material radioactivo entre otros para convertirlos en la energía eléctrica, la cual se entrega al área de transmisión en el transformador principal de la unidad generadora. Existiendo diferentes formas de producir energía eléctrica, dependiendo del tipo de centrales de la que se trate, entre ellos están: termoeléctrica, hidroeléctrica, carboeléctrica, geotermoeléctrica, eoloeléctrica, nucleoeeléctrica, termoeléctrica, (productores independientes).

El segundo nicho del negocio se refiere a la etapa de transmisión, que se encarga de llevar la energía eléctrica de los transformadores de generación hasta la subestación de la ciudad o población donde se concentra el usuario final, incluye las torres y cableados que atraviesan por campos y cerros, y finalmente el tercer negocio se refiere a la distribución de energía eléctrica que comprende desde la subestación de alta tensión donde le entrega transmisión hasta el suministro a las casas, industrias, granjas o negocios donde se presta el servicio, e incluye realizar el cobro del servicio.

Para este estudio se analiza únicamente el primer nicho del negocio, esto quiere decir, la generación de energía eléctrica requerida para cubrir la demanda poblacional, de la industria, la agricultura, el comercio y los servicios. El proceso que interesa es el termoeléctrico el que puede

clasificarse de acuerdo al tipo de generación y tecnología utilizada para hacer girar los generadores eléctricos, que pueden describirse como:

- Vapor.- Un generador de vapor transforma el poder calorífico del combustible en energía térmica, la cual es aprovechada para llevar el agua de su estado líquido a la fase de vapor. Éste ya sobrecalentado, es conducido a la turbina donde su energía cinética se convierte en mecánica, misma que se transmite al generador para producir electricidad (Copar, 2008, p. 33).
- Turbogas.- La generación de energía eléctrica en estas unidades se logra cuando el sistema toma aire de la atmósfera a través de un sistema de filtros y entra después al compresor. El aire es comprimido aquí antes de llegar a la cámara de combustión, donde el combustible, inyectado en las toberas, se mezcla con el aire altamente comprimido, quemándose posteriormente. De ello resultan gases de combustión calientes los cuales al expandirse hacen girar la turbina de gas. El generador, acoplado a esa turbina, transforma en electricidad la energía mecánica producida por ésta. (Copar, 2008, p. 36).
- Combustión Interna.- La tecnología de la central de combustión interna (motor diesel), aprovecha la expansión de los gases de combustión para obtener energía mecánica, la cual a su vez es transformada en energía eléctrica en el generador. (Copar, 2008, p. 42).
- Ciclo Combinado.- Estas plantas están integradas por dos tipos diferentes de procesos de generación: turbogas y vapor. Una vez terminado el ciclo térmico de la unidad turbogas, los gases desechados poseen un importante contenido energético, el cual se manifiesta en su alta temperatura (hasta 623 °C en las turbinas de mayor capacidad). Esta energía es utilizada en un recuperador de calor para aumentar la temperatura del agua y llevarla a la

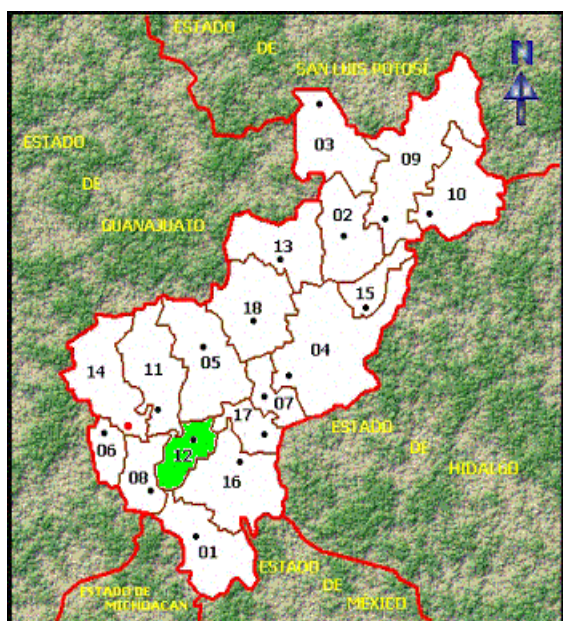
fase de vapor, donde es aprovechada para generar energía eléctrica, siguiendo un proceso semejante al descrito para las plantas termoeléctricas convencionales.(Copar, 2008, p.39).

El planteamiento del problema según (Dieterich 2004, p. 57) es la delimitación clara y precisa del objeto de investigación, realizada por medio de preguntas, lecturas, trabajo manual, encuestas, pilotos, entrevistas entre otros. La delimitación se realiza mediante cinco pasos: la delimitación del objeto en el espacio físico-geográfico; su delimitación en el tiempo; el análisis semántico de sus principales conceptos mediante enciclopedias y libros especializados; la formulación de oraciones tópicas; y la determinación de los recursos disponibles. La función del planteamiento del problema consiste en revelar al investigador, si su proyecto de investigación es viable dentro de sus tiempos y recursos disponibles.

La estrategia metodológica utilizada fue. la de los proyectos Pidiregas del artículo 31 de la ley orgánica de la administración pública federal; 1º, 4, 34 y 109 de la ley federal de presupuesto y responsabilidad hacendaria y 45, 46, 47 y 214 de su reglamento, así como por el artículo 61 del reglamento interior de la SHCP y la utilizada en CFE del COPAR (Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión) que está basada en (Capital Investment Analysis , Aplin R.D. y G.L. Casler, Grid, Inc, 1973), la cuales utilizan el valor presente neto (VPN), la tasa interna de rendimiento (TIR) , el periodo de recuperación, la amortización de un préstamo, sensibilidad ante incrementos en precios de combustibles, energía eléctrica e incrementos ante la inversión.

El caso fue seleccionado en función de la relevancia de la industria eléctrica en el estado de Querétaro donde la empresa es la CTCC El Sauz, que se encuentra ubicada geográficamente a 40 kilómetros al sur de la ciudad de Querétaro con domicilio en kilómetro 176.5 de la autopista México-Querétaro, en la población del Sauz, municipio de Pedro Escobedo, Querétaro. Figura 1

Figura 1 Localización geográfica de la CTCC "EL SAUZ"



- 01 AMEALCO DE BONFIL
- 02 PINAL DE AMOLES
- 03 ARROYO SECO
- 04 CADREYTA DE MONTES
- 05 COLÓN
- 06 CORREGIDORA
- 07 EZEQUIEL MONTES
- 08 HUIMILPAN
- 09 JALPAN DE SERRA
- 10 LANDA DE MATAMOROS
- 11 EL MARQUES
- 12 PEDRO ESCOBEDO
- 13 PERAMILLER
- 14 QUERÉTARO
- 15 SAN JOAQUIN
- 16 SAN JUAN DEL RÍO
- 17 TEQUISQUIAPAN
- 18 TOLIMAN



El giro de la organización es la producción de energía eléctrica, actualmente se cuenta con una capacidad efectiva de 603 Mw. La CTCC El Sauz, consta de dos ciclos combinados, el ciclo combinado I, está formado de tres turbinas de gas por una de vapor, el ciclo combinado II, está formado por dos turbinas de gas por una de vapor, la tecnología, entrada en operación comercial y capacidad se desglosan en la tabla 1.

Tabla 1 Descripción de tecnología y capacidad de la CTCC El Sauz

UNIDAD	TECNOLOGÍA	FECHA DE OPERACIÓN COMERCIAL	CAPACIDAD
1	Turbogas – Ciclo Combinado 1	20 de junio de 1981	52 MW
2	Turbogas – Ciclo Combinado 1	7 de julio de 1981	52 MW
3	Turbogas – Ciclo Combinado 1	12 de junio de 1981	52 MW
4	Vapor – Ciclo Combinado 1	18 de agosto de 1985	68 MW
TOTAL	Ciclo Combinado 1		224 MW
5	Turbogas – Ciclo Combinado 2	7 de diciembre de 1998	122 MW
6	Turbogas – Ciclo Combinado 2	4 de junio de 2002	129 MW
7	Vapor – Ciclo Combinado 2	3 de diciembre de 2003	128 MW
TOTAL	Ciclo Combinado 2		379 MW
GRAN TOT	Central Generadora El Sauz		603 MW

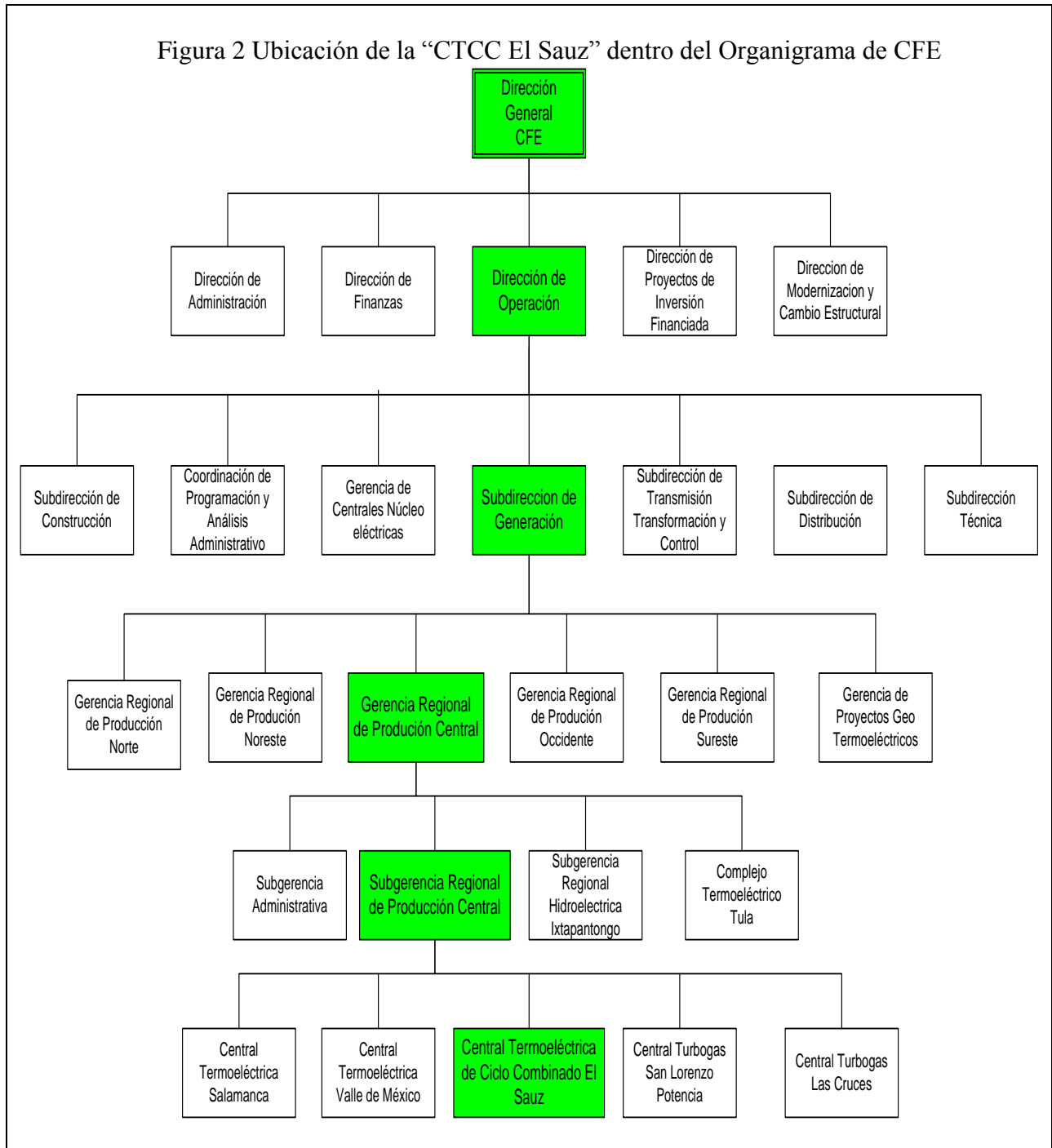
Fuente: González (2004, CI, p.2)

Ubicación de la CTCC el Sauz en la estructura de CFE

Para ubicar dentro de la estructura de CFE a la organización estudiada se retoma el organigrama general que está integrado por: seis niveles entre direcciones, subdirecciones, gerencias y centrales termoeléctricas que se muestra en la figura 2.

CFE en su estructura orgánica incluye un director general, del que dependen cinco directores de área entre los que se encuentra la dirección de operación (DDO), de ella depende la subdirección de generación (SDG) entidad que tiene a su cargo la gerencia regional de producción central y de ésta depende la subgerencia regional de transmisión central, de la cual depende la central termoeléctrica de ciclo combinado el Sauz.

Figura 2 Ubicación de la “CTCC El Sauz” dentro del Organigrama de CFE



Fuente: Adaptado de González (2004, C1, p.12)

La DDO es el corazón de la empresa, ya que esta contiene las tres subdirecciones: generación, transmisión y distribución.

De la SDG dependen cinco gerencias repartidas a lo largo de la república que es el área encargada de coordinar la planeación de la operación de centrales generadoras, que incluye el análisis y diseño de indicadores.

De la gerencia regional de producción central (GRPC) dependen la subgerencia termoeléctrica e hidroeléctrica y su función principal es asegurar la generación de energía eléctrica manteniendo la disponibilidad y confiabilidad de las centrales de generación de la gerencia regional de producción central, requeridas por el sistema eléctrico nacional, administrando los recursos humanos, materiales y financieros, destinados a la operación y al mantenimiento de sus unidades generadoras, ofreciendo un producto de calidad y costo competitivo, todo ello en armonía con el medio ambiente y la sociedad. (CFE, 2006, p. 38).

Subgerencia regional de generación termoeléctrica central (SRGTC) - De esta área dependen 3 centrales termoeléctricas, 3 de ciclo combinado, 1 turbogas; y su función es la de administrar los recursos humanos, materiales y financieros del ámbito de la subgerencia regional para el logro de los objetivos de la subdirección de generación, acatando las políticas de oficinas nacionales y de la gerencia regional de producción central, consolidar, negociar y desplegar las metas de los índices, objetivo para años futuros. (CFE, 2006, p. 39)

La CTCC EL Sauz - Su función principal es, proporcionar al sistema interconectado nacional la energía eléctrica requerida, para coadyuvar al desarrollo del país, administrando los medios de generación con calidad, seguridad, oportunidad y costo mínimo; propiciando el desarrollo integral de sus colaboradores, respetando y preservando el entorno ecológico.

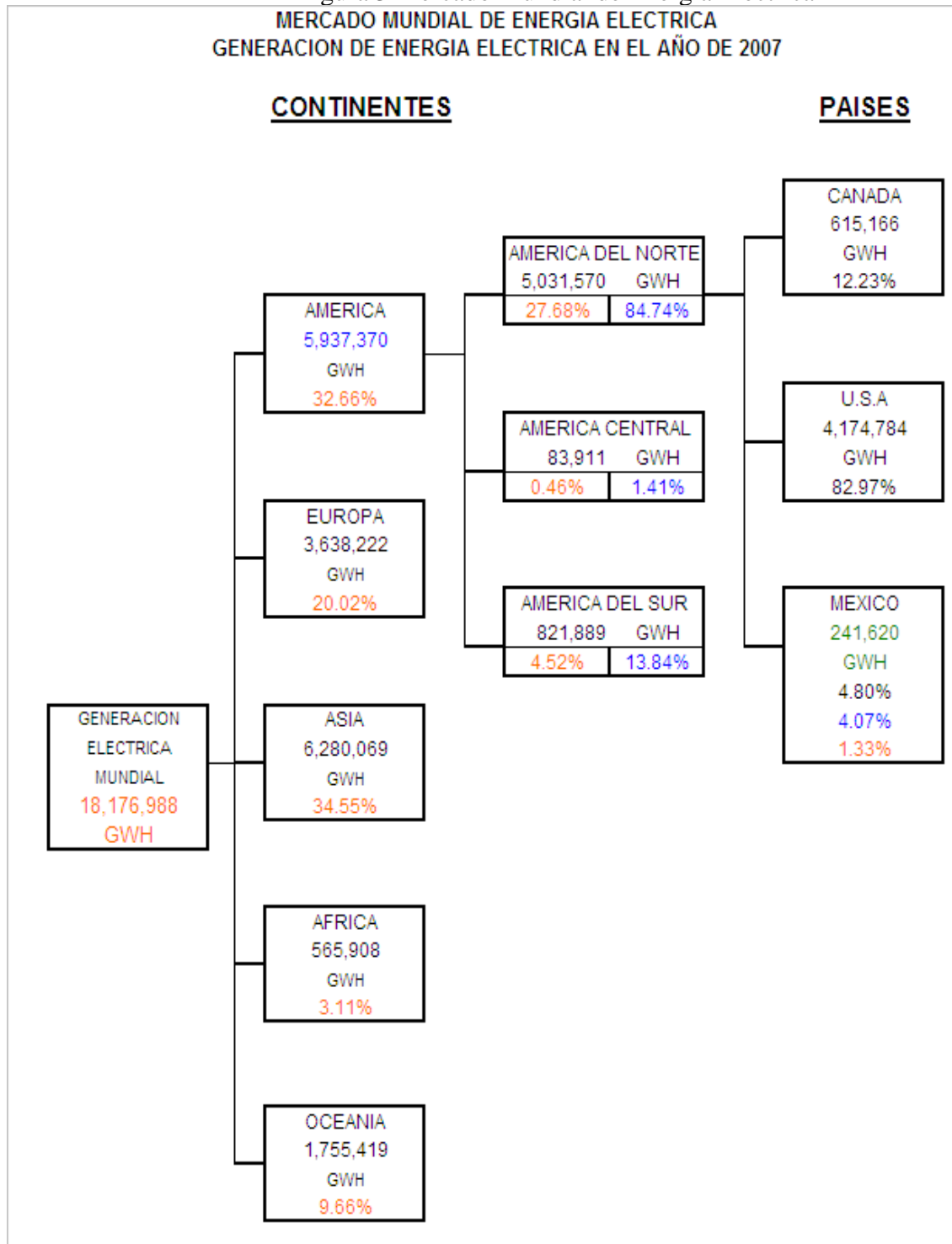
De acuerdo con las fuerzas de Porter especialmente con la de amenaza de nuevos participantes en el mercado, (Thompson & Strickland, 2004, p. 83). Con el inicio del siglo nos encontramos que dentro de la industria de la generación de energía eléctrica, se inicio una gran competencia en México, debido a que se reformo la ley del servicio público de energía eléctrica en diciembre de 1992 y, a partir de esta fecha, se hace posible la participación de la inversión privada en los procesos de generación y cogeneración de la energía eléctrica, tanto para su venta a la misma comisión, como para su exportación e importación. (Sia-Dec-44-2003, p. 6). Con este marco jurídico se han promovido proyectos de generación con inversión privada, dentro de la planeación del sector eléctrico a largo plazo está previsto continuar incorporando el potencial de la inversión privada a los programas de ampliación de la capacidad de generación de energía. Derivado de la entrada de la competencia se presentan dos situaciones que las centrales generadoras de la empresa paraestatal, no habían vivido hasta ese momento: el cierre de las menos rentables o de tecnologías viejas y la disminución en las plantillas de personal.

Actualmente la CFE a perdido parte del mercado de energía en el país, hace 3 años se tenía un mercado del 95.8% y el restante luz y fuerza del centro, actualmente se tiene únicamente el 65.19%, mientras los productores externos, tienen el 29.38%, bajando así nuestros niveles de producción , la central termoeléctrica El Sauz produce el 0.95% de la energía del país (Sener, 2007) y un 0.013% de la energía eléctrica mundial (OECD/IEA, 2008), bajando sus índices de productividad de un 75% a un 45% de factor de planta, como se muestra en las figuras 3,4 y 5.

Los retos a los que CFE se ha enfrentado en un mundo cada vez más globalizado, han llevado a replantear los aspectos más importantes de su gestión. Principalmente: la mejora de su productividad, su organización corporativa, el uso de tecnologías de punta (plan estratégico CFE; 2006, p. 5).

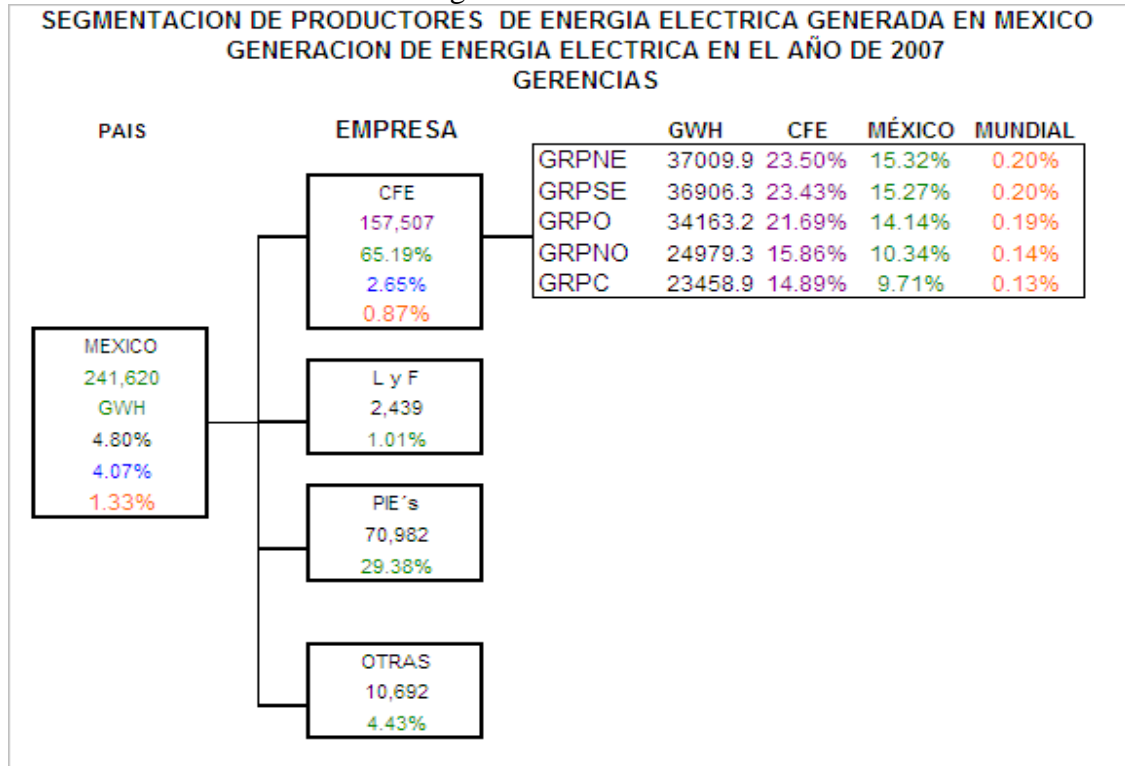
Figura 3 Mercado Mundial de Energía Eléctrica

MERCADO MUNDIAL DE ENERGIA ELECTRICA
 GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA EN EL AÑO DE 2007



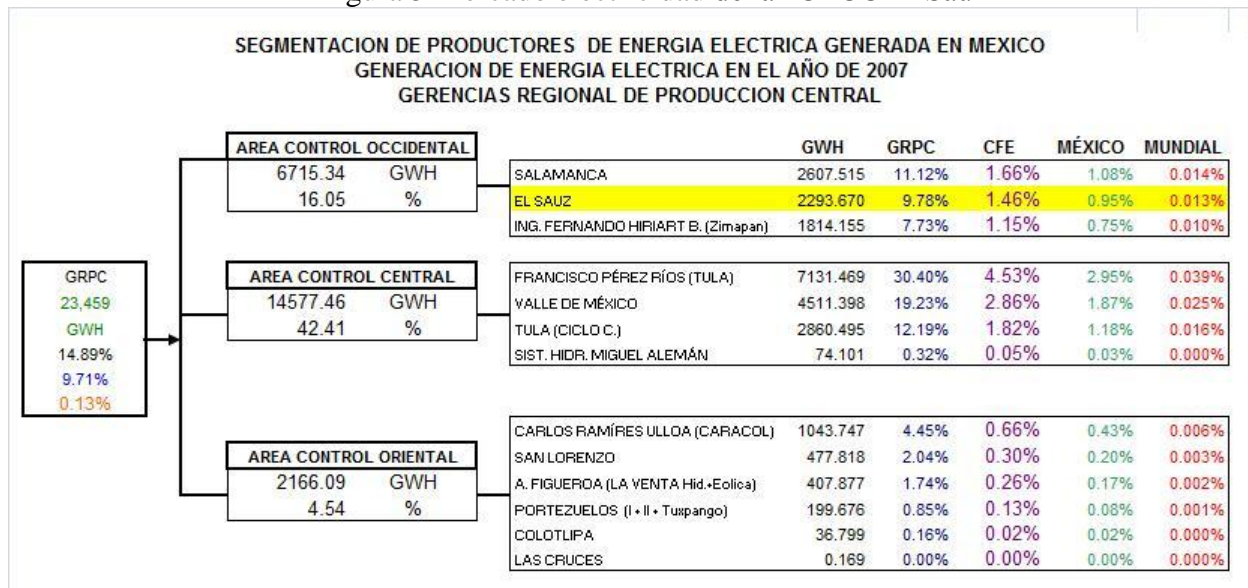
Fuente: Elaboración propia con base en OECD/IEA (2008)

Figura 4 Mercado Interno de México



Fuente: Adaptado de Sener (2007)

Figura 5 Mercado electricidad de la "CTCC El Sauz"



Fuente: Adaptado de Sener (2007)

Para poder enfrentar la futura apertura comercial del mercado de la industria eléctrica a productores privados, derivada de las políticas del gobierno federal. La CTCC El Sauz debe de realizar el análisis, documentación y negociación de proyectos, en concordancia con los factores competitivos como son:

- Disminuir el costo unitario de producción.
- Incrementar la confiabilidad de las unidades generadoras de energía.

Con el objeto de capitalizar estos factores críticos de éxito, se desarrollan los objetivos estratégicos siguientes:

- Mejorar la eficiencia de procesos y sistemas.
- Optimizar la administración de los recursos humanos.

El proyecto propuesto está enfocado a mejorar la eficiencia en 0.1% y recuperación de la potencia en 12 Mw en la unidad 5 y 16 Mw en la unidad 6 mediante el enfriamiento de aire en la succión del compresor, además de disminuir el costo unitario de producción por lo cual se realizará el estudio financiero para conocer la viabilidad del proyecto.

2.2 Problemática

El sector energético es fundamental para el desarrollo del país. El suministro de energéticos con calidad y suficiencia contribuye en gran medida, a un mayor bienestar de la población, a la realización de las actividades productivas, al crecimiento económico y a la competitividad del país en el escenario internacional. En materia de electricidad, es prioritario conducir e impulsar los cambios necesarios en los organismos que prestan el servicio público de energía eléctrica, a fin de mejorar la calidad en la prestación del mismo. Particularmente, en el área central se requiere adoptar medidas que solucionen la grave problemática originada por las pérdidas de energía. Para enfrentar estos retos, se plantean como objetivos centrales el incremento en la

productividad de los procesos y la mejora en la eficiencia de sus sistemas operativos y comerciales, lo que se reflejará en la confiabilidad y seguridad del suministro de electricidad, así como en una eficiencia financiera de los organismos propiciando, con ello, una mayor competitividad del aparato productivo nacional.

En el sector eléctrico, el objetivo primordial no sólo es garantizar el abasto de energía eléctrica, sino alcanzarlo con niveles de calidad, competitividad, servicio y eficiencia dentro de los estándares de las principales empresas eléctricas del mundo

En el estado de Querétaro, la temperatura ambiente en la temporada de verano llega a ser de 39°C, este aumento de la temperatura ambiente tiene un efecto negativo en el funcionamiento de las turbinas de gas: provocando una disminución de la densidad del aire en la entrada del compresor, y al ser las turbinas de gas máquinas de caudal volumétrico constante, el caudal másico que circula es menor, como consecuencia la potencia útil que es capaz de producir la turbina de gas disminuye de un 0.3 a 0.5% por cada 0.17°C de incremento en la temperatura ambiente. el rendimiento o eficiencia también se ve afectado disminuyendo de 0.1 a 0.2% aproximadamente por cada 0.17°C, (Copar, 2008, p. 9) ya que el trabajo específico necesario para comprimir el aire en el compresor aumenta cuando lo hace la temperatura de admisión, de esta manera se ve afectada la generación en las unidades turbogas, por lo cual el enfoque de la investigación es: Analizar el impacto financiero de la instalación de un sistema de enfriamiento en la succión del compresor de la turbina de gas de las unidades 5 y 6 de la CTCC El Sauz.

2.3 Objetivo

Para optimizar la administración de los recursos financieros, se ha encontrado como estrategia básica la aplicación de proyectos como el de la instalación de un sistema de enfriamiento en la succión del compresor de aire al compresor de la turbo gas 5 y 6, y que de esta manera la unidad

no trabaje por debajo de su capacidad de generación y así competir por la participación de mercado con las plantas de la iniciativa privada.

Esta situación es la que motiva realizar este trabajo de investigación que nos ayude a orientar y aprovechar los esfuerzos que se hacen en el trabajo día a día en las centrales generadoras para mejorar la eficiencia de sus procesos, y de esa manera mantenerlas vigentes y en competencia con las nuevas tecnologías de los productores independientes por lo cual el objetivo planteado para la investigación es:

Efectuar un estudio financiero en una central termoeléctrica, para establecer la factibilidad de instalar un sistema de enfriamiento en la succión del aire de un compresor, con la finalidad de lograr su máxima utilización y generación de energía y así poder competir contra un mercado global.

2.4 Proposición de investigación

Cuando se han delimitado o determinado los intereses de conocimiento del investigador y el objeto de investigación mediante los procedimientos del planteamiento del problema y del marco teórico, el investigador tiene que dar el paso a la formulación de las hipótesis según (Dieterich, 2004, p. 110) en ellas se retoman, en el fondo, los intereses de conocimientos originales, tal como han sido depurados y precisados. Las hipótesis son enunciados en su propio derecho, con sus propias formas sintácticas y capaces de ser contrastadas en la realidad.

La palabra hipótesis es de origen griego, que significa poner abajo, semejante a la acepción del término latín *suppositio* y del castellano suposición. También se entiende como una afirmación razonada objetivamente sobre la propiedad de algún fenómeno o sobre alguna relación funcional entre variables.

Hipótesis es una proposición que establece relaciones, entre los hechos. Las proposiciones en la lógica aristotélica pueden ser afirmativas y negativas. El predicado de una proposición negativa está tomado en su extensión universal, se refiere a todos. El predicado de una proposición afirmativa está tomado en su extensión particular, algunos.

Una proposición es una expresión compuesta que significa lo que es verdadero o falso por lo cual:

La adquisición e instalación de un sistema de enfriamiento en la succión de aire, es viable financieramente, favoreciendo su óptima utilización y máxima generación de energía en la CTCC El Sauz.

2.5 Alcance del Proyecto

El proyecto del estudio financiero de la instalación del sistema de enfriamiento de aire en la succión del compresor de las unidades turbo gas 5 y 6 de la CTCC El Sauz, contempla recuperar la potencia perdida por las unidades No. 5 y 6, debido al incremento de la temperatura ambiente. Las unidades cuentan con unas turbinas de gas de la marca siemens Westinghouse, siendo los modelos 501F y 501FD con una capacidad de 122 y 129 MW respectivamente a una condición de Temperatura de diseño verano de 39°C, una humedad relativa de 20 % y a una altitud de 1922 msnm.

CAPÍTULO III

3 Aspectos teóricos para el análisis financiero mediante el esquema de pidiregas

3.1 Gestión de la tecnología

La gestión tecnológica es conocimiento y es una práctica. Es un sistema de conocimientos y prácticas relacionados con los procesos de creación, desarrollo, transferencia y uso de la tecnología, Kanz and Lam, (1996) citado en Tapias (2000)

Este reconocimiento que ha tenido la tecnología e innovación en la competitividad, ha generado un cambio en la cultura empresarial, con la incorporación sistemática de la gestión tecnológica como una dimensión dominante en la gestión moderna de las organizaciones para la toma de decisiones y ejecución de estrategias de desarrollo que les permitan efectivamente construir y sostener ventajas competitivas.

