UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA

"EVALUACION ECONOMICA DE LA TRANSFORMACIÓN A SISTEMA DIESEL – GAS NATURAL DEL GRUPO WESTINGHOUSE DE LA C.T. SANTA ROSA"

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE

INGENIERO MECANICO

MARIO GUILLERMO CABELLOS CORNEJO

PROMOCION 2001-I

LIMA-PERU

2006

ÍNDICE

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN.....4

CAPÍTULO 2

CARACTERÍSTICAS DEL MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL.....6

2.1.- RESEÑA HISTÓRICA DE LA CENTRAL SANTA ROSA.....6

2.2.- EL NEGOCIO ELÉCTRICO.....9

2.3.- EL GAS DE CAMISEA COMO COMBUSTIBLE.....11

2.4.- PROPIEDADES DEL GAS NATURAL 14

2.5.- CARACTERÍSTICAS DE LA EXTRACCIÓN, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DEL GAS NATURAL.....19

2.6.- IMPACTO DEL GAS NATURAL EN EL SECTOR ELÉCTRICO.....27

CAPÍTULO 3

DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LA CENTRAL SANTA ROSA.....37

3.1.- UBICACIÓN DE LA CENTRAL TÉRMICA SANTA ROSA.....37

3.2.- CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS GRUPOS DE LA CENTRAL TÉRMICA SANTA ROSA.....38

3.2.1.- GRUPO DE GENERACIÓN WESTINGHOUSE.....38

3.2.2.- GRUPOS DE GENERACIÓN UTI'S.....41

DEDICATORIA

Dedico este informe a mi hijo Adrian.

CAPÍTULO 4

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS ESTIMADAS DEL SISTEMA DUAL GAS-PETRÓLEO.....43

4.1.- ELEMENTOS TÉCNICOS PARA LA ADOPCIÓN AL USO DE GAS.....43

4.2.- DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES NECESARIAS Y DE LOS TRABAJOS A REALIZAR.....44

4.2.1.- EQUIPOS REQUERIDOS.....44

4.2.2.- SERVICIOS DE INSTALACIÓN.....47

CAPÍTULO 5

EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA DUAL GAS NATURAL –PETRÓLEO.....52

5.1.-CONSIDERACIONES GENERALES.....52

5.2.-CONSIDERACIONES PARA EL ANÁLISIS 53

5.2.1.- EFECTO DEL PRECIO DE LOS COMBUSTIBLES.....53

5.2.2.- EFECTO DE LAS PROYECCIONES DEL CONSUMO ELÉCTRICO.....54

5.2.3.- EFECTO DE LA DISPONIBILIDAD DE RECURSOS.....54

5.2.4.- PLAN DE OBRAS DE GENERACIÓN.....56

5.3.-CONSIDERACIONES DE PRECIOS PARA FORMULAR LOS DATOS DE ENTRADA AL PROGRAMA.....57

5.3.1.- PRECIO DE COMBUSTIBLES Y COSTOS VARIABLES.....57

5.4.- MODELOS MATEMÁTICOS A CONSIDERAR.....65

5.4.1.- DESCRIPCIÓN GRÁFICA DEL FUNCIONAMIENTO DEL MODELO MHTP.....67

5.5.- RESULTADOS OBTENIDOS.....71

5.5.1.- PRECIOS DE ENERGÍA Y POTENCIA.....71

5.5.2.- INGRESOS CALCULADOS POR ENERGÍA Y POTENCIA.....75

5.5.3.- CALCULO DEL VAN.....76

CONCLUSIONES.....78

PRÓLOGO

El informe que a continuación leerán trata sobre el cambio de la matriz energética del Perú, de la rentabilidad que se presenta al utilizar los recursos energéticos naturales con los que cuenta nuestra Nación comparado con la importación de energía como es la compra de petróleo crudo a los productores del exterior.

Básicamente se demuestra de manera muy sencilla que es más rentable utilizar nuestro gas natural que utilizar el diesel que no produce el Perú. La gran parte de nuestra industria puede funcionar con gas natural, sólo falta tomar la decisión de hacerlo, y para respaldar esta decisión basta con hacer un simple cálculo matemático.

Por ejemplo, para este caso particular, el grupo generador Westinghouse de la Central Térmica Santa Rosa fue diseñado para funcionar quemando gas natural o diesel, lo que simplifica la transformación a uso de gas. En los años en los que se adquirió el mencionado grupo (año 1997) ya se sabía todo acerca del gas de Camisea, lamentablemente no se explotaba hasta ese momento; afortunadamente a partir del año 2004 lo tenemos disponible, y sólo bastó efectuar un cálculo económico simple para comprobar que el uso del gas era muy rentable comparado con el diesel.

En nuestro sector eléctrico no todos los grupos térmicos han sido diseñados para quemar gas natural, por ejemplo, tenemos los grupos Siemens de la Central Térmica de Ventanilla, a los que les tuvieron que hacer modificaciones en la cámara de combustión para que

puedan quemar gas natural, pero con todo eso la transformación al uso del gas fue un negocio rentable.

Para realizar esta evaluación económica pudieron utilizarse varios programas que simulan el funcionamiento del sector eléctrico, cualquiera hubiera arrojado resultados similares, era un cálculo simple de realizar, lo único laborioso de la evaluación era definir los datos de entrada tales como el plan de obras del sector, las proyecciones de los precios de los combustibles y la proyección de la demanda. En el último capítulo del informe se definen estos datos de entrada y se sustenta el por qué de lo asumido.

Debemos tener en cuenta también que las proyecciones pueden cambiar de un año a otro, por ejemplo, si para un cálculo se asumía que dentro de 4 años iba a ingresar una central X con una potencia P, y esto cambia y el ingreso de dicha central se adelanta 2 años, los costos marginales pueden disminuir antes de los esperado y en consecuencia podría ya no ser rentable aquella decisión que tomamos en el primer cálculo. Lo que trato de decir con lo anterior es que hoy nuestro cálculo nos puede sugerir tomar una decisión, pero si hiciéramos el mismo cálculo un año después, ó tan sólo 6 meses después, los resultados no serían los mismos, y tal vez hasta nos sugieran tomar una decisión totalmente diferente a la inicial.

Afortunadamente los resultados económicos obtenidos tienen un margen de ganancia tan elevado que la decisión de transformar el grupo es casi infalible. Lo mismo puede suceder con máquinas que hayan sido diseñadas para también usar gas natural.

Al final del informe se puede comprobar que el uso del gas natural es un excelente negocio para el grupo Westinghouse.

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

El presente informe consiste en la evaluación económica para la transformación a un sistema dual del grupo térmico WESTINGHOUSE de la Central Santa Rosa. Esta evaluación económica toma en cuenta las consideraciones de cambio para el sector eléctrico tales como la demanda, el plan de obras, el precio de los combustibles y el proceso de transformación a sistema dual.

El propósito del informe es demostrar la rentabilidad que se presentaría al transformar a sistema dual el grupo WESTINGHOUSE perteneciente a la Central Térmica Santa Rosa, el mismo que funcionará con gas hasta el año 2009 aproximadamente, condicionado por la disposición de gas en Lima y la modalidad de los contratos firmados, contratos firmes o interrumpibles.

También se da un alcance de la oferta del gas natural y del proyecto Camisea y de las tendencias del parque generador de energía eléctrica; así como un comentario de la diversidad de materia prima con la que se cuenta en el mercado eléctrico para la generación de energía (agua, carbón, combustibles líquidos diesel, residual 500 y residual N° 6, energía eólica y gas natural).

La metodología utilizada es la que se estila normalmente para la evaluación de las inversiones en el sector eléctrico, consistente en simular el funcionamiento del mercado eléctrico para un período de años determinado. Para ello se utilizan programas

estructurados completos que sirven a su vez como referencia para las fijaciones tarifarias (precios de barra).

A inicios del año 1993 se utilizaba el modelo Junín, el cual sólo puede modelar una sola barra y un solo embalse y no toma en cuenta las limitaciones del sistema de transmisión, posteriormente se empezó a utilizar el modelo PERSEO (año 2000) el que es más completo, pero sigue sin poder simular el sistema en su totalidad, aunque aún se utiliza para el cálculo de los precios de barra para las fijaciones tarifarias. En el desarrollo del presente trabajo se utilizará un programa más completo llamado Modelo Hidro-Térmico para el Perú (MHTP); cuya ventaja radica en una simulación más real al sistema eléctrico nacional.

Como resultados se tienen, para el horizonte de estudio de 5 años, que la tasa interna de retorno TIR supera el 80% , resultado satisfactorio para cualquier proceso de inversión.

El costo variable de generación del grupo WESTINGHOUSE disminuye en casi un 75%, ello hace que el grupo se mantenga en funcionamiento casi el 100% del tiempo en los 2 primeros años de funcionamiento con Gas Natural, lo que no sucede funcionando con el combustible original diesel.

CAPÍTULO 2

CARACTERÍSTICAS DEL MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL

A continuación damos un resumen del sector eléctrico en el país.

2.1 RESEÑA HISTÓRICA DE LA CENTRAL SANTA ROSA

La electricidad llegó a nuestro país en la penúltima década del siglo pasado luego de una evolución histórica de iluminación desde los hachones de madera untados con grasa, lámparas de aceite, mecheros de kerosene y, a partir de 1857, la iluminación a gas. Por concesión municipal, el 15 de mayo de 1886 se inauguró el alumbrado público eléctrico que iluminó la Plaza de Armas, los jirones Unión y Carabaya, el puente, la bajada del puente y la Plaza de la Recoleta. La corriente procedía de una planta a vapor de 500 h.p. instalada frente al Parque Neptuno, hoy Paseo de la República. Hacia 1895 se instaló la Empresa Transmisora de Fuerza Eléctrica, con planta en Santa Rosa de la Pampa, en la margen izquierda del Río Rímac. La primera transmisión se efectuó el 6 de agosto, posteriormente la Sociedad Inductrial Santa Catalina absorbió los capitales constitutivos de la Empresa Transmisora y la compañía asumió el nombre de Empresa Eléctrica Santa Rosa bajo la dirección de Mariano Ignacio Prado.

En 1899 se había formado la Sociedad de Alumbrado Eléctrico y Fuerza Motriz con la planta y Piedra Lisa a la margen derecha del río Rímac. En abril de 1900, Santa Rosa se comprometió a la instalación de 4,500 lámparas. Para 1901, el alumbrado comprendía 1800 postes y el servicio particular, 8500 luces.

En 1902 se llegó a 10 mil lámparas instaladas, destinándose gran parte de la producción hacia Miraflores, Barranco y Chorrillos. En ese mismo año se instaló la Planta Térmica en Limatambo para el primer ferrocarril eléctrico del Perú, el de Chorrillos inaugurado en 1904. El primero de enero de 1902 se inauguró oficialmente el servicio público general que cubría la demanda de 115 mil habitantes de la ciudad de Lima.

En 1903 se inauguró la Central Hidroeléctrica de Chosica, con una potencia de 4 mil h.p. siendo la primera en aprovechar un salto considerable en el sistema fluvial Rímac - Santa Eulalia. El 1 de agosto de 1906 se realizó la fusión de todas las empresas relacionadas con la industria eléctrica: La Empresa Eléctrica Santa Rosa, que incluía a Piedra Lisa y la del Callao; La Compañía del Ferrocarril Urbano de Lima, el Ferrocarril Eléctrico del Callao y el Tranvía Eléctrico a Chorrillos, formando las Empresas Eléctricas Asociadas. Durante este lapso de tiempo, el primero de diciembre de 1907, se inauguró la Central Hidroeléctrica de Yanacoto.

Entre 1914 y 1920 la empresa elevó su capacidad a 18400 kW, de los cuales 10 mil eran de origen hidrálico. Desde 1922 Juan Carosio se encargó de la dirección y reorganización de la Empresa en estrecha colaboración con la Motor Columbus S.A., Baden, la Brown Boveri Company, Baden Suiza y a partir de 1926 con la Compañía Sudamericana de Electricidad - Sudelectra - en Zurich, formada con la finalidad de manejar directamente el aporte suizo.

Al amparo de la ley 4510 del 15 de mayo de 1922, celebró el contrato de alumbrado y tranvías con la municipalidad de Lima. Bajo este marco se inició la gran expansión de las Empresas Eléctricas Asociadas.

En 1927, la Central Térmica de Santa Rosa fue ampliada con dos turbo grupos a vapor, cada uno de 5000 kW.

En 1928 es contratado el ingeniero Pablo Boner y en 1933 su proyecto es acogido. El proyecto Boner estuvo formulado en tres etapas para el aprovechamiento del potencial hídrico de la cuenca Rímac - Santa Eulalia a través de la construcción de las centrales escalonadas.

El 7 de mayo de 1938 se inauguró la central de Callahuanca con tres generadores de 12250 kW cada uno, con una potencia total de 36,750 kW. En 1943 entra en funcionamiento el reservorio de regulación diaria de Autisha. El 21 de junio de 1951 fue puesto en marcha el primer grupo de 21 mil kW de la central hidroeléctrica de Moyopampa y al siguiente año le siguió el segundo grupo con igual potencia. En 1955 fue posible ampliar la central de Callahuanca con un cuarto grupo de 31000 kW y la central de Moyopampa con un tercer grupo también de 21000 kW. En 1957 se dio inicio a los trabajos de Huinco: el 15 de diciembre se comienza la perforación del túnel transandino. En abril de 1965 se ianuguró la central de Huinco.

El 30 de marzo de 1960 se inauguró la Central de Huampaní Gino Bianchini con 31 mil kW de potencia instalada. En este año salieron del servicio las centrales de Yanacoto y Chosica.

En 1964 se creó la Escuela de Formación Electrotécnica, la Escuela de Capacitación para obreros y empleados. En el año 1972, durante el gobierno militar del General Juan Velazco Alvarado, por el Decreto Ley 19521 las Empresas Electricas Asociadas se constituyeron en ELECTROLIMA S.A.

Finalmente, en 1994, Electrolima se divide en tres nuevas empresas con el objetivo de su posterior privatización. De esta forma aparecen Luz del Sur, Edelnor y Edegel S.A., las dos primeras distribuidoras y la tercera generadora de electricidad para nuestra ciudad capital.

2.2-EL NEGOCIO ELÉCTRICO

En los años ochenta se inició en el mundo el proceso de reforma consistente principalmente en el fomento de los mecanismos de libre mercado en la industria eléctrica y la participación privada. Es en Sudamérica donde se da inicio a dicha reforma, luego sería en los países de Oceanía y posteriormente en Europa, los países nórdicos y más recientemente en Norteamérica. En nuestro continente, Chile fue el pionero iniciando la reforma en 1982, seguido de Argentina (1992), Perú (1994) y recientemente Brasil (1998).

En el Perú desde el año 1992 el paradigma cambia hacia la desintegración vertical a través de la implementación de un conjunto de reformas estructurales que enfatizan la propiedad privada y el uso de mecanismos de mercado.

Bajo este contexto se promulgó la Ley de Concesiones Eléctricas que estableció la nueva organización del sector, con diferentes mercados y regímenes de precios. Así, se determina que las diferentes actividades pueden ser desarrolladas por personas naturales o jurídicas (nacionales o extranjeras), el libre acceso a la actividad de generación y el otorgamiento de concesiones exclusivas para las actividades de transmisión y distribución. Paralelamente se establece un régimen de regulación de precios para los usuarios finales que tienen un consumo menor a 1 MW, la libre fijación de precios para los clientes con consumos por encima de dicho nivel y un mecanismo de transferencias de energía y potencia entre generadores; valorizando la energía transferida a precio Spot (costo marginal instantáneo). Para un mejor funcionamiento

del sistema se encargó el despacho centralizado y su administración al Comité de Operación Económica del Sistema (COES), integrado por las empresas de generación y transmisión del sistema interconectado.

Con el objetivo de dar señales claras y sostenibles a las empresas del sector y a los usuarios sobre los costos originados al sistema por sus decisiones de producción y consumo, la reforma planteó que en aquellos mercados donde el usuario no tuviera la posibilidad de elegir entre diferentes alternativas, la regulación de precios debería considerar, o bien los costos marginales incurridos – como en el caso de la generación – o bien los costos medios, como en los casos de la transmisión y distribución. Mientras que en los mercados donde es posible la elección entre diferentes opciones, tales como el mercado de clientes libres y la negociación de contratos entre generadoras, la determinación de precios se realizaría por consideraciones de oferta y demanda.

Para que los objetivos trazados por la reforma del sector fuesen exitosos, eran necesarios, no sólo la privatización – entendida como la transferencia a inversionistas privados de la propiedad de los activos que antes se encontraban en manos del Estado, así como de su administración – sino también la implementación de mecanismos de mercado que permitieran la asignación eficiente de los recursos.

El cambio hacia la propiedad privada es importante ya que establece una estructura de incentivos más acorde con la búsqueda de eficiencia. En efecto, los privados buscan optimizar sus costos, aplicando las mejores técnicas en la gestión de negocios e innovando constantemente para competir eficientemente. En cambio, el manejo de las empresas públicas usualmente responde a criterios diferentes, muchas veces políticos, que la vuelven ineficientes.

Por otro lado, el tipo de mecanismo de incentivos adoptado para la asignación de los recursos depende fundamentalmente de la estructura de mercado que, en el caso particular de la industria eléctrica presenta una combinación de aspectos monopólicos y competitivos entre las diferentes actividades.

2.3-EL GAS DE CAMISEA COMO COMBUSTIBLE

Los yacimientos San Martín y Cashiriari, conjuntamente conocidos como Bloque 88, Camisea, albergan una de las más importantes reservas de gas natural no asociado en América Latina. El volumen de gas "in situ" probado es de 8.7 trillones de pies cúbicos (TPC) con un estimado de recuperación final de 6.8 TPC de gas natural (factor de recuperación: 78 %) y 411 millones de barriles de líquidos de gas natural asociados (propano, butano y condensados).

El potencial del Bloque 88 está estimado en 11 TPC de gas natural (el volumen de gas "in situ" probado + probable). El estimado de recuperación final considerando los volúmenes probados + probables es 8.24 TPC de gas y 482 millones de barriles de líquidos de gas natural. Las reservas de Camisea son diez veces más grandes que cualquier otra reserva de gas natural en el Perú.

El Proyecto Camisea consiste en la explotación de estas reservas, la construcción y operación de dos ductos, un gasoducto para gas natural y un poliducto para líquidos de gas natural y la red de distribución para gas natural en Lima y Callao. Los ductos permitirán que el gas natural y los líquidos estén disponibles para consumo doméstico y para exportación. El gas natural será transportado a Lima, el principal centro de consumo, donde podrá ser utilizado para fines residenciales e industriales, así como para generar electricidad, la misma que luego será distribuida a nivel nacional a través de la infraestructura de transmisión existente en el Perú. Los líquidos permitirán

abastecer al mercado local de GLP y también constituirá una importante fuente de ingreso de divisas.

El desarrollo de las reservas de Camisea es un proyecto que empezó hace varios años atrás. Fue entre 1983 y 1987 que se produjo el descubrimiento de los yacimientos de Camisea. En 1988, Petroperú suscribió con una compañía privada un Acuerdo de Bases para la explotación de Camisea. No obstante, la negociación del Contrato concluyó sin que las partes llegaran a un acuerdo. En 1994, se suscribió el Convenio para la Evaluación y Desarrollo de los yacimientos de Camisea entre Petroperú y la misma compañía privada. Después de la presentación del Estudio de Factibilidad (mayo de 1995), se suscribió un Contrato para la Explotación de los Yacimientos de Camisea (mayo de 1996). En 1998, el consorcio anunció su decisión de no continuar con el segundo periodo del contrato.

De esta manera, en mayo de 1999, el Comité Especial del Proyecto Camisea (CECAM) convocó a un concurso público internacional para adjudicar el Contrato de licencia para la explotación de los hidrocarburos de Camisea, así como las concesiones para el transporte de líquidos y gas natural a la costa y de gas natural en Lima y Callao. Once compañías fueron precalificadas en el concurso para la explotación, y doce para el transporte y distribución.

En febrero de 2000, mediante una licitación pública internacional, el Gobierno peruano adjudicó la licencia para la explotación de los hidrocarburos de Camisea al consorcio liderado por Pluspetrol Perú Corporation S.A., con la participación de Hunt Oil Company of Peru L.L.C., SK Corporation y Tecpetrol del Perú S.A.C. (100% propiedad del Grupo Techint). La licencia fue adjudicada basándose en la oferta más alta de regalías presentada por los postores. El Proyecto de exlotación consiste en una licencia por 40 años para la extracción de gas natural e hidrocarburos líquidos.

En octubre de 2000, se adjudicaron las concesiones para el transporte de líquidos y gas natural a la costa y la distribución de gas natural en Lima y Callao al consorcio liderado por Tecgas N.V. (100% propiedad del Grupo Techint), con la participación de Pluspetrol Resources Corporation, Hunt Oil Company, SK Corporation, Sonatrach Petroleum Corporation B.V.I y Graña y Montero S.A.

Los concesionarios para transporte y distribución comprenden tres diferentes contratos por 33 años: un contrato para el transporte de gas desde Camisea hasta Lima; otro para el transporte de líquidos de Camisea a la costa; y un tercero para la distribución de gas en Lima y Callao. Estos contratos fueron adjudicados basándose en la oferta más baja del costo de servicio, lo que determinó las tarifas para el transporte y distribución de gas natural. Transportadora de Gas del Perú S.A. (TGP) es la compañía formada por el consorcio específicamente creado para el desarrollo y operación de este proyecto.

