

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**



**IMPACTO DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE GAS  
NATURAL EN LOS PRECIOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA**

***INFORME DE COMPETENCIA PROFESIONAL:***

***PARA OPTAR TÍTULO PROFESIONAL DE:***

***INGENIERO ELECTRICISTA***

***ROSARIO DEL PILAR SERVÁN VENTURA***

***PROMOCIÓN 2002-II***

***LIMA - PERÚ***

***2009***

**IMPACTO DEL SISTEMA DE TRASPORTE DE GAS  
NATURAL EN LOS PRECIOS DE GENERACIÓN  
ELÉCTRICA**

Dedico este trabajo:

A mis padres y hermanas por ser la fuerza que  
necesito para ser mejor

## SUMARIO

En la estructura de precios a usuario final la participación de los precios de generación resulta mayor al 50%, siendo esta una componente muy importante y a la vez altamente sensible a parámetros como la oferta y la demanda.

En los últimos años, el Perú ha venido experimentando un crecimiento sostenido en la economía nacional que se ve reflejado en el crecimiento de la demanda de energía eléctrica registrándose unas tasas de crecimiento de 8,3% en el 2006 y 10,8% en el 2007, a la vez respecto parque de generación eléctrica no se ha presentado crecimiento en el parque hidroeléctrico y el parque termoeléctrico solo se ha desarrollado y de forma limitada el crecimiento de unidades de térmicas que operan con gas natural.

Adicional el inicio del periodo de estiaje del año 2008 se preveo la reducción de la disponibilidad de agua para la generación hidroeléctrica

La combinación de los hechos señalados, entre otros ha causado que el tramo del gaseoducto de la costa haya llegado al límite de su capacidad de transporte, limitando el suministro de gas natural para la generación termoeléctrica, el cual es transportado desde los yacimientos ubicados en el Cusco hasta la ciudad de Lima a través de la Red Principal, la misma que requiere ser ampliada para abastecer los mayores requerimientos de gas para generación eléctrica

El objetivo del presente trabajo es analizar como estos problemas afectan los precios de generación así como las variables a las cuales estos precios son más sensibles.

## ÍNDICE

<b>PRÓLOGO</b>	<b>1</b>
<b>CÁPITULO I</b>	
<b>ANTECEDENTES Y ALCANCES</b>	<b>2</b>
1.1 Antecedentes	2
1.2 Objetivo	6
1.3 Planteamiento del Análisis	6
1.4 Alcances	6
<b>CAPÍTULO II</b>	
<b>DESCRIPCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO</b>	<b>7</b>
2.1 Desarrollo del Sector Energético Peruano	7
2.1.1 Desarrollo de la Demanda	7
2.1.2 Desarrollo de la Oferta	11
2.2. Problemática	14
<b>CAPÍTULO III</b>	
<b>DESCRIPCIÓN DEL MERCADO DE GAS NATURAL EN EL PERÚ</b>	<b>19</b>
3.1 Desarrollo del Uso de Gas Natural en el Perú	19
3.2 Crecimiento Industrial	22
3.3 Crecimiento para el Uso Energético	24
<b>CAPÍTULO IV</b>	
<b>PLANTEAMIENTO DE SOLUCIONES PARA ATENDER EL SUMINISTRO ELÉCTRICO</b>	<b>26</b>
4.1 Soluciones Implementadas por el Estado	26
4.2 Planteamiento de Soluciones Adicionales	30

<b>CAPÍTULO V</b>	
<b>APLICACIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN</b>	<b>35</b>
5.1 Modelo PERSEO	35
5.1.1 Objetivo	35
5.1.2 Características	35
5.1.3 Aspectos de Diseño	35
5.1.4 Esquema Funcional del Modelo	35
5.1.5 Posibilidades de Simulación	36
5.1.6 Archivos de Entrada y Salida	37
5.1.7 Diagrama Unifilar del SEIN para el Modelo PERSEO	37
5.2 Caso Base	39
5.2.1 Consideraciones Generales	39
5.2.2 Evaluación de Resultados	46
5.2.3 Comentarios de los Resultados	51
5.3 Caso A: Considerando las Unidades de Emergencia del Estado	53
5.3.1 Consideraciones Generales	53
5.3.2 Evaluación de Resultados	54
5.3.3 Comentarios de los Resultados	60
5.4 Caso B: Considerando un Nuevo Ducto	60
5.4.1 Consideraciones Generales	60
5.4.2 Evaluación de Resultados	60
5.4.3 Comentarios de los Resultados	66
<b>CAPÍTULO VI</b>	
<b>ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES</b>	<b>67</b>
6.1 Análisis de Sensibilidades	67
6.1.1 Caso 1: Considerando Sensibilidades por Hidrología	67
6.1.2 Caso 2: Considerando Sensibilidades por Costo de Combustibles	73
6.1.3 Caso 3: Considerando Sensibilidades por Transmisión	78
6.2 Comparación de Resultados	82
6.2.1 Costos Marginales	83
6.2.2 Energía Total del SEIN	84
6.3 Comentarios	86
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>87</b>

<b>ANEXOS</b>	<b>89</b>
ANEXO 01: Decretos Legislativos, de Urgencia y Resoluciones Ministeriales	90
ANEXO 02: CASO PERSEO Fijación Tarifaria Mayo 2008	104
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>123</b>

## PRÓLOGO

El parque de generación peruano es hidrotérmico, siendo la parte hidráulica la que cuenta con una mayor participación, en los últimos años la inversión del parque eléctrico peruano se ha orientado al ingreso de unidades térmicas en especial de gas natural.

El crecimiento de la máxima demanda de gas natural en los últimos años ha sido muy alto y su tendencia continúa, siendo su principal uso la generación de electricidad, lo cual ha dado lugar a que en poco más de tres años el ducto instalado en la costa haya llegado a su límite de capacidad.

Si bien la demanda de gas natural ha venido creciendo en forma acelerada, este crecimiento no ha estado sustentado sobre la base de capacidades contratadas a firme en los procesos de oferta pública. Así, al finalizar la décima oferta pública (Diciembre 2007), la demanda a firme en el City Gate fue de 172 MMPCD y la demanda total, incluida la interrumpible, estaba cercana a los 300 MMPCD, es decir el 43% de la demanda estaba contratada como interrumpible.

El rápido crecimiento del consumo de gas nos ha llevado a una posible insuficiencia de capacidad del ducto, el estado por su parte ya ha tomado medidas de urgencia a corto plazo para resolver el problema y no se de un impacto muy fuerte en las tarifas y a su vez se disponga del suministro.

El presente informe está distribuido en 6 capítulos. En el capítulo I se realiza una introducción al tema, describiendo los antecedentes y señalando el objetivo del presente trabajo. En el capítulo II se describe el mercado eléctrico peruano y la problemática actual. En el Capítulo III se describe la evaluación del mercado de gas natural en el Perú. En el Capítulo IV se describe los planteamientos de soluciones a la problemática dadas por el Estado y otras a considerar. En el Capítulo V se describe el modelo a utilizar para las simulaciones y se analizan los resultados de las mismas. Finalmente en el capítulo VI se realiza un análisis de sensibilidades; y finalmente se describen las conclusiones y recomendaciones del presente trabajo.



## **CAPITULO I**

### **ANTECEDENTES Y ALCANCES**

#### **1.1 Antecedentes**

En los últimos años se han dado diferentes medidas y cambios a la Ley de Concesiones Eléctricas, siendo la más importante la Ley 28832 "Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica" cuyo objetivo es de asegurar la suficiencia de generación eficiente que reduzca la exposición del sistema eléctrico peruano a la volatilidad de precios y a los riesgos de racionamiento prolongado por falta de energía, y que entre su puntos mas resaltantes esta el planteamiento de licitaciones a precio firme para el mercado de generación eléctrica<sup>1</sup>, reestructuración del operador (COES), nueva regulación de la transmisión, participación de los Grandes Usuarios Libres en el Mercado de Corto Plazo y Compensaciones a Sistemas Aislados.

Las tarifas a usuario finales, esta compuesto por los precios de generación, transmisión y distribución, cada usuario paga por la parte del servicio de que hace uso. A su vez los precios de transmisión están compuestos por precios del sistema principal de transmisión y el sistema secundario de transmisión. En el precio de transmisión por la red principal incluye además el peaje de la Garantía por Red Principal (GRP)<sup>2</sup>

---

<sup>1</sup> Cuyo objetivo es de asegurar suficiencia de generación a través de contratos de suministro y abastecimiento. De acuerdo a la Cuarta Disposición Complementaria Transitoria, durante los tres primeros años de vigencia de la Ley, las distribuidoras podrán convocar licitaciones, con una anticipación menor de tres años, en este caso la vigencia de los contratos adjudicados no será mayor de cinco años

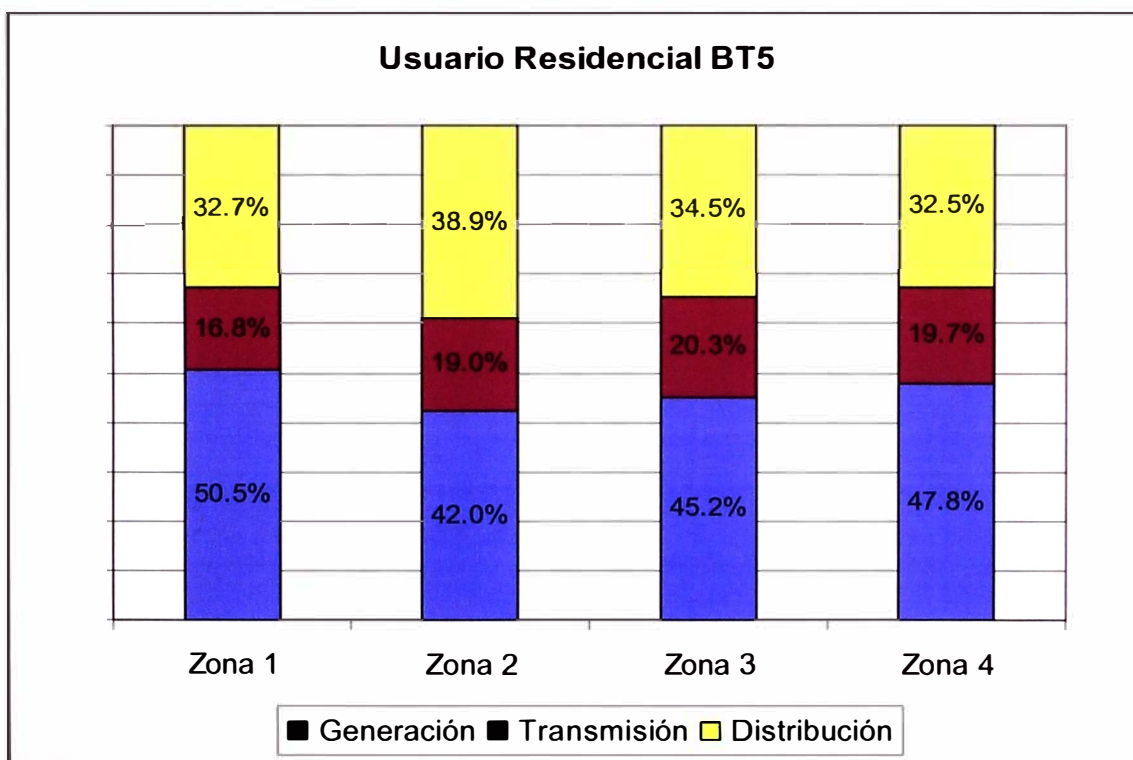
<sup>2</sup> Mecanismo de garantía creada por la Ley 27133 y su reglamento aprobado mediante Decreto Supremo 040-99-EM, el cual garantizaba al Concesionario de transporte de gas natural la recuperación de sus inversiones en el tiempo de vida del proyecto y a la tasa de descuento señalada en el contrato. Mediante esta Ley se permite asegurar el ingreso anual de los concesionarios de transporte de gas natural de la Red Principal, facilitando que los usuarios no tengan la necesidad de firmar contratos de transporte de gas natural en la modalidad de Servicio Firme. Esta flexibilidad no garantiza que se cuente con la capacidad de transporte de gas natural necesaria para hacer frente a los requerimientos de electricidad segura que el país demanda.

Para usuarios regulados, el precio de la generación eléctrica corresponde aproximadamente a más del 50% de la tarifa final, siendo la tarifa de generación eléctrica una componente muy importante dentro de la estructura tarifaria a usuario final.

Para el caso de los usuarios libres, estos negocian el precio de generación con la empresa suministradora, lo correspondiente a la transmisión y distribución corresponde a topes máximos fijados por el Organismo Regulador OSINERGMIN.

Gráfico N° 01

Composición de los Precios en la Tarifa a Usuario Final



Fuente: OSINERGMIN – Fijación Tarifario mayo 2008

En la actualidad sin contar los nuevos proyectos, el parque de generación eléctrica está compuesto por un 55% correspondiente a generación hidráulica y 45% a generación térmica de la cual más del 50% corresponde a unidades que operan con gas natural de Camisea.

Gráfico N° 02

Potencia Efectiva de las Centrales de Generación en el SEIN

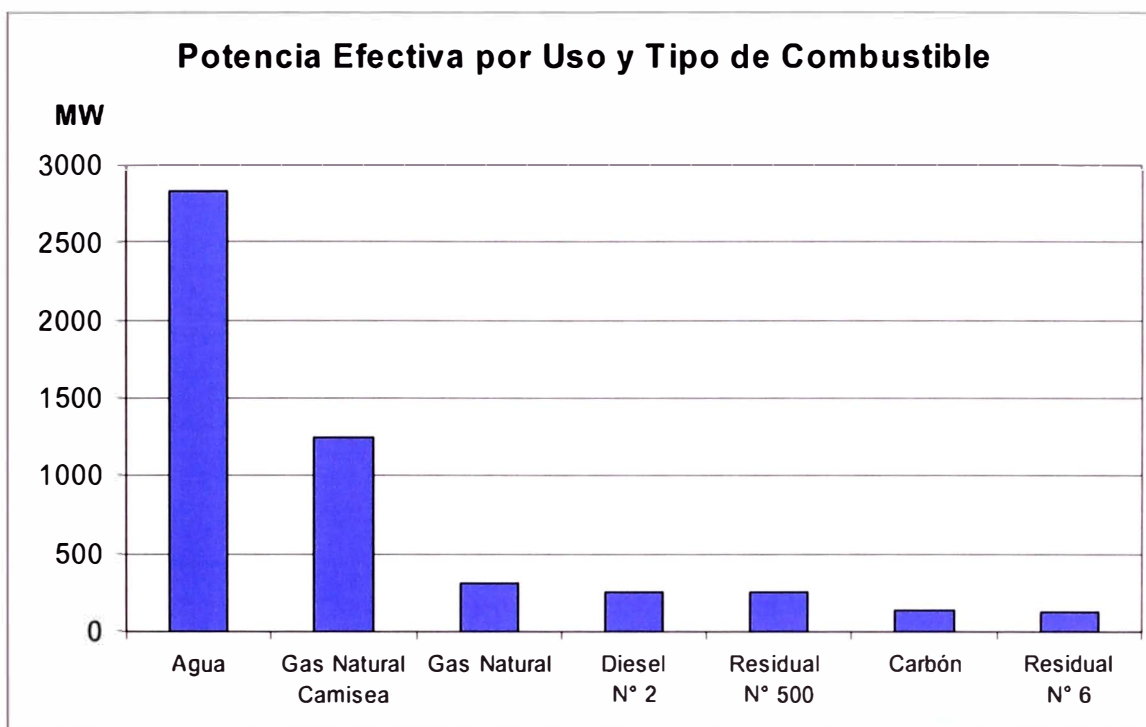
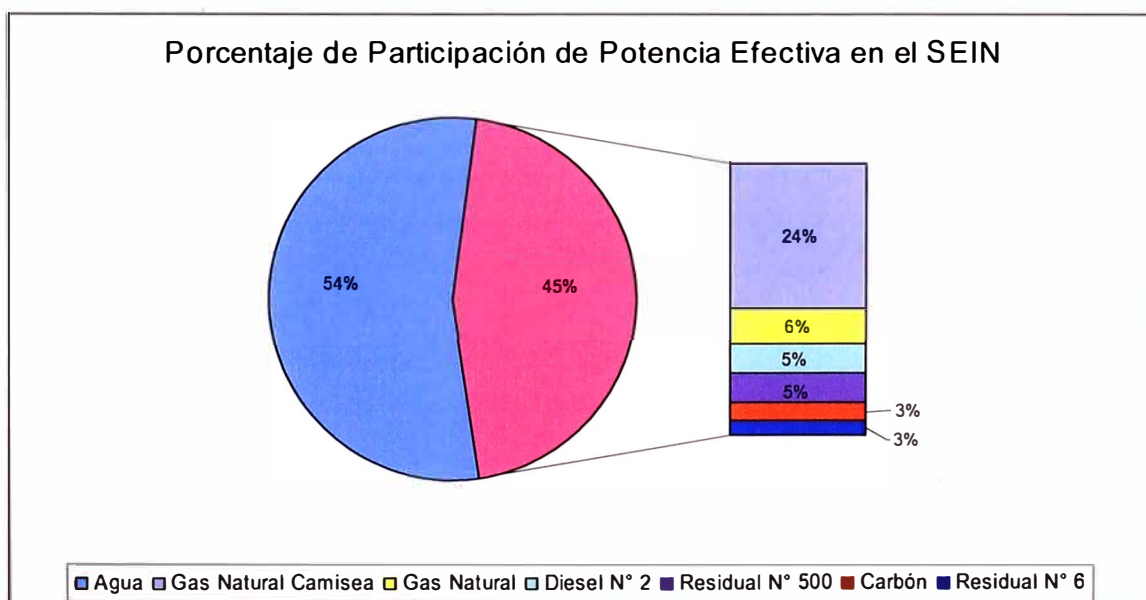


Gráfico N° 03

Porcentaje de Participación de Potencia Efectiva en el SEIN



En diciembre del año 2000 se firmaron los contratos BOOT de transporte de gas natural y líquidos de gas natural. En el caso del contrato de transporte de gas natural, la

empresa concesionaria se obligó a construir un sistema que estuviera en capacidad de atender una demanda requerida en el Servicio de Transporte de Gas de hasta 450 MMPCD en el punto de derivación de Pisco y de 400 MMPCD en el City Gate de Lurin

El Estado Peruano contrató el servicio de transporte de gas natural sobre la base de la capacidad mínima establecida en el Contrato BOOT, donde el Concesionario podría instalar dicha capacidad o una capacidad mayor. Estos valores de capacidad reflejaban en el momento de la firma del Contrato las expectativas de demanda de gas natural, se esperaba que la capacidad mínima fuera cubierta el año 2016.

Sin embargo, el Contrato también consideró que dicha capacidad no sería exigida desde el inicio y podría ser proporcionada por el Concesionario según el crecimiento de la demanda, para lo cual se establecieron los procesos semestrales de oferta pública. En estos procesos los agentes podían solicitar dos tipos de servicios de transporte: a firme e interrumpible; siendo los contratos a firme los que generaban obligación a la empresa Concesionaria para ampliar la capacidad hasta el límite indicado. En este contexto la empresa instaló tres tramos de tuberías (selva, sierra y costa) cuyas capacidades fueron de 1179, 427 y 300 MMPCD, respectivamente.

Por otra parte, el crecimiento de la máxima demanda de gas natural en los últimos años ha sido muy alto y su tendencia continúa, siendo su principal uso la generación de electricidad, lo cual ha dado lugar a que en poco más de tres años el ducto instalado en la costa haya llegado a su límite de capacidad.

Si bien la demanda de gas natural ha venido creciendo en forma acelerada, este crecimiento no ha estado sustentado sobre la base de capacidades contratadas a firme en los procesos de oferta pública. Así, al finalizar la décima oferta pública (Diciembre 2007), la demanda a firme en el City Gate fue de 172 MMPCD y la demanda total, incluida la interrumpible, estaba cercana a los 300 MMPCD, es decir el 43% de la demanda estaba contratada como interrumpible.

En la actualidad la preferencia la tienen los agentes con contrato a firme por lo que se restringe primero a aquellos que tienen contratos interrumpibles, muchos de los cuales son generadores eléctricos.

El rápido crecimiento del consumo de gas nos ha llevado a una insuficiencia de capacidad del ducto, el estado por su parte ya ha tomado medidas de urgencia a corto plazo para resolver el problema y no se de un impacto muy fuerte en las tarifas y a su vez se disponga del suministro, en el presente trabajo se analizan dichas propuestas y se plantean otras alternativas a mediano y largo plazo para asegurar el suministro oportuno y en la cantidad suficiente para los consumidores.

## **1.2 Objetivo**

El objetivo del presente trabajo es analizar el impacto del sistema de transporte de gas natural de Camisea en los precios de generación eléctrica, como afecta la problemática actual los precios, así como el planteamiento de diferentes medidas para solucionarla.

## **1.3 Planteamiento del Análisis**

Tomando de base la simulación para un periodo de 6 años (2009 - 2014) se realizará una serie de simulaciones utilizando el modelo PERSEO (Planeamiento Estocástico con Restricciones de Modelos Eléctricos) considerando ciertas restricciones operativas. De los resultados obtenidos en las simulaciones se realizará una comparación analizando sensibilidades que podrían afectar el precio de generación eléctrica tales como: hidrología, precios de combustibles, problemas de transmisión.

## **1.4 Alcances**

El objetivo central del presente trabajo es el análisis del impacto del transporte del gas natural de Camisea en su uso para la generación y en especial en los precios de generación, que se han desarrollado en tres barras importantes del SEIN como son Santa Rosa 220 kV, Trujillo 220 kV y Socabaya 220 kV.

Este informe, por su naturaleza, presenta un análisis a largo plazo y nos da una visión macro de la variabilidad de precios de generación por problemas en el transporte del gas natural de Camisea, cuya participación en la tarifa a usuario final es mas del 50% y sirve y da una buena referencia para futuros proyectos y estudios de planificación de la operación del SEIN y de plan referencial elaborado anualmente para periodos de largo plazo.

## **CAPITULO II**

### **DESCRIPCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO**

#### **2.1 Desarrollo del Sector Energético Peruano**

##### **2.1.1 Desarrollo de la Demanda**

En los últimos años se ha venido experimentando en la economía nacional un crecimiento sostenido que se ve reflejado en el crecimiento de la demanda de energía eléctrica que durante los dos últimos años ha registrado unas tasas de crecimiento de 7,6% en el 2006 y 10,1% en el 2007.

La demanda de energía contiene la demanda de los distribuidores, la demanda de las grandes cargas (ventas de energía a clientes regulados y libres), las pérdidas de distribución, transformación y transmisión (longitudinales y transversales) y los servicios auxiliares de las unidades de generación.

La demanda residual vegetativa es aquella demanda que no considera el aporte de las grandes cargas, la demanda de grandes cargas es la demanda de incorporaciones, cargas especiales, proyectos, etc.

En el Cuadro N° 01 y en el Gráfico N° 04 se puede apreciar como ha evolucionado el consumo de energía año a año llegando a tener un incremento en el año 2007 del 10% y en el 2008 tiene una energía de 29 559 GWh, que representa un 8,5% de crecimiento respecto al año anterior.

En el Gráfico N° 05 se puede apreciar el crecimiento de la demanda en los últimos dos años por meses.

Cuadro N° 01  
Evolución de la Energía Anual

Año	Producción (GWh)			Crecimiento
	Hidráulicas	Térmicas	Total	
2000	15 410	2 223	17 633	
2001	16 729	1 657	18 387	4,3%
2002	17 217	2 434	19 651	6,9%
2003	17 732	2 957	20 689	5,3%
2004	16 693	5 210	21 903	5,9%
2005	18 968	4 034	23 002	5,0%
2006	18 671	6 089	24 760	7,6%
2007	18 588	8 666	27 255	10,1%
2008	18 010	11 548	29 559	8,5%

Gráfico N° 04  
Evolución de la Energía Anual

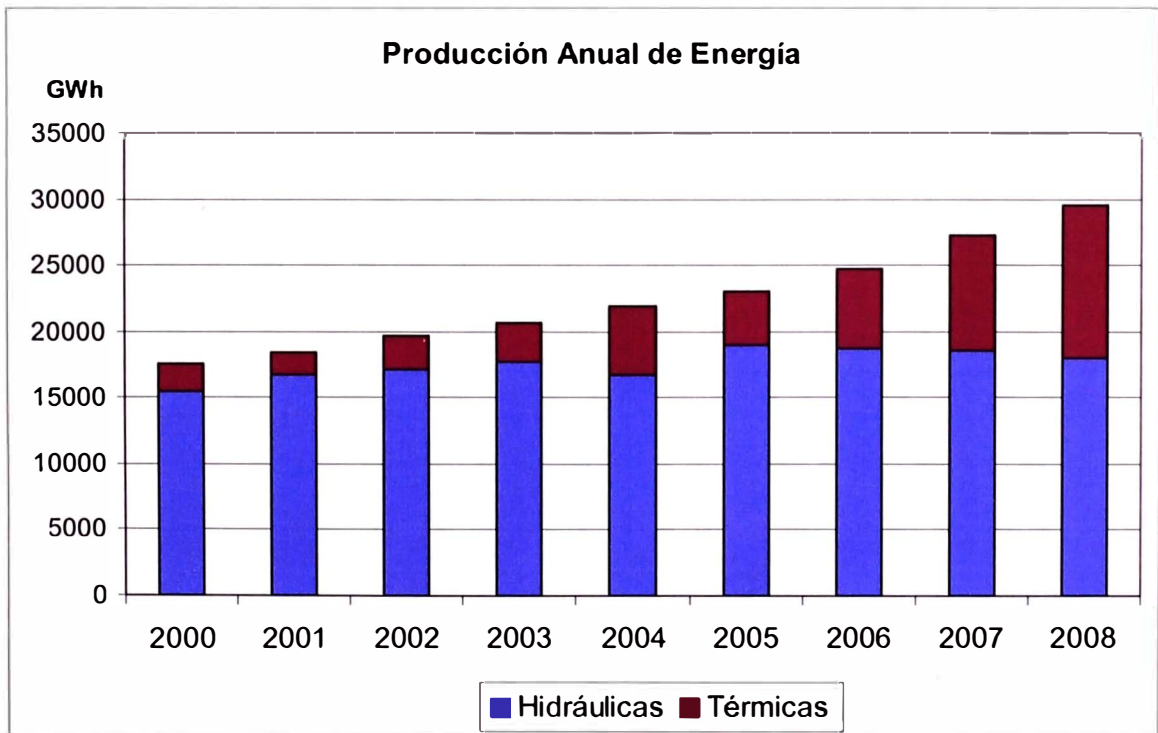
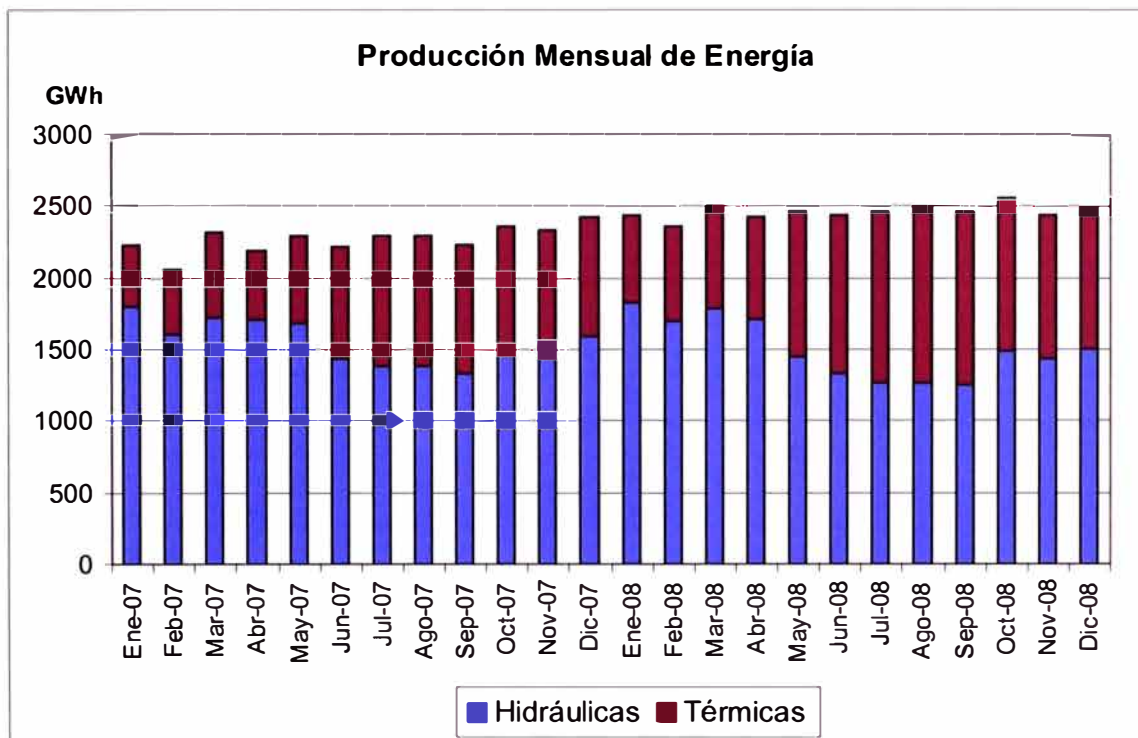


Gráfico N° 05  
Evolución de la Energía Mensual



A continuación en el Cuadro N° 02 y en el Gráfico N° 06 se aprecia la evolución de la máxima demanda anual en el SEIN y en el Gráfico N° 07 la máxima demanda de los dos últimos años.