La tecnología es un conocimiento aplicado en casi todas las actividades humanas. Estos conocimientos han desempeñado un rol importante en los logros materiales y culturales, así como en la evolución de la sociedad. Sin la tecnología no podrían realizarse algunas actividades humanas, ya que establece el cómo se ejecuta la actividad y no puede realizarse acción humana alguna sin ciertos conocimientos empíricos o racionales acerca del mundo físico, biológico y social (Tapias, 2000)

La tecnología es el resultado de la actividad del hombre en sociedad para la satisfacción de sus necesidades y deseos. Este conocimiento desarrollado por el hombre mediante su actividad científica o empírica, existe y se manifiesta en varias formas como: hardware, software. Es entonces el conjunto organizado de conocimientos científicos y empíricos para su empleo en la producción, comercialización y uso de bienes y servicios

En el ambiente empresarial la gestión tecnológica se revela en sus planes, políticas y estrategias tecnológicas para la adquisición, uso y creación de tecnología, así como cuando se

asume la innovación como eje de las estrategias de desarrollo de los negocios. La iniciación de un plan Tecnológico consiste en:

Tabla 2 Funciones básicas de la gestión de innovación

FUNCIÓN	DESCRIPCIÓN	HERRAMIENTA
INVENTARIAR	Conocimientos de las capacidades tecnológicas que se dominan	Matriz "Tecnología/Producto"
VIGILAR	Alerta sobre la evolución de la nueva tecnología. Vigilancia de la tecnología de los competidores (benchmarking tecnológico)	Función de Alerta Tecnológica
EVALUAR	Determinar la competitividad y el potencial tecnológico propio. Estudiar las posibles estrategias	Matriz "Atractivo tecnológico/Posición tecnológica"
ENRIQUECER	Aumentar el patrimonio de la empresa vía inversión en tecnología propia, ajena o mixta	Matriz de accesos a la tecnología
OPTIMIZAR	Emplear los recursos de la mejor manera posible	Explotación sistemática de tecnologías en otros sectores: los "racimos o árboles tecnológicos"
PROTEGER	Protección de las innovaciones propias y actualización constante de los conocimientos	

Fuente: Crespy y Becker (2008)

Christian (2008) afirma que una de las fuentes principales para la generación de conocimiento en la empresa es la innovación tecnológica. Esta puede tener identidad y vida propia dentro de la organización, pero es bajo el resguardo de la gestión del conocimiento cuando queda integrada totalmente dentro de los procesos de negocio de la empresa.

La innovación tecnológica es un requisito de la creación de riqueza. En las economías desarrolladas y competitivas, sólo existen tres formas de que el trabajo de las personas produzca nueva riqueza empresarial de manera sostenible la primera es captar clientes, la segunda es que estos sean fieles, incrementando el mercado en una actividad determinada, la tercera es optimizar procesos, incrementando la productividad del trabajo y, sobre todo, desarrollar nuevos productos y servicios para crear actividades enteramente nuevas.

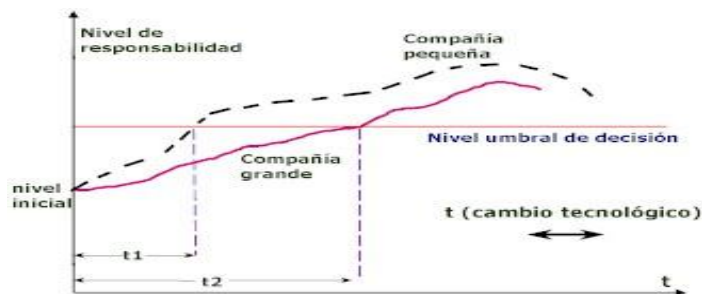
El proceso del cambio tecnológico puede ser el resultado de una tecnología local o una transferencia foránea. En nuestro país por lo general los cambios tecnológicos se dan por la transferencia de tecnologías desarrolladas por países más avanzados.

3.1.1 Estrategia tecnológica

Implica la definición de un conjunto de procesos de gestión específicos adaptados a la tecnología de que se trate para identificar, evaluar, seleccionar, adquirir, asimilar y utilizar eficientemente, procesos que no terminan cuando ésta es adquirida e incorporada a los proyectos que se ejecuten. Las decisiones relativas a la adopción de una tecnología las toman las personas: directivos con el nivel de responsabilidad adecuado para ello ver figura 6. Por lo tanto, para conseguir la ventaja tecnológica es necesario integrar la tecnología en la estrategia empresarial implicando a los directivos, existiendo dos puntos de vista:

- Estructura organizativa: tamaño de la empresa. Las empresas grandes tienden a formalizar la adopción de una tecnología e incluso los mecanismos por los que se evalúan las tecnologías potencialmente adoptables. Por el contrario, las empresas pequeñas tienen más facilidad de poner en marcha los mecanismos de transferencia (casi siempre derivados de la incorporación de tecnología externa).
- Cultura de la innovación: Europa frente a EEUU. La cultura de la innovación se manifiesta en los mecanismos de recompensa social.

Figura 6 Nivel responsabilidad en la innovación



Fuente: Crespy y Becker (2008)

La figura 6 muestra un aspecto de la cultura de la innovación: el tiempo que se tarda en alcanzar el nivel de responsabilidad para tomar decisiones sobre la tecnología que se ha adquirido. En aquellas organizaciones en las que ese periodo es muy largo (mucho más que el periodo para que la tecnología a adoptar sea muy diferente a la utilizada en el proceso formativo de la persona que decide la adopción), no existe una compenetración adecuada con ella. Es difícil valorar las dificultades existentes en la toma de decisión.

Desarrollo de una tecnología curva en S . Globalmente, se pueden diferenciar cinco fases en el desarrollo de la tecnología:

- Emergente. La tecnología parece prometedora
- Crecimiento. La tecnología va madurando haciéndose más útil
- Madurez. Ha alcanzado su nivel de rendimiento adecuado para su incorporación a todo tipo de proyectos
- Saturación. No es posible mejorar más su rendimiento
- Obsolescencia. Tras un periodo en saturación, la tecnología se hace obsoleta porque el rendimiento comparativo con otra posible tecnología competidora la convierte en perdedora.

Figura 7 Curva de rendimiento de la tecnología



Fuente: Crespy y Becker (2008).

La figura 7 representa una típica "curva en S" que generalmente surge cuando se representa la evolución del rendimiento obtenido en un dominio de aplicación con el uso de una tecnología que se obtiene con el tiempo o con las inversiones realizadas (en la figura se indican las inversiones), el límite se refiere a nivel óptimo de uso o de máximo rendimiento de la tecnología en cuestión.

3.1.2 Tipos de tecnología

Podemos encontrar dos tipos de clasificación, desde el punto de vista de la ventaja competitiva y desde el punto de vista de su utilización en un determinado proyecto de la organización tabla 3.

Tabla 3. Tipo de tecnologías

Desde el punto de vista estratégico	
Tecnologías clave	Son aquellas que la empresa domina completamente y que hacen que mantenga una posición de dominación relativa frente a sus competidores en un cierto mercado (sector) y tiempo.
Tecnologías básicas	Son aquellas tecnologías consolidadas que se requieren para el desarrollo de los productos de la organización pero que no suponen ninguna ventaja competitiva porque también son perfectamente conocidas por los competidores.
Tecnologías emergentes	Son aquellas tecnologías inmaduras (posiblemente en las primeras fases de su desarrollo) en las que la empresa que consideramos está apostando como base para constituirse en tecnologías clave si sus desarrollos satisfacen las expectativas puestas en ellas. Se asume con ellas un riesgo elevado.
Desde el punto de vista de un proyecto	
Imprescindibles	Cuando sin ellas no se puede realizar. Si estas tecnologías no se conocen (o no suficientemente) en la organización deberán adoptarse las medidas adecuadas para incorporarlas a la organización.
Convenientes	Cuando el proyecto se realizaría mejor en el caso de disponer de ellas.
Auxiliares	Cuando tienen un papel secundario y se puede realizar el proyecto sin ellas. Estas pueden ahorrar tiempo y costo pero afectan poco a las prestaciones del sistema.

Fuente: Crespy & Becker (2008)

3.1.3 Situación relativa frente a las tecnologías

En la tabla 4 se muestra un mapa de la situación de una determinada empresa frente al recurso tecnológico. Se han representado en el esquema tres elementos complementarios:

- El nivel de absorción de una tecnología en la organización (con tres niveles diferenciados: desconocida, conocida y dominada).

- La importancia relativa de una tecnología para la realización de un proyecto concreto.
- La situación estratégica de la tecnología en la organización desde el punto de vista de la ventaja competitiva que otorga a la organización considerada.

Tabla 4 Importancia relativa de la tecnología vs nivel de absorción

	Imprescindible	Conveniente	Auxiliar
Dominada	T1 (clave)		T6 (clave)
Conocida	T2 (básica)	T5 (clave)	
Desconocida		T4 (básica) T3(emergente)	T7(emergente)

← Importancia relativa de la tecnología

↑ Nivel de absorción en la empresa

Fuente: Crespy & Becker (2008)

Se puede ver que se están considerando simultáneamente siete tecnologías diferentes y que, por ejemplo, ninguna de las imprescindibles para el desarrollo de un proyecto es desconocida aunque alguna de ellas (T2) no es dominada y además resulta que es básica y la conocen todos los competidores. Eso supone una situación de debilidad que deberá ser corregida como parte de la estrategia de gestión del recurso tecnológico que tenga esa empresa.

Del análisis de este mapa debe surgir una determinada estrategia de la organización para la gestión del recurso tecnológico de todas las tecnologías implicadas. Ella es la base para la asignación de recursos humanos y materiales.

3.1.4 Transferencia de tecnología

Una organización debe gestionar el recurso tecnológico teniendo presente el estado de las tecnologías que posee y la posible existencia de otras tecnologías competidoras posiblemente superiores.

Una vez detectada la tecnología, es necesario también identificar la fuente de la misma. Supongamos que esa fuente implica a otra organización que la posee. Las condiciones del proceso se reducen a determinar el grado de conocimiento objetivo de la nueva tecnología y el papel que jugará en el futuro. Asimismo, será necesario indicar el plazo en el que la tecnología se piensa adoptar. Una vez que determinadas unidades organizativas hayan adoptado la tecnología en cuestión, puede comenzar un proceso de difusión interna de la tecnología hasta alcanzar al conjunto de unidades y personas que deben conocerla.

El análisis de los problemas encontrados en una organización para adoptar una tecnología existen tres diferentes tipos de causas:

- Barreras tecnológicas. La tecnología no es adecuada para los problemas que se pretenden resolver (generalmente hay un exceso de confianza en la misma).
- Barreras organizativas. El proceso de transferencia de tecnología no ha sido adecuadamente planificado o controlado.
- Barreras personales. Existe un rechazo de la nueva tecnología o al proceso de adopción seguido que se interpreta como una agresión a la actividad que se viene llevando a cabo (identificada con el uso de la tecnología anterior).

3.1.5 Perfiles de adopción

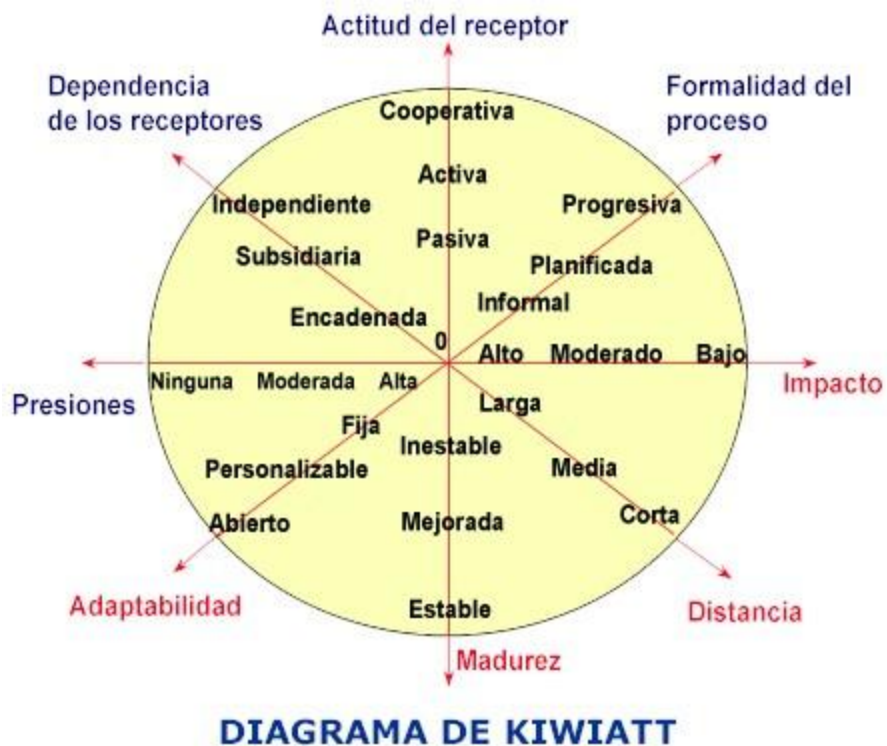
El enfoque siguiente es el de considerar un proceso de transferencia de tecnología como un tipo especial de proyecto. Ello nos aporta una serie de factores que afectan a la introducción de una

nueva tecnología y que sirven para caracterizar a las organizaciones. Aunque podrían ser muchísimos, únicamente consideraremos ocho factores y agruparemos éstos en dos grandes grupos:

- Los ligados a la tecnología a adoptar y su relación con la que se está utilizando.
 - Impacto de la tecnología sobre la organización receptora medida en el número de procesos internos que se van a ver alterados.
 - Madurez de la tecnología. Estado de desarrollo de la misma.
 - Adaptabilidad de los componentes tecnológicos. Capacidad de modificar algunos de los componentes de la tecnología por la organización receptora.
 - Distancia con respecto a la tecnología actualmente empleada.
- Los ligados a la forma en la que se ha planificado el proceso de adopción y a las personas que intervienen (factores humanos).
 - Tipo de gestión. Considera la forma en la que se va a desarrollar el “proyecto” de transferencia de tecnología y el grado de formalización de ese proyecto (fases, controles, etc.)
 - Actitud de la organización receptora. La actitud del receptor cambia mucho en el caso de que sea una decisión impuesta desde el exterior o surja de una discusión y análisis interno.
 - Dependencia de los receptores. Este factor está también ligado a los grados de libertad que tiene la organización receptora para aceptar una tecnología. Si la organización receptora es dependiente de los proveedores
 - Presiones para comenzar el proceso de adopción. La urgencia con la que se va a llevar a cabo el proceso de adopción influye decisivamente en el proyecto de transferencia de tecnología implícito. Las presiones pueden ser internas o externas.

Es posible representar gráficamente los factores de adopción de forma gráfica mediante un diagrama de Kiwiatt figura 8. Con ello se obtiene una visión global de la complejidad (dificultad en la realización) del proyecto de transferencia de tecnología.

Figura 8 Diagrama de Kiwiatt



Fuente: Crespy y Becker (2008)

El área cubierta por el diagrama en un caso concreto nos da una idea de la magnitud del problema. La forma del diagrama nos indica dónde podemos esperar más problemas. Cuanto mayor sea el área más sencillo (o con mayor probabilidad de éxito) será el proceso de transferencia de tecnología.

3.1.6 Modelo de transferencia de tecnología

El modelo de transferencia de tecnología es útil como marco de referencia para gestionar proyectos de transferencia de tecnología. A la hora de determinar el modelo más adecuado consideramos tres elementos:

- Perfil de adopción concreto. Si el perfil implica la existencia de riesgos en algunas de las dimensiones clave será necesario plantearse un modelo en fases con alguna tecnología intermedia.
- Restricciones de recursos existentes. Tanto humanos como materiales. Especial atención hay que prestar al marco temporal en el que debe finalizarse el proceso de adopción.
- Elementos de control y evaluación requeridos. Mecanismos de validación del proceso de adopción asegurando que existen beneficios concretos en el proceso. Esta situación implica la existencia de indicadores que permitan valorar la mejora producida.

Desde el punto de vista de la gestión del proceso de transferencia cualquier modelo debe permitir a los gestores dos cosas fundamentales:

- Permitir un control del proceso de transferencia para modificarlo si es necesario. Obsérvese que este objetivo en el caso de un proyecto de transferencia es más difícil que en un desarrollo de un producto cualquiera porque el resultado intermedio no es visible.
- Asignar los recursos necesarios para que el proceso culmine en los plazos previstos. Es importante destacar que si la adopción de la tecnología se produce como parte del desarrollo de un proyecto (es decir, para permitir su realización), el posible retraso afecta también al proyecto en su conjunto.

3.1.7 Difusión de la tecnología

Se conoce por difusión el proceso por el que el uso de una tecnología se expande a lo largo del tiempo en una comunidad de usuarios. Es decir, una vez adoptada la tecnología, es necesario que se transfiera de manera adecuada al resto de la organización. Se distinguen dos procesos:

- Macrodifusión (difusión externa). Difusión de una tecnología en una sociedad.
- Microdifusión (difusión interna). Difusión de una tecnología en una organización.

Un esquema de difusión tecnológica se puede representar en círculos que progresivamente van incrementando el número de personas implicadas en el uso y soporte de una nueva tecnología.

- Dirección estratégica de la organización con el objetivo que desde el comienzo y durante todo el proceso se cuente con el apoyo de la dirección de la organización al máximo nivel operativo. En algunas empresas existe una “dirección estratégica encargada de varios proyectos de incorporación de tecnología.
- Grupo de transición con las funciones ya comentadas previamente (en su composición intervienen personas tanto de los proveedores como de los receptores).
- Grupo de desarrollo encargado de la realización de proyectos piloto. para los participantes en estos proyectos se trata de un proyecto más (usando alguna tecnología novedosa) sometido a los mismos controles que el resto de los proyectos de la organización.
- Otros departamentos, tanto internos como externos, que paulatinamente van accediendo a la tecnología.

Derivado a lo anterior se propone realizar en esta tesis la tercera forma de trabajo que es la de optimizar el proceso mediante el proyecto de enfriamiento en la succión del compresor de una turbina de gas, dicha tecnología es usada en la CCC Tula por lo que caería dentro de una tecnología local y de transferencia.

3.2 Globalización

La globalización de la economía mundial comenzó con la unificación del mercado financiero, no sólo de índole monetaria, sino que se extendió al sector real de la economía, encontrándose dos aspectos considerables como son: la obsolescencia de las tecnologías y la caída de los márgenes de rentabilidad corporativa. Los cuales tuvieron origen en la influencia de la economía nipona, cultura que dirigió y profundizó las principales inclinaciones del sistema, obligando al resto a aceptar sus parámetros para poder subsistir. Las empresas, entonces, luchan por mantener o alcanzar supremacías. Los productos se reemplazan unos a otros a expensas de condiciones especiales requeridas por un mercado consumidor cada vez más exigente en materia de precios y diferenciación (Perego, 2003, p.11)

De acuerdo con Martínez, (2001) el fenómeno de la globalización engloba al libre comercio internacional, al movimiento de capitales a corto plazo, a la inversión extranjera directa, a los fenómenos migratorios, al desarrollo de las tecnologías de la comunicación y a su efecto cultural, por lo que la industria eléctrica no ha sido la excepción entrando los productores externos al nicho de generación produciendo actualmente el 29.38 % de energía eléctrica consumida en nuestro país

No obstante los beneficios de la globalización casi siempre superan a los perjuicios, pero estos existen y, para poder contrarrestarlos, es necesario tener instituciones adecuadas. Cuando las empresas de capital extranjero causan contaminación en los países en desarrollo, la solución no es impedir la inversión extranjera o cerrar esas empresas, sino diseñar soluciones puntuales y sobre todo organizar la sociedad (Martínez, 2001).

La globalización pone a prueba las formas de regulaciones nacionales y locales, ya que toma en cuenta la interconexión internacional de las economías regionales y, en consecuencia, la disminución de la competencia nacional. Las regiones, sus políticas y sus agentes se redefinen y

quedan sujetos a nuevas obligaciones estructurales, el cambio estructural regional y local es un proceso de sustitución que actualmente ocurre en México, además de ser la reorganización de interrelaciones de producción integrales y sus redes institucionales. Los factores locales son cada vez de mayor importancia en la estructura de las organizaciones y en los sistemas productivos mexicanos (Díaz, 2000. p.2).

La CFE en respuesta a lo anterior está sujeta a nuevas obligaciones estructurales y tecnológicas por lo cual se llevan a cabo la realización de proyectos para volver más eficaces las unidades generadoras existentes, además de estar en continua reestructuración para que de esa manera se encuentre dentro del marco competitivo.

Un término que ha recobrado importancia en el análisis de los fenómenos económicos en la última década es el aprendizaje; considerado la base de la innovación que a su vez, es el factor determinante para lograr un crecimiento sostenido de la productividad de los sistemas productivos (Díaz, 2000, p. 12)

3.3 Competitividad

El concepto de competitividad ha venido evolucionando a través del tiempo, y empezaremos definiéndolo de la siguiente manera, competitividad es la capacidad de desarrollar o hacer algo de valor para nuestros clientes o para la sociedad de una manera sobresaliente, y que esta capacidad no sea fácilmente reproducible o copiable.” (Porter, 2003, p. 1-26).

Este concepto es el resultado de diversos cambios que se han venido dando durante la segunda mitad del siglo XX en relación con el estudio del crecimiento y la capacidad de una región (país) o de una unidad productiva citaremos alguna definiciones de competitividad.

Porter asocia la competitividad con la producción de bienes y servicios de mayor calidad y de menor precio que los competidores domésticos e internacionales, que se traduce en crecientes

beneficios para los habitantes de una nación al mantener y aumentar los ingresos reales (2003, p. 4-9)

Fred define la competitividad internacional de una nación basada en un mejor desempeño de la productividad y en la habilidad de la economía para modificar su producto hacia actividades de mayor productividad lo cual genera altos niveles de salarios, dando a la competitividad en definición, una naturaleza de productividad y flexibilidad (2003, p. 16)

La innovación, entendida como incorporación de conocimiento al proceso productivo, es una determinante de la competitividad y el crecimiento, ya que permite obtener nuevos procesos, productos y servicios, que al realizarse en el mercado modifican la capacidad de competencia de los productores. La fuente de toda mejora de competitividad es la acumulación de capacidades a nivel de la firma (Colciencias, 2008)

Definiremos el término de productividad como la habilidad de obtener los resultados planeados haciendo la adecuada asignación de recursos y el mejor aprovechamiento de los mismos. La mejor interpretación de productividad es la de hacer y usar lo mínimo necesario para cumplir un objetivo, ya que todo esfuerzo o cantidad por arriba de este nivel es un desperdicio y por lo tanto tiene un sobre costo, que se carga a las utilidades o al cliente a través del costo.

La razón por la que la competitividad ha tomado mucha importancia se debe al proceso de globalización; el cual consiste en extender el ámbito de negocios de una empresa más allá de sus fronteras nacionales en busca de su internacionalización, y pretendiendo que su alcance sea mundial

Este proceso de globalización no es nuevo, ya que algunas empresas desde hace años han mantenido negocios fuera de sus fronteras nacionales sin embargo, eran pocas las que habían abordado este esquema, se les conocía con el nombre de empresas transnacionales. Lo nuevo es

que este esquema de negocios se ha convertido en una regla del juego en el entorno mundial de los negocios.

Hoy en día las empresas deben prepararse para competir en un entorno mundial, en otras palabras, competimos o nos compiten; las formas de hacer negocios han cambiado en el mundo debido a distintos factores como la escasez de recursos naturales, la demografía, el mercado de capitales, la exigencia de los clientes, los problemas ecológicos y la tecnología, que han provocado grandes cambios en la manera en que las empresas llevan a cabo sus operaciones. Por tal razón, los estudiosos de esta materia deben aprender cómo predecir escenarios futuros basados en las tendencias actuales de algunas variables críticas del ámbito de negocios en el entorno mundial.

3.4 Planeación Estratégica

La planeación estratégica consiste en la elaboración de un plan que integra las principales metas y políticas de la organización. Al mismo tiempo, establece la secuencia coherente de las acciones a realizar, con el objetivo de poner en orden y asignar con base en sus atributos como en sus definiciones internas, sus recursos. Todo con el fin de lograr una situación viable y original, así como de anticipar los posibles cambios en el entorno y las acciones imprevistas de la competencia, pero no basta únicamente con planear sino se debe de actuar en la que los principales actores son los gerentes y de conformidad con Betancourt (2006, p. 14-26) la gestión estratégica es el arte de anticipar y gerenciar el cambio, con el propósito de crear permanentemente estrategias que permitan garantizar el futuro de las organizaciones, gerenciar el cambio es la necesidad más urgente de las empresas del presente, y ésta es tarea de los gerentes a todos los niveles, ellos deben actuar como verdaderos agentes de cambio y promoverlo constantemente en sus organizaciones. Existen dos tipos de estrategias las estrategias

anticipativas y adaptativas, las estrategias adaptativas sirven para responder a los cambios que se están dando actualmente en el entorno y que son parte de nuestra realidad, pero las estrategias anticipativas sirven para ser promotores del cambio y hacer que la competencia tenga que cambiar al ritmo que imponamos nosotros.

De acuerdo con Hernández (2006) en todos estos años, pocos resultados concretos han visto la luz y generado alguna modificación del sector energético en la vida real en nuestro país, pudiendo destacar entre ellas, las siguientes: (i) La modificación a la ley del servicio público de energía eléctrica y su reglamento que propiamente introdujo a la vida nacional la figura de la producción independiente de energía o productor externo de energía (además de otras figuras que introdujeron la posibilidad de participación del sector privado en este sector), y (ii) las modificaciones a la ley reglamentaria del artículo 27 constitucional en materia de petróleo, así como el nacimiento del reglamento de gas natural, que introdujo la posibilidad de que los particulares participaran en diversas actividades relacionadas con el gas natural.

3.5 Regulación de la participación privada en la industria eléctrica nacional

En el año de 1992 se reformó la ley del servicio público de energía eléctrica (LSPEE), que permitió a la iniciativa privada invertir en el segmento de la generación eléctrica.

En el reglamento de la LSPEE (1997), capítulo IX: “de las actividades que no constituyen servicio público, se definen las modalidades a través de las cuales la iniciativa privada puede invertir para generar electricidad:

- Autoabastecimiento: consiste en la utilización de energía eléctrica para fines de autoconsumo siempre y cuando dicha energía provenga de plantas destinadas a la satisfacción de las necesidades del conjunto de los copropietarios o socios. (Art. 101, LSPEE)

- Cogeneración: se realiza a través de la producción de energía eléctrica conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, o ambas; la producción directa o indirecta de energía eléctrica a partir de energía térmica no aprovechada en los procesos de que se trate; o la producción directa o indirecta de energía eléctrica utilizando combustibles producidos en los procesos de que se trate. (Art. 103, LSPEE)
- Producción independiente: la generación de energía eléctrica proviene de una planta con capacidad mayor de 30 Megawatts (MW), destinada exclusivamente a su venta a CFE o a la exportación (Art. 108, LSPEE)
- Pequeña producción: es la generación de energía eléctrica destinada a la venta a CFE de la totalidad de la electricidad generada, en cuyo caso los proyectos no podrán tener una capacidad total mayor de 30 MW en un área determinada por la secretaría de energía; el autoabastecimiento de pequeñas comunidades rurales o áreas aisladas que carezcan del servicio de energía eléctrica, en cuyos casos los proyectos no podrán exceder de 1 MW; y la exportación, dentro del límite de 30 MW (Art. 111, LSPEE)
- Exportación: la secretaría de energía otorga permisos de generación de energía eléctrica para destinarse a la exportación, a través de proyectos de cogeneración, producción independiente y pequeña producción. (Art. 116, LSPEE)
- Importación: la secretaría de energía podrá otorgar permisos para adquirir energía eléctrica proveniente de plantas generadoras establecidas en el extranjero mediante actos jurídicos celebrados directamente entre el abastecedor de la electricidad y el consumidor de la misma. (Art. 120, LSPEE)

El autoabastecimiento, la cogeneración, la producción independiente, la pequeña producción y la generación para comercio exterior son actividades que se realizan con inversión privada, están

sujetas a permisos previos por parte de la secretaría de energía, cuya duración es indefinida, salvo la producción independiente que se otorgará hasta por un plazo de 30 años

3.6 Tipos de proyectos financieros en CFE

Durante la última década, se han requerido grandes esfuerzos e inversiones para desarrollar un sector eléctrico cuyas necesidades de infraestructura de generación, transmisión y transformación, aumente por encima de la tasa de crecimiento de la población y de la actividad económica.

La CFE ha ideado e implementado, a través de los años, figuras basadas en la contratación pública para procurar que los proyectos no sólo sean entendidos y se concreten mediante esquemas simples de construcción de obra pública que continúen teniendo los problemas expuestos, sino por medio de formas contractuales que permitan que el sector privado adopte riesgos que la CFE no puede o debe asumir.

En general podemos destacar las siguientes formas utilizadas por la CFE en el desarrollo de sus proyectos de infraestructura:

- a) Los proyectos denominados extra presupuestales;
- b) Proyectos de Inversión Productiva de Largo Plazo (Pidiregas), entre los que se encuentran:
 - 1) Proyectos de Inversión Directa (Arrendamiento Financiero y Obra Pública Financiada)
 - 2) Los Proyectos con Gastos de Operación.- Contratos de Prestación de Servicios a largo plazo.

3.6.1 Proyectos de inversión productiva de largo plazo (Pidiregas)

La palabra “Pidiregas” es una abreviación de “proyectos de impacto diferido en el registro del gasto”, término acuñado por la secretaría de hacienda y crédito público (SHCP) a partir de 1996, para designar a las inversiones en proyectos de infraestructura productiva de largo plazo prioritarios para México. Bajo el esquema Pidiregas de financiamiento, la ejecución de las obras se encarga a empresas privadas, generalmente internacionales, previa licitación pública. Las cuales llevan a cabo las inversiones respectivas, y obtienen financiamiento con el que cubren el costo de los proyectos durante el período de construcción, a la entrega de la obra (ya operando), tanto Pemex como CFE liquidan el costo de la misma a la entidad privada, haciendo uso de su presupuesto Pidiregas. Los proyectos Pidiregas siguen el mismo principio que el mecanismo de project finance , financiamiento de proyectos que se pagan solos bajo categoría denominada Pidiregas de inversión indirecta o condicionada, también conocida como obra pública financiada (OPF) se considera obra pública a la construcción, instalación, ampliación, adecuación, remodelación, restauración, conservación, mantenimiento, modificación y demolición de bienes inmuebles. Asimismo los proyectos integrales que comprendan desde el diseño de la obra hasta su terminación total. Las características que deben tener estos proyectos bajo la modalidad de OPF son las siguientes:

- Es el proyecto de infraestructura eléctrica, mediante el cual una vez que el proyecto inicie su operación comercial, la CFE lo recibe inmediatamente en propiedad y se hace cargo de su operación, administración y usufructo. La CFE pagará al constructor en una sola exhibición el precio del proyecto establecido en el contrato, a la aceptación provisional de las obras;

- Mediante el proceso de licitación pública, se adjudica a un particular la construcción de un proyecto de una central de generación de energía eléctrica, o bien diversas líneas de transmisión y subestaciones;
- La contratación se realiza a precio alzado, y excepcionalmente bajo la modalidad de contratos mixtos;
- La ejecución de las obras se realiza de conformidad con las especificaciones mínimas contenidas en las bases de licitación y reflejadas en la propuesta del licitante ganador;
- El contratista y los subcontratistas son quienes establecen directamente la relación laboral con sus trabajadores, por lo que la CFE queda desligada de ésta;
- La construcción de instalaciones y la obtención de financiamiento son responsabilidad exclusiva del licitante ganador, por lo que la Comisión Federal de Electricidad queda desligada de cualquier responsabilidad o riesgo derivados de los mismos;
- Durante la etapa de construcción, la CFE no está obligada a realizar pago alguno al contratista;
- El pago de la CFE está condicionado a la terminación exitosa de las instalaciones y a que el Organismo otorgue la aceptación provisional de las instalaciones

3.6.2 Contabilización de los Pidiregas

De acuerdo con García, (2005) este afirma que Las inversiones Pidiregas y los pasivos relacionados con ellas se registran contablemente de acuerdo con la norma de información financiera (NIF) 09-B, Norma para el tratamiento contable de las inversiones en proyectos de infraestructura productiva de largo plazo. La SHCP y la secretaria de la función pública (SFP) han emitido conjuntamente esta regla contable, misma que es aplicable a las entidades paraestatales de la administración pública federal. Esta norma permite que se difiera el registro

contable de parte de los activos y pasivos relacionados a ejercicios futuros. Anualmente tanto Pemex como CFE reconocen en su balance general el activo y pasivo correspondiente a la porción del vencimiento de las amortizaciones del año en curso y del siguiente año. El balance de los pasivos diferidos se reconoce en cuentas de orden o fuera de balance. Es importante señalar que este proceso contable implica que se han preparado y emitidos estados financieros que se utilizan en la formulación e integración del balance general de la SHCP, o sea, tales pasivos Pidiregas se han registrado en las cuentas de deuda pública de la nación

3.6.3 Marco jurídico del Pidiregas bajo la modalidad OPF

Facultades de la CFE en los proyectos bajo la modalidad OPF

- Constitución política de los estados unidos mexicanos: artículos 28 y 134;
- Ley federal de las entidades paraestatales: artículo 14, fracciones I y II;
- Ley del servicio público de energía eléctrica: artículos 1; 4 en sus tres fracciones; 7; 8; 9, fracciones I, II, VII, VIII y IX; 12;
- Estatuto orgánico de la CFE
- Ley de adquisiciones y obras públicas. (vigente hasta el 4 de marzo del 2000): artículos 1, fracción V; 4, fracciones I, II Y III; 6; 7; 17, fracciones I y II; 19, fracciones II, III, VI, y X; 27; 28, inciso A; 30; 31, incisos A y B; así como los demás relativos y aplicables;
- Ley de obras públicas y servicios relacionados con la misma, para proyectos OPF convocados a partir del 5 de marzo del 2000. Artículos 1, fracción IV; 3, 7, 11, 21 todas sus fracciones, 23, 24, 26, 27 fracción I; 28, 29 y 30 fracción II; así como los demás relativos y aplicables;

- Acuerdo por el que se establecen los lineamientos que regulan la disposición contenida en el artículo 38 de la ley de obras públicas y servicios relacionados con las mismas, relativa a la propuesta que resulte económicamente más conveniente para el Estado;
- Criterios normativos emitidos por la SFP aplicables a cada proyecto en concreto.