El 9 de diciembre de 2000, se suscribieron en Lima el Contrato de Licencia para la explotación de los hidrocarbuos de Camisea y los tres Contratos de Concesión para el transporte de líquidos y gas y la distribución de gas (más información en Perupetro).

A principios de mayo de 2002, TGP S.A. seleccionó a Tractebel como operador de la Compañía de Distribución de Gas. Gas Natural de Lima y Callao (GNLC) es una compañía propiedad de Tractebel creada para desarrollar el servicio de distribución de gas natural en Lima y Callao.

En los años ochenta se inició en el mundo el proceso de reforma: consistente principalmente en el fomento de los mecanismos de libre mercado en la industria

eléctrica, y la participación privada. Es en Sudamérica donde se da inicio a dicha reforma, luego sería en los países de Oceanía y posteriormente en Europa, los países.

2.4-PROPIEDADES DEL GAS NATURAL

El gas natural es una mezcla de gases hidrocarburos con cantidades variables de impurezas, que en estado natural se encuentra en estado gaseoso. En la tabla 2.1 podemos apreciar su composición.

Tabla 2.1

Hidrocarburo	Fórmula
Metano	CH_4
Etano	C_2H_6
Propano	C_3H_8
Butano	C_4H_{10}
Pentano	C_5H_{12}
Hexano	C_6H_{14}
Heptano	C_7H_{16}
Octano	C_8H_{18}

La composición del gas natural es variable en función del yacimiento y del pozo En la tabla 2.2 podemos notar diferentes composiciones.

Tabla 2.2

	San Martín	Cashiriari	Total
Reservas probadas (Tpc)	3,1	5,0	**8,1**
Participación	38,3%	61,7%	**100,00%**
Metano	80,59%	84,18%	**82,80%**
Etano	9,80%	7,94%	**8,65%**
Propano	3,80%	2,81%	**3,19%**
Butano	1,70%	1,18%	**1,38%**
Pentano y superiores	3,38%	2,79%	**3,02%**
Nitrógeno	0,55%	0,89%	**0,76%**
CO_2	0,18%	0,21%	**0,20%**
Total	**100,00%**	**100,00%**	**100,00%**

Una misma cantidad de gas puede expandirse y comprimirse dependiendo de la condición de presión y temperatura con las cuales se esté trabajando.

Los volúmenes indicados en los contratos de suministro y transporte de gas natural corresponden a la condición 1,01325 bar absolutos y 15°C.

El gas natural se puede presentar en varias formas. Los gases hidrocarburos que comúnmente se encuentran en lo que se llama gas natural, pueden encontrarse en fase gaseosa o líquida dependiendo de las condiciones de presión y temperatura (tabla 2.3).

Tabla 2.3

Hidrocarburo	Estado correspondiente a 15°C y 1,01325 bar	T° requerida para licuar a 1 atm 1 atm = 1, 01325 bar	Líquidos a T.crítica y P.crítica	
			°C	bar abs
Metano	Gas	- 161°C	- 83°C	46
Etano	Gas	- 88°C	32°C	48
Propano	Gas	- 42°C	97°C	42
Butano	Gas	- 12°C	135°C	36
Pentano	Líquido			
Hexano	Líquido			
Heptano	Líquido			
Octano	Líquido			

Temperatura crítica: temperatura por sobre la cual los hidrocarburos no pueden licuarse aún aplicando mayor presión.

Presión crítica: presión requerida para licuar el hidrocarburo a T.crítica.

PODER CALORÍFICO SUPERIOR E INFERIOR

El contenido energético de un determinado volumen de gas natural es medido como poder calorífico y corresponde, en términos simples, a la cantidad de calor obtenible de la combustión de una unidad de masa o volumen de gas.

Se definen 2 condiciones límite:

Poder Calorífico Inferior (PCI): no incluye el calor latente de vaporización, es decir, se resta el calor empleado en la vaporización del agua formada en la reacción de combustión.

Poder Calorífico Superior (PCS): es la cantidad de calor generada por la combustión completa de un determinado combustible.

Gas + Oxigeno ------à Calor + CO2 + H2O

La relación entre poderes caloríficos es aprox. PCS = 1,1 * PCI

Dada la variabilidad de la composición del gas natural, la Autoridad Energética establece un rango para la dispersión del PCS del gas entregado por los productores. En Perú dicha banda corresponde un PCS entre 8.800 y 10.300 kcal/m3s.

UNIDADES DE MEDIDA

El gas natural se puede expresar en volumen o energía, cuyas unidades más comúnmente utilizadas son las mostradas en la tabla 2.4.

Tabla 2.4

Volumen	Energía
m^3 pc **1 m^3= 35,315 pc**	BTU kcal **1 BTU = 0,252 kcal**

Para determinar el contenido energético de un volumen de gas, se debe multiplicar por el poder calorífico del gas natural, esto es:

Volumen x P.Calorífico = Energía

Por ejemplo

Volumen = 1,6 MMm3

P.Calorífico = 9.300 kcal/m3

Energía = ?

$$\text{Energía} = \frac{1{,}6\ \text{MMm3} \times 9.300\ \text{kcal/m3}}{0{,}252\ \text{kcal/BTU}}$$

Energía = 59.048 MMBTU

ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO

La técnica más comúnmente utilizada para obtener la composición del gas natural es el análisis cromatográfico.

Los cromatógrafos son equipos provistos de columnas construidas con acero inoxidable o de plástico, rellenas de substancias que atraen individualmente a cada uno de los componentes en función de su composición. Eso permite que se vayan separando los diferentes componentes que integran la muestra.

Los análisis comerciales se realizan utilizando un gas patrón en el cual aparecen los componentes que uno espera encontrar.

El análisis cromatográfico permite obtener la composición molar del gas natural, y derivar de ésta otras características, tales como la densidad específica del gas, poder calorífico, etc.

EJEMPLO DE ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO

En la tabla 2.5 se muestra un ejemplo de los resultados de un análisis cromatográfico.

Tabla 2.5

ELECTROGAS S.A. (Estación Quillota Cromotógrafo)

Cromatografía Representativa (6 muestras) Día Operativo :	**Lun 13-Oct-2003**
Fecha Informe :	14-10-2003 09:28
Densidad del Gas Corregida (15 °C; 1,013 bar)	0,7008
Densidad Relativa	0,5719
Poder Calorifico Sup. Bruto Actual (Kcal)	8978,8532
Inferior (Kcal/M3)	8086,7562
% Molar **Metano**	97,2139 %
% Molar **Etano**	1,0631 %
% Molar **Propano**	0,1007 %
% Molar Iso-Butano	0,0145 %
% Molar Normal-Butano	0,0187 %
% Molar Neopentano	0,0000 %
% Molar Iso-Pentano	0,0061 %
% Molar n-Pentano	0,0040 %
% Molar C6+	0,0034 %
% Molar **N2**	0,9157 %
% Molar **CO2**	0,6600 %
Total	100,00 %

2.5- CARACTERÍSTICAS DE LA EXTRACCIÓN, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DEL GAS NATURAL

EXPLOTACIÓN

En febrero de 2000 y luego de un proceso de licitación pública, el gobierno del Perú otorgó la licencia para la explotación de los Yacimientos de Camisea a un consorcio conformado por Pluspetrol Peru Corporation S.A. (Operador), con la participación de Hunt Oil Company of Peru L.L.C., SK Corporation y Tecpetrol del Perú S.A.C (pertenenciente al Grupo Techint). Los integrantes del consorcio a cargo de la explotación son empresas de petróleo y gas reconocidas a nivel internacional y que cuentan con una gran experiencia en cuanto al desarrollo de reservas y la operación de yacimientos.

FASE PRODUCCIÓN, PROCESAMIENTO DEL GAS

Los procesos a los que se somete el gas antes de entrar al sistema se transporte se esquematizan a continuación (figura 2.1):

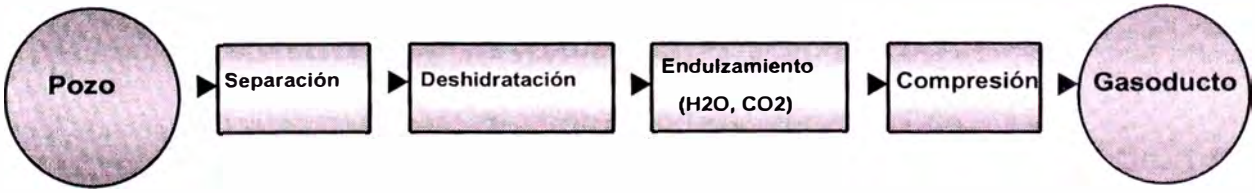


Figura 2.1

Separación: se separan los hidrocarburos líquidos del metano

Deshidratación: se remueve el exceso de vapor de agua para evitar la formación de hidratos y congelamiento de gasoductos.

Endulzamiento: tratamiento adicional requerido para remover el ácido sulfhídrico y el dióxido de carbono.

Compresión: se requiere cuando el gas extraído carece de la presión necesaria para su ingreso al gasoducto.

SISTEMA DE TRANSPORTE

GASODUCTOS:

El transporte desde los yacimientos hasta las áreas de consumo de las centrales se realiza a través de tuberías de acero de gran diámetro, con secciones que suelen ir desde 20 a 42 pulgadas de diámetro.

Para transmitir grandes volúmenes de gas los gasoductos operan a altas presiones, las que típicamente están en un rango de entre 15 a 100 bar, dependiendo del área en la cual opere el gasoducto.

P * V = constante. Para bajar la presión se aumenta la sección del gasoducto.

ESTACIONES COMPRESORAS:

La función de una estación compresora de gas es elevar la presión del fluido en la línea facilitando la movilización del gas natural.

ESTACIONES DE REGULACIÓN, FILTRADO Y MEDICIÓN

La entrega de gas se realiza en city gate, que característicamente incorpora las etapas de regulación de presión, filtrado y medición. La Regulación de Presión sirve para controlar el flujo, y con ello la presión de llegada del gas natural. Para esto es necesario que el gas natural llegue a una presión mayor o igual a la requerida por el cliente, puesto que la regulación actúa a la baja. El Filtrado tiene por finalidad separar agua, polvo y óxido proveniente de las tuberías. El gas que llega al city gate se mezcla con polvo y óxidos generados por la erosión de las pareces interiores del gasoducto.

La Medición del gas se realiza mediante 2 tipos de medidores: cromatógrafos y medidores de flujo.

La problemática fundamental de la operación de los gasoductos, consiste en la mantención de las presiones de trabajo requeridas para una operación eficiente del sistema. Las sobrepresiones no son demasiado importantes:

Presiones límites admisibles mucho mayores que las presiones de operación normal están condicionadas a la fatiga de materiales y por las presiones máximas a las que opera el equipamiento de gasoductos (estaciones de compresión, reguladores de presión, etc.), y también por seguridad en zonas pobladas. Existencia de válvulas de seguridad, operadas remotamente, las que permiten ventear el gas en caso de sobrepresiones inadmisibles.

Las bajas presiones si son un problema mayor:

Baja presión puede reducir la capacidad de entrega del sistema de transporte.
Problemas de presión se originan por baja de presión de inyección, falla de estaciones compresoras, disminución de linepack.
Manejo de presiones mediante compresión, acuerdos operativos con otros gasoductos interconectados, administración del linepack.

Otros problemas de los gasoductos se originan por la contaminación del gas transportado con humedad y otros compuestos químicos. La humedad en el gas natural transportado puede condensarse disminuyendo la sección útil del gasoducto, con lo que se afecta la capacidad de transporte. Se ha encontrado que el agua y algunos vapores de hidrocarburos se combinan para formar substancias de apariencia de nieve, llamados "hidratos", y que pueden obstruir los gasoductos. A altas presiones

los hidratos se forman a temperaturas bastante más altas del punto de congelación del agua (figura 2.2).

Figura 2.2

Otro problema importante es la corrosión interior de las tuberías, producidas por ciertos compuestos químicos (ácido sulfhídrico, azufre, dióxido de carbono, etc.) en presencia de humedad.

Una herramienta fundamental para realizar la mantención de gasoductos son los "conejos", robots ó chanchos que se hacen circular por el interior del gasoducto que se usan para inspeccionar las paredes interiores del ducto por corrosión y defectos, medir el diámetro interior de una sección de ducto, medir el espesor de la pared y remover escombros acumulados en una sección del ducto. Estos robots llevan cientos de medidores con sensores de precisión que luego pueden ser analizados y modelados por computadores para mostrar posibles problemas

Transportadora de Gas del Perú (TGP) es el consorcio a cargo del proyecto Downstream. A la cabeza del Consorcio se encuentra Tecgas N.V. (Techint Group), a quien acompañan otras compañías internacionales: Pluspetrol Resources Corporation; Hunt Oil Company.; Sonatrach Petroleum Corporation B.V.I.; Graña y Montero S.A.; SK Corporation; y Tractebel.

El Proyecto incluye la construcción y operación de dos gasoductos, uno para gas natural de 714 km de largo y otro para líquidos de gas natural de 540 km de largo. Los dos gasoductos correrán en paralelo desde los campos de Camisea, ubicados 431 km

al este de Lima, hasta la costa peruana, 200 km al sur de Lima, donde el gasoducto de LGN terminará en una planta de fraccionamiento. Desde el área de la Planta de Fraccionamiento, el gasoducto de gas natural girará hacia el norte y se dirigirá, paralelo a la costa, hasta la City Gate en Lima. El gasoducto de gas natural tendrá un diámetro de 32", 24" y 18" y será diseñado para el transporte inicial de 285 millones de pies cúbicos por día mientras que el ducto de LGN tendrá un diámetro de 14" y 10" y será diseñado para el transporte inicial de 50,000 barriles por día. El costo total del proyecto se estima en US$820 millones, que comprende costos de financiamiento y el financiamiento de cuentas de reserva. La operación comercial deberá empezar a más tardar en agosto del 2004 de acuerdo con los contratos de concesión.

La ruta del gasoducto seleccionada por TGP empieza en Camisea en el departamento de Cusco y cruza los Departamentos de Ayacucho, Huancavelica, Ica y Lima. El perfil de elevación para los gasoductos llega a su punto más alto a los 4,800 metros sobre el nivel del mar en la Cordillera de los Andes. La ruta fue seleccionada en base a la maximización de la estabilidad, seguridad y confiabilidad del sistema y la minimización de los impactos sociales, culturales y en el medio ambiente, en la medida de lo posible. También se ha contemplado de manera que evite las zonas de importancia histórica y arqueológica y que reduzca el número de cruces de agua así como el volumen de remoción de la vegetación.

El diseño y la construcción del sistema de transporte de NGL y gas está siendo realizado por Techint, de acuerdo a un Contrato EPC Llave en Mano. Techint es un contratista con experiencia en ingeniería y construcción que ha realizado de manera exitosa numerosos proyectos de este tipo, incluyendo varios gasoductos transandinos en América del Sur. Se ha programado la construcción del gasoducto entre abril del 2002 y mayo del 2004 y se ha dividido en tres segmentos: selva, sierra y costa. Las obras de construcción son programadas de acuerdo a la accesibilidad de las zonas de

construcción y la entrega de materiales para lo cual se montarán varios campamentos temporales a lo largo de la ruta del gasoducto para el personal y el mantenimiento de equipos.

SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DEL GAS NATURAL

El sistema de distribución se compone de una red enmallada de tuberías, cuyos diámetros van desde 20 a 8 pulgadas. Pueden distinguirse distintas fases de distribución: red primaria, secundaria y terciaria.

La red primaria consiste en tuberías de acero dispuestas en forma de "anillo" con las siguientes características.

Tienen válvulas que permiten cortar el flujo de gas y aislar tramos del anillo (por ejemplo, para trabajos de mantenimiento).

Existen estaciones reguladoras que reducen la presión al nivel adecuado para la red secundaria y/o terciaria.

Existe un sistema de monitoreo SCADA en la red primaria (figura 2.3).

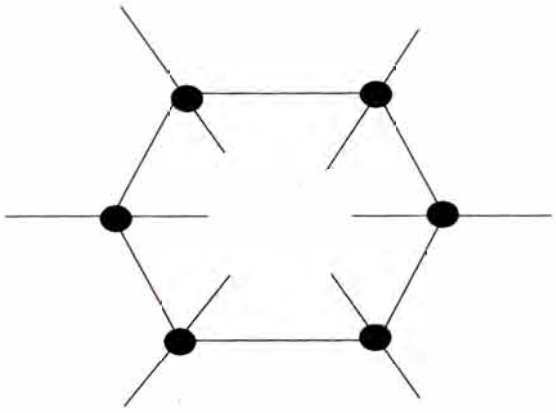


Figura 2.3

Las redes de distribución secundaria, también de acero, se derivan de las estaciones Reguladoras de Presión de la red primaria y se encargan de llevar el gas natural a

puntos más alejados. Trabajan a menor presión (~ 10 bares) y cuentan a su vez con estaciones Reguladoras de Presión que permiten la entrega de gas a industriales, estaciones de GNC y a la red terciaria.

La red terciaria está construida de polietileno, operan a menor presión aún (~4 bares) y permiten entrega de gas, también a través de Reguladores de Presión, a los consumidores residenciales, comerciales.

La presión de entrega a clientes residenciales se hace aproximadamente a 20 milibares. En la tabla 2.4 se muestran los esquemas de los tipos de tuberías utilizadas.

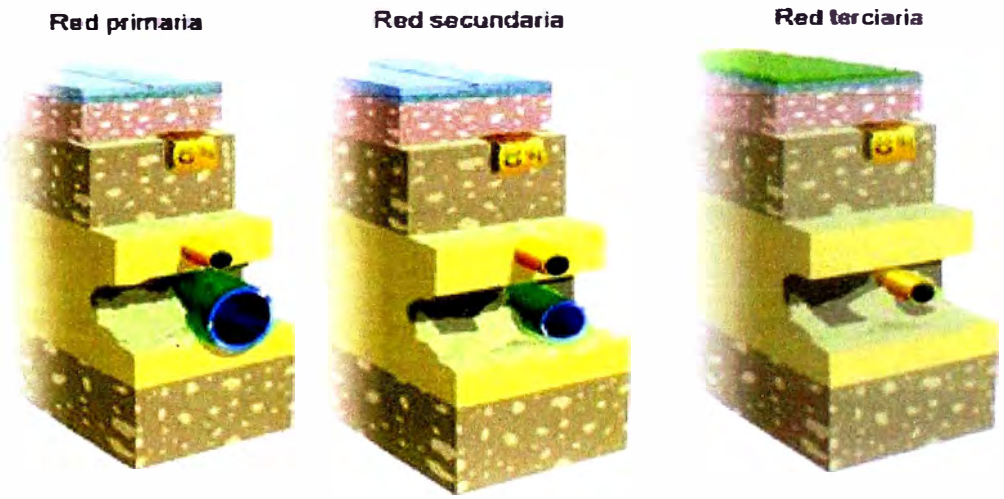


Figura 2.4

A fines del año 2000 se suscribió en Lima el Contrato de Licencia para la explotación de Hidrocarburos del Lote 88 Camisea, entre el Estado Peruano y el Consorcio integrado por Pluspetrol, Hunt, SK y Tecpetrol y, luego de ser concluido el concurso público internacional, los Contratos de Concesión (de tipo "Build, Own, Operate, Transfer" o "BOOT") para el transporte de líquidos, el transporte de gas natural y la distribución por red de ductos del gas natural en Lima y Callao entre el Estado

Peruano y la empresa Transportadora de Gas del Perú (TGP), formalizándose así el inicio del Proyecto Camisea.

El 2 de mayo de 2002, se firmó el Convenio de Cesión en el cual Transportadora de Gas del Perú (TGP), con autorización del Estado y conforme a lo establecido inicialmente en su Contrato de Concesión, cedió a Gas Natural de Lima y Callao (GNLC) la concesión de distribución del gas natural. Para que esto fuera posible, GNLC debió previamente cumplir con las exigencias del Estado con respecto a las calificaciones técnicas requeridas para una empresa que realice exclusivamente la actividad de distribución.

Igualmente, en mayo de 2002 GNLC firmó el contrato "llave en mano" con las empresas Techint Compañía Técnica Internacional, Techint Internacional Construction Corporation y Graña y Montero, responsables del diseño, suministro y construcción, respectivamente, del gasoducto troncal que va desde Lurín (City Gate) hasta Ventanilla.

En julio de 2002, la Dirección General de Asuntos Ambientales del Ministerio de Energía y Minas (DGAA) aprobó a favor de GNLC el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) de la Distribución de Gas Natural en Lima y Callao presentado en diciembre de 2001 por TGP y para el cual se llevaron a cabo audiencias públicas con una participación importante de la ciudadanía. Cabe aclarar que a partir de la entrega de la concesión de distribución de TGP a GNLC, la distribuidora asumió la entera responsabilidad del EIA presentado por TGP.

A principios de octubre de 2002 llegaron, desde Argentina, los primeros tubos para la construcción del gasoducto troncal. A fines de ese mismo mes, y de acuerdo a nuestro compromiso con el Estado Peruano, se iniciaron los trabajos en la vía pública para la

construcción del gasoducto entre Lurín y Ventanilla, parte del más importante proyecto de servicios públicos del nuevo milenio. En diciembre de 2002, todos los tubos para la construcción del gasoducto estaban en Lima.

Finalmente, el 6 de agosto de 2004, y tras dos años de haberse iniciado los trabajos de construcción del ducto principal, el presidente de la República, Alejandro Toledo Manrique, abrió simbólicamente – en el City Gate - la válvula que simboliza la llegada del gas de Camisea a Lima, inaugurándose oficialmente las operaciones del más importante megaproyecto energético de los últimos años, el mismo que permitirá reducir sustancialmente los costos de energía utilizados tanto a nivel industrial como residencial.