En el año 2008 la máxima demanda registrada es de 4 198 MW.

Cuadro N° 02  
Evolución de la Máxima Demanda Anual

Año	Máxima Demanda (MW)			Crecimiento
	Hidráulicas	Térmicas	Total	
2000	2 254	367	2 621	
2001	2 404	389	2 792	7%
2002	2 475	433	2 908	4%
2003	2 505	460	2 965	2%
2004	2 457	674	3 131	6%
2005	2 497	808	3 305	6%
2006	2 484	1 097	3 580	8%
2007	2 499	1 466	3 966	11%
2008	2 555	1 643	4 198	6%



Gráfico N° 06  
Evolución de la Máxima Demanda Anual

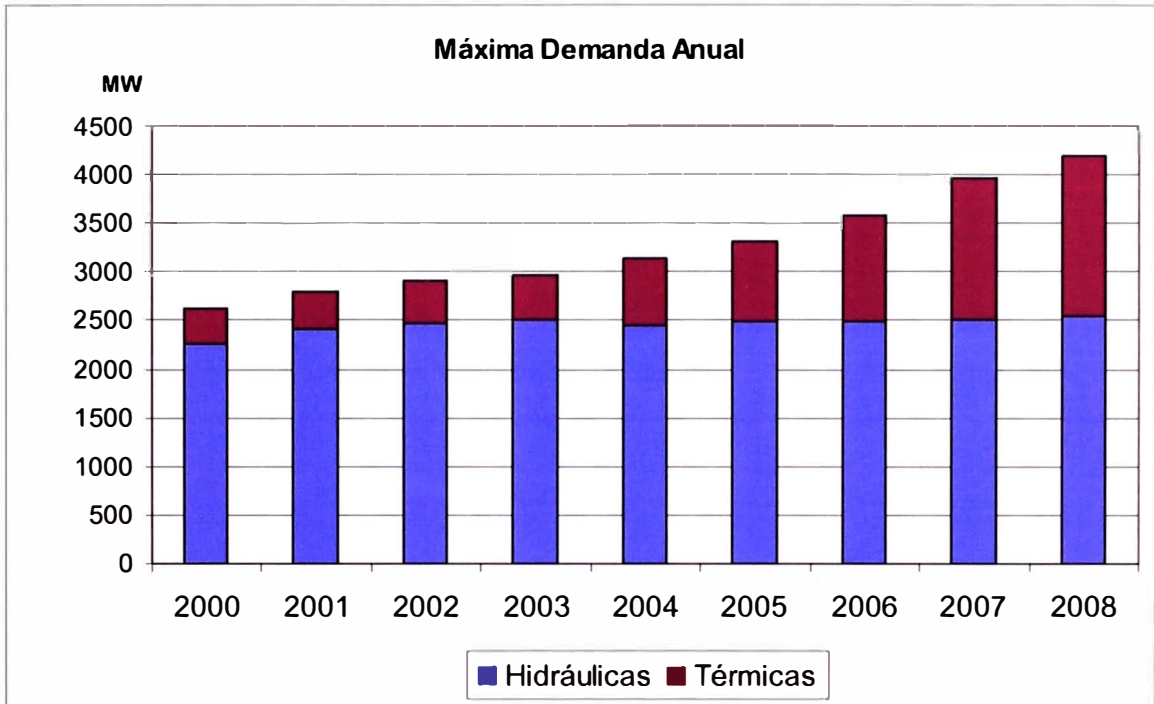
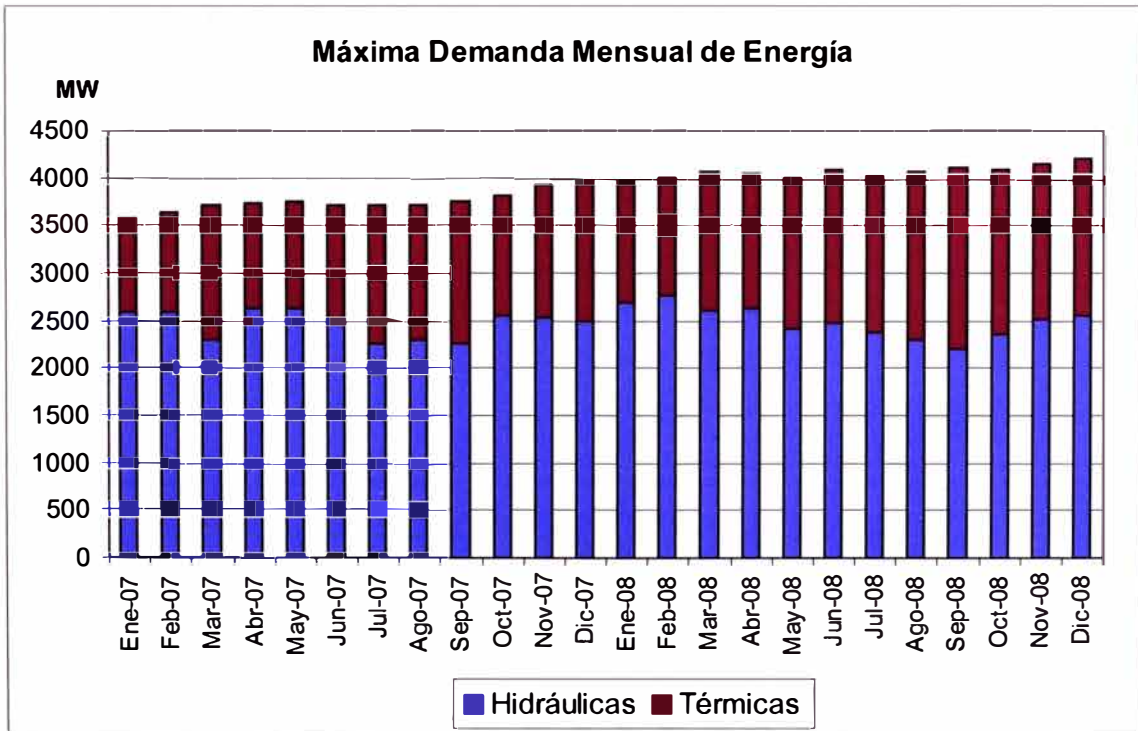


Gráfico N° 07  
Evolución de la Máxima Demanda Mensual



## 2.1.2 Desarrollo de la Oferta

Desde 1993 se ha registrado un importante incremento en la capacidad de generación eléctrica que durante los primeros años de la década resultó insuficiente para atender la creciente demanda, debido a la falta de inversión en el sector y a las pérdidas de infraestructura originadas por el terrorismo, entre otros factores.

Así, entre 1994 y agosto de 2004 la capacidad de generación creció a una tasa promedio anual de 4.6%, mientras que la demanda lo hizo a una tasa de 3.1% en el mismo período.

Esto se traduce en un incremento del margen de reserva<sup>3</sup> del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) de 21% registrado en 1994 a más de 40% estimado para el 2004, gracias a las inversiones realizadas (promovidas por el proceso de privatización) y a la desaparición del fenómeno terrorista.

La estructura del parque generador también ha variado en los años posteriores a la reforma del sector eléctrico. Así, la participación de la capacidad hidráulica pasó de 73% registrado en 1994 a 60% en el 2004. Asimismo, desde 1997 se cuenta, aunque en pequeña escala, con centrales a gas natural (Aguaytía y Eepsa). La empresa Enersur concretó inversiones en centrales en base a carbón.

Con la llegada del gas de Camisea se generó un cambio en la estructura del parque generador que privilegio la entrada de centrales que usan gas natural para la generación de electricidad. La inclinación hacia el gas natural se explica principalmente por los menores precios del gas natural (establecidos en un tope US\$ 1 MMBTU en boca de pozo) frente a los precios de los combustibles líquidos.

En la actualidad se cuenta con 1 250 MW de potencia efectiva solo de las unidades que operan con gas de Camisea, para el 2009 se espera el ingreso de las unidades TG3 de C.T. Chilca (176 MW), TG2 de C.T. Kallpa (176 MW) además de las conversiones de la de C.T. Mollendo (73,2 MW) y C.T. Calana (25.5 MW). Para el 2010 se espera el ingreso de la TG3 de C.T. Kallpa (176 MW), la TG8 de Santa Rosa (186

---

<sup>3</sup> El margen de reserva se define como el porcentaje de la capacidad de generación existente por encima de la máxima demanda.

MW) y la C.T. Flores (192 MW), que en total serían 2 260 MW, eso sin considerar otros posibles ingresos de centrales a gas natural.

A continuación se muestra la evolución de las centrales por tipo de combustible y en especial la participación de las centrales a gas natural de Camisea.

Cuadro N° 03  
Potencia Efectivas por Tipo de Combustible

Fuente de Energía (MW)	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Hidráulico	2 494	2 603	2 626	2 626	2 626	2 785	2 789	2 769	2 808
Gas	238	238	238	253	602	731	1 073	1 556	1 544
Carbón	135	141	141	141	141	141	142	142	142
Diesel + Residual	1 601	1 400	1 398	1 361	966	814	797	685	541
<b>TOTAL</b>	<b>4 468</b>	<b>4 383</b>	<b>4 402</b>	<b>4 381</b>	<b>4 336</b>	<b>4 471</b>	<b>4 801</b>	<b>5 152</b>	<b>5 035</b>
Demanda Máxima	2 621	2 792	2 908	2 965	3 131	3 305	3 580	3 966	4 198
Reserva	70%	57%	51%	48%	39%	35%	34%	30%	20%

Cabe mencionar que para el cálculo de la reserva calculada es sobre la potencia total efectiva, en caso se presente hidrologías secas la potencia hidráulica disminuiría, lo mismo ocurriría con la potencia de las unidades a gas natural que son dependientes del volumen disponible de gas con que se cuente.

Gráfico N° 08  
Evolución de la Oferta en el SEIN

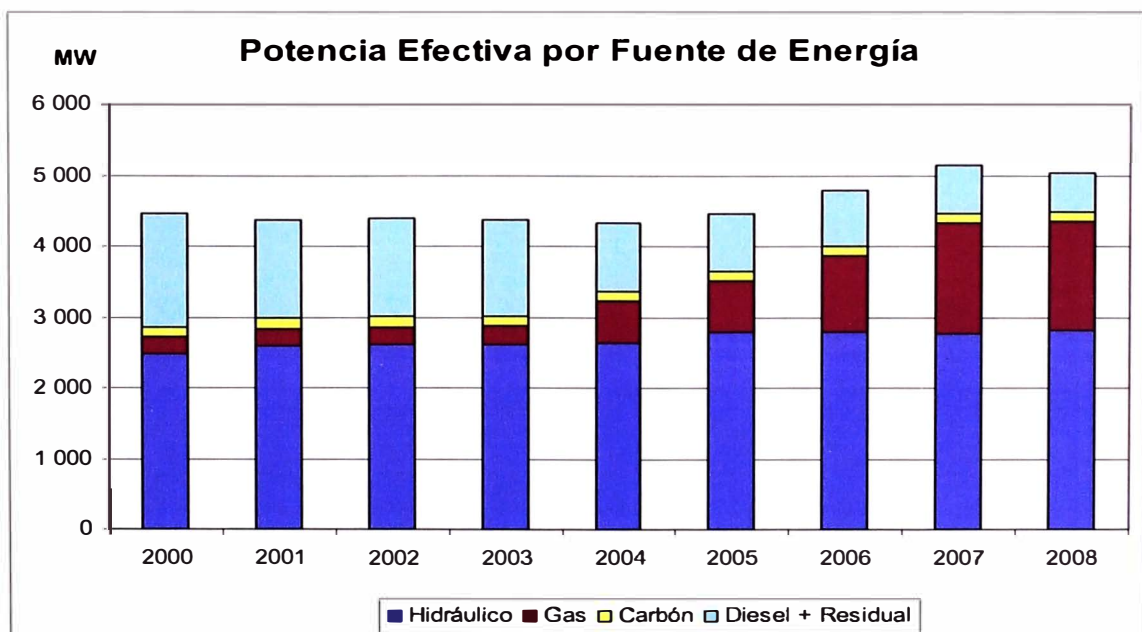
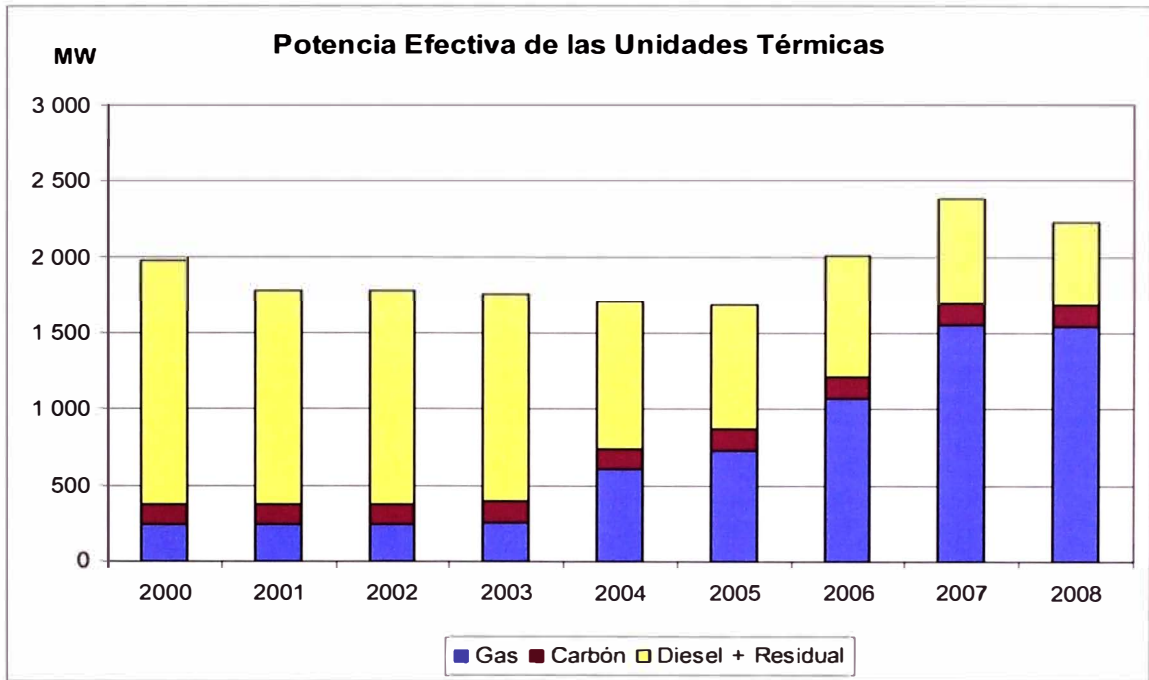
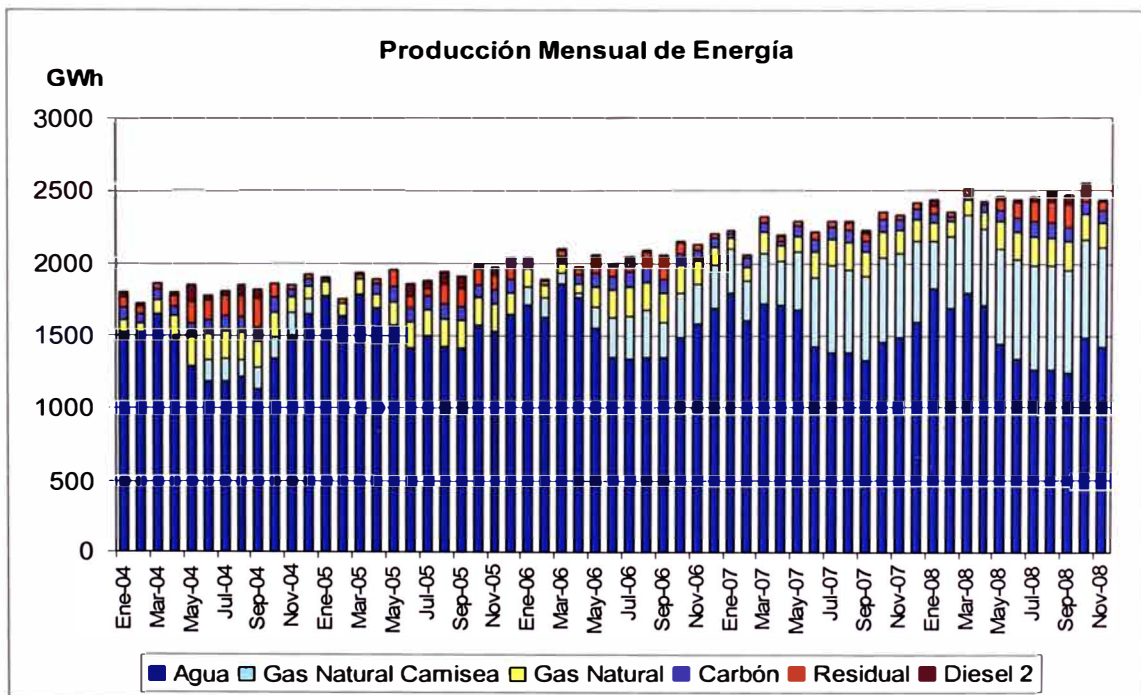


Gráfico N° 09  
Evolución del Oferta de la Unidades Térmicas en el SEIN



En los siguientes gráficos se puede apreciar como ha evolucionado la participación del gas natural en el consumo de energía.

Gráfico N° 10  
Producción de Energía por Tipo de Combustible



## 2.2 Problemática

En diciembre del año 2000 se firmaron los contratos BOOT de transporte de gas natural y líquidos de gas natural. En el caso del contrato de transporte de gas natural, la empresa concesionaria se obligó a construir un sistema que estuviera en capacidad de atender la demanda indicada en el Cuadro N° 04

Cuadro N° 04  
Capacidad del Ducto de Camisea

Año de Operación	Capacidad Mínima	
	Punto de Derivación (Pisco)	City Gate (Lurín)
<b>2004 - 2015</b>	La mayor de: (i) 205 MMPCD o (ii) la requerida para atender la demanda en el Servicio de Transporte de Gas, hasta 450 MMPCD.	La mayor de: (i) 155 MMPCD o (ii) la requerida para atender la demanda en el Servicio de Transporte de Gas, hasta 400 MMPCD.
<b>2016 y siguientes</b>	<b>450 MMPCD</b>	<b>400 MMPCD</b>

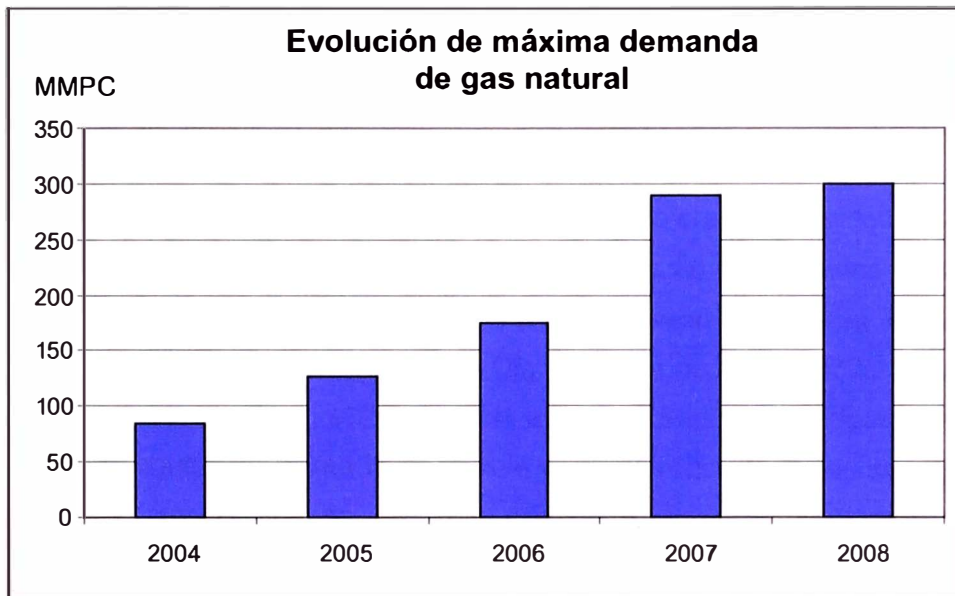
Legenda: MMPCD (Millones de pies cúbicos por día)  
Adaptado: Contrato BOOT de transporte de gas natural.  
Fuente: DGN-GART - OSINERGMIN

Es decir, lo que el Estado Peruano contrató fue el servicio de transporte de gas natural sobre la base de la capacidad mínima establecida en el Contrato BOOT, donde el Concesionario podría instalar dicha capacidad o una capacidad mayor. Estos valores de capacidad reflejaban en el momento de la firma del Contrato las expectativas de demanda de gas natural y, como puede apreciarse, se esperaba que la capacidad mínima fuera cubierta el año 2016.

Sin embargo, el Contrato también consideró que dicha capacidad no sería exigida desde el inicio y podría ser proporcionada por el Concesionario según el crecimiento de la demanda, para lo cual se establecieron los procesos semestrales de oferta pública. En estos procesos los agentes podían solicitar dos tipos de servicios de transporte: a firme e interrumpible; siendo los contratos a firme los que generaban obligación a la empresa Concesionaria para ampliar la capacidad hasta el límite indicado en el Cuadro N° xx. En este contexto la empresa instaló tres tramos de tuberías (selva, sierra y costa) cuyas capacidades fueron de 1179, 427 y 300 MMPCD, respectivamente.

Por otra parte, el crecimiento de la máxima demanda de gas natural en los últimos años ha sido muy alto y su tendencia continúa, siendo su principal uso la generación de electricidad, tal como se muestra en el Gráfico N° 11.

Gráfico N° 11  
Evolución de la Máxima Demanda de gas Natural de Camisea



Las tasas de crecimiento anuales desde la puesta en operación comercial del sistema de transporte que se indican en el Cuadro N° 05, muestran este fuerte crecimiento, lo cual ha dado lugar a que en poco más de tres años el ducto instalado en la costa haya llegado a su límite de capacidad.

Cuadro N° 05  
Capacidad de uso del Ducto de Camisea

Año 2005	56%
Año 2006	31%
Año 2007	78%

Debido a la inviabilidad del Proyecto Camisea, se tuvo que diseñar un mecanismo de garantía denominado la GRP<sup>4</sup>, el cual garantizaba al Concesionario de transporte de

<sup>4</sup> GRP: Garantía por Red Principal creada por la Ley 27133 y su reglamento aprobado mediante Decreto Supremo 040-99-EM.

gas natural la recuperación de sus inversiones en el tiempo de vida del proyecto y a la tasa de descuento señalada en el contrato.

El Concesionario de transporte (TGP) realiza sus operaciones al amparo de su Contrato BOOT<sup>5</sup> y en el marco de las normas legales vigentes al momento de firmar el contrato. El Contrato le dio a TGP la flexibilidad de construir el sistema de transporte en función a la demanda requerida mediante contratos por Servicio Firme, con una capacidad mínima de 205 MMPCD en Humay y 155 MMPCD en el City Gate hasta el año 11 de operación y a partir del año 12 la capacidad mínima del ducto sería de todas maneras 450 MMPCD.

O sea si bien la demanda de gas natural ha venido creciendo en forma acelerada, este crecimiento no ha estado sustentado sobre la base de capacidades contratadas a firme en los procesos de oferta pública. Así, al finalizar la décima oferta pública (Diciembre 2007), la demanda a firme en el City Gate fue de 172 MMPCD y la demanda total, incluida la interrumpible, estaba cercana a los 300 MMPCD, es decir el 43% de la demanda estaba contratada como interrumpible y la preferencia la tienen los agentes con contrato a firme por lo que se restringe primero a aquellos que tienen contratos interrumpibles, muchos de los cuales son generadores eléctricos.

En estos primeros cuatro años de operación, la demanda de gas natural del Proyecto Camisea ha experimentado un crecimiento muy acelerado y no previsto, debido principalmente a la entrada de nuevas centrales de generación eléctrica con gas natural<sup>6</sup>, esperándose a futuro que el sector eléctrico siga creciendo a tasas próximas al 10%. De igual forma el sector industrial y el sector GNV<sup>7</sup> experimentan altas tasas de crecimiento debido al alto precio que hoy tienen los combustibles en el país.

La incertidumbre en la demanda de gas natural para el sector eléctrico vino influenciada por la falta de previsión y planificación que existe en dicho sector, lo cual aunado al uso indiscriminado de los contrato de transporte interrumpible, no pudieron prever la falta de capacidad futura en los ductos de TGP.

---

<sup>5</sup> En el Contrato BOOT se establecen las condiciones de diseño y operación del sistema de transporte.

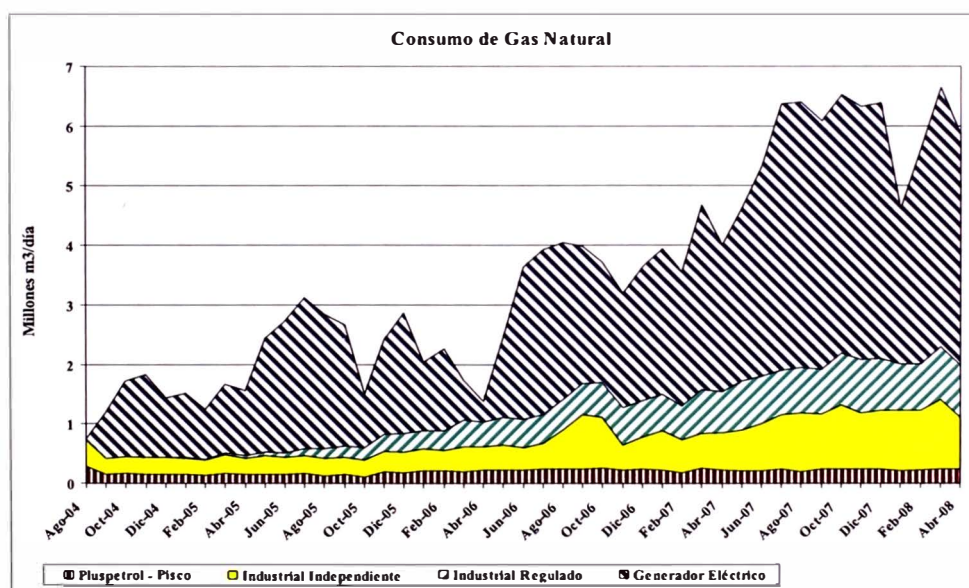
<sup>6</sup> como son los casos de Chilca I de la empresa Enersur y Kallpa I de propiedad de la empresa Globeleq Perú

<sup>7</sup> GNV: Gas Natural Vehicular

De acuerdo con el contrato de Concesión de TGP, éste se encuentra en la obligación de atender solicitudes de transporte por Servicio Firme, en un plazo máximo de 12 meses desde que la solicitud es aceptada por las partes (firma del contrato de servicio). El plazo de 12 meses sólo aplica para los primeros 450 MMPCD que son el compromiso contractual de TGP.

En la actualidad el sistema de transporte de gas natural a través de la Red Principal de Camisea a Lima operado por TGP se encuentra actualmente congestionado, esto debido al gran crecimiento de la demanda por parte de los diferentes clientes, desde los generadores eléctricos, industriales, comerciales, residenciales y los clientes del sector GNV, que es el sector que más crece ayudado por los precios prohibitivos de los combustibles líquidos. El sector eléctrico es el que más consume el gas natural de Camisea con más del 60% de la demanda total. En el Gráfico N° 12, se muestra el crecimiento de la demanda en los sectores de consumo.

Gráfico N° 12  
Crecimiento de la Demanda de Gas Natural de Camisea



En Resumen, no ha habido un adecuado control en el desarrollo de la demanda de gas natural, ya que el contrato de TGP sólo toma en cuenta contratos a firme, mientras que buena parte de los clientes se arriesgaron a firmar sólo contratos interrumpibles.



Adicionalmente, de acuerdo a la información proporcionada por TGP al inicio de la operación del proyecto, la capacidad actual del sistema de transporte es de 314 MMPCD en Humay, quedando en Lurín una capacidad cercana a los 300 MMPCD. Actualmente, el sistema de transporte se encuentra congestionado porque no puede transportar el gas natural que la demanda requiere.

Si se tiene en cuenta el alto crecimiento de la demanda eléctrica y la probabilidad de falta de lluvias para la generación hidroeléctrica se comprenderá que la falta de capacidad de transporte de gas natural, suficiente para atender todos los eventos relacionados con la generación eléctrica, generan riesgos muy serios de racionamiento eléctrico, por lo que es necesario prever todas las situaciones. Por el momento se han tomado medidas legislativas que apoyan a la disponibilidad de más capacidad de transporte de gas natural (Decreto Legislativo N°1041-2008) pero se requieren aún más.

