

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA**



**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE LA INSTALACION DE
UNA PLANTA TERMoeLECTRICA CON GAS NATURAL
EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL**

TESIS

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

ROSENDO YONE RAMIREZ TAZA

PROMOCION 1993-I

LIMA – PERU

1998

Para mis padres, Julio y Alberta quienes hicieron posible que hoy pueda aportar al país a través de mi trabajo en el sector eléctrico, gracias a su ayuda indesmayable de ayer, hoy y siempre.

Para mis maestros de la universidad nacional de ingeniería tanto a nivel pre grado como en el post grado quienes me dieron las herramientas con los que hoy puedo desempeñarme satisfactoriamente.

Para mis amigos de trabajo, Mario Chu y Cesar Montero con quienes comparto agradable y fructífero intercambio de ideas en los problemas del sector eléctrico y para un gran amigo, Luis Arqueros, un ingeniero extranjero que trabaja en nuestro país desarrollando proyectos energéticos para el provecho de todos los peruanos

**Estudio de Factibilidad de la Instalación de
una Planta Termoeléctrica con Gas Natural
en el Sistema Interconectado Nacional**

SUMARIO

Dentro de la planificación del desarrollo eléctrico en el sector de generación eléctrica es fundamental precisar las tecnologías con las que el mercado puede asignar mejor los escasos recursos que tiene la sociedad y solucionar el problema del suministro de energía. En la medida que un parque generador sea balanceado con equipamiento hidráulico y térmico el desarrollo puede ser sostenido. En el Perú podemos incorporar a nuestro parque generador la tecnología de plantas termoeléctricas de ciclo combinado con gas natural aprovechando los recursos gasíferos de los yacimientos de gas de Camisea. El presente estudio desarrolla la evaluación técnico económica de la inclusión en el Sistema Interconectado Nacional de un ciclo combinado KA24-1 de tecnología de combustión secuencial de ABB Power Generation, en el período 2004 – 2007, donde sería posible contar con el gas de Camisea. En este estudio se desarrolla la planificación del sistema eléctrico Peruano en el mediano y largo plazo, determinando la tecnología de desarrollo del sector a través de un análisis de cartera de proyectos, se determina el tamaño y ubicación de la planta más conveniente para el sistema y para el inversionista. La rentabilidad del proyecto se determina a través de la evaluación económica de flujos proyectados de ingresos y egresos que tendrá la planta en mención, resultado del cual se concluye que es técnica y económicamente factible su ejecución para inversionistas que tengan rentabilidades del orden del 11% tasa efectiva anual.

INDICE

	Pagina
PROLOGO	1
CAPITULO I	
ANTECEDENTES	2
1.1 Supuestos y entorno general donde se desarrolla el proyecto energético	3
1.1.1 Fuerzas económicas	4
1.1.2 Fuerzas sociales, culturales, demográficas y ambientales	4
1.1.3 Fuerzas políticas, gubernamentales y jurídicas	5
1.1.4 Fuerzas tecnológicas	5
1.1.5 Clientes	5
1.1.6 Proveedores	6
1.1.7 Productos sustitutos	6
1.1.8 Competidores potenciales	6
1.1.9 Competidores actuales	7
1.2 Aspectos generales de la ley	10
1.3 Desarrollo del proyecto gas de camisea	16
1.4 Estrategia del gobierno para el desarrollo del proyecto gas de camisea	18
CAPITULO II	
ALTERNATIVAS DE INVERSION	20
2.1 Precios de potencia y energía de largo plazo	20

2.2	Determinación de precios medios	23
2.3	Ranking de Cartera	28
CAPITULO III		
MERCADO DE LA ENERGIA ELECTRICA		30
3.1	Estudio de la demanda	30
3.1.1	Caso base	32
3.1.2	Demanda baja	32
3.1.3	Demanda alta	33
3.2	Estudio de la oferta	33
3.2.1	Oferta de energía del sistema interconectado nacional	33
3.3	Balance oferta - demanda de energía en el SIN sin la central termoeléctrica	34
3.4	Balance oferta - demanda de energía en el SIN con la central termoeléctrica con gas natural	34
3.5	Estudio de la tarificación	34
3.5.1	Determinación del costo marginal de energía y potencia	36
3.5.2	Determinación de peajes (principal y secundario)	37
3.5.3	Precios en barra	38
3.6	Comercialización	38
3.6.1	Estrategia de ventas al mercado libre	41
3.6.2	Ventas al mercado SPOT	42
CAPITULO IV		
INGENIERIA DEL PROYECTO		59
4.1	Planta termoeléctrica usando como combustible el gas natural	59

8.3 Depreciación tasas impositivas tributarias	95
CAPITULO IX	
EVALUACION ECONOMICA	96
9.1 Flujo de ingresos y egresos	96
9.2 VAN del proyecto a diversas tasas de actualización (13%, 12%, 11%, 10%, 9%, 8%)	101
9.3 Tasa interna de retorno	101
9.4 Cambios en la legislación respecto al precio y potencia de subasta	101
CONCLUSIONES	109
ANEXO A	
PROYECCION DE PRECIOS DE ENERGIA DEMANDA MEDIA	113
ANEXO B	
GRAFICO DE PROYECCION DE PRECIOS DE ENERGIA DEMANDA MEDIA	115
ANEXO C	
DESPACHO DE LA PLANTA KA24-1 DEMANDA MEDIA	117
ANEXO D	
GRAFICO DE PROYECCION DE PRODUCCION DE ENERGIA PLANTA KA24-1	119
ANEXO E	
RESUMEN ANUAL DE LA OPERACION PLANTA KA24-1 DEMANDA MEDIA	121
ANEXO F	
PROYECCION DE PRECIOS DE ENERGIA DEMANDA ALTA	123

ANEXO G**GRAFICO DE PROYECCION DE PRECIOS DE ENERGIA****DEMANDA ALTA** 125**ANEXO H****RESUMEN ANUAL DE LA OPERACION PLANTA KA24-1****DEMANDA ALTA** 127**ANEXO I****NORMAS Y DECRETOS SUPREMOS RELATIVOS A LA****DEPRECIACION Y TASA DE IMPUESTO A LA RENTA** 129**ANEXO J****RESOLUCION MINISTERIAL SOBRE CONTRIBUCIONES A****ORGANISMOS REGULADORES** 133**ANEXO K****NORMAS Y DECRETOS REFERIDOS AL PROYECTO DE CAMISEA** 135**ANEXO L****RESOLUCION MINISTERIAL SOBRE LA LINEA DE****INTERCONEXION MANTARO SOCABAYA** 137**ANEXO M****GLOSARIO DE TERMINOS REFERIDOS A LA LEY Y REGLAMENTO****DE LA REGULACION DEL SECTOR ELECTRICO** 139**BIBLIOGRAFIA** 146

PROLOGO

El propósito del presente estudio de tesis, es evaluar la factibilidad de la instalación y operación de una central termoeléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) para el período 2003 – 2007, desde la perspectiva de un inversionista a entrar en operación en el sistema, la conveniencia para el SIN y la asignación de recursos que un mercado competitivo logra desarrollar.

El estudio se enmarca dentro del marco regulatorio vigente dado por la Ley de Concesiones Eléctricas y el Reglamento de la Ley, las principales definiciones y conceptos son dados en el glosario de términos en el anexo respectivo.

En este estudio se desarrolla un análisis del tipo y tamaño de planta más económico a entrar en operación dentro de un período de mediano plazo, considerando el proyecto Gas de Camisea que hará posible el uso del gas natural como combustible para la generación de energía eléctrica.

En la localización de la planta se estudia las facilidades de acceso a las fuentes de combustible para la generación eléctrica, la conexión al SIN, el período de estudio corresponde a la vida útil de la planta de ciclo combinado.

Finalmente se realiza la evaluación económica del proyecto que dará los indicadores de rentabilidad que decidirán la viabilidad de la central termoeléctrica.

CAPITULO I ANTECEDENTES

Hasta 1972, con la **Ley N° 12378 Ley de la Industria Eléctrica**, la responsabilidad del suministro de energía eléctrica en el Perú estaba a cargo de empresas privadas y del estado. Las empresas privadas tenían concesiones para prestar el servicio en las principales ciudades del país (Lima, Arequipa, Piura, Chiclayo entre otras), mientras que el estado se encargaba del servicio eléctrico en ciudades y áreas pequeñas. El 5 de Setiembre de 1972, el gobierno por medio del **Decreto Legislativo N° 19521, Ley Normativa de Electricidad**, asumió la responsabilidad de la prestación del Servicio Público de Electricidad, creando ELECTROPERU S.A. De esta forma Electroperú se convirtió en el ente delegado por el gobierno que centralizó el desarrollo eléctrico en forma exclusiva, realizando a su vez, actividades referentes a la prestación de servicio en casi todo el país.

El 29 de Mayo de 1982, se promulgó la **Ley General de Electricidad**, [1], la que enfatizó el papel de la política tarifaria para financiar las inversiones, creando la Comisión de Tarifas Eléctricas, ente autónomo, con atribuciones para fijar, revisar y/o modificar toda tarifa de venta de energía eléctrica.

Se crearon las Empresas Regionales de Electricidad, encargadas del servicio público en su área de responsabilidad. Electroperú se convirtió en empresa matriz, encargada de la supervisión y coordinación de las Empresas Regionales, del planeamiento y

gestión financiera, de la ejecución de los proyectos multiregionales y de la generación, transmisión y venta en bloque de energía. La ley contempló la participación privada bajo la modalidad de autoproducer o concesionario para generación hidroeléctrica o geotérmica, con una tasa de rentabilidad máxima de 10%.; en el marco de esta ley se crearon nueve Empresas Regionales y Electrolima S.A. no se consiguió la participación de ningún concesionario. En Febrero de 1991, se promulgó la **Ley N° 25304**, que modificó algunos artículos de la Ley General de Electricidad con la finalidad de estimular la inversión privada, mejorando las condiciones para los autoproduceres y concesionarios. En Julio de 1991, se promulgó el **Decreto Legislativo N° 649**, [2], que declaró de interés nacional la promoción de inversiones privadas en las Empresas Regionales de Electricidad autorizándose a Electroperú S.A. para que proceda a la venta de su participación accionariada en dichas empresas. En Noviembre de 1991, mediante la **Ley de Promoción de la Inversión Privada en las Empresas del Estado**, [3], se declara de interés nacional la promoción de la inversión privada en las empresas del estado, se crea la Comisión de Promoción de la Inversión Privada (**COPRI**). En este decreto se declara de interés nacional la promoción de la inversión privada en las actividades de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica para el servicio público de electricidad, otorgando las garantías necesarias en los aspectos tributarios, legales y administrativos. Finalmente, en Noviembre de 1992, se promulgó la **Ley de Concesiones Eléctricas**, [4].

1.1 Supuestos y entorno general donde se desarrolla el proyecto energético El entorno donde se desarrolla el proyecto es abordado desde el análisis del sector de generación eléctrica establecido por el macro y micro ambiente:

Análisis del Macroambiente

1.1.1 Fuerzas económicas El Perú tiene un modelo de desarrollo basado en el libre mercado, de apertura al mundo de sus mercados, es promotor de la inversión privada nacional y extranjera con las garantías del caso a través de convenios de estabilidad jurídica, impositiva y garantía de respeto a la propiedad privada.

En este contexto, el sector eléctrico se encuentra en una etapa de privatizaciones de las empresas eléctricas que se encuentran bajo la administración del estado, en este proceso tenemos que en la actualidad en el país se tienen 5 empresas privatizadas con transferencia de capital como son Cahua, Edegel, Etevensa, Egenor, EEPSA.

Enersur compró a Southern Perú las plantas eléctricas que administraba y ahora es su suministrador de energía, cabe resaltar la entrada al mercado eléctrico de la empresa Aguaytía que es producto de la decisión de nueva inversión del sector privado extranjero en la generación eléctrica.

1.1.2 Fuerzas sociales, culturales, demográficas y ambientales Se prevén que a futuro en el país se tendrá una población con mayor nivel cultural que puede acceder a mayor información sobre el mercado por lo que ser mas competitivo es una prioridad que todas las empresas deben desarrollar para no ser desplazadas del mercado.

El gobierno esta desarrollando un plan de salud del control de la natalidad que se espera a futuro muestre sus resultados a través de un crecimiento moderado de las tasas de natalidad.

Las restricciones de contaminación ambiental cobrarán mayor importancia en los próximos años, el estado deberá promover las tecnologías que eviten la contaminación ambiental y la población organizada puede organizarse y ejercer presión sobre actividades empresariales y proyectos que consideren alteren el equilibrio ecológico del lugar donde se desarrollen éstos.

1.1.3 Fuerzas políticas, gubernamentales y jurídicas Esta es una fuerza muy importante que puede contribuir o afectar a las decisiones de nuevas inversiones en el país o de salida del mercado, lo que debe hacer el estado es lograr la mayor institucionalidad del país, con un poder judicial, legislativo, electoral autónomos, con reglas claras de acción en los mercados que den la garantía a que el inversionista pueda realizar inversiones de largo plazo que se sientan seguros de que su propiedad les será garantizada

1.1.4 Fuerzas tecnológicas El desarrollo de las tecnologías que posibiliten un mayor uso de recursos limpios, baratos y abundantes es la tendencia que se espera se incremente en los próximos años, en el sector de generación eléctrica las tecnologías están apuntando a la búsqueda de plantas termoeléctricas eficientes, concretamente los ciclos combinados con gas natural

Análisis del Microambiente

1.1.5 Clientes: Los clientes regulados y libres del sector eléctrico cobrarán mayor poder de negociación, los primeros representados por el estado y los segundos a través de un mejor conocimiento del mercado, asesorándose con técnicos que estarán capacitados para poder llevar negociaciones de suministro eléctrico con mayor exigencia técnico económica de contratos para sus representados. Los

megaproyectos mineros están licitando internacionalmente contratos de suministro eléctrico como es el caso de la Refinería de Zinc Cajamarquilla, Antamina, Cerro Verde, los otros como La Granja, Michiquillay entre otros también licitarán internacionalmente.

1.1.6 Proveedores Los proveedores tanto de materiales y suministros en el sector no ejercen mayor poder de negociación importante, los que si podrán ejercer un poder de negociación importante son los que suministrarán el gas natural por ser los únicos proveedores de este bien, esto puede ser regulado de dos maneras ya sea a través de reglas claras establecidas por el gobierno en el sector energético para el gas natural o dejar que libremente el suministrador de gas y el generador eléctrico negocien, la tendencia es a que el gobierno intervenga en este caso.

1.1.7 Productos sustitutos La energía eléctrica tiene pocos sustitutos en la actualidad como fuente de energía, para los próximos años podrían tener cierta sustitución en aquellas actividades que demanden una considerable cantidad de energía que podría utilizar el gas natural para sus procesos (hornos eléctricos, cementeras, etc) en la medida que pueda darse esta conversión.

1.1.8 Competidores potenciales Los competidores potenciales en el mercado son los productores independientes de energía que participan en las licitaciones internacionales de suministro eléctrico de los megaproyectos mineros, estos pueden intervenir en las licitaciones, ganarlas y ejecutar la instalación de sus plantas eléctricas de acuerdo al cronograma de los contratos que pueden tomar.

1.1.9 Competidores actuales En el sector de generación eléctrica tenemos las siguientes empresas, [5]:

Empresas Estatales:

Electroperú: Es la empresa de mayor tamaño en el Perú, tiene una capacidad instalada de 1008.4 MW con 780 MW de potencia efectiva, propietaria del complejo Mantaro Restitución tiene una participación del 48% de la energía que se suministra en el SICN.

Electroandes: Es la empresa que se formó con los activos de la empresa minera del centro Centromin Perú, tiene una capacidad instalada de 183.4 MW y efectiva de 165 MW, participa con el 9% de la producción de energía en el sistema centro norte.

Egesur: Es propietaria de las central hidráulica de Aricota y térmica de Calana, tiene una capacidad efectiva de 56.6 MW, participa con el 8.39% de la generación en el SISUR.

Egasa: La mayor empresa de generación en el SISUR, propietaria del complejo hidroeléctrico de Charcani y de las centrales térmicas de Chilina y Mollendo, tiene una capacidad efectiva de 246.3 MW, contribuye con el 34.47% de la energía en el sistema sur.

Egamsa: Propietaria de la central hidroeléctrica de Machupicchu que se encuentra fuera de servicio por la inundación que sufrió a comienzos del año 1998, se estima que esta central se encuentre nuevamente en servicio para cuando se produzca la interconexión de los sistemas eléctricos centro norte y

sur, tiene una capacidad efectiva de 141.1 MW, y una participación del 35.87% de la generación en el sistema sur.

Empresas Privadas:

Edegel: Es la empresa privada mas grande del país, esta empresa se formó con los activos de la empresa Electrolima en lo correspondiente a las centrales eléctricas de la cuenca del río Rimac y Santa Eulalia además de la central térmica de Santa Rosa. tiene una capacidad instalada de 833.5 MW y potencia efectiva de 779.8 MW, participa con el 24% de la producción en el SICN,

Egenor: Se formó con parte de los activos de Electroperú, es propietaria de las centrales hidroeléctricas de Cañon del Pato, Carhuaquero y las centrales térmicas del norte, tiene una capacidad instalada de 422.6 MW y 396.8 MW de potencia efectiva, participa con el 11% de la generación en el SICN

Etevensa: Es propietaria de las centrales térmicas de Ventanilla y Malacas, tiene una capacidad instalada y efectiva de 555.2 MW y 524.2 respectivamente, la central de Malacas hace uso del gas natural del norte, es el cliente potencial que hará uso del gas de Camisea, genera el 5% de energía en el SICN.

Aguaytía: Es la primera empresa que forma parte de la nueva inversión en el sector eléctrico, no forma parte de la privatización, es la empresa propietaria de los yacimientos del complejo Aguaytía que tiene el negocio integrado de gas y electricidad, tiene una capacidad instalada de 155 MW, participa con el 1% de la energía en el SICN, entró a operar en el sistema en agosto de 1998.

Shougesa: Se formó con los activos de la empresa minera Hierro Perú, propietaria de la central térmica de San Nicolás, tiene una capacidad instalada y

efectiva de 62.5 y 54.7 MW respectivamente, genera el 1% de la energía en el SICN

Egecahua: Es la empresa privada de capitales nacionales, perteneciente a Sindicatos Pesqueros, tiene una capacidad instalada y efectiva de 90.8 y 89.5 MW respectivamente contribuye con el 2% de la generación en el SICN.

Enersur: Es la empresa formada con la venta de los activos de generación eléctrica de Southern Perú, la propietaria es la empresa Tractebel de origen belga, tiene una capacidad efectiva de 237.3 MW, es la empresa que se encuentra construyendo la central térmica a carbón con un total de 250 MW, en la generación eléctrica participa con el 21.27% en el sistema sur.

Y las nuevas inversiones del estado como son las centrales de Yuncán (Egecen) y San Gabán

Los supuestos para el proyecto son que el país debe mantener su actual modelo de desarrollo de libre mercado, institucionalización del estado, reglas claras que regulen el sector eléctrico, que promuevan la inversión tanto nacional como extranjera que sustenten el desarrollo del sector eléctrico, tendremos una mayor preocupación por los asuntos ambientales, en este sentido esta tendencia ayuda al proyecto termoeléctrico con gas natural que es la forma más limpia de generar electricidad con combustibles fósiles de hidrocarburos.

El proyecto de Gas Natural de Camisea será una realidad que el estado tendrá que sacar adelante por las grandes efectos positivos que generarán en el país especialmente por su efecto multiplicador de desarrollo económico, con montos estimados de gasto en el país en bienes de capital, suministro, mano de obra del

orden de 1000 millones de dólares, [6], además de contribuir a cambiar la canasta energética del país que posibilitará el cambiar de la posición deficitaria a superávit en la balanza comercial de combustibles que tiene el Perú.

El estado a través de la regulación del mercado del gas natural tiene la posición de diferenciar el precio del gas en dos componentes una parte variable (relacionada con la producción de la explotación de los yacimientos del gas) que irá a la tarifa eléctrica y una parte fija (transporte del gas por los ductos) que consideran como parte de la inversión de la planta termoeléctrica, en este contexto el precio tendrá un precio de 2.5 \$/MMBTU (1.8 como parte variable y 0.7 como parte fija).

Los cambios que puedan presentarse en la regulación del sector eléctrico, [7], no pueden ser sustanciales que afecten a la inversión por que de lo contrario serían contraproducentes para el sector, existe una tendencia dentro del gobierno de querer hacer que la remuneración de la potencia sea a través de una subasta de precios, lo que podría hacer este tipo de reglamentaciones es que sólo se esté mirando el corto plazo más no el largo plazo donde podríamos perder el margen de reserva que tenemos en la actualidad, haciendo que los ingresos de los nuevos proyectos no tengan una forma clara de cuantificar sus ingresos por potencia o en todo caso el desarrollo de estos proyectos estará muy ligado a la obtención de contratos que le garanticen la estabilidad de sus ingresos en el tiempo

1.2 Aspectos generales de la ley El 6 de Noviembre de 1992, el gobierno promulgó el **Decreto Ley N°25844, Ley de Concesiones Eléctricas**, que

proporciona los lineamientos para la participación del sector Privado en el Sector Eléctrico Peruano que tiene como objetivo crear un ambiente comercial en el Sector Eléctrico para promover una eficiente inversión privada.

La Ley aclara que las actividades de Generación, Transmisión y Distribución deben estar separadas unas de otras. Habrá lo que se conoce como **ventaja competitiva** por el hecho de que se tendrá empresas que se especializarán en generación, transmisión y distribución; de tal forma que aquellas empresas que puedan gestionar mejor sus actividades específicas serán las líderes en sus actividades.

El término **competencia** en el sector eléctrico tiene varias implicancias entre las cuales destacan:

Competencia por tener más y mejores clientes; lo que quiere decir es que se busca tener clientes satisfechos que paguen el valor real de la electricidad. Con la Liberalización de la Economía que el país experimenta se debe tratar de que muchas compañías internacionales e inversionistas tanto nacionales como extranjeros se asienten en el país y se desarrollen pero para lograr esto se debe tener empresas de servicio público altamente calificadas y eficientes que ofrezcan calidad en el servicio así como cubrir la demanda que tengan que afrontar. Las empresas del Sector Eléctrico van a competir por talentos gerenciales y por talentos técnicos.

La ley establece un régimen de **libertad de precios** para los suministros que puedan efectuarse en condiciones de **competencia perfecta**, y un sistema de precios regulados para los suministros que por su naturaleza lo requieran,

reconociéndose costos de eficiencia según los criterios que señala la ley. Las condiciones competitivas se definen para cualquier cliente que use más de 1000 KW de Demanda Máxima. Los precios regulados se basan en los costos marginales de suministro y se estructuran de manera que promuevan la eficiencia del sector. Están sujetos a regulación de precios la transferencia de potencia y energía entre generadores, las compensaciones por el uso de los sistemas de transmisión, las ventas de generadores a concesionarios de distribución destinadas al servicio público de electricidad (SPE) y las ventas a usuarios del SPE. Los concesionarios de transmisión y distribución están obligados a permitir la utilización de sus sistemas por terceros, quienes deberán asumir sus costos de ampliación a realizarse en caso necesario, y las compensaciones por el uso. En el caso de los concesionarios de distribución la utilización de sus sistemas por parte de terceros es permitida para suministrar energía usuarios que no tengan carácter de servicio público, ubicados dentro o fuera de su zona de concesión.

La ley establece que se requiere concesión para el desarrollo de cada una de las siguientes actividades:

La Generación Eléctrica que utilice recursos hidráulicos y geotérmicos, cuando la potencia instalada sea superior a 10 MW.

La Transmisión de Energía Eléctrica, cuando las instalaciones afecten bienes del estado y/o requieran la imposición de servidumbre por parte de éste.

La Distribución de Energía Eléctrica con carácter de servicio público de electricidad cuando la demanda supere los 500 KW.

Las actividades de generación, transmisión y distribución que no requieran de concesión ni autorización, podrán ser efectuadas libremente cumpliendo las normas técnicas y disposiciones de conservación del medio ambiente y del patrimonio cultural de la nación.

Las inversiones en los sistemas eléctricos son remunerados con el 12% anual, la que sólo podrá ser modificado por el Ministerio de Energía y Minas, previo estudio que encargue la Comisión de Tarifas Eléctricas a consultores especializados, en la que se determine que la tasa fijada es diferente a la Tasa Libre de Riesgo más el premio por riesgo en el país. En cualquier caso, la nueva Tasas de Actualización fijada por el Ministerio de Energía y Minas, no podrá diferir en más de dos puntos porcentuales de la Tasa vigente.

Con el objeto de que las tarifas reguladas reflejen lo precios de mercado, las tarifas que fije la comisión no podrán diferir, en más de 10% de los precios vigentes.

En lo que respecta al **equilibrio financiero en la generación eléctrica bajo un sistema de precios marginales** es buscar que los ingresos cubran los costos de inversión (anualidad) y los costos operativos (combustible, operación y mantenimiento) incluyendo márgenes de rentabilidad.

Bajo un sistema de precios a costos marginales, la suma de los ingresos resultantes que se obtienen al vender la energía al costo marginal y de facturar la demanda máxima al costo marginal de potencia de punta, es igual al costo de inversión y de operación de un sistema eléctrico.

El tránsito por los sistemas de transmisión y distribución es libre, sujetándose sólo al pago de las compensaciones por su uso, el mismo que es regulado. En los sistemas de transmisión se verifica la existencia de economías de escala, por lo que la curva de costos marginales (que se relaciona con las pérdidas de transmisión) se encuentran siempre debajo de su correspondiente curva de costos medios. Por lo que los ingresos al tarifificar a costo marginal no cubrirían los costos totales de transmisión lo que desalentaría la participación privada en la transmisión; por este motivo la Ley adopta un sistema de precio que remunera el costo medio total de transmisión, el mismo que está constituido por la suma de la anualidad de la inversión de reposición a nuevo (Valor Nuevo de Reemplazo) del sistema de transmisión económicamente adaptado a la demanda, los costos de operación y mantenimiento eficientes y los costos de seguridad.

El pago de la compensación por el uso de los sistemas de transmisión se efectúa mediante dos conceptos: **Un peaje, que es proporcional a la potencia máxima a transmitirse y un Ingreso Tarifario, que toma en consideración las pérdidas marginales de energía y potencia por transmisión.**

En lo que respecta a los sistemas de distribución se verifica que la evolución de los costos es proporcional (lineal) a la potencia máxima transmitida, por lo cual el costo medio (costo de capital más costo de operación) de largo plazo es equivalente al costo marginal. Por este motivo, para la distribución, el pago de las compensaciones por el uso se determina en base al valor nuevo de reposición de una red adaptada más el costo de explotación y las pérdidas de distribución, todo lo cual constituye el Valor Agregado de Distribución (VAD).

Finalmente la tarifa al usuario final es el resultado de adicionar a los **costos marginales de operación, los correspondientes cargos por transmisión y distribución**

Los costos marginales de generación se definen en el mercado en condiciones de competencia y corresponde al centro de gravedad de la carga, en el cual se fijan los precios básicos de energía y potencia marginal. A partir de dicho punto los precios se expanden hacia otros puntos del sistema interconectado, para tomar en cuenta los costos de transporte (peaje y pérdida); así los precios básicos de potencia y energía, son incrementados por un factor que considera las pérdidas de transmisión y adicionalmente a los precios de potencia de punta de les agrega el peaje unitario, fijándose de esta manera los correspondientes precios de barra en todos los puntos de intercambio del sistema (subestaciones).

La Ley establece a fin de asegurar la competencia y el Libre acceso al mercado eléctrico por parte de las empresas de generación la formación de un Comité de Operación Económica del Sistema (COES) que es integrado por las empresas de generación cuya potencia instalada sea superior al 2% de la potencia instalada del sistema interconectado y comercialicen más del 50% de su energía firme y la empresa titular del sistema de transmisión principal. Las empresas de generación que no cumplan individualmente con los requisitos anteriores pueden participar en el COES asociándose entre ellas y cumplan los requisitos pudiendo acreditar sólo un representante. La finalidad de la creación del COES es coordinar la operación al mínimo costo del sistema interconectado, garantizando la seguridad de abastecimiento de la energía eléctrica y el mejor

aprovechamiento de los recursos energéticos para lo cual la operación de las centrales de generación y de los sistemas de distribución se sujetarán a las disposiciones del COES.