Fundamentación en materia presupuestal y de deuda pública para la contratación bajo la modalidad OPF

- Presupuesto de egresos de la federación para el ejercicio fiscal correspondiente;
- Ley general de deuda pública: artículos 1, fracción III; 2 fracciones I y II; 4 fracciones III, IV y VI; 6; 8; 14 y 18;
- Ley de presupuesto, contabilidad y gasto público federal: artículos 2, fracción VI; 10 y 30;
- Reglamento de la ley de presupuesto, contabilidad y gasto público federal: artículos 16, fracciones II, III, IV, V, VIII, IX, X; y 17 fracciones, de la I a la IX;
- Manual de normas presupuestarias para la administración pública federal aplicable a cada proyecto en particular. energía eléctrica.

La tabla 5 nos muestra los riesgos que se incurren bajo el esquema de OPF

Tabla 5 Tabla Comparativa de Riesgos bajo el Sistema OPF

CONCEPTO	OBRA PÚBLICA FINANCIADA
PROPIEDAD DE LA CENTRAL	CFE
RIESGO FINANCIERO	El Contratista obtiene todo el financiamiento y presenta una oferta no sujeta a cierre financiero. Financia la obra a corto plazo. CFE consigue fondeo a largo plazo para pago.
MÉTODO DE PAGO	CFE efectúa un solo pago a partir de la aceptación provisional.
RIESGO DE CONSTRUCCIÓN	CFE paga el valor de las obras en caso de terminación anticipada.
RIESGO DE FUERZA MAYOR	CFE debe pagar por las obras realizadas en caso de terminación antes de la aceptación provisional, después de ésta los pagos son incondicionales.
RIESGO TECNOLÓGICO	CFE asume el riesgo de fallas e ineficiencias de los equipos después de la aceptación provisional.
RIESGO OPERATIVO	CFE opera y asume los riesgos de operación y mantenimiento.

Fuente: Adaptado del marco jurídico proyectos Pidiregas SDG ,(2006)

Según Hernández (2006) la contratación pública y sus diferentes esquemas continuarán siendo el único recurso existente para desarrollar infraestructura eléctrica, situación ante la cual tenemos el compromiso de continuar con la búsqueda del camino más adecuado para el desarrollo del sector eléctrico mexicano

Los proyectos Pidiregas han generado puntos de vista encontrados. La CEPAL, (Sia-dec-44,2003, p.8) afirma que estos proyectos requieren cuantiosas inversiones, sin embargo, son autofinanciables y de probada rentabilidad, porque cuando entran en operación, generan un flujo suficiente de ingresos por la venta de bienes y servicios que aseguran el cumplimiento de las obligaciones financieras contraídas, el atractivo principal de este esquema es que permite ampliar el gasto público, porque es posible diferir su pago en los ejercicios fiscales subsecuentes. La fuente de pagos es el flujo de recursos generados por el proyecto. El pago comienza a partir de la entrega de la obra y se escalona por varios años, hasta la recuperación de la inversión.

Los Pidiregas han sido la opción que implementó el gobierno federal para resolver el problema de la falta de inversión en el sector eléctrico. Estos esquemas financian la generación de electricidad con recursos privados, contando con el aval gubernamental, que le permite minimizar los riesgos que corre toda inversión. (Sia-Dec-44, 2003)

3.6.4 Lineamientos para la elaboración y presentación de los análisis costo y beneficio de los programas y proyectos de inversión

De la SHCP, con fundamento en los artículos 31 de la ley orgánica de la administración pública federal; 1º, 4, 34 y 109 de la ley federal de presupuesto y responsabilidad hacendaria y 45, 46, 47 y 214 de su reglamento, así como por el artículo 61 del reglamento interior de esta dependencia,

1. Para efectos de estos Lineamientos, se entenderá por:

- **Análisis costo y beneficio:** la evaluación de los programas y proyectos de inversión a que se refiere el artículo 34, fracción II de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, y que considera los costos y beneficios directos e indirectos que los programas y proyectos generan para la sociedad.
- **Oferta:** Se refiere a la capacidad de producción, suministro y/o cantidad disponible de bienes o servicios.
- **Demanda:** Cantidad requerida de bienes o servicios.
- **Costo total:** la suma del monto total de inversión, los gastos de operación y mantenimiento, y otros costos y gastos asociados a los programas y proyectos de inversión.
- **Evaluación socioeconómica:** Es la evaluación del proyecto desde el punto de vista de la sociedad en su conjunto; para conocer el efecto neto de los recursos utilizados en la producción de los bienes o servicios sobre el bienestar de la sociedad. Dicha evaluación debe incluir todos los factores del proyecto, es decir, sus costos y beneficios independientemente del agente que los enfrente. Ello implica considerar adicionalmente a los costos y beneficios monetarios, las externalidades y los efectos indirectos e intangibles que se deriven del proyecto.
- **Evaluación Financiera:** Es aquella que permite determinar si el proyecto es capaz de generar un flujo de recursos positivos para hacer frente a todas las obligaciones del proyecto y alcanzar una cierta tasa de rentabilidad esperada.

Bajo esta perspectiva se deben incluir todos los costos y beneficios privados que genera el proyecto, incluidos los costos financieros por préstamos de capital, pago de impuestos e ingresos derivados de subsidios recibidos. Los precios empleados son los de mercado.

- Monto total de inversión: el total de gasto de capital que se requiere para la realización de un programa o proyecto de inversión. Incluye tanto los recursos fiscales presupuestarios y propios, como los de otras fuentes de financiamiento, tales como las aportaciones de las entidades federativas y los municipios y las de inversionistas privados, fideicomisos públicos, crédito externo, y otros
- Programas y proyectos de inversión: los conjuntos de obras y acciones que llevan a cabo las dependencias y entidades de la administración pública federal para la construcción, ampliación, adquisición, modificación, mantenimiento o conservación de activos fijos, con el propósito de solucionar una problemática y que generan beneficios y costos a lo largo del tiempo.
- Proyectos de inversión: las acciones que implican erogaciones de gasto de capital destinadas a obra pública en infraestructura, así como la construcción, adquisición y modificación de inmuebles, las adquisiciones de bienes muebles asociadas a estos proyectos, y las rehabilitaciones que impliquen un aumento en la capacidad o vida útil de los activos de infraestructura e inmuebles.

2. Tipos de proyectos y programas de inversión

- Proyectos de infraestructura económica
- Proyectos de infraestructura social
- Proyectos de infraestructura gubernamental
- Proyectos de inmuebles

- Otros proyectos de inversión
3. programas de inversión
 - Programas de adquisiciones
 - Programas de mantenimiento
 - Estudios de pre inversión
 - Otros programas de inversión
 4. Tipos de análisis costo y beneficio
 - Análisis costo-beneficio;
 - Análisis costo-beneficio simplificado;
 - Análisis costo-eficiencia, y
 - Justificación económica.
 5. Este será aplicado en los siguientes casos:
 - Para los programas y proyectos de inversión con monto total de inversión mayor a 150 millones de pesos.
 - Para los proyectos de infraestructura productiva de largo plazo, y
 - Para aquellos programas y proyectos de inversión que así lo determine la secretaría, a través de la unidad de inversiones, independientemente de su monto total de inversión.
 6. El análisis costo-beneficio deberá contener lo siguiente:
 - Resumen ejecutivo
 - Situación sin proyecto y posibles soluciones
 - Diagnóstico de la situación
 - Descripción de la situación actual
 - Análisis de la Oferta y Demanda de la situación sin proyecto.

- Alternativas de solución.
- Descripción del proyecto
 - Objetivo
 - Propósito
 - Componentes
 - Calendario de Actividades
 - Localización geográfica
 - Vida útil del programa o proyecto y su horizonte de evaluación
 - Capacidad instalada
 - Metas anuales y totales de producción de bienes y servicios cuantificadas en el horizonte de evaluación
 - Beneficios anuales y totales en el horizonte de evaluación
 - El costo total del proyecto, considerando por separado las erogaciones a realizar tanto en la etapa de ejecución como en la de operación.

- Situación con proyecto

En esta sección se deberá considerar el impacto que tendría sobre el mercado la realización del proyecto. Para dicho análisis deberá compararse la situación actual optimizada con la situación con proyecto, de tal manera que se identifiquen los impactos atribuibles al proyecto exclusivamente, mismos que deberán reflejarse en el flujo de costos y beneficios. Este análisis deberá comparar las estimaciones de la oferta y demanda incluidas en la situación sin proyecto con las estimadas en la situación con proyecto.

- Evaluación del proyecto

En esta sección se deberán identificar y cuantificar en términos monetarios los costos y beneficios del proyecto, así como el flujo de los mismos a lo largo del horizonte de evaluación, con objeto de mostrar que el proyecto es susceptible de generar, por sí mismo, beneficios netos para la sociedad bajo supuestos razonables

7. Análisis de sensibilidad y riesgos

Mediante este análisis, se deberán identificar los efectos que ocasionaría la modificación de las variables relevantes sobre los indicadores de rentabilidad del proyecto, esto es, el VPN, la TIR y, en su caso, la TRI. Entre otros aspectos, deberán considerarse el efecto derivado de variaciones porcentuales en: el monto total de inversión, los costos de operación y mantenimiento, los beneficios, en la demanda, el precio de los principales insumos y los bienes y servicios producidos, etc.; Asimismo, se deberá señalar la variación porcentual de estos rubros con la que el VPN sería igual a cero.

Finalmente, se deberán considerar los riesgos asociados tanto en la etapa de ejecución del proyecto como en su operación que puedan afectar su viabilidad y rentabilidad.

3.7 Descripción del desarrollo de nuevos proyectos presupuestarios en la CFE

Para lograr un proceso de generación de energía eléctrica competitiva, capaz de cumplir con los requerimientos de nuestro cliente el área de control occidental (ACOC), y centro nacional de control de energía (CENACE) es necesario diseñar y/o rediseñar los procesos de generación de energía eléctrica, lo cual involucra desde la instalación de nuevas unidades o la modernización integral y repotenciación de las unidades existentes, este tipo de proyectos se realizan a través de la gestión de proyectos de obra pública financiada (OPF's). proyectos de conservación, mantenimiento o rehabilitación, que tienen por objeto mantener las instalaciones en condiciones

adecuadas de operación y seguridad, para cumplir disposiciones técnicas, normativas y legales, incluyendo las disposiciones en materia ambiental y laboral, que permitan alcanzar la vida útil de la instalación y que son generados por la revisión de datos básicos del sistema de informe mensual de operación (SIMO) o del paquete informático de supervisión del régimen térmico (VSCORT), pasando revisiones de determinación y evaluación de objetivos (DEVO) , revisiones semestrales de cumplimiento de objetivos en las centrales termoeléctricas, así como los requerimientos de nuestro cliente CENACE a través de las reuniones de comités y subcomités de confiabilidad, se realizan con la gestión de proyectos presupuestarios, definidos como aquellos que se realizan con recursos del presupuesto de la institución, ejemplos de estos proyectos son: la automatización; la instalación de nuevos reguladores de voltaje y frecuencia, y la sustitución de equipos auxiliares por otros más eficientes.

Tanto para los proyectos presupuestarios como para las OPF's, el presupuesto es aprobado por la SHCP. Los anteproyectos se originan en nuestra central, con apoyo de la SRGTC, La GRPC) recibe el anteproyecto y verifica la viabilidad técnica y económica, determinando si el proyecto es factible para cumplir con las expectativas y requerimientos de calidad del CENACE, la GRPC envía el anteproyecto a la SDG, para revisión y aprobación del mismo, en caso de rechazo la SDG, lo envía nuevamente a la GRPC, para realizar las modificaciones pertinentes técnicamente los proyectos son aprobados o rechazados en la evaluación realizada por la SDG antes de pasar a la dirección de finanzas. El proyecto aprobado se somete a dos evaluaciones, una técnica por parte de un experto externo como el instituto politécnico nacional (IPN), la universidad nacional autónoma de México (UNAM), u otra Institución, y una financiera de parte de la subdirección de programación. Pasando aprobatoriamente estas evaluaciones se envía a la dirección de finanzas donde es canalizado sucesivamente hacia la secretaría de energía (SENER), la secretaría de economía (SE) y la SHCP, después de autorizados por el congreso de

la unión, este tipo de presupuestos es incluido en el presupuesto de egresos de la federación (PEF).

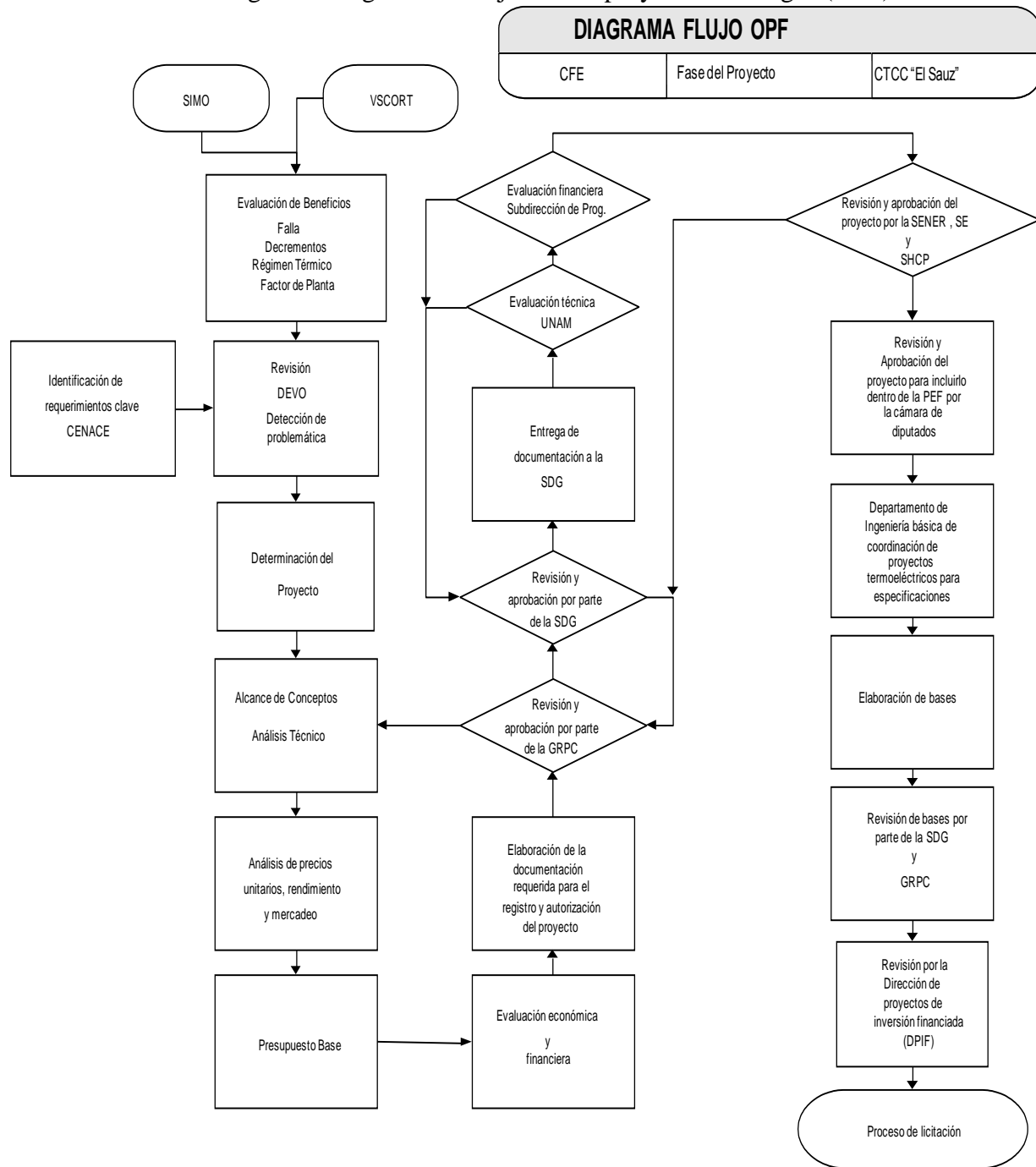
En los proyectos de las centrales termoeléctricas, el proyecto ya autorizado en el PEF, se envía al departamento de ingeniería básica de la coordinación de proyectos termoeléctricos con el fin de obtener las especificaciones detalladas del proyecto, posteriormente se efectúa una revisión de las especificaciones técnicas por parte de la GRPC y se envía a la SDG y de ahí, hacia la dirección de proyectos de inversión financiada (DPIF). Ver figura 9

En la DPIF se encargan de integrar las bases de licitación incluyendo los aspectos técnicos, legales y financieros, también son los encargados de realizar el proceso de licitación pública, desde la publicación de la convocatoria para que los proveedores presenten sus propuestas técnicas, económicas y financieras de equipos y tecnología, hasta la asignación del contrato al licitante que cumpla con los requerimientos técnicos, económicos y financieros del proyecto figura 10

Para Las OPF's, la SRGTC y la CTCC El Sauz, se reúnen con el licitante ganador y de común acuerdo realizan la ingeniería de detalle del proyecto, basados en las especificaciones, las características del funcionamiento y diseño que debe tener el equipo. Se inicia la construcción, fabricación e instalación de los equipos y sistemas requeridos, una vez realizadas las actividades planeadas en la instalación de nuevas unidades, modernización y/o repotenciación, se realizan las pruebas de puesta en servicio para verificar el cumplimiento de los parámetros de calidad, eficiencia, confiabilidad y operatividad de los equipos y sistemas instalados. Lo anterior se realiza conjuntamente con personal del licitante ganador, personal del área de construcción de CFE, personal de la CTCC El Sauz y deben de ser avaladas por el organismo evaluador de CFE, que es el laboratorio de pruebas y ensayos de materiales (LAPEM), se realiza una entrega provisional de los equipos y sistemas objeto de la licitación, al departamento de operación de la

central, el cual se hará cargo de la operación y supervisión durante el periodo de observación que se haya establecido entre nuestra central y el licitante ganador. Pasado este periodo se procede a realizar la entrega definitiva como operación comercial a nuestro cliente el ACO/CENACE y se establece en el convenio cliente proveedor de las nuevas características de los equipos y producto entregado. (González: 2004).

Figura 9 Diagrama de flujo de los proyectos Pidiregas (OPF)

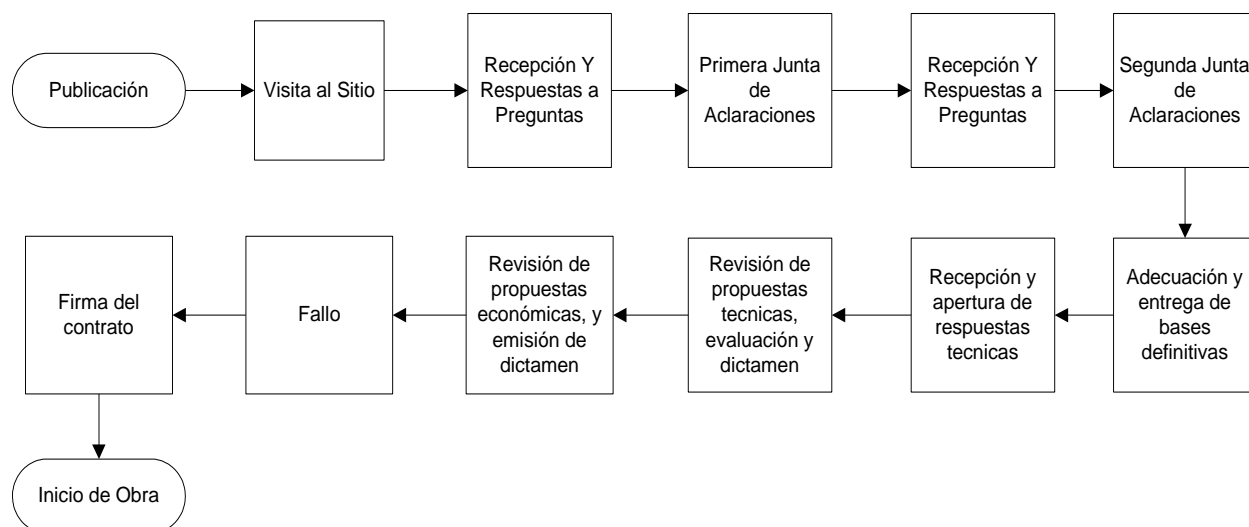


Fuente: Elaboración propia

Figura 10 Diagrama de Flujo Pidiregas OPF, Fase de Licitación

OPF (Pidiregas)

FASE DE LICITACION



Fuente: Elaboración propia

3.8 Panorama económico

3.8.1 Escenarios macroeconómicos

De las proyecciones anuales de la SENER y de SHCP sobre el crecimiento de la economía del país, la estimación en 2007 para el incremento anual del consumo eléctrico nacional en 2008-2017 es de 4.8%. Lo anterior se deriva de un crecimiento anual del producto interno bruto (PIB) de 3.6%. Para el área occidental donde se encuentra la CTCC El Sauz en el 2007 se presentó una demanda máxima coincidente de 7,436 MW. Este valor representa aproximadamente 20% del total de tal demanda del sistema interconectado nacional (SIN). Su tasa de crecimiento en los últimos tres años ha sido de 2.3%, y se estima un incremento anual de 5.4% en los próximos 10 años, llegando a 12,501 MW en 2017 (Poise 2008, p.11-109), contemplando mantener en esta Central 603 MW además de los MW adicionales que se generarán en esta región.

3.8.2 Escenario del combustible

Esta es una información importante que se recibe de la SENER. Los pronósticos sobre precios de combustibles junto con los costos de inversión para las diferentes tecnologías, se utilizaron en modelos de optimización a fin de determinar el plan para expandir la capacidad de generación y la red eléctrica, las estimaciones actuales consideran precios nivelados del gas natural por arriba de 6 dólares/MMBtu, el combustible nacional estará alrededor de 5 dólares/MMBtu y 6 dólares/MMBtu para el combustible importado (Poise, 2008, p.11).

El gas natural licuado (GNL), es gas natural que se produce en yacimientos alejados de los mercados, razón por la cual, su precio puede ser bajo. Para lograr su transporte, se somete a un proceso de licuefacción, con alto consumo de energía, en plantas llamadas criogénicas, lo que se hace cerca del lugar donde se produce; en este estado su transporte en forma líquida, se hace en grandes buques especiales, mismos que lo llevan a instalaciones de almacenamiento en la costa, ya cerca de donde será consumido; ahí se somete a un proceso inverso, de regasificación y después es inyectado a una red de tuberías. Así, todo el proceso permite conectar reservas de gas sin mercado, con consumidores en zonas deficitarias.

Ante la posibilidad futura de que se mantengan los precios altos para el gas natural o limitaciones en su suministro por reducción de la oferta de PEMEX o de las importaciones de Estados Unidos de América (EUA), CFE ha emprendido acciones concretas para diversificar sus fuentes de suministro mediante la construcción de terminales de regasificación de GNL en Altamira, Tamaulipas; Rosarito, B.C. y próximamente en Manzanillo, Colima, adjudicando un contrato de compra de este combustible a partir de una estación de regasificación en el puerto de Altamira, que está operando desde septiembre del 2006 con una capacidad de 500 MMpcd con el cual surtirá las centrales Altamira V, Tamazuchale y Tuxpan V. (Poise, 2008, p.89).

3.8.3 Retiro de Unidades Generadoras

En este periodo se retirarán 5,967 MW en todos los casos, el área operativa de CFE revisa la problemática local del sistema antes de realizar dicha acción. Para los siguientes tres años, un porcentaje alto de la capacidad por retirar quedará en reserva fría por ser unidades con baja eficiencia. en años recientes CFE ha desarrollado estrategias a fin de mejorar la competitividad del parque de generación, combinando el programa de retiros con la incorporación de tecnologías de generación más eficientes. Como es el caso de algunas centrales termoeléctricas para las cuales se había previsto su retiro y ahora se ha determinado su factibilidad técnica y económica para repotenciarse. (Poise, 2008, p.12).

3.8.4 Margen de Reserva

La confiabilidad de un sistema eléctrico depende de su capacidad para satisfacer la demanda máxima de potencia (Mw) y de energía (Gwh).

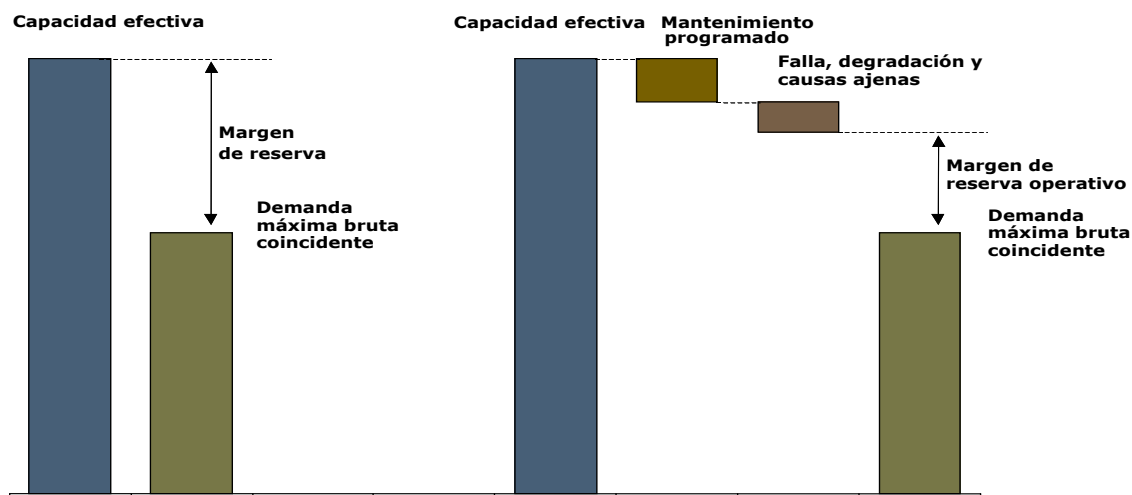
Para evaluar la confiabilidad del suministro de cualquier sistema eléctrico es necesario conocer el margen de reserva (MR) de capacidad y el margen de reserva operativo (MRO), así como el margen de reserva en energía (MRE). Figura 11, Estos indicadores son importantes .

1. Dado que la energía eléctrica no puede almacenarse y se debe producir cuando se necesita, el valor del MR depende de los tipos de centrales que lo conforman, de la capacidad y disponibilidad de las unidades generadoras y de la estructura del sistema de transmisión
2. Para que el sistema eléctrico dispone de un MR aceptable y se cuente con los recursos necesarios para dar mantenimiento a las unidades generadoras, así como para atender las fallas que normalmente ocurren, con la finalidad de enfrentar eventos críticos o contingencias mayores, como son:

- Desviaciones en el pronóstico de la demanda
- Bajas aportaciones a centrales hidroeléctricas
- Retrasos en la entrada en operación de nuevas unidades
- Fallas de larga duración en unidades térmicas

Para el cálculo del MRO, se ha tomado en cuenta que la capacidad de generación de las tecnologías de ciclo combinado y turbogas, son afectadas de manera importante por las condiciones de temperatura ambiente

Figura 11 Margen de reserva y margen operativo de capacidad



Fuente: (Prospectivas, 2007, p.99)

Los márgenes de reserva para 2008 y 2009 serán altos en el sistema interconectado nacional (SIN), debido principalmente a que en los últimos años el crecimiento de la demanda de electricidad ha sido menor al esperado.

3.8.5 Programa de Autoabastecimiento

De acuerdo con la información proporcionada por la Sener, se estima que el consumo autoabastecido crecerá 25% y llegaría a 28.7 Twh en 2017. Este monto representaría alrededor

de 9% de las ventas de energía para el servicio público en ese año. El autoabastecimiento remoto que utiliza la red eléctrica llegaría en el mismo año a 15.2 Twh. (Poise, 2008 p .13)

3.8.6 Requerimientos de Inversión

El monto total necesario para atender el servicio público de CFE en el periodo 2008-2017 es de 638,209 millones de pesos de 2007, con la siguiente composición: 47.5% para generación, 18.0% en obras de transmisión, 21.1% para distribución, 12.7% en los procesos del mantenimiento de centrales y 0.7% para otras inversiones.

Se estima que 39.7% del monto total de inversiones se cubrirá mediante recursos presupuestales; como inversión complementaria, 34.7% del total utilizaría el esquema de obra pública financiada y 7.5% la modalidad de producción independiente de energía. Aún no se ha definido el esquema de financiamiento que se utilizaría para el 18.1% restante. (Poise, 2008, p. 14)

CAPÍTULO IV

4 Análisis financiero sobre la instalación del sistema de enfriamiento en la succión del compresor de una turbogas

4.1 Estudio del mercado

El estudio del desarrollo del mercado eléctrico tiene como objetivo estimar las trayectorias futuras del consumo y la demanda máxima de electricidad a nivel nacional, regional y sectorial, en correspondencia con las proyecciones macroeconómicas definidas por la SENER, las cuales son base de los ejercicios de planeación sectorial para todos los organismos del sector público.

Abordaremos el análisis de la evolución histórica reciente y las tendencias futuras del mercado nacional de energía eléctrica, particularizando en las principales variables que conforman la estructura de dicho mercado: consumo nacional y consumo per cápita de energía eléctrica, capacidad instalada y generación de electricidad por sector y región, así como las fuentes primarias de energía y los combustibles utilizados para este fin.

En un entorno cambiante, competitivo y ambientalmente restrictivo, la eficiencia en la operación y en la utilización de las fuentes de energía primaria es de gran relevancia, por ello, resulta sumamente importante atender el ritmo de crecimiento e identificar los patrones de consumo de energía eléctrica en el entorno nacional.

4.1.1 Supuestos básicos

La SENER define tres escenarios económicos: planeación, alto y bajo para utilizarse como base de las estimaciones del consumo de electricidad, el de la planeación considera las proyecciones económicas con mayor probabilidad de realización en los próximos años.

4.1.2 Población y Vivienda

Respecto a la materia demográfica, en los tres escenarios económicos se utilizó la misma proyección de población y vivienda de 2005. Esta fue elaborada por el consejo nacional de población (CONAPO) para un solo escenario, y por su recomendación expresa, se utiliza en los tres casos.

Tal proyección para el crecimiento de la población estima una tasa media de crecimiento anual (tmca) de 0.9% durante el periodo de pronóstico, y respecto a las viviendas, de 2.8%. Estos dos supuestos implican un descenso paulatino del tamaño promedio de las familias que en 2006 registró 3.7 habitantes por vivienda y según las previsiones de CONAPO, bajará a 3.0 habitantes para 2017. (Poise, 2008, p.18)

4.1.3 Precios de Electricidad

Las tarifas eléctricas se encuentran sujetas a ajustes mensuales, salvo algunas como las residencial (excepto la doméstica de alto consumo (DAC)), agrícola y de servicio público, las cuales se efectúan mediante factores fijos, en tanto que el resto lo hace automáticamente con base en la disposición complementaria número 7 (cláusula de los ajustes por las variaciones de los precios de combustibles y la inflación nacional publicado originalmente en el diario oficial de la federación del 31 de diciembre de 2001), aplicable a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica.