## CAPITULO III

### DESCRIPCIÓN DEL MERCADO DE GAS NATURAL EN EL PERÚ

#### 3.1 Desarrollo del Uso del gas Natural en el Perú

La demanda del gas natural de Camisea proviene de su uso en la generación de electricidad y en el sector industrial asociada principalmente a las empresas que han firmado contratos Take or Pay<sup>8</sup> y a las nuevas industrias

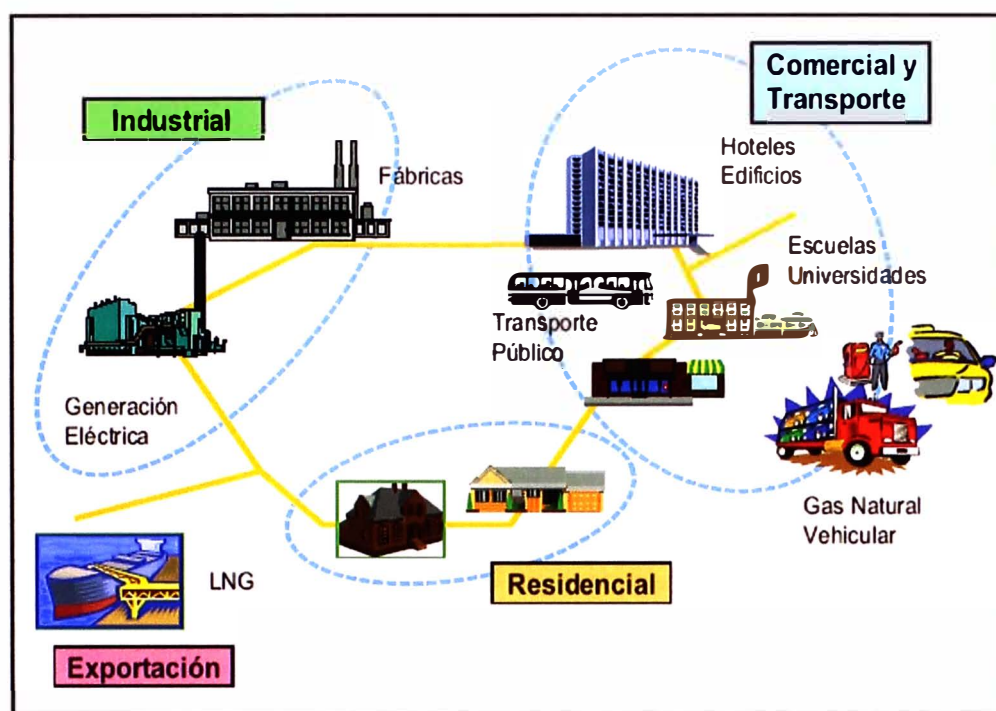
Sin embargo, también existe una importante demanda potencial de gas natural a nivel urbano, representado por el consumo en los segmentos comercial y residencial, y por su uso en el transporte automotriz. Este consumo potencial irá creciendo conforme se desarrolle la red de distribución en Lima, se extienda la red de transporte a otras regiones, y se dé la promoción necesaria para incentivar el consumo del gas. Otra fuente importante de demanda será la proveniente del mercado de exportación del gas natural licuefactado

---

<sup>8</sup> En general este tipo de contrato alude a un acuerdo entre un comprador y un vendedor donde el primero se compromete a pagar determinado monto fijo incluso cuando el servicio no sea requerido en la magnitud pactada. En el caso del gas natural, esta modalidad de contrato es bastante utilizada debido a que los compradores buscan asegurarse determinado suministro.

En estos contratos existen algunas facilidades para que los compradores no tengan que afrontar todos los costos de un consumo menor al esperado como el factor «Take or Pay» que les permite pagar de forma fija sólo un porcentaje de lo contratado (en el caso del contrato de Electroperú es de 80%) y otros mecanismos como el «carry forward» que les permite «arrastrar», por un número determinado de meses, pagos por exceso a su consumo a fin de usarlos en los meses de mayor consumo («make up»).

Figura N° 01  
Principales Mercados para el Gas Natural



Fuente: Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria - OSINERGMIN  
Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

Antes de la puesta en operación del Proyecto Camisea, en el Perú la Producción de gas natural se había limitado a la extraída de los yacimientos de la Costa Noroeste y la Selva Central, la cual era usada como combustible en la generación de electricidad, y en operaciones de las empresas petroleras.

Desde su puesta en operación hasta la actualidad, la demanda de gas natural del Proyecto Camisea ha registrado un crecimiento acelerado, debido a que los clientes de los diferentes sectores de consumo tienen mejor disposición para convertirse al gas natural y principalmente, a la puesta en operación de nuevas centrales de generación eléctrica con gas natural, como son los casos de Chilca de la empresa Enersur y Kallpa de propiedad de la empresa Globeleq Perú y la conversión de las centrales de Santa Rosa y Ventanilla de Edegel.

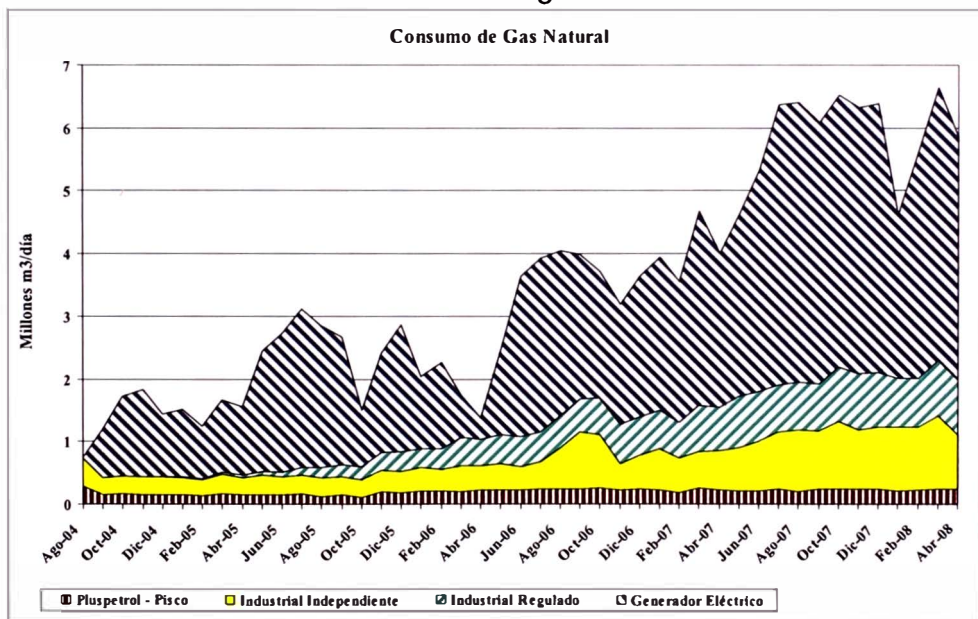
La demanda total de gas natural en 2004 fue de 196 millones de metros cúbicos a razón de 52 MMPCD, mientras que en el 2005 esta demanda creció en 55.6% a 835 millones de metros cúbicos a razón de 80.8 MMPCD, el 2006 la demanda alcanzó un valor de 1,097 millones de metros cúbicos con un promedio diario de 106.2 MMPCD, lo

que significó un crecimiento de 31.3% respecto al año anterior, y en el 2007 se tenía un consumo de 1,790 millones de metros cúbicos, lo que representa 189.2 MMPCD, registrándose un crecimiento de 78.3% en el consumo promedio diario respecto del año anterior.

Como se observa el crecimiento de la demanda de gas natural es acelerado, y se espera que lo sea aún mas, y esto es comprensible debido a que el mercado de gas natural en Lima y Callao se encuentra en un franco desarrollo con más industrias convirtiéndose al gas natural, además de la masificación que se piensa desarrollar en el sector residencial y en el sector transporte (GNV), por otro lado existen en proyecto más centrales de generación eléctrica con gas natural.

La evolución de la demanda de gas natural del Proyecto Camisea se muestra en el Gráfico N° 13

Gráfico N° 13  
Evolución de la Demanda de gas natural de Camisea



El máximo volumen de gas que podría transportar el sistema en las condiciones actuales, sería de 302.5 MMPCD, desde Malvinas hasta el City Gate.

### 3.2 Crecimiento Industrial

En cuanto a la demanda industrial, inicialmente 6 empresas firmaron contratos Take or Pay, los cuales garantizan descuentos en el precio del gas natural en el punto de recepción, y otras ventajas<sup>9</sup> con las que el resto de consumidores no contará. Como se aprecia en el Cuadro N° 06, la demanda inicial del sector industrial está constituida fundamentalmente por empresas de cerámicas y vidrieras que sustituirán combustibles como GLP y Residual 6 por gas natural.

Cuadro N° 06  
Consumidores Iniciales de Gas en Lima: Empresas que  
han firmado contrato Take or Pay con el productor

Empresa	Capacidad Diaria Contratada (MMPC)
Alicorp S.A.	1.99
Sudamericana de Fibras S.A.	2.79
Cerámica Lima S.A.	3.53
Vidrios Industriales S.A.	2.05
Cooperación Cerámica S.A.	1.09
Cerámica San Lorenzo S.A.C.	1.3

A la fecha TGP cuenta además de 12 consumidores distintos de los generadores eléctricos con contratos de transporte de gas natural firme e interrumpible.

De acuerdo a TGP se cuenta con los siguientes contratos de transporte de servicio firme:

1. Alicorp S.A.

Actualmente dicha empresa cuenta con una capacidad reservada diaria (CRD) de 40 000 m<sup>3</sup>/día (1,41 MMPCD)

2. Cementos Lima S.A

De acuerdo con el contrato del cliente, la CRD varía, 300 000 m<sup>3</sup>/día (10,59 MMPCD) desde inicio del contrato hasta agosto 2009, para

<sup>9</sup> El artículo 4° del Reglamento de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural señala que, entre los beneficios que tendrán los consumidores iniciales están: el descuento en precios, mayores plazos para la recuperación de los volúmenes de gas natural pre-pagados (períodos de *Make Up* y *Carry Forward*) y otras señalados expresamente en los contratos firmados con el productor.

posteriormente incrementarse a 460 467 m<sup>3</sup>/día (16,26 MMPCD) en octubre 2009.

3. Cerámica Lima S.A.

A la fecha, este cliente presenta una CRD de 80 000 m<sup>3</sup>/día (2,83 MMPC)

4. Cerámica San Lorenzo S.A.C

De acuerdo a su contrato, el cliente tiene una CRD de 60 000 m<sup>3</sup>/día (2,12 MMPC)

5. Corporación Cerámica S.A.

Cuenta con una CRD de 23 000 m<sup>3</sup>/día (2,12 MMPC)

6. Gas Natural de Lima y Callao S.A

En la actualidad mantiene una CRD de 1 150 000 m<sup>3</sup>/día (40,61 MMPCD) hasta agosto 2009. En el transcurso de dicho mes la CRD se incrementa a 1 300 000 m<sup>3</sup>/día (45,91 MMPCD) y subsecuentemente a 1 943 714 m<sup>3</sup>/día (68,64 MMPCD).

7. Owens – Illinois Perú S.A

A la fecha, la empresa cuenta con una CRD de 45 000 m<sup>3</sup>/día (1,59 MMPCD), la misma que se encuentra vigente hasta junio de 2009. Posteriormente, la CRD se incrementa en 6 291 m<sup>3</sup>/día (0,22 MMPCD).

8. Corporación Aceros Arequipa S.A

A la fecha la empresa tiene contratado una CRD igual a 70 000 m<sup>3</sup>/día (2,47 MMPCD)

9. Minsur S.A

A la fecha la empresa tiene una CRD igual a 45 000 m<sup>3</sup>/día (1,59 MMPCD).

10. Pluspetrol Perú Corporation S.A

De acuerdo con su contrato de servicio de transporte firme, mantiene una CRD de 196 000 m<sup>3</sup>/día (6,92 MMPCD). TGP asume que dicha empresa incrementará su CRD en el siguiente proceso de oferta pública hasta un volumen de 300 000 m<sup>3</sup>/día (10,59 MMPCD).

11. Sudamericana de Fibras S.A

A la fecha, la empresa cuenta con una CRD de 685 m<sup>3</sup>/día (0,02 MMPCD), que inicia en agosto 2009.

12. Irradia S.R.L.

Tiene contratado una CRD de 405 000 m<sup>3</sup>/día (14,30 MMPCD) que de acuerdo a su contrato de transporte firme de gas natural inicia en enero 2009. Al respecto TGP informó que el cliente le solicitó postergar el inicio de servicio para diciembre 2009, toda vez que el proyecto ha sufrido retrasos.

En lo que respecta al servicio de transporte interrumpible, cada empresa consumirá bajo esta modalidad de servicio una porción de Cantidad Interrumpible Máxima Diaria (CIMD), que será como máximo hasta cubrir la capacidad en el sistema de transporte, luego de atender el servicio firme.

### 3.3 Crecimiento para Uso Energético

Para el caso de las generadoras se ha establecido prioridad en la atención de la demanda para el servicio firme. La demanda en interrumpible, será atendida en la medida que no exceda la capacidad del sistema de transporte.

A la fecha TGP cuenta con los siguientes contratos firme de transporte de gas natural suscritos con las diferentes empresas de generación eléctrica.

1. EDEGEL S.A.A

De acuerdo con el contrato del cliente, la CRD varía, actualmente tiene 1 500 000 m<sup>3</sup>/día (52,97 MMPCD) hasta agosto 2009. En el transcurso de dicho mes la CRD se eleva a 2 717 822 m<sup>3</sup>/día (95,98 MMPCD)

2. Enersur S.A.

A la fecha la referida empresa cuenta con una CRD ascendente a 1 080 361 m<sup>3</sup>/día (38,15 MMPCD), la misma que se mantiene hasta agosto de 2009. A partir de esa fecha la CRD se incrementa a 1 887 705 m<sup>3</sup>/día (66,66 MMPCD)

3. Kallpa Generación S.A.

De acuerdo con su contrato de transporte firme, la empresa tiene una CRD de 1 250 000 m<sup>3</sup>/día (44,14 MMPCD), que inicia en mayo 2009. Posteriormente la CRD se incrementará a 1 698 831 m<sup>3</sup>/día (60 MMPCD) en agosto 2009.

4. Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S.A. (EGASA)

EGASA inicia su servicio firme en abril 2009 con una CRD de 566 337 m<sup>3</sup>/día (20 MMPCD).

5. Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A. (EGESUR)

EGESUR inicia su servicio firme en julio 2009. La CRD asociada es de 90 000 m<sup>3</sup>/día (3,18 MMPCD).

6. SDF Energía S.A.C

La empresa inicia su servicio firme en diciembre 2008 con una CRD asociada es de 200 000 m<sup>3</sup>/día (7,06 MMPCD). Esta se incrementa en agosto 2009 a 264 811 m<sup>3</sup>/día (9,35 MMPCD).



## CAPITULO IV

### PLANTEAMIENTO DE SOLUCIONES PARA ATENDER EL SUMINISTRO ELÉCTRICO

#### 4.1 Soluciones Implementadas por el Estado

El Estado a fin de garantizar el abastecimiento de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional (SEIN), ha tomado una serie de medidas entre Decretos Legislativos, de Urgencia y Resoluciones Ministeriales<sup>10</sup>.

El Decreto Legislativo N° 1041, publicado el 26 de junio de 2008, donde se dispone que, como medidas para incrementar la seguridad en la provisión de electricidad se debe señalar que como requisito para que las generadoras eléctricas puedan cobrar Potencia Firme, estas deben de tener garantizado el suministro de combustible, y que para el caso del gas natural, el transporte del combustible debe hacerse en la modalidad de Servicio Firme.

Adicional los nuevos permisos para generación termoeléctrica basada en el gas natural deben de exigir que las unidades termoeléctricas puedan operar con otro combustible alternativo, de tal forma de incrementar la garantía de suministro ante fallas o restricciones en el suministro del gas natural. Los costos que esta medida demande deben ser reconocidos por OSINERGMIN como un costo extra y pagado a los generadores que ofrezcan dicha garantía extra al sistema eléctrico.

Como el incremento previsto en los contratos de transporte de gas en la modalidad de Servicio Firme reducirá el monto y la volatilidad de la Garantía creada por la Ley N° 27133, pero aumentará el costo medio de producción de electricidad de los generadores termoeléctricos que usen gas natural. Por tal motivo, para mantener el costo actual de la Garantía y el costo medio de producción de electricidad, la Garantía debe cubrir, para los generadores eléctricos que usen gas natural de Camisea, la diferencia entre su máxima

---

<sup>10</sup> Ver Anexo 01

capacidad de transporte de gas natural requerida por su central, en forma eficiente, y la cantidad consumida por dicha central. Todo esto dentro de un mecanismo de eficiencia que busque el mejor uso del gas natural y la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> por unidad de energía eléctrica producida;

Durante el tiempo de ampliación de la Red Principal podrían presentarse eventos de restricción en el suministro de gas natural a las centrales termoeléctricas debido a congestión en la capacidad de transporte de los gasoductos. En dicha situación, el COES debe administrar el uso del gas natural disponible de forma de minimizar el costo para la sociedad y a la vez compensar a los generadores perjudicados con la medida<sup>11</sup>;

Adicional y en aplicación de los conceptos contenidos en la Duodécima Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832<sup>12</sup> para congelar los costos marginales de electricidad a una situación previa a la congestión del gasoducto y a la vez establecer el

---

<sup>11</sup> Decreto Legislativo N° 1041

**Artículo 4°.- Despacho del Gas Natural para Centrales Termoeléctricas conectadas al SEIN**

En períodos de congestión en el suministro de gas natural, declarados por el Ministerio de Energía y Minas, los Generadores podrán redistribuir entre ellos de manera eficiente el gas y/o la capacidad de transporte disponible contratada. Asimismo, los Generadores podrán acordar con los usuarios industriales de gas natural la reasignación de la capacidad de transporte para fines de generación eléctrica. A falta de los acuerdos a que se refiere el párrafo que antecede, el COES coordinará con el transportista y productor las nominaciones de suministro y transporte de gas natural para los Generadores de acuerdo con lo señalado en las normas pertinentes.

En tales situaciones de congestión en el suministro de gas natural, el COES puede redistribuir el gas o la capacidad de transporte disponible para los Generadores a efectos del despacho eficiente del SEIN. Los Generadores perjudicados con la reasignación efectuada por el COES recibirán una compensación que cubra los costos adicionales incurridos debidos a dicha reasignación. Los Generadores beneficiados con la reasignación efectuada por el COES deberán asumir los costos de la compensación señalada en el párrafo anterior, de acuerdo a lo establecido en el Reglamento.

**Artículo 5°.- Incentivo a la contratación del Servicio Firme y eficiencia en el uso del gas natural**

Los Generadores que contraten Servicio Firme de transporte de gas natural con un concesionario amparado por la Ley N° 27133, tienen derecho a una compensación que garantice la recuperación del pago de transporte de gas que eficientemente harían en virtud de dicho contrato.

La compensación del pago eficiente se determina en función de:

- a) La diferencia entre la capacidad reservada diaria eficiente (CRDE) menos el consumo promedio diario (CPD).
- b) Un porcentaje máximo de la CRDE;
- c) El pago del servicio firme regulado por OSINERGMIN.

La CRDE se determina como la capacidad diaria máxima de una central térmica operando con gas natural en la ciudad de Lima y con un rendimiento térmico neto que fijará el Ministerio de Energía y Minas conforme al Reglamento. El pago de las compensaciones necesarias será asignado en los costos de transmisión y será definido por OSINERGMIN conforme al Reglamento.

**Artículo 6°.- Compensación adicional por seguridad de suministro**

OSINERGMIN regulará el pago de una compensación adicional para los generadores eléctricos que operen con gas natural y que tengan equipos o instalaciones que permitan la operación alternativa de su central con otro combustible. Dicha compensación se denominará compensación por seguridad de suministro. OSINERGMIN, al fijar la Tarifa en Barra, considerará como mínimo la recuperación de las inversiones en centrales térmicas de alto rendimiento.

<sup>12</sup> **Ley N° 28832 - DUODÉCIMA DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA.- Costos Marginales ante interrupciones del suministro de gas natural**

En el caso de interrupción total o parcial del suministro de gas natural a centrales de generación eléctrica, debido a problemas en la inyección o a fallas en el sistema de transporte de la Red Principal definidas en la Ley N° 27133, los costos marginales de corto plazo serán iguales a los registrados en el mismo día de la semana previa a la interrupción del suministro de gas más un adicional que cubra los costos adicionales de combustibles en que incurran las centrales que operan con costos variables superiores a los referidos costos marginales de corto plazo de la semana previa a la interrupción. El referido adicional será calculado restándoles a los costos adicionales de combustibles las compensaciones que les corresponda asumir a los productores o transportistas del gas natural según sea el caso.

mecanismo para recuperar los costos adicionales por la producción de electricidad con combustible alternativo.

Además se estableció que los Generadores que no cuenten con suministro garantizado de combustible y que pongan en un riesgo al Sistema Eléctrico, pagarán los mayores costos de generación, todo esto antes de la aplicación de la Duodécima Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832.

Este Decreto de Legislativo entrará en vigencia a los catorce (14) meses desde la finalización del proceso de la oferta pública de capacidad a que se refiere el Decreto Supremo N° 016-2004-EM, siguiente a la publicación del presente Decreto Legislativo.

El Decreto de Urgencia N° 037-2008, publicado el 21 de agosto de 2008, donde se dispone de medidas excepcionales de carácter temporal para asegurar, en el corto plazo, el abastecimiento oportuno de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional (SEIN).

Esto debido a que se presentaron eventos de restricción en el suministro de gas natural de Camisea a algunas centrales termoeléctricas debido a la congestión en la capacidad de transporte del gaseoducto, por tanto, se indico que sería el Ministerio de Energía y Minas quien declare las situaciones de restricción temporal de generación asimismo será el Ministerio quien calculará la magnitud de la capacidad adicional de generación necesaria para asegurar el abastecimiento de energía eléctrica del SEIN y requerirá a las empresas del Sector en las que el Estado tenga participación mayoritaria para que efectúen las contrataciones y adquisiciones de obras, bienes y servicios necesarios para el cumplimiento del presente Decreto de Urgencia

En dicho Decreto también se estableció los mecanismos para la compensación por la generación adicional, costos financieros en que incurrirían las unidades estatales por la generación adicional, el cual será cubierto mediante un cargo adicional que se incluirá en el Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión.

Este Decreto de Urgencia entró en vigencia el 22 de agosto por un plazo de 36 meses.

La Resolución Ministerial R.M. N° 553-2008-MEM/DM, publicado el 28 de noviembre del 2008; que facilita el abastecimiento seguro y oportuno de energía eléctrica al SEIN, en dicha Resolución se declara situación de restricción temporal de generación con la finalidad de asegurar el abastecimiento de energía eléctrica en el SEIN, asimismo, declaro que para efectos del cumplimiento del Decreto de Urgencia N° 037-2008, se

considere capacidad adicional de generación aquella que puede ser obtenida se las centrales térmicas que convierten sus equipos al sistema de generación dual, así como de autoprodutores

La Resolución Ministerial N° 412-2008-MEM/DM, publicada el 07 de setiembre de 2008, que en concordancia con las medidas contenidas en el Decreto de Urgencia N° 037-2008 y mediante el Ministerio de Energía y Minas (MEM) declaró la existencia de Situación de Restricción Temporal de Generación disponiendo, además, que la magnitud de capacidad adicional de generación necesaria para el abastecimiento seguro y oportuno de energía eléctrica al SEIN, es de hasta 300 MW. Para dicho efecto, se requirió a ELECTROPERÚ S.A. para que efectúe las contrataciones y adquisiciones necesarias de obras, bienes y servicios.

El Decreto de Urgencia N° 049-2008 publicado el 18 de diciembre de 2008 que asegura la continuidad en la prestación del servicio eléctrico. Ley N° 29179 Ley que establece el Mecanismo para Asegurar el Suministro de Electricidad para el Mercado Regulado donde se dictaron medidas para asegurar el suministro de las demandas de potencia y energía destinadas al Servicio Público de Electricidad que no cuenten con contratos de suministros de energía que lo respalden y cuya vigencia de acuerdo a lo estipulado concluye el 31 de diciembre de 2008, por ello se dio el Decreto de Urgencia N° 049-2008 donde se establecen medidas excepcionales a fin de resolver los problemas debido a los retiros sin contratos a partir de enero de 2009 y así asegurar que el suministro regular de energía eléctrica destinado al Servicio Público de Electricidad no sufra efectos negativos

En dicho Decreto también se estipula que para las unidades en amparo del Decreto de Urgencia N° 037-2008 serán consideradas para efectos de distribuir los retiros sin contrato en las condiciones señaladas en el Artículo 2º<sup>13</sup> de El Decreto de Urgencia N° 049-2008

---

<sup>13</sup> Artículo 2º.- Transacciones en el Mercado

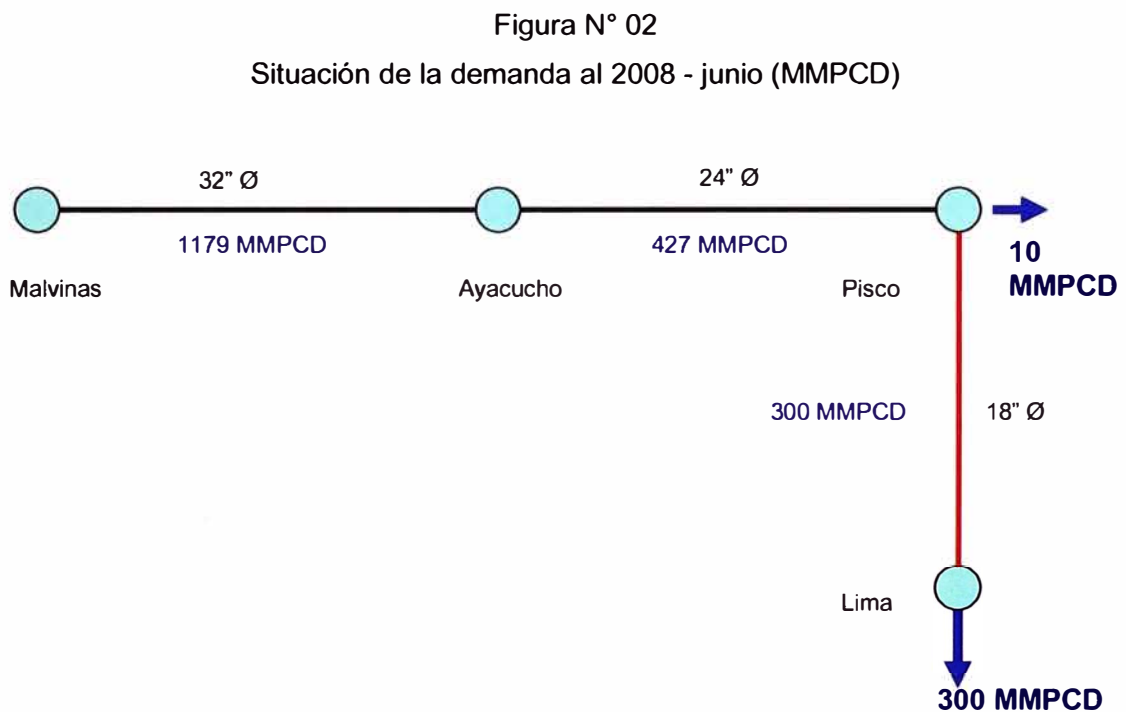
Los Retiros físicos de potencia y energía del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), que efectúen las empresas distribuidoras de electricidad, para atender las demandas de los usuarios regulados, sin contar con los respectivos contratos de suministro con las empresas generadoras, serán asignadas a las empresas generadoras de electricidad, valorizadas a Precios en Barra de mercado regulado, en proporción a la energía firme eficiente anual de cada generador menos sus ventas de energía por contratos.

En el caso de retiros sin contrato, los costos variables adicionales con respecto a los Precios de Energía en Barra en que incurren las centrales para atender dichos retiros, serán incorporados en el Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión. Para tal efecto, se descontará la compensación que les corresponda recibir por aplicación del numeral 1.3 del Artículo anterior.

## 4.2 Planteamiento de Soluciones Adicionales

Como se ha indicado en líneas anteriores las implicancias del rápido crecimiento del consumo de gas ha conllevado a una posible insuficiencia de capacidad del ducto, por tanto se proponen acciones para asegurar el suministro oportuno y en la cantidad suficiente para los consumidores.

Las condiciones actuales del uso del sistema de transporte y de las capacidades de transporte se muestran en el Figura N° 02.