2.6-IMPACTO DEL GAS EN EL SECTOR ELÉCTRICO

A mediados de los 90's, cuando se hablaba del impacto del "Gas de Camisea" en las tarifas eléctricas, se creía que al momento de comenzar a usar el gas en los grupos generadores de las empresas de generación eléctrica, el costo de la generación bajaría hasta en un 30.00%, pero eso no se dio debido a múltiples factores, los cuales intentaremos explicar a continuación de manera breve y simple.

NORMATIVIDAD

La Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento fijaban que las tarifas de generación (precio de barra) debían calcularse y actualizarse cada 6 meses pero con un horizonte de estudio de 4 años. Esto hizo que el impacto de Camisea en las tarifas se diera de una manera lenta, ya que en el 2002 ya se incluía a Camisea en el cálculo de los precios de generación aún cuando se estimaba que se empezaría a usar el gas en el año 2005. Si el horizonte de estudio hubiera sido de 6 meses, indudablemente se hubiera sentido el impacto de la baja de los precios de la electricidad.

BAJO INCENTIVO AL INVERSIONISTA

Los precios de barra calculados por el COES y revisados por OSINERG no ofrecen mayor incentivo a la inversión por parte de los inversionistas privados ya que el precio de barra (precio al que se vende la energía a las empresas distribuidoras como Edelnor y Luz del Sur) normalmente se encuentra por debajo del precio libre promedio debido a que se rumorea que el regulador subestima el crecimiento de la demanda y engrandece la oferta futura. Al no haber inversión en grupos generadores nuevos lo que ocurre en un parque de generación viejo como el peruano es que se deben ponerse en funcionamiento aquellas máquinas ineficientes del sistema, las que elevan el costo marginal debido a su alto costo de operación.

CRISIS ENERGÉTICA MUNDIAL

La crisis energética mundial también afecta el precio de la energía eléctrica porque existen factores de corrección de actualización de precios de la energía, cuyo principal factor es el precio del petróleo a nivel mundial.

LA DEMANDA

La demanda es otro factor que influye grandemente en el precio de la electricidad. Cuando la demanda crece a un ritmo mayor que el crecimiento de la oferta se produce un incremento de las tarifas ya que para poder satisfacer la demanda se deben poner en funcionamiento más grupos y siempre el costo de operación del siguiente grupo será más caro que el costo del anterior. Podríamos citar el incremento de la demanda que nos ocasiona la interconexión con el Ecuador, este es un tema que se ha venido tratando desde hace unos años, pero recién se ha incluido en el estudio tarifario.

TENDENCIAS DEL MERCADO ELÉCTRICO (USOS DEL GAS NATURAL)

El gas natural es un combustible que se usa a nivel mundial, es menos contaminante que los combustibles líquidos y desgasta menos las máquinas, pero sobre todo es

mucho más económico y se encuentra en todo el mundo. En la presente década el gas natural será el combustible con mayor penetración en la región.

Los mayores incrementos de reservas de gas se han producido en Medio Oriente y la ex-URSS. Norte América experimenta una declinación de sus reservas de gas. Centro y Sur América las ha incrementado levemente.

DISTRIBUCIÓN DE LAS RESERVAS DE GAS EN EL MUNDO

En la figura 2.5 se muestran las reservas de gas natural en el mundo. Cifras en trillones de m3

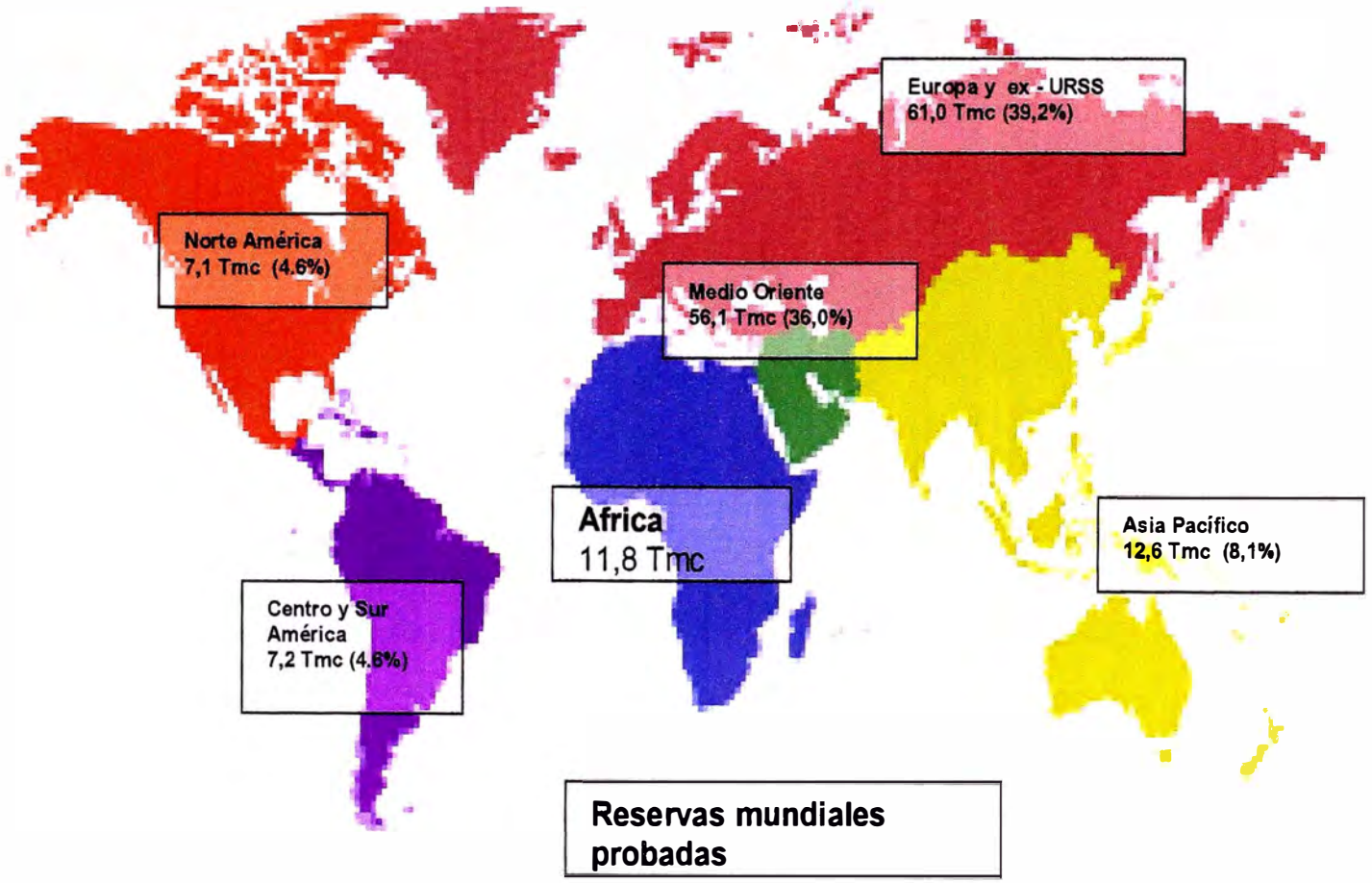


Figura 2.5

Fuente: BP World

En la figura 2.6 se muestran las reservas históricas de gas natural en el mundo.

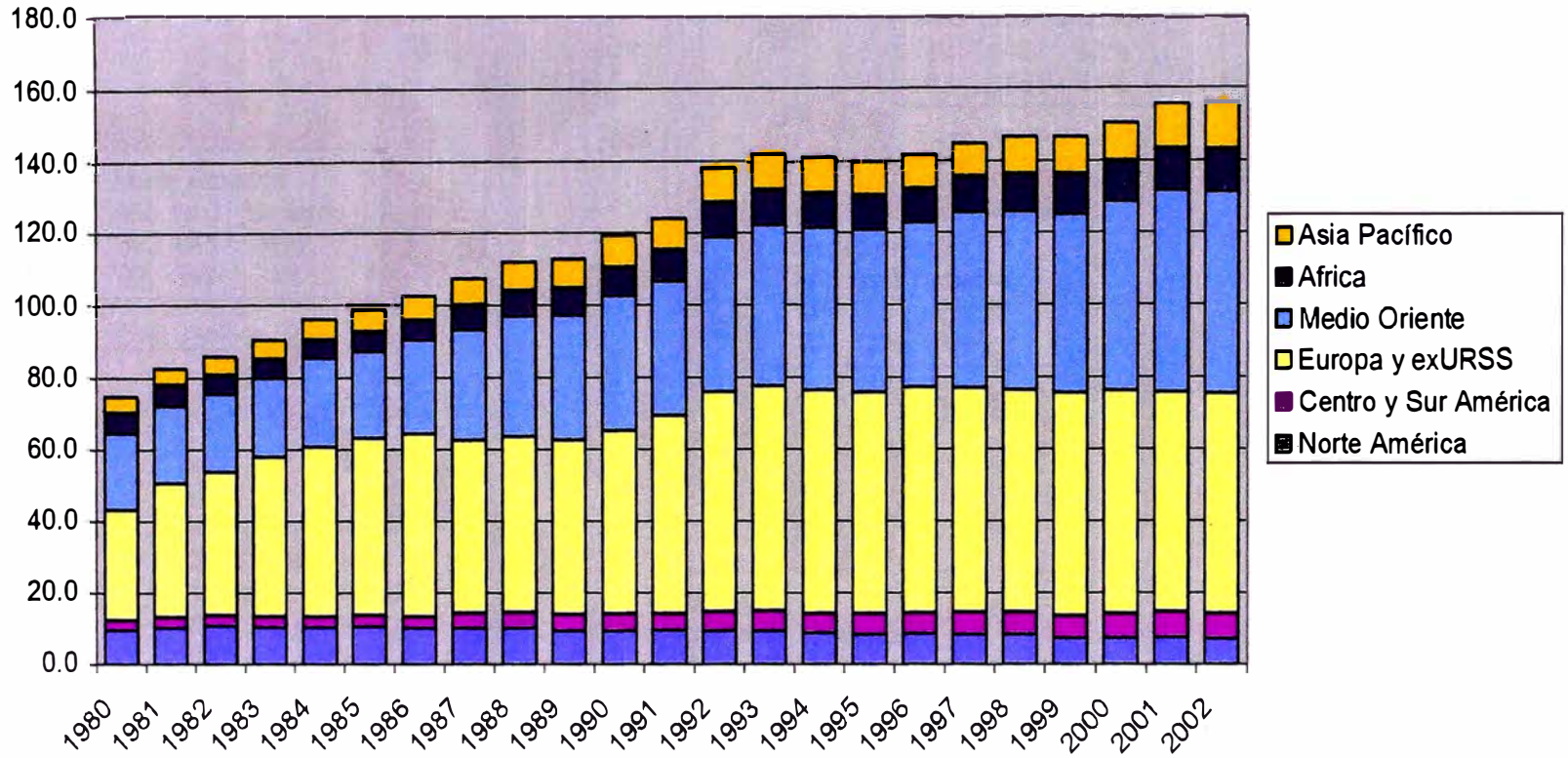


Figura 2.6

En veinte años las reservas probadas se han duplicado Cifras en trillones de m3

DISTRIBUCIÓN DEL CONSUMO MUNDIAL

En la figura 2.7 se muestra la distribución del consumo mundial. Cifras en billones de m3-año

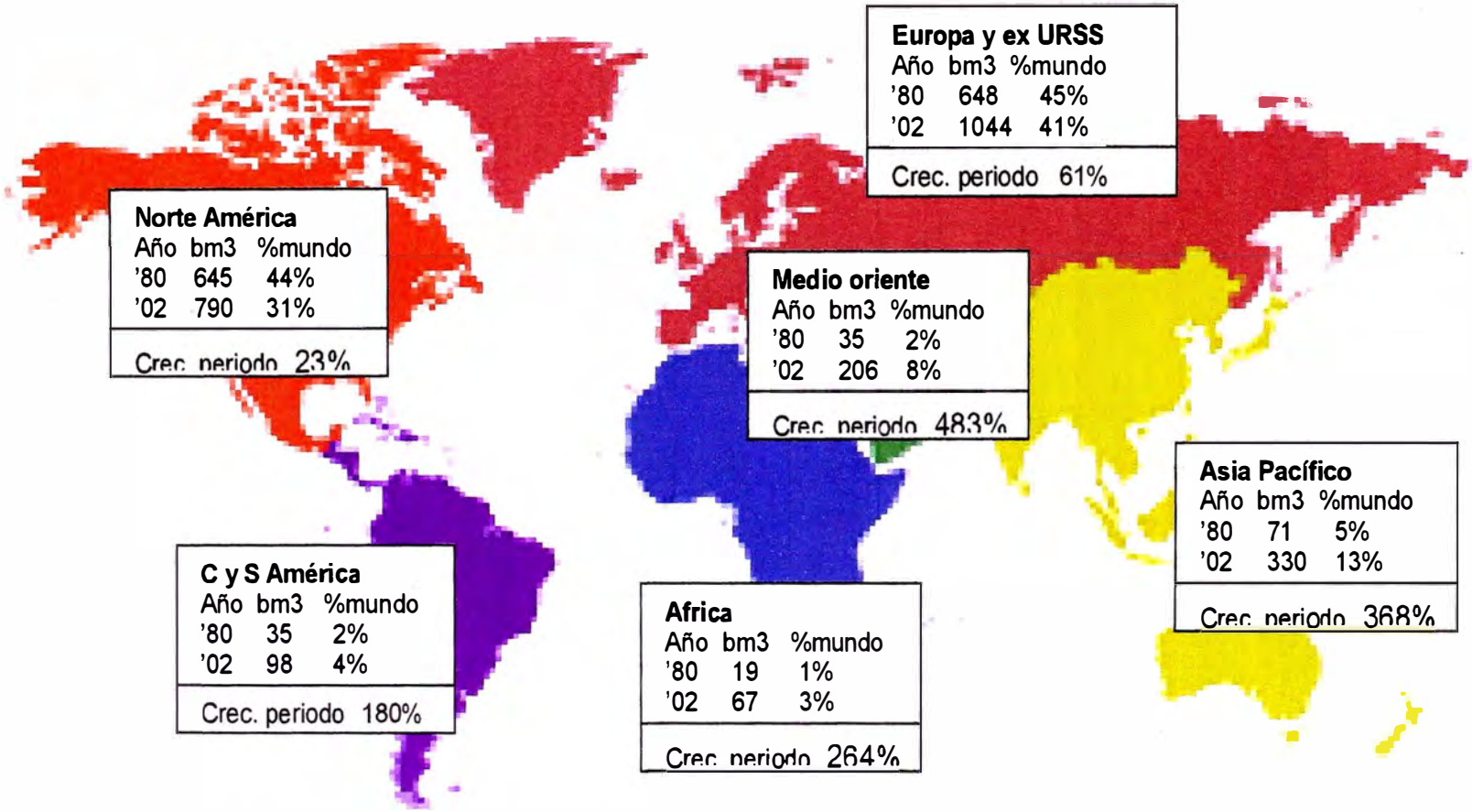


Figura 2.7

bmc = billones metros cúbicos = 1.000 millones metros

Fuente: BP World eview

PRECIOS DE GAS NATURAL EN EL MUNDO

En la tabla 2.6 se muestran los precios del gas natural en el mundo.

Tabla 2.6

Precios promedios en US$/MMBTU			
	LNG	**Natural gas**	
	Japón	Europa	USA
1995	3,46	2,37	1,69
1996	3,66	2,43	2,76
1997	3,91	2,65	2,53
1998	3,05	2,26	2,08
1999	3,14	1,80	2,27
2000	4,72	3,25	4,23
2001	4,64	4,15	4,07
2002	4,27	3,47	3,33

Fuente: BP World Review 2003

Las reservas de gas del cono sur ascienden a 113 tcf (3195 Bm3) y se concentran en Bolivia y Argentina (figura 2.8).

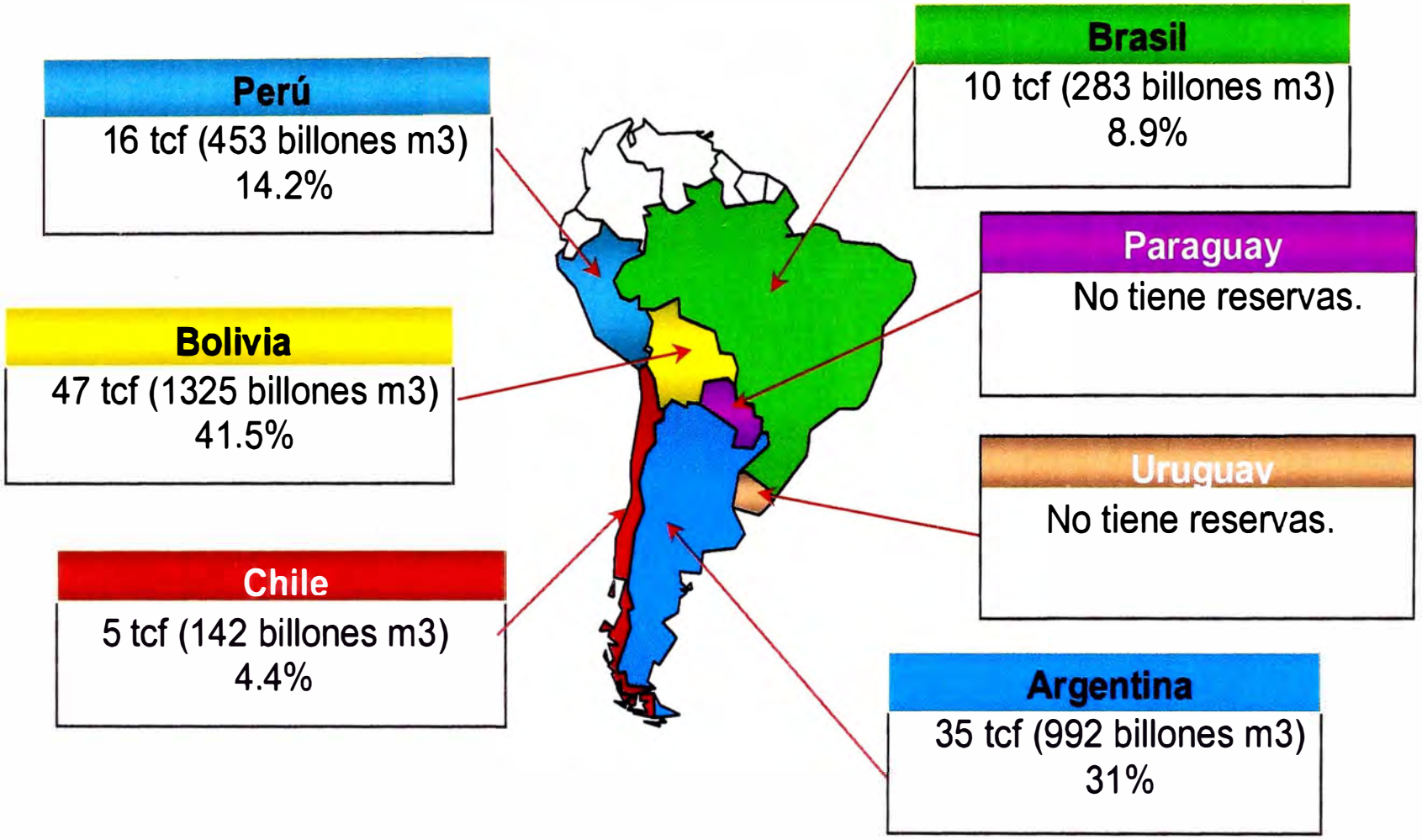


Figura 2.8

INTERCONEXIONES..En la figura 2.9 mostramos las interconexiones .regionalesvalores en MMm3/d

Principales gasoductos existentes

Sistema TGN	47,6
Sistema TGS	60,9
GasAndes	19,0
Norandino	8,0
GasAtacama	8,5
GasPacífico	10,0
Gasod. Bolivia-Brasil (BTB)	30,0
Transp.Mercosur (TGM-TSB)	12,0
Cruz del Sur I	3,5

Principales proyectos

Camisea	17,0
Extensión TSB (a S.Paulo)	12,0
BTB 2 (loop sobre BTB)	30,0
Bolivia-Chile (Mejillones)	30,0

Figura 2.9

SITUACIÓN ACTUAL EN EL CONO SUR DE SUDAMÉRICA.

Existencia de protocolos de integración gasífera entre países ha favorecido la creación de un mercado regional interconectado y muy dinámico. Reservas de gas concentradas en pocos productores: Repsol-YPF, Petrobras, TotalfinaElf. Segmento de producción abierto a la competencia, sin embargo, la concentración del mercado le confiere características oligopólicas. Para desarrollar los mercados que les permitan monetizar sus reservas, los productores se han integrado verticalmente en transporte y distribución de gas, y últimamente en generación eléctrica. Transporte y distribución de gas, por su carácter de monopolio natural, son segmentos regulados por la autoridad, aún cuando las tarifas pueden ser libres en los países en que las redes de gasoductos se encuentran en desarrollo. Existencia de la figura del comercializador, cuyo radio de acción depende de la regulación local.

CAPITULO 3

DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LA CENTRAL SANTA ROSA

3.1- UBICACIÓN DE LA CENTRAL TÉRMICA SANTA ROSA

La Central Santa Rosa se encuentra ubicada en la margen izquierda del río Rimac en Barrios Altos al lado del cementerio Presbítero Maestro.