Los factores fijos se autorizan por lo general en forma anual mediante acuerdos específicos y se relacionan con las estimaciones de la evolución inflacionaria esperada. Por otro lado, el ajuste automático representa incrementos o decrementos en los cargos tarifarios, derivados de los movimientos del costo total, considerando por una parte los combustibles fósiles utilizados en la generación de electricidad y por otra, el resto de los factores de costo.

Los cambios mensuales son función de:

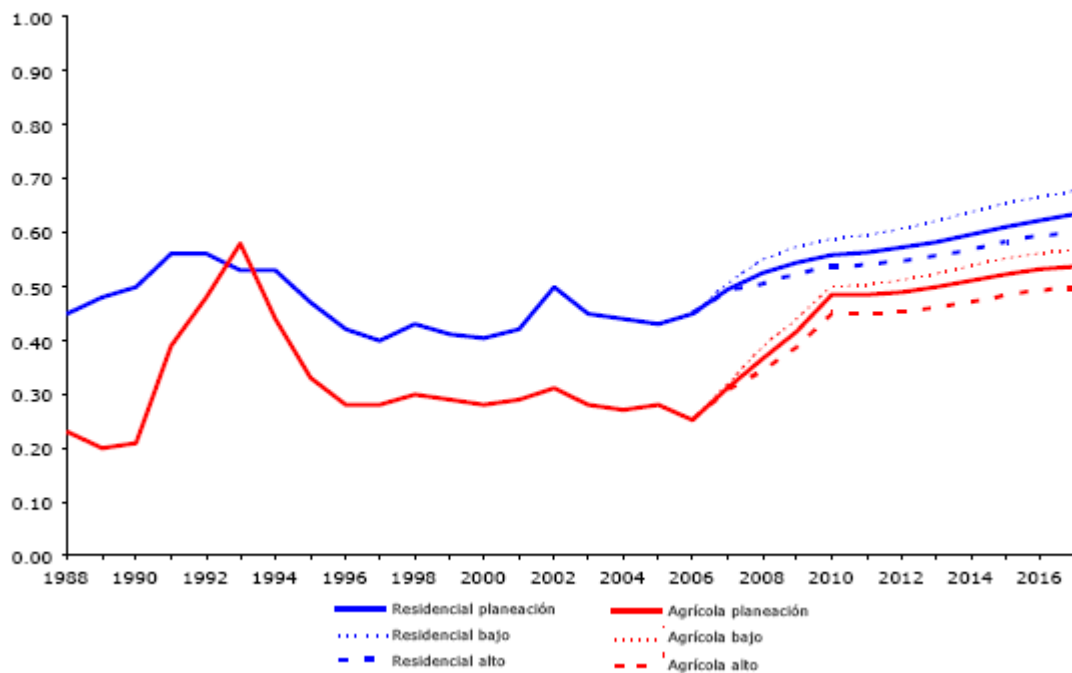
- 1) Las variaciones en el precio de los combustibles fósiles
- 2) La proporción que representa la generación con estos combustibles en el total
- 3) Las variaciones de un promedio ponderado de los Índices de Precios Productor de tres divisiones industriales seleccionadas (metálica básica, maquinaria y equipo, y otras manufacturas)

En la figura 12 se muestra la relación de precio/costo de tarifas de energía eléctrica en los sectores residencial y agrícola.

Figura 12 Relación precio/costo tarifas residencial y agrícola



**Relaciones precio/costo de tarifas residencial y agrícola
1988 – 2017**



Fuente: (Poise, 2008, p.19)

4.1.4 Costo marginal de la energía eléctrica

Resulta de producir una unidad adicional de energía con la infraestructura disponible. Su magnitud depende de la ubicación y tamaño de la demanda, estación del año, hora del requerimiento y precios de los combustibles.

Es igual al costo variable de operación de la unidad generadora que suministra el requerimiento adicional de energía, en el sitio de la demanda y en la fecha y hora de interés.

En general, el costo marginal es el máximo de los costos variables de las unidades utilizadas en el despacho de generación, excepto si existen restricciones de transmisión y/o generadores que funcionan en su mínimo técnico debido a limitaciones operativas. Los costos variables dependen principalmente del precio de los combustibles, dichos costos cambian como resultado de diferentes factores. En tabla 6 se resumen las causas más importantes de la variación.

Causas de la variación del costo marginal con el tiempo

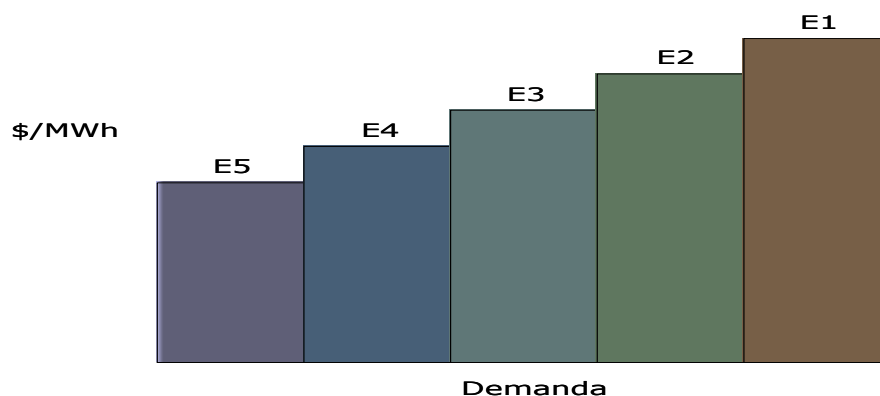
Tabla 6 Causas de la variación del costo marginal con el tiempo

Con parque de generación fijo	
o	Precio de los combustibles
o	Variación periódica de la demanda en ciclos diarios, semanales y anuales
o	Programa de mantenimiento de generadores
o	Disponibilidad de agua en centrales hidráulicas
o	Restricciones en el sistema de transmisión
Con cambios en el parque de generación	
o	Crecimiento de la demanda en el tiempo
o	Entrada de nuevas unidades generadoras
o	Retiro de unidades antiguas
o	Expansión del sistema de transmisión

Fuente: Costos futuros de energía, 2006

En la figura 13 se muestra esquemáticamente el incremento en función del nivel de la demanda. A medida que ésta crece, las unidades que definen el costo marginal son menos eficientes y tienen un costo variable de operación más alto.

Figura 13 Escalonamiento costo marginal



Fuente: Costos futuros de energía, 2006

La demanda regional se expresa a partir de la curva de duración de carga mensual de los sistemas interconectados (nacional, baja california y baja california sur), donde las demandas horarias se ordenan en forma descendente.

Dichas curvas continuas se vuelven discretas al conformarlas en cinco escalones de energía E1, E2, E3, E4 y E5 con duración diferente entre ellos, lo cual depende de la magnitud de las demandas involucradas. La duración mensual también es variable como se muestra en la tabla 7.

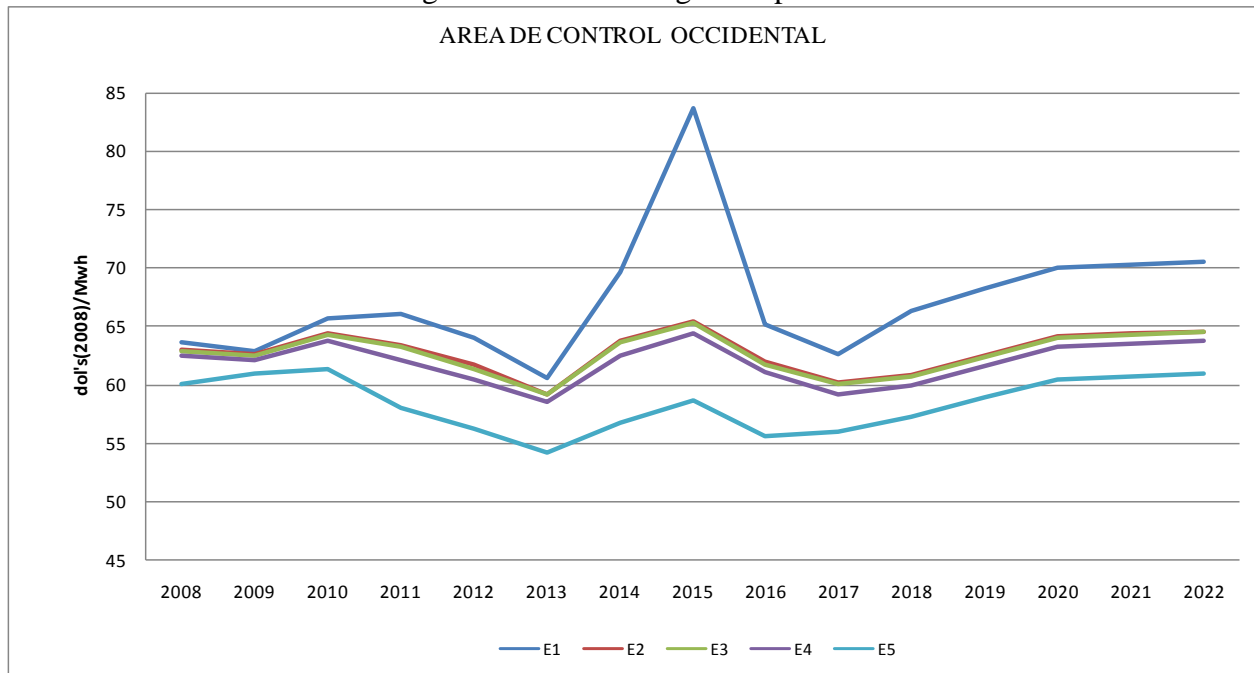
Tabla 7 Duración mensual de energía por escalón

Duración de los escalones en la curva de carga del sistema interconectado nacional						
Mes	Horas					Total
	E1	E2	E3	E4	E5	
enero	41	51	193	193	266	744
febrero	39	21	186	185	241	672
marzo	42	24	209	209	260	744
abril	25	18	232	232	213	720
mayo	20	24	236	235	229	744
junio	15	29	233	233	210	720
julio	16	26	236	236	230	744
agosto	23	46	215	214	246	744
septiembre	29	34	202	201	254	720
octubre	26	38	210	209	261	744
noviembre	43	53	194	194	236	720
diciembre	46	52	201	201	244	744
Total	365	416	2547	2542	2890	8760
% escalón	4.167	4.749	29.075	29.018	32.991	100

Fuente: Datos proporcionados por CENACE

Para los costos marginales de energía se utilizaron los valores que el departamento de programa de producción y de combustibles (DPPC) publicó en 2007, en el documento costos futuros de energía. En ese documento se presenta un escenario de costos marginales de energía para el área occidental (en dólar 2008/Mwh), del 2008-2022. Las cifras para el área de control occidental que es donde se encuentra la CTCC El Sauz, se muestran en la figura 14.

Figura 14 Costos Marginales por escalón



Fuente: elaboración propia con datos de CENACE

Los valores del costo marginal en cada año se ponderaron, en este caso, con la energía generada en cada escalón. Esta ponderación puede efectuarse también con la duración de cada escalón y se obtienen valores muy similares.

Los costos marginales obtenidos se expresaron en moneda de 2008, considerando una inflación del 3.7 % anual (inflación de estados unidos en los últimos 12 meses), Igualmente, para expresar los costos en moneda corriente se empleó la misma inflación. La tabla 8 el costo marginal está afectado de acuerdo al porcentaje de horas utilizadas en cada escalón. Siendo este

un escenario lo más real posible, quedando el precio de transferencia de la siguiente manera ver tabla 9

Tabla 8 Integración de Costo Marginal de Energía

<i>Integración del Costo Marginal de la Energía en la Región Queretaro (dólares de 2008 / MWh)</i>						
Año	E1	E2	E3	E4	E5	Costo Marginal de la Energía
2008	2.619	2.953	18.061	17.901	19.583	61.118
2009	2.588	2.934	17.948	17.823	19.861	61.154
2010	2.703	3.024	18.474	18.278	19.989	62.469
2011	2.719	2.975	18.175	17.800	18.894	60.563
2012	2.632	2.893	17.631	17.350	18.310	58.816
2013	2.491	2.774	17.009	16.784	17.647	56.705
2014	2.865	2.993	18.282	17.901	18.472	60.514
2015	3.448	3.071	18.759	18.461	19.128	62.868
2016	2.681	2.904	17.747	17.512	18.115	58.961
2017	2.573	2.821	17.273	16.964	18.228	57.859
2018	2.731	2.851	17.428	17.184	18.673	58.867
2019	2.806	2.930	17.906	17.656	19.186	60.483
2020	2.881	3.008	18.384	18.128	19.698	62.099
2021	2.893	3.020	18.458	18.200	19.777	62.348

Fuente: Datos proporcionados por CENACE

Tabla 9 Precio de transferencia nivelado

Precio de transferencia (t) a transmisión (tra)

Año	Precio de t a tra dól de 2008/MWh	
2008	61.1	
2009	61.2	
2010	62.5	
2011	60.6	
2012	58.8	
2013	56.7	
2014	60.5	
2015	62.9	
2016	59.0	
2017	57.9	
2018	58.9	
2019	60.5	
2020	62.1	
2021	62.3	sens pt
Nivelado 12%	60.42	0%

4.1.4.1 Ingreso por capacidad

Para el cálculo del costo marginal de energía eléctrica Miranda (2007) propone la tabla 12 donde emplea los datos de Copar 2008 para un ciclo combinado de 582.3 MW en arreglo 2 a 1 con turbina “F”, que se es el tipo de central a la que pertenece la CTCC El Sauz. Con una tasa del 12% real y con el perfil de inversiones considerado por Copar, 2008 obteniendo el costo actualizado al inicio de operación (10,243.86 \$/Kw) tabla 10. Se consideró un pérdida de la potencia en función de las condiciones de sitio del 24%, equivalente a suponer una altitud de 1520 msnm y una temperatura media anual de 19.4 °C.

El costo marginal de capacidad se calculó como la anualidad equivalente, considerando un factor de recuperación de capital calculado para una vida útil de 30 años, con una tasa real del 12% más el costo fijo de O&M (289.06001 \$/Mw_año) tabla 11.

Calculando la anualidad de la inversión como los costos de inversión corregidos por la altitud y temperatura y multiplicados por los intereses durante la construcción todo esto dividido entre los usos propios por el factor de recuperación de capital.

Utilizando la anualidad de la inversión más los costos fijos de operación y mantenimiento conocemos el costo marginal neto de capacidad, arrojándonos un valor de 168.61 dólar /Kw-año.

Costos de inversión

Costo directo es la suma, en moneda constante de las erogaciones correspondientes de una central dividida entre la capacidad bruta de la misma (overnight cost)

Costo directo más indirecto es el resultado de añadir al costo directo los correspondientes de ingeniería, administración y control de la obra y los incurridos en las oficinas centrales de la CFE

Costo actualizado al inicio de la operación a partir del costo directo más indirecto y mediante el uso de una tasa real de descuento del 12% anual, se calcula el valor de la inversión actualizada al inicio de la puesta en operación de la central. Tabla 10.

Tabla 10 Costo unitario de inversión

COSTO UNITARIO DE INVERSIÓN
 Tasa de descuento del 12%
 (precios medios de 2008)

Central	Número de unidades	Capacidad por unidad (MW)		Directo		Directo más Indirecto ^{1,2}		Actualizado al inicio de operación ^{2,3}	
		Bruta	Neta	(\$/kW)	Índice	(\$/kW)	Índice	(\$/kW)	Índice
Termoeléctrica convencional	2	350.00	329.73	11,382.88	100	12,509.79	100	15,067.91	100
	2	160.00	150.02	14,006.78	123	15,393.45	123	18,323.59	122
	2	84.00	78.58	16,614.83	146	18,259.70	146	21,791.12	145
	2	37.50	34.40	20,573.67	181	22,610.46	181	26,131.14	173
Turbogás aeroderivada gas	1	42.10	41.64	9,934.07	87	10,182.42	81	10,767.50	71
Turbogás aeroderivada gas	1	102.70	101.19	8,967.90	79	9,192.10	73	9,805.95	65
Turbogás Industrial gas	1	84.30	83.43	7,102.65	62	7,280.22	58	7,698.54	51
Turbogás Industrial gas	1F	189.60	188.08	6,029.80	53	6,180.55	49	6,593.28	44
	1G	266.60	264.55	5,132.31	45	5,260.62	42	5,611.92	37
Turbogás aeroderivada diesel	1	39.80	39.48	11,060.60	97	11,337.12	91	11,988.55	80
Ciclo combinado gas	1F x 1	289.70	281.27	8,693.03	76	9,153.76	73	10,747.25	71
	2F x 1	582.30	566.03	8,244.57	72	8,681.53	69	10,243.86	68
	3F x 1	874.00	850.45	7,947.16	70	8,368.36	67	9,835.17	65
	1G x 1	406.50	395.19	7,681.08	67	8,088.18	65	9,390.37	62
	2G x 1	815.30	793.48	7,562.91	66	7,963.74	64	9,368.71	62
Combustión Interna	1	42.20	40.53	19,403.67	170	20,432.06	163	24,143.34	160
	2	18.40	17.05	21,581.67	190	22,725.50	182	26,246.36	174
	3	3.60	3.27	26,513.76	233	27,918.99	223	31,468.61	209
Carboeléctrica	2	350.00	324.79	17,010.59	149	19,136.91	153	23,719.44	157
Carb. supercrítica s/desulf.	1	700.00	655.10	15,055.70	132	16,937.66	135	22,064.02	146
Carb. supercrítica c/desulf.	1	700.00	625.56	16,646.23	146	18,727.01	150	24,281.25	161
Nuclear (ABWR)	1	1,356.00	1,300.40	27,580.00	242	29,041.74	232	37,915.73	252
^{1,2} Geotermoeléctrica									
Cerro Prieto	4	26.95	24.97	14,731.38	129	18,487.88	148	21,024.60	140
Los Azufres	4	26.60	24.98	15,522.87	136	19,481.20	156	22,154.22	147
Hidroeléctricas									
Aguamilpa	3	320.00	318.40	19,624.28	172	22,057.69	176	32,202.68	214
Agua Prieta	2	120.00	119.40	23,386.28	205	26,286.18	210	37,043.53	246
La Amistad	2	33.00	32.84	12,773.92	112	14,357.89	115	18,711.34	124
Bacurato	2	46.00	45.77	18,225.10	160	20,485.01	164	26,696.27	177
Caracol	3	200.00	199.00	21,143.06	186	23,764.80	190	34,937.82	232
Comedero	2	50.00	49.75	19,594.93	172	22,024.70	176	29,882.67	198
Chicoasén	5	300.00	298.50	21,362.56	188	24,011.52	192	34,149.42	227
Peflitás	4	105.00	104.48	26,992.95	237	30,340.08	243	44,349.61	294
Zimapán	2	146.00	145.27	57,700.91	507	64,855.82	518	85,251.68	566

Fuente: (Copar 2008, p.26)

Tabla 11 Costo de operación y mantenimiento
COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO
 (precios medios de 2008)

Central	Número de unidades	Capacidad por unidad (MW)		Fijo ^{1/} (\$/MW-año)	Variable ^{2/} (\$/MWh)	Total ^{3/}	
		Bruta	Neta			(\$/MWh)	Índice
Termoeléctrica convencional	2	350.00	329.73	299,043.26	2.89	51.20	100
	2	160.00	150.02	435,808.19	3.56	85.19	166
	2	84.00	78.58	601,913.57	4.24	117.24	229
	2	37.50	34.40	853,286.60	5.27	168.66	329
Turbogás aeroderivada gas	1	42.10	41.64	312,795.94	3.85	292.68	572
Turbogás aeroderivada gas	1	102.70	101.19	108,711.57	4.62	105.38	206
Turbogás industrial gas	1	84.30	83.43	159,709.93	1.54	148.91	291
Turbogás industrial gas	1F	189.60	188.08	95,265.57	1.54	89.24	174
	1G	266.60	264.55	67,791.98	1.54	63.93	125
Turbogás aeroderivada diesel	1	39.80	39.48	344,075.53	4.23	320.99	627
Ciclo combinado gas	1F x 1	289.70	281.27	371,488.01	3.44	58.04	113
	2F x 1	582.30	566.03	289,060.01	3.44	45.87	90
	3F x 1	874.00	850.45	258,658.24	3.44	41.37	81
	1G x 1	406.50	395.19	312,155.52	3.44	49.26	96
	2G x 1	815.30	793.48	232,416.29	3.44	37.52	73
Combustión interna	1	42.20	40.53	1,300,583.99	56.21	294.01	574
	2	18.40	17.05	1,348,444.74	28.83	284.40	555
	3	3.60	3.27	2,085,217.65	30.78	433.57	847
Carboeléctrica	2	350.00	324.79	472,947.39	2.96	75.69	148
Carb. supercrítica s/desulf.	1	700.00	655.10	374,640.81	9.88	67.00	131
Carb. supercrítica c/desulf.	1	700.00	625.56	413,688.56	15.63	81.69	160
^{3/} Nuclear (ABWR)	1	1,356.00	1,300.40	609,618.10	4.28	89.65	175
^{4/} Geotermoeléctrica							
Cerro Prieto	4	26.95	24.97	632,065.86	0.51	92.12	180
Los Azufres	4	26.60	24.98	661,447.75	0.51	95.11	186
Hidroeléctricas							
Aguamilpa	3	320.00	318.40	85,554.01	0.26	39.06	76
Agua Prieta	2	120.00	119.40	144,942.12	0.29	79.85	156
La Amistad	2	33.00	32.84	320,725.75	0.34	129.00	252
Bacurato	2	46.00	45.77	258,184.19	0.33	89.82	175
Caracol	3	200.00	199.00	109,384.29	0.27	43.84	86
Comedero	2	50.00	49.75	244,851.07	0.32	90.36	176
Chicoasén	5	300.00	298.50	88,430.24	0.26	24.13	47
Peñitas	4	105.00	104.48	156,443.24	0.29	34.81	68
Zimapán	2	146.00	145.27	129,845.20	0.28	28.55	56

Fuente: (Copar 2008, p.98)

Tabla 12 Costo marginal de energía eléctrica

Tecnología de Referencia		
Concepto	Unidad	Ciclo combinado
Capacidad	MW	582.3
Factor de planta	%	80
Vida útil	años	30
Tasa de descuento	%	12
Costos de inversión	\$/kW	10,243.86
Corrección por altitud y temperatura	índice	1.24
Intereses durante la construcción	índice	1.17
Usos propios	%	2.8
Factor de recuperación de capital	índice	0.124144
Factor de reserva	índice	1
Anualidad de la inversión	\$/kW-año	1,899.44
Costos fijo de O&M	\$/kW-año	289.06001
Costo marginal neto de capacidad	\$/kW-año	2,188.50
Tipo de cambio:	\$/dól	12.98
Costo marginal neto de capacidad	dól/kW-año	168.61

Fuente: Adaptado de (Miranda, 2007)

al multiplicarse el costo marginal neto de capacidad de 168.61 dólar/Kw.año, por el factor de planta nos arrojan los ingresos por capacidad tabla 13.

Tabla 13 Ingresos por capacidad

Estimacion del Comportamiento en la Disponibilidad en base a factor de planta			Ingresos por Capacidad miles de dolares	
Año	Sin Proyecto	Con Proyecto	Sin Proyecto	Con Proyecto
	Paquete 1	Paquete 2	Paquete 1	Paquete 2
2008	80.82%	80.82%	50,567.18	50,567.18
2009	80.36%	80.36%	50,284.68	50,284.68
2010	79.91%	79.91%	50,003.75	50,003.75
2011	79.47%	67.98%	49,724.40	42,532.82
2012	79.02%	81.76%	49,446.60	51,157.43
2013	78.58%	81.31%	49,170.36	50,876.67
2014	78.14%	80.86%	48,895.66	50,597.46
2015	77.71%	80.42%	48,622.50	50,319.77
2016	77.27%	79.98%	48,350.86	50,043.61
2017	76.84%	79.54%	48,080.74	49,768.96
2018	76.41%	79.10%	47,812.12	49,495.83
2019	75.99%	78.67%	47,545.01	49,224.19
2020	75.56%	78.24%	47,279.39	48,954.04
2021	75.14%	77.81%	47,015.26	48,685.37

Fuente: Adaptado de (Miranda, 2007)

4.1.5 Precios de combustibles

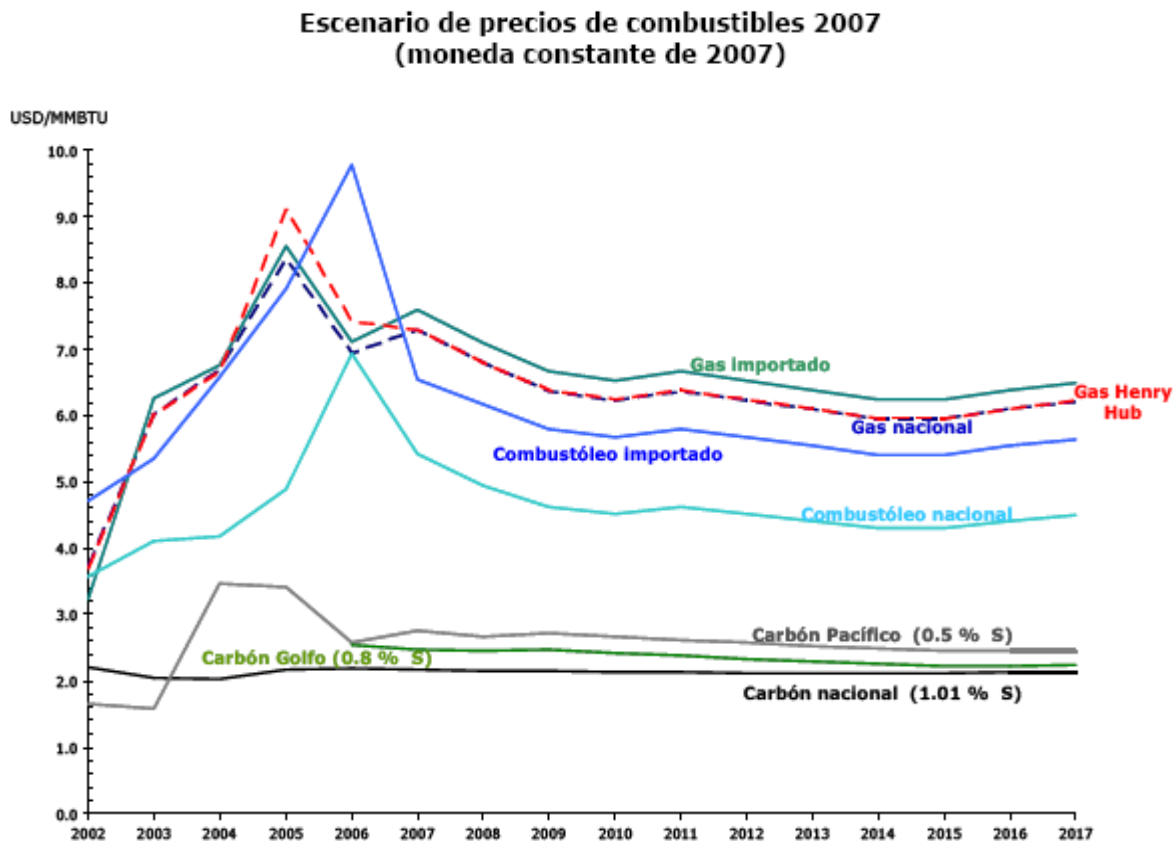
Según los escenarios determinados por la SENER, la trayectoria futura del precio de los combustibles fósiles (la parte más significativa del costo de producción) es diferente en cada uno, tanto en dólares como en pesos, debido a los diferentes índices de inflación y de tipo de cambio.

El cargo por combustible es un costo nivelado, el cual depende del escenario de evolución de precio del energético en cuestión, del precio interno de referencia y de la tasa de descuento

utilizada. El precio interno de referencia es representativo del valor de los energéticos en México, en tanto que la tasa de descuento empleada de nuestros cálculos corresponde a 12%

Para este combustible, los precios de referencia utilizados son los del gas consumido por los ciclos combinados figura 15,

Figura 15 Escenario de precios de combustibles



Fuente: (Poise, 2008, p.20)

Tabla 14 Precios Combustible Gas
Precios de combustible gas
 (moneda de 2008)

Año	dól/10 ³ pie ³
2008	9.11
2009	8.22
2010	8.00
2011	7.78
2012	7.67
2013	7.79
2014	8.02
2015	8.03
2016	8.26
2017	8.60
2018	8.83
2019	9.05
2020	9.28
2021	9.32
Nivelado 12%	8.32

Fuente: Datos enviados por la SDG, escomb08

4.1.6 Costos nivelados

Este concepto sintetiza la información económica disponible acerca de un proyecto. Su valor expresa el costo medio del bien o servicio producido y es particularmente útil para comparar dos o más proyectos optativos que permiten obtener un mismo producto. (Copar, 2008, p.180).

El costo nivelado del Mwh por concepto de inversión es definido como el valor que al multiplicarse por el valor presente de la generación de la central, considerando su vida útil, iguala al valor presente de los costos incurridos en la construcción de la central a partir de esta definición se obtiene la ecuación:

$$\overline{CI} = \frac{\sum_{t=-N}^{-1} I_t (1+i)^{-t}}{\sum_{t=0}^{n-1} GNA_t (1+i)^{-t}}$$

donde:

- CI Costo nivelado del MWh por concepto de inversión
- I_t Inversión en el año t (en pesos)
- GNA_t Generación neta en el año t (en MWh)
- N Periodo de construcción (en años)
- n Vida económica (en años)
- i Tasa de descuento (como fracción de la unidad)

Si la generación neta anual (GNA) es uniforme año con año, la relación definida en la siguiente ecuación puede expresarse como sigue:

$$CI = \left[\frac{i(1+i)^{n-1}}{(1+i)^n - 1} \right] \left[\frac{1}{GNA * C} \right] \left[\sum I_t (1+i)^{-t} \right]$$

Donde:

- C Capacidad de la central expresada en Mw
- GNA Generación neta anual en Mwh/Mw

$$GNA = (1-up) * fp * 8,760$$

Si no es uniforme se puede estimar una generación neta equivalente GNA que sí lo sea, de la siguiente manera:

$$GNA = \frac{i(1+i)^{n-1}}{(1+i)^n - 1} \sum_{t=0}^{n-1} GNA_t (1+i)^{-t}$$

Donde:

- up Usos propios (como fracción de la unidad)
- fp Factor de planta (como fracción de la unidad)
- 8,760 Número de horas en un año

4.1.7 Costos de operación y mantenimiento

El costo de operación y mantenimiento del Mwh neto generado considera dos componentes, uno fijo y otro variable. Los fijos están presentes independientemente de la operación de la planta y por lo tanto no se hallan directamente relacionados con la energía generada. Este renglón incluye los siguientes conceptos de costos:

- Salarios
- Prestaciones
- Seguro Social
- Servicios de Terceros
- Gastos Generales
- Materiales (excepto del área de operación)

Son costos variables los que guardan una relación directa con la generación de energía eléctrica. En este renglón sólo se consideran los de materiales del área de operación.

Los costos fijos están determinados con información de centrales similares operadas actualmente, a partir de las plantillas de personal y de sus niveles salariales para determinar un costo anual de la mano de obra, con todas sus prestaciones. Los costos fijos diferentes a la mano de obra y variables en este tipo de centrales son obtenidos de datos proporcionados por la SDG, adecuándolos a la capacidad de las centrales aquí manejadas, en la siguiente tabla 15 se encuentran dichos costos por tipo de generación.