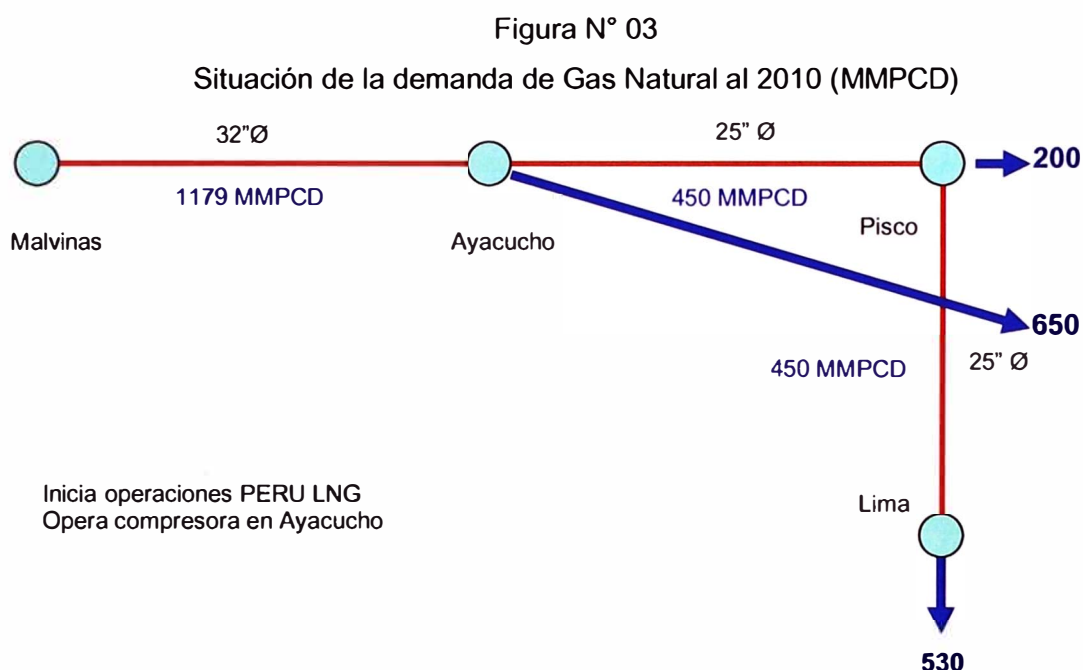


**Nota.** Las flechas representan la máxima demanda de GN en MMPCD.

En este caso la demanda total de 300 MMPCD (firme + interrumpible) ha logrado saturar la capacidad del ducto en el tramo de la costa (Pisco – Lima), lo cual implica que las mayores demandas (nuevos proyectos o crecimiento vegetativo) que se requieran en adelante tendrán problemas de falta de abastecimiento, mientras no se amplíe la capacidad del sistema de transporte hasta el valor límite (450 MMPCD).

Las obras anunciadas por TGP para incrementar la capacidad, consideran la instalación de una estación de compresión en Ayacucho, cuya entrada en operación está prevista para el año 2009 (agosto - setiembre), lo que significará un incremento de la capacidad de suministro del ducto hasta 450 MMPCD<sup>14</sup>. Actualmente la capacidad del sistema llega a los 300 MMPCD.

Sin embargo, de las proyecciones de la demanda para el año 2010 (ver Figura N° 03) fecha en la cual se espera la entrada en operación de la planta de Gas natural Licuado (LNG) en Pampa Melchorita, la situación se volvería crítica para el sistema de transporte en su conjunto.



Nota. En este gráfico no se consideran ampliaciones en la red pues a la fecha no se encuentran confirmadas.

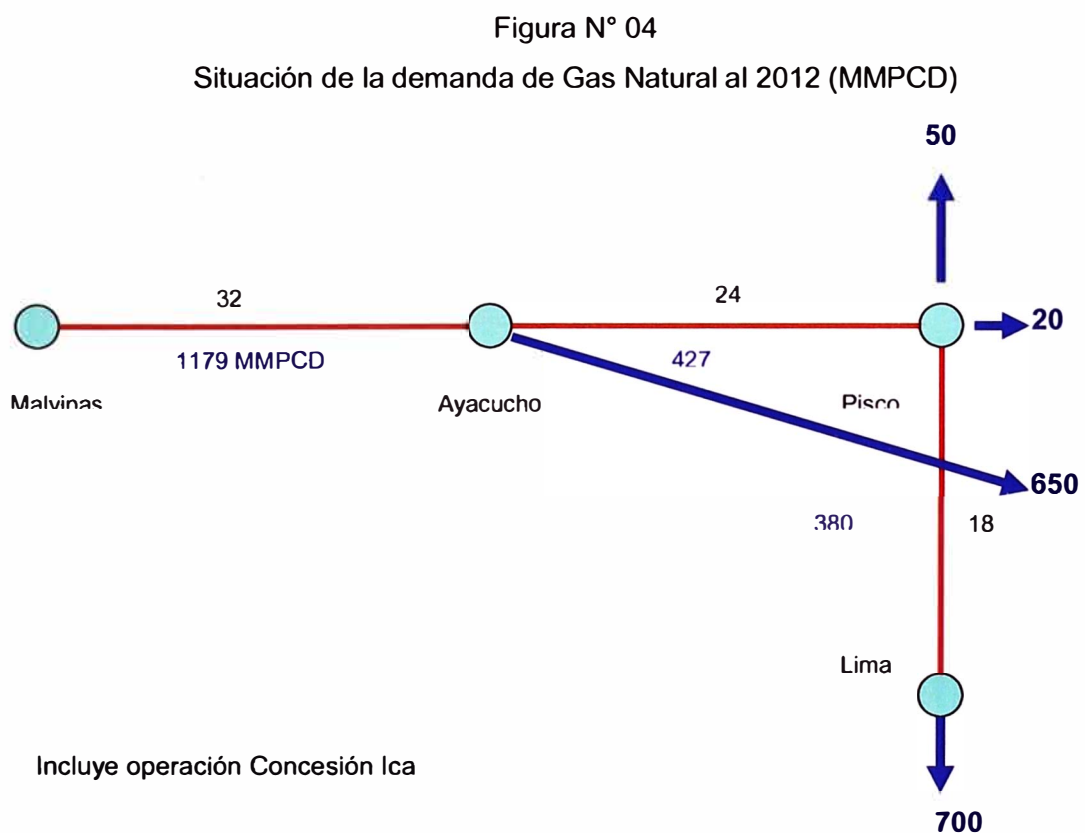
La situación crítica (capacidad física) del sistema de transporte alcanza el tramo de la sierra y de la selva, con lo cual el proyecto en su totalidad tendría serias limitaciones para atender la demanda. El caso del tramo de la selva es de más cuidado, haciendo necesario el reforzamiento de la red de transporte.

<sup>14</sup> De acuerdo con el contrato de Concesión de TGP, éste se encuentra en la obligación de atender solicitudes de transporte por Servicio Firme, en un plazo máximo de 12 meses desde que la solicitud es aceptada por las partes (firma del contrato de servicio). El plazo de 12 meses sólo aplica para los primeros 450 MMPCD que son el compromiso contractual de TGP

En suma, al año 2010 el proyecto Camisea, con el diseño original, habría llegado a utilizarse en su totalidad, siendo necesario planificar no sólo la ampliación del proyecto sino el diseño del sistema nacional de gas natural que permita cubrir las necesidades futuras del país. Este planeamiento debe incluir la participación de los demás componentes de la canasta energética nacional.

Con la finalidad de tener un mejor panorama de la situación energética nacional basada en el gas natural, se analizará la demanda que se proyecta para el año 2012. Siendo uno de los hechos de mayor relevancia para el sistema de gas natural, la incorporación de la Concesión de Ica, como uno de los consumidores. En tal escenario, la nueva demanda estimada para dicho año es mostrada en el Figura N° 04.

Como puede notarse en estos dos últimos años se espera que los tramos de la costa, de la sierra y de la selva ya se hayan ampliado. Asimismo, se espera que en especial el tramo de la selva tenga capacidad para transportar volúmenes superiores a los 1400 MMPCD.



Por tanto, si se toma como único sistema de transporte el correspondiente al proyecto administrado por TGP, éste desde el año 2008, presentaría limitaciones para atender la demanda de gas natural, independientemente de los temas contractuales, pues el crecimiento de la demanda ha superado las expectativas del contrato. Del año 2008 al año 2010 y por las limitaciones de tiempo lo que corresponde es administrar la demanda y utilizar todos los recursos de generación disponibles.

Asimismo, a partir del año 2010, el proyecto es insuficiente para satisfacer las necesidades del país, con lo cual se tienen que establecer las bases para desarrollar la red nacional de suministro de gas natural, cuyas implicancias no sólo consideren la implementación de la infraestructura sino, y muy asociada con ella, una política de precios que permita administrar la canasta de energéticos en el país.

Por tanto la solución sería la construcción de otro ducto paralelo al existente, la pregunta sería existen reservas suficientes?

Asumiendo que se tienen reservas suficientes, para calcular la capacidad del nuevo ducto se ha proyectado el consumo de generación de las centrales térmicas que operen con este combustible, la proyección para generación se observan en el cuadro adjunto

Cuadro N° 07

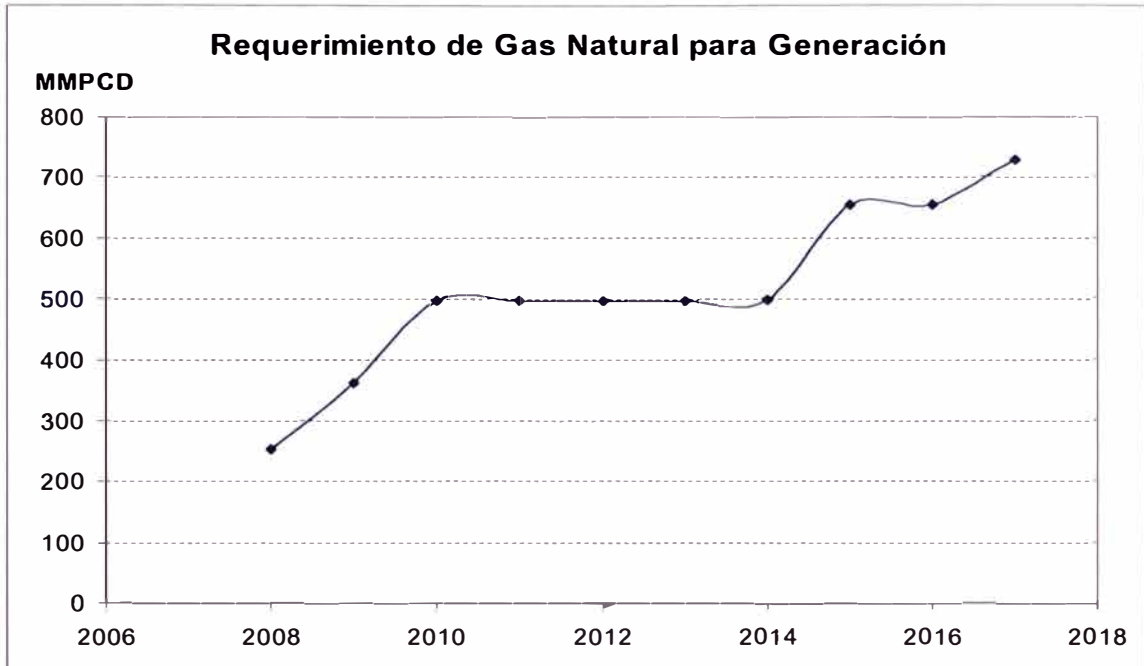
## Requerimiento de Demanda de gas Natural para Generación Eléctrica

Unidades Térmicas	MW	kBTU/MWh	MPC/MWh	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
UT5	53.4	12.74	11.76	15.08	15.08	15.08	15.08	15.08	15.08	15.08	15.08	15.08	15.08
UT6	52.0	13.36	12.33	15.39	15.39	15.39	15.39	15.39	15.39	15.39	15.39	15.39	15.39
TG7	123.3	11.37	10.49	31.06	31.06	31.06	31.06	31.06	31.06	31.06	31.06	31.06	31.06
TG3-1	228.0	6.76	6.24	34.16	34.16	34.16	34.16	34.16	34.16	34.16	34.16	34.16	34.16
TG3-2	18.4	7.04	6.50	2.86	2.86	2.86	2.86	2.86	2.86	2.86	2.86	2.86	2.86
TG4-1	228.0	6.76	6.24	34.16	34.16	34.16	34.16	34.16	34.16	34.16	34.16	34.16	34.16
TG4-2	18.4	7.04	6.50	2.86	2.86	2.86	2.86	2.86	2.86	2.86	2.86	2.86	2.86
TG1 Chica	176.0	9.60	9.04	38.19	38.19	38.19	38.19	38.19	38.19	38.19	38.19	38.19	38.19
TG2 Chica	174.5	9.60	9.13	38.25	38.25	38.25	38.25	38.25	38.25	38.25	38.25	38.25	38.25
TG1 Kalpa	178.8	10.07	9.30	39.46	39.46	39.46	39.46	39.46	39.46	39.46	39.46	39.46	39.46
C.T. Kalpa TG2	192.4	10.22	9.43	43.54	43.54	43.54	43.54	43.54	43.54	43.54	43.54	43.54	43.54
C.T. Chica TG3	193.0	10.09	9.31	43.13	43.13	43.13	43.13	43.13	43.13	43.13	43.13	43.13	43.13
Trasfido Calana	23.0	9.18	8.45	4.66	4.66	4.66	4.66	4.66	4.66	4.66	4.66	4.66	4.66
Trasfido TG Mollendo	73.0	11.89	10.97	19.22	19.22	19.22	19.22	19.22	19.22	19.22	19.22	19.22	19.22
C.T. Santa Rosa	188.8	11.27	10.40	47.09	47.09	47.09	47.09	47.09	47.09	47.09	47.09	47.09	47.09
C.T. Kalpa TG3	192.4	10.22	9.43	43.54	43.54	43.54	43.54	43.54	43.54	43.54	43.54	43.54	43.54
C.T. Las Flores TG1	192.5	10.70	9.87	45.60	45.60	45.60	45.60	45.60	45.60	45.60	45.60	45.60	45.60
CT1	190.0	10.11	9.33								42.55	42.55	42.55
CT2	190.0	10.11	9.33								42.55	42.55	42.55
CT3	520.0	6.20	5.72								71.41	71.41	71.41
CT4	520.0	6.20	5.72										71.41
CT5	380.0	10.68	9.84										
<b>Capacidad (MMPCD):</b>				251.46	362.01	408.24	408.24	408.24	408.24	408.24	654.75	654.75	726.16



Gráfico N° 14

Requerimiento de Demanda de gas Natural para Generación Eléctrica



Esto sin considerar el gas que se requiera para otras actividades diferentes a la generación de electricidad.

Para el periodo de análisis (2009-2014), considerando consumo de gas natural para uso de generación eléctrica (aprox. 500 MMPC) y el consumo de gas natural de otras actividades diferentes a la generación de electricidad (aprox. 400 MMPC), se está considerando un volumen de 900 MMPC en total entre ambos ductos (el existente y el nuevo), por tanto la capacidad del nuevo ducto sería de 450 MMPC en el City Gate.

Ahora TGP ha informado que tiene una capacidad contratada total para el periodo enero 2009 – febrero 2010 de 11 105 806 m<sup>3</sup>/día equivalente aproximadamente a 392 MMPC y para el periodo 2010 – 2033 de 29 910 418 m<sup>3</sup>/día equivalente aproximadamente a 1060 MMPC que incluye el consumo de generación eléctrica y otros consumidores.

Debido a que no se requiere esa capacidad de golpe, se está considerando solo con fines de simulación una capacidad inicial del nuevo ducto de 450 MMPC sin cerrarse a que existan posibilidades de ampliación.

## **CAPITULO V**

### **APLICACIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN**

#### **5.1 Modelo PERSEO**

##### **5.1.1 Objetivo**

Modelo utilizado para el cálculo de los precios en barra de la energía del SEIN.

##### **5.1.2 Características**

- Modelo Multinodal, posibilita incorporar cualquier red de transmisión y sus efectos (pérdidas y ambas leyes de Kirchoff).
- Modelo Multicuenca, posibilidad de representar cualquier disposición espacial de los recorridos del agua de sistemas hidráulicos individuales.
- Modelo Multiescenario, analiza el comportamiento del sistema para diferentes situaciones de disponibilidad hidrológica.

##### **5.1.3 Aspectos de Diseño**

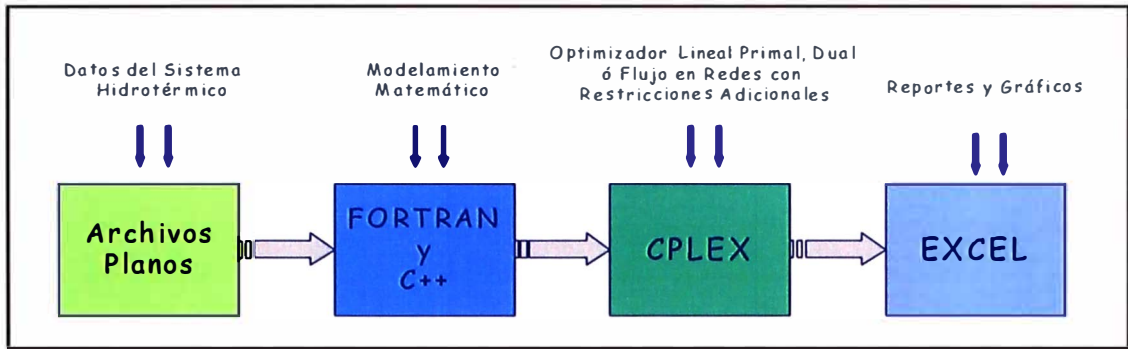
- Basado en técnicas de programación lineal.
- Estructura modular (desarrollado en Fortran y C++).
- La optimización se realiza a través de un producto estándar (CPLEX).
- Flexible tanto para el ingreso de datos como para análisis de resultados.

##### **5.1.4 Esquema Funcional del Modelo**

En la figura se muestra el esquema funcional del modelo. El primer nivel corresponde a la lectura de los archivos de datos, los cuales contienen toda la información

relevante requerida para representar el sistema energético y eléctrico en el modelo matemático de planificación de la operación hidrotérmica.

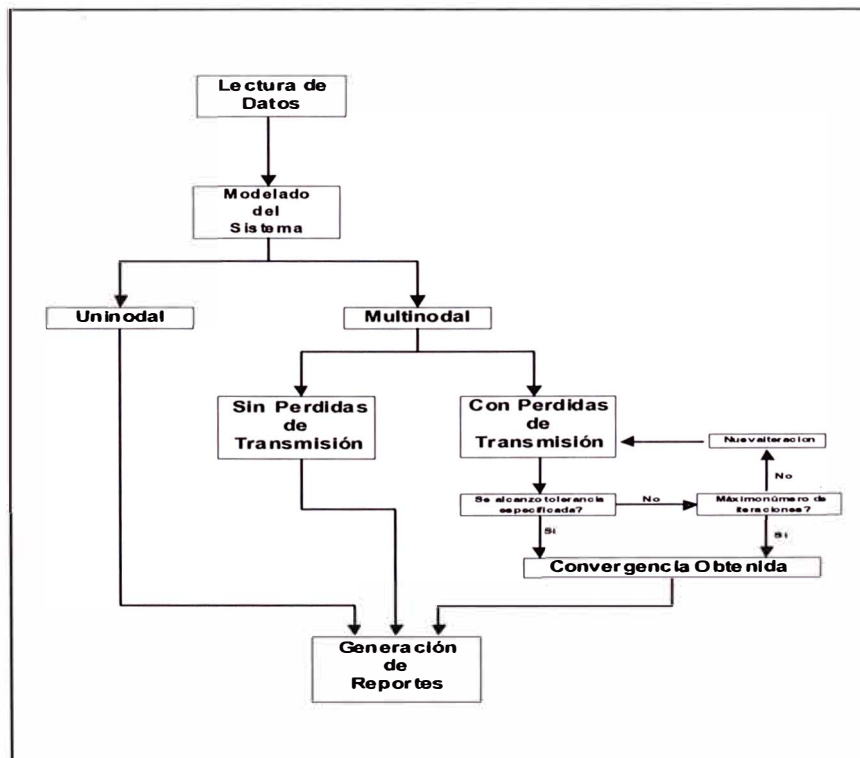
Figura N° 05  
Esquema Funcional del modelo PERSEO



5.1.5 Posibilidades de Simulación

De acuerdo con los parámetros especificados, y tal como se muestra en la figura, existen diversas opciones para representar a la red de transmisión eléctrica.

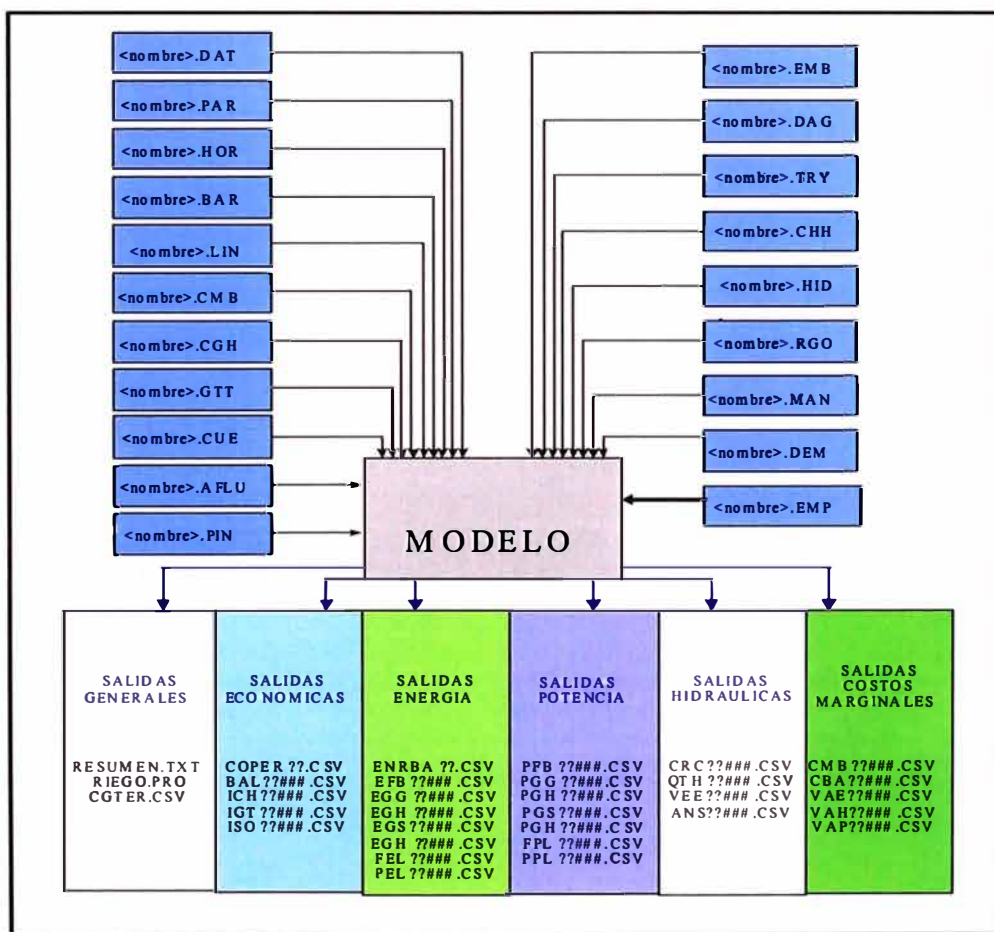
Figura N° 06  
Estructura de Simulación



### 5.1.6 Archivos de Entrada y Salida

El programa esta estructurado en seis módulos, cada uno de los cuales agrupa subprogramas y/o funciones especificas orientadas a cumplir con los niveles definidos previamente en el esquema funcional. La estructura de entrada y salida de los archivos es la que se muestra a continuación.

Figura N° 07  
Archivos de Entrada y Salida

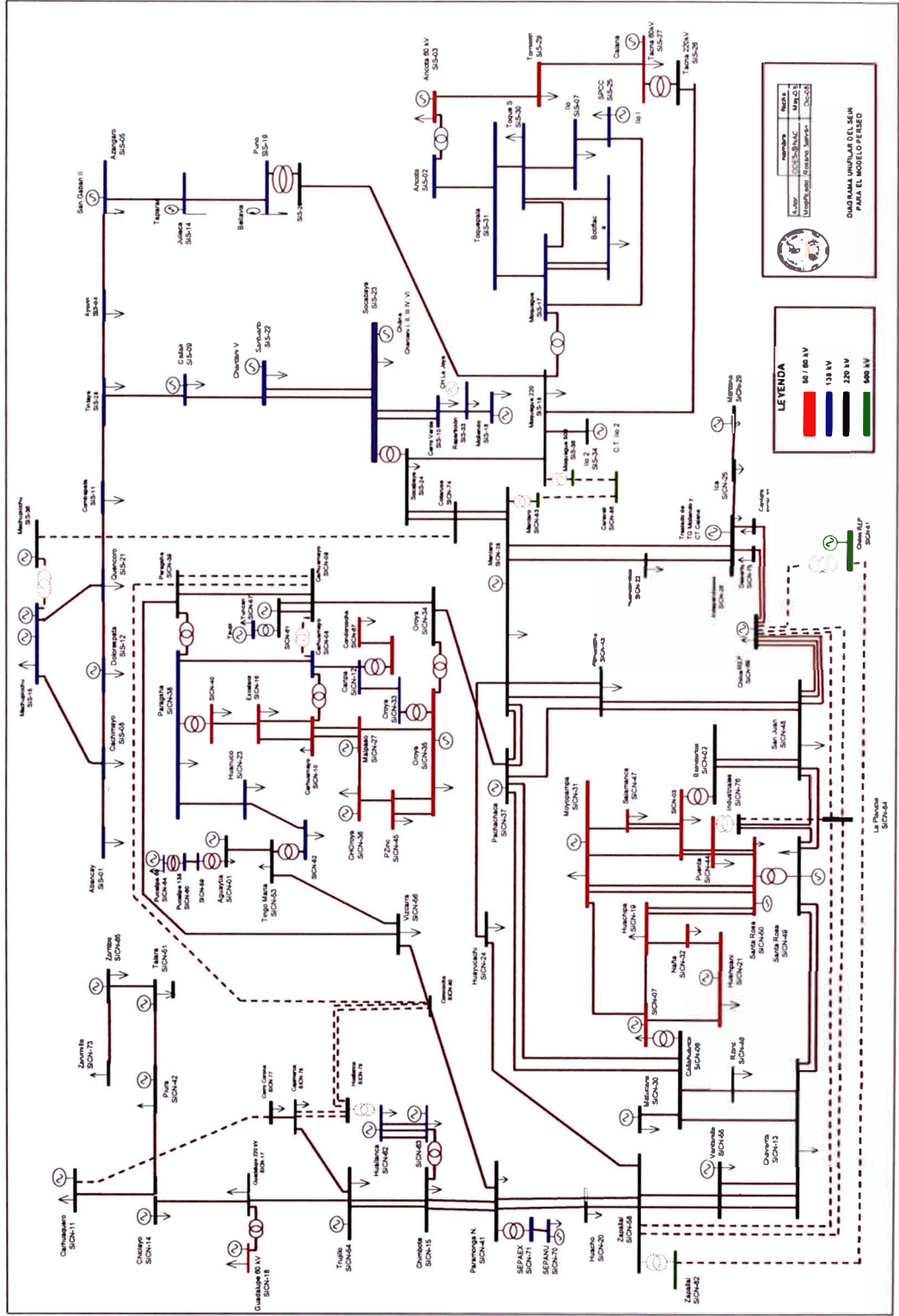


### 5.1.7 Diagrama Unifilar del SEIN para el Modelo PERSEO

En la Figura N° 08, se representa el Diagrama Unifilar del SEIN que ha sido representado en el PERSEO para el presente análisis

- 117 Barras
- 196 Líneas
- 19 Cuencas

Figura N° 08  
Diagrama Unifilar del SEIN representado en el PERSEO



## 5.2 Caso Base

### 5.2.1 Consideraciones Generales

Las simulaciones están realizadas con ayuda del Modelo Perseo<sup>15</sup>, y el horizonte de estudio es de 6 años.

Para realizar el presente análisis, se ha considerado las siguientes premisas:

- Información de los datos de ingreso del Modelo PERSEO de la fijación de mayo 2008 (Recursos de Reconsideración). Anexo 02.
- Dichos archivos han sido actualizados con los datos de ingreso del Modelo PERSEO de la fijación de mayo 2009 (Propuesta del Subcomité de Generación del COES dentro de la Propuesta de Tarifas en Barra de Mayo 2009 – Abril 2010)
- Inicio del estudio en el año 2009, por un periodo de 6 años.
- Se ha considerado el plan de obras del COES de la fijación de mayo 2009 (Propuesta del Subcomité de Generación del COES dentro de la Propuesta de Tarifas en Barra de Mayo 2009 – Abril 2010)

Cuadro N° 08  
Proyectos de Generación

<b>Fecha</b>	<b>Proyecto</b>	<b>Potencia (MW)</b>
May-09	CT. Paita	30
Jun-09	C.H. Poechos II	10
Jun-09	Repotenciamiento C.H. Pariac - CH 5 y CH 6	7.7
Jun-09	Traslado de la C.T. Calana - Gas Natural	26
Jul-09	Traslado de la C.T. Mollendo - Gas Natural	73
Jul-09	C.T. Kallpa - TG2 - Gas Natural	176
Oct-09	C.T. Chilca I - TG3 - Gas Natural	176
Nov-09	C.H. Platanal	220

<sup>15</sup> Modelo de Planeamiento Estocástico con Restricciones de Modelos Eléctricos para cálculo de costos marginales en el SEIN

<b>Fecha</b>	<b>Proyecto</b>	<b>Potencia (MW)</b>
Ene-10	C.T. Santa Rosa - TG8 - Gas Natural	186
Mar-10	C.T. Las Flores - Gas Natural	192
Jun-10	C.T. Kallpa - TG3 - Gas Natural	176

Cuadro N° 09  
Proyectos de Transmisión

<b>Fecha</b>	<b>Proyectos</b>
Mar-10	L.T. Chilca - La Planicie - Zapallal 220kV (2 ternas)
Oct-10	L.T. Carhuaquero - Corona 220kV
Oct-10	L.T. Cajamarca - Huallanca 220kV (2 ternas)
Oct-10	L.T. Huallanca - Conococha (220kV)
Oct-10	L.T. Conococha - Paragsha 220kV
Oct-10	L.T. Paragsha - Carhuamayo 220kV (2 ternas)
Mar-11	L.T. Machupicchu - Cotaruse 220kV
Mar-11	L.T. Mantaro - Caraveli - Montalvo 500kV (2 ternas)
Mar-11	L.T. Chilca - Zapallal 500kV
Oct-10	Enlace Huallanca Existente - Huallanca Nueva 138kV
Oct-10	Enlace Carhuamayo 138kV - Carhuamayo 220kV
Jun-09	L.T. Santa Rosa - Industriales 220kV
Jun-09	L.T. Industriales - San Juan 220kV
Jun-09	Industriales 220kV - Puente 60kV
Mar-11	Machupicchu 220kV - Machupicchu 138kV
Oct-10	L.T. Vizacarra - Conococha 220kV
Oct-10	L.T. Conococha - Paramonga Nueva 220kV
Mar-10	L.T. Planicie - Industriales 220kV

- Se ha considerado de forma adicional a la C.H. Quitaracsa de 114 MW para enero del 2013. Existen otros proyectos de centrales pero se encuentran fuera del periodo de análisis
- Se ha considerado un modelo Multinodal, considerándose las capacidades reales de las líneas de transmisión, en la actualidad para las fijaciones de tarifas en barra se considera sistema sin restricción por transmisión.