La Ley creó la Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE); que es un organismo técnico y descentralizado del Sector Energía y Minas con autonomía funcional, económica, técnica y administrativa, responsable de fijar las tarifas de energía eléctrica de acuerdo a los criterios establecidos en la ley. Dentro de las principales funciones de la CTE tenemos:

Fijar, revisar y modificar las tarifas de electricidad de servicio público de generación y transmisión y las fórmulas tarifarias para la distribución, Supervisar el cumplimiento de sus resoluciones e imponer las sanciones a que hubiere lugar, Dirimir a solicitud de parte, discrepancias sobre compensaciones por el uso de sistemas secundarios de transmisión y de las instalaciones de distribución, Aprobar el VNR de las instalaciones de transmisión y distribución, Emitir directivas complementarias para la aplicación tarifaria.

1.3 Desarrollo del proyecto gas de camisea El área de Camisea se encuentra ubicada a 500 km al este de Lima, sobre el lado oriental de la cordillera de los Andes, en la región Inca en una de las regiones más ricas de diversidad biológica natural del mundo. Los grandes yacimientos de hidrocarburos de Camisea fueron descubiertos por la empresa Shell a mediados de la década de los ochenta, con unas reservas de aproximadamente 11 trillones de pies cúbicos de gas natural y 600 millones de barriles de líquidos de gas natural, dicho

descubrimiento es considerado una de las fuentes de energía más importantes del país.

La gran masa de estas reservas se encuentra en dos yacimientos principales conocidos como San Martín y Cashiriari que comprenden el Lote 88B, sobre las riberas del río Camisea. El 17 de mayo de 1996, Shell Prospecting and Development (Perú) B.V. y su socio minoritario Mobil Exploration and Producing Perú Inc, firmaron con Perupetro un Acuerdo de Concesión con la finalidad de realizar actividades de perforación exploratoria y analizar las alternativas para el futuro desarrollo de las reservas de Camisea.

El 17 de julio de 1998 el consorcio Shell Mobil decidió no continuar con la segunda fase del proyecto que consistía en traer los ductos de gas y líquidos a la costa central del país, entre los puntos más significativos para que el consorcio no siguiese adelante con el proyecto fueron:

- El gobierno no aceptó que el precio del gas sea totalmente variable y que pudiese ser usado como costo de combustible, el gobierno entiende que hay una parte variable y fija en el precio del gas, como sucede en la mayoría de los países que hacen uso del gas para generación eléctrica.
- El consorcio Shell Mobil pidió al gobierno tener participación en la distribución del gas en Lima, este punto nunca estuvo contemplado en el contrato, pero como una medida de asegurarse el nivel de inversión por parte del consorcio, ellos querían estar seguros que cuando los ductos llegasen a Lima, los canales de distribución estuviese totalmente terminados. En este

punto el gobierno fué inflexible al no otorgarles parte de la distribución al consorcio.

Otro de los puntos que esgrimió el consorcio fué que el nivel de inversión se incrementó de 3000 Millones US\$ a 4500 Millones US\$, considerando que el mercado nacional era insuficiente para poder pagar esa inversión consideraban la posibilidad de exportar el gas al Brasil (San Pablo) vía el ducto Cochabamba - San Pablo, este punto según el gobierno sería discutido luego de la aceptación del consorcio a realizar la segunda etapa, evidentemente que tamaña inversión no podía ser tratada posteriormente toda vez que esos montos de inversión requieren reglas claras para llevarse a cabo y no estar tomando acuerdos sobre la marcha del proyecto.

1.4 Estrategia del gobierno para el desarrollo del proyecto gas de camisea El gobierno luego de la decisión de Shell Mobil de no continuar con la segunda fase del contrato ha formado un comité de trabajo, [8], al más alto nivel para que lleve adelante el proyecto el cual preside el ex ministro de economía Jorge Camet Dickman, entre las funciones que debe realizar este comité son la de promocionar el proyecto a los inversionistas, convocar a licitaciones para la parte de producción, transporte y distribución del gas, es decir se ha fraccionado el proyecto integral que antes se tenía.

Esta estrategia que piensa ejecutar el gobierno pasa por tener que asegurar la rentabilidad en cada uno de los segmentos del negocio en que ha sido dividido el proyecto, al productor tiene que asegurarle que tendrá una demanda al cual debe de satisfacer, al transportista le debe asegurar la rentabilidad de construir

los gasoductos, al distribuidor que siempre será abastecido de gas, todo ello implica que el gobierno debe desarrollar el mercado para el gas, la manera más rápida de hacerlo es vía una licitación para la construcción, operación de centrales a gas natural en donde no solo participarán las empresas que actualmente compiten en el sector eléctrico sino IPP (empresas productoras independientes) a quienes también les debe asegurar la rentabilidad del negocio.

Existen antecedentes que indican que el gobierno puede actuar de esa forma, la línea de interconexión eléctrica, [9], que unirá los sistemas interconectados centro norte y sur, uniendo las subestaciones de Mantaro (Huancavelica) y Socabaya (Arequipa) en un tramo de aproximadamente 700 kilómetros y con capacidad de 300 megavatios, es posible gracias a la licitación que convocó el gobierno para la ejecución de ese proyecto, asegurándoles al consorcio Transmantaro formado por la canadiense Hydro Quebec International (80% de la concesión), Graña y Montero (5% de la concesión) y 15% del estado peruano (ETECEN), la rentabilidad de esa inversión, el gobierno mediante reglamentación hizo que esta línea sea parte del Sistema Principal de Transmisión.

CAPITULO II

ALTERNATIVAS DE INVERSION

Diversas son las alternativas de inversión en la generación eléctrica, la forma como se establece la viabilidad económica desde un punto de vista racional es el del criterio del costo medio de instalación, operación y mantenimiento, en este capítulo se analiza los costos medios de las diversas alternativas así como se establece el ranking de las mismas

2.1 Precios de potencia y energía de largo plazo Para la energía se adopta un plan de obras con la más alta probabilidad de entrada en servicio en el corto y mediano plazo, para el largo plazo se determina el precio medio del sistema que permite el desarrollo del sector de la generación eléctrica mediante una evaluación económica de un proyecto de inversión, en donde se toma en cuenta lo siguiente:

- costo de inversión
- características técnicas correspondientes a centrales de última generación
- costos de operación y mantenimiento
- disponibilidad estándar
- costos de combustible
- tasas de depreciación de acuerdo a la legislación vigente
- tasa impositiva de impuesto a la renta

- tasa de descuento requerida en función del riesgo país y otras alternativas de inversión

Unidad: MPCP 501G Ciclo Combinado Tecnología G

Potencia: 333 MW

Eficiencia térmica: 56.7 %

Costo variable combustible: 10.5 mills\$/kWh

Costo variable no combustible: 2.5 mills\$/kWh

Inversión: 183 Millones de US\$

Costo fijo de operación y mantenimiento: 2.5 Millones de US\$

Evaluación Económica de la Planta de Largo Plazo

		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	20
INGRESOS (Millones US\$/año)												
Beneficio Marginal Energía. (Ingreso - Costo variable)		23.4										
Potencia		20.2										
COSTOS (Millones US\$/año)												
Fijo Operación		2.5										
Peaje												
Gas Natural (transporte)		11.1										
COES (.25%)		0.1										
DGE, CTE (.16%)		0.1										
INVERSION (Millones US\$)		183.2										
VIDA UTIL (años)		20										
IMPUESTOS (%)												
Utilidades		5%										
Participación Trabajadores		30%										
FLUJOS (Millones US\$)		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	20
Ventas		43.6	43.6	43.6	43.6	43.6	43.6	43.6	43.6	43.6	43.6	43.6
Costos		13.7	13.7	13.7	13.7	13.7	13.7	13.7	13.7	13.7	13.7	13.7
Inversión												
Ingresos - Costos		29.9	29.9	29.9	29.9	29.9	29.9	29.9	29.9	29.9	29.9	29.9
Depreciación												
	Ingeniería	8.6	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	
	Equipos	122.2	24.4	24.4	24.4	24.4	24.4					
	Obras civiles	52.4	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6
Utilidad Operativa			3.0	3.0	3.0	3.0	27.4	27.4	27.4	27.4	27.4	28.3
Pago Trabajadores			0.2	0.2	0.2	0.2	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
Impuestos			0.9	0.9	0.9	0.9	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	8.1
Utilidad Neta												
Flujo de Caja		-183.2	28.9	28.9	28.9	28.9	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.4
TIR después de impuesto.		12.04%		BMg =	9.4 \$/MWh							
				CV =	13.3 \$/MWh							
				CMg =	22.7 \$/MWh							

Cuadro N°2.1

Del Cuadro N° 2.1 se concluye que el costo de energía de largo plazo en el sistema es de 23 mills\$/kWh.

El precio de largo plazo de potencia corresponde a 71.32 \$/kw-año, que traducido a energía corresponde a 11 mills\$/kWh (factor de carga 0.75 del sistema).

Por lo tanto el precio medio del sistema de largo plazo es de 34 mills\$/kWh

2.2 Determinación de precios medios Para la determinación de precios medios, se tiene en cuenta los siguientes costos:

- Inversión: referido en US\$/kW instalado.
- Factor de planta: la relación de horas de utilización al año.
- Eficiencia de las plantas: expresada en consumo de combustible por unidad de energía eléctrica generada.
- Costo Variable de Combustible CVC: es el costo en millsUS\$ por kWh generado, referido únicamente al costo del combustible.
- Costo Variable no Combustible CVNC: es el costo en millsUS\$ por kWh generado, referido a los costos de mantenimiento y operación no relacionados al combustible.
- Tasa de actualización: corresponde al 12% anual.
- Periodo de vida de la planta: referido al tiempo de vida útil de la planta.

con los cuales se determina el costo medio.

Dentro de las alternativas de equipamiento del parque generador tenemos los siguientes tipos de plantas eléctricas:

Central hidráulica: aprovecha los recursos hídricos de la cuenca hidrográfica donde se desarrolla, así como el salto de las quebradas por donde recorre el río, este tipo de planta requiere una alta inversión en la instalación pero tiene un costo de operación y mantenimiento bajo.

Ciclos combinados con gas natural: este tipo de central hace uso de la integración de los ciclos de gas y vapor en la generación eléctrica, en el ciclo de gas se usa el combustible más limpio que hasta ahora se conoce como es el gas natural, tiene costos de instalación menores a la central hidráulica con costos variables de producción del orden de 14 millsUS\$/kWh.

Centrales usando orimulsión: en estas centrales térmicas se usa el combustible llamado orimulsión, el cual es una mezcla de brea y agua, el mismo que tiene un poder calorífico bajo pero un costo por debajo del carbón, las fuentes de este combustible provienen de Venezuela

Turbogas usando gas natural: corresponde a plantas termoeléctricas donde sólo se usa el ciclo de gas, con eficiencias menores que los ciclos combinados pero con costos de inversión también menores a éstos.

Centrales a carbón: en Perú, el carbón que tenemos es de características vegetales, denominado antracita que tiene bajo poder calorífico, el más recomendado en este tipo de plantas es el carbón bituminoso que lo tiene Colombia, se hace uso del ciclo de vapor, tiene costos de instalación del orden de las centrales hidráulicas.

Motores con residual R6: este tipo de plantas es recomendable en sistemas eléctricos aislados, donde se puede tener motores de hasta 40MW, en la región

de la selva se hace uso de este tipo de plantas o en asentamientos mineros que no están conectados al sistema principal en sus etapas iniciales de exploración e instalación definitiva.

Turbogas usando Diesel 2: son las plantas termoeléctricas que se usan como centrales de punta, que tiene costos de instalación baratos pero costos de operación y mantenimientos altos, tienen menor eficiencia que las turbogas quemando gas natural.

En el cuadro N°2.2, tenemos la matriz de precios medios de las plantas, el cual considera los costos de inversión, operación y mantenimiento, [10], los cuales son llevados a costos monómicos para poder establecer el ranking

PRECIOS MEDIOS DE PLANTAS ELECTRICAS

	Poder Calorífico:	
GAS	8,400	Kcal/m3
CARBON	6,000	Kcal/kg
DIESEL	10,200	Kcal/kg
RESIDUAL	9,800	kcal/kWh
ORIMULSION	7,200	Kcal/kg
Tasa Descuento	12%	

	Inversión US\$/kW	Numero de años	Factor de Planta	C.Ducto Var mills/KWh	Eficiencia	CVC mills\$/KWh	CVNC mills\$/KWh	C. Var.Prod. mills\$/KWh	Costo Medio mills\$/KWh	Prec. Comb. \$/Ton, \$/MMBTU	
										Variable	Fijo
Carbón	1,095	30	80%		39.38%	16.38	3.00	19.38	38.78	45.00	
C.C.Gas	524	20	85%	4.81	56.71%	7.22	2.50	9.72	23.95	1.2	0.8
C.C.Gas	550	20	85%	4.21	56.71%	7.82	2.50	10.32	24.42	1.3	0.7
C.C.Gas	550	20	85%	3.61	56.71%	8.42	2.50	10.92	24.42	1.4	0.6
C.C.Gas	550	20	85%	3.01	56.71%	9.03	2.50	11.53	24.42	1.5	0.5
C.C.Gas	524	20	80%	6.62	56.71%	7.22	2.50	9.72	26.35	1.2	1.1
C.C.Gas	550	20	80%	6.02	56.71%	7.82	2.50	10.32	26.85	1.3	1
C.C.Gas	550	20	80%	5.42	56.71%	8.42	2.50	10.92	26.85	1.4	0.9
C.C.Gas	550	20	80%	4.81	56.71%	9.03	2.50	11.53	26.85	1.5	0.8
C.C.Gas	550	20	80%	4.21	56.71%	9.63	2.50	12.13	26.85	1.6	0.7
C.C.Gas	524	20	80%	7.82	56.71%	7.22	2.50	9.72	27.55	1.2	1.3
C.C.Gas	550	20	80%	7.22	56.71%	7.82	2.50	10.32	28.05	1.3	1.2
C.C.Gas	550	20	80%	6.62	56.71%	8.42	2.50	10.92	28.05	1.4	1.1
C.C.Gas	550	20	80%	6.02	56.71%	9.03	2.50	11.53	28.05	1.5	1
C.C.Gas	550	20	80%	5.42	56.71%	9.63	2.50	12.13	28.05	1.6	0.9
C.C.Gas	550	20	80%	4.81	56.71%	10.23	2.50	12.73	28.05	1.7	0.8
C.C.Gas	550	20	80%	4.21	56.71%	10.83	2.50	13.33	28.05	1.8	0.7
C.S Gas	395	20	60%	7.25	37.70%	10.87	4.10	14.97	32.29	1.2	0.8
C.S Gas	415	20	60%	6.34	37.70%	11.78	4.10	15.88	32.79	1.3	0.7
C.S Gas	415	20	60%	5.44	37.70%	12.69	4.10	16.79	32.79	1.4	0.6
C.S Gas	415	20	60%	4.53	37.70%	13.59	4.10	17.69	32.79	1.5	0.5
C.S Gas	395	20	60%	9.97	37.70%	10.87	4.10	14.97	35.01	1.2	1.1

Cuadro N°2.2

PRECIOS MEDIOS DE PLANTAS ELECTRICAS

C.S Gas	415	20	60%	9.06	37.70%	11.78	4.10	15.88	35.51	1.3	1
C.S Gas	415	20	60%	8.16	37.70%	12.69	4.10	16.79	35.51	1.4	0.9
C.S Gas	415	20	60%	7.25	37.70%	13.59	4.10	17.69	35.51	1.5	0.8
C.S Gas	415	20	60%	6.34	37.70%	14.50	4.10	18.60	35.51	1.6	0.7
C.S Gas	395	20	60%	11.78	37.70%	10.87	4.10	14.97	36.82	1.2	1.3
C.S Gas	415	20	60%	10.87	37.70%	11.78	4.10	15.88	37.32	1.3	1.2
C.S Gas	415	20	60%	9.97	37.70%	12.69	4.10	16.79	37.32	1.4	1.1
C.S Gas	415	20	60%	9.06	37.70%	13.59	4.10	17.69	37.32	1.5	1
C.S Gas	415	20	60%	8.16	37.70%	14.50	4.10	18.60	37.32	1.6	0.9
C.S Gas	415	20	60%	7.25	37.70%	15.40	4.10	19.50	37.32	1.7	0.8
C.S Gas	415	20	60%	6.34	37.70%	16.31	4.10	20.41	37.32	1.8	0.7
TG Diesel	395	20	40%		34.96%	42.83	4.10	46.93	62.03	177.60	
M.D Res.6	714	20	50%		40.84%	22.24	5.00	27.24	49.07	103.50	
Orimulsión	1,048	30	80%		38.05%	12.49	5.00	17.49	36.05	39.80	
Hidroelectricas	1,143	40	60%				1.00	1.00	27.38	0.00	

Cuadro N°2.2 Continuación

2.3 Ranking de cartera De acuerdo al cuadro N°2.2, podemos tener el ranking de las alternativas tomando como referencia los costos medios, el mismo que está compuesto de la siguiente manera:

- Ciclos combinados con gas natural:
- Centrales hidráulicas
- Centrales usando orimulsión
- Turbogas usando gas natural
- Centrales a carbón
- Motores con residual R6
- Turbogas usando Diesel 2

Ranking

Tecnología	Costo Medio mills\$/kWh
Ciclo combinado	24 - 28
Hidroeléctrica	29
Ciclo simple	33 - 38
Orimulsión	37
Carbón	40
Motores Residual R6	50
Turbo gas Diesel 2	63

Tabla 2.1: Ranking de Plantas Eléctricas

Con las consideraciones del precio medio del sistema y de las tecnologías podemos tener la Tabla 2.1 y concluir que en el largo plazo para el sistema y para el inversionista el interés se debe centrar en centrales a ciclo combinado o hidráulicas con costos de inversión, operación y mantenimiento eficientes.

CAPITULO III

MERCADO DE LA ENERGIA ELECTRICA

El mercado de la energía eléctrica ha sido enfocado desde el punto de vista de la demanda por potencia y energía que solicitan los clientes y la oferta de potencia y energía que pueden suministrar los generadores en el mercado eléctrico del SIN.

3.1 Estudio de la demanda La demanda que se ha considerado para el SICN toma como base el estudio realizado por la compañía Canadiense MONENCO AGRA INC., para el comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Centro Norte COES-SICN. El estudio contempla tres escenarios de evolución de la demanda; los cuales son un escenario base, escenario bajo y alto. En el estudio se desarrolló un modelo econométrico que proporciona el pronóstico del consumo de energía (venta de electricidad) en el SICN basándose en la premisa de que el nivel de ventas de electricidad puede ser correlacionado con otras medidas de la actividad socioeconómica, específicamente el Producto Bruto Interno PBI en el área del SICN (**PBI_{sicn}**), el crecimiento demográfico del área del SICN (**POP_{sicn}**) y la Tarifa promedio de electricidad (**AVGTAR_{sicn}**).

El modelo econométrico encontrado para calcular el consumo anual de electricidad en GWh en el área del SICN es el siguiente:

$$\text{SICN}_{\text{sicn}} = -8445 + 1.728 * \text{PBI}_{\text{sicn}} + 0.687 * \text{POP}_{\text{sicn}} - 64.64 * \text{AVGTAR}_{\text{sicn}} + U$$

Donde U : Término de error residual.

La siguiente Tabla 3.1, muestra los valores bases (año 1995) de las variables que se usan en el modelo econométrico:

Variables del Modelo	PBI SICN	POP SICN	AVGTAR SICN
Unidades de las Variables	(1979 N.Soles)	Miles de habitantes	US\$ Cents/kWh
Coefficiente de la variable	1.7294	0.6874	64.493
Valor de la variable en 1995	3214	17255	8.37
1% de incremento de la variable	32.1	172.6	0.084
Impacto de la variable en la carga (GWh)	55.5	118.6	-5.42
Porcentaje de la carga de 1995 (8527 GWh)	0.65%	1.39%	0.06%
Elasticidad	0.66	1.41	-0.06

Tabla 3.1: Parámetros de pronósticos de Demanda Eléctrica

La demanda del sistema sur toma como fuente datos de la Comisión de Tarifas Eléctricas para la fijación de Mayo 1998, en lo que respecta a los clientes libres más importantes del sistema, los clientes regulados son los señalados en los documentos estadísticos de la CTE.

3.1.1 Caso base A partir del pronóstico de ventas se obtuvo la producción neta y la máxima demanda correspondiente, realizando ajustes para las pérdidas y la inclusión de las cargas de Centromin y Talara. Las pérdidas de distribución se calcularon en base a las proyecciones de la CTE (distribución) y por el Plan Referencial (transmisión). Los valores de pérdidas de distribución tienen en cuenta los programas de reducción de pérdidas establecidos por las compañías de distribución y los valores de pérdidas estándar fijados por la CTE.

El caso base difiere de la proyección del estudio MONENCO AGRA al considerar las cargas de los proyectos mineros tan importantes como el de la Sociedad Minera La Granja, Michiquillay, Antamina, Pierina, aumento de carga de la Refinería de Zinc de Cajamarquilla, Cementos Lima, Siderperú, el crecimiento del sistema sur es de 4.5% anual para los clientes regulados e industriales. El cuadro N°3.1 muestra la demanda considerada para el caso base, en los cuadros N°3.2 y 3.3 se tiene el pronóstico de demanda para los sistemas interconectados centro norte y sur respectivamente.

3.1.2 Demanda baja La demanda bajo este escenario considera que en La Granja sólo hay inversión en la mina y no contempla la refinería de Bayovar, el proyecto Antamina con 100 MW, el proyecto Michiquillay no se considera en este escenario, el crecimiento del sistema sur es de 3% anual para los clientes regulados e industriales.

El cuadro N°3.4 muestra la demanda considerada para la demanda baja, en los cuadros N°3.5 y 3.6 se tiene el pronóstico de demanda para los sistemas interconectados centro norte y sur respectivamente.

3.1.3 Demanda alta La demanda bajo este escenario considera al proyecto Antamina con 150 MW, adelanto de La Granja al año 2003, el crecimiento en el sistema sur es de 6% anual para los clientes regulados e industriales.

El cuadro N°3.7 muestra la demanda considerada para la demanda alta, en los cuadros N°3.8 y 3.9 se tiene el pronóstico de demanda para los sistemas interconectados centro norte y sur respectivamente.

3.2 Estudio de la oferta El estudio de la oferta del SIN está orientado a conocer las tecnologías y capacidades de generación de energía eléctrica con la que cuenta el sistema en la actualidad así como la que tendrá en los siguientes años.

3.2.1 Oferta de energía del sistema interconectado nacional Las centrales hidráulicas existentes indicando la potencia efectiva, caudal turbinable y rendimiento se muestran en el Cuadro N°3.10

En el Cuadro N°3.11, se presenta las unidades térmicas existentes indicando la potencia efectiva, combustible y rendimiento.

Se ha tomado como base el Plan de Obras considerado en el Parque Generador de la CTE para la fijación mayo 1998, la información de nuevos proyectos de generación factibles de ingresar en servicio en los próximos años, ha sido obtenida de los Comités de Operación Económica de los Sistemas Interconectados Centro Norte y Sur, entidades que con ocasión del desarrollo del estudio técnico económico de determinación de precios de potencia y energía en barras para la fijación tarifaria de mayo 1998 elaboraron la previsión del programa de obras factible de ingresar en servicio en los próximos años. Se obtuvo la información que se presenta en

el Cuadro N°12. Con relación al proyecto Camisea, se considera la llegada del gas en Enero del año 2004 teniendo presente el retraso de dos años en su llegada a las costa central del país como estaba previsto.

3.3 Balance oferta-demanda de energía en el SIN sin la central termoeléctrica En el Cuadro N°3.13 se presenta el balance de potencia y energía para el SIN sin considerar el efecto de la entrada en operación de la planta termoeléctrica analizada, el factor de planta para las centrales hidráulicas es de 80% y para las centrales térmicas corresponde a 65%, con lo que el superávit de oferta de potencia oscila entre 24% y 18% en el período considerado, respecto al superávit de energía los valores oscilan entre 17% y 14% con lo cual se garantiza el suministro de potencia y energía en le SIN.

3.4 Balance oferta-demanda de energía en el SIN con la central termoeléctrica con gas natural En el Cuadro N°3.14 se presenta el balance de potencia y energía para el SIN considerando el efecto de la entrada en operación de la planta termoeléctrica con gas natural, el factor de planta para las centrales hidráulicas es de 80% y para las centrales térmicas corresponde a 65%, con lo que el superávit de oferta de potencia oscila entre 28% y 23% en el período considerado, respecto al superávit de energía los valores oscilan entre 23% y 18% con lo cual se garantiza el suministro de potencia y energía en el SIN.

3.5 Estudio de la tarificación La tarificación dependiendo del tipo de cliente sea regulado o libre tiene básicamente dos componentes; los

ingresos por venta de energía e ingresos por venta de potencia, los cuales deben de cubrir el costo anual de operación y mantenimiento mas el costo anual de inversión.

Los precios básicos de potencia y energía fijados por la CTE para los clientes regulados consideran los siguientes componentes:

- Costo de desarrollo de la central de punta del sistema eléctrico
- Costos marginales de energía esperados para un horizonte de 48 meses.

La barra de referencia para la aplicación del precio básico de energía es la ciudad de Lima (barras de San Juan, Santa Rosa y Chavarría en el nivel de 220 kV). Lima representa alrededor del 70% de la demanda del SICN y es un punto al cual convergen los sistemas secundarios de los principales centros de generación.

La ciudad de referencia para el precio básico de potencia es la ciudad de Lima (barra de San Juan, Santa Rosa, Chavarría a nivel de 220 kV), por ser ésta la ubicación más conveniente para instalar capacidad adicional de potencia de punta en el SICN.

Los precios básicos en las otras barras del sistema son expandidos con los respectivos factores de pérdidas de penalización de pérdidas marginales de potencia y energía. Las tarifas teóricas a precios de barra finalmente tienen los cargos por peaje de conexión al sistema principal de transmisión que se carga a la potencia y los cargos por peaje secundario equivalente de energía cuando correspondan. Finalmente se realiza una comparación del precio de barra de energía teórico con el precio libre promedio ponderado conforme a lo

estipulado por la Ley y el Reglamento de tal forma que los precios teóricos no difieren en más de 10% de los precios libres vigentes, de tal forma que de cumplirse esta consideración los precios de barra teóricos pasan a constituirse en los precios de barra definitivos.

Los precios de venta de potencia y energía para clientes libres son fijados por contratos entre el suministrador y el cliente no están sujetos a regulación.

3.5.1 Determinación del costo marginal de energía y potencia El costo marginal de potencia (precio básico de potencia) es fijado por la CTE; es el resultado de adicionar la inversión anual más los costos fijos de operación y mantenimiento. La inversión es el valor nuevo de reemplazo VNR de la central de punta (generador más línea de conexión a la red), para tener la anualidad del VNR se tiene en consideración la tasa de actualización de 12% y una vida útil de 30 años para la conexión y 20 años para el generador, la potencia efectiva se considera al 92.13% de la potencia ISO y se tiene en cuenta el factor de disponibilidad del SICN que es igual a 82% por lo que la potencia disponible en punta es el 80% de la potencia efectiva, con esta potencia se halla el precio básico de potencia. La siguiente Tabla 3.2, muestra el precio básico de potencia (Lima) para la fijación tarifaria de mayo de 1998.

Inversión en Instalaciones	Generador	Conexión	Costos fijos		Total
			Personal	Otros	
Costo total:Millón US\$	30.885	2.539			33.424
Anualidad VNR	4.135	0.315	0.433	0.950	5.833
Sin MRT:US\$/kW-año	44.880	3.420	4.70	10.31	63.61
Con MRT:US\$/kW-año	56.320	4.30	5.90	12.94	79.46

Tabla 3.2: Precio Básico de Potencia

Este precio básico de potencia de punta se asume que debe disminuir, el rubro de otros es coyuntural así como puede ser optimizado el personal con lo que el precio de la potencia debe estar en 71.32 \$/kW-año (reducción del 40% en los rubros de personal y otros).