Tabla 15 Costos de Operación y Mantenimiento

COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO
(Dólares de 2008)

Central	Número de unidades	Capacidad por unidad (MW)		Fijo ^{1J} (dól/MW-año)	Variable ^{2J} (dól/MWh)	Total ^{3J}	
		Bruta	Neta			(dól/MWh)	Índice
Termoeléctrica convencional	2	350.00	329.73	26,700.29	0.26	4.57	100
	2	160.00	150.02	38,911.45	0.32	7.61	167
	2	84.00	78.58	53,742.28	0.38	10.47	229
	2	37.50	34.40	76,186.30	0.47	15.06	330
Turbogás aeroderivada gas	1	42.10	41.64	27,928.21	0.34	26.13	572
Turbogás aeroderivada gas	1	102.70	101.19	9,706.39	0.41	9.41	206
Turbogás industrial gas	1	84.30	83.43	14,259.82	0.14	13.30	291
Turbogás industrial gas	1F	189.60	188.08	8,505.85	0.14	7.97	174
	1G	266.60	264.55	6,052.86	0.14	5.71	125
Turbogás aeroderivada diesel	1	39.80	39.48	30,721.03	0.38	28.66	627
Ciclo combinado gas	1F x 1	289.70	281.27	33,169.47	0.31	5.19	114
	2F x 1	582.30	566.03	25,808.93	0.31	4.10	90
	3F x 1	874.00	850.45	23,094.49	0.31	3.61	79
	1G x 1	406.50	395.19	27,871.03	0.31	4.40	96
	2G x 1	815.30	793.48	20,751.45	0.31	3.35	73
Combustión interna	1	42.20	40.53	116,123.57	5.02	26.25	574
	2	18.40	17.05	120,396.85	2.57	25.39	556
	3	3.60	3.27	186,180.15	2.75	38.71	847
Carboeléctrica	2	350.00	324.79	42,227.45	0.26	6.75	148
Carb. supercrítica s/desulf.	1	700.00	655.10	33,450.07	0.88	5.98	131
Carb. supercrítica c/desulf.	1	700.00	625.56	36,937.37	1.40	7.30	160
^{3J} Nuclear (ABWR)	1	1,356.00	1,300.40	54,430.19	0.38	8.00	175
^{4J} Geotermoeléctrica							
Cerro Prieto	4	26.95	24.97	56,434.45	0.05	8.23	180
Los Azufres	4	26.60	24.98	59,057.83	0.05	8.50	186
Hidroeléctricas							
Aguamilpa	3	320.00	318.40	7,638.75	0.02	3.48	76
Agua Prieta	2	120.00	119.40	12,941.26	0.03	7.13	156
La Amistad	2	33.00	32.84	28,636.23	0.03	11.52	252
Bacurato	2	46.00	45.77	23,052.16	0.03	8.02	175
Caracol	3	200.00	199.00	9,766.45	0.02	3.91	86
Comedero	2	50.00	49.75	21,861.70	0.03	8.07	177
Chicoasén	5	300.00	298.50	7,895.56	0.02	2.15	47
Peñitas	4	105.00	104.48	13,968.15	0.03	3.11	68
Zimapan	2	146.00	145.27	11,593.32	0.03	2.55	56

^{1J} Determinado a partir de la potencia bruta, debido a que los usos propios varían en proporción a la carga de la unidad generadora

^{2J} No incluye costos de agua

^{3J} Costo del MWh neto generado

^{4J} El costo variable incluye un cargo de 0.02 dólares/MWh por concepto de manejo y gestión de residuos nucleares

^{5J} Se refiere exclusivamente a la central

Fuente: (Copar ;2008, p .165)

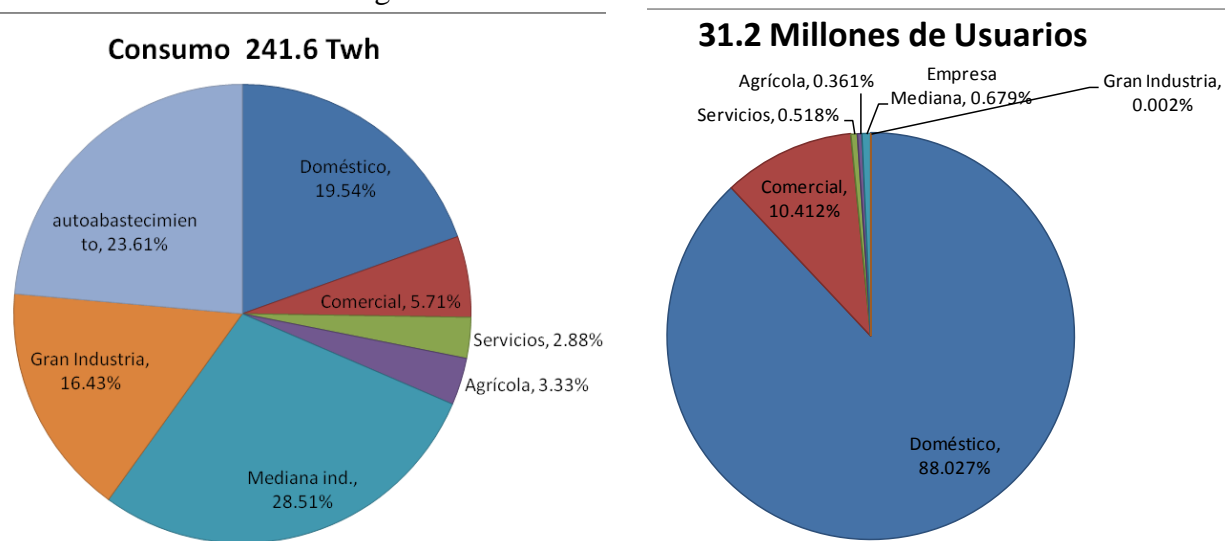
4.1.8 Análisis del consumo nacional de electricidad y de las ventas del sector público

El consumo nacional de electricidad se integra por dos componentes: las ventas internas de energía eléctrica, las cuales consideran la energía entregada a los usuarios con recursos de generación del sector público, incluyendo a los productores independientes de energía, y el autoabastecimiento, que incluye a los permisionarios de autoabastecimiento, cogeneración, usos propios continuos e importación de electricidad.

En el año 2007 el consumo nacional de energía eléctrica en México fue de 241.62TWh. Este consumo es la suma de 184.57 Twh suministrados por las empresas eléctricas de servicio Público a los 31.2 millones de usuarios de los sectores industrial, comercial, servicios, residencial y agrícola; y de 57.05 Twh consumidos por las empresas autogeneradoras del país. Figura 16

Consumo Nacional de Electricidad durante 2007

Figura 16 Consumo Nacional de Electricidad

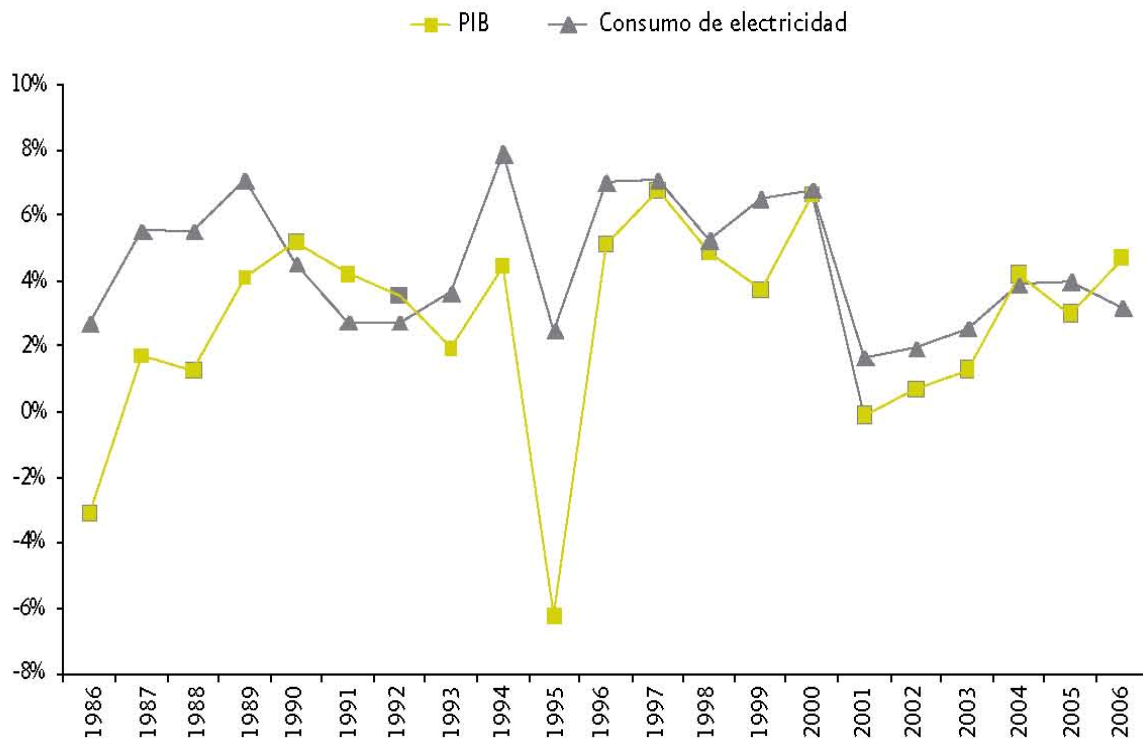


Fuente: Adaptada de la (Sener, 2008)

En términos generales, el comportamiento de las ventas totales de energía eléctrica se encuentra altamente correlacionado, en forma positiva, con el ritmo de actividad económica, lo

cual implica que ante incrementos en el PIB, el consumo de energía eléctrica aumenta también aunque en mayor magnitud. Figura 17

Figura 17 Consumo Nacional de Electricidad Vs PIB
Evolución del consumo nacional de electricidad y PIB, 1986-2006 (%)



Fuente: Prospectivas 2007 – 2019, p.63

4.1.9 Análisis de la demanda

El crecimiento del consumo y de la demanda máxima de electricidad está sujeto, principalmente, a cinco factores primordiales:

Determinantes del consumo y de la demanda

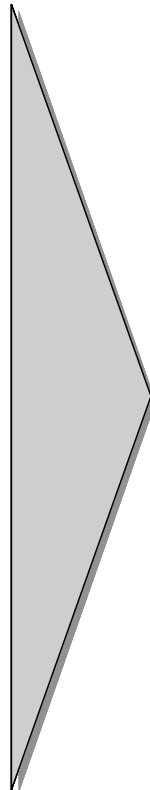
➤ **Crecimiento económico:** Con el crecimiento económico aumenta el consumo y la demanda de electricidad. Este es un insumo esencial para la producción de bienes y servicios

➤ **Estructura económica:** El consumo de electricidad se ve fuertemente influenciada por la intensidad energética en el sector industrial

➤ **Crecimiento poblacional:** Una población en aumento implica un mayor número de usuarios potenciales de un sistema eléctrico. Este elemento está positivamente correlacionado con el crecimiento del consumo y de la demanda de electricidad

➤ **Estacionalidad:** Los ciclos económicos y los factores climáticos – temperaturas extremas- tienden a elevar el nivel de la demanda del sistemas y con ella, el consumo de electricidad.

➤ **Niveles tarifarios:** El precio observado por los usuarios de un sistema eléctrico puede modificar en forma importante el ritmo de crecimiento tanto del consumo de electricidad como de la demanda máxima.



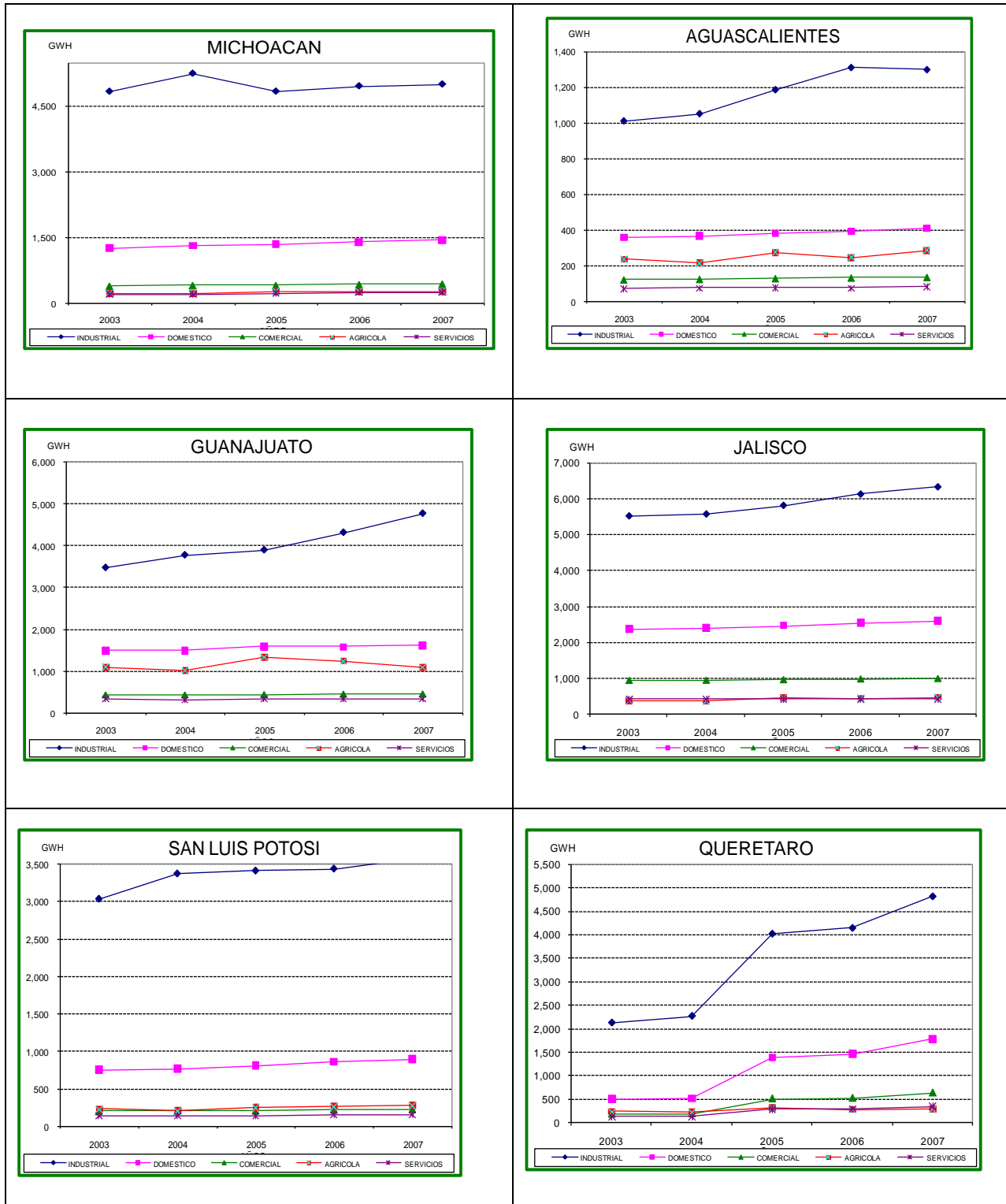
➤ En un país en desarrollo, como es el caso de México, el consumo de electricidad y la demanda máxima del Sistema crecen a ritmos mayores que la economía y la población.

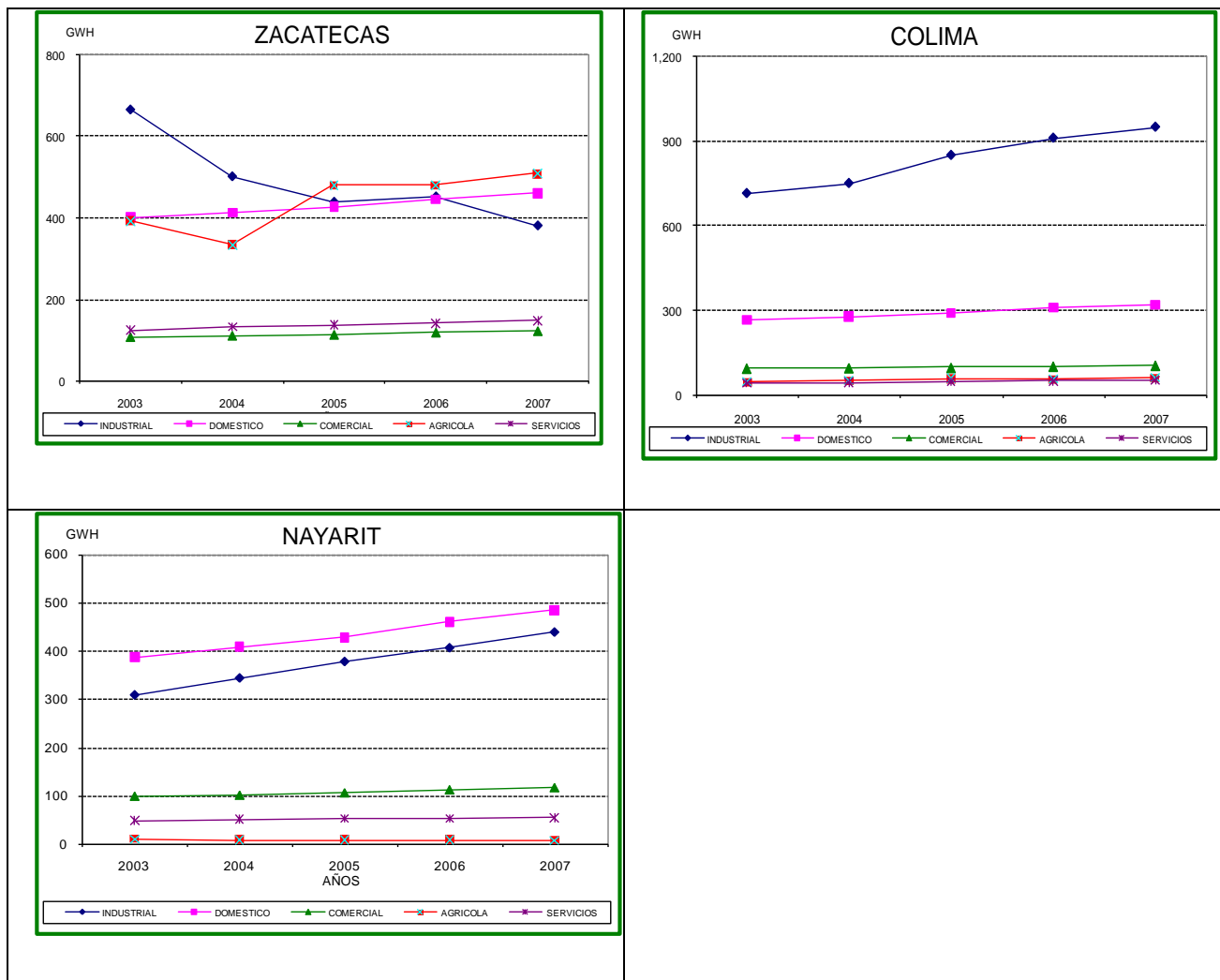
➤ El crecimiento del consumo del sector doméstico crece de manera estable y sus picos diarios de demanda se explican básicamente por iluminación, en tanto sus picos estacionales se explican por el aire acondicionado. El resto de los sectores ve afectado su consumo, principalmente, por la evolución de la economía. Todos tienen la posibilidad de modificar sus patrones de consumo para reducir su demanda en las horas pico y así reducir sus costos totales de energía.

➤ En zonas con temperaturas extremas (por ejemplo la región norte del país), se observa una mayor variabilidad en la demanda (como son picos extremos observados durante algunos días del año).

La demanda en nuestro país en el área occidental por estados la podemos observar en las siguientes figura 18 (por estados del área de control occidental), donde se muestra en el eje de las “x” los años y en el eje de las “y” el consumo de Gwh. El crecimiento de la demanda ha sido marcado por el consumo industrial.

Figura 18 Demanda de Electricidad en el Área Occidental





Fuente: Adaptado de (Sener, 2007)

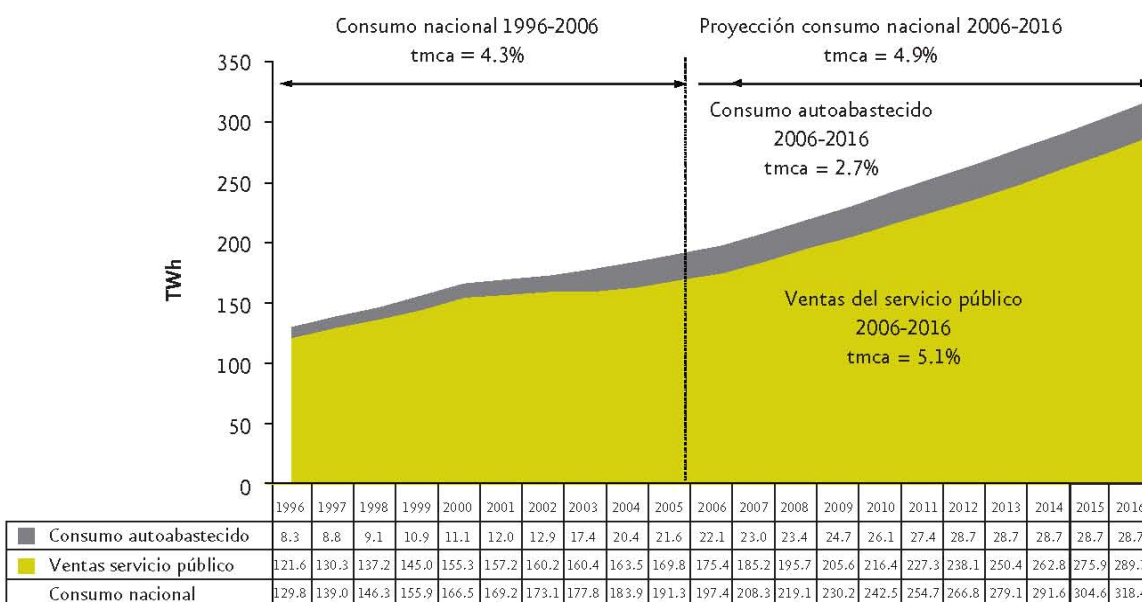
4.1.9.1 Prospectiva 2007-2016

Mayores niveles de desarrollo económico implican un mayor consumo de electricidad. Según el documento de prospectiva del sector eléctrico para el periodo 2007-2016, indican una tasa de crecimiento anual de 4.9%, ya que se espera aumento de 208.3 Twh en 2007 a 318.4 Twh en 2016. Durante el mismo periodo, el programa de expansión de CFE establece la instalación de una capacidad adicional de 21,268 MW la cual está integrada por 5,082 MW de capacidad comprometida y 16,187 MW de capacidad no comprometida, Este crecimiento estará impulsado

principalmente por las ventas del servicio público, que se estima crecerán con un ritmo de 5.1% en promedio anual (véase figura 19).

Dentro de este rubro, se pueden identificar las ventas por tipo de usuarios, entre las cuales el sector industrial es de gran relevancia debido a su participación mayoritaria en las ventas totales, mismas que en 2006 ascendieron a 58.8% y se estima que alcancen una participación de 59.8% en 2016.

Figura 19 Consumo Nacional de Energía Eléctrica
(escenario de planeación)



Fuente: Prospectivas 2007, p.94

4.1.10 Análisis de la oferta

Para hacer frente al crecimiento de las ventas del sector público y de la demanda máxima del sistema, la CFE a través de la subdirección de programación define el programa de obras e inversiones del sector eléctrico (POISE), este programa identifica aquellos proyectos que permitirán satisfacer los requerimientos de energía y de potencia proyectados al menor costo de suministro. La definición de este programa de inversiones, se basa en la política sectorial para inversiones establecida por la secretaría de energía, en la política de uso de combustibles y en las

proyecciones de costos de operación y mantenimiento de obras de generación y transmisión.
(COPAR)

La infraestructura para generar la energía eléctrica está compuesta por 177 centrales generadoras, con una capacidad instalada de 49,931 Mw. El 22.95% de la capacidad instalada corresponde a 21 centrales construidas con capital privado por los Productores Independientes de Energía.

La CFE ofrece el servicio de energía eléctrica en la mayor parte del país, con excepción del Distrito Federal y algunas poblaciones cercanas a éste, donde el servicio está a cargo de la empresa Luz y Fuerza del Centro.

El suministro de energía eléctrica llega a más de 134 mil localidades (131,366 rurales y 3,251 urbanas). En cuanto al volumen de ventas totales, 77.3% lo constituyen las ventas directas al público; 22.2% se suministra a la empresa Luz y Fuerza del Centro, y el 0.4% restante se exporta.

La generación de energía eléctrica de CFE requerida para cubrir la demanda poblacional, de la industria, la agricultura, el comercio y los servicios, se realiza en diferentes tipos de centrales, dependiendo del tipo de generación de la que se trate, en la figura 20 se muestra la capacidad efectiva instalada de generación y en la figura 21 la generación por fuente de energía.

Figura 20 Capacidad efectiva instalada de generación

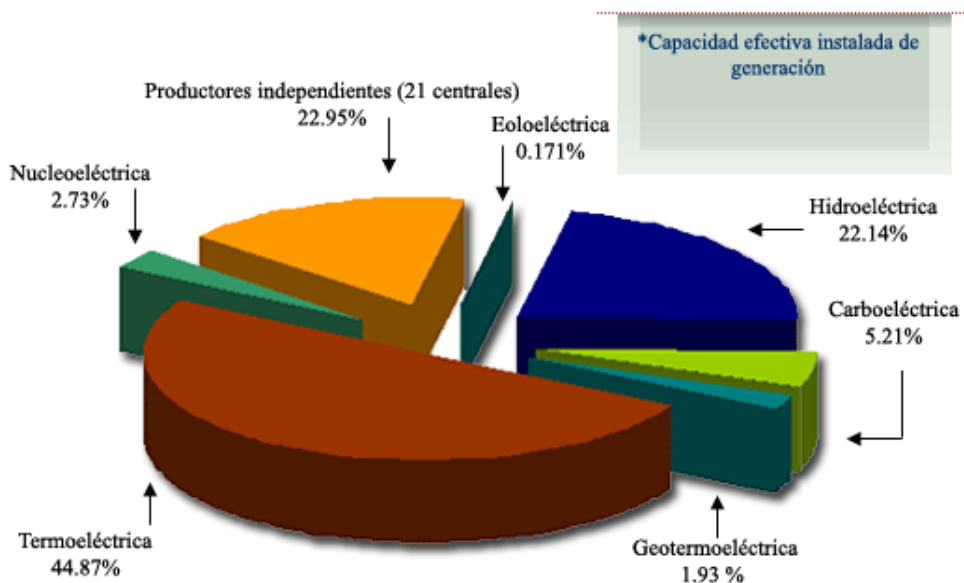
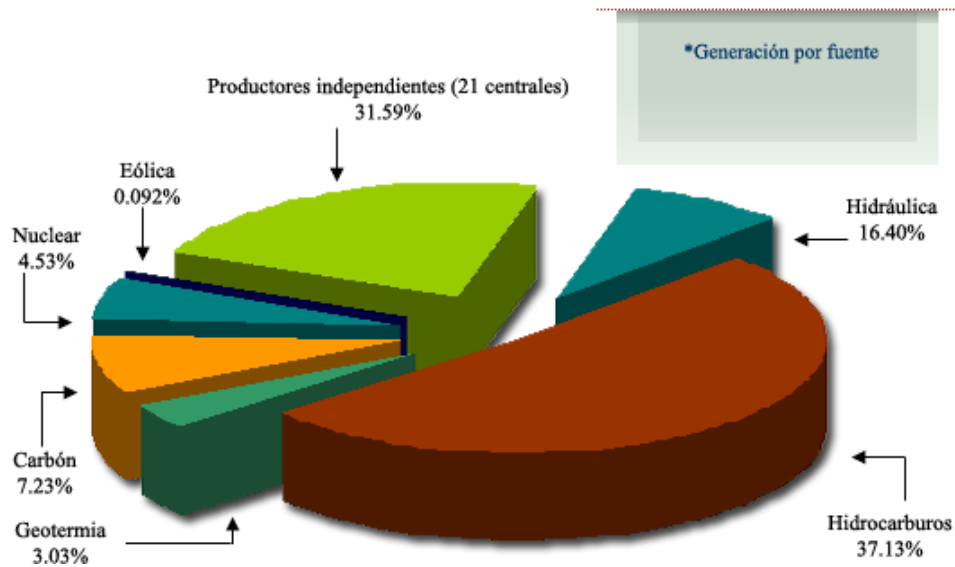


Figura 21 Generación por fuente



Fuente: CFE (2008)

4.2 Posicionamiento en el mercado de energía

De acuerdo con Perales (2001, P.13-16) Los procesos del mercado interno se realizan diariamente en el CENACE con modelos y sistemas específicos para tal fin, en el que intervienen todos los segmentos de la industria: las divisiones de generación, distribución y transmisión.

Objetivos:

- Mayor transparencia en sus procesos operativos y administrativos.
- Medir el desempeño de sus divisiones de generación y distribución.
- Evaluar y depurar un conjunto de reglas específicas, que sirvan de punto de partida para el eventual diseño de un mercado abierto en México.
- Desarrollar las habilidades que le permitan a la CFE participar con éxito en un entorno abierto competitivo

Funciones:

- Catálogo de participantes.

- Registro histórico.
- Predespacho de generación.
- Cálculos del mercado de un día en adelante.
- Cálculos del mercado de balance.
- Sistema Integral de Mediciones del Mercado (SIMMER).
- Sitio Web del mercado.

4.2.1 Predespacho de generación

Para ejecutar el mercado de un día de adelanto, es necesario contar con la información del predespacho diario (PD) de generación. El predespacho define la generación horaria que deberá aportar cada central eléctrica para cubrir la demanda pronosticada durante las 24 horas del día siguiente, con base en un proceso de minimización del costo de producción. En el proceso del predespacho se consideran las restricciones de transmisión de la energía, las características del sistema de generación y las restricciones operativas del sistema eléctrico.

4.2.2 Mercado de un día en adelante

En este mercado se determinan los precios regionales, horarios de la energía, los pagos a generadores y los cargos a consumidores en función de las producciones y consumos programados en el predespacho de generación para el día siguiente (Nieva & Meraz, 2001) .

4.2.3 Mercado de balance

En este mercado se determinan precios de la energía para las condiciones operativas del despacho real y se calculan los pagos a generadores y cargos a consumidores, teniendo como base las diferencias entre la generación o consumo medido y la generación o consumo programado en el predespacho, (Nieva & Meraz, 2001).

4.2.4 El Simme

De acuerdo con (Perales; 2001, p.16), El Simme (sistema integral de medición del mercado de energía) Comprende una serie de componentes que van desde los medidores multifunción en las instalaciones eléctricas, hasta el concentrador central de mediciones en las instalaciones del CENACE, de lo anterior, éste realiza los cálculos en base a las eficiencias de unidades y costos , para poder realizar el predespacho cada unidad generadora tiene su curva de comportamiento, los costos se calculan a diferentes porcentajes de carga, porque si la red necesita menos carga, puede decidir cambiar el orden de las unidades generadoras que se mantengan en servicio, emitiendo mensualmente una tabla de meritos mediante su página Web donde se dé a conocer en donde esta posicionada cada central generadora , dicha tabla está compuesta por la central correspondiente , el orden en el que las unidades se encuentran para entrar en servicio(venta de energía eléctrica), al 50%, 75% y 100% de carga.

Como ejemplo de posicionamiento del ciclo combinado II de la CTCC El Sauz tabla 16, de acuerdo a la capacidad despachada, al 100% estaría en el lugar 36 de 144 unidades generadoras al 50 y 100% de carga despachada y en el lugar 37 si se despachara al 75% de carga, la demanda nacional se satisface con las 187 primeras, las últimas se les conoce como capacidad de reserva, sin embargo el mercado puede trabajar con un 10% de reserva, y actualmente ésta se encuentra en un 28% por lo que existe la posibilidad de cierre de algunas unidades generadoras, , derivado de lo anterior es la importancia de mantenerse dentro de los primeros lugares para ser más competitivos y no quedar fuera de servicio por ser muy alto el costo.