- Para el caso de las líneas de distribución se ha ampliado la capacidad de tal manera que no presenten congestión.
- Se ha elevado el costo de racionamiento de 250 US\$/MWh a 1000 US\$/MWh, para evitar restricciones de despacho por este costo.
- Para el presente análisis se esta considerando el inicio del año hidrológico con una Probabilidad de Excedencia<sup>16</sup> de 70% de acuerdo a lo indicado por el COES.
- Para los subsiguientes años la Probabilidad de Excedencia oscilan entre 60% y 70%
- De acuerdo a una simulación previa con ayuda del PERSEO, se determinaron los años hidrológicos para cada Probabilidad de Excedencia, los casos se corrieron de forma uninodal para cada año hidrológico (42 en total)

Cuadro N° 10  
Probabilidades de Excedencia Hidrológicas

<b>Año Hidrológicos</b>	<b>Probabilidad de Excedencia</b>
1973	2.40%
1984	4.90%
1972	7.30%
1986	9.80%
2000	12.20%
1970	14.60%
1999	17.10%
1985	19.50%
2001	22.00%
1993	24.40%
1975	26.80%
1971	29.30%
1974	31.70%

<sup>16</sup> La probabilidad de excedencia mensual es una medida probabilística basada en datos de una serie histórica, que permite distinguir las características hidrológicas de una o varias cuencas del sistema de generación, y su rango de operación está comprendido entre 0 % y 100 %. Es el valor que indica en qué porcentaje los datos históricos registrados son iguales o mayores al que corresponde a dicho valor.



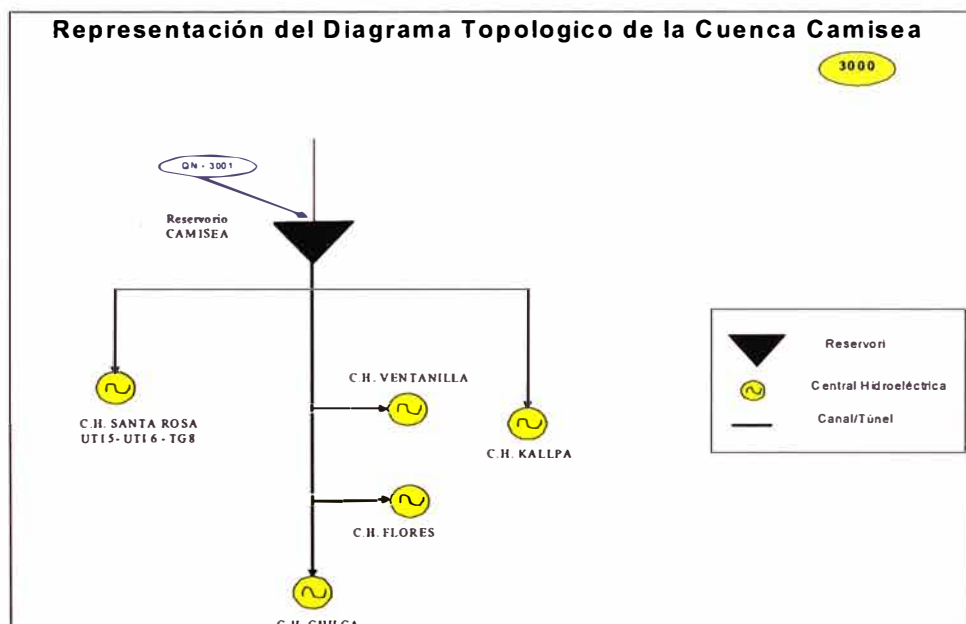
<b>Año Hidrológicos</b>	<b>Probabilidad de Excedencia</b>
2002	34.10%
1981	36.60%
1982	39.00%
1987	41.50%
1988	43.90%
1998	46.30%
1977	48.80%
1989	51.20%
1967	53.70%
1976	56.10%
1994	58.50%
1978	61.00%
2003	63.40%
1969	65.90%
1979	68.30%
1965	70.70%
1966	73.20%
1968	75.60%
1983	78.00%
1990	80.50%
1980	82.90%
1996	85.40%
1997	87.80%
1991	90.20%
1995	92.70%
2005	95.10%
2004	97.60%
1992	100.00%

- El año de inicio hidrológico considerado para el caso base es el año 1965
- En el modelo PERSEO se ha representado a las centrales térmicas de gas natural de Camisea que se encuentran ubicadas en el City Gate como si fueran centrales hidráulicas y se ha representado su cuenca hidrográfica.

- Se ha considerado a la unidad Westinghouse de la C.T. Santa Rosa (TG7) que opera con combustible diesel 2.
- Las unidades de la C.T. Calana y C.T. Mollendo se consideran como unidades térmica que opera con gas natural de Camisea por encontrarse conectadas antes del City Gate.
- Los costos de los combustibles líquidos se han actualizado de acuerdo a lo publicado por el publicado por Electroperú al 2 de diciembre, el precio del carbón se actualizo al 30 de noviembre de acuerdo a la lista de precios publicad por OSINERGMIN y los de gas natural se tomaron de la propuesta del COES de la fijación de Tarifas en Barra actualizados al 1 de octubre del 2008

Figura N° 09

Representación de la CT a Gas Natural como Centrales Hidráulicas



- Se ha adecuado los bloques horarios de tal manera que se ha desdoblado el bloque punta en 2, punta y súper punta (spunta), el bloque de la súper punta equivale a la demanda máxima de 1 hora de duración por día. Este ajuste nos permitirá apreciar con mayor precisión el despacho para la máxima demanda ya que al considerar 5 horas se pierde exactitud ya que se analiza una demanda más plana.

**Cuadro N° 11**  
**Bloques Horarios**

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
<b>BLOQUE 1</b>												
2009	25	24	27	23	26	25	24	26	26	26	25	24
2010	25	24	27	23	26	25	24	26	26	26	25	24
2011	25	24	27	23	26	25	24	26	26	26	25	24
2012	25	25	27	23	26	25	24	26	26	26	25	24
2013	25	24	27	23	26	25	24	26	26	26	25	24
2014	25	24	27	23	26	25	24	26	26	26	25	24
<b>BLOQUE 2</b>												
2009	100	96	108	92	104	100	96	104	104	104	100	96
2010	100	96	108	92	104	100	96	104	104	104	100	96
2011	100	96	108	92	104	100	96	104	104	104	100	96
2012	100	100	108	92	104	100	96	104	104	104	100	96
2013	100	96	108	92	104	100	96	104	104	104	100	96
2014	100	96	108	92	104	100	96	104	104	104	100	96
<b>BLOQUE 3</b>												
2009	340	300	330	335	335	325	345	335	320	335	325	345
2010	340	300	330	335	335	325	345	335	320	335	325	345
2011	340	300	330	335	335	325	345	335	320	335	325	345
2012	340	310	330	335	335	325	345	335	320	335	325	345
2013	340	300	330	335	335	325	345	335	320	335	325	345
2014	340	300	330	335	335	325	345	335	320	335	325	345
<b>BLOQUE 4</b>												
2009	279	252	279	270	279	270	279	279	270	279	270	279
2010	279	252	279	270	279	270	279	279	270	279	270	279
2011	279	252	279	270	279	270	279	279	270	279	270	279
2012	279	261	279	270	279	270	279	279	270	279	270	279
2013	279	252	279	270	279	270	279	279	270	279	270	279
2014	279	252	279	270	279	270	279	279	270	279	270	279

- Se ha considerado el crecimiento de demanda del 2008 al 2011 de acuerdo a la informado por el COES, a partir del año 2012 se ha considerado una demanda moderada con crecimiento del 5%

**Cuadro N° 12**  
**Demanda de Energía del SEIN**

año	Energía (GWh)	(%)
2008	28831	8.7%
2009	30244	4.9%
2010	32301	6.8%
2011	35466	9.8%
2012	37239	5.0%
2013	39101	5.0%
2014	41056	5.0%

- Se ha considerado la capacidad máxima del ducto de Camisea en su último tramo Pisco - Lurin 290 MMPC, restando a la capacidad máxima del ducto los volúmenes de gas natural utilizados en otras actividades diferentes a la generación de electricidad<sup>17</sup>.

<sup>17</sup> Consumos proyectados de consumo de gas natural (Millones PC/d) – TGP. Fuente: DGN - OSINERGMIN

**Cuadro N° 13**  
**Volúmenes de Gas Natural de otras actividades diferentes a la**  
**Generación de Electricidad**

<b>Año</b>	<b>MMPCD*</b>
2008	95,73
2009	116,56
2010	221,12
2011	230,79
2012	243,79
2013	249,15
2014	254,43

\*Proyecciones Fijación Tarifaria Mayo 2008 – OSINERGMIN  
 Recurso de Reconsideración

- De acuerdo a la informado por el COES se esta considerando la siguiente disponibilidad gas natural de Camisea para generación de electricidad

**Cuadro N° 14**  
**Capacidad del ducto disponible para la generación de electricidad considerando la**  
**disponibilidad indicada por el COES**

<b>Año</b>	<b>MMPCD</b>	<b>MMPC/h</b>
2008 (nov-dic)	185,00	7,71
2009 (ene-ago)	185,00	7,71
2009 (set-dic)	240,00	10,00
2010	328,88	13,70

- A partir del año 2011, para determinar capacidad del ducto disponible para la generación de electricidad, se ha restado a la capacidad máxima del ducto de Camisea en el último tramo Pisco - Lurin a 450 MMPC<sup>18</sup>, los volúmenes de gas natural utilizados en otras actividades diferentes a la generación de electricidad

Cuadro N° 15

Capacidad del ducto disponible para la generación de electricidad considerando las ampliaciones

Año	MMPCD	MMPC/h
2011	219,21	9,13
2012	206,21	8,59
2013	200,85	8,37
2014	195,57	8,15

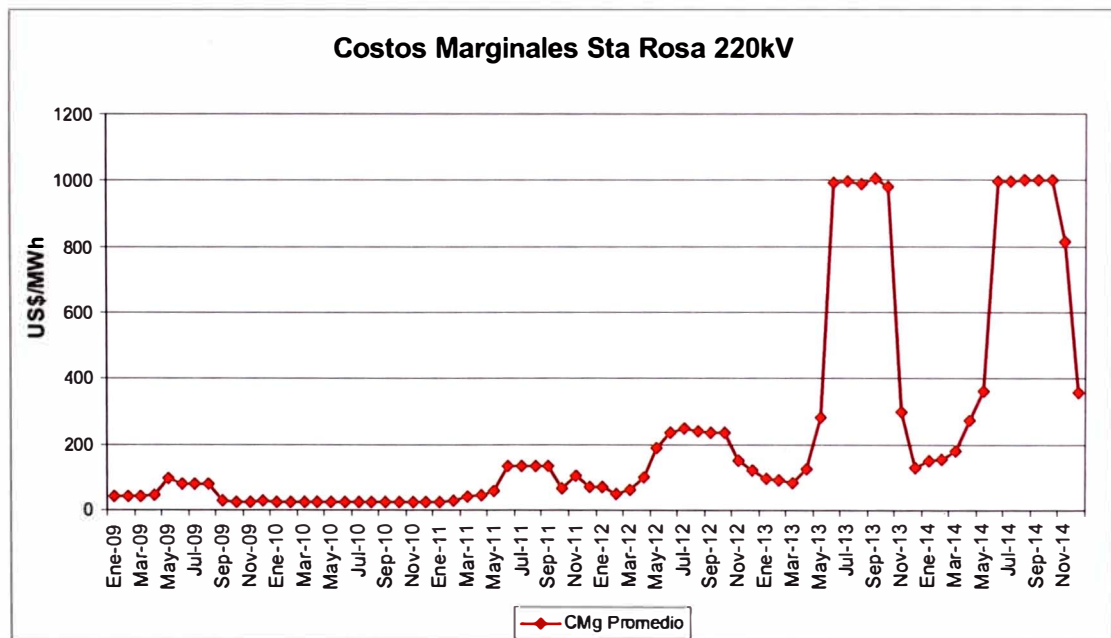
## 5.2.2 Evaluación de Resultados

A continuación se muestran los principales resultados obtenidos teniendo las consideraciones previamente indicadas.

### 5.2.2.1 Costos Marginales

Gráfico N° 15

Costos Marginales Promedio en la Barra Santa Rosa 220 kV

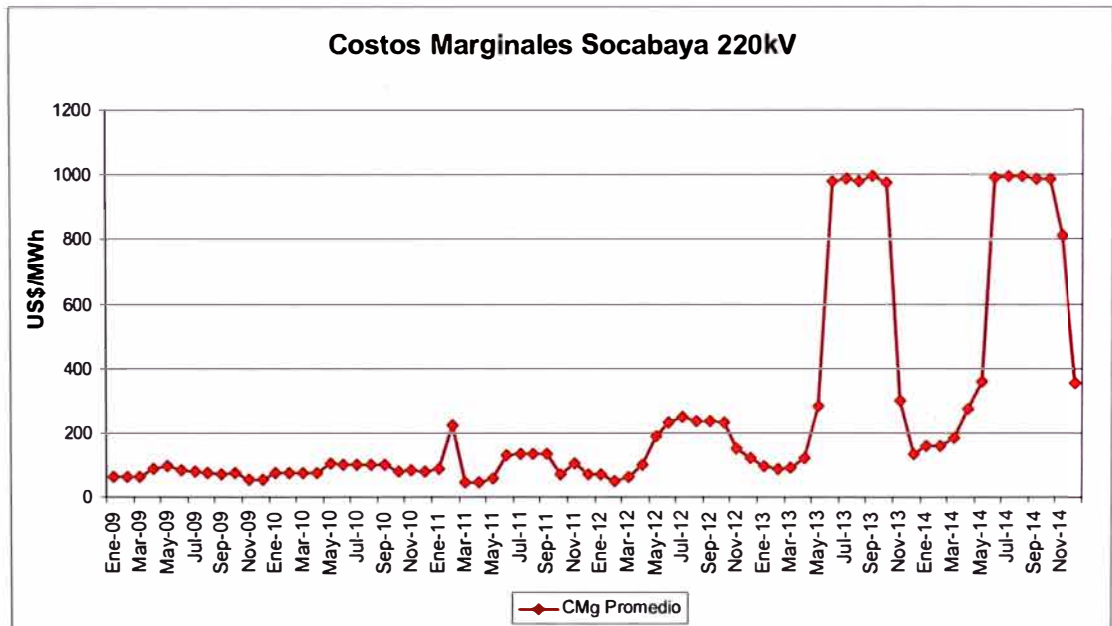


<sup>18</sup> Ampliación del ducto de Camisea en el último tramo Pisco - Lurin a 450 MMPC en setiembre 2009

Gráfico N° 16  
Costos Marginales Promedio en la Barra Trujillo 220 kV

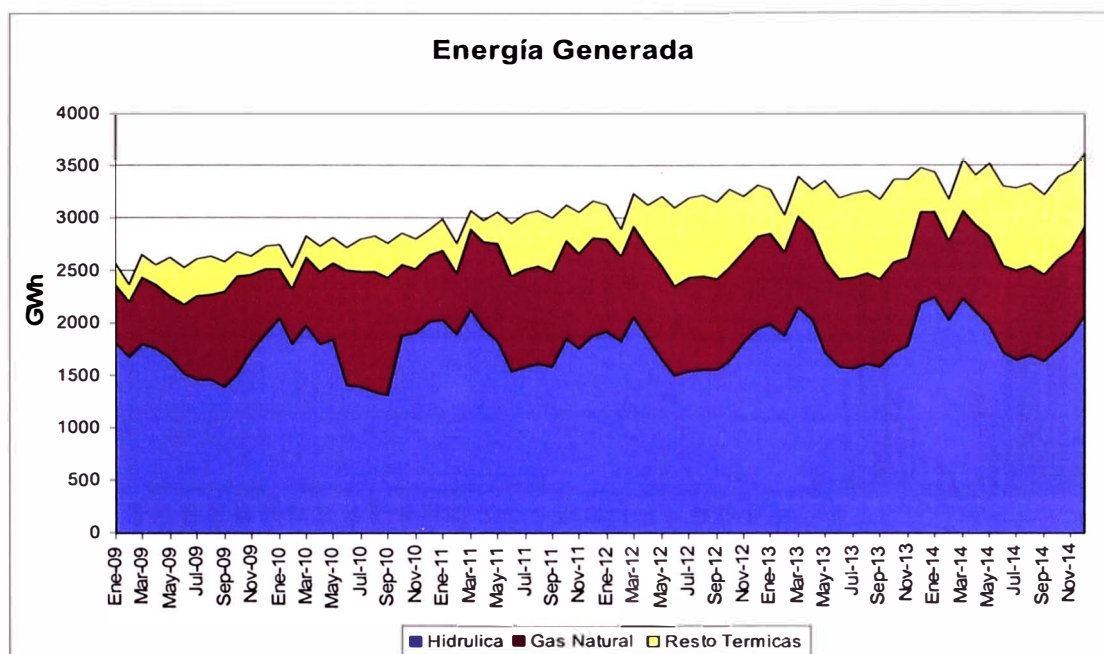


Gráfico N° 17  
Costos Marginales Promedio en la Barra Socabaya 220 kV



### 5.2.2.2 Energía por Tipo de Generación

Gráfico N° 18  
Energía Generada por Tipo de Generación



### 5.2.2.3 Déficit de Generación

Gráfico N° 19  
Déficit de Generación de Energía

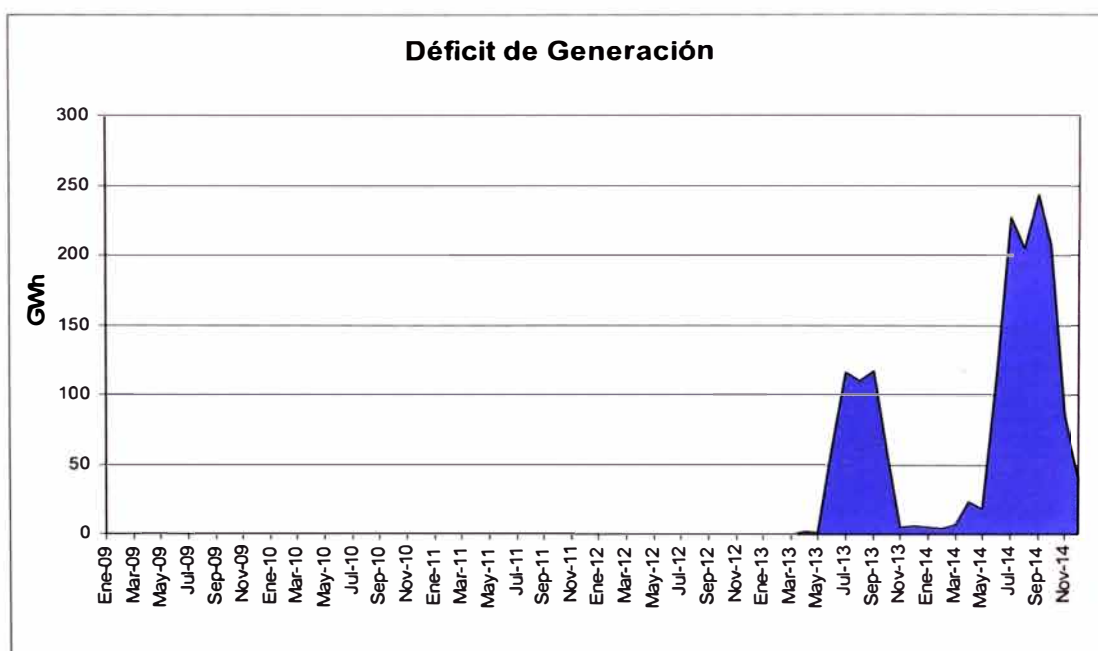
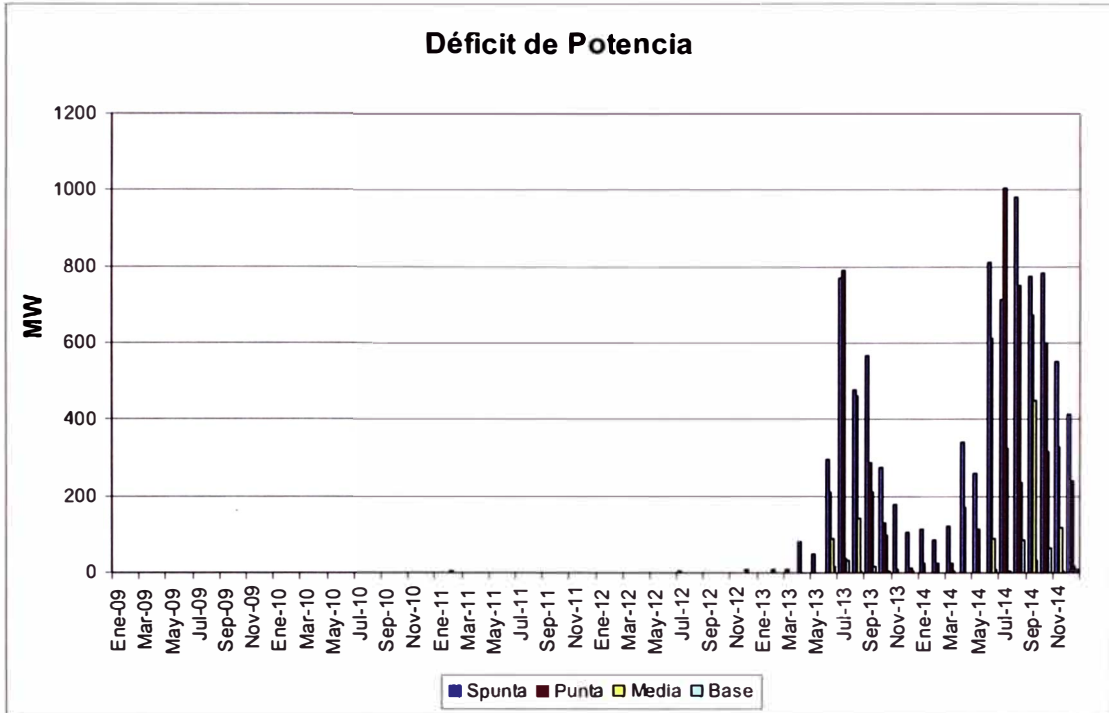
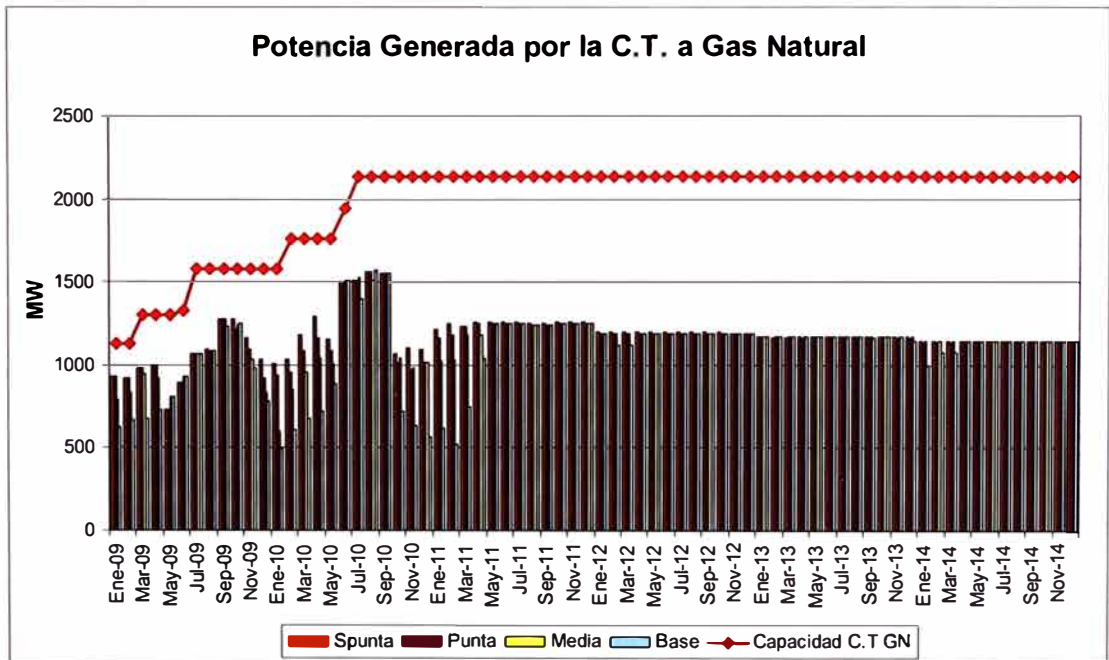


Gráfico N° 20  
Déficit de Generación de Potencia



5.2.2.4 Potencia Generada por Gas Natural

Gráfico N° 21  
Capacidad Existente y Potencia Generada por las Centrales a Gas Natural