El costo marginal de energía esperado para el horizonte de evaluación del proyecto es el resultado de utilizar los modelos JUNRED y JUNTAR que permiten la optimización de sistemas hidrotérmicos con un solo embalse, modelo que actualmente la CTE usa en la fijación de tarifas.

3.5.2 Determinación de peajes (principal y secundario) El peaje principal de conexión al sistema principal considerado es igual al fijado por la CTE en la fijación tarifaria de mayo 1998, el pago del peaje secundario

es determinado de acuerdo a la ubicación de los posibles clientes que tendrá el generador en el SIN.

3.5.3 Precios en barra Los precios en barra que se obtienen determinan un precio estable de tal manera que los ingresos marginales actualizados cada 48 meses (conforme a la Ley y el Reglamento) sean iguales a los precios de barra actualizados en el mismo período y para su cálculo se toman como base el resultado de la simulación de los costos marginales esperados para el horizonte del proyecto.

3.6 Comercialización La comercialización en una empresa de generación eléctrica implica la toma de decisiones que pueden decidir sobre la ganancia o pérdida que se piensa obtener, es decir el riesgo de la empresa se encuentra en la comercialización pues de ella depende el resultado del flujo operacional (Φ).

El flujo operacional definido como los ingresos menos los costos, se comporta como una recta en función del nivel de ventas comprometidas (contrato), estas rectas son de baja pendiente y se quiebran al superar la máxima energía firme posible, pues se puede comprar a un costo mayor o igual al marginal.

$$\Phi = (P_v - C_{mg}) * Q_v + Q_g * C_{mg}$$

donde:

P_v : precio de venta, C_{mg} : costo marginal, Q_v : ventas en contrato, Q_g : producción.

De tal forma que la pendiente de la recta $P_v - C_{mg}$ puede ser positiva o negativa, como se muestra en la figura 3.1, es decir:

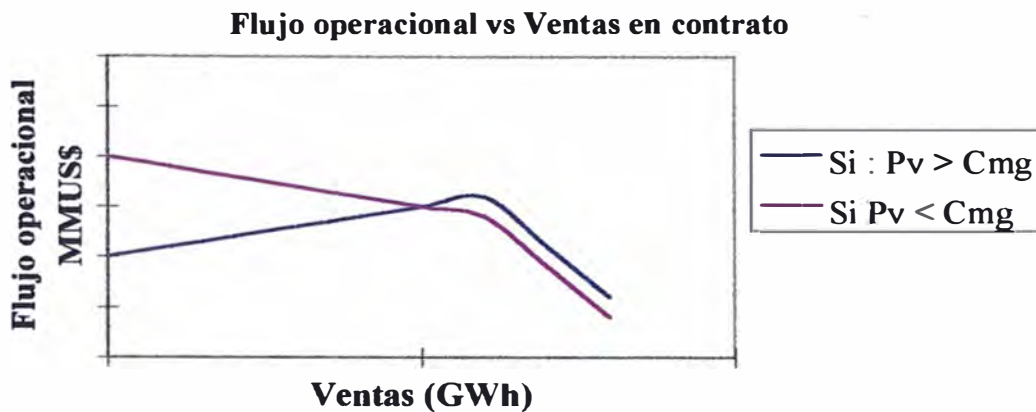


figura 3.1: Relación de Ingresos con la toma de Contratos

Se puede asociar a cada nivel de compromisos de venta en contrato un riesgo, en efecto:

Un volúmen de ventas (contrato) reducido incrementa la variabilidad de los ingresos, ya que un alto porcentaje de las ventas se realizarán en el SPOT a costo marginal en el COES del SIN.

Un volumen de ventas (contrato) elevado incrementa la variabilidad de los costos, pues los retiros en el COES serán mayores (dependiendo del despacho económico del sistema) que las inyecciones propias.

Por lo que es posible determinar varios niveles de compromisos susceptibles de ser elegidos, a cada nivel de contrato se puede asociar una rentabilidad y riesgo de tal forma que las decisiones que tome la empresa deben de satisfacer el compromiso de nivel de flujo operativo asociado a un riesgo, es decir, de acuerdo a la figura 3.2.

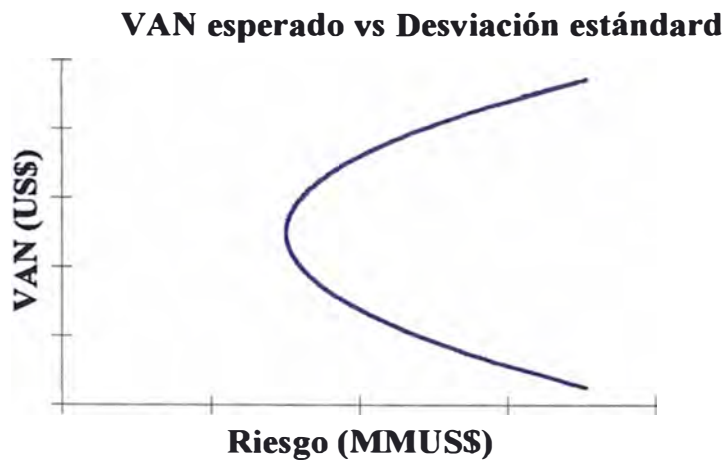


figura 3.2: Relación de Rentabilidad y Riesgo

El valor actual neto esperado VAN del resultado operacional, definido como el valor presente de los beneficios netos del contrato será creciente con el nivel de compromisos mientras que el riesgo disminuirá primero para luego crecer y con el valor esperado del resultado operacional, existe un punto de mínimo riesgo que representa el menor volumen de compromisos factible de ser elegido.

Los contratos deben orientarse a los clientes libres por la flexibilidad de los contratos y por cuanto en ellos se puede tener mayor margen de ganancia en la facturación de potencia en punta y fuera de punta, además en este segmento del mercado se dará la competencia mas fuerte entre los suministradores y es donde estarán las mayores oportunidades de crecimiento que harán posible rentar proyectos energéticos especialmente los proyectos mineros que en el país serán los potenciales clientes libres en el sector eléctrico.

3.6.1 Estrategia de ventas al mercado libre En la estrategia de la comercialización en el segmento de clientes libres se deben valorar los siguientes elementos:

El suministro debe ser dado a precios competitivos

La continuidad y calidad del abastecimiento

El nivel de atención prestado al cliente

Cercanía de la fuente de generación al cliente, este elemento es valorado por los clientes libres; de alguna manera se debe difundir la idea que independientemente de la ubicación del centro de generación se puede suministrar energía en cualquier barra del sistema, la ventaja comparativa de algunos generadores puede estar en los peajes secundarios en caso de existir estos pero que pueden ser contrarrestados con las ventajas competitivas que las empresas eficientes están comprometidas a desarrollar ante la intensidad de la competencia que se tendrá en este segmento.

Los generadores deben de lograr tener ventajas competitivas entre las que podemos mencionar:

- deben de orientarse al cliente, identificar necesidades asociadas al suministro de energía, identificar fuentes de creación de valor en la relación comercial.
- deben acercarse al cliente, actuar sobre los canales de comunicación.
- la empresa debe prepararse para competir, entrenar al personal en contacto con el cliente, mejorar la coordinación interna y la comunicación.

- actuar sobre la calidad del servicio, ajustar los estándares de calidad a los requerimientos del cliente, evaluar permanentemente el nivel de satisfacción del cliente.
- debe agregarse valores útiles al cliente en el servicio no sólo vender energía, brindar servicios de mantenimiento y operación de instalaciones eléctricas de los clientes.

3.6.2 Ventas al mercado SPOT Las ventas en el mercado SPOT quedan determinadas por el despacho económico del COES-SIN de tal forma que se tendrá ingresos en este segmento del mercado siempre y cuando en el sistema se encuentre operando otra planta con costo variable mayor. Para tener acceso a esta oportunidad de negocio la planta debe tener el menor costo variable de operación de tal manera que sea despachada en base.

Pronóstico Global de Energía y Potencia - Escenario Medio

	Sistema Interconectado Centro Norte				Sistema Interconectado Sur				Sistema Interconectado Nacional			
	Energía	Potencia		Crecimiento	Energía	Potencia		Crecimiento	Energía	Potencia		Crecimiento
	GWh	MW	Fact. Carga	Energía	GWh	MW	Fact. Carga	Energía	GWh	MW	Fact. Carga	Energía
1998	13,573	2,107	73.55%		2,652	419	72.32%		13,573	2,107	73.55%	
1999	14,609	2,255	73.94%	7.63%	3,213	495	74.03%	21.16%	14,609	2,255	73.94%	7.63%
2000	16,150	2,491	74.00%	10.55%	3,698	570	74.03%	15.07%	17,382	3,061	64.82%	18.99%
2001	17,453	2,697	73.88%	8.07%	4,167	588	80.91%	12.71%	21,621	3,285	75.14%	24.38%
2002	18,502	2,800	75.44%	6.01%	4,709	697	77.11%	12.99%	23,211	3,497	75.77%	7.36%
2003	19,237	2,915	75.33%	3.97%	4,837	708	77.96%	2.73%	24,075	3,624	75.84%	3.72%
2004	21,430	3,244	75.41%	11.40%	4,970	720	78.80%	2.74%	26,400	3,964	76.03%	9.66%
2005	23,026	3,484	75.44%	7.45%	5,107	741	78.66%	2.75%	28,133	4,225	76.00%	6.56%
2006	24,149	3,659	75.33%	4.88%	5,248	763	78.51%	2.77%	29,397	4,422	75.88%	4.50%
2007	25,331	3,843	75.24%	4.89%	5,394	786	78.37%	2.78%	30,725	4,629	75.77%	4.52%

Cuadro N°3.1

Pronóstico de Energía y Potencia en el SICN - Escenario medio

		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Energía											
Pronóstico Econométrico	GWh	9548	10139	10728	11277	11834	12411	13011	13634	14280	14952
Recuperación de algunas pérdidas no técnicas	GWh	156	190	258	312	350	369	369	369	369	369
Suma parcial	GWh	9704	10329	10986	11589	12184	12781	13380	14003	14650	15321
Pérdidas de distribución	%	13%	12%	11%	11%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
	GWh	1450	1408	1358	1360	1354	1420	1487	1556	1628	1702
Entrada a nivel de distribución	GWh	11154	11737	12344	12949	13537	14201	14867	15559	16277	17024
Pérdidas de distribución	%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%
	GWh	840	883	929	975	1019	1069	1119	1171	1225	1281
Entrada al nivel de transmisión	GWh	11994	12621	13273	13923	14556	15270	15986	16730	17503	18305
Autoprodutores	GWh	1355	1430	1446	1462	1479	1495	1512	1529	1547	1564
Industrias y proyectos	GWh	224	558	1431	2068	2467	2472	3931	4766	5100	5461
Suma	GWh	13573	14609	16150	17453	18502	19237	21430	23026	24149	25331
Potencia											
Entrada al nivel de transmisión	GWh	11994	12621	13273	13923	14556	15270	15986	16730	17503	18305
Factor de carga		72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%
Potencia	MW	1891	1990	2093	2195	2295	2408	2521	2638	2760	2886
Autoprodutores	MW	200	229	232	234	237	240	242	245	248	251
Industrias y proyectos	MW	36	59	190	291	291	292	505	626	677	732
Factor de Simultaneidad		90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%
Demanda	MW	2107	2255	2491	2697	2800	2915	3244	3484	3659	3843
Factor de Carga		73.5%	73.9%	74.0%	73.9%	75.4%	75.3%	75.4%	75.4%	75.3%	75.2%

Cuadro N°3.2

Pronóstico de Energía y Potencia en el SISUR - Escenario Medio

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Proyección de Energía GWh										
Energía mineros	1596	2015	2443	2853	3336	3402	3470	3540	3610	3683
Energía otros	419	533	559	587	614	641	670	700	732	765
Regulados	637	666	696	727	760	794	830	867	906	947
Total	2652	3213	3698	4167	4709	4837	4970	5107	5248	5394
Proyección de Potencia MW										
Energía mineros	230	279	344	351	449	449	449	458	467	476
Energía otros	87	111	116	122	127	133	139	145	152	159
Regulados	101	106	111	116	121	126	132	138	144	151
Total	419	495	570	588	697	708	720	741	763	786
Factor de carga	72.3%	74.0%	74.0%	80.9%	77.1%	78.0%	78.8%	78.7%	78.5%	78.4%

Cuadro N°3.3

Pronóstico Global de Energía y Potencia - Escenario Bajo

	Sistema Interconectado Centro Norte				Sistema Interconectado Sur				Sistema Interconectado Nacional			
	Energía	Potencia		Crecimiento	Energía	Potencia		Crecimiento	Energía	Potencia		Crecimiento
	GWh	MW	Fact. Carga	Energía	GWh	MW	Fact. Carga	Energía	GWh	MW	Fact. Carga	Energía
1998	13,402	2,080	73.56%		2,652	419	72.32%		13,402	2,080	73.56%	
1999	14,137	2,181	73.99%	5.48%	3,213	495	74.03%	21.16%	14,137	2,181	73.99%	5.48%
2000	15,401	2,373	74.08%	8.94%	3,677	566	74.11%	14.43%	16,626	2,939	64.57%	17.61%
2001	16,409	2,524	74.22%	6.55%	4,124	580	81.17%	12.17%	20,534	3,104	75.52%	23.50%
2002	17,111	2,584	75.60%	4.28%	4,645	685	77.36%	12.62%	21,756	3,269	75.97%	5.95%
2003	17,512	2,647	75.53%	2.34%	4,751	693	78.31%	2.28%	22,263	3,339	76.11%	2.33%
2004	18,826	2,840	75.68%	7.50%	4,859	700	79.26%	2.28%	23,685	3,540	76.39%	6.39%
2005	19,381	2,926	75.61%	2.95%	4,971	716	79.21%	2.29%	24,352	3,642	76.32%	2.81%
2006	20,108	3,038	75.54%	3.75%	5,084	733	79.15%	2.29%	25,192	3,772	76.25%	3.45%
2007	20,868	3,156	75.48%	3.78%	5,201	751	79.10%	2.29%	26,069	3,907	76.17%	3.48%

Cuadro N°3.4

Pronóstico de Energía y Potencia en el SICN - Escenario bajo

		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Energía											
Pronóstico Econométrico	GWh	9410	9753	10110	10474	10801	11100	11404	11714	12028	12347
Recuperación de algunas pérdidas no técnicas	GWh	156	189	256	307	343	361	361	361	361	361
Suma parcial	GWh	9566	9942	10366	10782	11144	11461	11765	12075	12389	12708
Pérdidas de distribución	%	13%	12%	11%	11%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
	GWh	1429	1356	1281	1265	1238	1273	1307	1342	1377	1412
Entrada a nivel de distribución	GWh	10996	11298	11647	12047	12382	12735	13073	13416	13765	14120
Pérdidas de distribución	%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%
	GWh	828	850	877	907	932	959	984	1010	1036	1063
Entrada al nivel de transmisión	GWh	11824	12149	12524	12953	13314	13693	14057	14426	14801	15183
Autoprodutores	GWh	1355	1430	1446	1462	1479	1495	1512	1529	1547	1564
Industrias y proyectos	GWh	224	558	1431	1993	2318	2323	3257	3426	3759	4121
Suma	GWh	13402	14137	15401	16409	17111	17512	18826	19381	20108	20868
Potencia											
Entrada al nivel de transmisión	GWh	11824	12149	12524	12953	13314	13693	14057	14426	14801	15183
Factor de carga		72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%
Potencia	MW	1864	1916	1975	2042	2099	2159	2216	2275	2334	2394
Autoprodutores	MW	200	229	232	234	237	240	242	245	248	251
Industrias y proyectos	MW	36	59	190	271	271	272	405	431	482	537
Factor de Simultaneidad		90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%
Demanda	MW	2080	2181	2373	2524	2584	2647	2840	2926	3038	3156
Factor de Carga		73.6%	74.0%	74.1%	74.2%	75.6%	75.5%	75.7%	75.6%	75.5%	75.5%

Cuadro N°3.5

Pronóstico de Energía y Potencia en el SISUR - Escenario Bajo

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Proyección de Energía GWh										
Energía mineros	1596	2015	2443	2853	3336	3402	3470	3540	3610	3683
Energía otros	419	533	548	565	582	599	617	636	655	675
Regulados	637	666	686	706	728	749	772	795	819	843
Total	2652	3213	3677	4124	4645	4751	4859	4971	5084	5201
Proyección de Potencia MW										
Energía mineros	230	279	344	351	449	449	449	458	467	476
Energía otros	87	111	114	117	121	124	128	132	136	140
Regulados	101	106	109	112	116	119	123	126	130	134
Total	419	495	566	580	685	693	700	716	733	751
Factor de carga	72.3%	74.0%	74.1%	81.2%	77.4%	78.3%	79.3%	79.2%	79.2%	79.1%

Cuadro N°3.6

Pronóstico Global de Energía y Potencia - Escenario Alto

	Sistema Interconectado Centro Norte				Sistema Interconectado Sur				Sistema Interconectado Nacional			
	Energía	Potencia		Crecimiento	Energía	Potencia		Crecimiento	Energía	Potencia		Crecimiento
	GWh	MW	Fact. Carga	Energía	GWh	MW	Fact. Carga	Energía	GWh	MW	Fact. Carga	Energía
1998	13,811	2,144	73.53%		2,652	419	72.32%		13,811	2,144	73.53%	
1999	14,880	2,298	73.91%	7.74%	3,213	495	74.03%	21.16%	14,880	2,298	73.91%	7.74%
2000	16,527	2,551	73.97%	11.07%	3,713	573	73.99%	15.55%	17,764	3,124	64.92%	19.39%
2001	18,106	2,812	73.50%	9.56%	4,200	594	80.76%	13.11%	22,306	3,406	74.76%	25.56%
2002	19,354	2,929	75.44%	6.89%	4,763	707	76.93%	13.41%	24,117	3,636	75.73%	8.12%
2003	21,162	3,200	75.50%	9.34%	4,915	722	77.69%	3.20%	26,077	3,922	75.90%	8.13%
2004	23,246	3,515	75.49%	9.85%	5,074	739	78.42%	3.23%	28,320	4,254	76.00%	8.60%
2005	24,345	3,687	75.37%	4.73%	5,240	765	78.19%	3.26%	29,584	4,452	75.86%	4.46%
2006	25,651	3,891	75.26%	5.36%	5,412	793	77.96%	3.30%	31,063	4,683	75.71%	5.00%
2007	26,030	3,948	75.26%	1.48%	5,593	821	77.73%	3.33%	31,622	4,770	75.68%	1.80%

Cuadro N°3.7

Pronóstico de Energía y Potencia en el SICN - Escenario alto

		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Energía											
Pronóstico Econométrico	GWh	9741	10360	11037	11724	12355	13052	13782	14545	15345	15345
Recuperación de algunas pérdidas no técnicas	GWh	156	190	260	315	355	375	375	375	375	375
Suma parcial	GWh	9897	10551	11298	12039	12710	13427	14157	14920	15719	15719
Pérdidas de distribución	%	13%	12%	11%	11%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
	GWh	1479	1439	1396	1412	1412	1492	1573	1658	1747	1747
Entrada a nivel de distribución	GWh	11376	11989	12694	13451	14122	14919	15730	16578	17466	17466
Pérdidas de distribución	%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%
	GWh	856	902	955	1012	1063	1123	1184	1248	1315	1315
Entrada al nivel de transmisión	GWh	12232	12892	13649	14464	15185	16042	16914	17826	18781	18781
Autoproductores	GWh	1355	1430	1446	1462	1479	1495	1512	1529	1547	1564
Industrias y proyectos	GWh	224	558	1431	2180	2690	3624	4820	4990	5323	5684
Suma	GWh	13811	14880	16527	18106	19354	21162	23246	24345	25651	26030
Potencia											
Entrada al nivel de transmisión	GWh	12232	12892	13649	14464	15185	16042	16914	17826	18781	18781
Factor de carga		72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%
Potencia	MW	1929	2033	2152	2281	2394	2529	2667	2811	2961	2961
Autoproductores	MW	200	229	232	234	237	240	242	245	248	251
Industrias y proyectos	MW	36	59	190	321	321	454	630	656	707	762
Factor de Simultaneidad		90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%
Demanda	MW	2144	2298	2551	2812	2929	3200	3515	3687	3891	3948
Factor de Carga		73.5%	73.9%	74.0%	73.5%	75.4%	75.5%	75.5%	75.4%	75.3%	75.3%

Cuadro N°3.8

Pronóstico de Energía y Potencia en el SISUR - Escenario Alto

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Proyección de Energía GWh										
Energía mineros	1596	2015	2443	2853	3336	3402	3470	3540	3610	3683
Energía otros	419	533	564	598	634	672	713	755	801	849
Regulados	637	666	706	748	793	841	891	945	1001	1061
Total	2652	3213	3713	4200	4763	4915	5074	5240	5412	5593
Proyección de Potencia MW										
Energía mineros	230	279	344	351	449	449	449	458	467	476
Energía otros	87	111	117	124	132	140	148	157	166	176
Regulados	101	106	112	119	126	134	142	150	159	169
Total	419	495	573	594	707	722	739	765	793	821
Factor de carga	72.3%	74.0%	74.0%	80.8%	76.9%	77.7%	78.4%	78.2%	78.0%	77.7%

Cuadro N°3.9

Centrales Hidraulicas Existentes

Descripción	Potencia Efectiva MW	Caudal Turbinable m3/seg	Rendimiento kWh/m3
Cahua	41,5	21,1	0,546
Cañón del Pato	135,0	43,2	0,868
Carhuaquero	75,0	19,5	1,068
Mantaro	580,0	89,5	1,804
Restitución	200,0	89,3	0,622
Callahuanca	71,0	18,2	1,084
Huampaní	29,0	16,8	0,479
Huinco	240,0	23,3	2,863
Matucana	120,0	14,3	2,331
Moyopampa	60,0	16,9	0,986
Malpaso	44,0	66,0	0,185
Oroya	9,0	6,3	0,397
Pachachaca	12,0	8,4	0,397
Yaupi	100,0	24,6	1,157
Gallito Ciego	34	40	0.236
Pariac	5.2		
Charcani I	1.3	7.6	0.048
Charcani II	0.6	6	0.028
Charcani III	4.1	10	0.114
Charcani IV	14.8	13.8	0.298
Charcani V	135	24	1.563
Charcani VI	8.8	15	0.163
Aricota I	23	4.5	1.421
Aricota II	11.9	4.5	0.735

Cuadro N°3.10

Centrales Térmicas Existentes

Descripción	Potencia Efectiva MW	Combustible	Rendimiento kg/kWh
TG. Chimbote	58,7	Diesel 2	0,346
TG. Trujillo	19,9	Diesel 2	0,343
TG. Piura	20,4	Diesel 2	0,319
TG. Santa Rosa UTI	100,3	Diesel 2	0,287
TG. Santa Rosa BBC	36,6	Diesel 2	0,472
GD. Piura	22,4	Diesel 2	0,231
GD. Chiclayo	24,0	Diesel 2	0,231
GD. Sullana	7,6	Diesel 2	0,241
GD. Paita	7.9	Diesel 2	0,238
TG. Ventanilla 1	90.9	Diesel 2	0,280
TG. Ventanilla 2	94.2	Diesel 2	0,275
TG. Ventanilla 3	154.3	Diesel 2	0,230
TG. Ventanilla 4	153.8	Diesel 2	0,232
TV. Trupal	11	PIAV	0,549
TG. Malacas	31,0	Diesel 2	0.329
TG. Natural Malacas	96	Gas Natural	11.16
TG. Natural Aguaytía	155.5	Gas Natural	11.879
Dolorespata	12.2	Diesel 2	0.273
Taparachi	1.1	Diesel 2	0.271
Taparachi	4.4	Diesel 2	0.263
Bellavista	3.6	Diesel 2	0.263
Bellavista	2.3	Diesel 2	0.271
Chilina	8	Residual R500	0.474
Chilina	10	Residual R500	0.438
CC Chilina	20	Diesel 2	0.29
MD Chilina	10.4	Mezcla	0.226
MD Tacna	2.5	Diesel 2	0.248
MD Calana	25.6	Residual R6	0.217
ILO 2	21	Vapor	4.536
ILO 3	55	Vapor	0.298
ILO 4	56	Residual R500	0.339
MD ILO + TG ILO	3.3 / 37	Diesel 2	0.205/0.285

Cuadro N°3.11

Programa De Obras 1998-2005

Fecha	Proyecto
Nov-98	Carhuaquero 12MW Compromiso de Privatización EGENOR
Setiembre 1999	Mollendo2 TG 70MW Inversión
Oct-99	TG Norte 50MW Inversión
Nov-99	Cañón del Pato 90MW Compromiso de Privatización EGENOR
Ene-00	Yanango 42MW Inversión SIMSA
Ene-00	San Gabán 105MW Inversión del Estado
Mar-00	Mantaro 20MW cambio de rodetes
May-00	Marca III Inversión SEDAPAL - EDEGEL
Jul-00	Aguaytía 80MW Inversión (Mayor reserva de gas)
Jul-00	Tractebel 123MW compromiso de Enerperú con Southern
Setiembre 2000	Machupicchu x 140 MW Reconstrucción
Setiembre 2000	INTERCONEXION DEL SICN Y SISUR
Dic-00	Tractebel x 123MW compromiso de Enerperú con Southern
Ene-01	Chimay 140 MW Inversión SIMSA
Jul-01	Tarucani 50MW Inversión
Ene-02	Marca II Inversión SEDAPAL
Ene-02	Ocoña 141 MW Inversión
May-02	Yuncán 130MW Inversión del estado
Ene-04	Llegada del Gas de Camisea
Ene-04	Conversión de TG3 y TG 4 Ventanilla a Gas Natural
Ene-04	Ciclo Simple GT24-1: Central en Estudio
Ene-05	Conversión a Ciclo Combinado Ventanilla 450MW
Ene-05	Conversión a Ciclo Combinado Central en Estudio 248MW
2006	Centrales de largo plazo

Cuadro N° 3.12

Balance de Potencia - Energía sin el Ciclo Combinado KA24-1

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
CENTRALES HIDROELECTRICAS										
Mantaro - Restitución	780	780	800	800	800	800	800	800	800	800
Edegel	520	520	520	520	520	520	520	520	520	520
Egenor	210	327	327	327	327	327	327	327	327	327
Cahua	41.5	41.5	41.5	41.5	41.5	41.5	41.5	41.5	41.5	41.5
Electroandes	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165
Curumuy - G.Ciego	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36
Yanango			42	42	42	42	42	42	42	42
Chimay				141	141	141	141	141	141	141
Yuncán					130	130	130	130	130	130
Charcani 1-2-3-4-5-6			165	165	165	165	165	165	165	165
Aricota 1 - 2			35	35	35	35	35	35	35	35
San Gabán			105	105	105	105	105	105	105	105
Machupicchu			140	140	140	140	140	140	140	140
Tarucani				50	50	50	50	50	50	50
Ocoña					141	141	141	141	141	141
Total hidraulico MW	1753	1870	2377	2568	2839	2839	2839	2839	2839	2839
Total hidraulico GWh	12282	13101	16655	17993	19892	19892	19892	19892	19892	19892
CENTRALES TERMOELECTRICAS										
Trujillo	19.9	19.9	19.9	19.9	19.9	19.9	19.9	19.9	19.9	19.9
Chimbote	58.7	58.7	58.7	58.7	58.7	58.7	58.7	58.7	58.7	58.7
Tgpiura	20.4	20.4	20.4	20.4	20.4	20.4	20.4	20.4	20.4	20.4
UTI S.rosa	103.2	103.2	103.2	103.2	103.2	103.2	103.2	103.2	103.2	103.2
BBC S.rosa	36.6	36.6	36.6	36.6	36.6	36.6	36.6	36.6	36.6	36.6
Diesel piura	22.3	22.3	22.3	22.3	22.3	22.3	22.3	22.3	22.3	22.3
Diesel chiclayo	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
Diesel sullana	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6
Diesel paita	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9
TGventanilla1	90.9	90.9	90.9	90.9	90.9	90.9	90.9	90.9	90.9	90.9
TGventanilla2	94.2	94.2	94.2	94.2	94.2	94.2	94.2	94.2	94.2	94.2
TGventanilla3	154.3	154.3	154.3	154.3	154.3	154.3	154.3	154.3	154.3	154.3
TGventanilla4	153.8	153.8	153.8	153.8	153.8	153.8	153.8	153.8	153.8	153.8
TGWestinghouse	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
TGNTalara Malacas	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46
Tvirupal	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
TGN Aguaytía	155	155	235	235	235	235	235	235	235	235
TGNTalara96	96.6	96.6	96.6	96.6	96.6	96.6	96.6	96.6	96.6	96.6
TVShougang	54.7	54.7	54.7	54.7	54.7	54.7	54.7	54.7	54.7	54.7
TGN Norte		50	50	50	50	50	50	50	50	50
TG Natural GT24							0			
Ciclo Combinado KA24-1								0	0	0
Plantas de Largo Plazo 1								450	450	450
Plantas de Largo Plazo 2								70	240	425