La central cuenta con una potencia efectiva de 227.14 MW.

La propiedad de la Central Térmica Santa Rosa se comparte de la siguiente manera:

EDEGEL posee:

- Tres grupos de generación. las UTI's y la WESTINGHOUSE, en la tabla 3.1 se mencionan las potencias de los grupos..
- La celda de 220 KV donde entrega su energía la unidad WESTINGHOUSE.
- La seguridad del perímetro total de la central.
- Los tanques de almacenamiento de combustible, agua, planta de tratamiento de agua etc. todas las instalaciones relacionadas con los grupos térmicos de generación.

REP posee:

- El patio de llaves y las celdas de 220 KV desde donde entregan su energía las UTI's

EDELNOR posee:

- Las celdas de 220 KV en donde transforman la tensión a 60 KV y luego la distribuyen mediante sus redes de distribución.

LUZ DEL SUR posee:

- Las celdas de 220 KV en donde transforman la tensión a 60 KV y luego la distribuyen mediante sus redes de distribución.

Tabla 3.1

GRUPO	MARCA	POTENCIA INSTALADA	POTENCIA EFECTIVA
TG-5	UTI	54.8	52.02
TG-6	UTI	54.8	53.79
TG-7	WESTINGHOUSE	127.5	121.33

3.2-CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS GRUPOS DE LA CENTRAL

A continuación se describen los grupos generadores que se encuentra actualmente en operación.

3.2.1-GRUPO DE GENERACIÓN WESTINGHOUSE

Esta unidad es la más moderna instalada en la central, es de tipo industrial, de ciclo abierto simple. Esta unidad corresponde a los más recientes diseños que no sólo responden a las exigencias de una buena eficiencia sino también al control de la contaminación atmosférica. En este caso, la turbina tiene una eficiencia del orden de 32%, ya que la temperatura de ingreso de gases a la turbina es relativamente alta y es controlada por un sistema de enfriamiento con inyección de

agua que a su vez sirve para controlar las emisiones de óxidos de nitrógeno NOx de origen térmico. Las características de la turbina se muestran en la tabla 3.2.

Tabla 3.2

	DESCRIPCIÓN	WHS 7
TURBINA	ELEMENTO	TURBINA
	FABRICANTE	Westinghouse
	MARCA	Westinghouse
	MODELO	W501D5A
	TIPO	Industrial
	SERIE	37311
	VELOCIDAD (RPM)	- -
	POTENCOA NIVEL DEL MAR (HP)	- -
	PESO (kg)	- -
	AÑO DE PUESTA EN MARCHA	1996
GENERADOR	FABRICANTE	Westinghouse
	MARCA	Westinghouse
	MODELO/TIPO	- -
	SERIE	93PO690
	AÑO DE PUESTA EN MARCHA	1996
	POTENCIA NOMINAL (MW)	127.5
	POTENCIA EFECTIVA (MW)	120
	TENSIÓN NOMINAL (KV)	13.8
	CORRIENTE (A)	6275
	FACTOR DE POTENCIA	0.85
	CONEXIÓN	- -
	FRECUENCIA (Hz)	60
	VELOCIDAD (RPM)	3600
	PESO (kg)	- -
	REGRIGERACIÓN	Aire

Figura 3.1 **GRUPO DE GENERACIÓN WESTINGHOUSE**

3.2.2.-GRUPOS DE GENERACIÓN UTI'S

Estas turbinas a gas son el tipo jet o aeroderivativas cuya particularidad estriba en el hecho de que son unidades livianas, con tiempos de arranque y parada relativamente cortos comparado con las unidades industriales; también son de ciclo abierto simple. En este caso, las eficiencias de estas máquinas corresponden a los diseños de máquinas de este tipo de fines de la década de los 70 y principios de los 80, cuando se alcanzaban temperatura de ingreso a la turbina del orden de 700°C. En la tabla 3.3 se muestran las especificaciones de los grupos.

Tabla 3.3

	DESCRIPCIÓN	UTI-5		UTI-6	
TURBINA	ELEMENTO	TURBINA A	TURBINA B	TURBINA A	TURBINA B
	FABRICANTE	Pratt & Whitney	Pratt & Whitney	Pratt & Whitney	Pratt & Whitney
	MARCA	UTI	UTI	UTI	UTI
	MODELO	FT4C-3F	FT4C-3F	FT4C-3F	FT4C-3F
	TIPO	Aeroderivativa	Aeroderivativa	Aeroderivativa	Aeroderivativa
	SERIE	P686813	P686803	686814	686815
	VELOCIDAD (RPM)	8400	8400	8400	8400
	POTENCOA NIVEL DEL MAR (HP)	52300	52300	52300	52300
	PESO (kg)	19500	19500	19500	19500
	AÑO DE PUESTA EN MARCHA	1982	1982	1982	1982
GENERADOR	FABRICANTE	Brush Electrical Machines Ltd.		Brush Electrical Machines Ltd.	
	MARCA	Brush		Brush	
	MODELO/TIPO	B-DAX 8 - 300		B-DAX 8 - 300	
	SERIE	32595A - 1G		32595A - 2G	
	AÑO DE PUESTA EN MARCHA	1982		1982	
	POTENCIA NOMINAL (MW)	59.6		59.6	
	POTENCIA EFECTIVA (MW)	51.9		51.9	
	TENSIÓN NOMINAL (KV)	13.8		13.8	
	CORRIENTE (A)	2934		2934	
	FACTOR DE POTENCIA	0.85		0.85	
	CONEXIÓN	Estrella		Estrella	
	FRECUENCIA (Hz)	60		60	
	VELOCIDAD (RPM)	3600		3600	
	PESO (kg)	102000		102000	
	REGRIGERACIÓN	Aire		Aire	

Figura 3.2 **GRUPOS DE GENERACIÓN UTI'S**

CAPÍTULO 4

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS ESTIMADAS DEL SISTEMA DUAL GAS-PETRÓLEO.

4.1-ELEMENTOS TÉCNICOS PARA LA ADOPCIÓN AL USO DE GAS

La turbina WESTINGHOUSE por su diseño original, que contempla el uso de gas natural, no necesita ninguna modificación para funcionar con gas natural. De acuerdo a las características de diseño de la ampliación de la Central Térmica Santa Rosa (año 1996), esta turbina, posee la facilidad de trabajar con gas natural y diesel, la única instalación nueva que se debe hacer es la acometida para la alimentación del gas, la regulación, la filtración, la medición y el análisis. En la tabla 4.1 se muestran la potencia y el costo variable estimados para el grupo transformado.

Tabla 4.1

DATOS TÉCNICOS DEL GRUPO WESTINGHOUSE		
	FUNCIONAMIENTO ÓPTIMO CON DIESEL	**FUNCIONAMIENTO OPTIMO CON GAS**
POTENCIA EFECTIVA (MW)	**121.33**	**125**
COSTO VARIABLE (US$ / MWh)	**112.326**	**26.188**

El grupo WESTINGHOUSE puede cambiar de gas a diesel sin tener que parar, sólo debe bajar la carga, y en un rango de entre 30 MW hasta 80 MW puede realizar el

cambio de combustible, esto es beneficioso para no ser penalizada por indisponibilidad, lo que no sucede con los grupos de generación SIEMENS de la central Ventanilla, los que para cambiar de combustible necesariamente deben parar por un lapso de 8 horas para volver a tomar carga desde 0.

Los trabajos de preparación del grupo generador y de instalación de la acometida fueron elaborados por SIEMENS y por GNLC (Calidda) respectivamente, todos los contratos son llave en mano, por lo que no se cuenta con detalles preciso.

En forma resumida, los trabajos realizados en conjunto para la transformación a gas , que incluyeron preparar la turbina y la acometida fueron los siguientes:

1. Cambio del anillo de toberas por unos con entrada para diesel y gas natural.
2. Anillo de inyección de agua para la inyección de agua en los inyectores de gas.
3. Sistema hidráulico de control de válvulas para el sistema de inyección de agua, y de gas natural.
4. Sistema de filtro secundario, justo antes de la entrada a la turbina.
5. Acometida.

Los costos de la acometida y el detalle de la misma se encuentran en el **ANEXO N° 1**

4.2-DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES NECESARIAS Y DE LOS TRABAJOS A REALIZAR

A continuación se nombran las obras necesarias para la conversión.

4.2.1-EQUIPOS REQUERIDOS

4.2.1.1-SUMINISTRO DE EQUIPOS PARA ECONOPAC (OPERACIÓN EN GAS NATURAL):

- Fuel Gas I/C piping assembly: Conjunto de Tuberías de Instrumentación y Control para sistema de operación en Gas Natural.
- Fuel Gas Ovespeed Trip Valve: Válvula de Disparo por sobrevelocidad de gas natural.
- Insolation Valve: Válvula de aislamiento.
- Vent Valve: Válvula de Venteo.
- Válvula Estranguladota Principal (Main Throttle Valve), Válvula de Arranque (Starting Throttle Valve), Válvula Principal de Venteo (Main Vent Valve), y Válvula Principal de Aislamiento (Main Insolation Valve) para sistema de operación a Gas Natural.
- Fuel Gas Separador and Strainer: Separador y Colador de sistema de operación a Gas Natural.
- Throttle valve servo positioner controller: Posicionador "Servo" del Controlador de Válvula Estranguladota Principal.
- Hydraulic Power Unit: Unidad de Control Hidráulico.
- Fuel Gas Continuos Purge I/C piping assembly: Conjunto de Tubería de Purga Contínua de Instrumentación y Control para sistema de operación en Gas Natural.
- Fuel Gas Manifold Piping Assembly: Conjunto de Tubería de Distribución de Gas Natural.
- Fuel Gas Metering Tube: Tubo de medición de flujo de Gas Natural.
- Fuel Gas Control Panel: Panel de Control para sistema de operación en Gas Natural.
- Fuel Gas Throttle Valve DP transmitter: Transmisor de Diferencial de Presión a través de Válvula Estranguladota Principal.

- Fuel Gas Overfuel Protection Panel: Panel de Protección contra sobreflujo de gas natural.
- Overfuel Protection transmitter: Transmisor del sistema de protección contra sobreflujo.
- Atomizing Air Continuos Purge Valve: Válvula de Purga Contínua de Airer de Atomizador.
- Fuel Gas Purge Vent Valve: Válvula de Purga/Venteo del sistema de operación en Gas Natural.
- Dual Fuel Nozzle Assembly: Juego de Toberas de operación dual (diesel / gas natural).
- EOST hardware: Suministro de componentes para sistema electrónico de parada por sobre velocidad.
- Dessicant Air Dryer (100 CFM): Secador de Aire (Dessicant) (100 CFM).
- Main fuel gas shut off valve : válvula de corte de suministro de gas.

4.2.1.2-EQUIPO OPCIONAL DE INYECCIÓN DE AGUA AL SISTEMA DE OPERACIÓN CON GAS NATURAL:

- Water injection manifold with details of donut nozzles: Distribución de inyección de agua con detalles de anillos de toberas.
- Water injection throttle valve and isolation valve: Válvula Estranguladora
- Principal y Válvula de Aislamiento del Sistema de Inyección de agua.
- Water injection interconnect piping: tuberías de inyección de agua.
- Water inyecction insolation valve: válvula de aislamiento de inyección de agua.
- Water injection Flowmeter: medidor de flujo de agua de inyección.}

4.2.1.3-EQUIPO OPCIONAL DE FILTRADO DE GAS.

- Fuel Gas Filter Separador (duplex): Separador Doble de Filtro de Gas Natural.
- Fuel Gas Insolation Vlave: Válvula de Aislamiento de Sistema de Gas Natural.
- Fuel Gas Vent Valve: Válvula de Venteo de Sistema de Gas Natural.
- Bypass Piping with Check Valves: Tubería de Bypass con Válvulas de Retención.
- Associated Instrumentation: Instrumentación requerida.
- Fuel Gas Panel (BOP Insolation Strainer): Panel del Sistema de Gas Combustible.

4.2.1.4-HARDWARE-CONTROLS: SUMINISTRO-EQUIPO DE CONTROL

- 486 DPU (incluyes additional I/O cards): 486 DPU (incluye tarjetas I/O adicionales).

4.2.2-SERVICIOS DE INSTALACIÓN

A continuación mostramos una lista de los servicios que se contrataría en la conversión a Combustible Dual de la Unidad Westinghouse.

4.2.21-INSTALACIÓN DE EQUIPOS PARA ECONOPAC (OPERACIÓN EN GAS NATURAL)

- Conjunto de tuberías de instrumentación y Control para sistema de operación en Gas Natural.
- Válvula de Disparo por sobre velocidad de gas natural.
- Válvula de aislamiento.
- Válvula de venteo.

- Válvula Estranguladota Principal, Válvula de Arranque, Válvula Principal de Venteo y Válvula Principal de Aislamiento para sistema de operación a Gas Natural.
- Separador y colador de sistema de operación a Gas Natural.
- Posicionador "Servo del Controlador de Válvula Estranguladota Principal.
- Unidad de Control Hidráulico, incluyendo tubería a todas válvulas y elementos actuadores.
- Conjunto de Tubería de Purga Contínua de Instrumentación y Control para Sistema de Operación en Gas Natural.
- Conjunto de tuberías de medición de Gas Natural.
- Panel de Control para Sistema de Operación en Gas Natural.
- Transmisor de Diferencial de Presión a través de Válvula Estranguladota Principal.
- Panel de Protección contra sobre flujo de gas natural.
- Transmisor del sistema de protección contra sobre flujo.
- Válvula de Purga Continua de Aire de Atomizador y remoción de válvulas de aislamiento de purga existentes.
- Válvula de Purga / Venteo del sistema de operación en Gas Natural.
- Juego de Toberas de operación dual (diesel / gas natural).
- EOST, Suministro de componentes para sistema electrónico de parada por sobre velocidad.
- Secador de aire de 100 CFM
- Cimiento / fundación para Colador Doble.
- Sistemas Auxiliares Eléctricos. Cableado eléctrico y tubería conducto desde el sistema de combustible de gas y el sistema de purga de componentes del conjunto de tuberías de distribución de gas natural hasta el paquete eléctrico.

- Cableado de control eléctrico desde la unidad de control hidráulico al paquete eléctrico.
- Cableado de control eléctrico desde el sistema de inyección de agua al paquete eléctrico.

4.2.2.2-EQUIPO OPCIONAL DE INYECCIÓN DE AGUA AL SISTEMA DE OPERACIÓN CON GAS NATURAL.

- Distribución de inyección de agua con detalles de anillos de toberas.
- Válvula estranguladota Principal y Válvula de Aislamiento del Sistema de Inyección de Agua.
- Transmisor de Diferencial de Presión para sistema de inyección de agua.

4.2.2.3-EQUIPO OPCIONAL DE FILTRADO DE GAS NATURAL

- Separador de Filtro de Gas Natural.
- Válvula de Aislamiento de sistema de Gas Natural.
- Válvula de Venteo de Sistema de Gas Natural.
- Tubería de Bypass con Válvulas de Retención.
- Instrumentación requerida.

4.2.2.4-INSTALACIÓN – EQUIPO DE CONTROL

- 486 DPU (Incluye tarjetas I/O adicionales).
- Nueva lógica de control para combustibles a gas.
- Modificaciones al Sistema de Inyección de Agua Actual para facilitar operación en modo dual de combustibles (gas / fuel oil).
- Instalación de Nuevo DPU y tarjetas I/O para facilitar conversión a gas.
- Instalación de lógica de control para transferencia de combustible en línea.
- Revisar y modificar, si fuera necesario, la lógica de control y I/O dentro de los DPUs para optimizar la funcionalidad del sistema.

4.2.2.5-PRUEBAS Y SISTEMAS DE COMISIONAMIENTOS

1. Demostración de Capacidad Operacional.

- Arranque de GT en gas y fuel oil.
- Secuencia de Apagado en gas y fuel oil.
- Capacidad Operacional en gas y fuel oil.
- Transferencia de combustible entre gas y fuel oil y viceversa por sitio CSS.
- Funcionamiento como se establece en la sección de garantías.
-

2. Requisitos para la Pruebas.-

- Pruebas de funcionamiento requeridas para las garantías de potencia.

3. Requisitos para Comisionamiento.-

- Será requerido que la unidad GT esté indispopnible durante la instalación de la nuevas toberas DF-42 con capacidad dual de combustible.
- Luego de la instalación del equipo de conversión a Gas, varios sitemas como el de aceite de lubricación, unidad de control hidráulico, IGV, inyección de agua, plataforma de bomba de combustible y plataforma de inyección, de agua, etc, serán energizados para chequeos loop, chequeos de sistema y pruebas Cv.
- Se estima que las pruebas de comisionamiento en cyclo simple y en modo dual fuel (toberas DF-42) tomarán aproximadamente 15 a 20 arranques equivalentes.
- Instalación de DPU adicional.

4. Ingeniero de Control para transferir capacidad de carga de DPU existente con nueva unidad apropiada para la optimización funcional del sistema.

- En el plano N° 1 del **ANEXO 5** podemos apreciar la acometida para el Gas Natural, la cual será operada por personal de GNLC únicamente.

COSTO TOTAL DE LA INVERSIÓN

El costo total de la inversión en la transformación del grupo Generador WESTINGHOUSE es:

Acometida **US$ 729 000.00 (ANEXO N° 1)**

Transformación **US$ 5 585 239.00 (**incluye todos los trabajos y compra de equipos detallados arriba, el proyecto es llave en mano**)**

CAPÍTULO 5

EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA DUAL GAS NATURAL -PETRÓLEO

5.1-CONSIDERACIONES GENERALES

Para poder evaluar una inversión en el sector eléctrico se utilizan programas computacionales expertos, que sirven como herramientas para simular de la mejor manera posible el funcionamiento del mercado eléctrico, con horizontes de estudio que van desde 1 año hasta 50 años. Estos programas de cálculo muestran como resultados los costos marginales de la energía, el despacho de las centrales por orden de costo operativo y las máximas potencias consumidas por período. Una vez que se tienen todos esos datos de salida se puede calcular los ingresos por generación y los ingresos por potencia con los cuales se evalúa la rentabilidad de la inversión.

Para poder evaluar se debe considerar cuales serían los grandes cambios que se darían en el Sistema Interconectado Nacional (SINAC) para nuestro periodo de evaluación, las consideraciones más importantes que debemos tener en cuenta son:

- Ingreso de nuevas centrales de generación eléctrica al sistema e ingreso de nuevas grandes cargas al sistema; "Plan de Obras".
- Variación del precio de los combustibles.
- Disponibilidad de recursos hidrológicos.
- Proyección del consumo de energía eléctrica.

5.2-CONSIDERACIONES PARA EL ANÁLISIS

5.2.1.-EFECTO DEL PRECIO DE LOS COMBUSTIBLES

5.2.1.1.-TENDENCIA DEL PETROLEO CRUDO WTI

La tendencia de la variación de precios de combustible para las unidades del SINAC, para los próximos años, usa una referencia de la WTI, en forma proporcional a su variación en relación a los precios publicados por Petroperú. En la tabla 5.1 se muestra las variaciones estimadas para los precios de los combustibles.

Tabla 5.1

Año		2005	2006	2007	2008	2009	2010
WTI	US$/Barril	41.76	37.16	34.76	33.22	32.00	30.00

5.2.1.2.-PRECIO DEL GAS NATURAL.

En la tabla 5.2 mostramos una comparación entre los precios de gas natural de ETEVENSA y de generadores futuros.

Tabla 5.2 Precio del gas combustible. 01/01/04

		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Precio generadores futuros	USD/MMBTUpcs	1.0414	1.0666	1.1593	1.0776	1.0081	0.9634	0.9280
Precio Etevensa	USD/MMBTUpcs	0.9893	1.0133	1.1013	1.0237	0.9577	0.9153	0.8816

5.2.2.-EFECTOS DE LAS PROYECCIONES DEL CONSUMO ELÉCTRICO, CRECIMIENTO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

En la tabla 5.3 se muestra las proyecciones del aumento de la demanda de energía y de potencia.

Tabla 5.3

Año	Max. Demanda MW	Consumo Anual GWh	Tasa de Crecimiento (%)	
			Potencia	Energía
2004	3,076	21,790	3.7%	5.3%
2005	3,306	22,979	7.5%	5.5%
2006	3,457	23,961	4.6%	4.3%
2007	3,609	25,015	4.4%	4.4%
2008	3,768	26,116	4.4%	4.4%
2009	3,934	27,265	4.5%	4.4%
2010	4,107	28,465	4.5%	4.4%
2011	4,287	29,717	4.5%	4.4%
2012	4,476	31,025	4.5%	4.4%
2013	4,673	32,390	4.5%	4.4%
2014	4,879	33,815	4.5%	4.4%

5.2.3.-EFECTO DE LA DISPONIBILIDAD DE RECURSOS

5.2.3.1.-INDISPONIBILIDADES DE CENTRALES TÉRMICAS

Las indisponibilidades de las Centrales de Generación Térmica , para el despacho de Generación, usa los sorteos de indisponibilidad para la optimización de la generación de la energía despachada para cada unidad térmica del modelo. Los resultados de esta evaluación muestran la diferencia con respecto a los casos bases analizados anteriormente, en el cual se usó una potencia media (Tasa de Salida Forzada constante).

5.2.3.2.-ANTECEDENTES HIDROLÓGICOS

MATRIZ DE ENERGÍA GENERABLE

Se usarán las matrices de energía generable preparadas a partir de la información de entrada del modelo GOLFP. Éstas contienen los antecedentes hidrológicos de los años 1965 a 2000 (36 hidrologías).