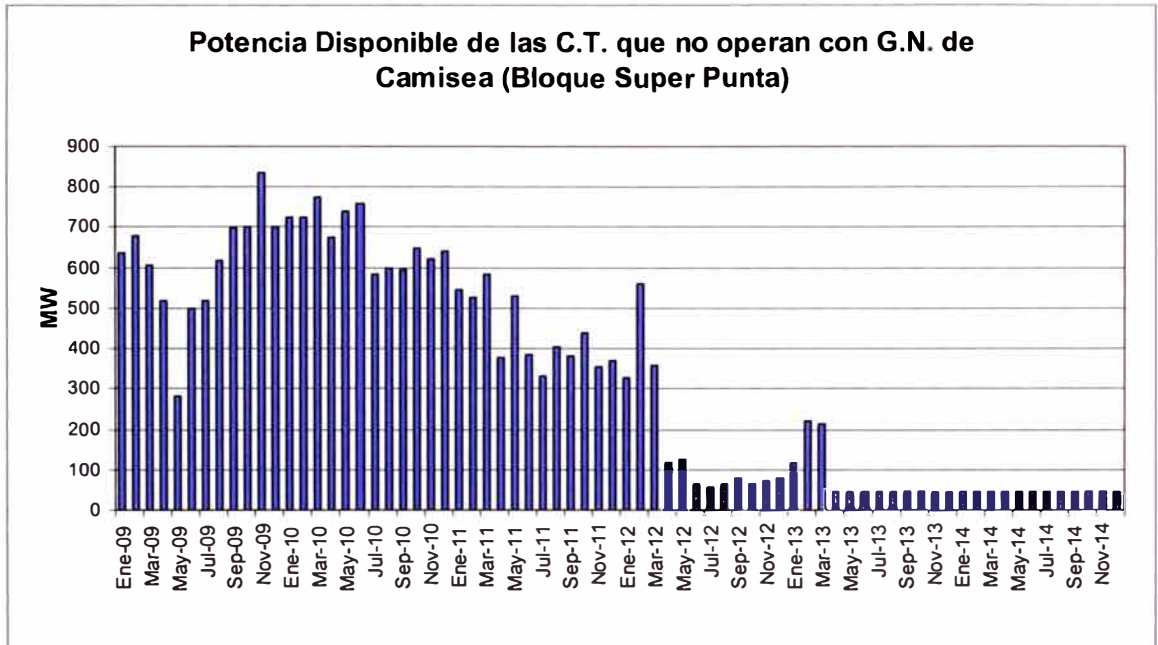




**5.2.2.5 Potencia Disponible de las Unidades Térmicas que no operan con Gas Natural**

Gráfico N° 22

Capacidad Disponible de las C.T. que no operan con Gas Natural



**5.2.2.6 Transmisión**

Gráfico N° 23

Flujo de Potencia de la Línea Mantaro – Socabaya 220kV

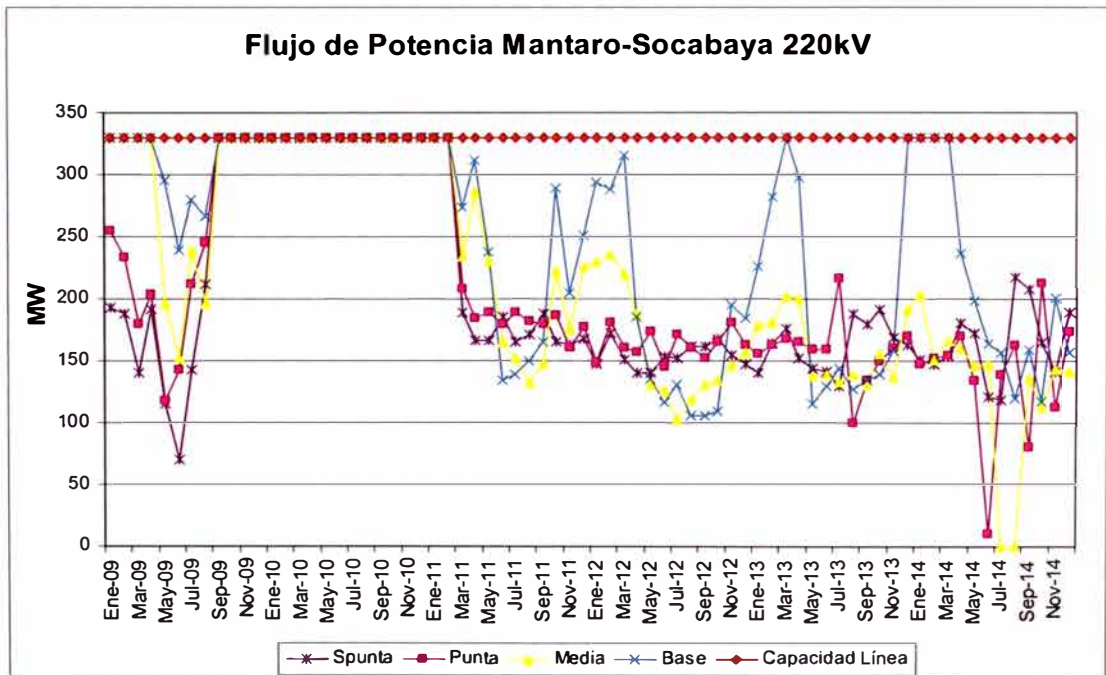
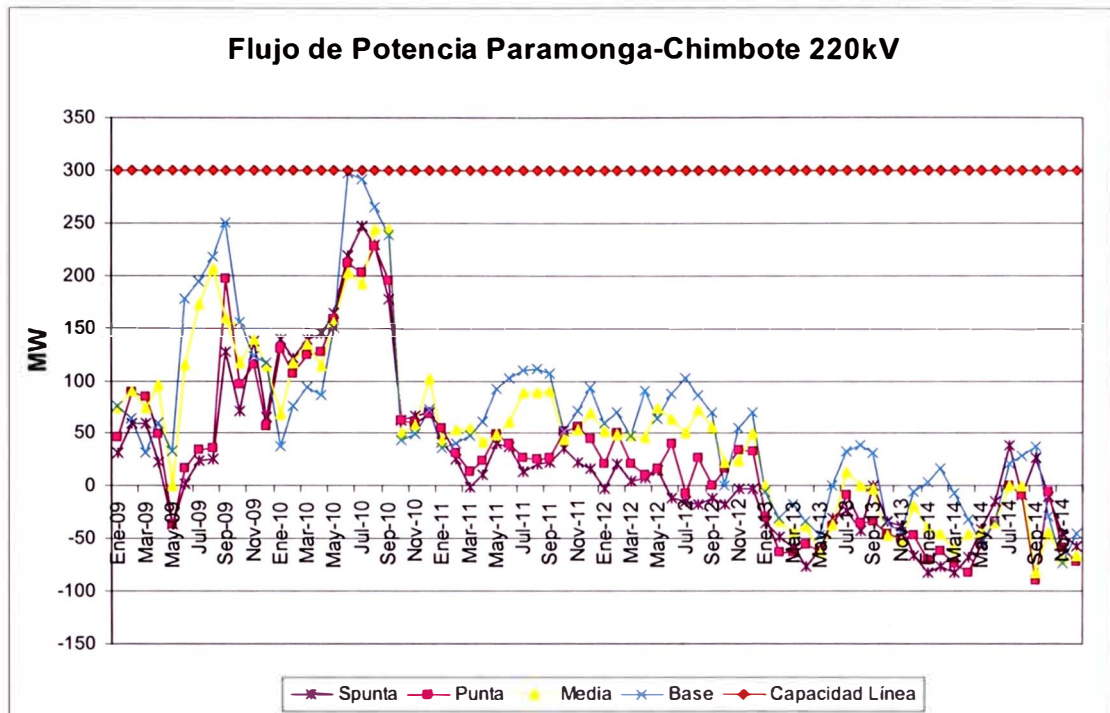


Gráfico N° 24  
Flujo de Potencia de la Línea Paramonga – Chimbote 220kV



### 5.2.3 Comentario de los Resultados

- En los gráficos mostrados se puede apreciar la variabilidad de los precios dependiendo si se tratan de periodos de avenida o estiaje.
- Se puede observar que los precios disminuyen en el año 2010, esto básicamente por la ampliación del ducto de Camisea, se puede apreciar en el Gráfico N° 18 que aumenta la participación de las centrales que operan con gas natural de Camisea pero vuelven incrementarse en el año 2011 esto debido a la congestión del ducto.
- Esta mayor participación del gas natural de Camisea se observa en la barra Santa Rosa 220kV, esto debido a la cercanía en la ubicación de las centrales que operan con este combustible, respecto a las barras Trujillo 220kV y Socabaya 220kV también se puede apreciar una disminución de precios para el año 2010, esto básicamente por la ampliación del ducto de Camisea a fines del 2009.
- Ahora debido al aumento del consumo de gas natural para uso de demanda que no es de generación eléctrica, la capacidad se va reduciendo para uso eléctrico se va

reduciendo, debido a los tipos de contrato que posee TGP (Contratos Firmes e Interrumpibles), ellos pueden seguir contratando hasta el tope de capacidad de contratos firmes.

En el Gráfico N° 21 se observa la capacidad existente y la potencia generada por las unidades a gas natural observándose claramente que se tiene capacidad que no esta siendo despachada por problemas de abastecimiento de gas, se tiene aproximadamente 1000 MW de potencia sin despachar.

Si se observan los gráficos de la energía generada se puede apreciar que la demanda en las épocas de estiaje son cubiertas por las unidades a gas natural, pero a medida que va incrementándose la demanda es necesario incluir unidades térmicas con costos variables más elevados.

También se puede apreciar que ya en el año 2011 y mas acentuado aun en el 2012 a adelante se presenta déficit de energía, este problema ya se ha presentado en el año 2008 en varias oportunidades donde se ha tenido que reducir la demanda de las grandes clientes para evitar cortes y racionamiento

También se puede apreciar en el Gráfico que de concretarse los proyectos de las unidades TG3 de C.T. Chilca, TG2 y TG3 de C.T. Kallpa, TG8 de la C.T. Santa Rosa y CT Flores, tendríamos una capacidad de 1000 MW aproximadamente que no podría despacharse por falta de combustible.

Otra de los puntos resaltantes que se observan en las gráficas es la congestión en la líneas Mantaro – Socabaya 220kV en al año 2010, en el sentido de centro a sur, debido a que no se puede exportar mas energía en ese sentido, lo que nos indicaría que de poner mas unidades en Chilca o en la zona centro nos traería serios problemas con las transmisión.

Otras líneas que presentan congestión son: Chiclayo – Carhuaquero 220kV, San Juan – Balnearios 220kV, Independencia – Ica 220kV, Ilo – SPCC 138kV y San Juan – Chilca REP 220kV.

También se tiene transformadores sobrecargados como: Tingo María 220/138 kV, Industriales/Puente 220/60kV y Huallanca 220/138 kV.

### 5.3 Caso A: Considerando Unidades de Emergencia del Estado

#### 5.3.1 Consideraciones Generales

De acuerdo a la Resolución Ministerial N° 412-2008-MEM/DM, publicada el 07 de setiembre de 2008, que en concordancia con las medidas contenidas en el Decreto de Urgencia N° 037-2008 y mediante el Ministerio de Energía y Minas (MEM) declaró la existencia de Situación de Restricción Temporal de Generación disponiendo, además, que consideró que la magnitud de capacidad adicional de generación necesaria para el abastecimiento seguro y oportuno de energía eléctrica al SEIN, es de hasta 300 MW, repartido en tres barras como se muestra en el Cuadro N° 16.

Cuadro N° 16  
Centrales Térmicas de Emergencia de Electroperú

<b>Fecha</b>	<b>Proyecto</b>	<b>Potencia (MW)</b>	<b>Barra de Conexión</b>
may-2009	ELP - Trujillo	125.0	Trujillo 220 kV
may-2009	ELP - Zapallal	115.0	Zapallal 220 kV
may-2009	ELP - Mollendo	60.0	Mollendo 138 kV

Al caso base original se ha considerado solo la inclusión de estas tres centrales, operando las tres con combustible diesel 2. También cabe mencionar que la duración del Decreto de Urgencia es de 3 años, periodo que ha sido considerado en la siguiente simulación.

Respecto al despacho el Artículo 4° del Decreto Legislativo N° 1041, dispone que, en períodos de congestión en el suministro de gas natural, los generadores podrán distribuir entre ellos de manera eficiente el gas natural y/o la capacidad de transporte disponible contratada y que, asimismo, podrán acordar con los usuarios industriales de gas natural la reasignación de la capacidad de transporte para fines de generación eléctrica, señala además que, a falta de acuerdos, el COES será el encargado de coordinar con el transportista y productor de gas natural las nominaciones de suministro y transporte de gas natural para los Generadores y su redistribución a efecto del despacho eficiente del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Además se dispone que los Generadores perjudicados con esta reasignación recibirán una compensación que

cubra sus costos adicionales incurridos debido a ellos, la cual deberá ser asumida por los Generadores beneficiados con la reasignación que establezca el COES;

Respecto a los precios la Quinta Disposición Transitoria del Decreto Legislativo N° 1041, establece que, en tanto no entre en vigencia la nueva definición de Potencia Firme, cuando se produzca restricción total o parcial de suministro de gas natural a centrales de generación eléctrica debido a congestión en el sistema de transporte de la Red Principal definida en la Ley N° 27133, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, los costos marginales de corto plazo serán iguales a los costos marginales que se hubieran presentado sin la congestión, calculados por el COES mediante un despacho idealizado, asimismo se menciona en la citada Quinta Disposición Transitoria, que los costos adicionales de combustible en que incurran las centrales que operan con costos variables superiores a los referidos costos marginales de corto plazo del despacho idealizado sin congestión, serán pagados por los Generadores y los Usuarios en partes iguales<sup>19</sup>;

### **5.3.2 Evaluación de Resultados**

A continuación se muestran los principales resultados obtenidos teniendo las consideraciones previamente indicadas.

#### **5.3.2.1 Costos Marginales**

---

<sup>19</sup> Resolución Consejo Directivo OSINERGMIN N° 568-2008-OS/CD " Procedimiento para Trasladar a los Usuarios de Electricidad los Costos Adicionales por Congestión en el Ducto de Camisea"

Gráfico N° 25  
 Costos Marginales Promedio en la Barra Santa Rosa 220 kV

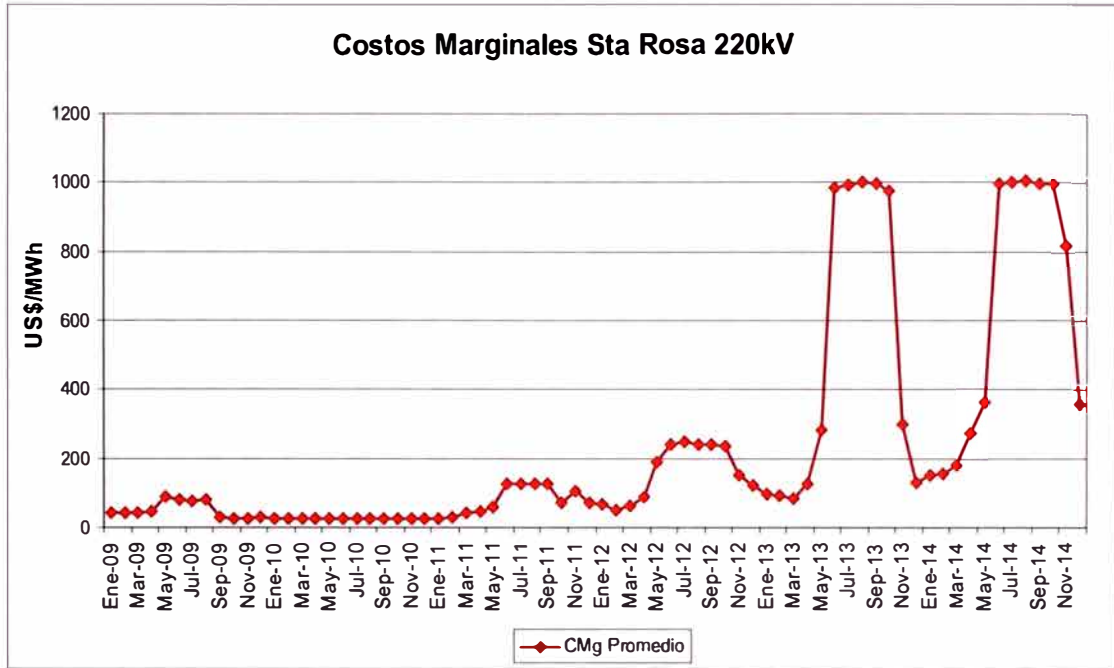
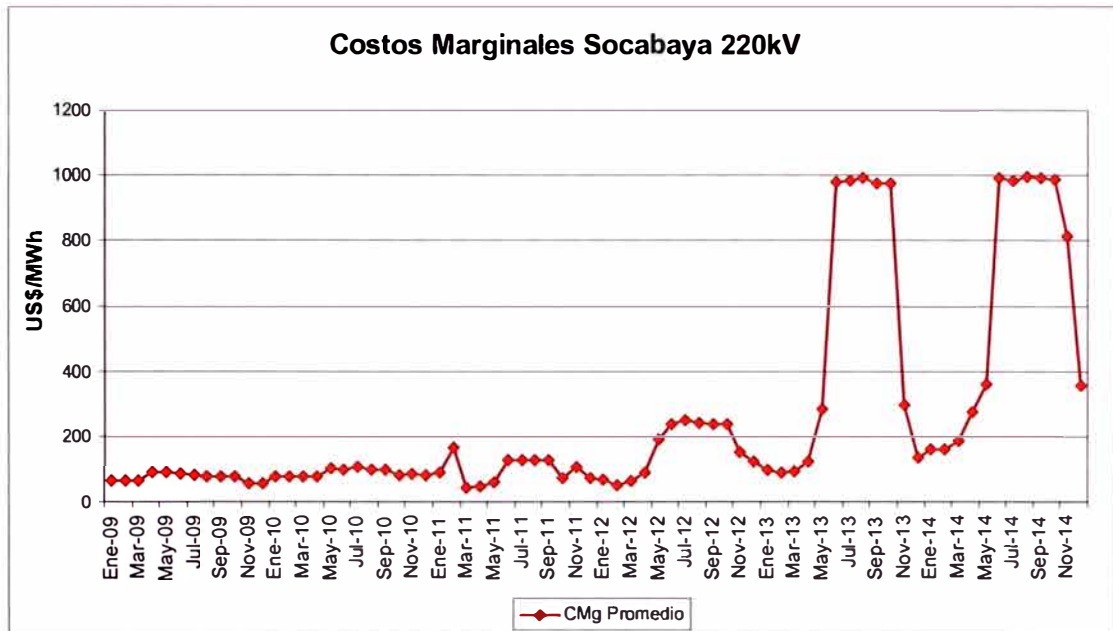


Gráfico N° 26  
 Costos Marginales Promedio en la Barra Trujillo 220 kV

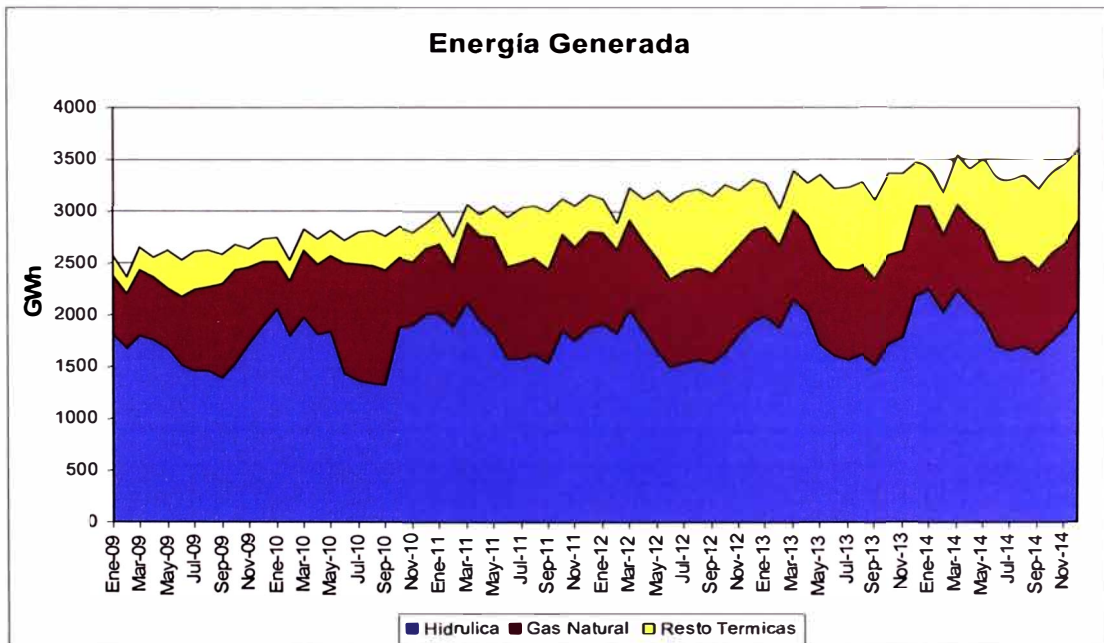


Gráfico N° 27  
 Costos Marginales Promedio en la Barra Socabaya 220 kV



5.3.2.2 Energía por Tipo de Generación

Gráfico N° 28  
 Energía Generada por Tipo de Generación



5.3.2.3 Déficit de Generación

Gráfico N° 29  
Déficit de Generación de Energía

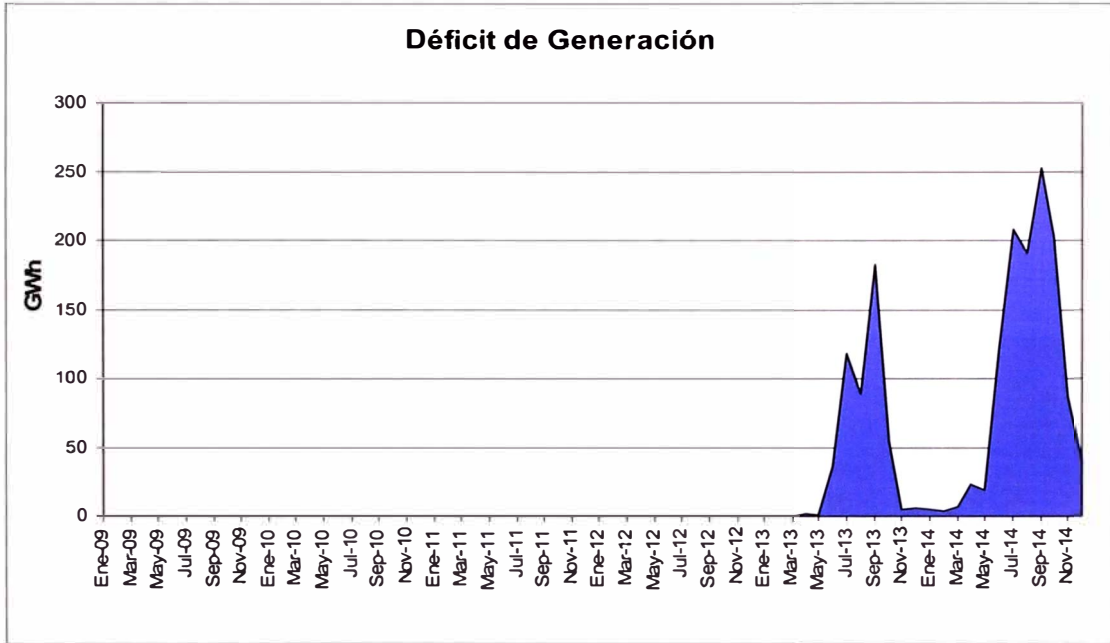
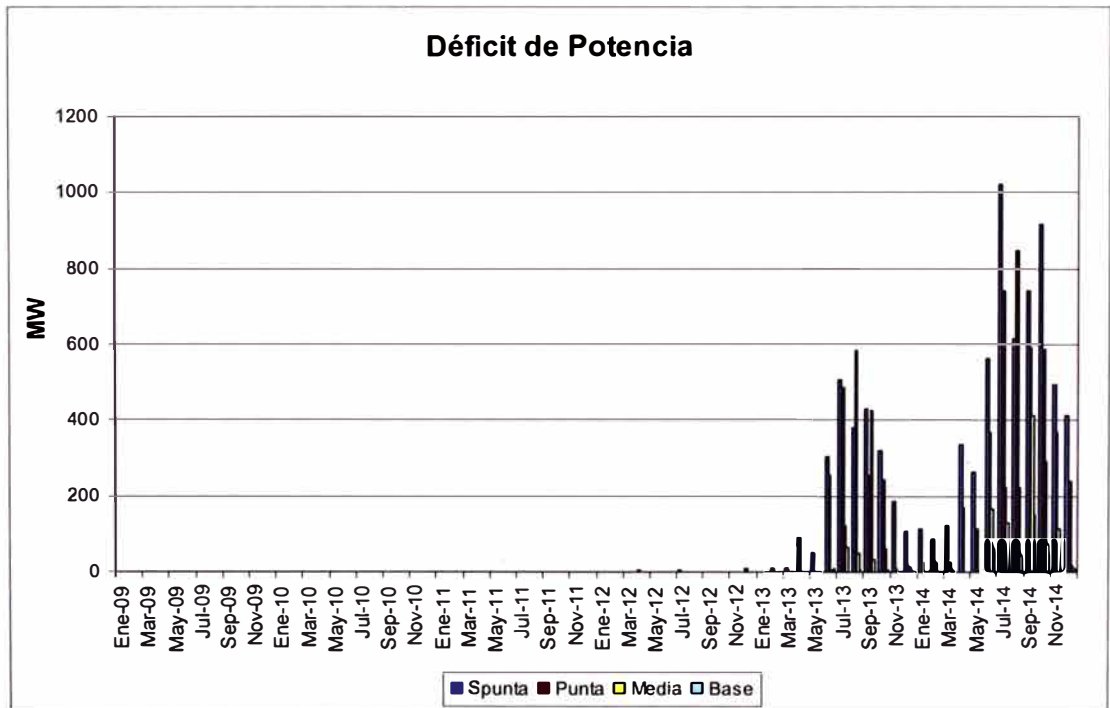


Gráfico N° 30  
Déficit de Generación de Potencia

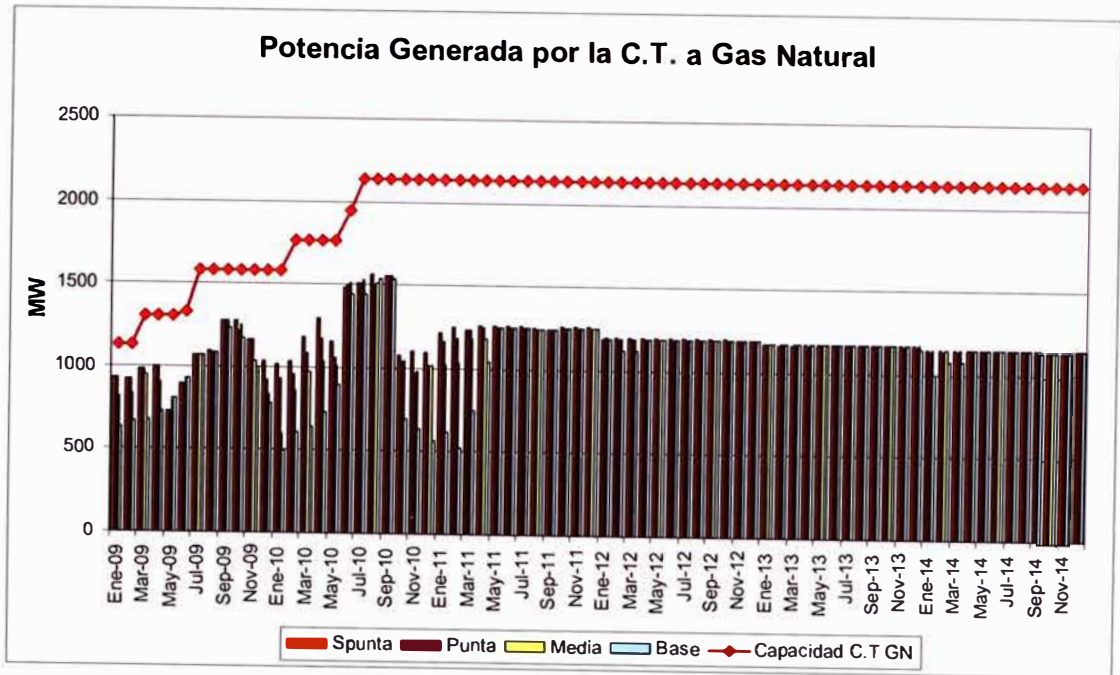




### 5.3.2.4 Potencia Generada por Gas Natural

Gráfico N° 31

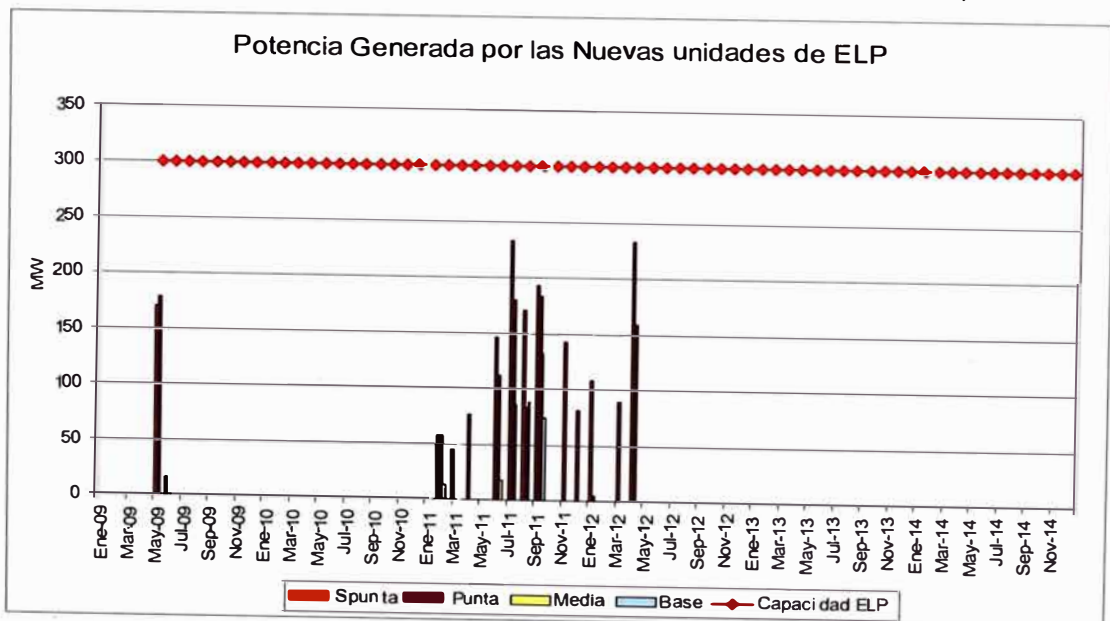
Capacidad Existente y Potencia Generada por las Centrales a Gas Natural