Cuadro N°3.13

Cuadro N°3.13
Balance de Potencia - Energía sin el Ciclo Combinado KA24-1

Dolorespata			12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2
Taparachi -1			1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
Taparachi -2			4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4
Bellavista -1			3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6
Bellavista -2			2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3
MD Calana			25.6	25.6	25.6	25.6	25.6	25.6	25.6	25.6
TV Chulina -2			8	8	8	8	8	8	8	8
TV Chulina -3			10	10	10	10	10	10	10	10
CC Chulina			20	20	20	20	20	20	20	20
MD Chulina			10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4
MD Tacna			2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
TV ILO -2			21	21	21	21	21	21	21	21
TV ILO-3A			10	10	10	10	10	10	10	10
TV ILO-3B			45	45	45	45	45	45	45	45
TV ILO-4			56	56	56	56	56	56	56	56
MD ILO-1			3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3
TG ILO-1			37	37	37	37	37	37	37	37
TG ILO-2			40	40	40	40	40	40	40	40
Mollendo -1			30	30	30	30	30	30	30	30
Mollendo -2			70	70	70	70	70	70	70	70
TV ILO-5			123.2	123.2	123.2	123.2	123.2	123.2	123.2	123.2
TV ILO-6			123.3	123.3	123.3	123.3	123.3	123.3	123.3	123.3
Total Térmico MW	1277	1327	2066	2066	2066	2066	2066	2278	2448	2633
Total Térmico GWh	7272	7557	11764	11764	11764	11764	11764	12970	13938	14992
BALANCE										
Total Oferta MW	3030	3197	4443	4634	4905	4905	4905	5116	5286	5471
Total Oferta GWh	19553	20658	28418	29757	31656	31656	31656	32863	33831	34884
Total Demanda MW	2107	2255	3061	3285	3497	3624	3964	4225	4422	4629
Total Demanda GWh	13573	14609	17382	21621	23211	24075	26400	28133	29397	30725
Superávit/Déficit	923	941	1381	1349	1408	1281	941	891	864	842
Potencia	44%	42%	45%	41%	40%	35%	24%	21%	20%	18%
Superávit/Déficit	5981	6049	11036	8136	8445	7581	5256	4730	4433	4159
Energía	44%	41%	63%	38%	36%	31%	20%	17%	15%	14%

Cuadro N°3.13 Continuación

Balance de Potencia - Energía con el Ciclo Combinado KA24-1

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
CENTRALES HIDROELECTRICAS										
Mantaro - Restitución	780	780	800	800	800	800	800	800	800	800
Edegel	520	520	520	520	520	520	520	520	520	520
Egenor	210	327	327	327	327	327	327	327	327	327
Cahua	41.5	41.5	41.5	41.5	41.5	41.5	41.5	41.5	41.5	41.5
Electroandes	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165
Curumuy - G.Ciego	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36
Yanango			42	42	42	42	42	42	42	42
Chimay				141	141	141	141	141	141	141
Yuncán					130	130	130	130	130	130
Charcani 1-2-3-4-5-6			165	165	165	165	165	165	165	165
Aricota 1 - 2			35	35	35	35	35	35	35	35
San Gabán			105	105	105	105	105	105	105	105
Machupicchu			140	140	140	140	140	140	140	140
Tarucani				50	50	50	50	50	50	50
Ocoña					141	141	141	141	141	141
Total hidraulico MW	1753	1870	2377	2568	2839	2839	2839	2839	2839	2839
Total hidraulico GWh	12282	13101	16655	17993	19892	19892	19892	19892	19892	19892
CENTRALES TERMOELECTRICAS										
Trujillo	19.9	19.9	19.9	19.9	19.9	19.9	19.9	19.9	19.9	19.9
Chimbote	58.7	58.7	58.7	58.7	58.7	58.7	58.7	58.7	58.7	58.7
Tgpiura	20.4	20.4	20.4	20.4	20.4	20.4	20.4	20.4	20.4	20.4
UTI S.rosa	103.2	103.2	103.2	103.2	103.2	103.2	103.2	103.2	103.2	103.2
BBC S.rosa	36.6	36.6	36.6	36.6	36.6	36.6	36.6	36.6	36.6	36.6
Diesel piura	22.3	22.3	22.3	22.3	22.3	22.3	22.3	22.3	22.3	22.3
Diesel chiclayo	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
Diesel sullana	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6
Diesel paita	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9
TGventanilla1	90.9	90.9	90.9	90.9	90.9	90.9	90.9	90.9	90.9	90.9
TGventanilla2	94.2	94.2	94.2	94.2	94.2	94.2	94.2	94.2	94.2	94.2
TGventanilla3	154.3	154.3	154.3	154.3	154.3	154.3	154.3			
TGventanilla4	153.8	153.8	153.8	153.8	153.8	153.8	153.8			
TGWestinghouse	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
TGNTalara Malacas	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46
Tvtrupal	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
TGN Aguaytía	155	155	235	235	235	235	235	235	235	235
TGNTalara96	96.6	96.6	96.6	96.6	96.6	96.6	96.6	96.6	96.6	96.6
TVShougang	54.7	54.7	54.7	54.7	54.7	54.7	54.7	54.7	54.7	54.7
TGN Norte		50	50	50	50	50	50	50	50	50
TG Natural GT24							165			
Ciclo Combinado KA24-1								245	245	245
Plantas de Largo Plazo 1								450	450	450
Plantas de Largo Plazo 2								70	240	425

Cuadro N°3.14

Balance de Potencia - Energía con el Ciclo Combinado KA24-1

Dolorespata			12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2
Taparachi -1			1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
Taparachi -2			4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4
Bellavista -1			3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6
Bellavista -2			2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3
MD Calana			25.6	25.6	25.6	25.6	25.6	25.6	25.6	25.6
TV Chilina -2			8	8	8	8	8	8	8	8
TV Chilina -3			10	10	10	10	10	10	10	10
CC Chilina			20	20	20	20	20	20	20	20
MD Chilina			10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4
MD Tacna			2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
TV ILO -2			21	21	21	21	21	21	21	21
TV ILO-3A			10	10	10	10	10	10	10	10
TV ILO-3B			45	45	45	45	45	45	45	45
TV ILO-4			56	56	56	56	56	56	56	56
MD ILO-1			3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3
TG ILO-1			37	37	37	37	37	37	37	37
TG ILO-2			40	40	40	40	40	40	40	40
Mollendo -1			30	30	30	30	30	30	30	30
Mollendo -2			70	70	70	70	70	70	70	70
TV ILO-5			123.2	123.2	123.2	123.2	123.2	123.2	123.2	123.2
TV ILO-6			123.3	123.3	123.3	123.3	123.3	123.3	123.3	123.3
Total Térmico MW	1277	1327	2066	2066	2066	2066	2231	2523	2693	2878
Total Térmico GWb	7272	7557	11764	11764	11764	11764	12703	14365	15333	16387
BALANCE										
Total Oferta MW	3030	3197	4443	4634	4905	4905	5070	5361	5531	5716
Total Oferta GWb	19553	20658	28418	29757	31656	31656	32596	34258	35226	36279
Total Demanda MW	2107	2255	3061	3285	3497	3624	3964	4225	4422	4629
Total Demanda GWb	13573	14609	17382	21621	23211	24075	26400	28133	29397	30725
Superávit/Déficit	923	941	1381	1349	1408	1281	1106	1136	1109	1087
Potencia	44%	42%	45%	41%	40%	35%	28%	27%	25%	23%
Superávit/Déficit	5981	6049	11036	8136	8445	7581	6196	6125	5828	5554
Energía	44%	41%	63%	38%	36%	31%	23%	22%	20%	18%

Cuadro N°3.14 Continuación

CAPITULO IV INGENIERA DEL PROYECTO

La ingeniería del proyecto está relacionada con el tipo de combustible a ser usado así como también las configuraciones de tipos de centrales térmicas a implementarse, es decir si hablamos del gas natural como combustible las posibles configuraciones pueden ser de tipo ciclo simple ó ciclo combinado.

En este capítulo se analiza el gas natural del proyecto integral de Camisea como el combustible más barato que se tendrá en el mercado energético para la producción de energía eléctrica, se analiza las configuraciones de las plantas termoeléctricas ya sea en ciclo simple o ciclo combinado.

4.1 Planta termoeléctrica usando como combustible el gas natural Cuando se usa el gas natural como fuente de combustible para la generación eléctrica se debe tener presente que hay ciertos criterios que se deben tener presentes en la instalación de plantas en ciclos simples o ciclos combinados como la eficiencia de las plantas además de los tiempos de instalación en etapas del proyecto en el sistema eléctrico

4.1.1 Operación en ciclo simple y ciclo combinado Una planta eléctrica en operación ciclo simple consiste de un sistema de generación de energía compuesta por una turbina a gas y un generador eléctrico, una planta eléctrica en operación ciclo combinado consiste de dos sistemas de generación de energía

eléctrica, un sistema de turbinas a gas quemando gas o cualquier otro combustible que pueda ser usado con turbinas a gas y un sistema de turbinas a vapor usando vapor obtenido de los gases que son expulsados de la turbina a gas. Con las plantas a ciclo simple se tienen eficiencias del orden de 32% a 37.5% y con los ciclos combinados se tienen eficiencias de hasta 58%, información de las plantas con que cuenta ABB Power Generation, [11]. Como ejemplo de comparación de plantas de ciclo simple y ciclo combinado tenemos el modelo GT24 Advanced Cycle System de ABB Power Generation, que se muestra en la tabla 4.1

Tipos de ciclos	Ciclo Simple	Ciclo combinado
Características		Triple Presión Recalentado
Frecuencia Hz	60	60
Combustible	Gas natural	Gas natural
MW eléctricos brutos	183 *	271
% eficiencia eléctrica bruta	38.3	57.6
Heat rate bruto BTU/kWh	8910	5925
Heat rate bruto kJ/kWh	9934	6200

* Condiciones ISO, con inyección de agua

Tabla 4.1: Características de la TG24 ABB

El nombre de ciclo combinado es derivado de la integración de un ciclo de turbina a gas y un ciclo de turbina a vapor en un sistema que es usado para generar electricidad. Los gases que salen del ciclo de gas proporcionan la

energía usada en el ciclo vapor agua. El sistema de ciclo combinado es explicado mediante el siguiente gráfico:

El aire es tomado de la atmósfera a través de un sistema de filtración e introducido a las etapas del compresor de la turbina a gas, aquí es comprimido antes de entrar al cámara de combustión. El combustible es rociado dentro de la cámara, es mezclado con el aire comprimido y quemados iniciando el proceso de combustión. La presión de los gases mueven a la turbina de gas y ésta al rotor del generador eléctrico produciendo energía eléctrica en los bornes terminales del generador eléctrico. Los residuos de gases calientes salen de la turbina a gas a través de ductos de escape y entran a un recuperador de calor - generador de vapor (Heat Recovery Steam Generator HRSG). La función del HRSG es recuperar la energía térmica disponible de los gases y transferirlos a un ciclo agua - vapor. Los gases enfriados son luego liberados a la atmósfera. El HRSG consiste de una combinación de tres diferentes secciones de cambiadores de calor, el agua a presión entra a la parte menos caliente del HRSG a través de un economizador donde es calentado a una temperatura casi debajo de la temperatura de saturación antes de ser convertida en vapor en un evaporador, el vapor saturado es luego calentado en un supercalentador desde donde el vapor es alimentado a la turbina de vapor, el vapor expandido en las etapas de la turbina convierte la energía térmica en energía mecánica y mueven a la turbina generador para producir la energía eléctrica. Al salir de la turbina a vapor el vapor de menor grado es condensado a agua en un condensador donde un sistema de enfriamiento es usado para remover el calor latente, el agua

condensada es luego bombeada a través de bombas hacia un tanque de almacenamiento de agua donde cualquier gas incondensable es removido por calentamiento con el vapor de mayor grado extraído de la turbina a vapor, el agua sale del tanque de almacenamiento y es bombeada al HRSG.

La figura N°4.1, muestra los ciclos de gas y vapor en una gráfico de temperatura entropía

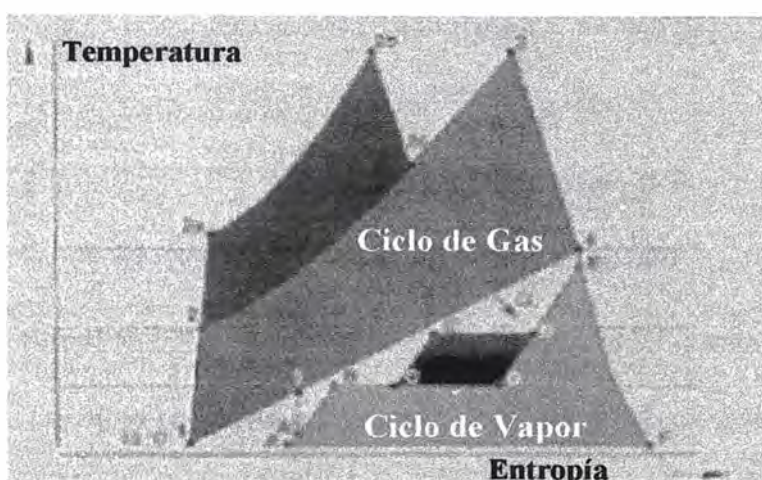


figura N°4.1: Ciclos de Gas y Vapor en el Ciclo Combinado

Fuente: ABB Power Generation

Elaboración: Propia

El ciclo de turbina a gas es representada por el área 1-2-3-4-1 de 1 a 2 es la compresión de la turbina a gas, de 2-3 el proceso de combustión y de 3-4 la expansión de los gases calientes comprimidos en la turbina. En 4 los gases calientes expulsados entran al HRSG. El ciclo de vapor es representado por el área A-A'-B-C-D-E-F-A. De A hacia E representa el HRSG con A' hacia B el economizador, de B a D el evaporador y de D a E el supercalentador, en E vapor supercalentado entra a la turbina de vapor antes de ser expandida de E a

F y condensado luego a agua de F a A en el condensador, el tanque de almacenamiento de agua es representada por A-A'.

Los requerimientos de emisión de Oxido Nitroso NO_x, Oxido Sulfúrico SO₂, y CO₂ Gas Carbónico son legislados, hay normalmente un límite de emisión de NO_x los cuales se pueden controlar inyectando en el combustor agua o vapor con lo cual se controla en nivel de emisión pero se afecta el trabajo de la turbina a gas y se incrementa el consumo de agua como consecuencia de ello se incrementa el costo del ciclo. Para el gas natural como combustible, en la actualidad ABB tiene un quemador ecológico y una tecnología de combustión secuencial que pueden alcanzar un nivel adecuado de emisión de NO_x sin la necesidad de inyección de agua o vapor en el combustor.

Con la tecnología avanzada de ABB, [12], es posible incrementar la eficiencia y la potencia sin incrementar la temperatura de la explosión de la combustión, la figura N°4.2, compara los ciclos de las turbinas ABB y las tecnologías secuenciales, en esta figura se representa el diagrama de temperatura vs entropía, con las planta GT24 de ABB a la misma temperatura incrementando la entropía se puede tener una mayor potencia y eficiencia térmica, para que pueda ser lograda estándares similares a los de ABB, las otras plantas deben necesariamente incrementar la temperatura con lo que los materiales usados en la turbina deben ser más caros por cuanto reciben una mayor temperatura

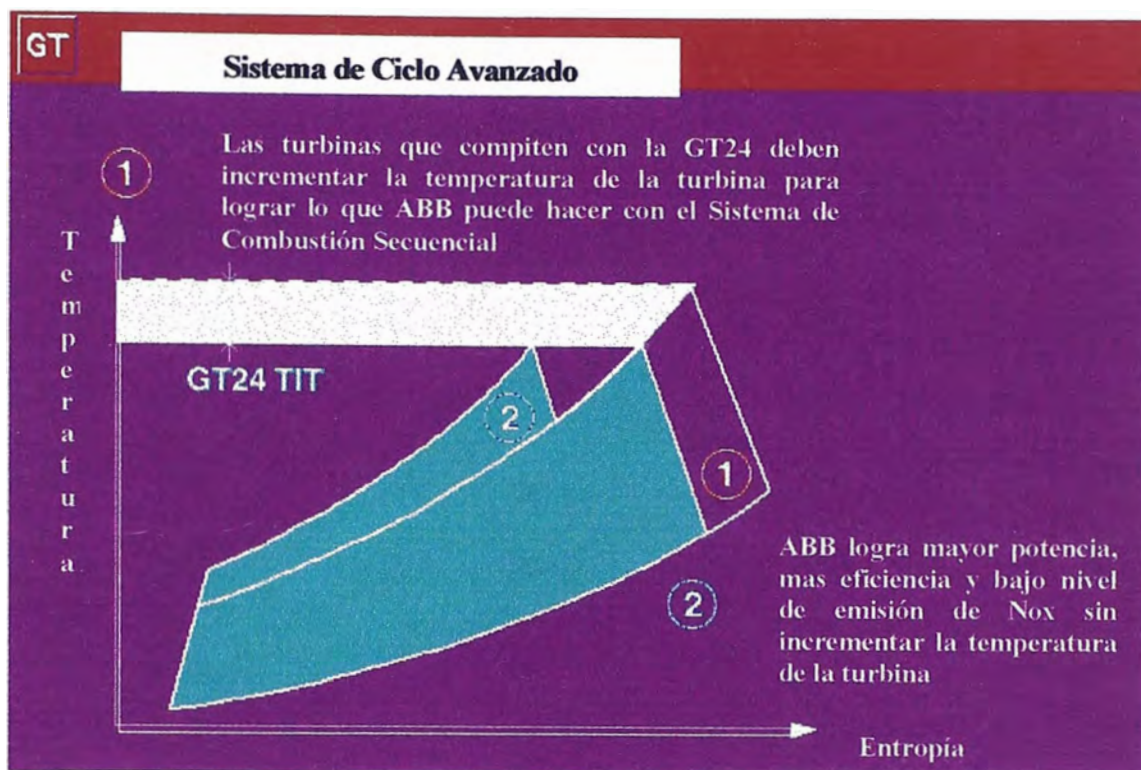


figura N°4.2: Comparación de ciclos termodinámicos: ABB y TG convencionales a gas

Fuente: ABB Power Generation

Elaboración: Propia

En la figura N°4.3 podemos observar el ciclo termodinámico alcanzado con la tecnología de combustión secuencial de ABB, en ésta, se muestra la relación de entalpía versus entropía, se aprecia que el ingreso del combustible se realiza en dos tiempos que le permiten lograr un mayor área representada por la figura geométrica 1234561 que se traduce en mayor potencia y eficiencia teniendo la misma temperatura que en la primera explosión, con lo que los materiales de la turbina no son sometidos a mayores esfuerzos térmicos.

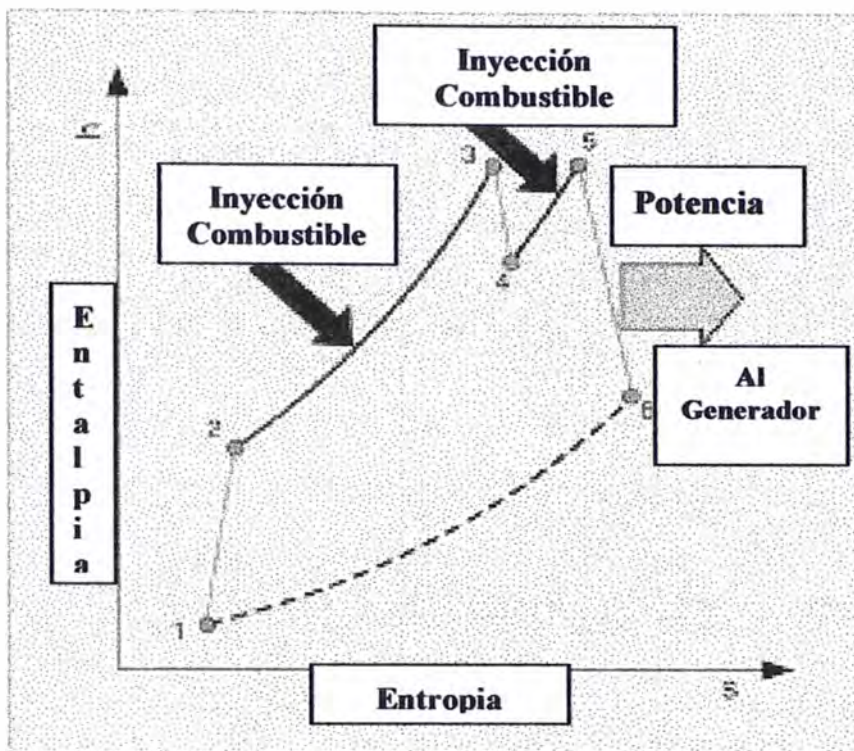


figura N°4.3: Ciclo termodinámico de la combustión secuencial

Fuente: ABB Power Generation

Elaboración: Propia

4.1.2 Características técnicas generales del Ciclo Combinado KA24-1

- **Ciclo de vapor con recalentamiento y presión doble**

En La figura N°4.4, se muestra el ciclo de vapor con recalentamiento doble

Alta eficiencia diseñado para alta flexibilidad de operación

Alta disponibilidad equivalente

Sin desvío de escape para turbina a gas

En esta figura, observamos el sistema de generación del vapor que se usa en la turbina a vapor, aprovechando los gases calientes provenientes de la combustión de la turbina a gas, el sistema de refrigeración del serpentín de agua que es

usado en el ciclo de vapor, así como el tanque de agua que hace posible su circulación.

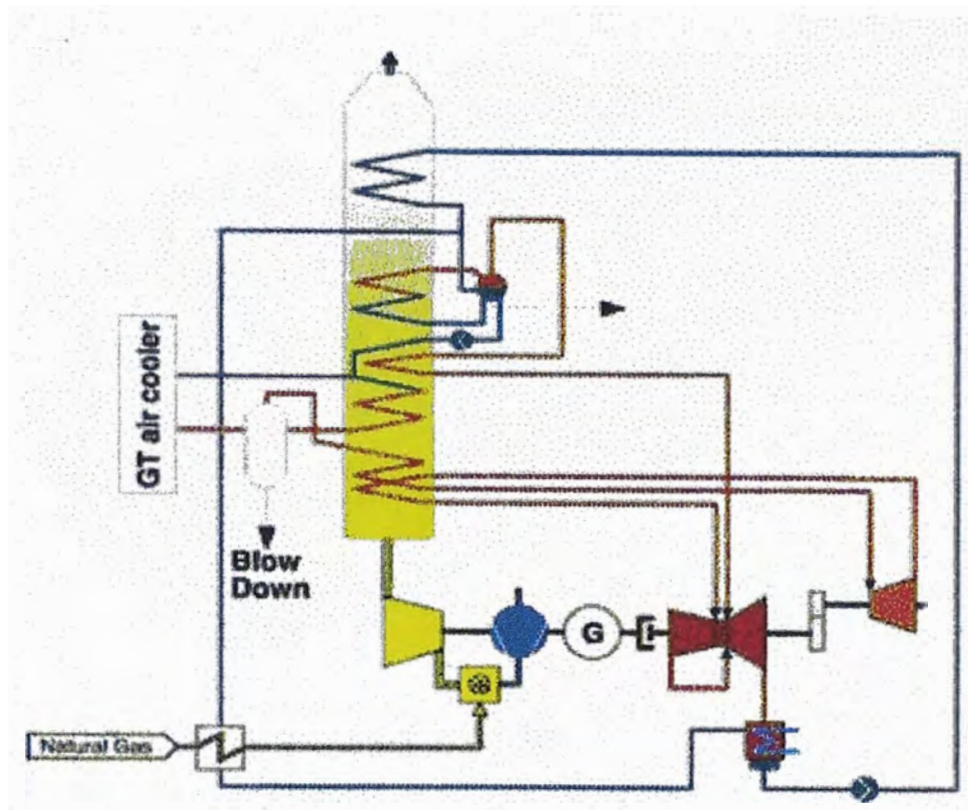


figura N°4.4: Ciclo de vapor con recalentamiento doble

Fuente: ABB

Elaboración: ABB

- **Combustión en serie para turbinas a gas de ABB**

La Turbina a gas de combustión secuencial GT24 de ABB, tiene los siguientes componentes:

Compresor

Combustor Ecológico EV Combustor

Combustor Secuencial SEV Combustor

La figura N°4.5, muestra las partes mas importantes de la turbina a gas:

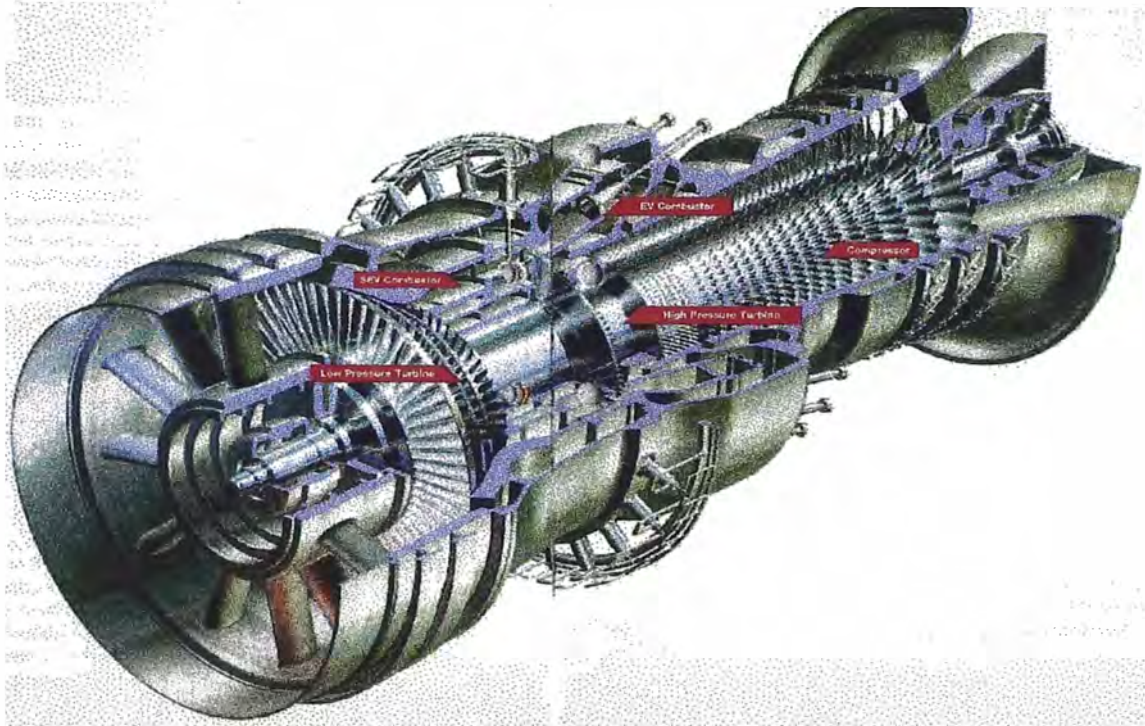


figura N°4.5: Turbina a gas GT24 ABB

Fuente: ABB

Elaboración: ABB

El compresor tiene 22 etapas de compresión, las 16 primeras etapas comprimen el aire en la relación 15:1, las siguientes seis comprimen en la relación 2:1. Con las tres paletas variables de regulación de ingreso de aire se mantiene la eficiencia de la operación y el nivel de emisión de NOx desde cargas parciales de 100% a 50%

En la figura N°4.6, se observa las etapas del compresor de la turbina a gas

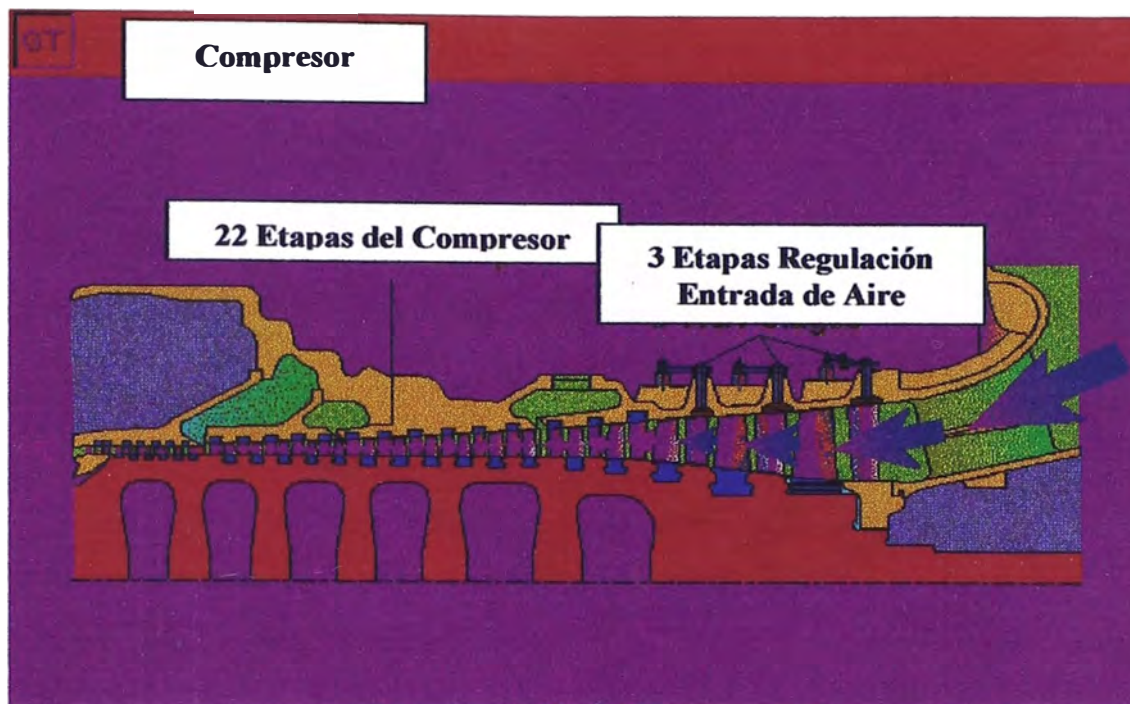


figura N°4.6: Etapas del compresor

Fuente: ABB

Elaboración: Propia

El combustor anular (figura N°4.7) tiene 30 quemadores ecológicos (figura 4.8a y 4.8b) EV Burner en configuración anular (formación de anillo), el aire es introducido en el quemador que tiene forma cónica a través de las ranuras axialmente (2 ranuras creando una corriente de remolino, el combustible es entonces adicionado a través de pequeños agujeros colocados a lo largo de las ranuras un flujo en forma de vórtice con alta velocidad axial se desarrolla dentro del cono asegurando que la mezcla de aire y combustible sea completa.