Tabla 16 Tabla de Meritos
CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA
 Gerencia de Operación del Mercado

TABLA DE MÉRITO DE UNIDADES GENERADORAS
 Sistema Interconectado Nacional [\$/MWh]

Septiembre de 2008

CENTRAL	Unidad	Orden	50%	Orden	75%	Orden	100%
Río Escondido	2	4	315.06	1	308.97	1	308.47
Río Escondido	3	2	313.16	2	309.23	2	308.59
Río Escondido	1	3	314.43	3	309.74	3	309.23
Río Escondido	4	1	312.53	4	310.37	4	309.74
Carbón II	4	6	325.28	6	320.47	5	316.54
Carbón II	3	5	325.28	5	319.96	6	318.04
Carbón II	1	7	348.46	7	343.26	7	335.54
Carbón II	2	8	348.46	8	343.26	8	335.54
Fenosa-Naco		10	545.14	10	485.67	9	461.06
Bajío CC		28	637.52	36	633.66	35	625.51
El Sauz II CC		36	675.12	37	647.96	36	647.96

Fuente: Webcenace (2008)

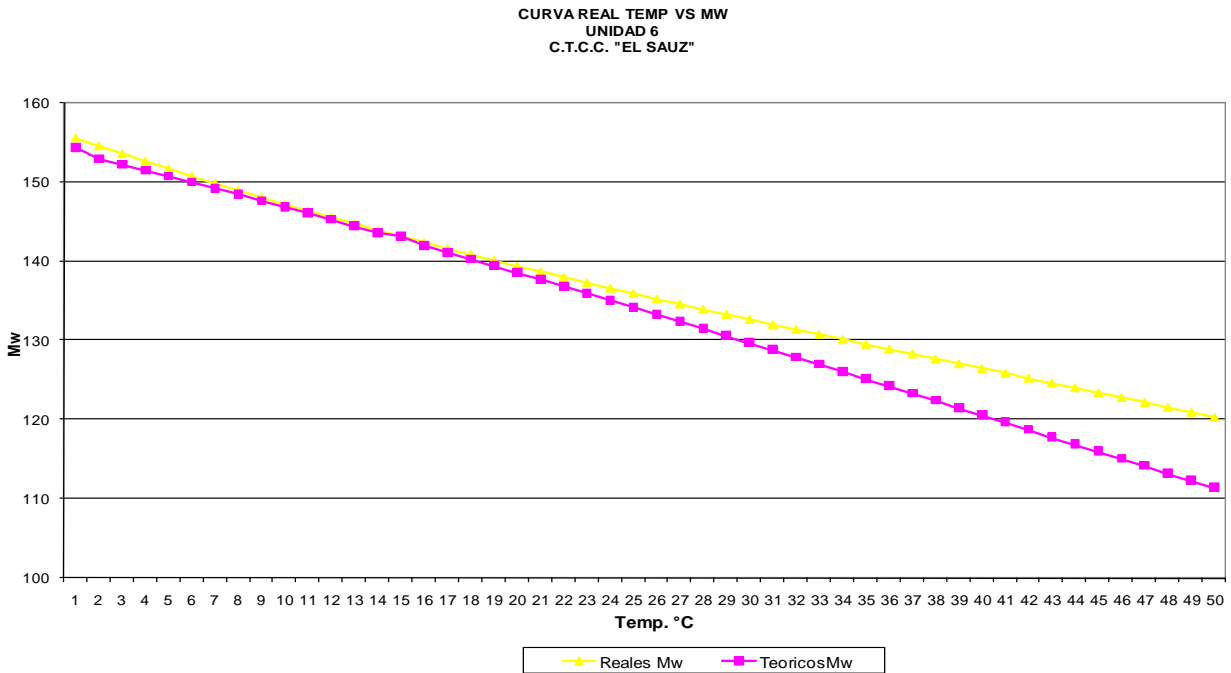
4.3 Estudio técnico

Las turbinas de gas están diseñadas para operar a nivel del mar, y su capacidad es directamente proporcional a la presión atmosférica en el sitio. Se puede considerar que estas disminuirán 3.5% aproximadamente por cada 300 metros (1000 pies) de incremento en la elevación. La altitud no impacta sobre la eficiencia. Por otro lado el factor más significativo es el de la temperatura ambiente el cual afecta la potencia y eficiencia de las turbinas de gas el dato de diseño para su operación de estas es de 15 °C (59 °F). Su capacidad también disminuye entre 0.3% y 0.5% por cada 0.17 °C (1 °F) de incremento en la temperatura del aire a la entrada del compresor de la turbina, no obstante, cuando ésta disminuye por abajo de la de diseño, la potencia se incrementa hasta que se alcanza el límite mecánico o aerodinámico en la turbina. Por otra parte, el régimen térmico se acrecienta entre 0.1 y 0.2% aproximadamente por cada 0.17 °C (1 °F) de aumento en la temperatura del aire a la entrada del compresor de la turbina.

En este caso como se mencionó anteriormente se cuenta con un ciclo combinado de dos unidades turbogas por una de vapor.

Tomando como base las curvas de temperatura contra carga (MW), se puede observar que a menores temperaturas la carga se incrementa en MW, esto ocurre en las unidades turbogas, como ejemplo pondremos la unidad 6 figura 22, en donde se muestran las curvas teóricas proporcionadas por el fabricante de la unidad generadora, asimismo, se muestran las curvas con información real obtenida estadísticamente, en los períodos de operación comercial de las unidades, considerando un año calendario para tener representadas las cuatro estaciones del año.

Figura 22 Curva temperatura Vs Mw turbogas 6



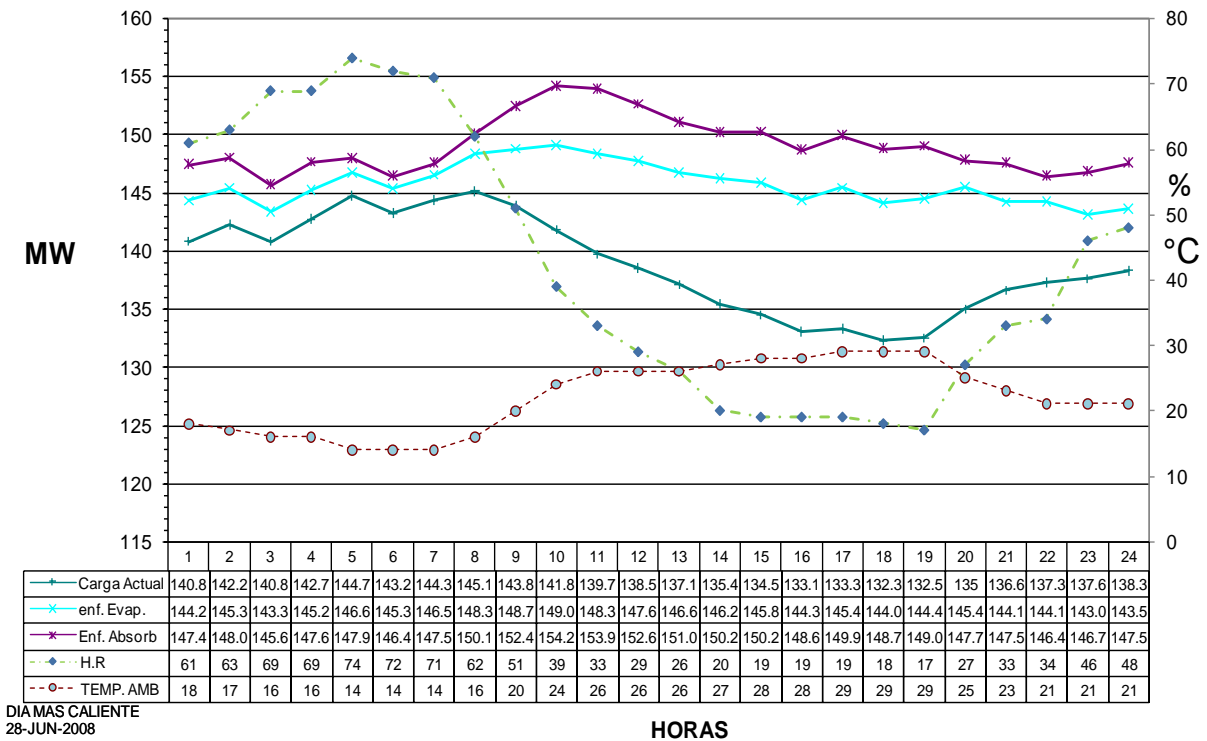
Fuente: Curvas características de la unidad 6, Siemens, datos reales

Como parte del análisis, se revisó el comportamiento de la carga de las unidades turbogas, en el día más caluroso del año unidad 6 figura 23. En esta grafica, se muestran los datos de lo que ocurre durante 24 horas contra el comportamiento de la carga, considerándose la humedad relativa (H.R.) y la temperatura ambiente de cada hora, de esta manera, se traza una curva con los

MW reales que actualmente están generando dichas unidades dos curvas extras con factores de corrección una de ellas para enfriadores evaporativos y la otra con enfriadores por absorción.

Otro punto importante que considerar es la puesta en operación del sistema de enfriamiento, debido a que este no debe operar cuando la temperatura ambiente alcanza los 8° C o menos, debido a que puede ocasionar problemas de congelamiento en la entrada de aire evitando su paso y ocasionando mezclas aire-combustible pobres de aire, con otros desperfectos para las unidades generadoras.

Figura 23 Grafica comparativa por diferentes tipos de enfriamiento
GRAFICA COMPARATIVA DE MW EN LA UNIDAD 6 CON ENF. NEBULIZACION Y ENFRIADORES POR ABSORBSION C.T.C.C. EL SAUZ



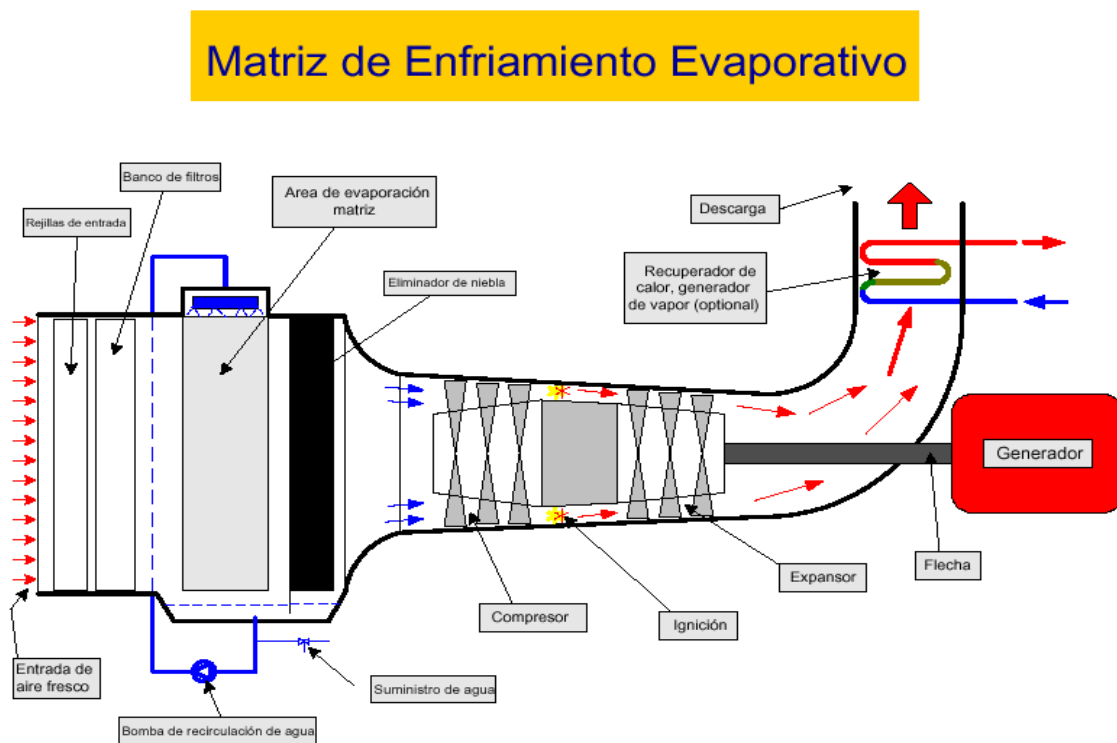
Fuente: datos reales de la unidad 6 del día 28 de junio del 2008

4.3.1 Tecnologías de enfriamiento de aire en la succión del compresor

4.3.1.1 Enfriamiento evaporativo

El caudal de aire que entra en la succión del compresor a una temperatura ambiente y a un % de humedad relativa pasa a través de un panel de enfriamiento que ha sido humedecido por agua desmineralizada proveniente de un depósito y bombeado al panel. el aire filtrado en el panel experimenta una bajada de temperatura y un incremento del grado de humedad con lo cual ha pasado a una temperatura más baja y una humedad relativa más alta, incrementándose así la densidad del aire la cual incrementara la potencia de la unidad turbogas, figura 24.

Figura 24 Enfriamiento evaporativo

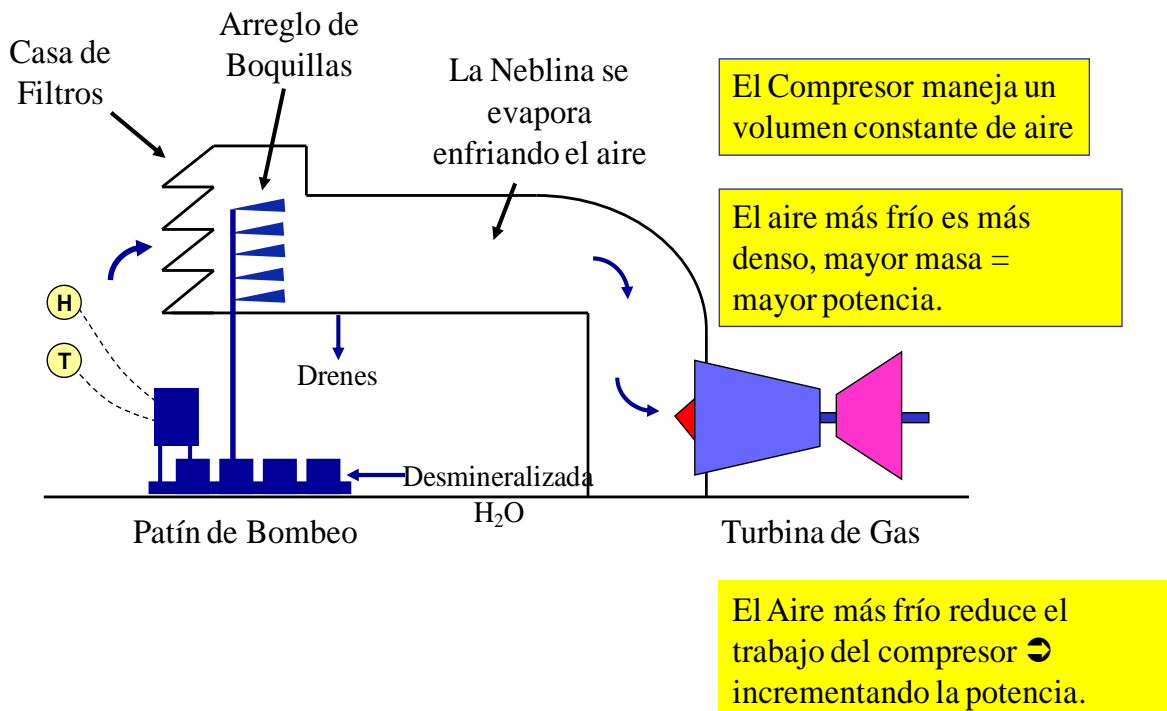


Fuente: Martínez V. (2006)

4.3.1.2 Enfriamiento por Nebulización

De la misma forma el aire a condiciones ambientales entra a través de la succión del compresor y mediante el arreglo de unas boquillas es atomizada el agua después de la casa de filtros para mezclarse con el aire y de esa manera es enfriado, siendo más denso e incrementando la potencia de la unidad turbogas, figura 25.

Figura 25 Enfriamiento por nebulización



Fuente: Martínez V. (2006)

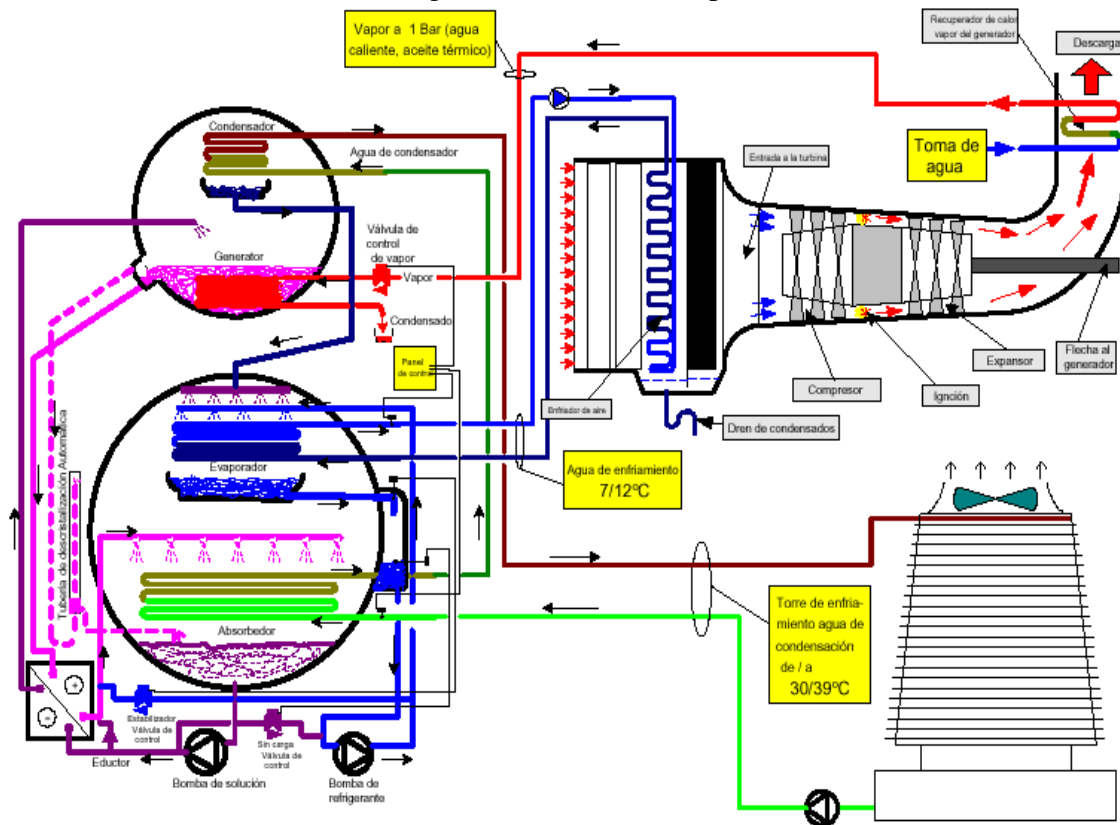
4.3.1.3 Enfriamiento por absorción

El sistema de refrigeración por absorción es un medio de producir frío que al igual que en el sistema de refrigeración por compresión, aprovecha que ciertas sustancias absorben calor al cambiar de estado líquido a gaseoso. Así como en el sistema de compresión el ciclo se hace mediante un compresor, en el caso de la absorción, el ciclo se basa físicamente en la capacidad que tienen algunas sustancias, como el bromuro de litio, de absorber otra sustancia, tal como el

agua, en fase de vapor. Otra posibilidad es emplear el agua como sustancia absorbente (disolvente) y como absorbida (soluto) amoniaco.

En este caso el sistema de enfriamiento utiliza el principio de la refrigeración y de esta manera mantiene el aire frío en la succión del compresor incrementando la potencia de la unidad turbogas, figura 26.

Figura 26 Enfriamiento por Absorción



Fuente: Martínez V. (2006)

4.4 Estudio económico

4.4.1 Divisas

Los tipos de cambio resultan una importante información que orienta las transacciones internacionales de bienes, capital y servicios. Las relaciones entre casi todas las monedas más utilizadas son hechas públicas diariamente, mostrando los valores por los que se intercambian entre sí. Léger (2006).

La tasa de cambio entre las monedas convertibles es fijada por la oferta y la demanda mundial de las mismas. Estas varían, en principio, de acuerdo a los saldos de la balanza de pagos, es decir, como resultado de los movimientos del comercio internacional: un déficit hará que un país tenga exceso de moneda nacional frente a las restantes divisas, haciendo que el valor de éstas aumente y que se registre una devaluación de la moneda nacional; un superávit producirá, naturalmente, el efecto inverso, una reevaluación.

Cuando se cambia una moneda por otra se emplean un tipo o tasa de cambio, es decir, el tipo de cambio es el precio de una moneda en términos de otra unidad monetaria.

El sector eléctrico realiza importaciones que, de acuerdo con disposiciones oficiales, son cubiertas con divisas del tipo de cambio para solventar obligaciones en moneda extranjera en la República Mexicana.

Cuando se tiene por objeto comparar las estadísticas internas con las de otros países, no es posible convertir directamente los costos de una moneda a otra simplemente aplicando los tipos de cambio oficiales, debido a las distorsiones presentadas entre los tipos de cambio y el poder adquisitivo de las diversas divisas en cuestión.

Para el caso de este estudio podemos ver los resultados del tipo de cambio de dólar americano desde 1968 hasta abril del 2008, Tabla 17, Pero derivado de la recesión de los últimos meses ocurrida en los Estados Unidos tomaremos como base un estadístico de junio a noviembre del

2008 obteniendo una media de \$11.15 figura 27, pero se observan dos sesgos tomando en cuenta el de la derecha obtenemos la figura 28 con una media de 12.98 pesos por dólar el cual se tomará para el estudio del caso.

Derivado de la crisis económica mundial y la cambiante tasa de cambio en el proyecto se pueden utilizar los Swaps que generalmente son utilizados para reducir los costos y riesgos de financiamiento o para superar las barreras de los mercados financieros, es decir, un Swap es una transacción financiera en la que dos partes contractuales acuerdan intercambiar flujos monetarios en el tiempo. Su objetivo consiste en mitigar las oscilaciones de las monedas y de los tipos de interés. Estos operan de la siguiente manera Una persona o empresa vende al Banco Central, a través de una institución financiera, una cantidad de dólares al cambio fijado por dicho organismo para este tipo de operaciones. A la vez adquiere, por este hecho, el derecho de recomprar la misma cantidad de dólares en una fecha fija, a un cambio que se determina tomando como referencia el cambio de venta original, más la variación de la Unidad de Fomento ocurrida hasta la fecha de la recompra, menos un porcentaje equivalente a la inflación externa que determine el banco central. Estos derechos, a su vez, generan al vendedor, normalmente, un interés anual pagadero a su vencimiento, en la medida que se ejerza la citada opción de recompra. (Linares,2008).

Aunque este estudio no se toma para este trabajo se podrá considerar en uno siguiente.

Tabla 17 Tipo de cambio del peso respecto al dólar

**TIPO DE CAMBIO DEL PESO
RESPECTO AL DÓLAR DE ACUERDO
CON LOS DIFERENCIALES DE
INFLACIÓN
(pesos por dólar de EUA)**

Año	Tipo de cambio :	
	Técnico	PSO ^{1/}
1968	12.83	12.49
1969	12.67	12.49
1970	12.50	12.49
1971	12.62	12.49
1972	12.82	12.49
1973	13.53	12.49
1974	15.08	12.49
1975	15.91	12.49
1976	17.42	15.44
1977	21.10	22.58
1978	23.03	22.73
1979	24.46	22.74
1980	27.19	22.90
1981	31.52	24.32
1982	47.12	46.01
1983	92.23	120.19
1984	146.43	167.80
1985	223.06	257.07
1986	407.69	611.90
1987	909.87	1,377.86
1988	1,876.65	2,273.04
1989	2,149.21	2,464.27
1990	2,581.61	2,814.82
1991	3,036.80	3,018.75
1992	3,404.90	3,096.20
1993	3.63	3.12
1994	3.80	3.38
1995	4.99	6.42
1996	6.61	7.60
1997	7.68	7.92
1998	8.77	9.14
1999	9.98	9.56
2000	10.57	9.46
2001	10.94	9.34
2002	11.31	9.67
2003	11.57	10.80
2004	11.90	11.29
2005	11.43	10.89
2006	11.37	10.90
2007	11.28	10.93
2008	11.44	11.20

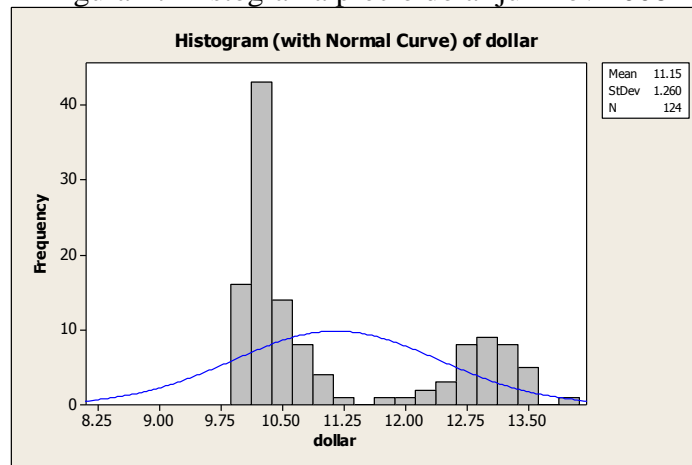
^{1/} A partir del 11 de nov. de 1991 desaparece el "Tipo de Cambio Controlado", siendo sustituido por el "Tipo de Cambio para Solventar Obligaciones Denominadas en Moneda extranjera, Pagaderas en la República Mexicana"

^{2/} A partir del 1º de enero de 1993, se recorre el punto decimal tres lugares a la izquierda

^{3/} Valores estimados con escenario económico de abril de 2008

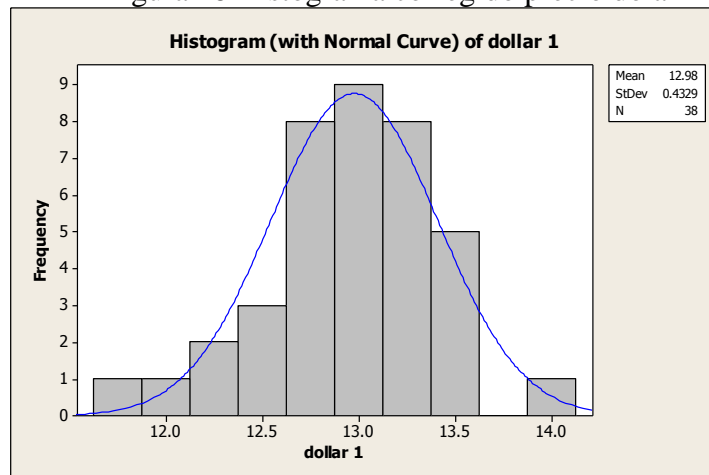
Fuente: Copar (2008, p.173)

Figura 27 Histograma precio dólar jun-nov 2008



Fuente: elaboración propia datos del DOF (2008)

Figura 28 Histograma corregido precio dólar



Fuente: elaboración propia datos del DOF (2008)

4.4.2 La inflación y su efecto en la evaluación de proyectos

La inflación es un fenómeno que puede definirse como la velocidad promedio con la cual se incrementan los precios, esta juega un papel importante en la evaluación de los proyectos ya esta afecta los precios de energía eléctrica, combustibles, valor del dinero en el tiempo etc.

Para el estudio de este caso tomaremos la inflación de estados unidos durante los últimos 12 meses que es el 3.7%, (Ips, 2008), ya que el proyecto se realizará en moneda extranjera (dólar americano)

4.4.3 Datos del proyecto

Tabla 18 Datos generales proyecto

DATOS DEL PROYECTO

CENTRAL	CTCC EL SAUZ
Nombre del proyecto	Gestión Tecnológica y Financiera en la CTCC EL SAUZ
Descripción Proyecto	Modernización del sistema de succión de Aire del Compresor de las Unidades 5 y 6
Ubicación del proyecto	Autopista México-Querétaro Km 176.5 El Sauz
Entidad Federativa	Querétaro
Municipio	Pedro Escobedo

DATOS ECONOMICOS

Moneda del	2008	
Tipo de cambio	12.98	\$/dólar
Tasa real	12%	
tasa nominal financiera	8.7%	
Inflación anual (EUA)	3.7%	
Sensibilidad al incremento en la inversión	286%	
Sensibilidad económica	133%	

DATOS DE LA CENTRAL

	Unidad 5	Unidad 6	Unidad 7	CCII
Potencia bruta de la unidad (MW)	122	129	128	379
Factor de planta sin proyecto	78.52%	84.49%	79.30%	80.82%
Factor de planta con proyecto	79.57%	85.35%	80.23%	81.76%
Eficiencia sin proyecto	31.89%	32.64%	---	48.29%
Eficiencia con proyecto	32.28%	33.04%	---	48.88%
Usos Propios	0.79%	0.77%	4.71%	2.08%
Inversión por unidad (miles de dólares)	2500	2500	---	5000
Fecha de terminación por unidad	jun-11	jun-11	---	jun-11
Costo variable de O&M sin proyecto (dól/MWh)	0.14	0.14	0.03	0.31
Costo variable de O&M con proyecto (dól/MWh)	0.1033	0.1033	0.1034	0.31
Decremento anual en el factor de planta sin proyecto	0.67%	0.71%	0.55%	0.56%
Decremento anual en la eficiencia sin proyecto	0.45%	0.48%	---	0.37%
Decremento anual en el factor de planta con proyecto	0.65%	0.69%	0.54%	0.55%
Decremento anual en la eficiencia con proyecto	0.42%	0.44%	---	0.32%

Poder calorífico superior del combustible	1,024	Mill.Btu/MPC
Horas en el año	8,460	
Costo fijo de OyM (dól del 2008 /Mw - año)	25,808.93	8,505.85
Fecha inicio	01/08/2010	
Fecha de terminación	01/06/2011	

Tasa real

En general, se denomina tasa de interés al porcentaje de capital o principal, expresado en centésimas, que se paga por la utilización de éste en una determinada unidad de tiempo.

La tasa de descuento utilizada en este estudio es "real", ello significa aplicarla a flujos expresados en moneda constante. Debe notarse que esta tasa incorpora los intereses en el valor actualizado de

un flujo monetario, en moneda constante, devengados durante la realización de la obra. La tasa base del estudio es 12% anual (Copar, 2008, p.169)

Tasa nominal financiera

Es la tasa de captación utilizada por CFE, Para efecto de la evaluación financiera se consideró una tasa nominal de 8.70% (Copar,2008).

Factor de planta

Es el porcentaje real promedio de generación de los últimos 5 años de las unidades (sin proyecto), y el porcentaje esperado de generación con la realización del proyecto.

Eficiencia

Es el porcentaje real de los últimos 5 años de las unidades (sin proyecto), y el porcentaje esperado de generación con la realización del proyecto.

Usos propios.

Es el consumo promedio de energía utilizada para su equipo auxiliar durante los últimos 5 años

Decremento anual en el factor de planta.

Es el porcentaje de energía no generado por el incremento de la temperatura ambiente durante los últimos 5 años (sin proyecto), y el porcentaje que se espera de energía no generada por condiciones ambientales con proyecto.

Decremento anual en la eficiencia.

Es el porcentaje de pérdida de la optimización de la energía producida (generación), durante los últimos 5 años y proyectada con el proyecto.

Poder calorífico del combustible

Es la cantidad de energía que la unidad de masa de materia puede desprender al producirse una reacción química de oxidación, expresa la energía máxima que puede liberar la unión química entre un combustible y el comburente y es igual a la energía que mantenía unidos los átomos en

las moléculas de combustible, menos la energía utilizada en la formación de nuevas moléculas en las materias (generalmente gases) formadas en la combustión. Y se divide en poder calorífico inferior para el calor producido sin aprovechar la energía de la condensación del agua, y poder calorífico superior que tiene en cuenta el calor de la condensación (Potter, 2004).

Inversión del proyecto

Es el acto mediante el cual se cambia una satisfacción inmediata y cierta, por una esperanza, que se adquirirá a cambio de una adecuada compensación y de la que soporte el bien en que se invierte, tomando como base el proyecto realizado en la CCC TULA, la cotización de este fue de 4,225,000 dólares del 2006, por lo que se estima en 5,000,000 de dólares en el 2008 , Tabla 19.

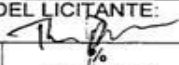
En los proyectos a realizar se toman en cuenta también los tipos de influencias que se podrían tener sobre la región derivado a su entorno económico y social y a su sustentabilidad, las cuales se muestran a continuación.

Influencias sobre la región:

- Económicas
- Sociales
- Ambientales
- Generación de empleos: 20 en la Central, durante la etapa de rehabilitación y durante la etapa del desarrollo de las actividades del proyecto.
- A la fecha no se visualizan problemas sociales importantes.
- Actualmente la unidad se encuentra en operación sin problemas ecológicos.