### 5.3.2.5 Potencia Generada por las Unidades de Emergencia de Electroperú

Gráfico N° 32

Potencia Generada por las Unidades de Emergencia de Electroperú



5.3.2.6 Transmisión

Gráfico N° 33

Flujo de Potencia de la Línea Mantaro – Socabaya 220kV

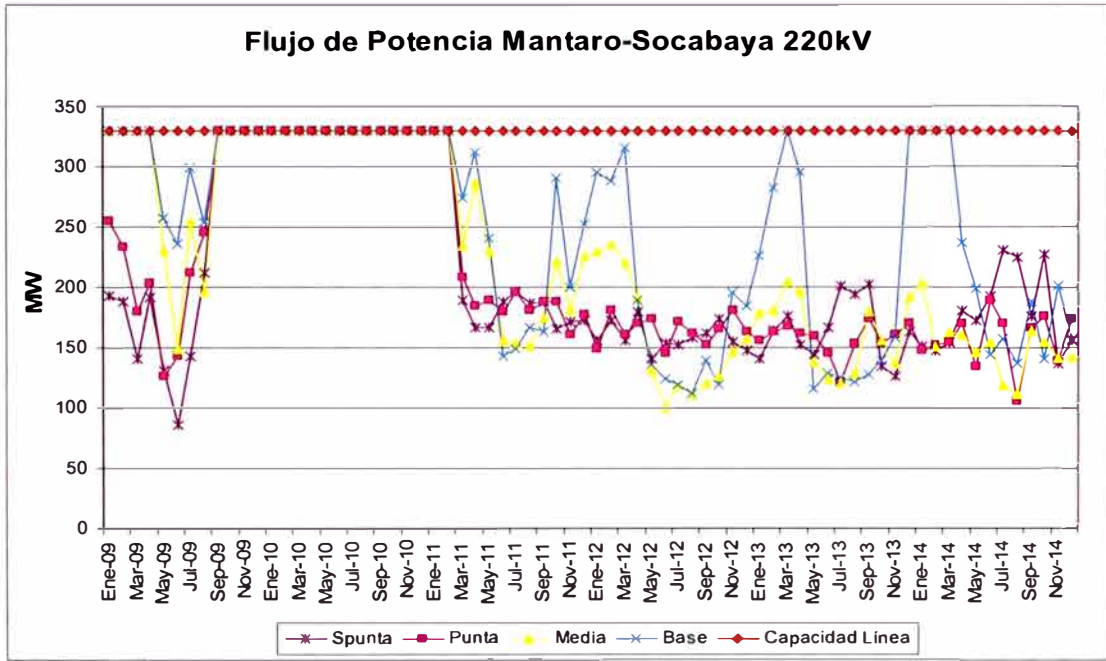
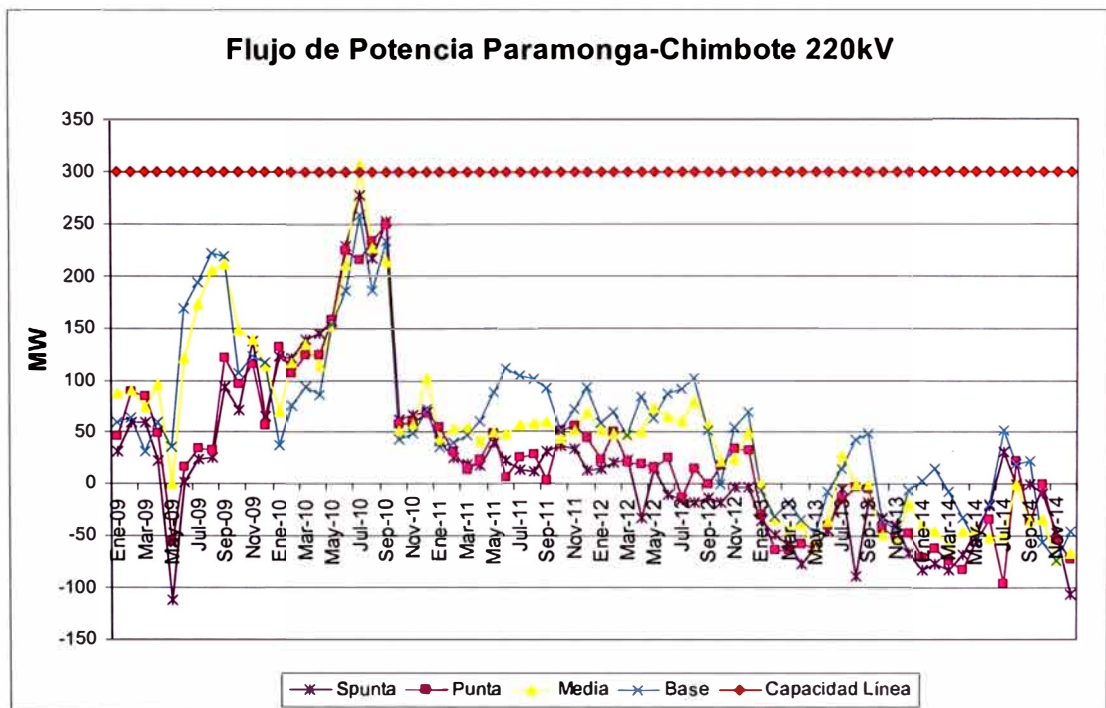


Gráfico N° 34

Flujo de Potencia de la Línea Paramonga – Chimbote 220kV



### **5.3.3 Comentario de los Resultados**

La propuesta de costos idealizados es una medida temporal a fin de estabilizar los precios, el 50% de los costos incurridos por este cálculo que le corresponde pagar a la demanda se incluirán en el PCSPT<sup>20</sup>

Ahora la solución de las unidades de emergencia de Electroperú no soluciona el problemas de precios sino da garantía para asegurar el abastecimiento del SEIN

Se siguen presentando problemas de congestión, déficit y precios altos

Estas unidades de emergencia estarían entrando a operar en el año 2011 y estarían cubriendo especialmente la súper punta y la punta

## **5.4 Caso Base Considerando un Nuevo Ducto**

### **5.4.1 Consideraciones Generales**

Considerando un nuevo ducto paralelo al ya existente, cuya fecha de ingreso sería en enero 2012, ya que este ducto no podría entrar antes de 3 años que sería el periodo de construcción, se considera el nuevo ducto con características similares al actual después de la ampliación del tramo de la costa, ósea con una capacidad de 450 MMPC en el último tramo, con posibilidades de ampliación.

Debido a que este proyecto de concretarse no podría entrar antes de los tres años, se considera también las unidades de emergencia de Electroperú.

### **5.4.2 Evaluación de Resultados**

A continuación se muestran los principales resultados obtenidos teniendo las consideraciones previamente indicadas.

5.4.2.1 Costos Marginales

Gráfico N° 35  
Costos Marginales Promedio en la Barra Santa Rosa 220 kV

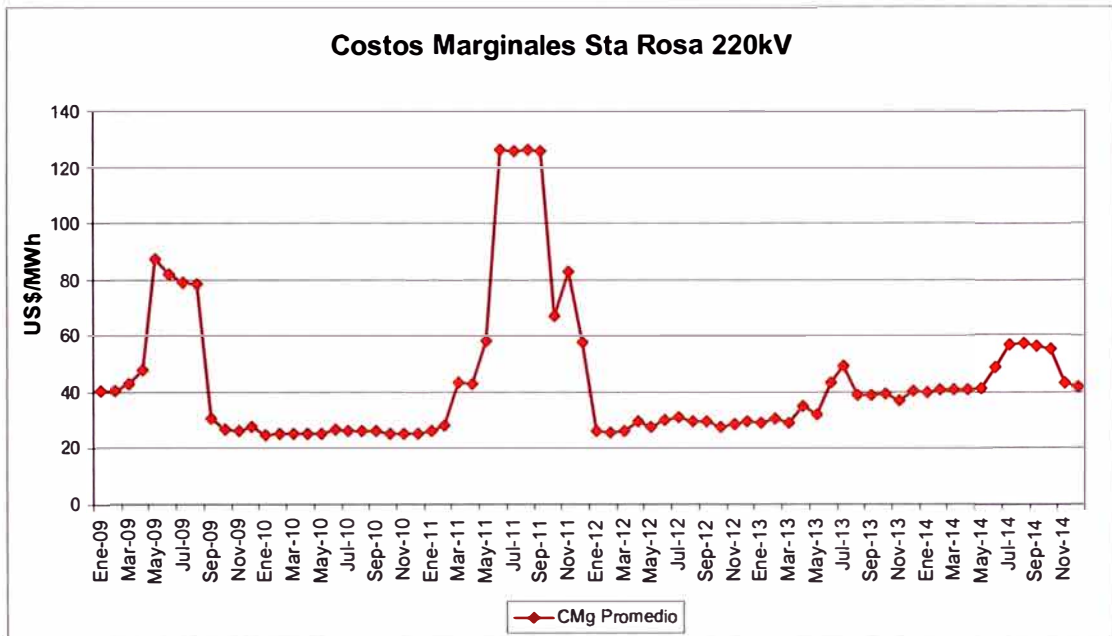
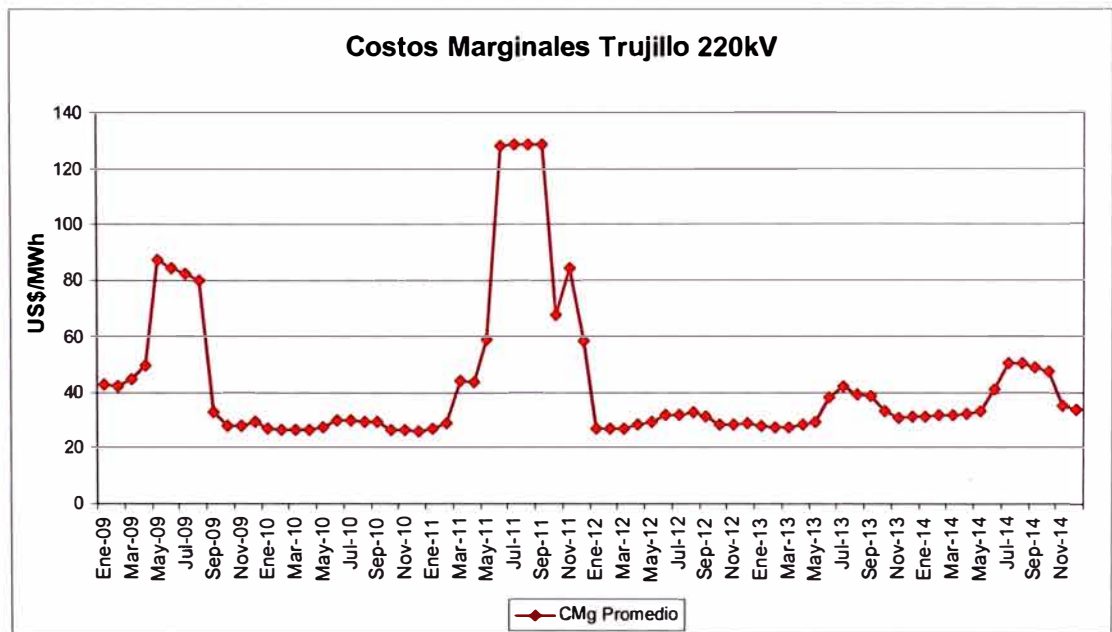
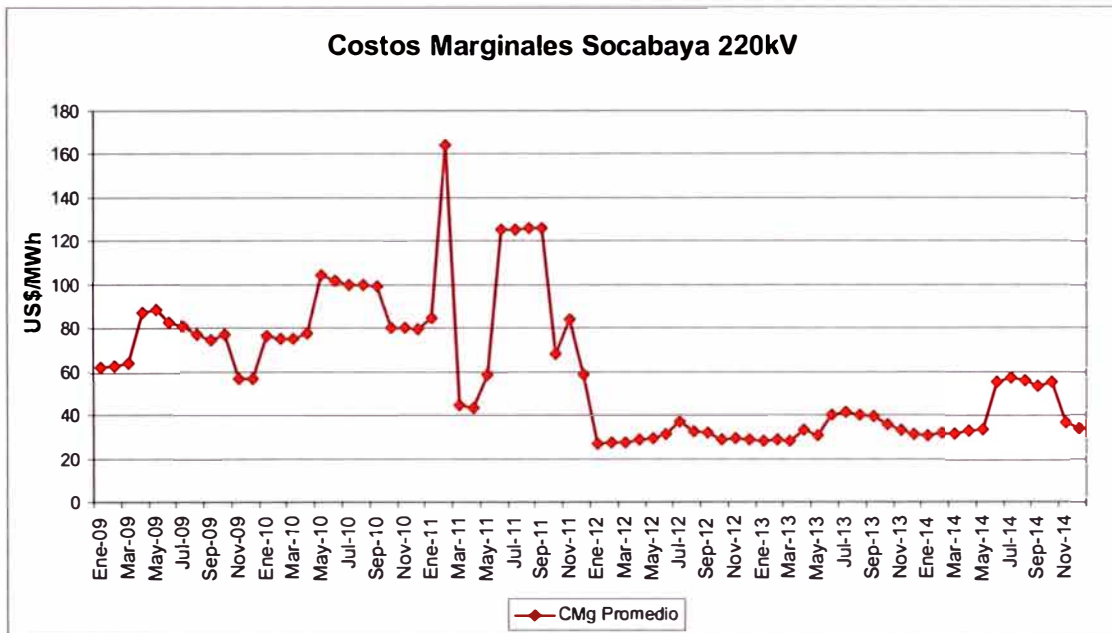


Gráfico N° 36  
Costos Marginales Promedio en la Barra Trujillo 220 kV



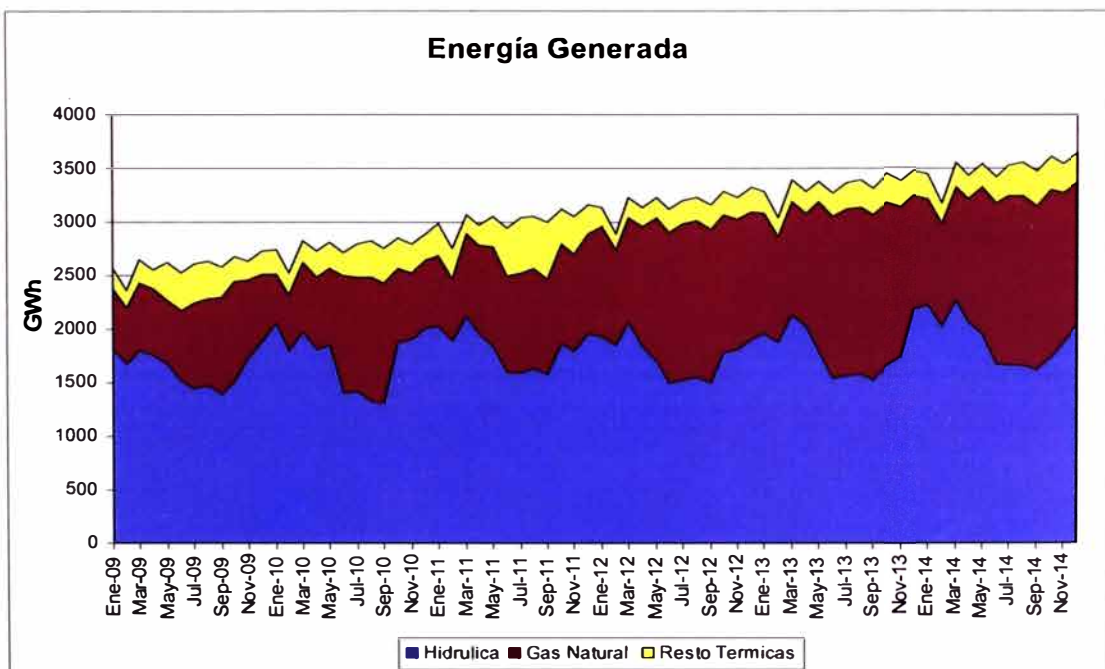
<sup>20</sup> Peaje de Conexión al Sistema Principal de Transmisión

Gráfico N° 37  
 Costos Marginales Promedio en la Barra Socabaya 220 kV



5.4.2.2 Energía por Tipo de Generación

Gráfico N° 38  
 Energía Generada por Tipo de Generación



5.4.2.3 Déficit de Generación

Gráfico N° 39  
Déficit de Generación de Energía

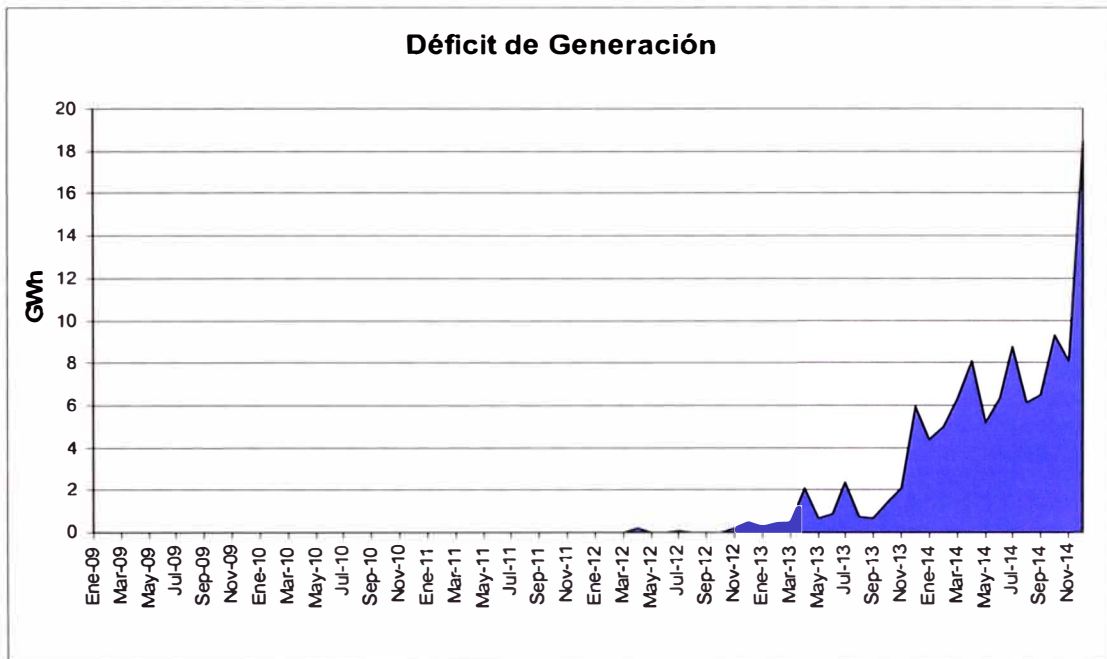
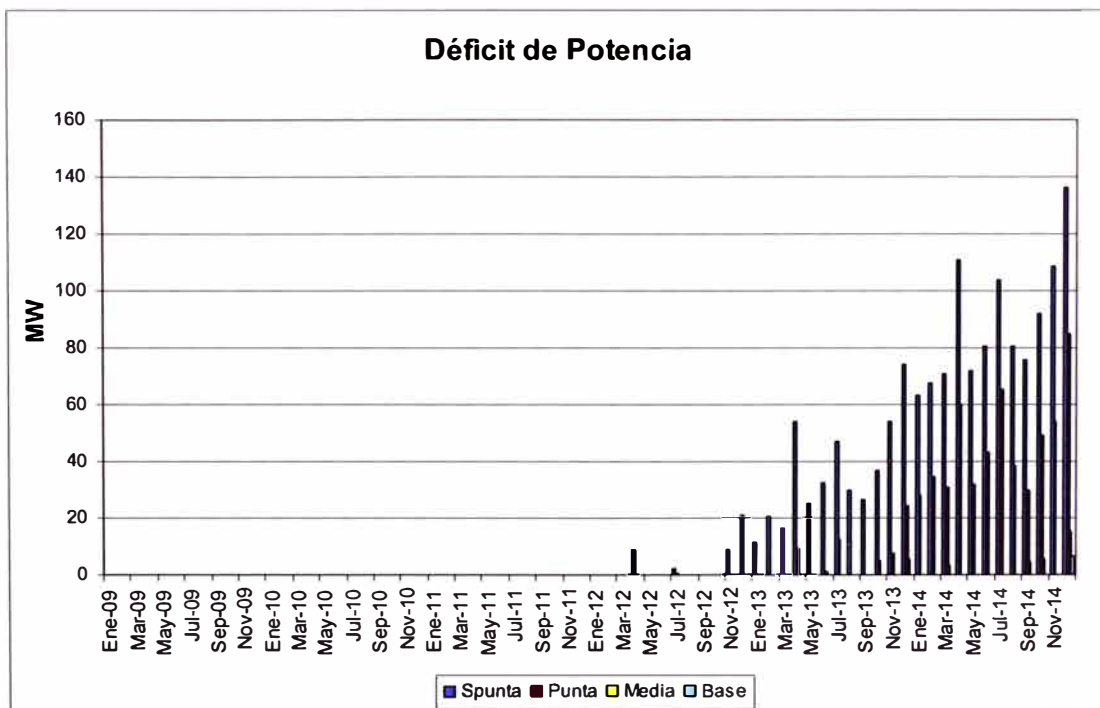


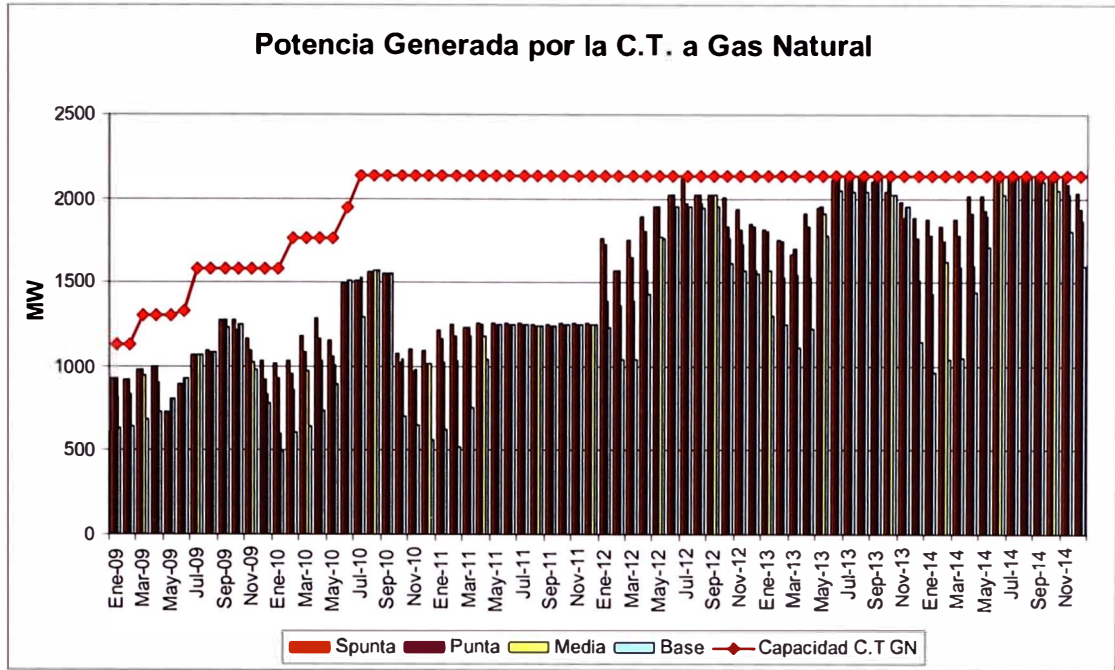
Gráfico N° 40  
Déficit de Generación de Potencia



**5.4.2.4 Potencia Generada por Gas Natural**

Gráfico N° 41

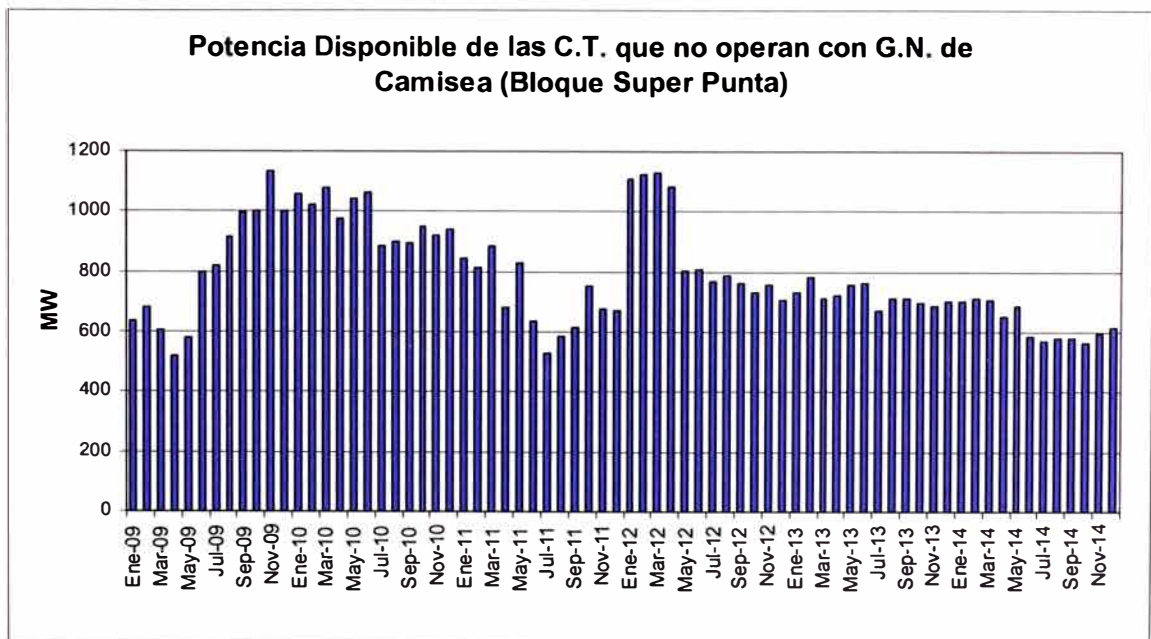
Capacidad Existente y Potencia Generada por las Centrales a Gas Natural



**5.4.2.5 Potencia Disponible de las Unidades Térmicas que no operan con Gas Natural**

Gráfico N° 42

Capacidad Disponible de las C.T. que no operan con Gas Natural



5.4.2.6 Transmisión

Gráfico N° 43

Flujo de Potencia de la Línea Mantaro – Socabaya 220kV

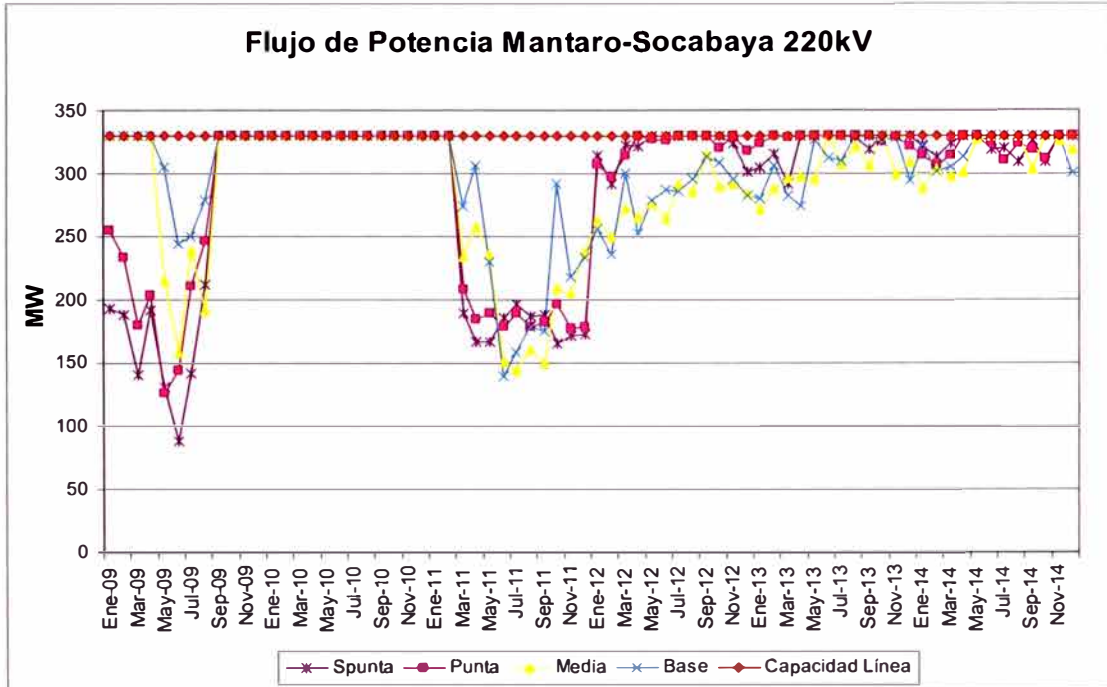
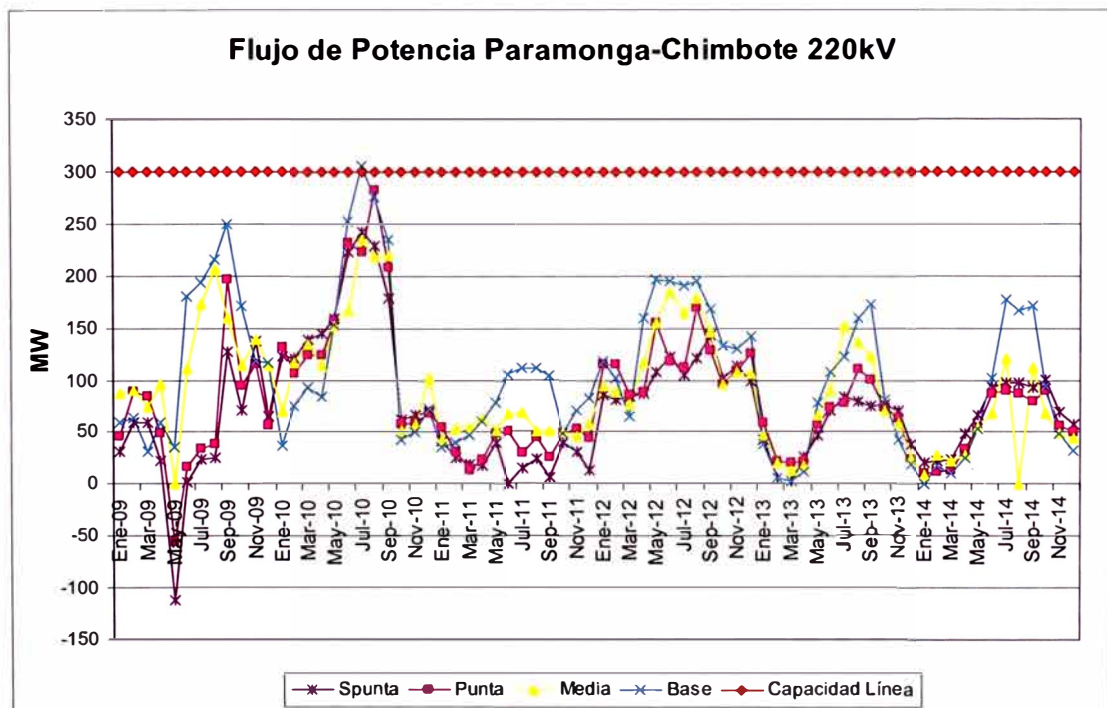


Gráfico N° 44

Flujo de Potencia de la Línea Paramonga – Chimbote 220kV





### 5.4.3 Comentario de los Resultados

Se puede apreciar que a partir de la entrada del ducto los costos marginales bajan considerablemente

A la vez se observa que se empiezan a presentar problemas de congestión en especial en la línea Mantaro – Socabaya, en especial en los últimos años de análisis

Además de la línea Mantaro-Socabaya se siguen presentando problemas de congestión en las líneas Chiclayo – Carhuaquero 220kV, San Juan – Balnearios 220kV, Independencia – Ica 220kV, Ilo – SPCC 138kV y San Juan – Chilca REP 220kV.