Las matrices de energía generable para las centrales de EDEGEL, considera los proyectos de Callahuanca y Huascacocha, es decir considera matrices de Energía generable para los años 2005, 2006, y 2008.

COTA DEL LAGO JUNÍN

La cota del Lago Junín proyectado, como volumen útil, para el 31 de diciembre del 2004 igual a 12MM3 que representa a 4088.122msnm.

PROYECTO HUASCACOCHA

La incorporacion del proyecto Huascacocha, genera una produccion adicional de 124 GWh en un año, aportando un caudal promedio mayo diciembre de 2 m3/s, el cual corresponde a un volumen de 40 MM3 aprovechable para la generación de energía.

5.2.4.-PLAN DE OBRAS DE GENERACION

Fecha de Ingreso		Proyecto
Mayo	2005	Rehabilitación grupo 1 C.H. Callahuanca (2.5 MW)
junio	2005	Conversion de la Westinghouse a Gas Natural
Julio	2005	C. H. Yuncán 130 MW
Agosto	2005	Rehabilitación grupo 2 C.H. Callahuanca (2.5 MW)
Noviembre	2005	Rehabilitación grupo 3 C.H. Callahuanca (2.5 MW)
Mayo	2006	Ciclo Combinado 225 MW (reconversión Ventanilla TG3)
Enero	2007	Ciclo Combinado 225 MW (reconversión Ventanilla TG4)
Mayo	2007	Ciclo Simple 162.4 MW (Tgnu1)
Enero	2008	Ciclo Combinado 248 MW (reconversión de Tgnu1)
Mayo	2008	Proyecto Huascacocha
Diciembre	2008	Ciclo Simple 162.4 MW (Tgnu2)
Octubre	2009	Ciclo Combinado 248 MW (reconversión de Tgnu2)
Enero	2010	Conversion de la Westinghouse a D2
Febrero	2010	Ciclo Simple 162.4 MW (Tgnu3)
Marzo	2011	Ciclo Combinado 248 MW (reconversión de Tgnu3)
Agosto	2011	Ciclo Simple 162.4 MW (Tgnu4)
Junio	2012	Ciclo Combinado 248 MW (reconversión de Tgnu4)
Abril	2013	Ciclo Simple 162.4 MW (Tgnu5)
Octubre	2013	Ciclo Combinado 248 MW (reconversión de Tgnu5)
Enero	2014	Ciclo combinado de largo plazo de 365 MW

Tabla 5.4

5.3.-CONSIDERACIONES DE PRECIOS PARA FORMULAR LOS DATOS DE ENTRADA AL PROGRAMA

5.3.1.-PRECIO DE COMBUSTIBLES Y COSTOS VARIABLES

COSTOS VARIABLES DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

Tabla 5.5 Unidades Térmicas del Sistema interconectado Norte

Nombre de la unidad	Pot-efect Unidad MW	/* Cod Unidad mhtp	Consumo especifico	CVNC (1)	Precio de los cmbustibles US$/TON 2005 WTI US$/BBL 41.8	2006 WTI US$/BBL 37.2	2007 WTI US$/BBL 34.8	2008 WTI US$/BBL 33.2	2009 WTI US$/BBL 32.0
TG. Malacas 3 con D2	14.552	tgmala3	0.372	4.000	613.58	585.65	567.97	555.81	546.26
TG. Chimbote	67.449	chimbo	0.344	2.700	420.43	391.69	373.41	360.95	351.00
TG. Trujillo	21.720	truji	0.336	2.700	418.84	390.31	372.23	359.77	349.92
TG. Piura	21.110	tgpiur	0.334	2.700	415.13	387.20	369.52	357.36	347.81
GD. Piura 1	22.724	piu1-r6	0.208	6.769	284.56	275.31	267.37	261.45	256.72
GD. Piura 2	5.126	piu2-d2	0.246	9.000	415.13	387.20	369.52	357.36	347.81
GD. Chiclayo	25.139	chic-r6	0.233	7.040	282.81	273.57	265.63	259.70	254.98
GD. Sullana	11.084	dsulla	0.239	7.300	414.08	386.14	368.46	356.30	346.76
GD. Paita	9.031	dpaita	0.253	7.540	415.85	387.92	370.24	358.08	348.53
GD. Pacasmayo Sulzer 1,2,3	22.989	cnp-s	0.264	7.040	245.63	236.99	229.46	223.93	219.51
GD. Pacasmayo Man	1.587	cnp-m	0.226	7.040	272.16	260.50	251.36	244.83	239.61
TG. Santa Rosa UTI	52.019	uti-5	0.299	7.070	421.11	392.38	374.09	361.63	351.68
TG. Santa Rosa UTI	53.790	uti-6	0.270	7.070	421.11	392.38	374.09	361.63	351.68
TG. Santa Rosa WTG	121.331	tg_wes	0.257	4.100	421.11	392.38	374.09	361.63	351.68
TG. Ventanilla 3	164.142	tgven3	0.237	4.000	421.00	392.26	373.98	361.52	351.57
TG. Ventanilla 4	160.522	tgven4	0.236	4.000	421.00	392.26	373.98	361.52	351.57
TV. Trupal	13.855	tvtrup	0.455	8.000	242.77	234.13	226.60	221.07	216.65
TV. San Nicolás	65.646	shoug	0.311	2.000	233.79	233.79	227.67	222.24	218.02
GD. San Nicolas	1.241	sho-c	0.212	7.110	431.33	402.59	384.31	371.85	361.90
GD. Tumbes Nueva MAK1	9.116	tumnu1	0.195	7.000	244.26	235.92	228.59	223.16	218.94
GD. Tumbes Nueva MAK2	9.144	tumnu2	0.197	7.000	244.26	235.92	228.59	223.16	218.94
GD. Yarinacocha - Wartsila	23.821	pucallw	0.203	3.276	236.51	227.97	220.54	215.01	210.69

COSTO VARIABLE TOTAL US$/MWh 2005 WTI 40 US$/BBL	2006 WTI 37 US$/BBL	2007 WTI 35 US$/BBL	2008 WTI 33.2 US$/BBL	2009 WTI 32 US$/BBL
232.252	221.861	215.283	210.761	207.210
147.327	137.442	131.152	126.866	123.444
143.432	133.844	127.768	123.582	120.273
141.354	132.025	126.119	122.058	118.870
65.957	64.034	62.383	61.150	60.168
111.122	104.251	99.901	96.910	94.562
72.935	70.781	68.931	67.550	66.450
106.264	99.589	95.362	92.457	90.175
112.750	105.683	101.209	98.134	95.719
71.887	69.606	67.617	66.158	64.991
68.548	65.914	63.848	62.372	61.191
132.982	124.390	118.923	115.198	112.224
120.770	113.011	108.074	104.710	102.025
112.326	104.941	100.241	97.039	94.483
103.777	96.966	92.633	89.680	87.322
103.356	96.574	92.259	89.318	86.971
118.462	114.531	111.102	108.588	106.576
74.710	74.710	72.804	71.117	69.804
98.552	92.460	88.583	85.942	83.833
54.631	53.005	51.575	50.517	49.694
55.120	53.477	52.032	50.963	50.132
51.288	49.555	48.045	46.924	46.047

(1) Unidades del Consumo especifico Combustibles liquidos y Carbon en TON/MWh

Unidades del Consumo especifico Combustibles para Gas Natural en MMBTU/MWh, CVNC en US$/Mwh

Tabla 5.6 Unidades del Sistema Interconectado Sur

Nombre de la unidad	Pot-efect	/* Cod	Consumo	CVNC	Precio de los combustibles					COSTO VARIABLE TOTAL				
	MW	mhtp	especifico		US$/ton 2005	US$/ton 2006	US$/ton 2007	US$/ton 2008	US$/ton 2009	US$/MWh 2005	US$/MWh 2006	US$/MWh 2007	US$/MWh 2008	US$/ton 2009
GD Dolorespata N° 1 al N° 7	11.828	dol1-7	0.250	4.802	443.625	415.091	397.006	384.547	374.700	115.708	108.575	104.053	100.939	98.477
GD Taparachi N° 1 al N° 6	5.335	tapara	0.234	10.141	437.733	409.198	391.113	378.654	368.808	112.570	105.893	101.661	98.746	96.442
GD Bellavista N° 1 al N° 4	3.575	bellav	0.221	8.200	438.442	409.908	391.822	379.364	369.517	105.096	98.790	94.793	92.039	89.863
GD Tintaya N° 1 al N° 8	16.689	tintay	0.225	9.266	437.023	408.489	390.404	377.945	368.099	107.596	101.176	97.107	94.304	92.088
GD Chilina N° 1 y N° 2	10.284	chilmd	0.227	6.750	250.467	247.654	240.319	234.190	229.267	63.606	62.967	61.302	59.911	58.794
Chilina Ciclo Combinado	18.702	chilcc	0.273	3.575	422.924	394.389	376.304	363.846	353.999	119.033	111.243	106.306	102.905	100.217
Chilina TV 2	6.786	chil-2	0.415	4.530	231.294	231.294	225.165	219.740	215.419	100.517	100.517	97.974	95.722	93.929
Chilina TV 3	10.103	chil-3	0.401	4.220	231.294	231.294	225.165	219.740	215.419	96.969	96.969	94.511	92.336	90.603
GD Mollendo I	31.461	moll-1	0.210	13.831	224.005	224.005	217.876	212.451	208.131	60.872	60.872	59.585	58.446	57.538
TG Mollendo II	71.023	moll-2	0.294	2.560	417.160	388.625	370.540	358.082	348.235	125.205	116.816	111.499	107.836	104.941
GD Moquegua	0.827	moqgd	0.242	6.135	426.636	397.900	379.614	367.155	357.209	109.381	102.427	98.002	94.987	92.579
GD Calana	25.34	calamd	0.203	4.914	247.810	239.169	231.634	226.007	221.587	55.219	53.465	51.936	50.794	49.896
Ilo 1 TV 2	23.224	ilotv2	4.064	3.410	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	3.410	3.410	3.410	3.410	3.410
Ilo 1 TV 3	53.23	ilotv3	0.289	3.030	223.654	223.654	217.424	211.898	207.578	67.666	67.666	65.866	64.269	63.020
Ilo 1 TV 4	68.658	ilotv4	0.247	2.600	203.358	203.358	197.631	192.607	188.689	52.829	52.829	51.415	50.174	49.206
Ilo 1 TG 1	35.223	ilotg1	0.292	2.566	430.715	401.979	383.693	371.234	361.288	128.335	119.944	114.604	110.966	108.062
Ilo 1 TG 2	35.356	ilotg2	0.252	6.390	430.715	401.979	383.693	371.234	361.288	114.930	107.689	103.081	99.941	97.434
Ilo 1 CATKATO	3.247	ilogd	0.215	13.355	430.715	401.979	383.693	371.234	361.288	105.959	99.781	95.849	93.170	91.032

Unidades del Consumo especifico Combustibles liquidos y Carbon en TON/MWh.

Unidades del Consumo especifico Combustibles para Gas Natural en MMBTU/MWh, CVNC en US$/Mwh.

COSTOS VARIABLES DE GAS NATURAL Y CARBON

Tabla 5.7 Costos Variables del Gas Natural y del Carbón

Nombre de la unidad	Pot-efect	/* Cod	Consumo	CVNC	T.S.F.O.	Precio de los combustibles (US$/MMBTU					COSTO VARIABLE TOTAL				
	MW	mhtp	especifico		p. u.	2005	2006	2007	2008	2009	US$/MWh 2005	US$/MWh 2006	US$/MWh 2007	US$/MWh 2008	US$/MWh 2009
Ilo 2 TV Carbón N° 1	141.077	iltvc1	0.333	1.000	0.100	62.080	62.080	62.080	62.080	62.080	21.673	21.673	21.673	21.673	21.673
TG. Malacas 1 con GN	15.047	tgmala1	16.022	4.000	0.045	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	44.055	44.055	44.055	44.055	44.055
TG Malacas 2 con GN	15.037	tgmala2	15.693	4.000	0.045	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	43.233	43.233	43.233	43.233	43.233
TG. Malacas 4 (sin inyección de agua)	81.151	tg4mal	12.052	3.133	0.030	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	33.263	33.263	33.263	33.263	33.263
TG. Malacas 4 (con inyección de agua) (3)	16.201	tg4mali	13.066	21.604	0.030	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	54.269	54.269	54.269	54.269	54.269
TG. Aguaytia 1	87.046	tgagt1	11.462	3.030	0.020	0.900	0.900	0.900	0.900	0.900	13.346	13.346	13.346	13.346	13.346
TG. Aguaytia 2	78.146	tgagt2	11.659	3.030	0.020	0.900	0.900	0.900	0.900	0.900	13.523	13.523	13.523	13.523	13.523
Turbo Gas Ventanilla 3 con gas natural	153.400	tgnven3	10.710	4.500	0.035	1.975	0.011	0.011	0.011	1.877	25.653	4.618	4.618	4.618	24.603
Turbo Gas Ventanilla 4 con gas natural	153.400	tgnven4	10.710	4.500	0.035	1.975	0.011	0.011	0.011	1.877	25.653	4.618	4.618	4.618	24.603
Ciclo Combinado Ventanilla TG3	230.000	ccven3	6.909	4.020	0.035	1.975	0.011	0.011	0.011	0.915	17.666	4.096	4.096	4.096	10.344
Ciclo Combinado Ventanilla TG4	230.000	ccven4	6.910	4.020	0.035	1.975	0.011	0.011	0.011	0.915	17.668	4.096	4.096	4.096	10.344
TG. Santa Rosa WTG GN	121.331	tgwesgn	11.222	4.100	0.040	2.029	2.122	2.040	1.971	1.926	26.871	27.912	26.995	26.214	25.713
C C Santa Rosa WTG GN	175.500	ccwesgn	7.481	3.200	0.040	2.029	2.122	2.040	1.971	0.964	18.380	19.074	18.463	17.942	10.413
Ciclo Abierto Westinghouse GN nuevo1	121.331	tgwes1	10.885	4.100	0.040	2.029	2.122	2.040	1.971	1.926	26.188	27.197	26.307	25.550	25.064
C C Westinghouse GN nuevo1	175.500	ccwes1	7.436	3.200	0.040	2.029	2.122	2.040	1.971	0.964	18.289	18.978	18.371	17.854	10.369
Ciclo Abierto Westinghouse GN nuevo2	121.331	tgwes2	10.885	4.100	0.040	2.029	2.122	2.040	1.971	1.926	26.188	27.197	26.307	25.550	25.064
C C Westinghouse GN nuevo2	175.500	ccwes2	7.436	3.200	0.040	2.029	2.122	2.040	1.971	0.964	18.289	18.978	18.371	17.854	10.369
Turbo Gas competidor N°1	162.400	tgnu1	10.711	4.510	0.035	2.028	2.121	2.039	1.970	1.925	26.236	27.228	26.354	25.609	25.131
Ciclo Combinado competidor N°1	248.100	ccnu1	6.925	4.020	0.035	2.028	2.121	2.039	1.970	0.963	18.066	18.708	18.143	17.661	10.692
Turbo Gas competidor N°2	162.400	tgnu2	10.711	4.510	0.035	2.028	2.121	2.039	1.970	1.925	26.236	27.228	26.354	25.609	25.131
Ciclo Combinado competidor N°2	248.100	ccnu2	6.924	4.020	0.035	2.028	2.121	2.039	1.970	0.963	18.064	18.706	18.141	17.659	10.691
Turbo Gas competidor N°3	162.400	tgnu3	10.711	4.510	0.035	2.028	2.121	2.039	1.970	1.925	26.236	27.228	26.354	25.609	25.131
Ciclo Combinado competidor N°3	248.100	ccnu3	6.923	4.020	0.035	2.028	2.121	2.039	1.970	0.963	18.062	18.704	18.139	17.657	10.690
Turbo Gas competidor N°4	162.400	tgnu4	10.711	4.510	0.035	2.028	2.121	2.039	1.970	1.925	26.236	27.228	26.354	25.609	25.131
Ciclo Combinado competidor N°4	248.100	ccnu4	6.922	4.020	0.035	2.028	2.121	2.039	1.970	0.963	18.060	18.702	18.137	17.656	10.689
Turbo Gas competidor N°5	162.400	tgnu5	10.711	4.510	0.035	2.028	2.121	2.039	1.970	1.925	26.236	27.228	26.354	25.609	25.131
Ciclo Combinado competidor N°5	248.100	ccnu5	6.922	4.020	0.035	2.028	2.121	2.039	1.970	0.963	18.060	18.702	18.137	17.656	10.689
Ciclo Combinado Largo plazo	139.200	ctop01	6.688	3.500	0.035	2.028	2.121	2.039	1.970	0.963	17.066	17.685	17.139	16.675	9.943
Ciclo Combinado Largo plazo	34.800	cclp01	6.688	3.500	0.035	2.028	2.121	2.039	1.970	0.963	17.066	17.685	17.139	16.675	9.943

Unidades del Consumo especifico Combustibles liquidos y Carbon en TON/MWh

Unidades del Consumo especifico Combustibles para Gas Natural en MMBTU/MWh. CVNC en US$/Mwh

5.3.1.1.-CONTRATO DE SUMINISTRO DE ELECTROPERU Y ETEVENSA

El precio del gas natural de Camisea considerado para las unidades de ETEVENSA, toma en cuenta el contrato de suministro de gas natural que ELECTROPERÚ ha suscrito con el consorcio adjudicatario para la explotación del Proyecto Camisea. El Contrato de suministro de gas de ELECTROPERÚ presenta las siguientes condiciones:

Una cantidad diaria contratada (CDC) de 70 MMPCD (ó 1982.17 Miles de m3 por día MmCD).

Una cantidad diaria máxima (CDM) de 100 MMPCD (ó 2831.68 MmCD).
Una cantidad Take or Pay (CTOP) de 56 MMPCD (ó 1585.74 MmCD).
El precio del gas materia del contrato, será fijado en el punto de recepción:

El precio se obtendrá mensualmente multiplicando el precio base por los factores A y B, que se explican más adelante.

El precio base será reajustado mensualmente de acuerdo con la fórmula de reajuste establecida.

Factores para determinar el precio:

Factor "A" según la CDC

Tabla 5.8

CDC – Mmcd	FACTOR "A"
30	1
55	0.995
85	0.990
115	0.985
140	0.98
285	0.97
> 550	0.96

Para valores intermedios de la CDC hasta 550.0 Mmcd. (millar de m3 por Día) el factor "A" se obtiene por interpolación lineal entre los valores cercanos.

Factor "B" según el porcentaje Take or Pay

Tabla 5.9

Porcentaje Take or Pay (%)	FACTOR "B"
100	0.95
90	0.97
80	0.98
70	0.99
60	1.00

Para valores intermedios del porcentaje "take or pay", el factor "B" se obtiene por interpolación lineal entre los valores cercanos. Un descuento de 5% en el precio (factor del 0.95); por el hecho de firmar el contrato, como medida de promoción para el proyecto Camisea. Posibilidad de reducir la CDC hasta en 10%. (Licitación internacional)

5.3.1.2.-CLAUSULA NACION MÁS FAVORECIDA

"En caso que el Productor pactare con otros generadores eléctricos un precio de gas menor al precio fijado con Electroperú (contrato) o modificase las condiciones del suministro, en cualquiera de los dos supuestos, favoreciendo a otras empresas generadoras, colocando a Electroperú (contrato) en situación desventajosa frente a sus competidores, Electroperú tendrá derecho, a que se considere como Precio el menor pactado por el Productor con los otros generadores eléctricos, menos el descuento mencionado anteriormente, y a mejorar las cláusulas del contrato conforme a aquellas pactadas con dichos generadores". El precio así obtenido es indexado mensualmente en función de una canasta de precios del fuel oil, manteniendo como piso el valor inicial del contrato, en términos nominales . Dado que los valores de referencia del fuel fueron muy altos en el año base (2000), los precios resultantes de aplicar la fórmula de indexación resultan constantes en términos nominales, con lo que se produce una caída en términos reales. A partir del año de largo plazo se acepta que el precio del gas combustible se mantendrá constante en valor real. Considerando un take or pay igual a 80% y un consumo de gas superior al máximo presentado en el cálculo del factor A, los valores del gas con y sin medida promocional serían los siguientes:

		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Precio generadores futuros	USD/MMBTUpcs	1.0414	1.0666	1.1593	1.0776	1.0081	0.9634	0.9280
Precio Etevensa	USD/MMBTUpcs	0.9893	1.0133	1.1013	1.0237	0.9577	0.9153	0.8816

Por otra parte, en el contrato de suministro de gas se estableció una cláusula de make up, con lo que la central ganadora de la licitación puede recuperar el gas pagado y no consumido dentro de 24 meses (primeros 2 años de operación comercial) o 12 meses (año 3 en adelante), mientras que las demás

centrales que empleen el gas de Camisea cuentan con un período de 6 meses de make up.

El poder calorífico del gas, está garantizado dentro de un rango (originalmente, 8.800 a 10.300 Kcal/m3pcs), rango que fue ampliado a la baja al fijar la norma de distribución de gas. Considerando que el proyecto Camisea contempla la incorporación de plantas separadoras de líquidos, es de esperar que el gas entregado para el consumo sea pobre, de modo que se ubique en el límite inferior del nuevo rango: 8.450 Kcal/m3pcs.

5.3.1.3.-GAS DE CAMISEA. TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN.