Tabla 19 Cotización

 MEE INDUSTRIES INC.	161 RM CCC TULA	CFE-DGPP.411.OIFD.-013-2005	025
--	------------------------	-----------------------------	------------

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD			
FORMATO OE-5 COSTO TOTAL DEL PROYECTO (TOTAL)			HOJA 3 DE 3 REVISIÓN: 1 FECHA REV: 06-07-03
LICITACIÓN No.:18164093-009-06 OBRA:161 RM CCC EL SAUZ		LICITANTE:MEE INDUSTRIES INC FECHA:6 de Julio 2006	FIRMA DEL LICITANTE: 
CONCEPTO	COMPONENTE NACIONAL (USD)	COMPONENTE EXTRANJERA (USD)	ASIGNADO DEL TOTAL DEL IMPORTE DE LAS OBRAS
1 INGENIERÍA Y CAPACITACIÓN			
1.1 NACIONAL	\$210,000.00		4.97%
1.2 EXTRANJERA		\$1,000,000.00	23.67%
2 CONSTRUCCIÓN NACIONAL Y PRUEBAS			
2.1 OBRA CIVIL	\$300,000.00		7.10%
2.2 OBRA ELECTROMECÁNICA	\$213,000.00		5.04%
2.3 MONTAJE (TANQUES)	\$400,000.00		9.47%
2.4 SUPERVISIÓN, PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO	\$190,000.00		4.50%
3 SUMINISTROS DE MATERIALES, EQUIPOS CRITICOS, INCLUIDAS LAS REFACCIONES Y EL TRANSPORTE			
3.1 NACIONAL CIP DESTINO OE-1	\$1,157,250.00		27.39%
3.2 EXTRANJERO SIN GASTOS DE IMPORTACIÓN (PBGSI) OE-3		\$577,000.00	13.66%
4 IMPORTE DE LAS OBRAS			
4.1 NACIONAL (1.1 + 2.1 + 2.2 + 2.3 + 2.4 + 3.1)	\$2,470,250.00		58.47%
4.2 EXTRANJERO SIN GASTOS DE IMPORTACIÓN (1.2 + 3.2)		\$1,577,000.00	37.33%
TOTAL DEL IMPORTE DE LAS OBRAS (4.1. + 4.2)	\$4,047,250.00		95.79%
5 FINANCIAMIENTO	0.0		
6 GARANTÍAS DE LAS OBRAS (CUMPLIMIENTO Y CALIDAD)	\$97,750.00		
7 GASTOS TOTALES DE IMPORTACIÓN (GTI) OE-2	\$60,000.00		
8 COSTO TOTAL DEL PROYECTO (4 + 5 + 6 + 7)	\$4,225,000.00		

(cuatro millones doscientos veinticinco mil dólares americanos 00/100)

NOTA 1: NO ESCRIBIR EN LAS CELDAS SOMBREADAS

Oferta Economica

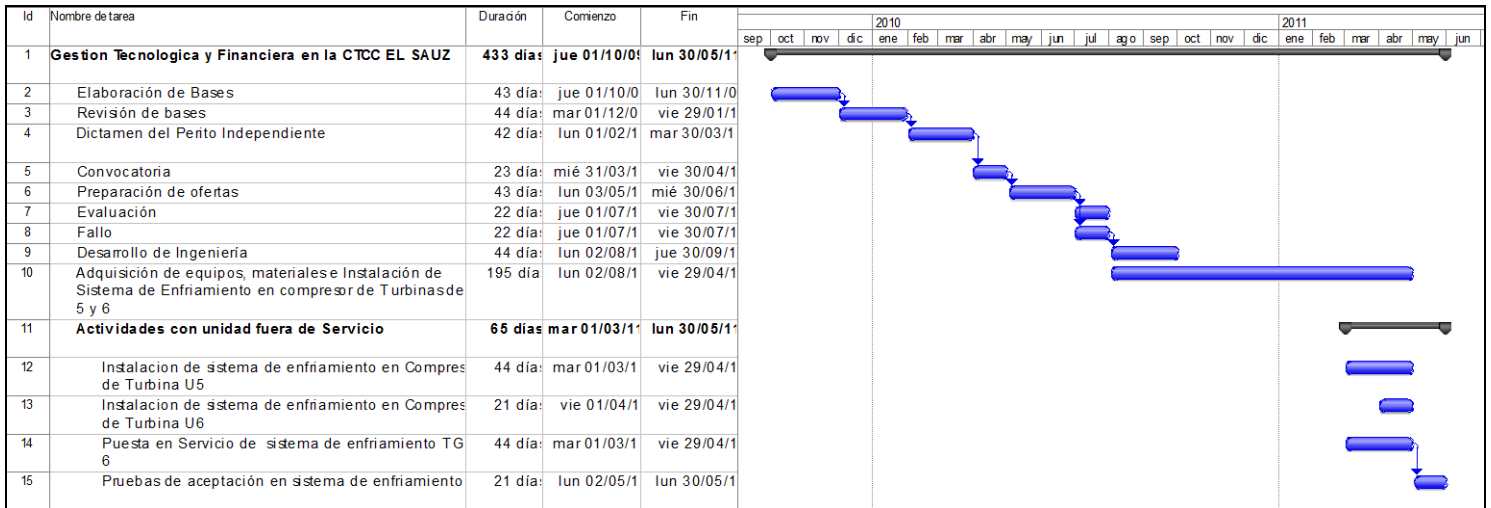
4

OE-5 Sección 5.0
6 de Julio de 2006

Fuente: Cotización CCC Tula (2006)

4.4.4 Programa de realización

Figura 29 Programa de realización



De acuerdo a la figura 29 donde se muestra el diagrama de flujo del proyecto, la elaboración de bases comenzaría en octubre del 2009 y en agosto del 2010 se comenzaría la adquisición de materiales, para la instalación es necesario que las unidades queden fuera de servicio 2 meses que serian entre marzo y abril del 2011, pasando a la puesta en servicio en mayo del 2011.

4.4.5 Amortización

La amortización es la reducción parcial de los montos de una deuda en un plazo determinado de tiempo. La amortización toma curso cuando un prestatario le paga a su prestamista un monto del dinero prestado en un cierto lapso de tiempo, incluyendo las correspondientes tasas de interés. La deuda puede extinguirse de una sola vez, o bien, hacerlo en forma gradual por medio de pagos parciales por una determinada cantidad de tiempo, la que ha sido previamente establecida.

De acuerdo con el banco Openbank (2008) del día 06 de diciembre del 2008. El Tipo de interés fijo aplicable actualmente: Nominal: 7,70%. TAE: 8%, en la tabla 20 se muestra el préstamo durante los primeros meses de construcción del proyecto, el cual será financiado por la constructora ganadora, quedando este monto a pagar en 10 años el cual es mostrado en la tabla 21

Tabla 20 Amortización para construcción del proyecto

crédito	5,000	miles de dolares							
tasa	7.70%								
seguro de vida	0.62%								
seg. daños	0.25%								
apertura credito	0.26%								
Número de pago	Fecha	Pago a capital	Intereses	Pago mensual bruto	Saldo insoluto	Seguro de vida	Seguro de daños	Pago mensual neto	Apertura de credito
TOTALES		5,013.00	178.68	5,191.68		14.28	10.21	5,216.17	13.00
1	01/08/2010	486.99	32.18	519.17	4,526.01	2.57	1.02	522.76	
2	01/09/2010	490.12	29.05	519.17	4,035.90	2.32	1.02	522.51	
3	01/10/2010	493.26	25.91	519.17	3,542.63	2.07	1.02	522.26	
4	01/11/2010	496.43	22.74	519.17	3,046.21	1.82	1.02	522.01	
5	01/12/2010	499.61	19.55	519.17	2,546.59	1.56	1.02	521.75	
6	01/01/2011	502.82	16.35	519.17	2,043.77	1.31	1.02	521.50	
7	01/02/2011	506.05	13.12	519.17	1,537.72	1.05	1.02	521.24	
8	01/03/2011	509.30	9.87	519.17	1,028.42	0.79	1.02	520.98	
9	01/04/2011	512.57	6.60	519.17	515.86	0.53	1.02	520.72	
10	01/05/2011	515.86	3.31	519.17	0.00	0.26	1.02	520.45	

Fuente: Elaboración propia

Tabla 21 Amortización del proyecto

crédito	5,216.17	miles de dolares							
tasa	7.70%								
seguro de vida	0.62%								
seg. daños	0.25%								
apertura credito	0.26%								
Número de pago	Fecha	Pago a capital	Intereses	Pago mensual bruto	Saldo insoluto	Seguro de vida	Seguro de daños	Pago mensual neto	Apertura de credito
TOTALES		5,229.74	2,365.64	7,595.37		189.18	127.80	7,912.35	13.56
1	01/07/2010	178.35	201.42	379.77	5,051.39	16.11	6.39	402.27	
2	01/01/2011	185.22	194.55	379.77	4,866.17	15.56	6.39	401.72	
3	01/07/2012	192.35	187.42	379.77	4,673.82	14.99	6.39	401.15	
4	01/01/2013	199.76	180.01	379.77	4,474.06	14.40	6.39	400.55	
5	01/07/2013	207.45	172.32	379.77	4,266.61	13.78	6.39	399.94	
6	01/01/2014	215.44	164.33	379.77	4,051.17	13.14	6.39	399.30	
7	01/07/2014	223.74	156.03	379.77	3,827.43	12.48	6.39	398.64	
8	01/01/2015	232.36	147.41	379.77	3,595.07	11.79	6.39	397.95	
9	01/07/2015	241.31	138.46	379.77	3,353.77	11.07	6.39	397.23	
10	01/01/2016	250.60	129.17	379.77	3,103.17	10.33	6.39	396.49	
11	01/07/2016	260.25	119.52	379.77	2,842.92	9.56	6.39	395.72	
12	01/01/2017	270.27	109.49	379.77	2,572.64	8.76	6.39	394.91	
13	01/07/2017	280.68	99.08	379.77	2,291.96	7.92	6.39	394.08	
14	01/01/2018	291.49	88.27	379.77	2,000.46	7.06	6.39	393.22	
15	01/07/2018	302.72	77.05	379.77	1,697.74	6.16	6.39	392.32	
16	01/01/2019	314.38	65.39	379.77	1,383.36	5.23	6.39	391.39	
17	01/07/2019	326.49	53.28	379.77	1,056.87	4.26	6.39	390.42	
18	01/01/2020	339.06	40.70	379.77	717.81	3.26	6.39	389.41	
19	01/07/2020	352.12	27.65	379.77	365.68	2.21	6.39	388.37	
20	01/01/2021	365.68	14.08	379.77	0.00	1.13	6.39	387.28	

Fuente: Elaboración propia

Para efectos del proyecto se toma en cuenta los interese + seguro de vida + seguro por daños = intereses totales Tabla 22.

Tabla 22 Resumen amortización proyecto
Tabla de amortizaciones por Proyecto

Sector: **18 Energía**
Entidad: **18164 Comisión Federal de Electricidad**

Proyecto:	Gestion Tecnologica y Financiera en la CTCC EL SAUZ		
Inversión Financiada:			5,232
Intereses capitalizables en la etapa de ejecución:			0.00
	Total		5,232.306

	Etapa: Evaluación		
Inversión Financiada:			67,915.3
Intereses capitalizables en la etapa de ejecución:			-
	Total		67,915.3

Millones de Dólares				
Años	Amortización	Saldo	Intereses	Total

Millones de Pesos				
Años	Amortización	Saldo	Intereses	Total

Inicial		5,232.31		
2008	-	-	0.00	
2009	-	5,232.306	0.00	0.00
2010	-	5,232.306	0.00	0.00
2011	178.278	5,054.028	224.55	402.82
2012	377.465	4,676.563	426.51	803.97
2013	407.168	4,269.395	394.43	801.59
2014	439.208	3,830.187	359.82	799.03
2015	473.769	3,356.418	322.49	796.26
2016	511.050	2,845.368	282.23	793.28
2017	551.265	2,294.103	238.79	790.06
2018	594.644	1,699.459	191.94	786.59
2019	641.436	1,058.023	141.40	782.84
2020	691.911	366.113	81.55	773.46
2021	366.113	-	16.33	382.44
2022	-	-	0.00	0.00
2023	-	-	0.00	0.00
Suma	5,232.306		2,680.044	7,912.35

				TC = 12.9800
Inicial		67,915.3		
2010				
2011	-	67,915.3	-	-
2012	-	67,915.3	-	-
2013	2,314.0	65,601.3	2,914.6	5,228.6
2014	4,899.5	60,701.8	5,536.1	10,435.6
2015	5,285.0	55,416.7	5,119.7	10,404.7
2016	5,700.9	49,715.8	4,670.5	10,371.4
2017	6,149.5	43,566.3	4,186.0	10,335.5
2018	6,633.4	36,932.9	3,663.3	10,296.8
2019	7,155.4	29,777.5	3,099.6	10,255.0
2020	7,718.5	22,059.0	2,491.4	10,209.9
2021	8,325.8	13,733.1	1,835.4	10,161.3
2022	8,981.0	4,752.1	1,058.5	10,039.5
2023	4,752.1	-	212.0	4,964.1
2024	-	-	0.0	0.0
2025	-	-	0.0	0.0
Suma	67,915.3		34,787.0	102,702.3

4.4.6 Resultados netos

Tabla 23 Resultados netos del proyecto

Ciclo combinado II

año	sin proyecto							con proyecto							resultado neto
	f.p.	Gen. Neta (Gwh)	Regimén Térmico (Btu/Kwh)	ingreso por energía	Ingreso por capacidad	costo operación y mantto.	costo de combustible	f.p.	Gen. Neta (Gwh)	Regimén Térmico (Btu/Kwh)	ingreso por energía	Ingreso por capacidad	costo operación y mantto.	costo de combustible	
2008	80.82%	2537.269	7,216	153,302	50,567	10,568	148,767	80.82%	2537.269	7,216	153,302	50,567	10,568	148,767	0
2009	80.36%	2523.095	7,243	152,445	50,285	10,564	148,476	80.36%	2523.095	7,243	152,445	50,285	10,564	148,476	0
2010	79.91%	2508.999	7,269	151,594	50,004	10,559	148,186	79.91%	2508.999	7,269	151,594	50,004	10,559	148,186	0
2011	79.47%	2494.982	7,296	150,747	49,724	10,555	147,896	67.98%	2134.136	7,346	128,944	42,533	10,443	127,386	-8,372
2012	79.02%	2481.043	7,216	149,905	49,447	10,551	145,470	81.76%	2566.886	7,129	155,091	51,157	10,577	148,686	3,655
2013	78.58%	2467.182	7,243	149,067	49,170	10,546	145,186	81.31%	2552.799	7,161	154,240	50,877	10,573	148,520	3,518
2014	78.14%	2453.399	7,269	148,234	48,896	10,542	144,902	80.86%	2538.789	7,192	153,394	50,597	10,569	148,355	3,382
2015	77.71%	2439.693	7,296	147,406	48,622	10,538	144,619	80.42%	2524.855	7,224	152,552	50,320	10,564	148,190	3,245
2016	77.27%	2426.063	7,322	146,583	48,351	10,534	144,336	79.98%	2510.999	7,255	151,715	50,044	10,560	148,025	3,110
2017	76.84%	2412.509	7,349	145,764	48,081	10,529	144,054	79.54%	2497.218	7,287	150,882	49,769	10,556	147,861	2,974
2018	76.41%	2399.031	7,376	144,949	47,812	10,525	143,773	79.10%	2483.513	7,319	150,054	49,496	10,551	147,696	2,839
2019	75.99%	2385.629	7,403	144,140	47,545	10,521	143,492	78.67%	2469.883	7,352	149,230	49,224	10,547	147,532	2,704
2020	75.56%	2372.301	7,430	143,334	47,279	10,517	143,212	78.24%	2456.328	7,384	148,411	48,954	10,543	147,368	2,570
2021	75.14%	2359.048	7,457	142,534	47,015	10,513	142,932	77.81%	2442.848	7,417	147,597	48,685	10,539	147,204	2,436

De acuerdo a los lineamientos de la OPF'S se tiene que realizar el estudio antes y después del proyecto tabla 23, en la primer columna se encuentra el año, en la segunda el factor de planta el cual determina la producción de Mw que se encuentra en la tercer columna, en la cuarta columna se encuentra el régimen térmico (eficiencia) a la cual operarán , en la quinta columna se encuentra el ingreso por energía que es la multiplicación del la energía generada por el costo nivelado del combustible, en la sexta columna se encuentra el ingreso por capacidad calculado en el punto 4.1.4, en la séptima columna se encuentran los costos de operación y mantenimientos, explicados en el punto 4.1.7 , y en octava columna se encuentran los costos de los combustibles calculados en la sección 4.1.5 multiplicando el precio nivelado del combustible por el consumo de este., siendo de esta manera sin proyecto y con proyecto y en la última columna se encuentra el resultado neto de las operación(ingresos menos gastos con proyecto y sin proyecto).

4.4.7 Evaluación económica

La evaluación económica de la Central, se realiza tomando en cuenta el:

- Costo de producción (combustibles, operación y mantenimiento).
- Costo de inversión de la infraestructura eléctrica de la Central.
- El beneficio económico de incorporar un proyecto al sistema, a su vez tiene dos componentes:
- El beneficio por ahorros en costos de operación del sistema, debido al proyecto.
- El beneficio por ahorro en costos por mejora de confiabilidad (energía no suministrada).

Los beneficios económicos asociados al proyecto equivalen a la diferencia en el costo de operación y el costo de la energía no suministrada, calculado con un modelo que simula la operación del sistema con y sin el proyecto. Para que el proyecto tenga un beneficio económico neto positivo, el valor presente (VP) de los ahorros en costos de operación y por mejora de confiabilidad deberá ser mayor al VPN del costo de inversión.

Descripción de los beneficios económicos

Beneficio económico	Descripción
Reducción del costo de despacho	<ul style="list-style-type: none">• Los proyectos pueden alterar el orden de despacho de las plantas de generación, reduciendo el costo de explotación de la CFE. Mediante la utilización de modelos de simulación del sistema eléctrico nacional, se calcula el costo de despacho con y sin el proyecto atribuyéndosele el beneficio al proyecto bajo análisis.
Reducción de energía no suministrada	<ul style="list-style-type: none">• Los proyectos pueden mejorar la confiabilidad de la central y por lo tanto reducir la probabilidad de fallas.
Otros beneficios no cuantificados	<ul style="list-style-type: none">• Existen otros beneficios no cuantificados tales como el fomento a la inversión directa en la región, creación de empleos y el consecuente impulso a la economía nacional.

Tabla 24 Evaluación económica
Cálculo del resultado neto de operación total de la evaluación económica

año	Resultado Neto	Moneda Corriente (2008)	Inversión	Depreciación	Flujo Neto	Periodo de recuperación de la inversión	
2008	0	0		0	0		0
2009	0	0		0	0		0
2010	0	0	2,500	0	-2,500	-1,779	1
2011	-8,372	-9,336	2,500	0	-10,872	-8,689	1
2012	3,655	4,227	0	500	4,155	-6,331	1
2013	3,518	4,219	0	500	4,018	-4,295	1
2014	3,382	4,205	0	500	3,882	-2,539	1
2015	3,245	4,185	0	500	3,745	-1,026	1
2016	3,110	4,158	0	500	3,610	275	0
2017	2,974	4,124	0	500	3,474	1,394	0
2018	2,839	4,083	0	500	3,339	2,354	0
2019	2,704	4,033	0	500	3,204	3,176	0
2020	2,570	3,974	0	500	3,070	3,879	0
2021	2,436	3,906	0	500	2,936	4,480	0
SUMA	22,060	31,778	5,000	5,000	22,060		6
VP al 12 % en 2010	8,504		5,300	2,522	6,294		
TIR						23.76%	
Razón B/C =						2.08	

En la evaluación económica arroja que el proyecto tiene una TIR del 23.76% mayor que tasa de descuento de comisión que es el 12%, siendo este rentable, además de que su razón de beneficio costo es de 2.08 dólares, por otro lado también se tiene que este proyecto se paga en un lapso de 6 años. Tabla 24.

4.4.8 Sensibilidad de los parámetros económicos

Al hacer cualquier análisis económico proyectado al futuro, siempre hay un elemento de incertidumbre asociado a las alternativas que se estudian y es precisamente esa falta de certeza lo que hace que la toma de decisiones sea bastante difícil.

Con el objeto de facilitar la toma de decisiones dentro de CTCC El Sauz, puede efectuarse un análisis de sensibilidad, el cual indicará las variables que más afectan el resultado económico de un proyecto y cuáles son las variables que tienen poca incidencia en el resultado final.

Según los lineamientos establecidos por la SHCP esta es toma en cuenta los resultados netos, la inversión y el flujo neto, cuando el flujo neto se hace cero, la TIR se iguala al valor de la tasa de descuento de CFE 12% y el beneficio costo se iguala a 1, entonces podemos decir que el análisis de sensibilidad al costo de inversión consiste en determinar cuál es el máximo incremento en las inversiones que permite seguir cumpliendo que la relación B/C sea igual a uno; así el incremento resulta del 133 %. Tabla 25.

Tabla 25 Sensibilidad parámetros económicos
Sensibilidad de los parámetros económicos ante un incremento del 133 % en las inversiones (miles de dolares del 2008)

año	Resultado Neto	Inversión	Depreciación	Flujo Neto	Período de recuperación	
2010	0	5,825	0	-5,825	-5,201	1
2011	-8,372	5,825	0	-14,197	-16,519	1
2012	3,655	0	500	4,155	-13,561	1
2013	3,518	0	500	4,018	-11,008	1
2014	3,382	0	500	3,882	-8,805	1
2015	3,245	0	500	3,745	-6,907	1
2016	3,110	0	500	3,610	-5,275	1
2017	2,974	0	500	3,474	-3,872	1
2018	2,839	0	500	3,339	-2,668	1
2019	2,704	0	500	3,204	-1,636	1
2020	2,570	0	500	3,070	-753	1
2021	2,436	0	500	2,936	0	0
SUMA	22,060	11,650	5,000	15,410		11
VP al 12 % en 2008	6,779	8,790	2,011	0.0		
TIR					12.00%	
Razón B/C =					1.00	

4.5 Estudio financiero

La evaluación de proyectos por medio de métodos matemáticos- financieros es una herramienta de gran utilidad para la toma de decisiones, ya que un análisis que se anticipe al futuro puede evitar posibles desviaciones y problemas en el largo plazo. El valor presente neto y la tasa interna de rendimiento se mencionan juntos porque en realidad es el mismo método, sólo que sus resultados se expresan de manera distinta. La tasa interna de rendimiento es el interés que hace el valor presente igual a cero, lo cual confirma la idea anterior.

Estas técnicas de uso muy extendido se utilizan cuando la inversión produce ingresos por sí misma.

Método del valor presente neto (VPN) es un método utilizado para evaluar las propuestas de inversión de capital, mediante la determinación del valor presente de los flujos netos futuros de efectivo, descontados a la tasa de rendimiento requerido por la empresa. (Scott, 2005)

Técnicas de flujo de efectivo descontado se determina el valor presente de todos los flujos de efectivo que se espera que generen un proyecto y luego sustraer (añadir el flujo de efectivo negativo) la inversión original (su costo original) para precisar el beneficio neto que la empresa obtendrá, si el VPN es positivo se considera una inversión aceptable, el VPN se calcula por medio de la siguiente ecuación:

$$VPN = FE_0 + \frac{FE_1}{(1+K)^1} + \frac{FE_2}{(1+K)^2} + \dots + \frac{FE_n}{(1+K)^n} = \sum_{t=0}^n \frac{FE_t}{(1+K)^t}$$

Donde FE es el flujo de efectivo neto esperado en el tiempo t y k es la tasa de rendimiento requerida por la empresa para invertir en el proyecto.

Tasa interna de rendimiento es la tasa de descuento que obliga al valor presente de los flujos de efectivo esperados de un proyecto a igualar su costo inicial, en tanto la tasa interna de

rendimiento sea mayor que la tasa de rendimiento requerida por la empresa para tal inversión, el producto será aceptable. (Scott, 2005) , utilizando la siguiente ecuación:

$$FE_0 = F \frac{FE_1}{(1+TIR)^1} + \frac{FE_2}{(1+TIR)^2} + \dots + \frac{FE_n}{(1+TIR)^n} = 0 = \sum_{t=0}^n \frac{FE_t}{(1+TIR)^t} = 0$$

Periodo de recuperación es el número esperado de años que se requiere para recuperará la inversión original (el costo del activo), para calcular el periodo de recuperación de un proyecto solo debemos añadir las flujos de efectivo esperados cada año hasta que se recupere el monto inicialmente invertido en el proyecto. (Scott, 2005)

4.5.1 Evaluación financiera

La evaluación financiera se realiza comparando el resultado neto de operación de la central, con los pagos financieros que deberá realizar CFE por: i) el repago (principal e intereses) de los financiamientos del proyecto.

Para este efecto, el resultado neto de operación de la central se determina como la diferencia entre los ingresos por ventas y los costos de explotación del mismo; a su vez los ingresos se estiman en función de un costo marginal nivelado al 12%, (precio de transferencia de la energía a transmisión) trazada a 60.42 dólares de 2008/Mwh. Tabla 9.

Los pagos financieros se estiman a partir de los respectivos programas de inversiones para la central, planteados en la tabla 20, y considerando las condiciones financieras mostradas en la tabla 21, se calcularon los flujos anuales de pagos financieros; estos flujos y los correspondientes a erogaciones presupuestarias, así como los de resultado neto de operación, se presentan en el tabla 26. De acuerdo con estos flujos, el proyecto integral gestión tecnológica y financiera de la CTCC El Sauz (Modernización del sistema de succión de aire

del compresor de las unidades 5 y 6) tiene una relación B/C de 3.26 y una TIR del 38.42 %.

Así mismo, año con año, el resultado neto de operación es mayor que los pagos financieros totales durante toda la operación del proyecto. Excepto el primer año de operación del proyecto, en el que se presenta un déficit de 9,739 miles de dólares.

Tabla 26 Evaluación financiera
Previsiones de Gasto Público (Miles de Dólares Corrientes)

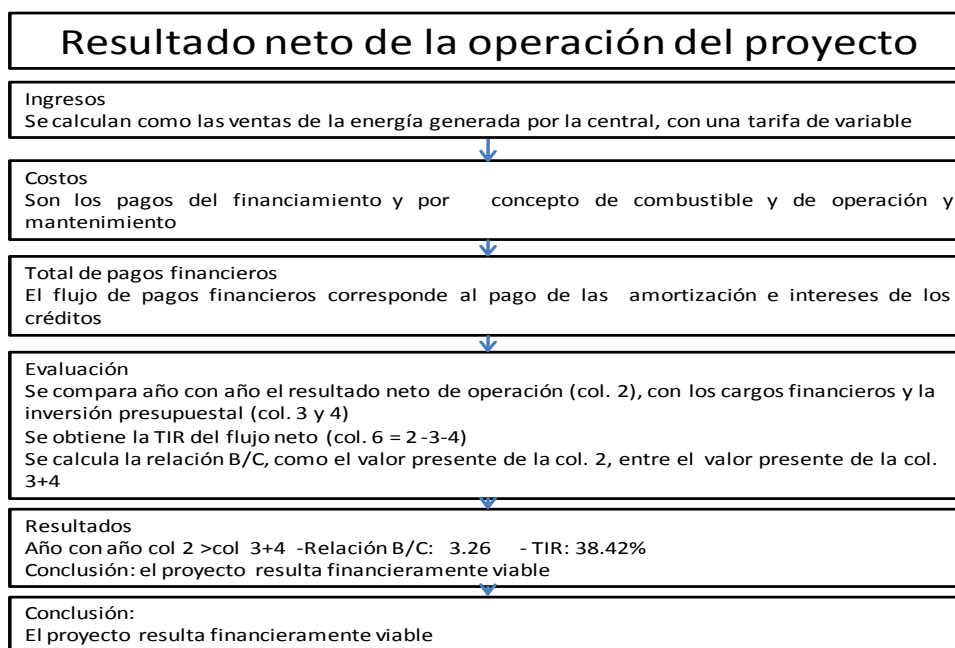
Año Fiscal	Resultado Neto de la Operación del Proyecto	Pagos del financiamiento		Total Pagos Financieros	Inversión Presupuestal	Depreciación	Flujo neto	Saldo Insoluto	Pasivo Directo	Pasivo Contingente
		Amortización	Intereses							
(1)	(2)			(3)	(4)		(5)	(6)	(7)	(8)
2008	0	0	0	0.00	0	0	0.00			
2009	0	0	0	0.00	0	0	0			
2010	0	0	0	0.00	0	0	0			
2011	-9,336	178.28	224.55	402.82	0	0	-9739	7912.35	1206.80	6705.55
2012	4,227	377.47	426.51	803.97	0	500	3923	7509.53	1605.57	5903.96
2013	4,219	407.17	394.43	801.59	0	500	3918	6705.55	1600.62	5104.93
2014	4,205	439.21	359.82	799.03	0	500	3906	5903.96	1595.29	4308.67
2015	4,185	473.77	322.49	796.26	0	500	3889	5104.93	1589.54	3515.39
2016	4,158	511.05	282.23	793.28	0	500	3865	4308.67	1583.34	2725.33
2017	4,124	551.26	238.79	790.06	0	500	3834	3515.39	1576.65	1938.74
2018	4,083	594.64	191.94	786.59	0	500	3796	2725.33	1569.43	1155.90
2019	4,033	641.44	141.40	782.84	0	500	3750	1938.74	1556.30	382.44
2020	3,974	691.91	81.55	773.46	0	500	3700	1155.90	1155.90	0.00
2021	3,906	366.11	16.33	382.44	0	500	4023	382.44	382.44	0.00
2022	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0.00
Suma	31,778	5,232	2,680	7,912	0	5,000	28,866			
VP en 2011	17,553	3,369	2,018	5,386	0	3,252	15,419			

TIR

38.42%

Relacion Beneficio/Costo

3.26



4.4.10 Sensibilidad financiera

El análisis de sensibilidad permite determinar la viabilidad de un proyecto con base en los flujos de efectivo que producirá durante su vida, el presupuesto de capital que se necesitará para llevar a cabo tal proyecto, el tiempo en que se recuperará la inversión, además de establecer el riesgo que implica desarrollarlo.

El análisis de sensibilidad es una de las técnicas más empleadas para afrontar el programa expuesto, ya que mide cómo los valores esperados en un modelo financiero o de mercado, serían afectados por cambios en la base de datos para su formulación. El beneficio máximo de ese análisis es que provee de inmediato una medida financiera sobre las consecuencias de posibles errores de predicción. Asimismo, ayuda a enfocar los puntos o variables que son más sensibles.

En esta evaluación se hace un análisis de sensibilidad al costo de inversión, que consiste en determinar el incremento máximo en las inversiones, que permita seguir cumpliendo con los lineamientos dictados por la SHCP, que son: i) que la relación B/C, tanto en la evaluación económica como en la financiera, sea mayor o igual a 1 y ii) que el resultado neto de operación, año con año, sea mayor que los pagos financieros de la OPF del proyecto. La conclusión a este análisis es que la inversión en el proyecto de la Central podría incrementarse simultáneamente hasta un 286 % (tabla 27) y el proyecto seguiría siendo financieramente rentable.

Tabla 27 Sensibilidad financiera ante las inversiones

Sensibilidad de los parámetros financieros ante un incremento del 286 % en las inversiones (miles de dolares del 2008)

Año Fiscal	Resultado Neto de la Operación del Proyecto	Pagos del financiamiento		Total Pagos Financieros	Inversión Presupuestal	depreciación	Flujo neto	Saldo Insoluto	Pasivo Directo	Pasivo Contingente
		Amortización	Intereses							
(1)	(2)			(3)	(4)		(5)	(6)	(7)	(8)
2008	0	0	0	0.00	0		0.00			
2009	0	0.00	0.00	0.00	0		0.00			
2010	0	0.00	0.00	0.00	0		0.00			
2011	-9,336	688.59	867.30	1555.90	0		-10,892	30561.36	4661.23	25900.13
2012	4,227	1457.96	1647.38	3105.33	0	500	1,622	29005.46	6201.48	22803.98
2013	4,219	1572.68	1523.47	3096.15	0	500	1,623	25900.13	6182.39	19717.74
2014	4,205	1696.44	1389.81	3086.24	0	500	1,619	22803.98	6161.80	16642.18
2015	4,185	1829.93	1245.63	3075.56	0	500	1,610	19717.74	6139.59	13578.15
2016	4,158	1973.93	1090.10	3064.03	0	500	1,594	16642.18	6115.62	10526.56
2017	4,124	2129.25	922.34	3051.60	0	500	1,573	13578.15	6089.78	7488.37
2018	4,083	2296.80	741.38	3038.18	0	500	1,544	10526.56	6061.90	4464.66
2019	4,033	2477.54	546.17	3023.71	0	500	1,509	7488.37	6011.19	1477.19
2020	3,974	2672.50	314.98	2987.47	0	500	1,486	4464.66	4464.66	0.00
2021	3,906	1414.11	63.08	1477.19	0	500	2,929	1477.19	1477.19	0.00
2022	0	0.00	0.00	0	0		0	0	0.00	0.00
Suma	31,778	20,210	10,352	30,561	0		6,217			
VP en 2008	13,667	10,131	6,068	16,199	0	3,252	-0			

TIR

8.70%

Relacion Beneficio/Costo

1.04

4.4.11 Sensibilidad a los precios del combustible

Los resultados del análisis de sensibilidad financiera al precio nivelado medio del combustible indican que con un incremento de 8.32 a 11.86 dólares/10³ pie³ del 2008, en el periodo 2008-2022, y que el proyecto permitirá seguir cumpliendo con los lineamientos dictados por la SHCP, de acuerdo con tabla 28.