Debido al fenómeno de vórtice creado resulta una flama soportada en el espacio libre sin tener contacto con la parte metálica del quemador.



figura N°4.7: Combustor anular

Fuente: ABB

Preparación: ABB

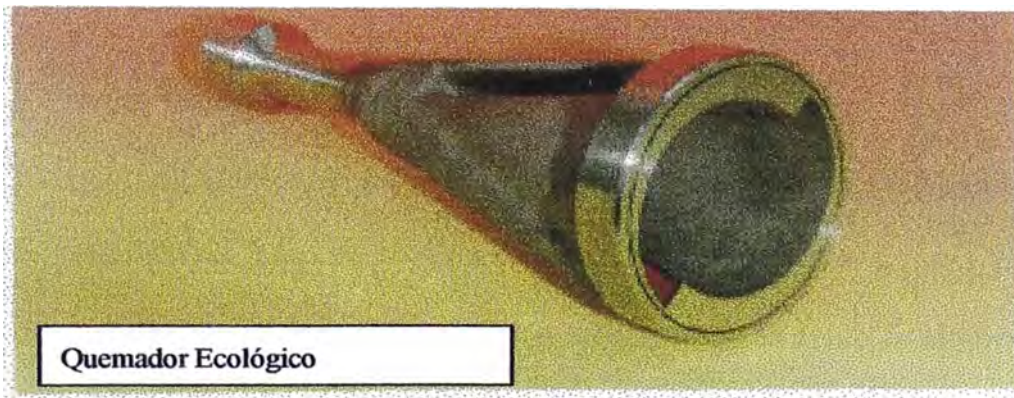


figura N°4.8a: Quemador ecológico

Fuente: ABB

Preparación: ABB

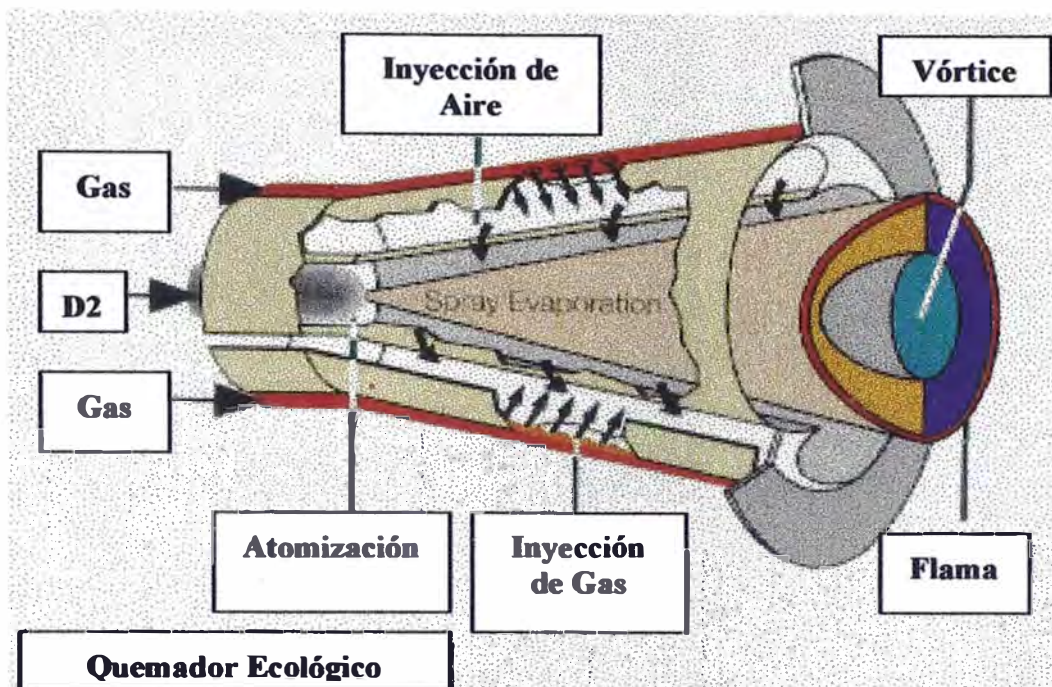


figura N°4.8b: Quemador Ecológico

Fuente. ABB

Elaboración: Propia

Para la combustión secuencial se utiliza 2 combustores que efectivamente distribuyen igualmente el calor a lo largo de la trayectoria de los gases calientes

Combustor Anular

En la figura N°4.9, se aprecia los dos combustores en anillo en la turbina a gas

La turbina tiene dos etapas (figura N°4.10), la primera etapa de las cuchillas es alimentada por el primer combustor mientras que el resto de las cuchillas de las turbinas es alimentada por el segundo combustor



figura N°4.9: Combustores en anillo

Fuente: ABB

Elaboración: ABB

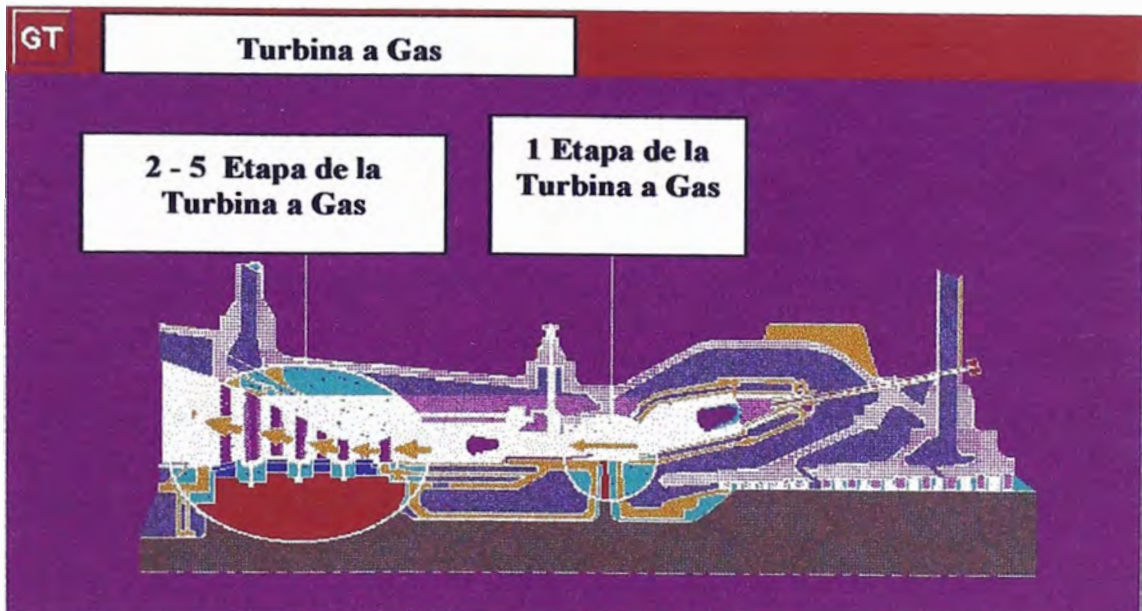


figura N°4.10: Etapas de la turbina a gas

Fuente: ABB

Elaboración: ABB

- **Caldera de recuperación monotubular de ABB (figura N°4.11)**

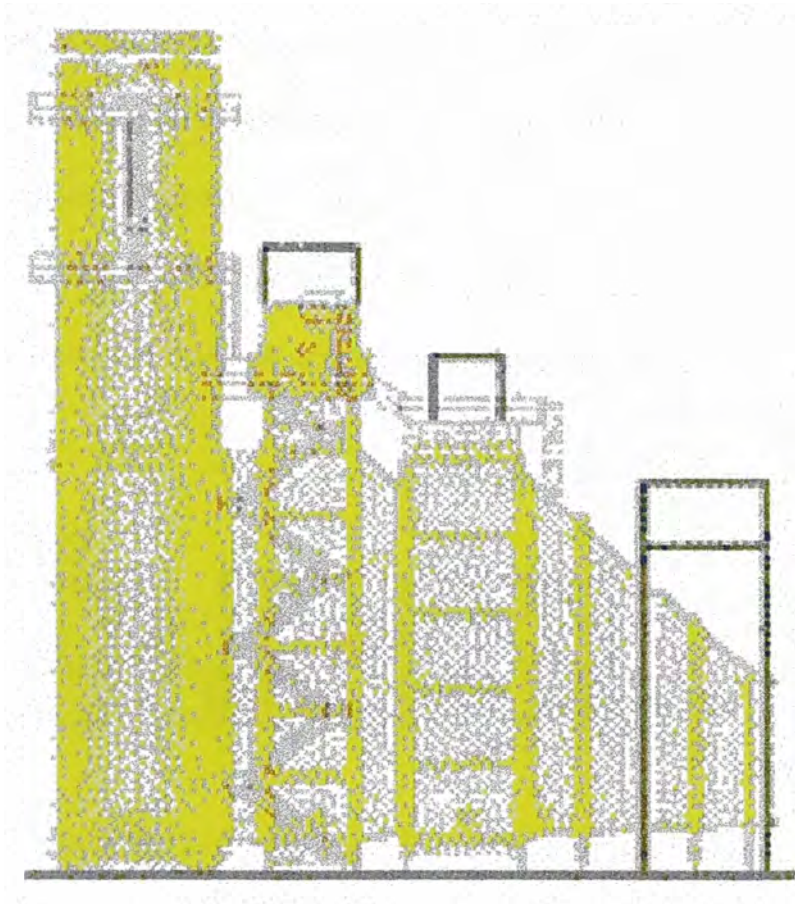


figura N°4.11: Caldera Recuperadora de Calor

Fuente: ABB

Elaboración: ABB

En esta Caldera de Recuperación de Calor se produce el vapor de agua que es utilizado por la turbina a vapor para la producción de energía, consta de bombas, serpentín de agua y sistemas de control que permiten tener el vapor en condiciones adecuadas para su uso.

- **Arreglo compacto, montado al piso y con un solo eje (figura N°4.12)**

Requerimiento de poco espacio

Altura baja del edificio

Programación de instalación rápida

El acoplamiento de la turbina de vapor al generador eléctrico automático

Arranque de la turbina a vapor cuando está disponible el vapor (sin necesidad de caldera auxiliar)

Arranque y Sincronización de la turbina de gas independiente

Plena capacidad de desvío de descarga de vapor

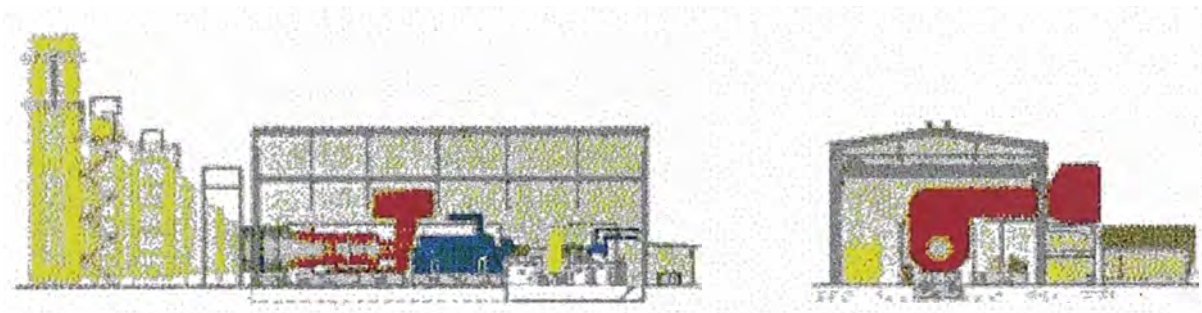


figura N°4.12: Configuración en un solo eje del ciclo combinado

Fuente: ABB

Elaboración: ABB

- **Turbinas de vapor con dos carcadas de ABB (figura N°4.13)**

La turbina a vapor tiene dos etapas acopladas que son la parte de alta presión y la etapa de baja presión, la cual se conecta en el eje del generador eléctrico mediante el clutch (embrague) automáticamente de acuerdo a la velocidad que adquiere la turbina a vapor y la toma de carga.

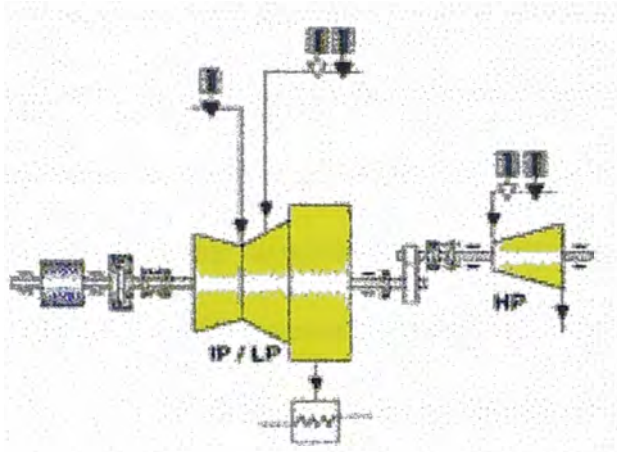


figura N°4.13: Turbina a vapor

Fuente: ABB

Elaboración: ABB

- **Generador de ABB (figura N°4.14)**

El generador de ABB de 325 MVA con enfriamiento de aire tiene un mantenimiento y operación sencilla, sin equipos auxiliares con alta confiabilidad, poca instrumentación y control, diseño robusto y requerimiento mínimo de espacio

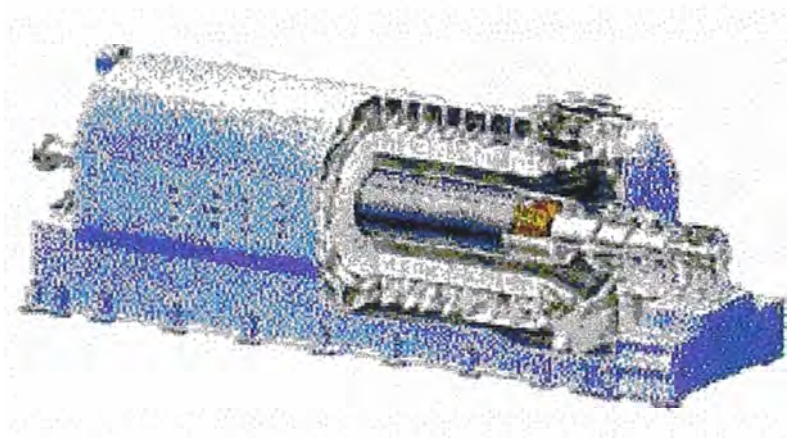


figura N°4.14: Generador de 325 MVA

Fuente: ABB

Elaboración: ABB

- **Controles tipo Microprocessor Advant Power**

Control de la temperatura de entrada y salida a través del flujo de combustible al combustor ecológico y secuencial, el flujo de aire se realiza a través de la posición de guías variables en el compresor.

La plataforma del sistema de control de la planta incluye lo siguiente:

- EGATROL, control para turbinas a gas, Microprocesador basado en el sistema de control digital distribuido, de arquitectura abierta, de estructura modular de hardware y software. Este sistema controla la frecuencia, la entrada y salida de los gases, el control de temperatura y carga.
- TURBOTROL, control del arranque y toma de carga de la turbina a vapor, acciona automática en caso de disturbio, la principal función del control es mantener la velocidad constante en la turbina., se tiene desde un control manual, automático de la operación de la turbina a vapor.
- Sistema de control distribuido, para control del HRSG ciclo de vapor agua y balance de la planta, el principal control en el HRSG es la temperatura de salida del vapor, en el ciclo de vapor de agua se controla el flujo de condensación en el deaerator, el nivel de éste tanque es mantenido para poder circular el flujo de agua, el control de balance de la planta tiene como funcionar controlar el sistema de enfriamiento del agua, la restitución del agua de circulación y los

equipos eléctricos auxiliares que son asociados a bombas, motores e interruptores.

- Los controladores avanzados son totalmente instalados en racks de cabinas en módulos fácilmente instalables
- Monitoreo de las condiciones de la planta, consiste en la supervisión del nivel de vibración y emisión que sean desviaciones importantes de la operación normal de la planta, el monitoreo de la operación calcula el nivel de eficiencia de la máquina, la predicción en línea de la operación de la planta permite realizar cálculos y predecir la operación de la máquina bajo ciertas condiciones, el sistema experto con que cuenta la planta detecta la falla y ofrece al operador una guía para el control del disturbio.
- Interface hombre máquina y sala de control, el operador cuenta con estaciones de trabajo que consiste en pantallas de video, teclados, impresoras, que le facilita la operación de la planta, en la pantalla se puede tener información de los procesos gráficamente con los datos de los parámetros de control en tiempo real, disparo de alarmas y auto diagnóstico de la operación.

4.1.3 Períodos mínimos de entrada en operación En centrales de ciclo combinado, los costos de construcción y de mantenimiento son considerablemente inferiores a los otros tipos de centrales térmicas. En el campo de la construcción de ciclos combinados, las ventajas residen en plazos de entrega cortos y puesta en servicio escalonada. Se puede citar por ejemplo el

caso de ABB que está capacitada para acoplar una turbina de gas a la red en un plazo de ocho meses y para suministrar así inmediatamente los dos tercios de la producción requerida, para la construcción de la turbina a vapor acoplada en la salida, de ocho a doce meses suplementarios. Los plazos de entrega cortos son equivalentes a economías de gasto: cuanto más rápidamente pueda una central suministrar electricidad entonces podrá asegurar ingresos en un mercado altamente competitivo. Los que invierten en centrales de ciclo combinado se benefician por menores gastos de fabricación y plazos de entrega cortos, los gastos de inversión y los gastos por intereses son bajos, mientras que los plazos de entrega cortos proporcionan una flexibilidad más elevada al explotador, lo que significa la posibilidad de la planeación en un plazo más corto; lo que lleva consigo a pronósticos más realistas en relación con el desarrollo futuro que una planeación a largo plazo.

4.2. Fuentes del combustible La fuente del gas natural para la planta termoeléctrica que hará posible la expansión de la oferta eléctrica en el SIN son los yacimientos de gas natural de Camisea.

Para una mejor comprensión del gas natural se describe su procedencia. Se presume que el vocablo “gas” deriva del griego “chaos”, lo cual resulta particularmente apropiado si se considera que acontecimientos naturales catastróficos y complejos aparentemente causales, han sido determinantes para la formación del gas natural. El gas se origina espontáneamente en estructuras subterráneas similares a los que contienen petróleo. Esta compuesto por sedimentos abundantes en materia orgánica formados millones de años atrás, los

cuales han estado expuestos a altas temperaturas y grandes presiones. De acuerdo a las características del reservorio, se desprende la siguiente clasificación:

Gas Asociado: Es aquel que se deriva de depósitos en donde el gas está disuelto en el petróleo.

Gas No Asociado: Se refiere al gas que se encuentra en reservorios que solo tienen capacidad para producir únicamente gas a nivel comercial. Los depósitos de Camisea básicamente contienen gas no asociado. No obstante, también cuentan con un considerable volumen de condensados (Condensado se refiere a los líquidos que se forman de las fracciones más pesadas al descomprimirse el gas en la boca del pozo).

La figura N°4.15, muestra la probable composición del gas de Camisea, de acuerdo a los estudios desarrollados por Shell Mobil, [13].

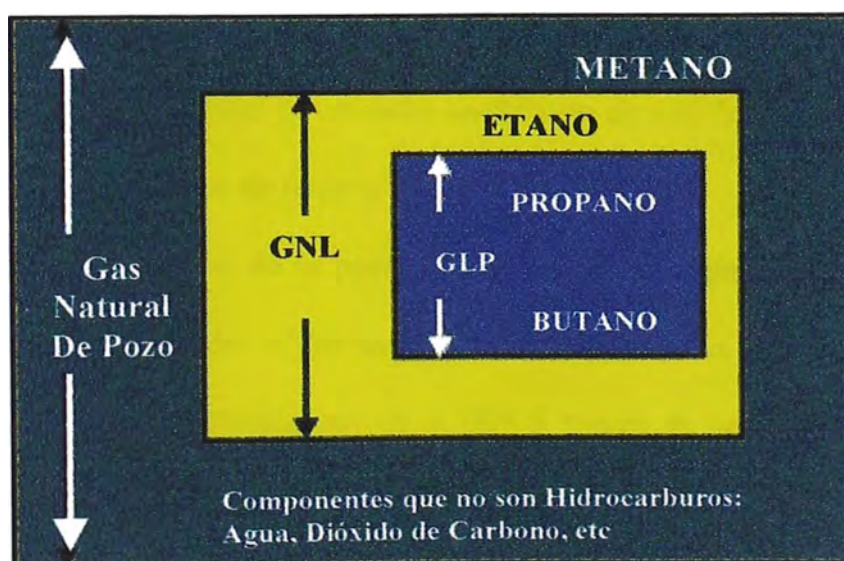


figura N°4.15: Composición del gas natural

CAPITULO V

TAMAÑO DE PLANTA

En este capítulo se determina la potencia firme y energía firme de la planta que puede comercializar en el SIN, la determinación de dichas capacidades de potencia y energía se determina con el modelo matemático de determinación de potencia firme que es usado en el COES-SICN, para ello se toma como datos las proyecciones efectuadas en el capítulo de mercado de la energía eléctrica en lo concerniente a la demanda y oferta para el caso de demanda media.

El tamaño más conveniente para la planta termoeléctrica es aquella que le puede permitir operar en semibase o base en el sistema y de acuerdo a los tamaños de planta en ciclos combinados y con eficiencias del 58%, [11], la planta que se ajusta al sistema interconectado nacional es un ciclo combinado de 250 MW, que es el 5% del sistema para las proyecciones de largo plazo.

5.1 Determinación de la potencia firme y la energía de despacho La planta de ciclo combinado a gas natural tiene una potencia firme promedio de 208 MW que puede comercializar en el SIN a través de contratos o en el SPOT, para cada año del período de simulación se tiene la potencia firme que se muestra en el cuadro adjunto, el reconocimiento de potencia firme es de 85% de la potencia efectiva, como energía de despacho tiene una capacidad de generación de 1755 GWh.

Es importante tener presente que este análisis confirma las simplificaciones que se realizan cuando se evalúan proyectos termoeléctricos en el que se asume como reconocimiento de potencia firme el 80% de la capacidad efectiva de la planta.

El modelo de simulación de la operación de la planta es el programa JUNRED/JUNTAR, [14], que es usado en la fijación tarifaria por el COES SICN y la CTE, el resultado de este modelo es la energía de despacho de la planta y los costos marginales del sistema, este modelo de optimización realiza el despacho de energía de las plantas de acuerdo al siguiente ordenamiento, desde la planta de menor costo variable de operación hasta la de mayor costo variable que requiere el sistema (sistema marginalista).

Para el cálculo de la potencia firme se hace uso del modelo de cálculo de potencia firme, [15], del COES y la CTE, en ella se calcula la asignación de potencia de las centrales que iguala a la demanda del sistema a nivel de bornes de generación, de acuerdo a las condiciones más restrictivas de caudales en las centrales hidráulicas para excedencias del orden de 98% en el período de estiaje (mayo-noviembre) y para las centrales térmicas se tienen en cuenta la disponibilidad de las centrales en el periodo de estiaje considerando 6 días a la semana excepto los domingos y feriados en el horario de las 18 a 23 horas.

La siguiente tabla 5.1, muestra el resumen de la potencia firme y energía firme de la planta, los cuales son resultados de los programas antes mencionados.

Potencia y Energía firme de la planta de ciclo combinado a gas natural

Año	Potencia SIN MW	Potencia Efectiva MW	Potencia Firme MW	Relación Potencia firme Potencia efectiva	Participación en el SIN	Energía Despacho GWh
2004	3964	165	140.0	85%	3.5%	1107
2005	4225	245	205.8	84%	5%	1755
2006	4422	245	205.8	84%	5%	1782
2007	4629	245	210.7	86%	5%	1755

Tabla 5.1: Potencia Firme de la Planta

5.2 Energía firme Se determina el aporte de energía de la central termoeléctrica, considerando la potencia efectiva, la indisponibilidad promedio (períodos de mantenimiento y fallas) y el número de horas del año.

$$EFT = P_{eft} * p * 8760$$

Donde:

P_{eft} : potencia efectiva, p : disponibilidad

Resultado del cual se obtiene la energía firme que puede como máximo contratar en el mercado de tener contratos, la energía firme es igual a 1932 GWh.

5.3 Modelo de Simulación JUNRED/JUNTAR El modelo de simulación responde a dos preguntas básicas en la operación de un sistema eléctrico con un parque hidrotérmico.

- Existe una decisión óptima entre el consumo presente y futuro del agua, que minimiza el costo actualizado de la operación del sistema.. La utilización presente del agua embalsada implica, hoy una menor generación térmica y

menor costo de operación, pero con alta probabilidad de que en el futuro, al contar con menos agua, se requiera una mayor utilización de centrales termoeléctricas con lo que la operación en este escenario sería muy costoso, por el contrario, si se almacena agua en el presente, el costo de operación presente resulta costoso.