Para viabilizar el proyecto Camisea, el Estado acordó con el transportista de gas garantizar un volumen de gas mínimo en el ducto, de modo que, si el gas transportado es menor al volumen garantizado, se recaudaría la diferencia entre los consumidores para completar dicho volumen garantizado . Tal pago debía iniciarse junto con la actividad comercial del gasoducto, pero el Estado decidió anticipar el inicio del pago de la garantía de consumo de gas al transportista a noviembre de 2002, de modo que la tarifa de transporte caería. El valor de esta garantía se incluye en el peaje por conexión en SPT. El precio de transporte más la distribución de gas se estableció en marzo de 2003 y su valor es 0,94721 US$/Kpc (moneda nominal).

Este valor se reajusta según PPI-USA con la base de marzo de 2003 y el precio reajustado comienza a aplicarse en mayo de cada año. De este modo, se ha determinado un precio equivalente para el año que resulta de la composición de los precios de los subperíodos enero-abril y mayo-diciembre. Para el año 2005 el valor queda en 0,9701 US$/Kpc (moneda nominal).

La tarifa de transporte de gas está pactada en términos volumétricos. Por su parte, el poder calorífico del gas está garantizado dentro de un rango. Considerando que el proyecto Camisea contempla la incorporación de plantas separadoras de líquidos, se ha supuesto que el gas entregado para el consumo se ubicará en el límite inferior del rango: 8.800 Kcal/m3 pcs. A partir de este supuesto, el precio en términos reales (nivel 01.07.2004), expresado en unidad calórica británica es de 0,9618 US$/MMBTU pcs. Este precio es el mismo para todos los generadores (no existe medida promocional) y constante en el período de evaluación.

Como se ha señalado, el transporte de gas se considera interrumpible (variabilizado) hasta mediados de 2009 y firme (cargo fijo) a partir de entonces.

Tabla 5.10 Costo relevante del gas de Camisea para despachos sobre Take or Pay.

Precio del Gas Natural + Transporte		**2004**	**2005**	**2006**	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**
Precio generadores futuros	USD/MMBTUpcs	2.006	2.028	2.121	2.039	1.970	1.925	1.890
Precio Etevensa	USD/MMBTUpcs	1.954	1.975	2.063	1.985	1.919	1.877	1.843

El precio de Gas mas transporte y Distribución para el caso de las unidades de EDEGEL , no serian beneficiados por factor de descuento de "Consumidor Inicial", sin embargo tendría un factor de descuento por volumen consumido.

Tabla 5.11 Costo relevante de Gas Camisea para Westinghouse con Take or Pay.

Precio del Gas Natural + Transporte		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Precio Santa Rosa	US$/MMBTUpcs	2.007	2.029	2.122	2.040	1.971	1.926	1.890

(Esta tabla debe actualizarse para colocar los valores en el mes de junio de cada año, fecha en la que se declara el valor del gas).

5.4.-MODELOS MATEMÁTICOS A CONSIDERAR

En el sector eléctrico las tarifas se calculan con el modelo PERSEO, es decir que el precio de barra se calcula con éste modelo, antes de éste modelo se usaba el modelo JUNIN, el que fue cambiado por presentar algunas limitaciones. En EDEGEL las evaluaciones se hacían con el modelo PERSEO hasta el año 2003, a partir de finales del año 2003 se utiliza el modelo **MHTP**, éste modelo es más completo ya que permite modelar un sistema multi nodal minimizando los costos de operación, el modelo PERSEO también modela un sistema multi pero es menos exacto que el MHTP, y el JUNIN sólo modelaba un nodo y un embalse. El modelo MHTP (Modelo Hidro-Térmico Perú) fue elaborado pensando en la simulación del Sistema Eléctrico Interconectado del Perú, pero también puede adecuarse a otros sistemas eléctricos ya que puede modelar múltiples barras y múltiples embalses.

Los datos de entrada para este modelo son los siguientes:

Datos de las Centrales.

Datos Periódicos.

Datos de Demanda.

Datos del Negocio de Transmisión.

Datos de Contratos de gas.

Datos de Potencia Firme para las Centrales.

Datos de Caudales Afluentes.

Datos de Embalses.

Datos de Cascadas Hidráulicas.

Datos de Restricciones de Riego.

Datos de Transición Hidrológica.

Datos de Precios de Potencia.

Datos de Interconexiones.

5.4.1.-DESCRIPCIÓN GRÁFICA DEL FUNCIONAMIENTO DEL MODELO MHTP.

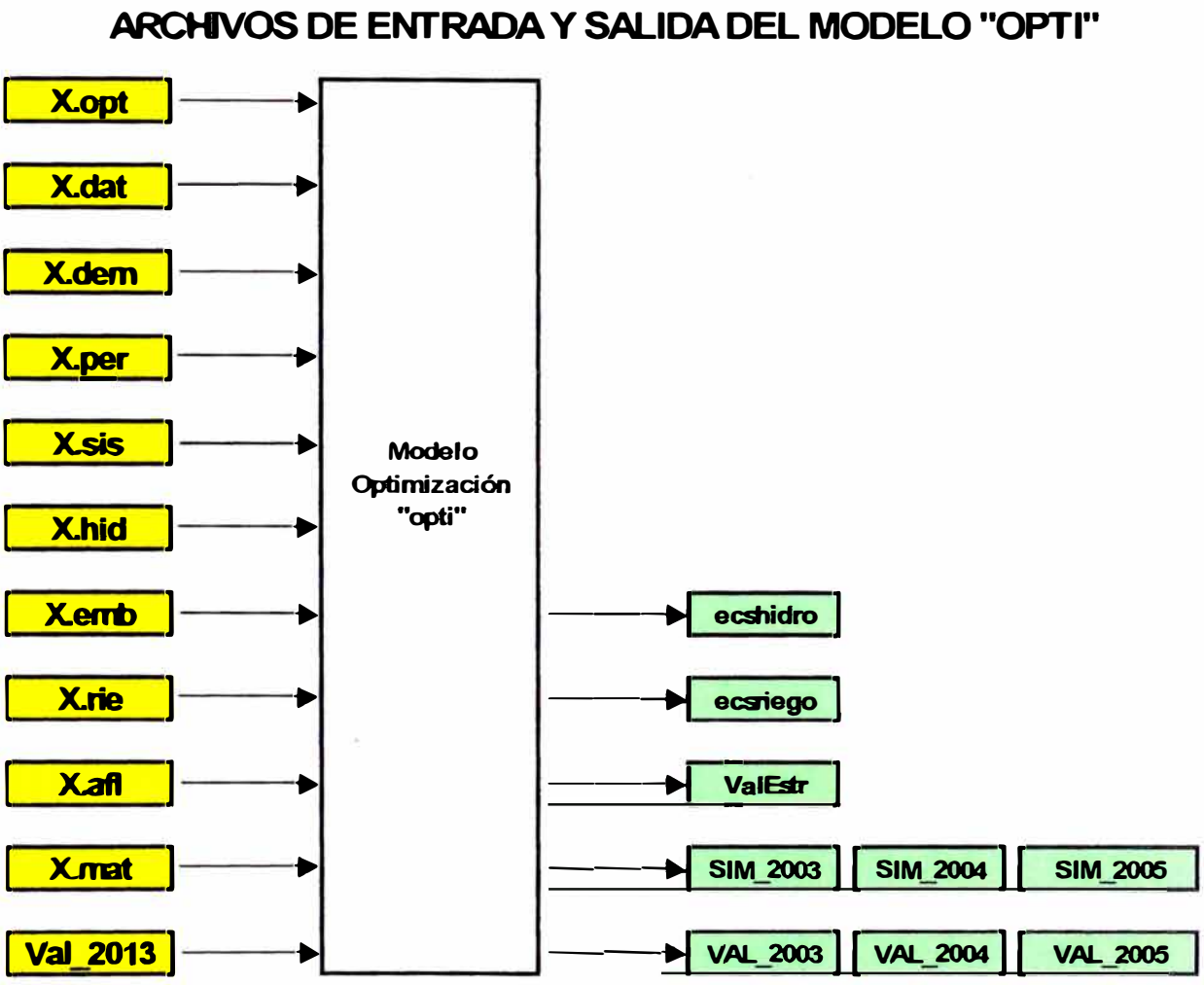


Figura 5.1

ARCHIVOS DE ENTRADA Y SALIDA DEL MODELO "PNUD"

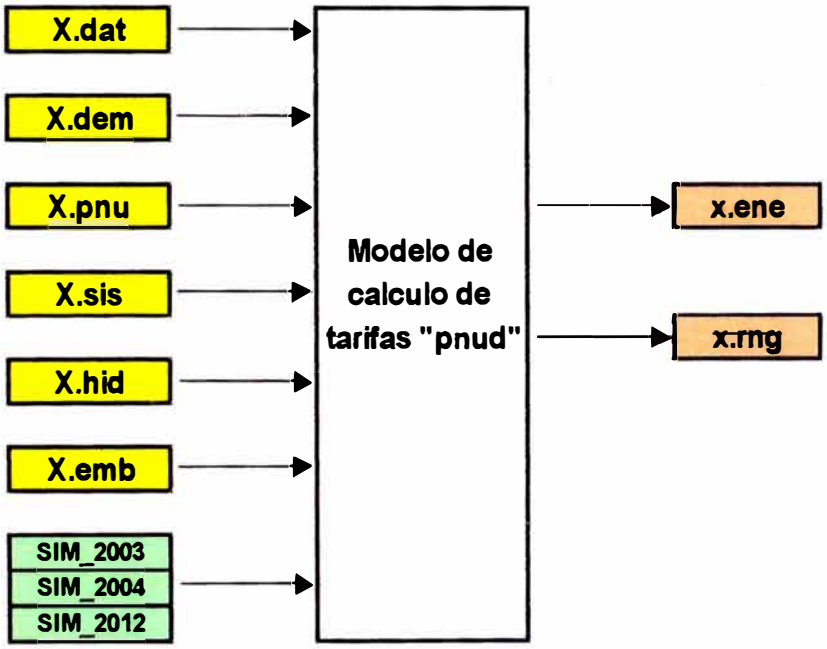


Figura 5.2

ARCHIVOS DE ENTRADA Y SALIDA DEL MODELO "SIMU"

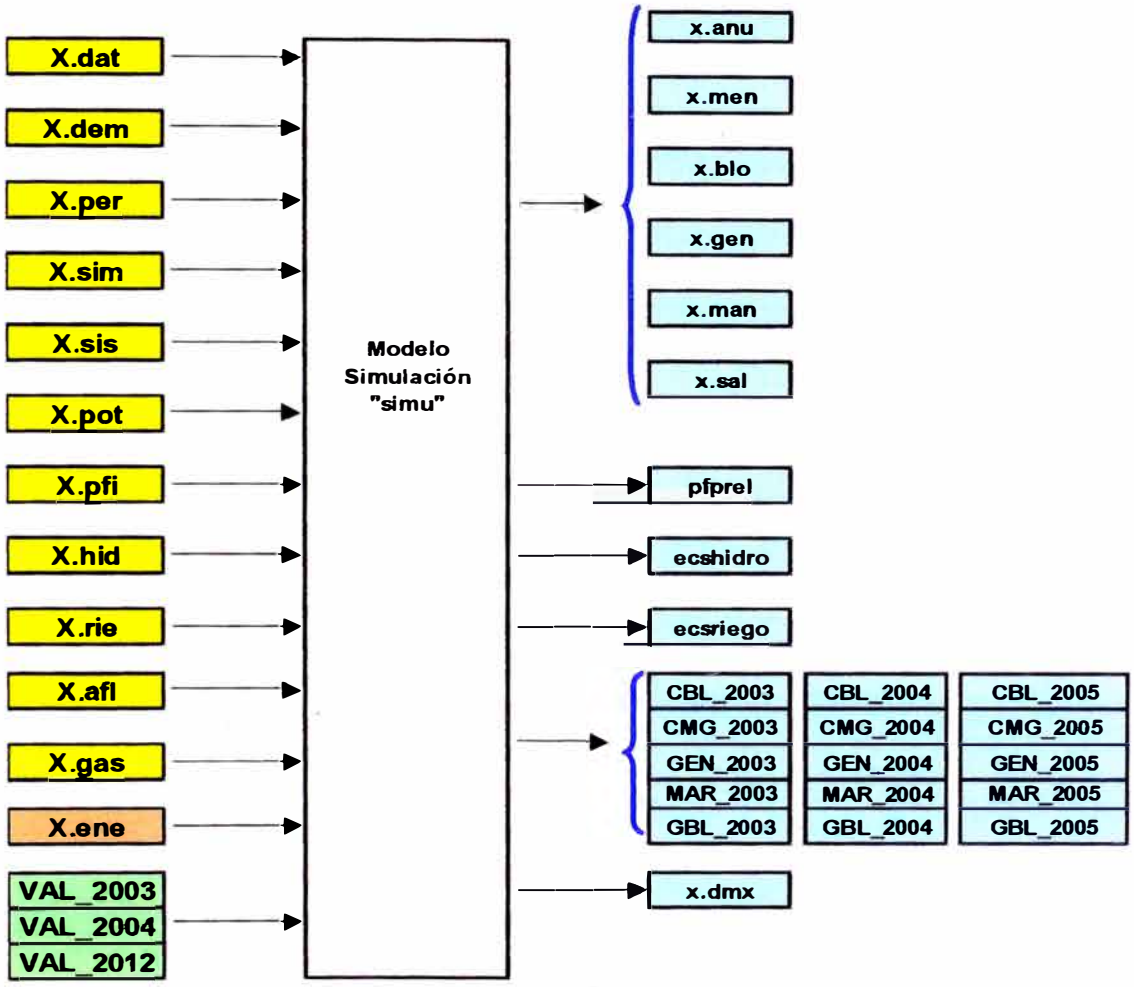


Figura 5.3

5.4.2.-DATOS DE ENTRADA

En el **ANEXO 02** veremos el archivo "DATOS.DAT", el cual posee los datos de entrada de potencia efectiva, costo variable no combustible, consumo específico, etc. de las centrales térmicas. Los archivos completos se adjuntan en CD junto con el informe.

5.5.-RESULTADOS OBTENIDOS

5.5.1.-PRECIO DE ENERGÍA Y POTENCIA

5.5.1.2.-PRECIO DE ENERGÍA

Tabla 5.12 El precio de la energía esta representado por los Costos Marginales anuales del modelo MHTP.

Cmg US$/MWh	agno	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
wes a gas	Caso base	36.2	32.3	26	25.9	25.4	25.9	25.4	25.4	25.7	24.6
wes a diesel		41.4	38.7	30.7	30.5	29.5	25.9	25.4	25.5	25.7	24.6

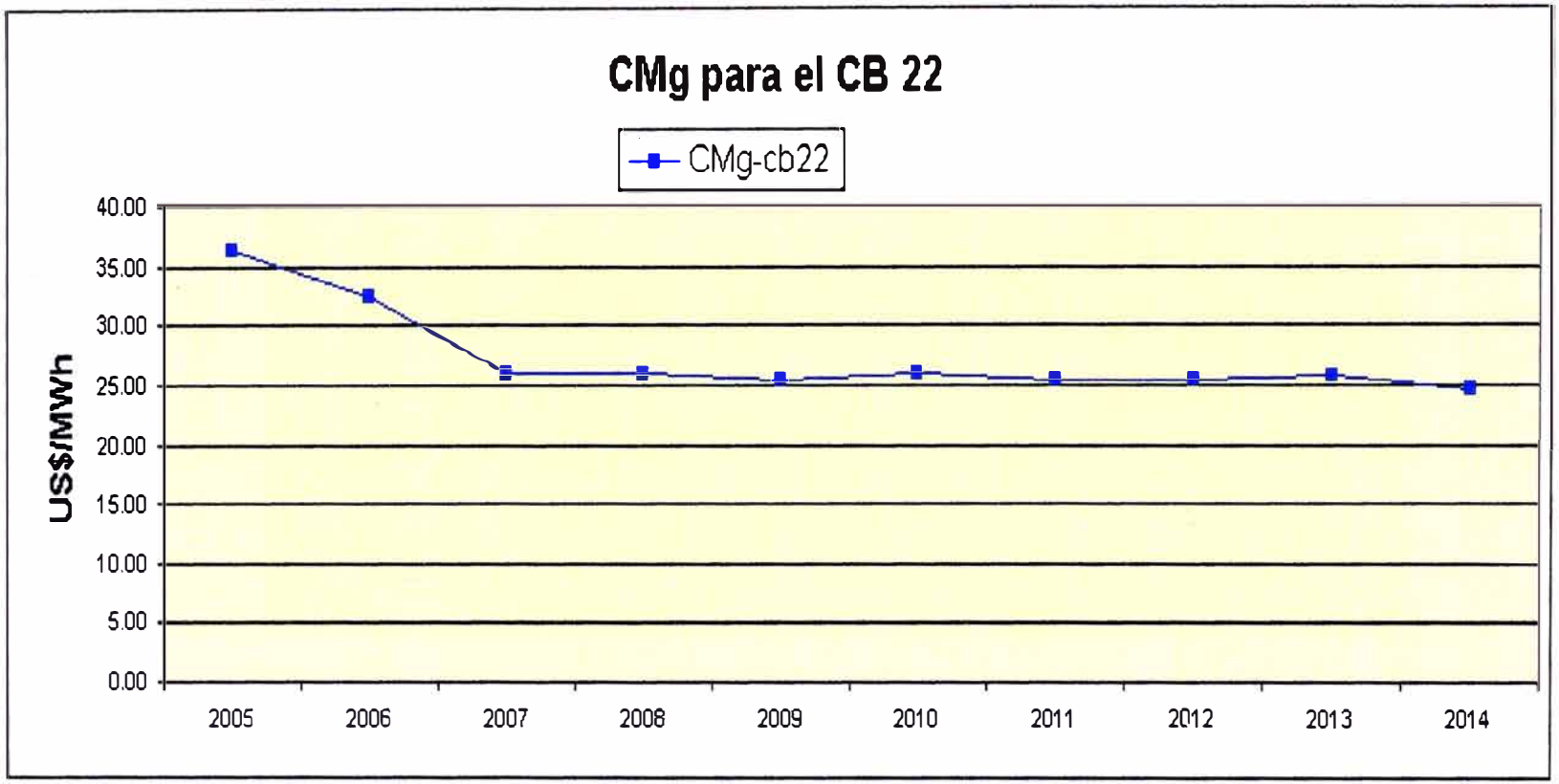

CMg para el CB 22
CMg-cb22
US$/MWh
40.00
35.00
30.00
25.00
20.00
15.00
10.00
5.00
0.00
2005
2006
2007
2008
2009
2010
2011
2012
2013
2014

Figura 5.4

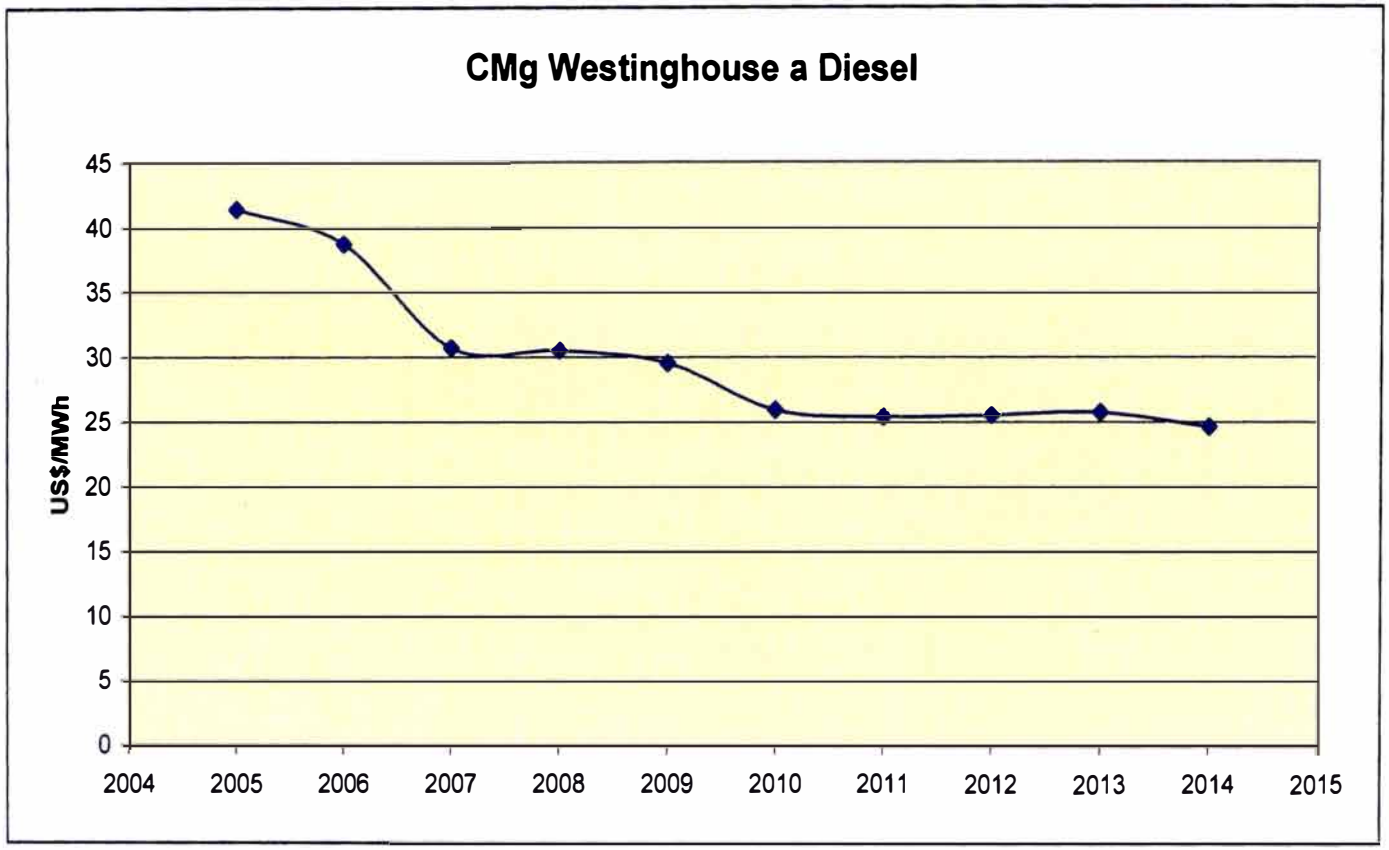


Figura 5.5 Costos marginales utilizando diesel

5.5.1.2.-PRECIO DE POTENCIA

Para determinar los ingresos por potencia de una central deben definirse los siguientes parámetros:

Tabla 5.13

Año	FIC	FID	Margen de Reserva Teórico	Margen de Reserva Objetivo
2003	2.00%	0.00%	44.30%	19.50%
2004	2.00%	13.30%	42.70%	19.50%
2005	0.70%	26.70%	40.00%	19.40%
2006	0.00%	30.00%	37.00%	19.40%
2007	0.00%	30.00%	33.30%	19.40%
2008	0.00%	30.00%	32.00%	18.70%
2009	0.00%	30.00%	32.00%	15.00%
2010	0.00%	30.00%	32.00%	15.00%
2011	0.00%	30.00%	30.70%	15.00%
2012	0.00%	30.00%	30.00%	15.00%

FIC: (Factor de Incentivo a la Contratación). Es un factor que se aplica directamente al precio de la potencia, empleados en la transferencia de potencia en el COES.