Tabla 28 Sensibilidad financiera ante incremento del combustible
Sensibilidad de los parámetros financieros ante un incremento hasta 11.86 dólar/10³ pie³ en el precio nivelado del combustible

Año Fiscal	Resultado Neto de la Operación del Proyecto	Pagos del financiamiento		Total Pagos Financieros	Inversión Presupuestal	Depreciación	Flujo neto	Saldo Insoluto	Pasivo Directo	Pasivo Contingente
		Amortización	Intereses							
(1)	(2)			(3)	(4)		(5)	(6)	(7)	(8)
2008	0	0	0	0.00	0	0	0.00			
2009	0	0	0	0.00	0	0	0			
2010	0	0	0	0.00	0	0	0			
2011	403	178.28	224.55	402.82	0	0	0	7912.35	1206.80	6705.55
2012	2,644	377.47	426.51	803.97	0	500	2340	7509.53	1605.57	5903.96
2013	2,517	407.17	394.43	801.59	0	500	2215	6705.55	1600.62	5104.93
2014	2,377	439.21	359.82	799.03	0	500	2078	5903.96	1595.29	4308.67
2015	2,224	473.77	322.49	796.26	0	500	1928	5104.93	1589.54	3515.39
2016	2,058	511.05	282.23	793.28	0	500	1765	4308.67	1583.34	2725.33
2017	1,877	551.26	238.79	790.06	0	500	1587	3515.39	1576.65	1938.74
2018	1,680	594.64	191.94	786.59	0	500	1394	2725.33	1569.43	1155.90
2019	1,467	641.44	141.40	782.84	0	500	1185	1938.74	1556.30	382.44
2020	1,237	691.91	81.55	773.46	0	500	964	1155.90	1155.90	0.00
2021	989	366.11	16.33	382.44	0	500	1106	382.44	382.44	0.00
2022	0	0	0	0	0		0	0	0.00	0.00
Suma	19,474	5,232	2,680	7,912	0	5,000	16,561			
VP en 2011	13,606	3,369	2,018	5,386	0	3,252	11,471			

TIR

Relacion Beneficio/Costo

2.53

Precios de combustible gas
(moneda de 2008)

Año	dól/10 ³ pie ³
2008	9.11
2009	8.22
2010	8.00
2011	7.78
2012	7.67
2013	7.79
2014	8.02
2015	8.03
2016	8.26
2017	8.60
2018	8.83
2019	9.05
2020	9.28
2021	9.32
Nivelado 12%	8.32

Precios de combustible gas
(moneda de 2008)

Año	dól/10 ³ pie ³
2008	9.11
2009	8.22
2010	8.00
2011	7.78
2012	7.67
2013	7.79
2014	8.02
2015	8.03
2016	8.26
2017	8.60
2018	8.83
2019	9.05
2020	9.28
2021	9.32
Nivelado 12%	11.86

sens. Comb

0%

sens. Comb

43%

4.4.12 Sensibilidad a los costos marginales

Los resultados del análisis de sensibilidad financiera al precio nivelado medio de energía indican que con una reducción de 60.42 a 36.22 dólar de 2007/Mwh, en el periodo 2008-2021, y que el proyecto permitirá seguir cumpliendo con los lineamientos dictados por la SHCP, de acuerdo con la tabla 29.

Tabla 29 Sensibilidad financiera ante los costos marginales
Sensibilidad de los parámetros financieros ante un decremento hasta de 36.22 dólar/pie³ en el costo marginal de energía eléctrica nivelada

Año Fiscal	Resultado Neto de la Operación del Proyecto	Pagos del financiamiento		Total Pagos Financieros	Inversión Presupuestal	Depreciación	Flujo neto	Saldo Insoluto	Pasivo Directo	Pasivo Contingente
		Amortización	Intereses							
(1)	(2)			(3)	(4)		(5)	(6)	(7)	(8)
2008	0	0	0	0.00	0	0	0.00			
2009	0	0	0	0.00	0	0	0			
2010	0	0	0	0.00	0	0	0			
2011	403	178.28	224.55	402.82	0	0	0	7912.35	1206.80	6705.55
2012	1,825	377.47	426.51	803.97	0	500	1521	7509.53	1605.57	5903.96
2013	1,734	407.17	394.43	801.59	0	500	1433	6705.55	1600.62	5104.93
2014	1,635	439.21	359.82	799.03	0	500	1336	5903.96	1595.29	4308.67
2015	1,527	473.77	322.49	796.26	0	500	1231	5104.93	1589.54	3515.39
2016	1,409	511.05	282.23	793.28	0	500	1116	4308.67	1583.34	2725.33
2017	1,281	551.26	238.79	790.06	0	500	991	3515.39	1576.65	1938.74
2018	1,142	594.64	191.94	786.59	0	500	856	2725.33	1569.43	1155.90
2019	992	641.44	141.40	782.84	0	500	709	1938.74	1556.30	382.44
2020	829	691.91	81.55	773.46	0	500	556	1155.90	1155.90	0.00
2021	653	366.11	16.33	382.44	0	500	771	382.44	382.44	0.00
2022	0	0	0	0	0		0	0	0.00	0.00
Suma	13,432	5,232	2,680	7,912	0	5,000	10,519			
VP en 2011	9,443	3,369	2,018	5,386	0	3,252	7,308			

TIR

Relacion Beneficio/Costo

1.75

Precio de transferencia (t) a transmisión (tra)

Precio de transferencia (t) a transmisión (tra)

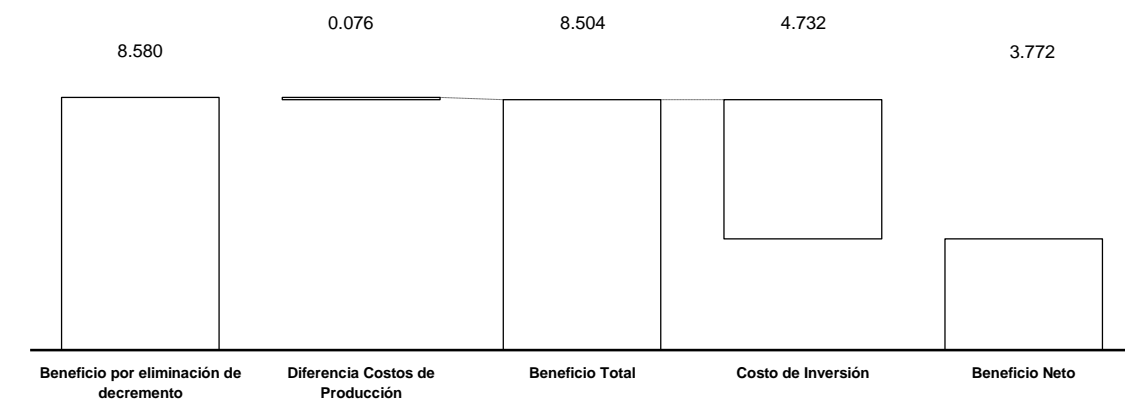
Año	Precio de t a tra dól de 2008/MWh		Año	Precio de t a tra dól de 2008/MWh	
2008	61.1		2008	61.1	
2009	61.2		2009	61.2	
2010	62.5		2010	62.5	
2011	60.6		2011	60.6	
2012	58.8		2012	58.8	
2013	56.7		2013	56.7	
2014	60.5		2014	60.5	
2015	62.9		2015	62.9	
2016	59.0		2016	59.0	
2017	57.9		2017	57.9	
2018	58.9		2018	58.9	
2019	60.5		2019	60.5	
2020	62.1		2020	62.1	
2021	62.3	sens pt	2021	62.3	sens pt
Nivelado 12%	60.42	0%	Nivelado 12%	36.22	-40%

4.4.13 Beneficios por la realización del proyecto

La figura 30 nos muestra los beneficios de la realización del proyecto siendo 8.580 millones de dólares por la eliminación del decremento en el ciclo combinado, existiendo una diferencia en los costos de producción de 0.076 millones de dólares, siendo el beneficio total de 8.504 millones de dólares, pero se gastaron 4.732 millones de dólares en la inversión quedando un beneficio neto de 3.772 millones de dólares.

Figura 30 Beneficios netos del proyecto

Millones de dólares de 2010
Valor presente en 2010



4.4.14 Riesgos

El principal riesgo es el financiero, que estriba en que si en el momento en que CFE tenga que contratar el financiamiento de largo plazo previa autorización de la SHCP, los mercados presentan condiciones más desfavorables que las supuestas, el costo de financiamiento se encarecería y, por ende, se vería afectada la rentabilidad del proyecto.

De presentarse circunstancias más críticas en los mercados financieros, podría incluso enfrentarse una situación en la que no se pudiera llegar a concretar el financiamiento de largo plazo, ya sea por su alto costo financiero o por la escasez de créditos, lo cual generaría una problemática para el pago de las obras una vez que hayan sido concluidas.

En cuanto a las obligaciones y los riesgos operativos asociados al proyecto, es conveniente señalar en primer término, que la única obligación de CFE en este respecto es la de continuar operando y manteniendo correctamente las instalaciones para generar la energía requerida por el sistema, lo cual a su vez es una precondition para la generación de ingresos y, por ende, para el cumplimiento de las obligaciones financieras asociadas al proyecto.

El principal riesgo operativo se relaciona con el mercado, en particular si se retrasa el proyecto y no entra en operación en 2011, lo que podría afectar el suministro de energía eléctrica en el área central ya que se aumentaría la probabilidad de que se presenten fallas en las unidades 5 y 6 de la central y se generen interrupciones del servicio en este sistema, además del incremento en los costos de generación por la necesidad de operar unidades turbogas de emergencia.

Así mismo, se podría presentar el caso de que la demanda en el área occidental no se incremente al ritmo previsto, lo cual reduciría los beneficios esperados debido a que la unidad no sea despachada conforme a las previsiones contenidas en el presente estudio.

CAPÍTULO V

5 Conclusiones

La tecnología desempeña actualmente un papel crítico en la competitividad de la empresa y es uno de los factores intangibles que plantea más dificultad en su gestión. Su característica de ser acumulativa y de encontrarse en todas las actividades que generan valor en la empresa, así como la caracterización del nuevo escenario global que se identifica con la aceleración del cambio tecnológico y el acortamiento del ciclo de vida de los productos, dentro de esta se encuentra la innovación y transferencia de tecnología, por lo que en este mundo globalizado es necesario en toda empresa adaptarlo y en base a esto poder tomar decisiones sobre las políticas, estrategias, planes y acciones relacionadas con la creación, difusión y uso de la tecnología, por lo que para este proyecto se tomo como base un benchmarking de la CCC Tula, donde se realizo este proyecto en el 2006.

Pero no es únicamente realizar un benchmarking, sino para poder tomar las decisiones correctas es necesario realizar el estudio económico y financiero del proyecto en cuestión, analizando también las sensibilidades y riesgos que se pueden presentar

Los proyectos de infraestructura productiva de largo plazo (Pidiregas) forman parte de los programas de desarrollo del sector eléctrico nacional, de acuerdo con los objetivos nacionales, estrategias y prioridades contenidas en el plan nacional de desarrollo y en los programas sectoriales de energía 2007-2012.

Con el objeto de responder a la creciente demanda de energía en el país , la CFE realiza una serie de proyectos para la recuperación de potencia activa de unidades de generación, entre ellos puede estar el de gestión tecnológica y financiera de la CTCC El Sauz , cuyo propósito fundamental es recuperar la potencia perdida de las unidades 5 y 6 debido al incremento de la

temperatura ambiente, las unidades cuentan con unas turbinas de gas marca Siemens Westinghouse, siendo los modelos 501F y 501FD, con una capacidad de 122 y 129 Mw respectivamente a unas condiciones de temperatura de diseño de verano de 30°C , una humedad relativa del 20% y a una altitud de 1920 msnm.

Los criterios que se utilizan para la identificación de equipos, están basados en la normatividad que rige a los proyectos OPF, y que definen los alcances a equipos directamente relacionados con la recuperación de producción de energía y ahorro en el consumo de combustible, a través de incrementos en el factor de planta y eficiencia térmica bruta, respectivamente.

El monto instantáneo de inversiones para este proyecto es de 5,000 miles de dólares del 2008, y la recuperación de energía serían 12 Mw para la unidad 5 y 16 Mw para la unidad 6 en condiciones de verano, y un 0.1% de eficiencia.

En la etapa de operación se consideran los costos de operación los cuales están compuestos de dos conceptos: operación y mantenimiento y combustible. Respecto al primero, el Copar 2008 preliminar, tabla 9, donde, establece para este tipo de unidades (Ciclo Combinado) un costo variable de 0.31 \$2008/Mwh y uno fijo de 25,808.93 \$2008/MW-año, considerando un tipo de cambio de 12.98 pesos por dólar.

En lo que se refiere al combustible, se adopta el escenario de precios de combustibles de 2008, elaborado por la gerencia de estudios económicos de la CFE y aprobado por la secretaría de energía. Conforme a este escenario, el precio nivelado correspondiente al sitio del proyecto es de 8.32 \$2008/10³pies³, para el periodo 2008-2021.

El precio medio de la energía para el horizonte de evaluación fue calculado mediante el escenario de costos marginales por capacidad (Copar 2008) y de energía (costos futuros de

energía emitido por el departamento de programación de producción y combustibles de CFE 2007), tasada en 60.42 dólares/2008/Mwh en 2008, nivelado al 12%.

Para efecto de evaluación además de los supuestos económicos antes descritos, se consideró la tasa real del 12.00 % como tasa social de descuento conforme a lo previsto en los lineamientos vigentes y de acuerdo a las estimaciones en el marco macroeconómico 2005-2008. Una inflación anual de 3.7 % en los Estados Unidos.

Para efecto de la evaluación financiera se considero una tasa nominal de 8.70% que es la tasa de captación de CFE.

Desde el punto de vista económico el proyecto resulta rentable, con una relación beneficio costo de 2.08 y una TIR de 33.76%. Este indicador se calcula considerando como costos las inversiones necesarias, así como los gastos de supervisión; Como beneficios se cuantifican los ahorros en costos de producción y por reducción de energía solicitada no suministrada, mediante el análisis de sensibilidad tendiente a determinar el incremento máximo en las inversiones del proyecto, de manera que se siga cumpliendo con los lineamientos dictados por la SHCP, En este caso el incremento resultó del 133 %, en las inversiones manteniendo que el proyecto siga siendo rentable.

También financieramente el proyecto es factible. De acuerdo con los flujos anuales de pagos financieros y de resultado neto de operación, el proyecto tiene una relación B/C de 3.26 y una TIR de 38.42 %. Asimismo, año con año, el resultado neto de operación es mayor que los pagos financieros durante toda la operación del proyecto excepto el primer año. Se realizó un análisis de sensibilidad, tendiente a determinar el incremento máximo en las inversiones del proyecto, de manera que se siga cumpliendo con los lineamientos dictados por la SHCP, En este caso el incremento resultó del 286 %, en las inversiones manteniendo que el proyecto siga siendo

rentable; sin embargo, debido a la restricción de que año con año el resultado neto de operación debe ser mayor que los pagos financieros, no se puede aceptar ningún incremento en las inversiones.

Los riesgos que se consideran asociados a la ejecución del Proyecto son financieros y operativos, el principal riesgo financiero, estriba en que si en el momento en que CFE tenga que contratar el financiamiento de largo plazo previa autorización de la SHCP, los mercados presentan condiciones más desfavorables que las supuestas, el costo del financiamiento se encarecería y por ende se vería afectada la rentabilidad del Proyecto.

El principal riesgo operativo se relaciona con el mercado, en particular si se retrasa el proyecto y no entra en operación en 2011, lo que podría afectar el suministro de energía eléctrica en el área occidental, asimismo, se podría presentar el caso de que la demanda en el área occidental no se incremente al ritmo previsto, lo cual reduciría los beneficios esperados debido a que las unidades 5 y 6 no serían despachadas conforme a las previsiones contenidas en el presente documento.

El proyecto de rehabilitación y modernización de las unidades generadoras, es un proyecto financieramente rentable y que cumple con los requisitos establecidos para los Pidiregas en el Manual de Normas Presupuestarias para la Administración Pública Federal (MNP); especialmente en lo relativo a que genera ingresos netos suficientes para hacer frente a los flujos de pagos financieros, derivados de la deuda que CFE deberá contraer para pagar al licitante ganador el costo de las inversiones necesarias para la construcción de las obras.

Al final de la vida útil del proyecto, si las condiciones de reserva en el sistema de generación están dentro de los límites adecuados, el proyecto será retirado del parque de generación. En caso de que hubiera problemas de reserva, se podría decidir seguir operando el proyecto, a pesar de que la capacidad de la instalación podría estar decrementada y el costo de producción resultaría

mayor debido a la baja eficiencia y a los elevados costos de mantenimiento, por la edad de la unidad. Cabe señalar que el valor que pudieran tener las instalaciones al final de la vida útil considerada, no se toma en cuenta como valor de rescate en la evaluación.

Referencias bibliográficas

Libros:

Betancourt Tang, J.R. (2006). Gestión Estratégica Navegando Hacia El Cuarto Paradigma

Crespy Charles & Becker Thomas (2008), Material de la clase Gestión Tecnológica, enero 2008

Díaz Bautista Alejandro (2000), Efectos de la Globalización en la Competitividad y en los Sistemas Productivos Locales de México, Observatorio de economía latinoamericana

Dieterich Steffan Heinz (2004). Nueva Guía para la Investigación Científica. Editorial Planeta

Fred R. David, Pearson (2003). Conceptos de Administración Estratégica. Educación de México.

Heinz Dieterich Steffan (2004). Nueva Guía para la Investigación Científica. Editorial Planeta, 2004

Oecd/Iea, Key World Energy Statics , 2008 disponible en:
http://iea.org/textbase/nppdf/free/2008/key_stats_2008.pdf

Porter E. Michael (2003). Ventaja Competitiva, Creación y sostenimiento de un desempeño superior . Editorial CECSA.

Potter, Merle C. & Somerton, Craig W (2004). Termodinámica Para Ingenieros. Editorial McGraw-Hill

Scout Besley, Eugene F. Brigham doceava edición. (2005). Fundamentos de administración financiera. Editorial Mc Graw Hill

Thompson & Strickland (2004), Administración estratégica, decimotercera edición, editorial Mc Graw Hill

Manuales institucionales de CFE

CFE (2004). Manual de términos del sistema de informe mensual de operación, Comisión Federal de Electricidad; Generación.

CFE (2006). Manual de organización de la gerencia regional de producción central CFE, 31 mayo.

COPAR (2008). Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión “” (tomo de generación) , CFE.

Costos futuros de energía, sector eléctrico nacional (servicio público), noviembre del 2006

CTCC EL SAUZ (2008). Prontuario CTCC EL Sauz.

SDG (2006). 16 enero, Documento interno marco juridico.doc SDG,

Perales Favio ,M., Javier Martínez H., Gustavo Bravo V., Roberto Navarro y Rolando Nieva G. (2001). “Los Sistemas del Mercado Interno de Energía de La Comisión Federal de Electricidad”, Boletín IIE, enero-febrero.

González Perdomo Alberto (2004). Modelo de Dirección de Clase Mundial para CFE.

Martínez Víctor (2006). Presentación CCC Tula, junio

Miranda A., A. Sánchez, Y. Miranda (2007). Comentarios sobre la metodología del cálculo de ingresos en centrales generadoras, a partir de costos marginales

Nieva Rolando & Meraz Eduardo. (2001). Modelo del mercado interno de energía de la Comisión Federal de Electricidad, Boletín IIE, enero-febrero

Plan estratégico (2006), CFE

Prospectivas del sector eléctrico 2007-2016, Secretaria de Energía disponible en: <http://www.energia.gob.mx/>

POISE (2008). Programa de obras e inversiones del sector eléctrico 2008- 2017 disponible en <http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/queescfe/informelabores/POISE/poise2008-2017/>

Paginas Web

CFE (2008), consultada 13 septiembre, disponible en <http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/generacionelectricidad/>

Colciencias, 2008, consultado el 08 diciembre y disponible en: <http://www.colciencias.gov.co/portalcol/index.jsp?ct1=171&ct=75&nctd=Innovación%20y%20Competitividad&cargaHome=3>

DOF (2008), Diario oficial de la federación consultado el 16 de diciembre y disponible en: <http://dof.gob.mx/indicadores.php>

García de la Vega Víctor Manuel (2005). Consultado el 4 de oct. 2008 disponible en:

http://www.energiaadebate.com.mx/Articulos/oct-nov-2005/victor_manuel_garcia_dela_vega.htm

Ips, (2008) consultado el 13 de diciembre y disponible en:
<http://www.ipsenespanol.net/inflacion.asp>

Léger Mariño Héctor (2008) consultado el 1 de diciembre, Trabajo presentado y disponible en: <http://www.monografias.com/trabajos33/divisas/divisas.shtml?monosearch>

Linares Dora . Operaciones SWAP, consultado el 8 de diciembre del 2008, disponible en:
<http://www.gestiopolis.com/canales5/eco/traswap.htm>

Martínez Coll, Juan Carlos (2001). "Comercio internacional y globalización" en La Economía de Mercado, virtudes e inconvenientes disponible en:
<http://www.eumed.net/cursecon/15/index.htm> edición del 7 oct. 2008

OpenBank, (2008) consultado el 5 de diciembre, disponible en:
http://bancaonline.openbank.eshttps://bancaonline.openbank.es/csopen/Satellite?canal=CWebPubOB&empr=BrokerOpenBank&leng=es_ES&pagename=BrokerOpenBank/Page/WPOB_Contenedora

P. Christian. Gestión tecnológica, Consultado: 08 de diciembre de 2008, Disponible en:
<http://www.monografias.com/trabajos21/gestion-tecnologica/gestion-tecnologica.shtml>

Perego Luis Héctor (2003). Competitividad a partir de los Agrupamientos Industriales, Un Modelo Integrado y Replicable de Clúster Productivos , Facultad de Ciencias Económicas Universidad Nacional de La Plata. Argentina, disponible en:
<http://www.eumed.net/cursecon/libreria/lhp/>

Hernández Roberto (2006). Disponible en:
http://www.energiaadebate.com.mx/Articulos/abril_2006/roberto_hernandez_garcia.htm

Sener (2007) consultado el 25 octubre del 2008 y disponible en:
<http://www.sener.gob.mx/webSener/portal/index.jsp?id=71>

Sia-Dec-44-2003 disponible (<http://www.diputados.gob.mx/cedia/sia/se/SIA-DEC-44-2003.pdf>)

Tapias García Heberto (2000). Gestión tecnológica y desarrollo tecnológico, consultado el 08 de diciembre y disponible en:
http://ingenieria.udea.edu.co/producciones/Heberto_t/gestion_teno_dllo_tecno.html

Webcenace, 2008 consultado el 10 Septiembre y disponible en:
<http://webcenace.cenace.cfemex/mercado>

APENDICE

Glosario de términos

Turbina de gas es una turbina impulsada por los gases de combustión de una mezcla comprimida de gas natural y aire, utilizada para generación de energía.

Compresor es una máquina volumétrica cuya función es incrementar la presión del aire.

Capacidad es la potencia máxima de una unidad generadora, una central de generación o un dispositivo eléctrico, especificada por el fabricante o por el usuario, dependiendo del estado de los equipos.

Capacidad bruta es la capacidad efectiva de una unidad, central generadora o sistema de generación. Incluyendo la potencia requerida para usos propios.

Capacidad de placa es la capacidad bajo condiciones de diseño por el fabricante de la unidad generadora o dispositivo eléctrico.

Capacidad disponible es igual a la capacidad efectiva del sistema menos la capacidad indisponible por mantenimiento, falla, degradación y/o causas ajenas.

Capacidad efectiva es la potencia de la unidad determinada por las condiciones ambientales y el estado físico de las instalaciones. Corresponde a la capacidad de placa corregida por efecto de degradaciones permanentes, debidas al deterioro o desgaste de los equipos que forman parte de la unidad.

Capacidad neta es igual a la capacidad bruta de una unidad, central generadora o sistema eléctrico, menos la necesaria para usos propios.

Potencia instantánea es la generación que una unidad puede dar en un instante y esta medida en Mw.

Watts (w) es el criterio para medir el poder de generación, por lo tanto, es la medida de potencia instantánea.

Watts-hora se mide la cantidad total de energía consumida durante un período de tiempo.

Megawatts (Mw).-son 1000 watts.

Generación bruta.- es la energía de las unidades o centrales eléctricas medida a la salida de los generadores. Incluye el consumo en usos propios de la central expresada en Mwh.

Disponibilidad es el porcentaje de tiempo en el cual una unidad generadora está disponible para dar servicio, independientemente de requerirse o no su operación. Este índice se calcula restando a 100% el valor de la indisponibilidad.

Decremento es cuando una unidad presenta insuficiencia en su capacidad de generación, referidas a su capacidad efectiva.

Factor de planta es la relación entre la energía eléctrica producida por un generador o conjunto de generadores, durante un intervalo de tiempo determinado, y la energía que habría sido producida si este generador o conjunto de generadores hubiese funcionado durante el mismo intervalo a su potencia máxima posible. Se expresa en porcentaje.

Indisponibilidad es el estado donde la unidad generadora se halla inhabilitada total o parcialmente para suministrar energía, por alguna acción programada o fortuita debida a mantenimiento, falla, degradación de capacidad y/o causas ajenas.

Competitividad

Organización preparada para mantenerse en el mercado, en base a que los resultados de sus indicadores tienen un comportamiento bastante aceptable comparado con el líder en el mercado.

Participación de mercado es la porción de la demanda que atiende la organización.

Factor de planta es el porcentaje de la capacidad instalada que se utiliza para satisfacer la participación de mercado correspondiente al centro de trabajo.

Tabla de meritos es lista del cliente para realizar el despacho de energía eléctrica, en base a los costos de generación, colocando las unidades de generación de menor a mayor costo, incluye a las unidades de la iniciativa privada.

Despacho de energía eléctrica significa que la unidad generadora se pone en servicio para realizar la venta de energía eléctrica.

Objetivos estratégicos son los objetivos que se definen para cumplir con el análisis de la planeación estratégica.

Costo unitario de producción son los pesos de todos los insumos que se gastan para producir un megawatt.

Margen de reserva es la diferencia entre la capacidad efectiva y la demanda máxima coincidente de un sistema eléctrico, expresada como porcentaje de la demanda máxima.

Margen de reserva operativo es la diferencia entre la capacidad disponible y la demanda máxima coincidente de un sistema eléctrico, expresada como porcentaje de la demanda máxima.

Productor independiente de energía es el titular de un permiso para generar energía eléctrica destinada exclusivamente para su venta a CFE.

Proyecto de autoabastecimiento es el desarrollo de generación construido por una sociedad de particulares con la finalidad de atender los requerimientos de energía eléctrica de los miembros de dicha sociedad.

Área de control (CENACE) es la entidad que tiene a su cargo el control y la operación de un conjunto de centrales generadoras, subestaciones y líneas de transmisión dentro de un área geográfica.

Autoabastecimiento es el suministro de los requerimientos de energía eléctrica de un miembro o varios de una sociedad de particulares mediante una central generadora propia.

Análisis de costo-beneficio es el estudio sistemático de los efectos positivos (beneficios) y negativos (costos) de realizar un proyecto.

Análisis de sensibilidad es la evaluación del efecto de la variación de parámetros de un problema en la solución básica del mismo.

Análisis en moneda constante es el método que se realiza sin incluir el efecto de inflación, pero considerando una escala real.

Análisis en moneda corriente es la técnica que incluye el efecto de inflación y escalación real.

Costo nivelado de energía se calcula dividiendo el valor presente de los egresos que ocasionan el diseño y la construcción de una central generadora, más los costos de su operación durante su vida útil, entre la energía que aportará la planta en dicho periodo.

Costos de operación y mantenimiento son los costos directos e indirectos de mano de obra, administrativos, refacciones y equipo asociados con la operación y mantenimiento de centrales generadoras. Este concepto no incluye los costos de combustible.

Costos fijos de operación y mantenimiento son los costos de producción del sistema bajo consideración. Se incluye en ellos: mano de obra, mantenimiento, servicio técnico, laboratorio, impuestos y seguros, reparaciones y administración.

Costos variables de operación y mantenimiento son los costos de materias primas y del proceso, que varían con el volumen de producción de la central.

Moneda constante son unidades monetarias con valor de compra constante, el cual corresponde a una fecha de referencia.

Tasa de descuento es la tasa de interés que refleja el valor del dinero en el tiempo y que se utiliza para convertir costos y beneficios que ocurren en tiempos diferentes a valores equivalentes asociados a un tiempo común. Teóricamente, refleja el costo de oportunidad del dinero para un inversionista en particular (o en términos más amplios, para un país específico).

Tipo de cambio es la relación existente entre la moneda de un país y el peso mexicano en una fecha determinada.

Valor Presente Neto (VPN) es el método utilizado para evaluar las propuestas de las inversiones de capital, mediante la determinación del valor presente de los flujos netos futuros de efectivo, descontados a la tasa de rendimiento requerida por la empresa.

Periodo de Recuperación es el número esperado de años que se requieren para recuperar la inversión original (el costo del activo).

Tasa interna de rendimiento (TIR) es la tasa que la empresa espera obtener si decide llevar a cabo un proyecto siendo la tasa de descuento que iguala el valor presente de los flujos de efectivo esperados de un proyecto con el desembolso de una inversión.

Vida de una instalación se divide en:

- a) Económica. Periodo después del cual una máquina o instalación debe ser desmantelada o reemplazada debido a sus costos excesivos o baja rentabilidad.
- b) Física. Periodo después del cual una máquina ya no puede ser reparada para desarrollar su función adecuadamente.
- c) En servicio. Periodo en que una instalación desarrolla satisfactoriamente su función, sin reparaciones.

Nota: las definiciones presentes fueron consultados en el Manual de términos del sistema de informe mensual de operación, Comisión Federal de Electricidad; Generación CFE (2004).

Abreviaturas

CFE	Comisión Federal de Electricidad
CTCC El Sauz	Central Termoeléctrica de Ciclo Combinado El Sauz
DDO	Dirección de Operación
SDG	Subdirección de Generación
GRPC	Gerencia Regional de Producción Central
SRGTC	Subgerencia Regional de Producción Central
CENACE	Centro Nacional del Control de Energía
ACOC	Área de Control Occidental
LAPEM	Laboratorio de Pruebas y Ensayos de Materiales de CFE
DPIF	Dirección de Proyectos de Inversión Financiada
Pidiregas	Proyectos de Impacto Diferido en el Registro del Gasto
OPF	Obra Pública Financiada
SENER	Secretaría de Energía
SE	Secretaría de Economía
SHCP	Secretaría de Hacienda y Crédito Público
SFP	Secretaría de la Función Pública
PEF	Presupuesto de Egresos de la Federación
LSPEE	Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica
PIE's	Productores Independientes de Energía.
POISE	Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico
CONAPO	Consejo Nacional de Población
DAC	Tarifa Doméstica de Alto Consumo

GNL	Gas Natural Licuado
GW	Gigawatt
Gwh	Gigawatt-hora
MW	Megawatt
Mwh	Megawatt-hora
MR	Margen de Reserva
MRO	Margen de Reserva Operativo
Pemex	Petróleos Mexicanos
PIB	Producto Interno Bruto
tmca	Tasa media de crecimiento anual
COPAR	Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión
SIN	Sistema Interconectado Nacional
DOF	Diario Oficial de la federación
MNP	Manual de Normas Presupuestarias para la Administración Pública Federal
Simme	Sistema integral de medición del mercado de energía.