- La operación del sistema está afectado de variables hidrológicas, demanda, disponibilidad que son impredecibles, en consecuencia los resultados de la operación del sistema son tratados en forma de esperanza matemática.

Estas preguntas son absueltas mediante los programas JUNRED/JUNTAR.

El programa JUNRED, optimiza el costo de operación del sistema, teniendo en cuenta los costos variables de generación termoeléctrica, los costos futuros actualizados correspondiente al volumen de agua del lago Junín y la tasa de actualización, el calculo se realiza en forma inversa desde la ultima etapa hasta la primera etapa (mensual en el horizonte del estudio), minimizando en cada etapa el costo variable térmico considerando la utilización futura del agua.

El programa JUNTAR, realiza la optimización del sistema en cada etapa, considerando las probabilidades de ocurrencia hidrológica, esta vez optimiza desde la etapa inicial hacia la etapa final, utilizando los costos futuros actualizados calculados en el JUNRED, para cada etapa se obtiene la producción esperada de energía de las centrales, los costos marginales del sistema y los precios de barra.

CAPITULO VI LOCALIZACION DE PLANTA

La localización de la planta termoeléctrica está relacionada con las facilidades de acceso al combustible, facilidades para la conexión al SIN y ubicación de clientes potenciales siempre y cuando se trate de clientes aislados del sistema.

En este capítulo se analiza la localización de la planta termoeléctrica desde el punto de vista de las facilidades antes mencionadas

6.1 Facilidades de acceso al combustible El gas natural de Camisea se prevé estará llegando a Lima a finales del año 2003.

Los ductos principales de gas natural y de líquidos de gas natural según el proyecto Camisea deben de partir de la zona de contrato y llegar a la zona costera que comprende desde la provincia de Supe hasta la provincia de Chincha, ambas incluidas.

El mercado de mayor importancia para el gas natural lo constituye el mercado eléctrico con las plantas termoeléctricas de EDEGEL y ETEVENSA que juntas demandarán gas natural para una producción de 700 MW, sin considerar que alguna de dichas empresas tenga en sus planes desarrollar ciclos combinados con sus actuales instalaciones o la entrada de un IPP (Independent Power Producer) un inversionista que introduciría plantas termoeléctricas a ciclo combinado, todas estas plantas se encuentran ubicadas en Lima, además el otro

mercado importante que tiene el gas de Camisea son los industriales que requieren gran calor en sus procesos de producción, la ubicación de plantas envasadoras de gas doméstico en el litoral de Lima, de acuerdo a los trazados de los ductos por el consorcio BOC, [13], que realizó el estudio de ingeniería de los ductos estos llegaban cerca a Chíncha, la SET más cercana calificada como principal es la de San Juan 220 kV, la planta en estudio debe conectarse a ésta SET, las otras SET Santa Rosa, Chavarría, Balnearios, son SETs en donde es dificultoso la ampliación para celdas de llegada de líneas de transmisión, de acuerdo a informaciones obtenidas por funcionarios de la empresa transmisora ETECEN S.A.

Por todo lo anteriormente expuesto la planta de ciclo combinado usando el gas natural debe estar localizada en la zona sur de Lima, probablemente en Conchán donde tendrá asegurada su accesibilidad al gas natural además de estar cerca a la Refinería La Pampilla donde podrá tener un fácil abastecimiento del diesel D2 que será el combustible que se usará como respaldo.

Existe como antecedente que en el año 1995, cuando por necesidades de energía del sistema se requería la ampliación del parque generador, EDEGEL S.A. realizó un estudio de una planta termoeléctrica en Conchán.

En la figura 6.1, se muestra la ubicación de la planta y el trazado de los ductos de gas que fueron elaborados por Shell Mobil



figura 6.1: Ubicación del proyecto

Fuente: Shell Mobil

Elaboración: Shell Mobil

6.2 Facilidades para la conexión al SIN La planta termoeléctrica de ciclo combinado estará conectada a la Subestación Eléctrica San Juan 220 kV por estar más próxima a la ubicación de la planta eléctrica, la distancia de la planta a dicha SET es aproximadamente 40 km, para la conexión al SIN a través de la SET San Juan será necesario la ampliación de dicha SET en una celda de línea de transmisión de 220 kV a donde llegará la línea de transmisión de simple terna que partirá de la SET de la planta eléctrica a la SET San Juan.

6.3 Determinación de factores de penalización de potencia y energía Para la determinación de los factores de penalización de potencia y energía se simula la operación de la planta eléctrica conectada al SIN mediante el programa de flujo de carga WINFLUP, [16], estos factores de penalización tanto de energía como de potencia son iguales a la unidad por ser la barra de referencia en la tarificación (centro de carga del sistema eléctrico), al igual que Santa Rosa y Chavarría,

CAPITULO VII INVERSION DEL PROYECTO

La inversión del proyecto tiene dos componentes, la inversión en la planta eléctrica y la inversión en la conexión eléctrica al SIN, en este capítulo se analiza el la inversión que se tendría que realizar en la implementación de la alternativa estudiada.

7.1 Inversión en la planta La inversión en la planta termoeléctrica de ciclo combinado corresponde a un modelo KA24-1 de ABB Power Generation que cuenta con la tecnología de sistema de ciclo avanzado, dicha planta tiene las siguientes características, de acuerdo a la tabla 7.1:

Modelo ciclo combinado	KA24- 1
Tipo de Turbina de gas	GT24
Frecuencia	60 Hz
MW de la turbina de gas	159.5 MW
MW de la turbina de vapor	88.8 MW
MW total	248.3 MW
Heat Rate (referido al poder calorífico bajo)	6270 kJ/kWh
Heat Rate (referido al poder calorífico bajo)	5945 Btu/kWh
Eficiencia bruta (referido al poder calorífico bajo)	57.4 %
Eficiencia neta (referido al poder calorífico bajo)	56.4 %

Tabla 7.1: Características del Ciclo Combinado KA24-1

La planta KA24-1 tiene los siguientes componentes de equipamiento electromecánico (tabla 7.2), tal como se observa en la figura 7.1

1	Turbina a gas	13	Modulo del interruptor del generador
2	Generador	14	Ductos de transporte de agua al condensador
3	Clutch (Enganche)	15	Bloque de inyección de agua (NOx)
4	Turbina a vapor	16	Bloque del combustible Diesel
5	Condensador	17	Bloque del combustible Gas
6	Generador Recuperador de vapor HRSG	18	Transformador principal
7	Bloque de toma de aire	19	Transformador servicios auxiliares
8	Refrigeración de aire del rotor	20	Lubricantes
9	Chimenea	21	Bomba del condensador
10	Bloque auxiliar de la turbina a gas	22	Tanque de suministro de agua
11	Bloque de válvulas de control	23	Modulos de control Electromecánicos
12	Ducto para los cables eléctricos de salida del generador	24	Refrigerantes

Tabla 7.2: Equipamiento del Ciclo Combinado KA24-1

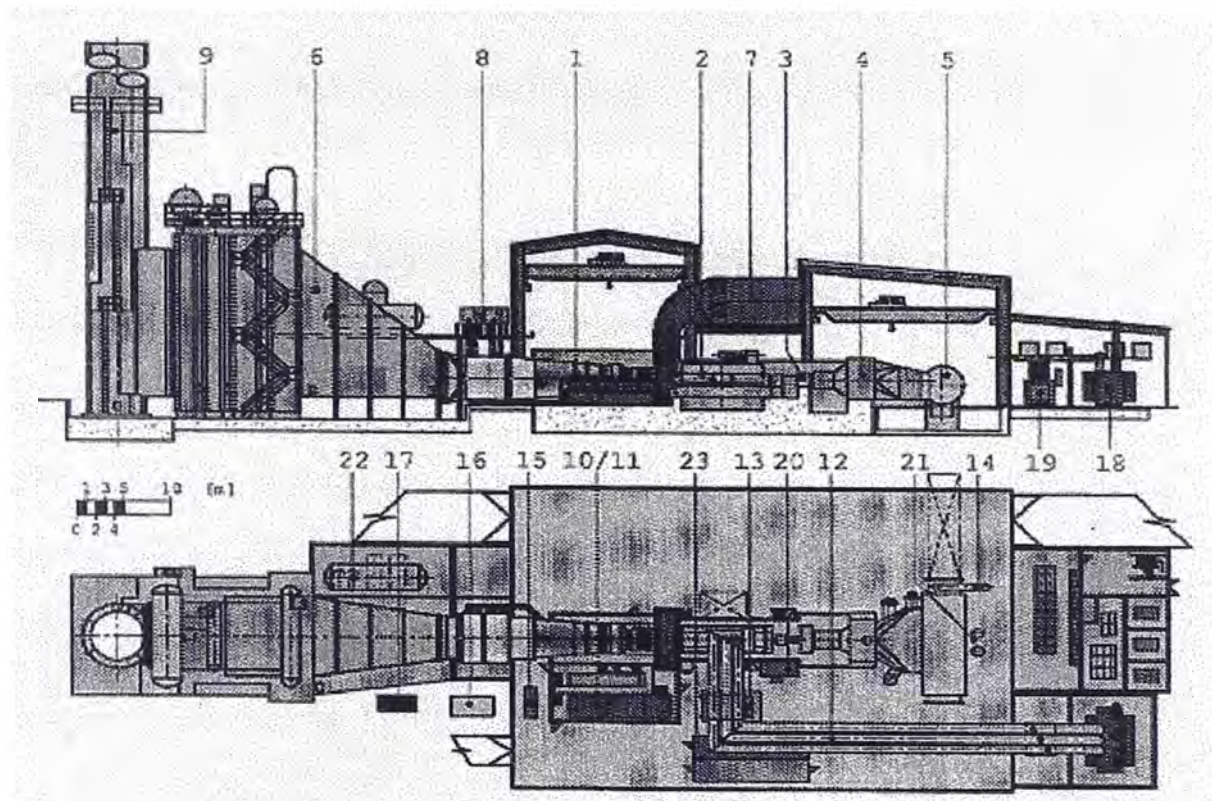


figura 7.1: Ciclo combinado KA24-1

Fuente: ABB

Elaboración. ABB

Esta planta de ciclo combinado en la actualidad es una de las versiones mas modernas en cuanto a tecnología de ciclos combinados ya que ha sido resultado de la combinación de la experiencia e innovación de ABB así como conceptos y componentes probados en la larga experiencia de construcción de turbinas a gas por parte de ABB que han dado por resultado el Sistema de ciclo avanzado GT24 que es la turbina a gas que usa el ciclo combinado que tiene las siguientes ventajas:

Planta eléctrica compacta: configuración en un solo eje la turbina de gas, vapor y el generador eléctrico

Alta eficiencia: 5945 Btu/kWh (56.4%)

Combustión secuencial con baja emisión de NO_x: menor de 25 vppm (15% O₂ seco)

Fácil instalación: entrada en operación de la central en 2 años

Optimización de recursos: al ser reducido el tiempo de montaje se optimiza el uso de recursos durante la instalación

Protección al medio ambiente: niveles reducidos de ruido así como incremento de la temperatura del agua de mar.

Alta confiabilidad y disponibilidad: plantas en operación, central Gilbert Station Estados Unidos TG24, desde 1996.

todo ello se traduce en un bajo costo de producción de energía eléctrica, por las siguientes consideraciones:

Alta eficiencia: 56.4%

Alta confiabilidad: 95%

Baja emisión de NO_x: < 25 vppm

Bajo costo de instalación: 550 US\$/kW instalado

Bajo consumo de combustible: 5945 Btu/kWh

Bajo costo de mantenimiento: 2.5 US\$/MWh

Impacto ambiental reducido: por el nivel bajo de emisión de NO_x, nivel limitado de ruido e incremento reducido de la temperatura del mar.

La inversión en la planta eléctrica se estima en 550 US\$/kW instalado, [17], con lo que la inversión en la planta es de 143 Millones de dólares.

En la figura 7.2, se puede apreciar, los principales componentes del ciclo combinado, que se considera como parte de la inversión

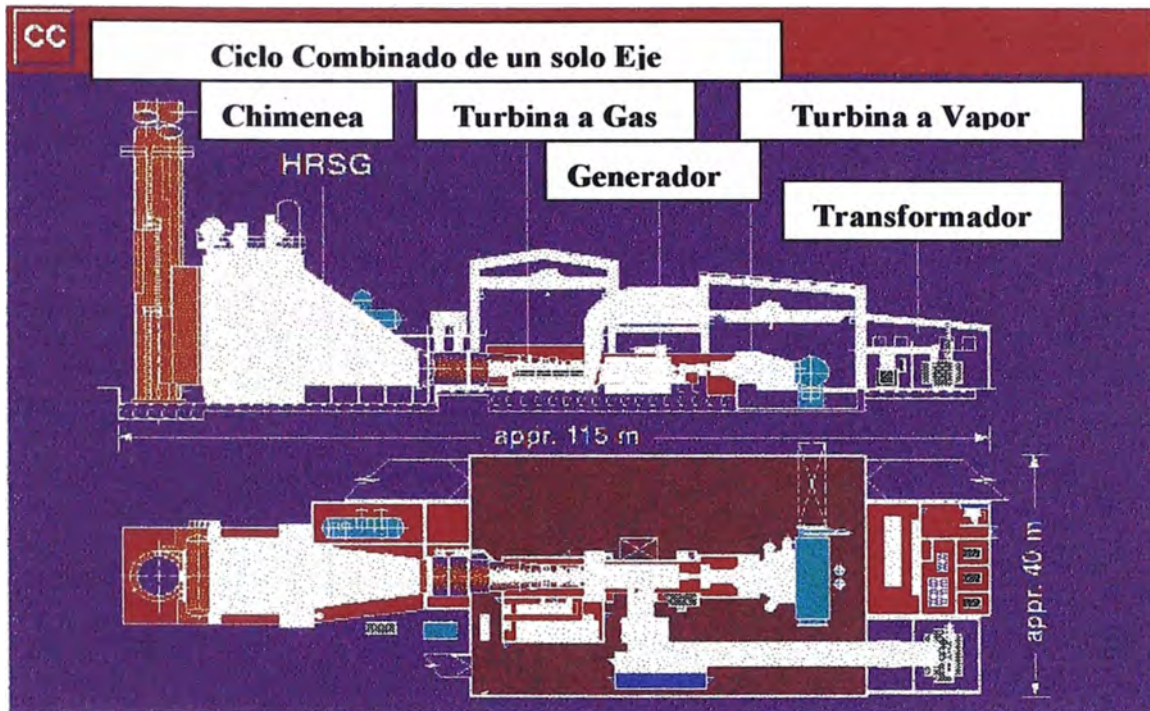


figura 7.2: Configuración del ciclo combinado KA24-1.

Fuente: ABB

Elaboración. Propia

7.2 Inversión en la conexión al SIN La inversión en la conexión al SIN está compuesto por el patio de llaves de la central, la línea de transmisión en 220 kV y la eventual ampliación de la SET al cual se conectaría la planta.

Para la línea de transmisión se considera una inversión de 110 000 US\$/km, [18], la celda de salida de la planta eléctrica y celda de llegada a la SET San Juan, son valorizadas en 800 000 US\$, [19], cada una de ellas. La inversión en la conexión tiene el siguiente desglose, el cual es mostrado en la tabla 7.3:

Componente	Inversión US\$/km	Longitud km	Inversión US\$
Línea de transmisión	110 000	40	4 400 000
Celda de salida de la planta	800 000		800 000
Celda de llegada a la SET San Juan	800 000		800 000
Total			6 000 000

Tabla 7.3: Equipamiento Electromecánico para la conexión al sistema eléctrico

CAPITULO VIII

RESULTADO OPERATIVO

En este capítulo se identifican los ingresos y los costos asociados a la operación de la planta en el SIN, teniendo en cuenta que la planta opera en el SPOT.

Los ingresos de la planta son la valorización de la energía y potencia vendida en el mercado SPOT a precios calculados según el criterio marginalista para la potencia y la energía.

Por el lado de costos se tiene los costos variables de operación que están compuestos de los costos variables de combustible CVC y los costos variables no combustible CVNC, pagos a organismos reguladores, pagos de posibles peajes secundarios, implementación de un estudio de impacto ambiental que lleva consigo un programa de mantenimiento ambiental, etc.

8.1 Definición de los ingresos por venta de energía y potencia en el mercado

SPOT Los ingresos por energía son obtenidos del despacho de la planta a gas que es determinado por el modelo JUNRED/JUNTAR y es valorizado a los precios marginales del sistema, la proyección de precios marginales son mostrados en el anexo A, para los ingresos de potencia, estos son el resultado de la potencia firme calculada en el capítulo tamaño de planta y valorizados al precio de potencia considerado de 71.32 US\$/kW anual.

8.2 Definición de los costos por peaje, costos variables de operación, costos fijos de operación, pagos a organismos reguladores Por la ubicación de la planta y la cercanía a un SET del Sistema Principal de Transmisión San Juan 220 kV, la planta a gas como parte integrante del COES SIN traslada al usuario final el pago de conexión al Sistema Principal de Transmisión de las celdas de llegada de la línea de transmisión, respecto a los costos variables de operación se presenta las siguientes tablas 8.1 y 8.2:

Planta: Ciclo Simple

Precio del gas natural en Lima					
Poder calorífico kcal/m ³	Precio del Gas US\$/MMBTU	Consumo Específico m ³ /kWh	CVC US\$/MWh	CVNC US\$/MWh	CV US\$/MWh
8400	1.8	0.272	16.45	2.25	18.70

Tabla 8.1: Costo Variable de la Planta en Ciclo Simple

Planta: Ciclo Combinado

Precio del gas natural en Lima					
Poder calorífico kcal/m ³	Precio del Gas US\$/MMBTU	Consumo Específico m ³ /kWh	CVC US\$/MWh	CVNC US\$/MWh	CV US\$/MWh
8400	1.8	0.181	10.94	2.50	13.44

Tabla 8.2: Costo Variable de la Planta en Ciclo Combinado

El costo del transporte del gas considerado es de 0.7 US\$/MMBTU, los cuales en valores de energía eléctrica son de 6.39 y 4.25 US\$/MW para las plantas de ciclo simple y combinado respectivamente.

El precio total del gas considerado es de 2.5 US\$/MMBTU total, [20], con 1.8 US\$/MMBTU como parte variable para la valorización de los costos marginales de energía y de 0.7 US\$/MMBTU como parte de los costos de transporte, estos son los valores con los cuales la CTE negociaba con el consorcio Shell Mobil.

Los costos fijos de mantenimiento anuales representan el 1% de la inversión anual, los pagos a organismos reguladores y programas de mantenimiento ambiental representan el 1.0, [21], y 0.4 % de los ingresos respectivamente.

8.3 Depreciación, tasas impositivas tributarias La depreciación de los estudios de ingeniería, inspección, administración del proyecto corresponden a 10 años, la depreciación de los equipos electromecánicos es de 5 años y para las obras civiles se ha considerado 33 años de acuerdo a la norma vigente por SUNAT, [22].

La tasa impositiva tributaria es del 30%, [23], y la participación de los trabajadores del 5%

El capital de trabajo corresponde a un mes de operación de la central.

CAPITULO IX EVALUACION ECONOMICA

En este capítulo se determina la viabilidad económica del proyecto, para ello se efectúa el flujo de caja económico, considerando el aporte total del inversionista sin financiamiento, se toma en cuenta el costo de oportunidad del dinero, el período de evaluación considerado para la evaluación que considera 25 años, el criterio de determinación que se usa es del Valor Actual Neto el cual se calcula para diversas tasas de actualización, también se halla la Tasa Interna de Retorno como referencia de evaluación.

9.1 Flujo de ingresos y egresos Los flujos de ingresos y egresos son mostrados de acuerdo al siguiente cuadro N°9.1 para el caso de demanda media y cuadro N°9.2 para la demanda alta,

Evaluación Proyecto Planta KA24-1 Demanda Media

		2002	2003	1 2004	2 2005	3 2006	4 2007	5 2008	6 2009	7 2010	25 2022
Potencia Nominal	MW			183	271	271	271	271	271	271	271
Potencia Neta	MW			165	245	245	245	245	245	245	245
Potencia Firme	MW			140	208	208	208	208	208	208	208
Generación	GWh			1107	1755	1782	1755	1755	1755	1755	1755
Costo Marginal Sistema	US\$/MWh			23.4	22.9	23.0	22.6	22.6	22.6	22.6	22.6
Costo Marginal visto Planta	US\$/MWh			23.5	21.5	23.3	23.2	23.2	23.2	23.2	23.2
Precio de la Potencia	US\$/kW			71.32	71.32	71.32	71.32	71.32	71.32	71.32	71.32
INGRESOS (Miles US\$)											
Energía				26015	37733	41521	40716	40716	40716	40716	40716
Potencia				10011	14825	14825	14825	14825	14825	14825	14825
Otros											
Total de Ingresos				36026	52558	56346	55541	55541	55541	55541	55541
COSTOS											
Variables											
Combustible				18211	19212	19507	19212	19212	19212	19212	19212
No combustible				2491	4388	4455	4388	4388	4388	4388	4388
Pago COES, otros	0.40%			144	210	225	222	222	222	222	222
Pago DGE, CTE, OSINERG	1.0%			360	526	563	555	555	555	555	555
Total C. Variables				21206	24335	24751	24377	24377	24377	24377	24377
Fijos											
Transporte de gas				7082	7471	7586	7471	7471	7471	7471	7471
Peaje de Conexión y Transmisión				0	0	0	0	0	0	0	0
Adm. y O&M				1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
Total C. fijos				8582	8971	9086	8971	8971	8971	8971	8971

Cuadro N°9.1

Evaluación Proyecto Planta KA24-1 Demanda Media

BENEFICIO ANUAL			6238	19251	22508	22193	22193	22193	22193	22193
Depreciación										
Estudios (10a)	6601		660	660	660	660	660	660	660	0
Maquinarias (5a)	94613		7569	18923	18923	18923	18923	11354	0	0
Obras Civiles (33a)	40549		491	1229	1229	1229	1229	1229	1229	1229
<i>Total Depreciación</i>	141762		8721	20811	20811	20811	20811	13242	1889	1229
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS			-2483	-1560	1697	1382	1382	8951	20304	20964
Pérdida acumulada			-2483	-1560	1697	3079	1382	8951	20304	20964
Participación Trabajadores	5%		0	0	85	154	69	448	1015	1048
Impuesto a la Renta	30%		0	0	484	877	394	2551	5787	5975
Utilidad despues de impuestos			-2483	-1560	1128	350	919	5952	13502	13941
CASH FLOW										
Utilidad despues de impuestos			-2483	-1560	1128	350	919	5952	13502	13941
Capital de trabajo			-2743							-2743
Depreciacion			8721	20811	20811	20811	20811	13242	1889	1229
Pérdida acumulada (Escudo fiscal)			0	468	0	0	0	0	0	0
Inversiones	7601	54065	81097							
Flujo de Caja Económico	-7601	-54065	-77602	19719	21940	21162	21730	19195	15391	17913
Tasa	0%	9%	10%	11%	12%	13%				
VAN al Año 1999	256,336	18,733	8,981	715	-6308	-12287				
TIR	11.1%									

Cuadro N°9.1 Continuación

Evaluación Proyecto Planta KA24-1 Demanda Alta

		2002	2003	1	2	3	4	5	6	7	25
		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2022
Potencia Nominal	MW	183	271	271	271	271	271	271	271	271	271
Potencia Neta	MW	165	245	245	245	245	245	245	245	245	245
Potencia Firme	MW	140	208	208	208	208	208	208	208	208	208
Generación	GWh	1227	1767	1749	1725	1725	1725	1725	1725	1725	1725
Consumo de gas	MMm3										
Costo Marginal Sistema	US\$/MWh	29.5	22.9	23.0	22.6	22.6	22.6	22.6	22.6	22.6	22.6
Costo Marginal visto Planta	US\$/MWh	29.8	22.9	23.2	22.8	22.8	22.8	22.8	22.8	22.8	22.8
Precio de la Potencia	US\$/kW	71.32	71.32	71.32	71.32	71.32	71.32	71.32	71.32	71.32	71.32
INGRESOS (Miles US\$)											
Energía		36565	40464	40577	39330	39330	39330	39330	39330	39330	39330
Potencia		10011	14825	14825	14825	14825	14825	14825	14825	14825	14825
Otros											
Total de Ingresos		46576	55289	55402	54155	54155	54155	54155	54155	54155	54155
COSTOS											
Variables											
Combustible		20185	19343	19146	18883	18883	18883	18883	18883	18883	18883
No combustible		2761	4418	4373	4313	4313	4313	4313	4313	4313	4313
Pago COES, otros	0.40%	186	221	222	217	217	217	217	217	217	217
Pago DGE, CTE, OSINERG	1.0%	466	553	554	542	542	542	542	542	542	542
Total C. Variables		23598	24535	24294	23954	23954	23954	23954	23954	23954	23954
Fijos											
Transporte de gas		7850	7522	7446	7344	7344	7344	7344	7344	7344	7344
Peaje de Conexión y Transmisión		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Adm. y O&M		1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
Total C. fijos		9350	9022	8946	8844	8844	8844	8844	8844	8844	8844

Cuadro N°9.2

Evaluación Proyecto Planta KA24-1 Demanda Alta

BENEFICIO ANUAL			13628	21732	22162	21358	21358	21358	21358	21358
Depreciación										
Estudios (10a)	6601		660	660	660	660	660	660	660	0
Maquinarias (5a)	94613		7569	18923	18923	18923	18923	11354	0	0
Obras Civiles (33a)	40549		491	1229	1229	1229	1229	1229	1229	1229
<i>Total Depreciación</i>	141762		8721	20811	20811	20811	20811	13242	1889	1229
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS			4908	921	1351	546	546	8115	19469	20129
Pérdida acumulada			4908	921	1351	1897	546	8115	19469	20129
Participación Trabajadores	5%		245	46	68	95	27	406	973	1006
Impuesto a la Renta	30%		1399	262	385	541	156	2313	5549	5737
Utilidad despues de impuestos			3264	612	898	-89	363	5397	12947	13386
CASH FLOW										
Utilidad despues de impuestos			3264	612	898	-89	363	5397	12947	13386
Capital de trabajo			-2824							-2824
Depreciacion			8721	20811	20811	20811	20811	13242	1889	1229
Pérdida acumulada (Escudo fiscal)			0	0	0	27	0	0	0	0
Inversiones	7601	54065	81097							
Flujo de Caja Económico	-7601	-54065	-71936	21424	21710	20722	21175	18639	14836	17438
Tasa	0%	9%	10%	11%	12%	13%				
VAN al Año 1999	251,449	20,834	11,305	3,215	-3670	-9543				
TIR	11.4%									

Cuadro N°9.2 Continuación

- 9.2 VAN del proyecto a diversas tasas de actualización (13%, 12%, 11%, 10%, 9%, 8%)** El Valor Actual Neto es positivo para tasas de actualización menores a 11.4%, por lo que sí el costo de oportunidad para un inversionista es menor a 11%, el proyecto resulta viable tanto técnica como económicamente, a modo de comparación en Bolivia es de 10% por ley , la tasa de actualización para el desarrollo del sector eléctrico, similares valores se presentan en Argentina y Chile
- 9.3 Tasa interna de retorno** De acuerdo a los cálculos es de 11.4%, esta tasa sirve como punto de referencia para considerar la rentabilidad económica del proyecto y es el que indica el punto de corte en la toma de decisiones de inversión de acuerdo al costo de oportunidad del inversionista y del costo de financiamiento.
- 9.4 Cambios en la legislación respecto al precio y potencia de subasta** El gobierno en la búsqueda de reducción de tarifas de electricidad, considerando que existe una sobreoferta en el mercado se encuentra en pleno proceso de cambiar la forma de cálculo del precio de la potencia, [7], mediante subasta de oferta de precio y cantidad por parte de los generadores, lo cual puede llevar a que en el mediano y largo plazo la sobreoferta que hoy tenemos sea disminuida considerablemente por cuanto las señales de mercado pueden desincentivar la ejecución de nuevos proyectos energéticos, las nuevas inversiones deben de ser sumamente competitivas para poder recuperar su inversión considerando fundamentalmente sus ingresos por energía, lo cual llevará a que los nuevos

proyectos deben de tener precios de producción de energía los más bajos posibles, es decir hidráulicos o plantas a ciclo combinado usando gas natural.