FID: (Factor de Incentivo al Despacho). Es un factor que pondera la recaudación total de potencia en el sistema para definir el Ingreso total Variable, el cual depende del despacho de las unidades. El ingreso Total Garantizado (Fijo) se obtiene como el complemento con respecto al total.

Margen de Reserva Teórico: Determina el ranking de la centrales que recibirán el ingreso garantizado de potencia

Margen de Reserva Objetivo: Factor que afecta al precio de la potencia. Este valor debería dar la señal al sistema sobre el nivel de seguridad deseado.

Tabla 5.14. Se muestra el precio de la potencia considerando los parámetros mencionados:

Año	Precio de Potencia en Barra sin FIM	MRF-O	Tasa Salida Forzada	Precio de Potencia en Barra con FIM	Precio de Potencia en Barra con FIM
	(US$/kW-año)	%	%	(US$/kW-año)	(US$/kW-mes)
	A	B	C	D =A* (1+B)/(1-C)	E =D/12.6465
2003	55.97	19.50%	2.35%	68.49	5.42
2004	51.78	19.50%	2.40%	63.39	5.01
2005	52.76	19.40%	2.63%	64.7	5.12
2006	52.76	19.40%	2.63%	64.7	5.12
2007	52.76	19.40%	2.63%	64.7	5.12
2008	52.76	18.70%	2.58%	64.27	5.08
2009	52.76	15.00%	2.35%	62.13	4.91
2010	52.76	15.00%	2.35%	62.13	4.91
2011	52.76	15.00%	2.35%	62.13	4.91
2012	52.76	15.00%	2.35%	62.13	4.91

FIM: Factores de indisponibilidad de la unidad de punta y del margen de reserva firme objetivo del sistema.

5.5.2.-INGRESOS CALCULADOS POR ENERGÍA Y POTENCIA

Para la evaluación de la inversión necesitamos comparar los dos casos, el caso base (el que posee al grupo WESTINGHOUSE consumiendo diesel) y el caso base modificado (el que posee al grupo WESTINGHOUSE consumiendo gas hasta diciembre del año 2009)

CASO BASE

Ingresos funcionando con diesel

Tabla 5.15

		2005	2006	2007	2008	2009
diesel	energía	1.2	1.26	0.69	0.58	0.49
	potencia	2.01	3.49	3.479	3.458	3.363

CASO BASE MODIFICADO

Ingresos **funcionando** con gas desde junio 2005 a diciembre 2009

Tabla 5.16

		2005	2006	2007	2008	2009
gas	energía	16.04	17.62	10.83	11.40	9.53
	potencia	3.279	5.043	4.659	4.749	4.454

En el **ANEXO N° 3** se muestran los ingresos por energía y potencia de manera detallada.

5.5.3.-CÁLCULO DEL VAN

En el sector eléctrico los proyectos se descuentan al 12% de interés, pero en algunas empresas los proyectos casi siempre se descuentan al 15%. En la evaluación de resultados hemos apreciado que los ingresos con producción a gas son mucho mayores que los ingresos con producción a diesel debido a la gran producción de energía.

A continuación evaluaremos el VAN de la diferencia de ingresos netos (ingresos generando con gas e ingresos generando con diesel), a estos valores mensuales se les trae a valor actual neto con una tasa de descuento del 12%.

La tabla completa de evaluación se adjunta en el **ANEXO N° 4**.

Del **ANEXO N° 4** podemos notar que utilizando una tasa de descuento de 12% anual tenemos un VAN de US$ 9 500 000.00, con lo cual podemos fácilmente decidir que la mejor opción es invertir en la transformación a sistema dual.

La transformación a sistema dual no siempre es rentable para los grupos de generación térmicos, se debe tener especial cuidado con aquellos grupos que deben ser adecuados o adaptados (aquellos que no fueron diseñados para un sistema dual desde fábrica) ya que su inversión inicial podría sobre pasar fácilmente los 10 MM de US$, y podrían no quedar aptos para cambiar de un combustible a otro estando en operación, con lo que los podrían penalizar y disminuir sus ingresos por potencia.

CONCLUSIONES

1. De los resultados obtenidos, VAN US$ 9.46 Millones podemos asegurar que para el grupo de generación WESTINGHOUSE es rentable realizar la transformación a sistema dual.

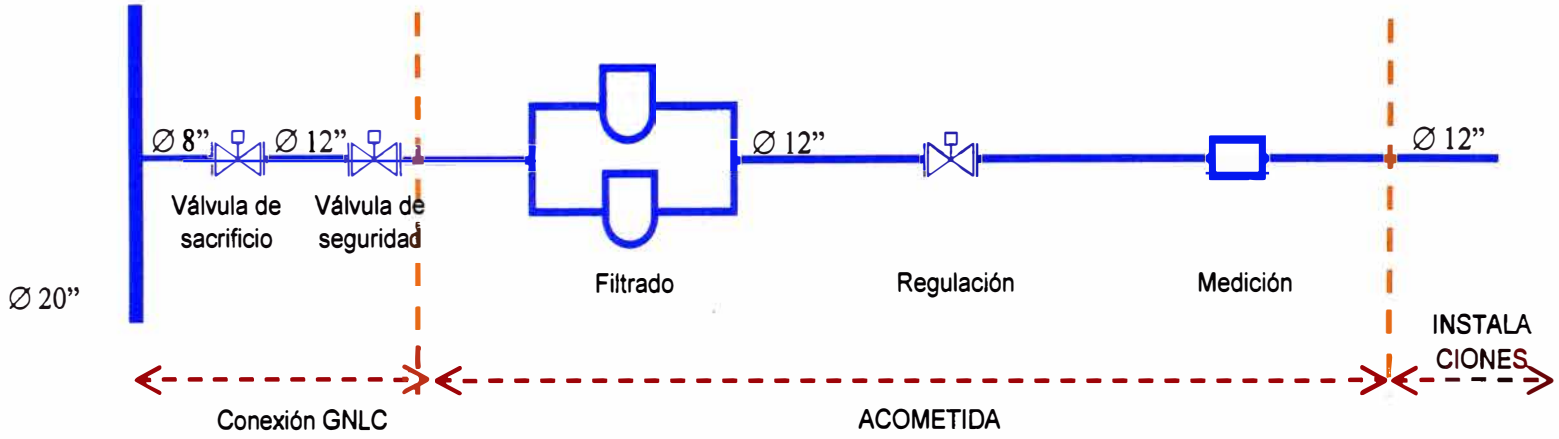
2. Sería bueno contar con una cierta cantidad de gas natural en reserva, que permita que el grupo Westinghouse opere cuando se corte el suministro de gas por alguna falla, digamos por un lapso de 1 día para evitar el uso del diesel que es 10 veces más caro que el gas natural. Si se contara con este tipo de almacenamiento en un día de falla de la troncal de gas se podría ahorrar unos US$ 230000.00 / día (comparado con la utilización de diesel).

BIBLIOGRAFÍA

- INFORME DEL CASO BASE 22 _ EDEGEL S.A.A.
- ASPECTOS FUNDAMENTALES DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL _ ENDESA CHILE
- PÁGINA WEB CAMISEA WWW.CAMISEA.COM
- ESTADÍSTICAS DE OPERACIONES 2003 COES_ COES
- PLAN REFERENCIAL DE ELECTRICIDAD 2003-2012 _ MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS
- MANUAL DEL MODELO HIDRO TÉRMICO PARA EL PERÚ_ ENDESA
- INFORME DE SITUACIÓN DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS 1993-200 _ COMISIÓN DE TARIFAS DE ENERGÍA

ANEXO N° 1

COSTOS DE LA ACOMETIDA PARA LA CENTRAL TÉRMICA SANTA ROSA
ACOMETIDA SIMPLIFICADA PARA FINES DE REGULACIÓN DE OSINERG-GART



COSTO DE SUMINISTRO E INSTALACION DE ACOMETIDA
Considerando equipamiento nuevo

		Miles US$
-	Suministro de tuberías de 12" (hasta el skid)	3.20
-	Instalación de tuberías	11.30
-	Suministro e instalación de 1) Estación de Filtrado con dos ramas ciclónico al 100%. c/u 2) Estación de medición 3) Estación de regulación para reducción de presión a 28 - 34 bar	433.20
-	Suministro e instalación de RTU para integración al sistema scada de la Est.Reductora presión	100.00
-	Suministro e instalación de 1 medidor ultrasónico	47.50
-	Otros Materiales	12.00
-	Movilización y desmovilización (17% del costo de instalación de las tuberías)	1.92
-	Ingeniería, Supervisión de obra y puesta en marcha (2 meses)	25.00
-	Gastos generales (15% del costo)	95.12
	COSTO TOTAL	**729.23**

Nota: Por simplificación del gráfico no se han ubicado las diversas válvulas

ANEXO N° 2

datos.dat

/* Datos de las centrales hidraulicas CASO BASE 19 Preliminar: 12 MAYO DEL 2004 */

dathidr

/* nombre	pot	qmin	tipo	rend	conpp	cesp	cvnc	tind	np	BMgex	propiet*11	barra */
/* Hidraulicas: Sistema Interconectado Centro Norte */												
FICTICI FICTICI	0.1	0.0	S	0.001	.999	1.0	0.00	0.00	1	0.0	electroperu	sjua220
MALPASO MALPASO	48.0	0.0	S	0.675	.0	1.0	0.00	0.00	1	0.0	electroande	man220
MANTARO MANTARO	631.8	0.0	S	6.318	.0	1.0	0.00	0.00	1	0.0	electroperu	man220
RESTITU RESTITU	209.7	0.0	S	2.097	.0	1.0	0.00	0.00	1	0.0	electroperu	man220
cahua_base cahua_base	1000.0	0.0	S	1.0	.0	1.0	0.00	0.00	1	0.0	cahua	man220
cpato_base cpato_base	1000.0	0.0	S	1.0	.0	1.0	0.00	0.00	1	0.0	egenor	cpat138
carhu_base carhu_base	1000.0	0.0	S	1.0	.0	1.0	0.00	0.00	1	0.0	egenor	man220
yaupi_base yaupi_base	1000.0	0.0	S	1.0	.0	1.0	0.00	0.00	1	0.0	electroande	tint138
oroya_base oroya_base	1000.0	0.0	S	1.0	.0	1.0	0.00	0.00	1	0.0	electroande	oroya50
pacha_base pacha_base	1000.0	0.0	S	1.0	.0	1.0	0.00	0.00	1	0.0	electroande	oroya50
gcieg_base gcieg_base	1000.0	0.0	S	1.0	.0	1.0	0.00	0.00	1	0.0	cnp	man220
paria_base paria_base	1000.0	0.0	S	1.0	.0	1.0	0.00	0.00	1	0.0	cahua	pari138
chsis_base chsis_base	1000.0	0.0	S	1.0	.0	1.0	0.00	0.00	1	0.0	egasa	sant138
sgaba_base sgaba_base	1000.0	0.0	S	1.0	.0	1.0	0.00	0.00	1	0.0	san_gaban	azan138
mpicc_base mpicc_base	1000.0	0.0	S	1.0	.0	1.0	0.00	0.00	1	0.0	egemsa	mach138
yanan_base yanan_base	1000.0	0.0	S	1.0	.0	1.0	0.00	0.00	1	0.0	EDEGEL	yang220
chima_base chima_base	1000.0	0.0	S	1.0	.0	1.0	0.00	0.00	1	0.0	EDEGEL	chim220
yunca_base yunca_base	1000.0	0.0	S	1.0	.0	1.0	0.00	0.00	1	0.0	egecen	yunc220
huanc_base huanc_base	1000.0	0.0	S	1.0	.0	1.0	0.00	0.00	1	0.0	huanchor	oroya50
huinc_base huinc_base	1000.0	0.0	S	1.0	.0	1.0	0.00	0.00	1	0.0	EDEGEL	huin220
matuc_base matuc_base	1000.0	0.0	S	1.0	.0	1.0	0.00	0.00	1	0.0	EDEGEL	matu220
calla_base calla_base	1000.0	0.0	S	1.0	.0	1.0	0.00	0.00	1	0.0	EDEGEL	calla60
moyop_base moyop_base	1000.0	0.0	S	1.0	.0	1.0	0.00	0.00	1	0.0	EDEGEL	moyop60
huamp_base huamp_base	1000.0	0.0	S	1.0	.0	1.0	0.00	0.00	1	0.0	EDEGEL	huamp60
cahua_punta cahua_base	7.0	0.0	S	1.0	.0	1.0	0.00	0.00	1	0.0	cahua	man220
cpato_punta cpato_base	73.2	0.0	S	1.0	.0	1.0	0.00	0.00	1	0.0	egenor	cpat138
carhu_punta carhu_base	27.0	0.0	S	1.0	.0	1.0	0.00	0.00	1	0.0	egenor	man220
yaupi_punta yaupi_base	31.9	0.0	S	1.0	.0	1.0	0.00	0.00	1	0.0	electroande	tint138
oroya_punta oroya_base	2.0	0.0	S	1.0	.0	1.0	0.00	0.00	1	0.0	electroande	oroya50
pacha_punta pacha_base	10.0	0.0	S	1.0	.0	1.0	0.00	0.00	1	0.0	electroande	oroya50
gcieg_punta gcieg_base	32.1	0.0	S	1.0	.0	1.0	0.00	0.00	1	0.0	cnp	man220
paria_punta paria_base	0.7	0.0	S	1.0	.0	1.0	0.00	0.00	1	0.0	cahua	pari138
chsis_punta chsis_base	81.0	0.0	S	1.0	.0	1.0	0.00	0.00	1	0.0	egasa	sant138
sgaba_punta sgaba_base	38.3	0.0	S	1.0	.0	1.0	0.00	0.00	1	0.0	san_gaban	azan138
chima_punta chima_base	102.0	0.0	S	1.0	.0	1.0	0.00	0.00	1	0.0	EDEGEL	chim220
yunca_punta yunca_base	70.5	0.0	S	1.0	.0	1.0	0.00	0.00	1	0.0	egecen	yunc220

datos.dat

```
huinc_punta huinc_base   157.5   0.0   S   1.0   .0     1.0  0.00  0.00  1   0.0   EDEGEL       huin220

findato

/*   Datos centrales term    */
datterm
/*   Cod          Pot-efect  pmin  tipo cespecif   cnvc    tsf     np  BMgExpropietari      barra          */
tgmala3  tgmala3     14.552     0     s    0.372  4.000  0.045   1      0        EEPSA    tala220
chimbo   chimbo      67.449     0     s    0.344  2.700  0.050   1      0       egenor    chim138
truji    truji       21.720     0     s    0.336  2.700  0.050   1      0       egenor    truj220
tgpiur   tgpiur      21.110     0     s    0.334  2.700  0.100   1      0       egenor    piur220
piu1-r6  piu1-r6     22.724     0     s    0.208  6.769  0.030   1      0       egenor    piur220
piu2-d2  piu2-d2      5.126     0     s    0.246  9.000  0.030   1      0       egenor    piur220
chic-r6  chic-r6     25.139     0     s    0.233  7.040  0.030   1      0       egenor    chcl220
dsulla   dsulla      11.084     0     s    0.239  7.300  0.030   1      0       egenor    sull220
dpaita   dpaita       9.031     0     s    0.253  7.540  0.030   1      0       egenor    pait220
cnp-s    cnp-s       22.989     0     s    0.264  7.040  0.030   1      0          cnp    gdlpe60
cnp-m    cnp-m        1.587     0     s    0.226  7.040  0.030   1      0          cnp    gdlpe60
uti-5    uti-5       52.019     0     s    0.299  7.070  0.050   1      0       EDEGEL    sjua220
uti-6    uti-6       53.790     0     s    0.270  7.070  0.050   1      0       EDEGEL    sjua220
tg_wes   tg_wes     121.331     0     s    0.257  4.100  0.030   1      0       EDEGEL    sjua220
tgven3   tgven3     164.142     0     s    0.237  4.000  0.040   1      0       ETEVEN    vent220
tgven4   tgven4     160.522     0     s    0.236  4.000  0.040   1      0       ETEVEN    vent220
tvtrup   tvtrup      13.855     0     s    0.455  8.000  0.050   1      0       egenor    trup220
shoug    shoug       65.646     0     s    0.311  2.000  0.050   1      0    shougesa     marc220
sho-c    sho-c        1.241     0     s    0.212  7.110  0.030   1      0    shougesa     marc220
tumnu1   tumnu1       9.116     0     s    0.195  7.000  0.030   1      0 electroperu    zorr220
tumnu2   tumnu2       9.144     0     s    0.197  7.000  0.030   1      0 electroperu    zorr220
pucallw  pucallw     23.821     0     s    0.203  3.276  0.040   1      0 electroperu    puca220
doll-7   doll-7      11.828     0     s     0.25  4.802  0.050   1      0       egemsa    dlpt138
tapara   tapara       5.335     0     s    0.234 10.141  0.050   1      0   san_gaban     aban220
bellav   bellav       3.575     0     s    0.221  8.200  0.050   1      0   san_gaban     puno138
tintay   tintay      16.689     0     s    0.225  9.266  0.050   1      0   san_gaban     tint138
chilmd   chilmd      10.284     0     s    0.227  6.750  0.040   1      0       egasa     chil138
chilcc   chilcc      18.702     0     s    0.273  3.575  0.100   1      0       egasa     chil138
chil-2   chil-2       6.786     0     s    0.415  4.530  0.100   1      0       egasa     chil138
chil-3   chil-3      10.103     0     s    0.401  4.220  0.100   1      0       egasa     chil138
moll-1   moll-1      31.461     0     s     0.21 13.831  0.040   1      0       egasa     spcc138
moll-2   moll-2      71.023     0     s    0.294  2.560  0.040   1      0       egasa     spcc138
moqgd    moqgd        0.827     0     s    0.242  6.135  0.050   1      0      egesur     tacna66
calamd   calamd      25.340     0     s    0.203  4.914  0.040   1      0      egesur     tacna66
ilotv2   ilotv2      23.224     0     s    4.064  3.410  0.100   1      0     enersur     spcc138
ilotv3   ilotv3      53.230     0     s    0.289  3.030  0.100   1      0     enersur     spcc138
ilotv4   ilotv4      68.658     0     s    0.247  2.600  0.100   1      0     enersur     spcc138
```

datos.dat

```
ilotg1   ilotg1     35.223     0     s    0.292  2.566  0.050   1     0      enersur    spcc138
ilotg2   ilotg2     35.356     0     s    0.252  6.390  0.050   1     0      enersur    spcc138
ilogd    ilogd       3.247     0     s    0.215 13.355  0.050   1     0      enersur    spcc138
iltvc1   iltvc1    141.077     0     s    0.333  1.000  0.100   1     0      enersur    ilo2220
tgmala1  tgmala1    15.047     0     s   16.022  4.000  0.045   1     0        EEPSA    tala220
tgmala2  tgmala2    15.037     0     s   15.693  4.000  0.045   1     0        EEPSA    tala220
tg4mal   tg4mal     81.151     0     s   12.052  3.133  0.030   1     0        EEPSA    chcl220
tg4mali  tg4mali    16.201     0     s   13.066 21.604  0.030   1     0        EEPSA    chcl220
tgagt1   tgagt1     87.046     0     s   11.462  3.030  0.020   1     0     aguaytia    aban220
tgagt2   tgagt2     78.146     0     s   11.659  3.030  0.020   1     0     aguaytia    aban220
tgnven3  tgnven3   153.400     0     s    10.71  4.500  0.035   1     0       ETEVEN    vent220
tgnven4  tgnven4   153.400     0     s    10.71  4.500  0.035   1     0       ETEVEN    vent220
ccven3   ccven3    230.000     0     s    6.909  4.020  0.035   1     0       ETEVEN    vent220
ccven4   ccven4    230.000     0     s     6.91  4.020  0.035   1     0       ETEVEN    vent220
tgwesgn  tgwesgn   121.331     0     s   11.222  4.100  0.040   1     0       EDEGEL    sjua220
ccwesgn  ccwesgn   175.500     0     s    7.481  3.200  0.040   1     0       EDEGEL    sjua220
tgwes1   tgwes1     60.331     0     s   11.222  4.100  0.040   1     0       EDEGEL    sjua220
ccwes1   ccwes1    175.500     0     s    7.481  3.200  0.040   1     0      tgwest1    vent220
tgwes2   tgwes2    121.331     0     s   11.222  4.100  0.040   1     0      tgwest2    vent220
ccwes2   ccwes2    175.500     0     s    7.481  3.200  0.040   1     0      tgwest2    vent220
tgnu1    tgnu1     162.400     0     s   10.711  4.510  0.035   1     0      c-comp1    vent220
ccnu1    ccnu1     248.100     0     s    6.925  4.020  0.035   1     0      c-comp1    vent220
tgnu2    tgnu2     162.400     0     s   10.711  4.510  0.035   1     0      c-comp2    vent220
ccnu2    ccnu2     248.100     0     s    6.924  4.020  0.035   1     0      c-comp2    vent220
tgnu3    tgnu3     162.400     0     s   10.711  4.510  0.035   1     0      c-comp3    vent220
ccnu3    ccnu3     248.100     0     s    6.923  4.020  0.035   1     0      c-comp3    vent220
tgnu4    tgnu4     162.400     0     s   10.711  4.510  0.035   1     0      c-comp4    vent220
ccnu4    ccnu4     248.100     0     s    6.922  4.020  0.035   1     0      c-comp4    vent220
tgnu5    tgnu5     162.400     0     s   10.711  4.510  0.035   1     0      c-comp5    vent220
ccnu5    ccnu5     248.100     0     s    6.922  4.020  0.035   1     0      c-comp5    vent220
ctop01   ctop01     73.600     0     s    6.688  3.500  0.035   1     0         cclp    vent220
cclp01   cclp01     18.400     0     s    6.688  3.500  0.035   1     0         cclp    vent220

findato

/*        muestra   CC        */
ciccomb   ciccomb      355.500      0.0     S        0.194     1.220      0.03      3       0.0  ciccomb  xxxx220
              0.000        237    355.5
              0.025      0.015     0.96
              0.000      0.291    0.194
```

ANEXO N° 3

MARGEN VARIABLE DE LA UNIDAD WESTINGHOUSE A GAS

Factor de Pérdidas 0.99
Factor de Penalidad 1
CVCN 4.1 US$/MWh

		Enero-05	Febrero-05	Marzo-05	Abril-05	Mayo-05	Junio-05	Julio-05	Agosto-05	Septiembre-05	Octubre-05	Noviembre-05	Diciembre-05	Enero-06	Febrero-06	Marzo-06	Abril-06	Mayo-06	Junio-06	Julio-06	Agosto-06	Septiembre-06
INGRESOS																						
Energía	Miles US$	-	-	-	-	-	2,614.63	2,996.20	3,755.52	3,143.27	2,077.14	1,192.04	266.16	226.96	274.47	376.41	196.53	1,247.09	1,940.89	2,990.36	3,685.99	3,157.68
Potencia	Miles US$	-	-	-	-	-	522.00	526.00	529.00	539.00	469.00	404.00	290.00	296.00	302.00	316.00	300.00	323.00	520.00	571.00	569.00	587.00
Sub Total	Miles US$	-	-	-	-	-	3,136.63	3,522.20	4,284.52	3,682.27	2,546.14	1,596.04	556.16	522.96	576.47	692.41	496.53	1,570.09	2,460.89	3,561.36	4,254.99	3,744.68
		16,044.97	**17,621.15**	**10,832**	**11,401.33**	**9,534.84**	**352.02**															
EGRESOS		**3,279.00**	**5,043.00**	**4,659**	**4,749.00**	**4,454.00**	**3,362.00**															
OPERATIVOS																						
CVNC	Miles US$	-	-	-	-	-	255.94	280.85	299.61	279.07	211.14	131.39	31.21	33.59	42.02	54.55	30.90	152.40	221.88	281.94	294.39	281.01
MkUP-CFW	Miles US$	-	-	-	-	-	1,405.79	1,559.78	1,663.99	1,549.89	1,172.62	729.73	173.32	186.57	233.36	302.95	171.63	846.37	1,232.29	1,637.37	1,709.69	1,631.96
Sub Total	Miles US$	-	-	-	-	-	1,661.73	1,840.63	1,963.60	1,828.96	1,383.76	861.13	204.52	220.16	275.38	357.50	202.54	998.77	1,454.18	1,919.31	2,004.08	1,912.97
COMPENSACIONES																						
Generación Demanda	Miles US$						10.49	11.12	11.92	11.09	7.91	5.33	1.24	1.16	1.48	1.70	1.10	5.84	8.90	10.70	11.20	10.66
Pérdidas Transmisión	Miles US$						7.47	7.54	7.69	7.49	6.50	5.88	5.79	5.69	5.79	5.93	5.73	6.19	7.04	7.51	7.60	7.44
Ingreso Tarifario	Miles US$						0.68	0.69	0.70	0.68	0.59	0.54	0.53	0.52	0.53	0.54	0.52	0.56	0.64	0.68	0.69	0.68
Otros que te indique	Miles US$																					
Sub Total	Miles US$	-	-	-	-	-	18.64	19.35	20.31	19.25	15.00	11.75	7.56	7.36	7.80	8.17	7.35	12.59	16.58	18.89	19.49	18.78
MARGEN VARIABLE	Miles US$	-	-	-	-	-	1,456.26	1,662.23	2,300.61	1,834.06	1,147.38	723.16	344.08	295.44	293.30	326.74	286.64	558.73	990.13	1,623.16	2,231.43	1,812.94

ANUAL

2005	2006	2007	2008	2009	2010
9,467.78	**10,478.49**	**6,749**	**7,303.15**	**6,474.22**	**2,712.84**

Octubre-06	Noviembre-06	Diciembre-06	Enero-07	Febrero-07	Marzo-07	Abril-07	Mayo-07	Junio-07	Julio-07	Agosto-07	Septiembre-07	Octubre-07	Noviembre-07	Diciembre-07	Enero-08	Febrero-08	Marzo-08	Abril-08	Mayo-08	Junio-08
2,062.62	1,116.35	345.79	951.48	53.90	262.33	121.95	245.19	755.82	1,625.67	2,560.37	2,024.62	1,384.93	675.53	169.78	122.44	171.52	626.33	79.40	259.90	990.51
517.00	437.00	305.00	323.00	291.00	317.00	302.00	295.00	395.00	499.00	557.00	530.00	471.00	385.00	294.00	295.00	297.00	322.00	294.00	299.00	437.00
2,579.62	1,553.35	650.79	1,274.48	344.90	579.33	423.95	540.19	1,150.82	2,124.67	3,117.37	2,554.62	1,855.93	1,060.53	463.78	417.44	468.52	948.33	373.40	558.90	1,427.51
219.70	132.24	43.15	112.36	12.51	47.18	24.66	41.35	99.48	196.28	259.29	220.27	171.19	88.36	23.78	21.97	30.35	93.55	16.16	46.64	133.32
1,275.94	767.99	250.57	652.54	72.65	273.98	143.24	240.17	577.71	1,096.00	1,447.84	1,229.96	955.93	493.41	132.79	122.67	169.49	522.36	90.22	260.45	744.44
1,495.64	900.23	293.72	764.90	85.16	321.16	167.91	281.52	677.19	1,292.28	1,707.13	1,450.22	1,127.13	581.77	156.57	144.64	199.84	615.90	106.37	307.09	877.76
7.86	4.99	1.59	3.70	0.45	1.48	0.88	1.70	4.34	7.87	10.09	8.69	6.31	3.43	0.89	0.76	1.08	2.86	0.58	1.84	5.46
6.55	5.80	5.77	6.10	5.57	5.91	5.72	5.68	5.49	6.67	7.40	6.79	6.04	5.19	5.62	5.63	5.70	6.03	5.62	5.68	5.93
0.60	0.53	0.52	0.56	0.51	0.54	0.52	0.52	0.50	0.61	0.67	0.62	0.55	0.47	0.51	0.51	0.52	0.55	0.51	0.52	0.54
15.01	11.31	7.88	10.36	6.52	7.92	7.12	7.90	10.33	15.15	18.17	16.10	12.90	9.09	7.02	6.90	7.29	9.44	6.71	8.04	11.92
1,068.97	641.81	349.19	499.22	253.22	250.26	248.92	250.77	463.31	817.25	1,392.07	1,088.29	715.90	469.66	300.19	265.90	261.38	322.99	260.31	243.77	537.83

Julio-08	Agosto-08	Septiembre-08	Octubre-08	Noviembre-08	Diciembre-08	Enero-09	Febrero-09	Marzo-09	Abril-09	Mayo-09	Junio-09	Julio-09	Agosto-09	Septiembre-09	Octubre-09	Noviembre-09	Diciembre-09
1,864.68	2,728.52	2,286.44	1,435.27	734.45	101.88	114.24	170.58	566.93	143.89	269.61	806.99	1,629.80	2,632.82	1,973.68	609.21	519.64	97.45
529.00	560.00	557.00	484.00	396.00	279.00	283.00	288.00	310.00	291.00	292.00	396.00	493.00	541.00	523.00	379.00	372.00	286.00
2,393.68	3,288.52	2,843.44	1,919.27	1,130.45	380.88	397.24	458.58	876.93	434.89	561.61	1,202.99	2,122.80	3,173.82	2,496.68	988.21	891.64	383.45
220.58	263.22	233.62	178.77	98.38	16.75	18.99	27.52	79.21	25.13	44.05	108.43	195.57	264.36	223.60	88.84	80.72	16.56
1,189.73	1,419.69	1,260.05	964.24	530.62	90.35	102.43	148.45	427.24	135.55	237.57	584.80	1,030.90	1,393.47	1,178.66	468.27	425.52	87.31
1,410.31	1,682.91	1,493.67	1,143.01	629.00	107.10	121.42	175.97	506.45	160.68	281.62	693.23	1,226.48	1,657.83	1,402.27	557.11	506.24	103.88
8.38	9.84	8.80	6.31	3.66	0.61	0.65	0.97	2.43	0.89	1.74	4.51	7.54	9.87	8.48	3.31	3.04	0.60
6.90	7.34	6.99	6.06	5.33	5.55	5.61	5.71	6.00	5.72	5.73	5.60	6.68	7.33	6.80	5.07	5.12	5.59
0.63	0.67	0.64	0.55	0.49	0.51	0.51	0.52	0.55	0.52	0.52	0.51	0.61	0.67	0.62	0.46	0.47	0.51
15.91	17.85	16.42	12.93	9.48	6.67	6.77	7.20	8.98	7.13	7.99	10.62	14.83	17.87	15.90	8.84	8.63	6.70
967.45	1,587.76	1,333.34	763.33	491.97	267.11	269.05	275.40	361.50	267.09	272.01	499.14	881.49	1,498.12	1,078.51	422.26	376.77	272.87

MARGEN VARIABLE DE LA UNIDAD WESTINGHOUSE A DIESEL

Factor de Pérdidas 0.99
Factor de Penalidad 1
CVCN 4.1 US$/MWh

		Enero-05	Febrero-05	Marzo-05	Abril-05	Mayo-05	Junio-05	Julio-05	Agosto-05	Septiembre-05	Octubre-05	Noviembre-05	Diciembre-05	Enero-06	Febrero-06	Marzo-06	Abril-06	Mayo-06	Junio-06	Julio-06	Agosto-06	Septiembre-06
INGRESOS																						
Energía	Miles US$	-	-	-	-	-	97.73	135.42	177.88	285.97	261.60	170.46	71.04	0.41	-	-	-	16.01	75.86	132.90	217.39	313.89
Potencia	Miles US$	-	-	-	-	-	287.00	279.00	280.00	292.00	298.00	294.00	282.00	280.00	283.00	286.00	287.00	281.00	285.00	287.00	292.00	305.00
Sub Total	Miles US$	-	-	-	-	-	384.73	414.42	457.88	577.97	559.60	464.46	353.04	280.41	283.00	286.00	287.00	297.01	360.86	419.90	509.39	618.89
		1,200.11	1,258.33	690	577.49	489.08	350.29															
EGRESOS		2,012.00	3,490.00	3,479	3,458.00	3,363.00	3,364.00															
OPERATIVOS																						
CVNC	Miles US$	-	-	-	-	-	7.17	10.25	11.80	19.60	19.94	14.68	7.95	0.04	-	-	-	1.60	6.60	10.20	14.35	21.81
Costo de Comb.	Miles US$	-	-	-	-	-	174.60	249.55	287.27	476.93	485.20	357.16	193.43	1.17	-	-	-	42.10	174.33	269.36	378.67	575.65
Sub Total	Miles US$	-	-	-	-	-	181.77	259.80	299.07	496.52	505.14	371.83	201.38	1.21	-	-	-	43.70	180.93	279.56	393.02	597.46
COMPENSACIONES																						
Generación Demanda	Miles US$	-	-	-	-	-	0.35	0.49	0.58	0.93	0.85	0.64	0.32	0.00	-	-	-	0.07	0.31	0.47	0.66	0.98
Pérdidas Transmisión	Miles US$	-	-	-	-	-	4.40	4.29	4.39	4.35	4.33	4.42	5.65	5.41	5.47	5.43	5.50	5.47	4.12	4.08	4.20	4.17
Ingreso Tarifario	Miles US$	-	-	-	-	-	0.40	0.39	0.40	0.40	0.39	0.40	0.51	0.49	0.50	0.49	0.50	0.50	0.38	0.37	0.38	0.38
Otros que le indique	Miles US$																					
Sub Total	Miles US$	-	-	-	-	-	5.16	5.18	5.36	5.68	5.57	5.47	6.49	5.91	5.96	5.92	6.00	6.03	4.80	4.91	5.25	5.53
MARGEN VARIABLE	Miles US$	-	-	-	-	-	197.81	149.44	153.45	75.77	48.89	87.16	145.18	273.29	277.04	280.08	281.00	247.28	175.12	135.42	111.13	15.90

ANUAL

2005	2006	2007	2008	2009
857.69	2,006.02	2,482	2,668.45	2,663.57

Octubre-06	Noviembre-06	Diciembre-06	Enero-07	Febrero-07	Marzo-07	Abril-07	Mayo-07	Junio-07	Julio-07	Agosto-07	Septiembre-07	Octubre-07	Noviembre-07	Diciembre-07	Enero-08	Febrero-08	Marzo-08	Abril-08	Mayo-08	Junio-08
276.20	158.13	67.55	93.33	-	0.37	-	6.76	54.01	66.04	122.22	138.03	85.37	78.85	45.19	2.25	0.55	5.46	-	2.72	35.89
311.00	302.00	291.00	287.00	285.00	289.00	290.00	283.00	290.00	290.00	294.00	297.00	293.00	294.00	287.00	283.00	283.00	287.00	287.00	286.00	288.00
587.20	460.13	358.55	380.33	285.00	289.37	290.00	289.76	344.01	356.04	416.22	435.03	378.37	372.85	332.19	285.25	283.55	292.46	287.00	288.72	323.89
21.37	13.76	7.91	7.73	-	0.04	-	0.98	5.91	5.92	9.16	11.55	7.92	8.42	5.73	0.30	0.08	0.57	-	0.42	3.78
564.22	363.20	208.81	190.06	-	0.94	-	24.02	145.40	145.73	225.31	284.20	194.77	207.14	140.86	7.15	1.94	13.37	-	9.84	88.64
585.60	376.96	216.72	197.78	-	0.98	-	25.00	151.32	151.65	234.47	295.75	202.69	215.56	146.59	7.45	2.02	13.94	-	10.26	92.42
0.86	0.56	0.30	0.27	-	0.00	-	0.04	0.28	0.27	0.42	0.53	0.32	0.34	0.22	0.01	0.00	0.02	-	0.02	0.17
4.15	4.15	5.53	5.50	5.47	5.44	5.51	5.47	4.15	4.10	4.20	4.05	3.93	4.07	5.50	5.42	5.46	5.45	5.50	5.46	4.07
0.38	0.38	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.38	0.37	0.38	0.37	0.36	0.37	0.50	0.49	0.50	0.50	0.50	0.50	0.37
5.40	5.09	6.33	6.27	5.96	5.94	6.02	6.01	4.80	4.75	5.00	4.94	4.62	4.78	6.22	5.93	5.96	5.96	6.00	5.98	4.61
(3.80)	78.07	135.49	176.28	279.04	282.45	283.98	258.74	187.89	199.64	176.75	134.33	171.07	152.51	179.38	271.87	275.58	272.55	281.00	272.48	226.86

Julio-08	Agosto-08	Septiembre-08	Octubre-08	Noviembre-08	Diciembre-08	Enero-09	Febrero-09	Marzo-09	Abril-09	Mayo-09	Junio-09	Julio-09	Agosto-09	Septiembre-09	Octubre-09	Noviembre-09	Diciembre-09
76.04	96.21	147.53	116.68	75.72	18.45	0.33	0.09	4.28	-	5.90	28.91	78.06	112.90	142.19	65.61	30.67	20.14
291.00	291.00	299.00	302.00	288.00	273.00	272.00	275.00	278.00	279.00	278.00	278.00	282.00	283.00	292.00	284.00	282.00	280.00
367.04	387.21	446.53	418.68	363.72	291.45	272.33	275.09	282.28	279.00	283.90	306.91	360.06	395.90	434.19	349.61	312.67	300.14
6.41	7.36	12.10	11.30	8.12	2.83	0.04	0.01	0.38	-	0.85	3.13	7.26	8.81	12.19	7.58	3.98	3.26
150.33	172.55	283.73	264.97	190.47	66.45	0.93	0.27	8.70	-	19.16	70.99	164.67	199.82	276.32	171.82	90.31	73.85
156.74	179.91	295.83	276.27	198.59	69.29	0.97	0.28	9.08	-	20.00	74.13	171.93	208.63	288.51	179.40	94.29	77.11
0.28	0.33	0.53	0.44	0.32	0.10	0.00	0.00	0.01	-	0.03	0.14	0.32	0.39	0.53	0.30	0.16	0.12
4.04	4.11	4.01	3.96	3.99	5.44	5.41	5.48	5.45	5.51	5.48	4.06	4.05	4.12	4.04	3.90	3.98	5.49
0.37	0.37	0.36	0.36	0.36	0.50	0.49	0.50	0.50	0.50	0.50	0.37	0.37	0.38	0.37	0.35	0.36	0.50
4.69	4.80	4.90	4.77	4.68	6.04	5.91	5.98	5.95	6.01	6.01	4.57	4.74	4.89	4.94	4.55	4.50	6.11
205.60	202.49	145.81	137.65	160.45	216.11	265.45	268.84	267.24	272.99	257.88	228.21	183.38	182.38	140.74	165.66	213.87	216.93

ANEXO N° 4

Diferencia de MV: Westinghouse a GN vs Westinghouse a Diesel.

Evaluación Económica: Conversión de la Westinghouse a GN en Junio 2005

Caso base. La Westinghouse contrata directamente con el CONSORCIO PRODUCTOR.

Inversión		5.585	Mio US$
Composición de la Inversión			
Inversión Equipos	90%	5.027	Mio US$
Inversión Equipos Línea		0.000	Mio US$
Inversión en Obras	10%	0.559	Mio US$
Plan para equipos y obras			
Año -2			
Año -1	0%		
Año 0	100%		
Plan para conexión			
Año -2			
Año -1	0%		
Año 0	100%		
Depreciación			
Depreciación Equipos (años)		10	
Depreciación equipos línea (años)		10	
Depreciación Obras (años)		33	

Costos Fijos	0.25	Mio US$

TIR	
	84.8%

PERIODO DE EVALUACION 5 AÑOS

mes de ingreso	6	7.00	5040

Año		2002 -2	2003 -1	2004 0	2005 1	2006 2	2007 3	2008 4	2009 5
Ingresos									
MV del Caso West a GN en junio 2005	Miles US$				9,468	10,478	8,749	7,303	8,474
MV del Caso West a D2	Miles US$				858	2,006	2,482	2,668	2,664
Diferencias MV	**Miles US$**				8,610	8,472	4,267	4,635	3,811
Costos Fijos Adicionales	Miles US$				144	250	250	250	250
Tributos (1.25%)									
Depreciación de nuevos									
Equipos	Miles US$				293	503	503	503	503
Equipos y otros	Miles US$				0	0	0	0	0
Obras civiles	Miles US$				10	17	17	17	17
Utilidad antes Impuestos	**Miles US$**				8163	7703	3497	3865	3041
Participación trabajadores (5%)	Miles US$				408	385	175	193	152
Impuesto a la Renta (30%)	Miles US$				2326	2195	997	1102	867
Utilidad Neta	**Miles US$**				5428	5122	2326	2570	2022
Flujo de Caja									
~~Depreciación~~	Miles US$				303	520	520	520	520
Capital de Trabajo	Miles US$								
Inversión	Miles US$			5,585					
Flujo de Caja	**Miles US$**			-5,585	5,732	5,642	2,845	3,090	2,542

Inversión	0	0	5,585
Inversión con IDC	0	0	5,585
Total			5,585

Tir	**84.84%**

tasa de descuento	12.00%	15,047	01-Ene-05
VAN del Flujo Económico @12% (5 años):		**9,461**	**01-Ene-05**

ANEXO N° 5