Adicionalmente a ello, como parte de crear el mercado al gas natural a determinado la suspensión temporal de otorgamiento de concesiones temporales y definitivas para proyectos de generación, esta medida tiene como objetivo a que el crecimiento de la demanda sea tomada por las plantas que demandarán el gas natural, este plazo bien podría extenderse por un tiempo mayor dependiendo del cronograma de la licitación para llevar a cabo el proyecto integral del Gas de Camisea.

En los cuadros N°9.3, 9.4 y 9.5 se simula la forma como desde la situación actual hasta los casos de corte de inversión podrían darse para la planta de ciclo combinado con los nuevos cambios que pueden establecerse a futuro como una forma de sensibilización del caso base, lo que se puede concluir de estos cuadros es que la rentabilidad de una planta termoeléctrica disminuye desde un 12% (con precios de potencia de 70 US\$/kW-año) hasta 8.3% (con precio de potencia de 45 US\$/kW-año)

**Esquema de Subasta Anual con Compromisos de Potencia
Evaluación Proyecto Planta KA24-1 Demanda Media**

		2002	2003	1 2004	2 2005	3 2006	4 2007	5 2008	6 2009	7 2010	25 2022
Potencia Nominal	MW			183	271	271	271	271	271	271	271
Potencia Neta	MW			165	245	245	245	245	245	245	245
Potencia Firme Ofertada	MW			157	232	232	232	232	232	232	232
Generación	GWh			1107	1755	1782	1755	1755	1755	1755	1755
Consumo de gas	MMm3										
Costo Marginal Sistema	US\$/MWh			23.4	22.9	23.0	22.6	22.6	22.6	22.6	22.6
Costo Marginal visto Planta	US\$/MWh			23.5	21.5	23.3	23.3	23.2	23.2	23.2	23.2
Precio de la Potencia	US\$/kW			70.29	70.29	70.29	70.29	70.29	70.29	70.29	70.29
INGRESOS (Miles US\$)											
Energía				26015	37733	41521	40892	40716	40716	40716	40716
Potencia				11027	16330	16330	16330	16330	16330	16330	16330
Total de Ingresos				37041	54062	57850	57221	57046	57046	57046	57046
COSTOS											
Variables											
Combustible				18211	19212	19507	19212	19212	19212	19212	19212
No combustible				2491	4388	4455	4388	4388	4388	4388	4388
Pago COES	0.40%			148	216	231	229	228	228	228	228
Pago DGE, CTE, OSINER	1.0%			370	541	579	572	570	570	570	570
Total C. Variables				21220	24356	24772	24400	24398	24398	24398	24398
Fijos											
Transporte de gas				7082	7471	7586	7471	7471	7471	7471	7471
Peaje de Conexión y Transmisión				0	0	0	0	0	0	0	0
Adm. y O&M				1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
Total C. fijos				8582	8971	9086	8971	8971	8971	8971	8971

Cuadro N°9.3

**Esquema de Subasta Anual con Compromisos de Potencia
Evaluación Proyecto Planta KA24-1 Demanda Media**

BENEFICIO ANUAL			7239	20735	23992	23849	23676	23676	23676	23676
Depreciación										
Estudios (10a)	6601		660	660	660	660	660	660	660	0
Maquinarias (5a)	94613		7569	18923	18923	18923	18923	11354	0	0
Obras Civiles (33a)	40549		491	1229	1229	1229	1229	1229	1229	1229
Total Depreciación	141762		8721	20811	20811	20811	20811	13242	1889	1229
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS			-1481	-77	3180	3038	2865	10434	21788	22448
Pérdida acumulada			-1481	-77	3180	6218	2865	10434	21788	22448
Participación Trabajadores	5%		0	0	159	311	143	522	1089	1122
Impuesto a la Renta	30%		0	0	906	1772	817	2974	6209	6398
Utilidad despues de impuestos			-1481	-77	2115	955	1905	6939	14489	14928
CASH FLOW										
Utilidad despues de impuestos			-1481	-77	2115	955	1905	6939	14489	14928
Capital de trabajo			-2745							-2745
Depreciacion			8721	20811	20811	20811	20811	13242	1889	1229
Inversiones		7601	54065	81097						
Flujo de Caja Económico		-7601	-54065	-76602	20758	22926	21766	22717	20181	16378
Tasa		0%	9%	10%	11%	12%	13%			
VAN al Año 1999		280,682	26,708	16,211	7,297	-291	-6766			
TIR		12.0%								
Supuestos:										
Tasa de Salida Forzada:		0.95								
Factor Margen de Reserva:		1.2								
Precio de la potencia a ofertar:		58.6								

Cuadro N°9.3 Continuación

Esquema de Subasta Anual con Compromiso de Potencia
Evaluación Proyecto Planta KA24-1 Demanda Media

		2002	2003	1 2004	2 2005	3 2006	4 2007	5 2008	6 2009	7 2010	25 2022
Potencia Nominal	MW			183	271	271	271	271	271	271	271
Potencia Neta	MW			165	245	245	245	245	245	245	245
Potencia Firme Ofertada	MW			157	232	232	232	232	232	232	232
Generación	GWh			1107	1755	1782	1755	1755	1755	1755	1755
Consumo de gas	MMm3										
Costo Marginal Sistema	US\$/MWh			23.4	22.9	23.0	22.6	22.6	22.6	22.6	22.6
Costo Marginal visto Planta	US\$/MWh			23.5	21.5	23.3	23.3	23.2	23.2	23.2	23.2
Precio de la Potencia	US\$/kW			55.73	55.73	55.73	55.73	55.73	55.73	55.73	55.73
INGRESOS (Miles US\$)											
Energía				26015	37733	41521	40892	40716	40716	40716	40716
Potencia				8743	12947	12947	12947	12947	12947	12947	12947
Total de Ingresos				34757	50680	54468	53839	53663	53663	53663	53663
COSTOS											
Variables											
Combustible				18211	19212	19507	19212	19212	19212	19212	19212
No combustible				2491	4388	4455	4388	4388	4388	4388	4388
Pago COES	0.40%			139	203	218	215	215	215	215	215
Pago DGE, CTE, OSINER	1.0%			348	507	545	538	537	537	537	537
<i>Total C. Variables</i>				21188	24309	24725	24353	24351	24351	24351	24351
Fijos											
Transporte de gas				7082	7471	7586	7471	7471	7471	7471	7471
Peaje de Conexión y Transmisión				0	0	0	0	0	0	0	0
Adm. y O&M				1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
<i>Total C. fijos</i>				8582	8971	9086	8971	8971	8971	8971	8971

Cuadro N°9.4

**Esquema de Subasta Anual con Compromiso de Potencia
Evaluación Proyecto Planta KA24-1 Demanda Media**

BENEFICIO ANUAL			4987	17400	20657	20514	20341	20341	20341	20341
Depreciación										
Estudios (10a)	6601		660	660	660	660	660	660	660	0
Maquinarias (5a)	94613		7569	18923	18923	18923	18923	11354	0	0
Obras Civiles (33a)	40549		491	1229	1229	1229	1229	1229	1229	1229
<i>Total Depreciación</i>	141762		8721	20811	20811	20811	20811	13242	1889	1229
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS			-3733	-3412	-155	-297	-470	7099	18452	19113
Pérdida acumulada			-3733	-3412	-3567	-3864	-4334	7099	18452	19113
Participación Trabajadores	5%		0	0	0	0	0	355	923	956
Impuesto a la Renta	30%		0	0	0	0	0	2023	5259	5447
Utilidad despues de impuestos			-3733	-3412	-155	-297	-470	4721	12271	12710
CASH FLOW										
Utilidad despues de impuestos			-3733	-3412	-155	-297	-470	4721	12271	12710
Capital de trabajo			-2741							-2741
Depreciacion			8721	20811	20811	20811	20811	13242	1889	1229
Inversiones	7601	54065	81097							
Flujo de Caja Económico	-7601	-54065	-78851	18423	20657	20514	20341	17963	14160	16679
Tasa	0%	9%	10%	11%	12%	13%				
VAN al Año 1999	225,840	8,721	-97	-7,552	-13866	-19222				
TIR	10.0%									
Supuestos:										
Tasa de Salida Forzada:		0.95								
Factor Margen de Reserva:		1.2								
Precio de la potencia a ofertar:		46.4								

Cuadro N°9.4 Continuación

Esquema de Subasta Anual con Compromiso de Potencia
Evaluación Proyecto Planta KA24-1 Demanda Media

		2002	2003	1 2004	2 2005	3 2006	4 2007	5 2008	6 2009	7 2010	25 2022
Potencia Nominal	MW			183	271	271	271	271	271	271	271
Potencia Neta	MW			165	245	245	245	245	245	245	245
Potencia Firme Ofertada	MW			157	232	232	232	232	232	232	232
Generación	GWh			1107	1755	1782	1755	1755	1755	1755	1755
Consumo de gas	MMm3										
Costo Marginal Sistema	US\$/MWh			23.4	22.9	23.0	22.6	22.6	22.6	22.6	22.6
Costo Marginal visto Planta	US\$/MWh			23.5	21.5	23.3	23.3	23.2	23.2	23.2	23.2
Precio de la Potencia	US\$/kW			45	45	45	45	45	45	45	45
INGRESOS (Miles US\$)											
Energía				26015	37733	41521	40892	40716	40716	40716	40716
Potencia				7060	10455	10455	10455	10455	10455	10455	10455
Total de Ingresos				33074	48187	51975	51346	51171	51171	51171	51171
COSTOS											
Variables											
Combustible				18211	19212	19507	19212	19212	19212	19212	19212
No combustible				2491	4388	4455	4388	4388	4388	4388	4388
Pago COES	0.40%			132	193	208	205	205	205	205	205
Pago DGE, CTE, OSINER	1.0%			331	482	520	513	512	512	512	512
Total C. Variables				21165	24274	24690	24318	24316	24316	24316	24316
Fijos											
Transporte de gas				7082	7471	7586	7471	7471	7471	7471	7471
Peaje de Conexión y Transmisión				0	0	0	0	0	0	0	0
Adm. y O&M				1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
Total C. fijos				8582	8971	9086	8971	8971	8971	8971	8971

Cuadro N°9.5

**Esquema de Subasta Anual con Compromiso de Potencia
Evaluación Proyecto Planta KA24-1 Demanda Media**

BENEFICIO ANUAL			3328	14942	18199	18057	17884	17884	17884	17884
Depreciación										
Estudios (10a)	6601		660	660	660	660	660	660	660	0
Maquinarias (5a)	94613		7569	18923	18923	18923	18923	11354	0	0
Obras Civiles (33a)	40549		491	1229	1229	1229	1229	1229	1229	1229
<i>Total Depreciación</i>	141762		8721	20811	20811	20811	20811	13242	1889	1229
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS			-5393	-5870	-2612	-2755	-2928	4641	15995	16655
Pérdida acumulada			-5393	-5870	-8482	-11237	-14165	4641	15995	16655
Participación Trabajadores	5%		0	0	0	0	0	232	800	833
Impuesto a la Renta	30%		0	0	0	0	0	1323	4559	4747
Utilidad despues de impuestos			-5393	-5870	-2612	-2755	-2928	3086	10637	11075
CASH FLOW										
Utilidad despues de impuestos			-5393	-5870	-2612	-2755	-2928	3086	10637	11075
Capital de trabajo			-2738							-2738
Depreciacion			8721	20811	20811	20811	20811	13242	1889	1229
Inversiones		7601	54065	81097						
Flujo de Caja Económico		-7601	-54065	-80507	16703	18199	18057	17884	16329	12525
Tasa		0%	9%	10%	11%	12%	13%			
VAN al Año 1999		182,401	-6,345	-13,832	-20,122	-25412	-29864			
TIR		8.3%								
Supuestos:										
Tasa de Salida Forzada:		0.95								
Factor Margen de Reserva:		1.2								
Precio de la potencia a ofertar:		37.5								

Cuadro N°9.5 Continuación

CONCLUSIONES

Las conclusiones mas importantes que podemos mencionar del estudio son las siguientes:

- El marco regulatorio actual del sistema eléctrico ha incentivado que nuevos proyectos energéticos se hallan hecho realidad mediante la inversión privada fundamentalmente, como ejemplo tenemos EDEGEL que tiene en ejecución el proyecto Yanango de 40 MW, y en proyecto la central de Chimay de 140 MW, estas centrales adicionales a su compromiso de ampliación de 120 MW en Santa Rosa, los compromisos de inversión de Etevensa de 300 MW han sido cumplidos, los de EGENOR se están ejecutándose por 105 MW hidráulicos.

Los precios de energía y potencia son competitivos para el sector de clientes libres asi como para los clientes regulados, a futuro con la inclusión de proyectos termoeléctricos con gas natural, estos precios deberán de disminuir con lo que redundará en mayores beneficios para el país, de acuerdo a la proyección de precios analizado estos serán del orden de 33 US\$/MWh como precio monómico, considerando en esta planificación el gas natural de Camisea, además de la interconexión de los sistemas interconectados centro norte y sur tal como fue mostrado en la proyección de la demanda y oferta donde se

considera que en el país es una realidad la interconexión eléctrica para setiembre del año 2000

- En el corto y mediano plazo el sistema sur suministrará energía al sistema centro pero esta tendencia será revertida cuando entren en operación las centrales de ciclo combinado con gas natural, en esta situación la generación del sur será principalmente hidráulica y la planta a carbón de Enersur será requerida esporádicamente en el despacho
- Los megaproyectos mineros como Antamina, La Granja, Quellaveco, Michiquillay pueden ser una realidad en la medida que tengan precios de suministro de energía competitivos que les permita alcanzar costos de producción lo mas bajos posibles de manera que compitan en el mercado internacional, estos clientes potenciales con la evolución del mercado eléctrico ahora licitan internacionalmente el suministro eléctrico, así cualquier productor independiente IPP puede entrar al mercado eléctrico peruano y competir con las actuales empresas del sector, las experiencia de otros mercados muestra que éstos en la mayoría de los casos entran con plantas termoeléctricas con costos de producción sumamente bajos, como los ciclos combinados con gas natural.
- El ciclo combinado KA24-1, con tecnología de combustión secuencial es una de las plantas mas modernas que serán implementadas en el mediano plazo en el mundo, actualmente esta en construcción en Argentina la central de Docksud de 800 MW con ciclo combinado.
- El mercado eléctrico ofrece oportunidad de crecimiento de oferta en el mediano plazo que pueden ser cubiertos por centrales hidroeléctricas de costos de

instalación menores a 1100 US\$/kW o centrales con Ciclo Combinado de configuración 1 * 1 de potencias menores a 300 MW para que puedan ser utilizadas como centrales de base o semibase

- La ubicación de la central con gas natural de Camisea tiene que ser en la zona sur de Lima por dos razones fundamentales, la primera por conexión a los ductos de gas y la segunda por la conexión al sistema principal de transmisión que le posibilitará tener un reconocimiento de energía al precio referencial del sistema (factor de potencia y energía igual a la unidad), además de evitar el pago por uso de sistemas de transmisión secundaria
- Es factible tanto desde el punto de vista técnico como económico la instalación de un ciclo combinado en el país con tasas de rentabilidad del 11%, lo cual es atractivo para cualquier generador actual o un IPP, la experiencia de los mercados como Argentina y Chile enseña que cuando se hace uso del gas natural en la generación eléctrica, esta tecnología es la que marca la pauta del desarrollo de nuevos proyectos energéticos que aún implican una sobreoferta en el sector con lo que los precios de electricidad son sumamente bajos como el caso Argentino donde existen abundantes yacimientos de gas y se tienen precios medios de 20US\$/MWh, donde las rentabilidades de los generadores son menores al 11%.
- Los cambios que pueda dar el gobierno en la legislación eléctrica con fines de abaratar los precios de energía en el corto plazo pueden ser contraproducentes en el largo plazo al no dar las señales de mercado que permitan recuperar la inversión de plantas existentes, así como el retraso de proyectos energéticos.

Para las plantas termoeléctricas que no operen en base o semibase el futuro puede ser realmente incierto, con lo que las plantas termoeléctricas que se implementen a futuro tienen que ser sumamente eficientes y eso se consigue con gas natural.

ANEXO A

PROYECCION DE PRECIOS DE ENERGIA DEMANDA MEDIA

**Proyección de Precios de Energía
Demanda Media**

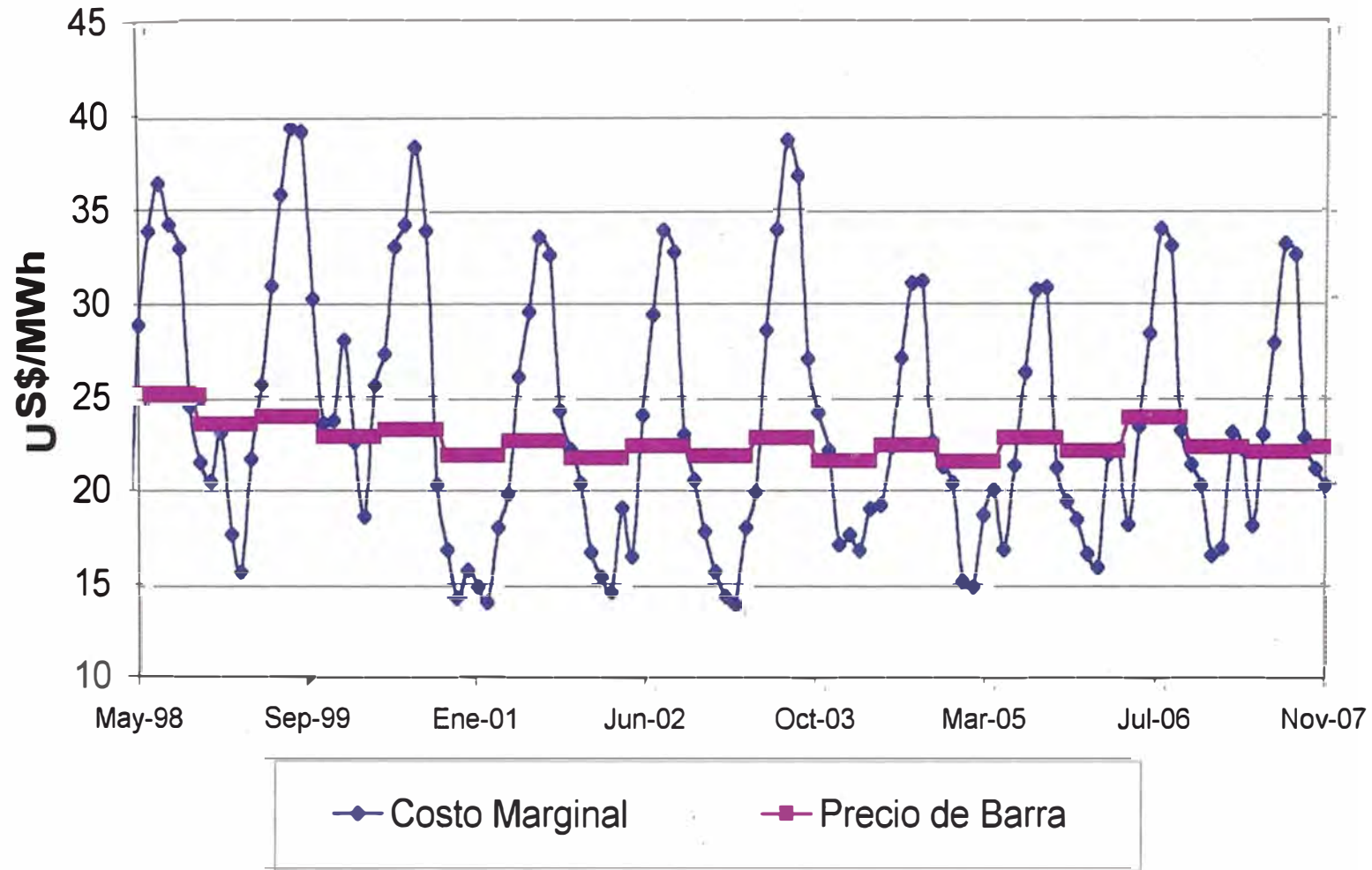
	Costo Marginal US\$/MWh	Precio de Barra US\$/MWh
Ene-98	16.56	25.4
Feb-98	16.96	25.4
Mar-98	10.17	25.4
Abr-98	16.42	25.4
May-98	28.84	25.18
Jun-98	33.82	25.18
Jul-98	36.36	25.18
Ago-98	34.21	25.18
Sep-98	32.93	25.18
Oct-98	24.45	25.18
Nov-98	21.46	23.46
Dic-98	20.46	23.46
Ene-99	23.04	23.46
Feb-99	17.63	23.46
Mar-99	15.6	23.46
Abr-99	21.62	23.46
May-99	25.66	23.86
Jun-99	30.93	23.86
Jul-99	35.76	23.86
Ago-99	39.31	23.86
Sep-99	39.1	23.86
Oct-99	30.23	23.86
Nov-99	23.54	22.8
Dic-99	23.66	22.8
Ene-00	28.03	22.8
Feb-00	22.53	22.8
Mar-00	18.6	22.8
Abr-00	25.6	22.8
May-00	27.32	23.16
Jun-00	33	23.16
Jul-00	34.18	23.16
Ago-00	38.28	23.16
Sep-00	33.84	23.16
Oct-00	20.25	23.16
Nov-00	16.81	21.79
Dic-00	14.22	21.79
Ene-01	15.71	21.79
Feb-01	14.82	21.79
Mar-01	14.01	21.79
Abr-01	17.98	21.79
May-01	19.78	22.57
Jun-01	26.09	22.57
Jul-01	29.53	22.57
Ago-01	33.49	22.57
Sep-01	32.56	22.57
Oct-01	24.2	22.57
Nov-01	22.12	21.67
Dic-01	20.35	21.67
Ene-02	16.67	21.67
Feb-02	15.34	21.67
Mar-02	14.53	21.67
Abr-02	19.02	21.67
May-02	16.44	22.29
Jun-02	23.98	22.29
Jul-02	29.4	22.29
Ago-02	33.88	22.29
Sep-02	32.71	22.29
Oct-02	22.93	22.29
Nov-02	20.52	21.77
Dic-02	17.79	21.77

	Costo Marginal US\$/MWh	Precio de Barra US\$/MWh
Ene-03	15.65	21.77
Feb-03	14.32	21.77
Mar-03	13.88	21.77
Abr-03	17.98	21.77
May-03	19.91	22.73
Jun-03	28.56	22.73
Jul-03	33.89	22.73
Ago-03	38.6	22.73
Sep-03	36.73	22.73
Oct-03	27.03	22.73
Nov-03	24.12	21.51
Dic-03	22.1	21.51
Ene-04	17.1	21.51
Feb-04	17.63	21.51
Mar-04	16.79	21.51
Abr-04	19	21.51
May-04	19.2	22.32
Jun-04	22.27	22.32
Jul-04	27.08	22.32
Ago-04	31.06	22.32
Sep-04	31.15	22.32
Oct-04	22.57	22.32
Nov-04	21.24	21.47
Dic-04	20.35	21.47
Ene-05	15.12	21.47
Feb-05	14.85	21.47
Mar-05	18.65	21.47
Abr-05	19.98	21.47
May-05	16.81	22.75
Jun-05	21.3	22.75
Jul-05	26.32	22.75
Ago-05	30.7	22.75
Sep-05	30.81	22.75
Oct-05	21.16	22.75
Nov-05	19.38	22.04
Dic-05	18.44	22.04
Ene-06	16.57	22.04
Feb-06	15.9	22.04
Mar-06	21.85	22.04
Abr-06	22.14	22.04
May-06	18.17	23.82
Jun-06	23.38	23.82
Jul-06	28.37	23.82
Ago-06	33.95	23.82
Sep-06	33.03	23.82
Oct-06	23.15	23.82
Nov-06	21.32	22.22
Dic-06	20.23	22.22
Ene-07	16.52	22.22
Feb-07	16.91	22.22
Mar-07	23.03	22.22
Abr-07	22.17	22.22
May-07	18.09	21.97
Jun-07	22.94	21.97
Jul-07	27.9	21.97
Ago-07	33.12	21.97
Sep-07	32.58	21.97
Oct-07	22.76	21.97
Nov-07	21.1	22.22
Dic-07	20.23	22.22

ANEXO B

GRAFICO DE PROYECCION DE PRECIOS DE ENERGIA DEMANDA MEDIA

Proyección de Precios de Energía Demanda Media



ANEXO C

DESPACHO DE LA PLANTA KA24-1 DEMANDA MEDIA

Despacho de la Planta KA24-1 Demanda Media

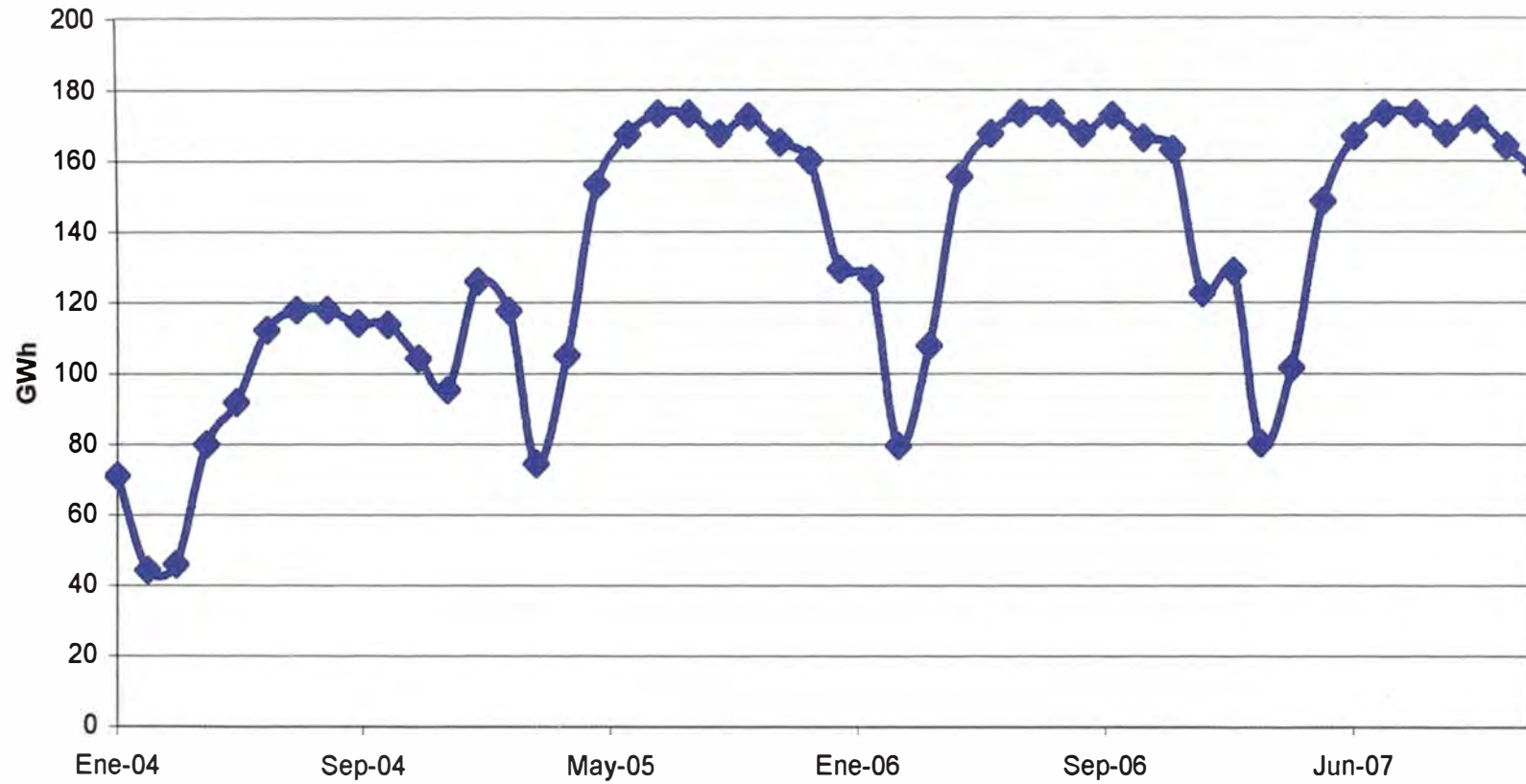
	Despacho de la planta GWh
Ene-04	70.8
Feb-04	44.1
Mar-04	45.9
Abr-04	79.7
May-04	91.7
Jun-04	112.2
Jul-04	117.9
Ago-04	117.9
Sep-04	114
Oct-04	113.6
Nov-04	104
Dic-04	95.2
Ene-05	126
Feb-05	117.7
Mar-05	74.3
Abr-05	105
May-05	153.2
Jun-05	167.4
Jul-05	173.2
Ago-05	173.2
Sep-05	167.6
Oct-05	172.2
Nov-05	165.2
Dic-05	160.1

	Despacho de la planta GWh
Ene-06	129.3
Feb-06	126.7
Mar-06	79.3
Abr-06	107.6
May-06	155.3
Jun-06	167.5
Jul-06	173.2
Ago-06	173.2
Sep-06	167.6
Oct-06	172.6
Nov-06	166.2
Dic-06	163.1
Ene-07	122.6
Feb-07	128.8
Mar-07	80.2
Abr-07	101.5
May-07	148.5
Jun-07	166.9
Jul-07	173.2
Ago-07	173.2
Sep-07	167.6
Oct-07	171.6
Nov-07	164.2
Dic-07	157

ANEXO D

GRAFICO DE PROYECCION DE PRODUCCION DE ENERGIA PLANTA KA24-1

Proyección de Producción de Energía Planta KA24-1



—◆— Venta en el SPOT

ANEXO E

RESUMEN ANUAL DE LA OPERACION PLANTA

KA24-1 DEMANDA MEDIA

Resumen Anual de la Operación de la Planta KA24-1 Demanda Media

	2004	2005	2006	2007
Generación Energía GWh	1107	1755	1782	1755
Venta Contrato	0	0	0	0
Venta Spot GWh	1107	1755	1782	1755
Compra Spot	0	0	0	0
Falla	0	0	0	0
Ingresos (Millones US\$)				
Venta Contrato	0	0	0	0
Venta Spot	26.1	37.7	41.5	40.8
Egresos (Millones US\$)				
Compra Spot	0	0	0	0
Compra Combustible	20.6	22.4	22.7	22.4
Falla	0	0	0	0
Margen Variable (Millones US\$)	5.5	15.3	18.7	18.4
Precios Medios (Mills\$/KWh)				
Venta Contrato	0	0	0	0
Venta Spot	23.5	21.5	23.3	23.2
Compra Spot	0	0	0	0
Falla	0	0	0	0

ANEXO F

PROYECCIÓN DE PRECIOS DE ENERGÍA DEMANDA

ALTA

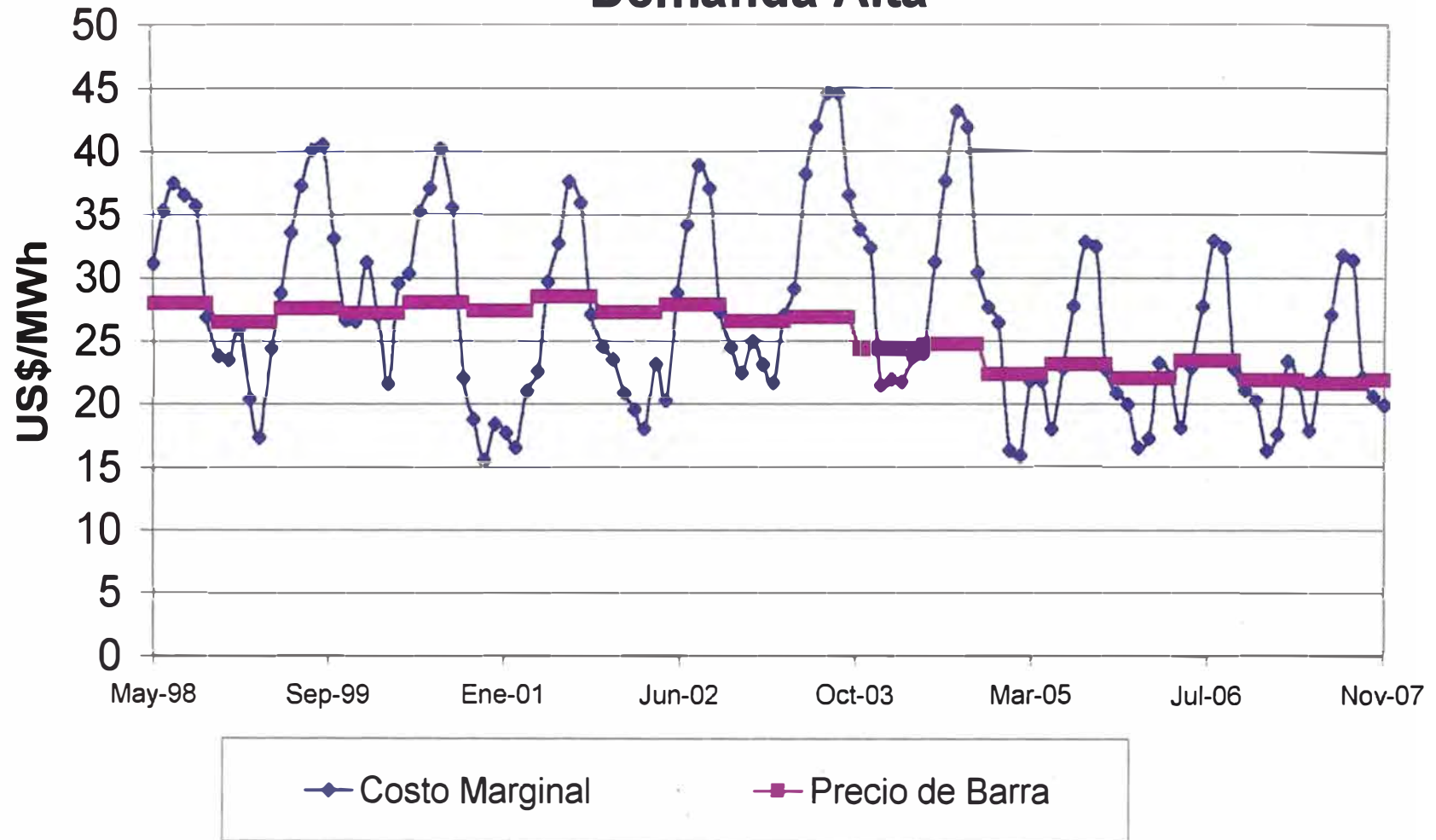
**Proyección de Precios de Energía
Demanda Alta**

	Costo Marginal US\$/MWh	Precio de Barra US\$/MWh		Costo Marginal US\$/MWh	Precio de Barra US\$/MWh
Ene-98	16.3	28.18	Ene-03	24.91	26.54
Feb-98	17.6	28.18	Feb-03	23.08	26.54
Mar-98	12.45	28.18	Mar-03	21.66	26.54
Abr-98	19.16	28.18	Abr-03	27.02	26.54
May-98	31.16	27.98	May-03	29.13	26.85
Jun-98	35.33	27.98	Jun-03	38.21	26.85
Jul-98	37.51	27.98	Jul-03	41.9	26.85
Ago-98	36.56	27.98	Ago-03	44.53	26.85
Sep-98	35.72	27.98	Sep-03	44.51	26.85
Oct-98	26.88	27.98	Oct-03	36.52	26.85
Nov-98	23.75	26.46	Nov-03	33.8	24.24
Dic-98	23.48	26.46	Dic-03	32.34	24.24
Ene-99	25.9	26.46	Ene-04	21.45	24.24
Feb-99	20.31	26.46	Feb-04	21.89	24.24
Mar-99	17.27	26.46	Mar-04	21.69	24.24
Abr-99	24.37	26.46	Abr-04	23.64	24.24
May-99	28.81	27.55	May-04	23.94	24.63
Jun-99	33.63	27.55	Jun-04	31.22	24.63
Jul-99	37.29	27.55	Jul-04	37.65	24.63
Ago-99	40.12	27.55	Ago-04	43.07	24.63
Sep-99	40.51	27.55	Sep-04	41.83	24.63
Oct-99	33.12	27.55	Oct-04	30.37	24.63
Nov-99	26.65	27.15	Nov-04	27.69	22.29
Dic-99	26.55	27.15	Dic-04	26.45	22.29
Ene-00	31.23	27.15	Ene-05	16.3	22.29
Feb-00	27.05	27.15	Feb-05	15.89	22.29
Mar-00	21.56	27.15	Mar-05	21.79	22.29
Abr-00	29.54	27.15	Abr-05	21.78	22.29
May-00	30.36	28.02	May-05	17.98	23.06
Jun-00	35.19	28.02	Jun-05	22.79	23.06
Jul-00	37.07	28.02	Jul-05	27.78	23.06
Ago-00	40.2	28.02	Ago-05	32.84	23.06
Sep-00	35.55	28.02	Sep-05	32.43	23.06
Oct-00	21.99	28.02	Oct-05	22.67	23.06
Nov-00	18.7	27.36	Nov-05	20.84	21.93
Dic-00	15.52	27.36	Dic-05	19.88	21.93
Ene-01	18.37	27.36	Ene-06	16.49	21.93
Feb-01	17.65	27.36	Feb-06	17.22	21.93
Mar-01	16.49	27.36	Mar-06	23.21	21.93
Abr-01	20.97	27.36	Abr-06	22.13	21.93
May-01	22.57	28.46	May-06	18.06	23.35
Jun-01	29.67	28.46	Jun-06	22.82	23.35
Jul-01	32.71	28.46	Jul-06	27.73	23.35
Ago-01	37.57	28.46	Ago-06	32.89	23.35
Sep-01	35.92	28.46	Sep-06	32.33	23.35
Oct-01	27.11	28.46	Oct-06	22.74	23.35
Nov-01	24.52	27.24	Nov-06	21.07	21.79
Dic-01	23.5	27.24	Dic-06	20.21	21.79
Ene-02	20.8	27.24	Ene-07	16.26	21.79
Feb-02	19.48	27.24	Feb-07	17.54	21.79
Mar-02	17.98	27.24	Mar-07	23.34	21.79
Abr-02	23.13	27.24	Abr-07	21.62	21.79
May-02	20.22	27.81	May-07	17.84	21.54
Jun-02	28.82	27.81	Jun-07	22.15	21.54
Jul-02	34.17	27.81	Jul-07	27.07	21.54
Ago-02	38.84	27.81	Ago-07	31.75	21.54
Sep-02	37.02	27.81	Sep-07	31.36	21.54
Oct-02	27.29	27.81	Oct-07	22.03	21.54
Nov-02	24.41	26.54	Nov-07	20.52	21.79
Dic-02	22.42	26.54	Dic-07	19.84	21.79

ANEXO G

GRAFICO DE PROYECCION DE PRECIOS DE ENERGIA DEMANDA ALTA

Proyección de Precios de Energía Demanda Alta



ANEXO H

RESUMEN ANUAL DE LA OPERACION PLANTA

KA24-1 DEMANDA ALTA

Resumen Anual de la Operación de la Planta KA24-1 Demanda Alta

	2004	2005	2006	2007
Generación GWh	1227	1767	1749	1725
Venta Contrato	0	0	0	0
Venta Spot GWh	1227	1767	1749	1725
Compra Spot	0	0	0	0
Falla	0	0	0	0
Ingresos (Millones US\$)				
Venta Contrato	0	0	0	0
Venta Spot	36.5	40.5	40.6	39.3
Egresos (Millones US\$)				
Compra Spot	0	0	0	0
Compra Combustible	22.8	22.5	22.3	22
Falla	0	0	0	0
Margen Variable (Millones US\$)				
	13.8	17.9	18.2	17.3
Precios Medios (US\$/MWh)				
Venta Contrato	0	0	0	0
Venta Spot	29.8	22.9	23.2	22.8
Compra Spot	0	0	0	0
Falla	0	0	0	0

ANEXO I

NORMAS Y DECRETOS SUPREMOS RELATIVOS A LA DEPRECIACION Y TASA DE IMPUESTO A LA RENTA

DECRETO SUPREMO No.43-95-EF

16 de marzo de 1995

Normas Sobre Aplicación de Porcentajes de Depreciación a Bienes Del Activo Fijo

A partir de 1994 aplicarán la tasa del veinte (20) por ciento anual y así sucesivamente hasta extinguir la vida útil de las maquinarias y equipos adquiridos a partir del 1 de enero de 1991.

DECRETO SUPREMO 122-94-EF

19 de setiembre de 1994

Aprueban El Reglamento De La Ley Del Impuesto A La Renta

Artículo 22o.- DEPRECIACION (*)

Para el cálculo de la depreciación se aplicará las siguientes disposiciones:

a) De conformidad con el Artículo 39o. de la Ley, los edificios y construcciones sólo serán depreciados mediante el método de línea recta, a razón de 3% anual.

b) Los demás bienes afectados a la producción de rentas gravadas de la tercera categoría, se depreciarán según el mismo método aplicando el porcentaje que resulte de la siguiente tabla:

BIENES	VIDA UTIL	PORCENTAJE ANUAL DE DEPRECIACION
1. Ganado de trabajo y reproducción; redes de pesca	Cuatro años	25%
2. Vehículos de transporte terrestre (excepto ferrocarriles); hornos en general	Cinco años	20%

3. Maquinaria y equipo utilizados por las actividades minera, petrolera y de construcción; excepto muebles, enseres y equipos de oficina.	Cinco años	20%
4. Equipos de procesamiento de datos	Cinco años	20%
5. Maquinaria y equipo adquirido a partir del 1.1.91	Cinco años	20%
6. Otros bienes del activo fijo	Diez años	10%

c) Las depreciaciones que resulten por aplicación de lo dispuesto en los incisos anteriores se computarán a partir del mes en que los bienes sean utilizados en la generación de rentas gravadas.

DECRETO LEGISLATIVO No. 774

Fecha de promulgación: 30 de diciembre de 1993

LEY DEL IMPUESTO A LA RENTA

CAPITULO VI

DE LA RENTA NETA

Artículo 37o.- (1) A fin de establecer la renta neta de tercera categoría se deducirá de la renta bruta los gastos necesarios para producirla y mantener su fuente, en tanto la deducción no esté expresamente prohibida por esta Ley, en consecuencia son deducibles:

g) Los gastos de organización, los gastos pre-iniciales, pre-operativos originados por la expansión de las actividades de la empresa y los intereses devengados durante el período pre-operativo, a opción del contribuyente, podrán deducirse en el primer ejercicio o amortizarse proporcionalmente en el plazo máximo de diez (10) años.

CAPITULO VII

DE LAS TASAS DEL IMPUESTO

Artículo 55o.- El impuesto que grava las rentas de tercera categoría a cargo de los contribuyentes domiciliados en el país se determinará aplicando la tasa del treinta por ciento (30%) sobre su renta neta.

ANEXO J

RESOLUCIÓN MINISTERIAL SOBRE CONTRIBUCIONES A ORGANISMOS REGULADORES

Resolución Ministerial 524-97 EM/VME

Lima 26 de Noviembre de 1997

El aporte de Enero a Diciembre de 1998

Organismos Supervisor de la Inversión de la Energía OSINERG 0.46% de la facturación

Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas 0.25% de la facturación

Comisión de Tarifas Eléctricas 0.29% de la facturación

ANEXO K

NORMAS Y DECRETOS REFERIDOS AL PROYECTO DE CAMISEA

Decreto de Urgencia N° 045-98

Lima 2 de Setiembre de 1998

Incluyen el Proyecto de explotación de los yacimientos de gas natural de Camisea en el proceso de promoción de la inversión privada.

Creación del Comité Especial de alto nivel del Proyecto Camisea, el cual será responsable de la coordinación, diseño y conducción del proceso de promoción de la inversión privada de la explotación de los yacimientos de Camisea, el transporte, distribución y las plantas de procesamiento y facilidades conexas requeridas.

Resolución Suprema N° 497-98 PCM

Lima 2 de Setiembre de 1998

Constituyen Comité Especial de Alto Nivel del Proyecto Camisea

El comité está integrado por las siguientes personas:

Sr. Jorge Camet Dickmann, representante del presidente de la República quien la preside.

Ministro de Industria, Turismo, Integración y Negociaciones Comerciales Internacionales, Sr. Gustavo Caillaux Zazzali

Ministro de Economía y Finanzas, Sr. Jorge Baca Campodónico

Ministro de Energía y Minas, Sr. Daniel Hokama Tokashiki

ANEXO L

**RESOLUCION MINISTERIAL SOBRE LA LINEA DE
INTERCONEXION MANTARO SOCABAYA**

Resolución Ministerial 466-97 EM/VME

Lima 24 de Octubre de 1997

Línea de Transmisión Eléctrica Mantaro Socabaya como parte del Sistema Principal de Transmisión, a partir de la fecha de interconexión de los Sistemas De Transmisión Centro-Norte y Sur.

ANEXO M

GLOSARIO DE TERMINOS REFERIDOS A LA LEY Y REGLAMENTO DE LA REGULACION DEL SECTOR ELECTRICO

- **Barra:** Es aquel punto del sistema eléctrico preparado para entregar y/o retirar energía eléctrica.
- **Bloques Horarios:** Son períodos horarios en los que los costos de generación son similares, determinados en función de las características técnicas y económicas del sistema.
- **Costo de Racionamiento:** Es el costo promedio incurrido por los usuarios, al no disponer energía, y tener que obtenerla de fuentes alternativas. Este costo se calculará como valor único y será representativo de los déficit más frecuentes que puedan presentarse en el sistema eléctrico.
- **Costo Medio:** Son los costos totales correspondientes a la inversión, operación y mantenimiento para un sistema eléctrico, en condiciones de eficiencia.
- **Costos Marginales de Corto Plazo:** Es el costo en que se incurre para producir una unidad adicional de energía, o alternativamente el ahorro obtenido al dejar de producir una unidad, considerando la demanda y el parque de generación disponible.
- **Energía Firme:** Es la máxima producción esperada de energía eléctrica en condiciones de hidrología seca para las unidades de generación hidroeléctrica y de indisponibilidad esperada para las unidades de generación térmica.

La hidrología seca corresponde a una temporada, cuya probabilidad de excedencia es fijada en el Reglamento.

- **Factores de Ponderación:** Son los valores que representan la proporción de cada Sector Típico de Distribución en una concesión de distribución. La suma de los factores de ponderación para una concesión es igual a uno.

- **Mercado no Regulado:** Corresponde a las transacciones de electricidad para los clientes que no sean de Servicio Público de Electricidad en condiciones de competencia, en los cuales la fijación de precios no se encuentra regulada o reglamentada por la Ley.
- **Mercado Libre:** La Ley establece un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan efectuarse en condiciones de competencia, que se pueda dar para clientes con consumos mayores a 1 MW.
- **Mercado SPOT:** Es el mercado que se establece entre generadores en el COES, donde se compra y vende energía y potencia, cuando por necesidades de la operación económica del sistema, se requiera la paralización de centrales o el funcionamiento de las unidades eléctricas más económicas. Estas transacciones se efectúan a costos marginales de corto plazo del sistema
- **Pérdidas Marginales de Transmisión de Energía:** Son las pérdidas de energía que se producen en el sistema de transmisión por el retiro de una unidad adicional de energía, en una determinada Barra del Sistema de Transmisión Principal.
- **Pérdidas Marginales de Transmisión de Potencia de Punta:** Son las pérdidas de potencia que se producen en el sistema de transmisión por el retiro de una unidad adicional de potencia, en una determinada Barra del Sistema de Transmisión Principal.
- **Plan Referencial:** Es el programa tentativo de estudios y obras de generación y transmisión a mínimo costo para cubrir el crecimiento de la demanda de energía en el mediano plazo.

- **Potencia firme:** Es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora en las horas de punta con alta seguridad, con una probabilidad superior o igual a la que defina el Reglamento. En cada COES, la suma de la potencia firme de sus integrantes no podrá exceder a la máxima demanda del sistema interconectado.
- **Sector de Distribución Típico:** Son instalaciones de distribución con características técnicas similares en la disposición geográfica de la carga, características técnicas, así como los costos de inversión, operación y mantenimiento.

Una concesión puede estar conformada por uno o más Sectores de Distribución Típicos.

- **Sistema Económicamente Adaptado:** Es aquel sistema eléctrico en el que existe una correspondencia de equilibrio entre la oferta y la demanda de energía, procurando el menor costo y manteniendo la calidad del servicio.
- **Sistema Interconectado:** Conjunto de líneas de transmisión y subestaciones eléctricas conectadas entre sí, así como sus respectivos centros de despacho de carga, que permite la transferencia de energía eléctrica entre dos o más sistemas de generación.
- **Sistema Principal de Transmisión:** Es la parte del sistema de transmisión, común al conjunto de generadores de un Sistema Interconectado, que permite el intercambio de electricidad y la libre comercialización de la energía eléctrica.
- **Sistema Secundario de Transmisión:** Es la parte del sistema de transmisión destinado a transferir electricidad hacia un distribuidor o consumidor final desde una Barra del Sistema Principal. Son parte de este sistema, las instalaciones

necesarias para entregar electricidad desde una central de generación hasta una Barra del Sistema Principal de Transmisión.

- **Tasa Libre de Riesgo:** Tasa de rentabilidad del capital para las operaciones en los sistemas de intermediación financiera, para condiciones de bajo riesgo de capital.
- **Valor Nuevo de Reemplazo:** Para fines de la presente Ley, representa el costo de renovar las obras y bienes físicos destinados a prestar el mismo servicio con la tecnología y precios vigentes, considerando además:
 - a) Los gastos financieros durante el período de la construcción, calculados con una tasa de interés que no podrá ser superior a la Tasa de Actualización, fijada en el artículo 79° de la Ley de Concesiones
 - b) Los gastos y compensaciones por el establecimiento de las servidumbres utilizadas; y,
 - c) Los gastos por concepto de estudios y supervisión.

Para la fijación del Valor Nuevo de Reemplazo, los concesionarios presentarán la información sustentatoria, pudiendo la Comisión de Tarifas Eléctricas rechazar fundadamente la incorporación de bienes innecesarios.

- **Compensación a la empresa de Transmisión:** La compensación que debe percibir el transmisor, se abona separadamente a través de dos conceptos denominados: Ingreso Tarifario y Peaje por Conexión.

El Ingreso Tarifario se calcula en función a la potencia y energía entregada y retirada en barras, valorizadas a sus respectivas Tarifas en Barra.

El Peaje por Conexión es la diferencia entre el Costo Total de Transmisión y el Ingreso Tarifario, y es pagado por los generadores en proporción a su potencia firme.

- **Precio básico de energía:** Al costo marginal de la energía localizado en la barra de referencia del sistema, es calculado por el modelo JUNRED/JUNTAR. Debido a que el costo marginal de corto plazo (calculado por el modelo) varía grandemente con las horas del día (hora punta y hora fuera de punta) y con las estaciones del año (estación húmeda y estación seca), es necesario definir un procedimiento para estabilizar el precio básico de energía durante el período de análisis, a este nuevo precio se le denomina Precio de Barra y se encuentra localizado en la barra de referencia del sistema.

El criterio para determinar el Precio de Barra en la barra de referencia es determinar un precio estable de tal manera que los ingresos marginales actualizados del sistema durante el período de estabilización (48 meses) sea igual a los ingresos a precios de barra actualizados en el mismo período.

$$\sum_{i=1}^N \frac{1}{(1+\alpha)^{i-1}} * CMg_i * E_i = \sum_{i=1}^N \frac{1}{(1+\alpha)^{i-1}} * CMgB * E_i$$

Donde:

CMg_i : es el costo marginal de la energía en la Barra de Referencia en el período i

E_i es el consumo de energía del sistema en la Barra de Referencia en el período i

N es el número de períodos

es la tasa de actualización del capital referida al período

CMgB : es el Precio de Barra en la Barra de Referencia (Barra Base)

$$CMgB = \frac{\sum_{i=1}^N \frac{1}{(1+\alpha)^{i-1}} * CMg_i * E_i}{\sum_{i=1}^N \frac{1}{(1+\alpha)^{i-1}} * E_i}$$

El Precio de Barra es igual al cociente del Ingreso Marginal Actualizado entre el Consumo de Energía Actualizado.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Ley General de Electricidad N° 23406, mayo 1982
- [2] Decreto Legislativo N° 649, julio 1991,
- [3] Decreto Legislativo 674, Ley de Promoción de la Inversión Privada en las Empresas del Estado
- [4] Decreto Ley N°25844, Ley de Concesiones Eléctricas, noviembre 1992
- [5] Memoria anual 1997 del COES SICN y COES SUR
- [6] Presentación Consorcio Bechtel Odebretch Cosapi a la Sociedad Nacional de Industria Julio 1998
- [7] Ley N°26980 27 Setiembre de 1998, Subasta de Potencia
- [8] Resolución Suprema 497-98 PCM, constituyen Comité Especial de Alto Nivel del Proyecto Camisea
- [9] Resolución Ministerial 466-97 EM/VME, Resolución Ministerial Sobre la Línea de Interconexión Mantaro Socabaya
- [10] Gas Turbine World 1997 Handbook
- [11] Conferencia Ciclo Combinado KA24-1 Tecnología de Combustión Secuencial 1998, ABB Power Generation Suiza, ABB Perú
- [12] Technical Paper GT24/GT26 gas turbine ABB Power Generation
- [13] Presentación Shell Mobil al COES SINC febrero 1998
- [14] Modelo de simulación para tarifas eléctricas de energía: JUNRED/JUNTAR

- [15] Modelo de cálculo de potencia firme - CTE
- [16] Modelo de Flujo de carga WINFLUP
- [17] Gas Turbine World 1997 Handbook considerando derechos de internación en Perú
- [18] VNR de Sistemas Secundarios de Transmisión CTE
- [19] VNR de Sistema Principal de Transmisión CTE
- [20] Negociaciones de la CTE y Shell Mobil, precio del gas en el sistema eléctrico
- [21] Resolución Ministerial 524-97 EM/VME, noviembre 1997, Aporte a organismos reguladores
- [22] Decreto Supremo N°43-95 EF 16.03.95, Tasas de depreciación SUNAT
- [23] Decreto Legislativo 774 Ley del Impuesto a la Renta 30.12.97
- Proyecto: Garantía Tarifaria (1992-1993)
- Análisis de Tarifas de la Comisión de Tarifas Eléctricas
- D.S. N° 009-93-EM, Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas
 - El Negocio Eléctrico en el Marco del Nuevo Sistema Tarifario
- Autor: Ing. Luis Haro Zavaleta. Gerente de Planificación de EDELNOR
- Ventajas Competitivas dentro de la Nueva Estructuración del Sector Eléctrico
- Peruano
- Autor: Ing. Luis Carlos Rodríguez ; Presidente de la CEPRI de ELECTROLIMA
- Criterios y Procedimientos Tarifarios
- Autor: Ing. Mario Calmet Agnelli

- Seminario Tecnológico de Turbinas a Gas y Ciclo Combinado a Gas Natural

1997

ABB Power Generation

- Conferencia Ciclo Combinado KA24-1 Tecnología de Combustión Secuencial

1998

ABB Power Generation Suiza, ABB Perú

- Conferencia El Gas Natural de Camisea Febrero 1998

Consorcio Shell Mobil

- Microeconomía Tercera Edición

Autor : Dominick Salvatore , Ph.D.

Profesor de Economía Fordham University

- Economía Decimotercera Edición

Autores :

Paul A. Samuelson, Ph.D.

Profesor de Economía Massachusetts Institute of Technology (MIT)

William D. Nordhaus, Ph.D.

Profesor de Economía Yale University Apuntes de Clase del Curso de

- Microeconomía del Post - Grado en Proyectos de Inversión Universidad

Nacional de Ingeniería - Facultad de Ingeniería Económica

Autor : Profesor Sergio Cuentas, Magister en Economía Pontificia Universidad

Católica del Perú.

- Apuntes de Clase del Curso de Preparación y Evaluación de Proyectos del Post - Grado en Proyectos de Inversión Universidad Nacional de Ingeniería - Facultad de Ingeniería Económica.

Autor : Javier Sicchar Valdéz, Magister en Planificación y Desarrollo, Post - Grado en Proyectos de Inversión Universidad Nacional de Ingeniería.