También se tiene transformadores sobrecargados como: Tingo María 220/138 kV, Industriales/Puente 220/60kV y Huallanca 220/138 kV.

Y se sigue presentando problemas de déficit de energía en los últimos años, esto básicamente por los problemas de transmisión, pero de valores mucho menores a los presentados en el caso base

En lo respecta a la producción se observa que para el caso de las épocas de estiaje estas son cubiertas con las centrales de gas natural a su potencia total y la producción de otras unidades térmicas disminuye considerablemente.

Ahora la pregunta es quien cubre el costo del ducto?, como lo dice un término económico "No existe free lunch", o sea nada es gratis, y si bien la entrada de un nuevo ducto reduce de manera considerable los precios de generación, de acuerdo al Decreto Legislativo N° 1041, para las nuevas unidades que ingresen con gas natural deben de contar con contratos firmes además de que deben poder operar con otro tipo de combustible alternativo a fin de garantizar el suministro, los costos que esta medida demande deben ser reconocidos por OSINERGMIN como un costo extra y pagado a los generadores que ofrezcan dicha garantía extra al sistema eléctrico.

## **CAPÍTULO IV**

### **ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES**

#### **6.1 Análisis de Sensibilidades**

La simulación des despacho es sensible a ciertas variables de ingreso, como lo son la demanda, hidrología, costos de combustibles, mantenimientos y la red de transmisión.

Para el presente informe se va a tomar el caso base y se van a considerar tres sensibilidades, de hidrología, costos de combustibles y la red de transmisión. Para el caso de la demanda y los mantenimientos se ha tomado lo programado por el COES de su ultima propuesta para la fijación de Tarifas en Barra mayo 2009 – abril 2010.

##### **6.1.1 Caso 1: Considerando Sensibilidades por Hidrología**

El caso base se ha trabajado con una excedencia de probabilidad de hidrológica del 70% aproximadamente esto es un año relativamente medio.

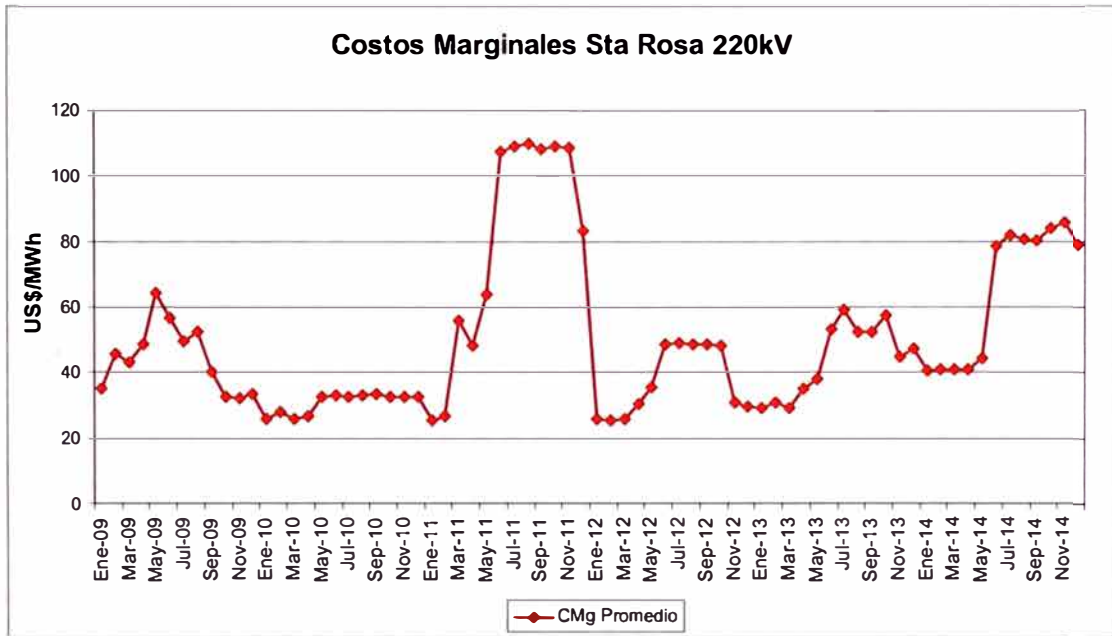
En el año 1992 y 2004 se consideraron años secos con probabilidades de excedencia de mas del 95%. Para la presente simulación se va a considerar una el inicio del año hidrológico con una Probabilidad de Excedencia de 90%, para los subsiguientes años la Probabilidad de Excedencia oscilan entre 80% y 90%. El año de inicio hidrológico considerado para el caso base es el año 1991

Para esta simulación se toma el caso B y se modifica el año de inicio de hidrología, archivo sinac.dat y sinac.hid

A continuación se muestran los principales resultados obtenidos teniendo las consideraciones previamente indicadas.

**6.1.1.1 Costos Marginales**

**Gráfico N° 45**  
**Costos Marginales Promedio en la Barra Santa Rosa 220 kV**



**Gráfico N° 46**  
**Costos Marginales Promedio en la Barra Trujillo 220 kV**

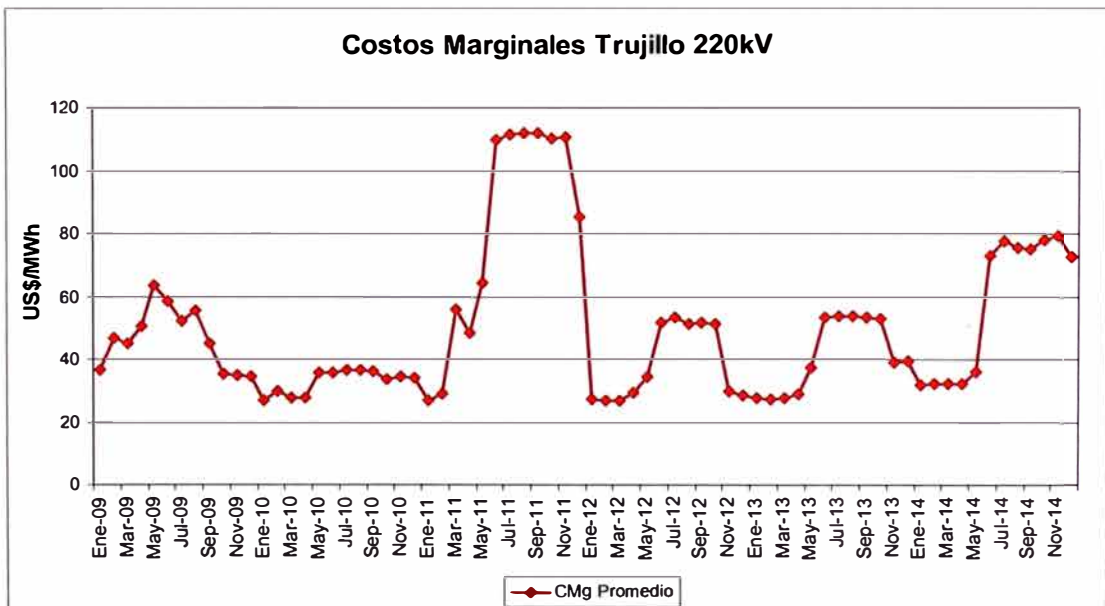
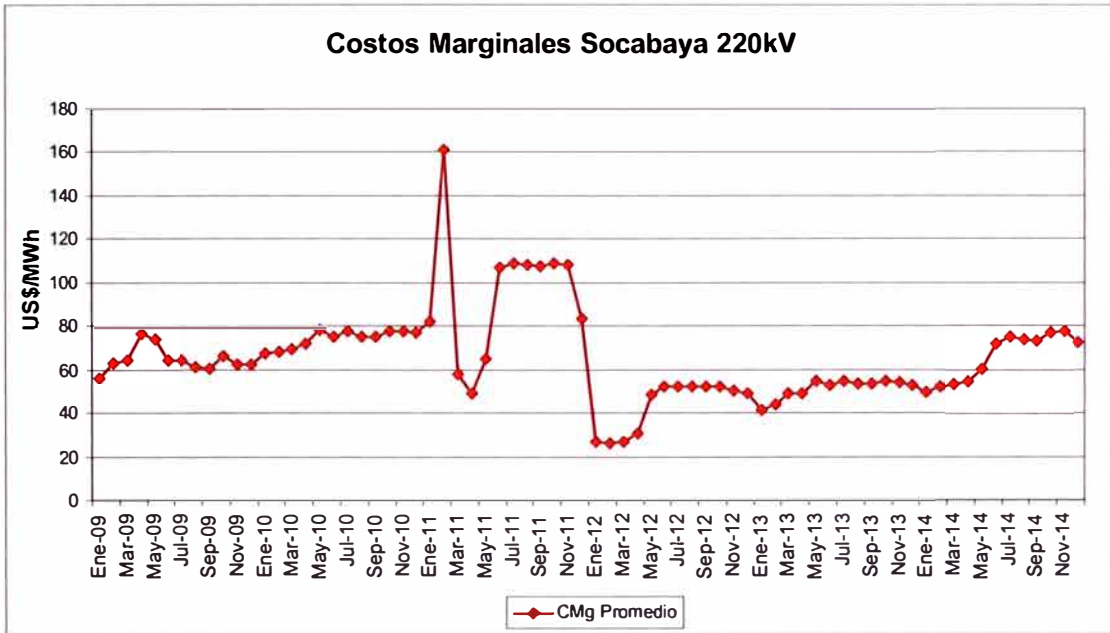
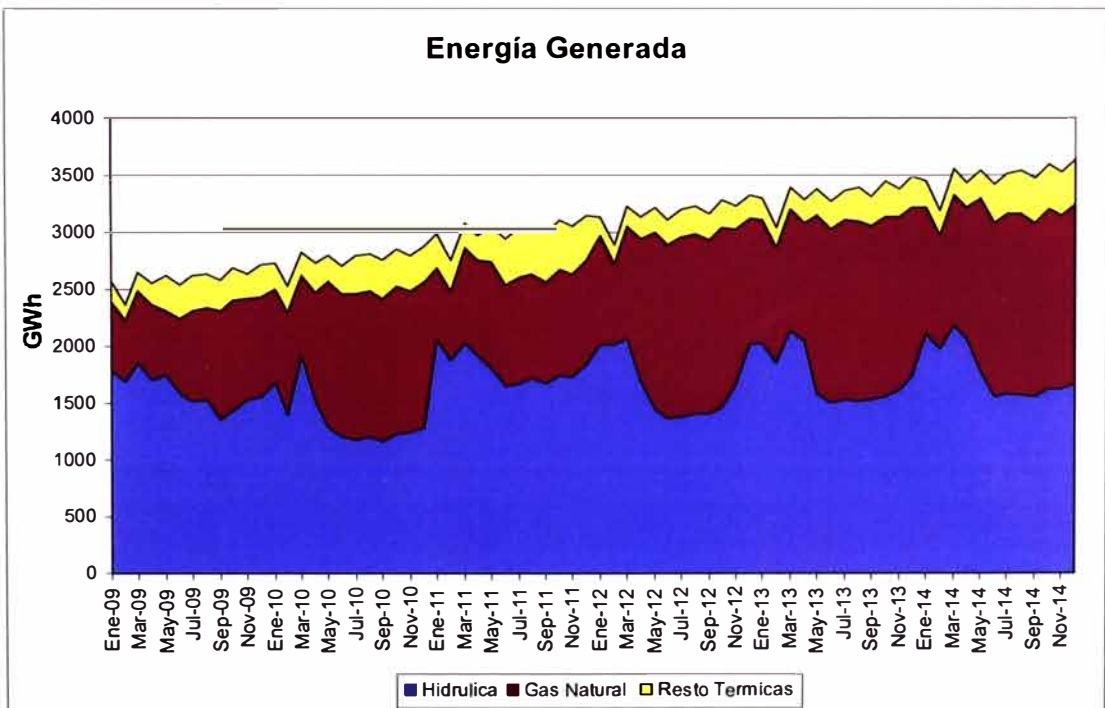


Gráfico N° 47  
 Costos Marginales Promedio en la Barra Socabaya 220 kV



6.1.1.2 Energía por Tipo de Generación

Gráfico N° 48  
 Energía Generada por Tipo de Generación



6.1.1.3 Déficit de Generación

Gráfico N° 49  
Déficit de Generación de Energía

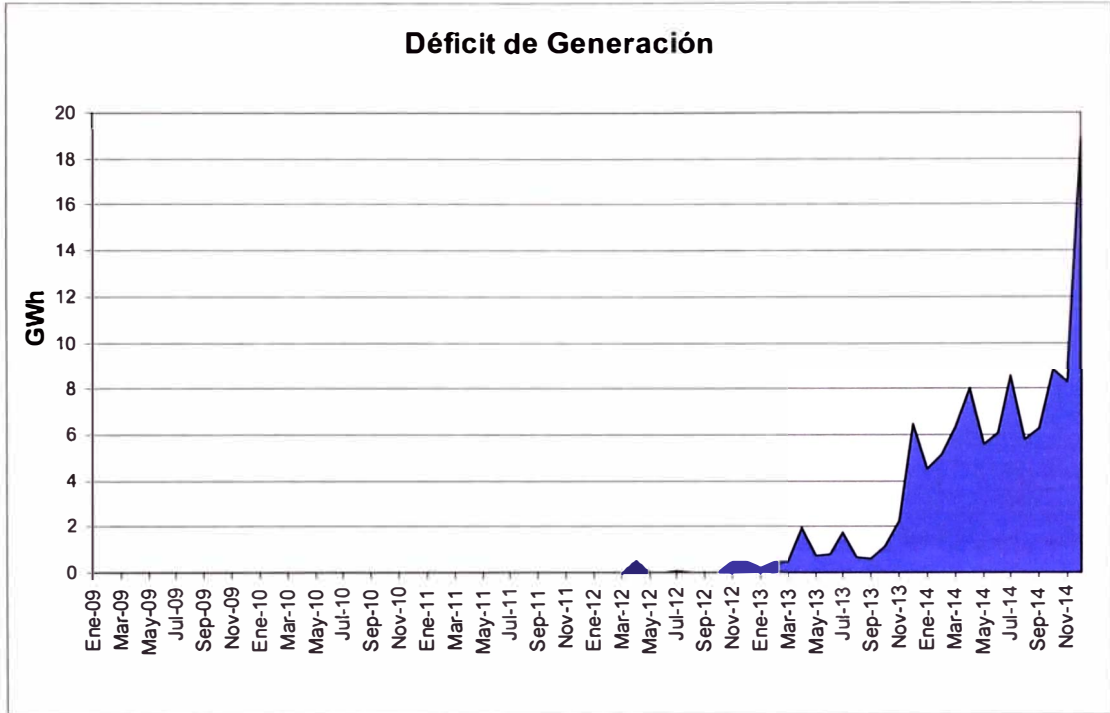
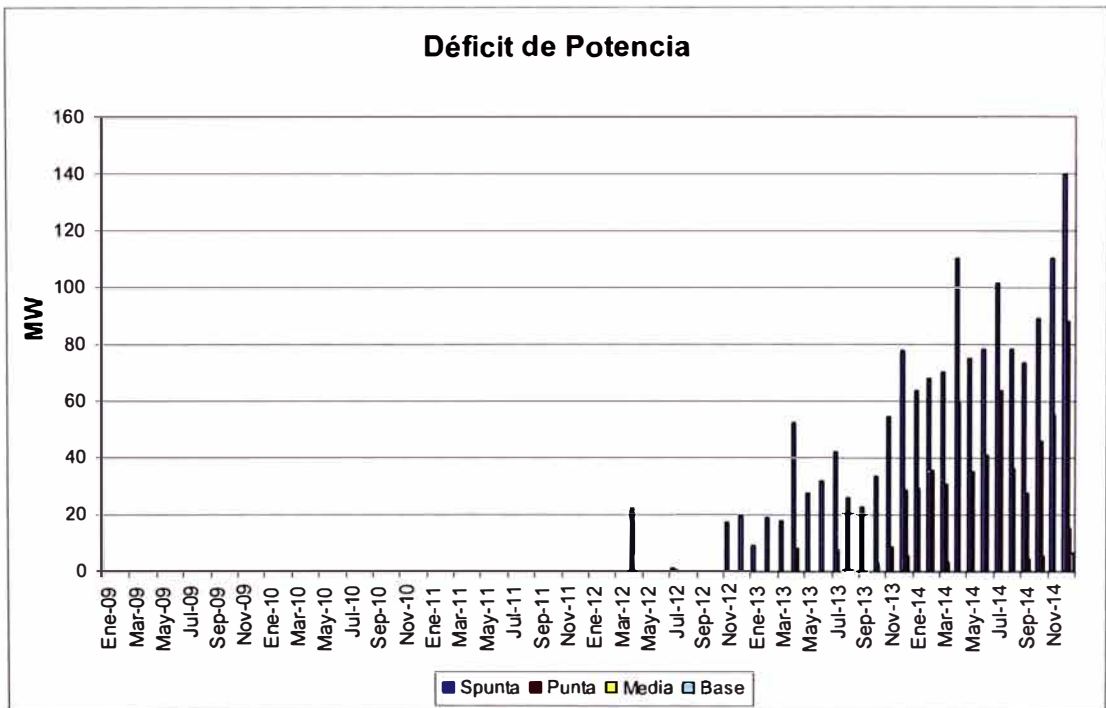


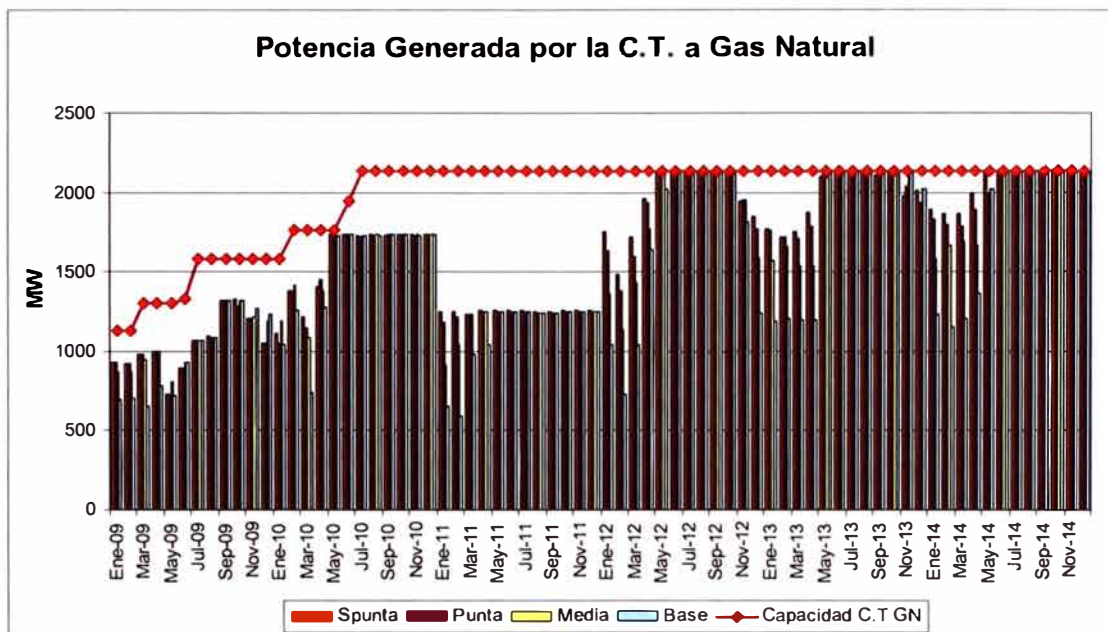
Gráfico N° 50  
Déficit de Generación de Potencia



### 6.1.1.4 Potencia Generada por Gas Natural

Gráfico N° 51

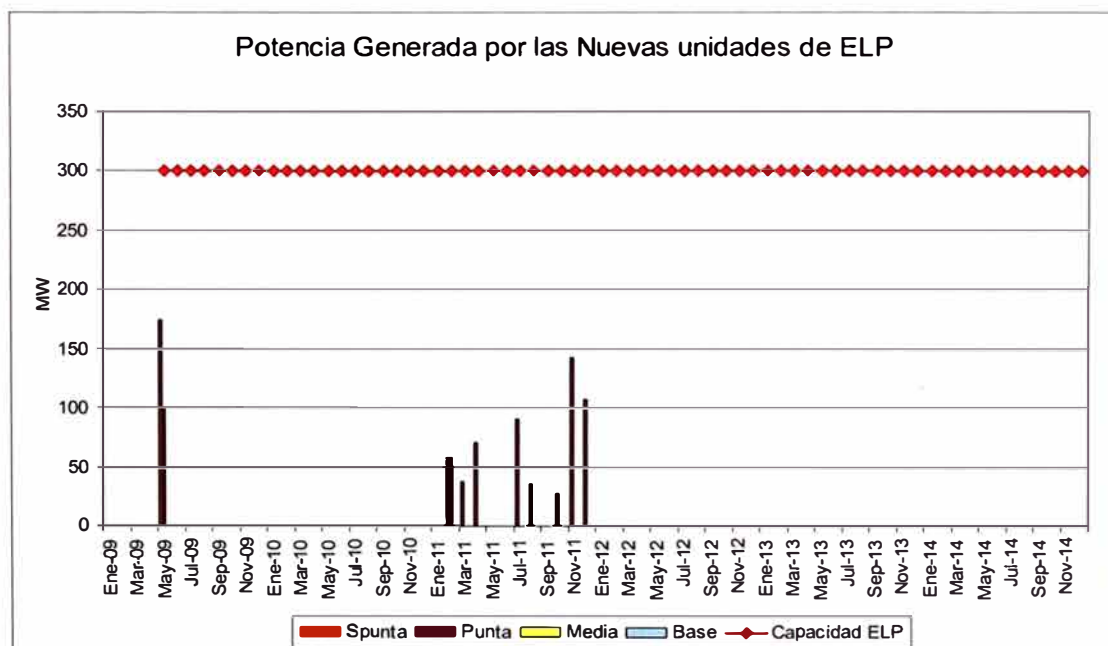
Capacidad Existente y Potencia Generada por las Centrales a Gas Natural



### 6.1.1.5 Potencia Generada por las Unidades de Emergencia de Electroperú

Gráfico N° 52

Potencia Generada por las Unidades de Emergencia de Electroperú



## 6.1.1.6 Transmisión

Gráfico N° 53

Flujo de Potencia de la Línea Mantaro – Socabaya 220kV

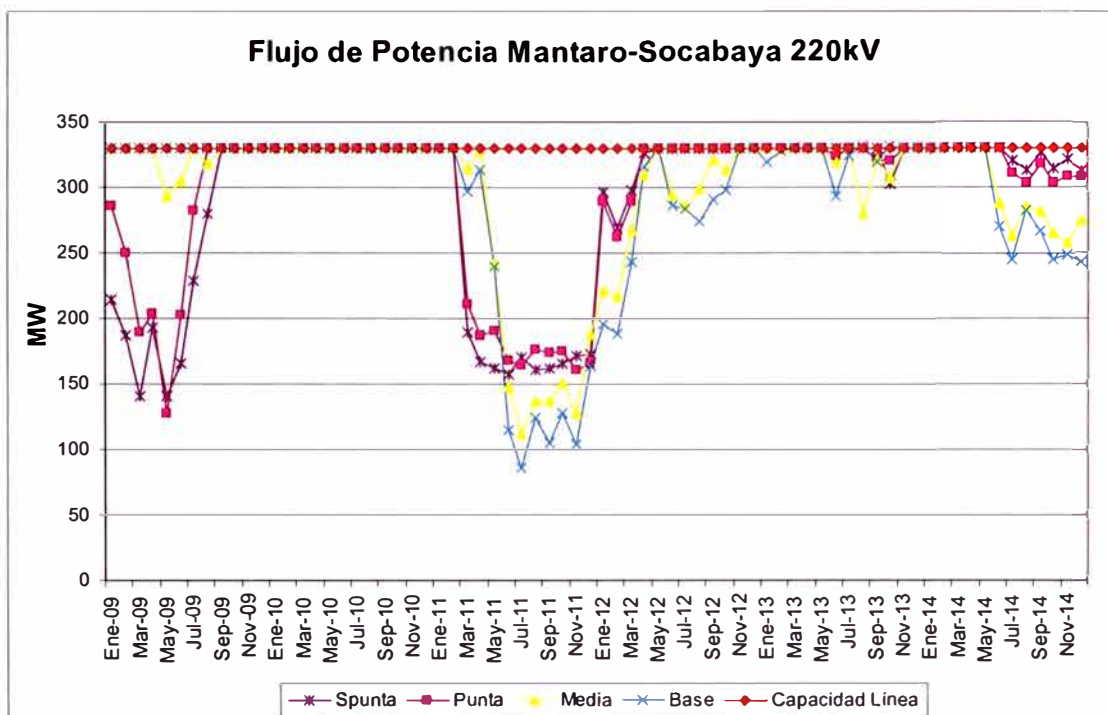
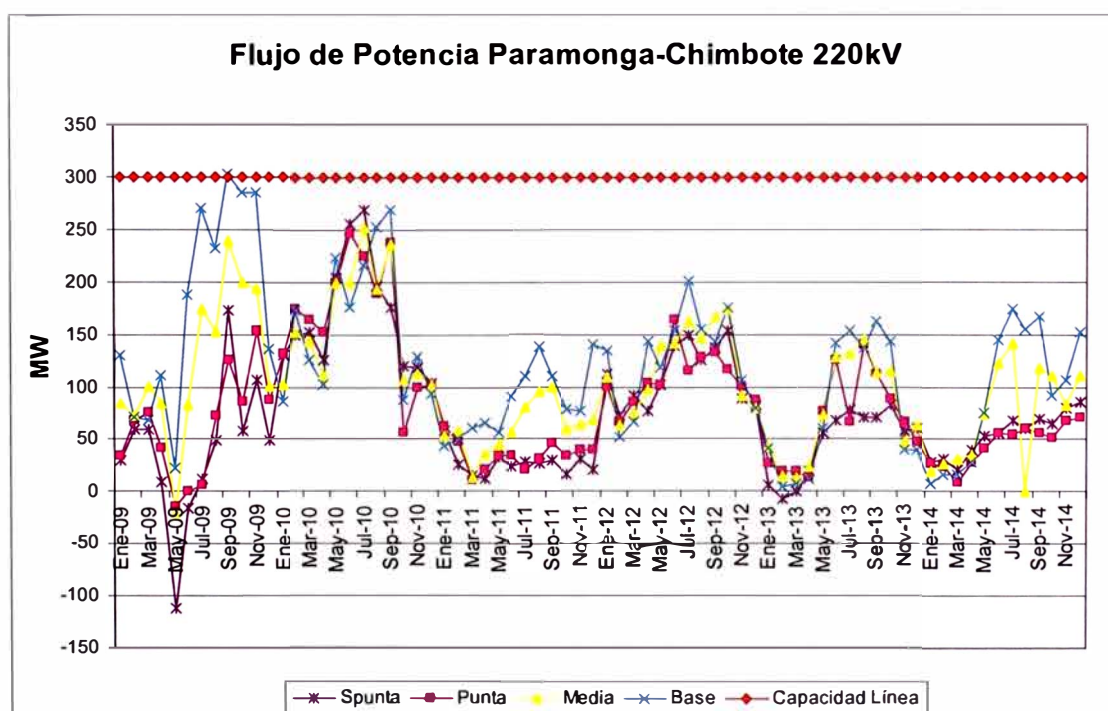


Gráfico N° 54

Flujo de Potencia de la Línea Paramonga – Chimbote 220kV



### 6.1.2 Caso 2: Considerando Sensibilidades por Costo de Combustibles

El 2008 marcó un año extraordinario sobre el precio del petróleo a nivel internacional. A mediados de año, el precio del barril alcanzó su máximo récord histórico, por encima de los \$147. Esta alza se debió fundamentalmente a una especulación en la bolsa de valores, pero en la segunda mitad del año el precio del petróleo se desplomó a tal punto que ahora está por debajo de los \$40.

Para el presente análisis se va a considerar la lista de precios de combustibles publicados por Petroperú el 05 de enero 2009, ósea con precios mas bajos a los del caso base.

Para esta simulación se toma el caso B y solo se modifica los precios, archivo sinac.cmb.

A continuación se muestran los principales resultados obtenidos teniendo las consideraciones previamente indicadas.

#### 6.1.2.1 Costos Marginales

Gráfico N° 55  
Costos Marginales Promedio en la Barra Santa Rosa 220 kV

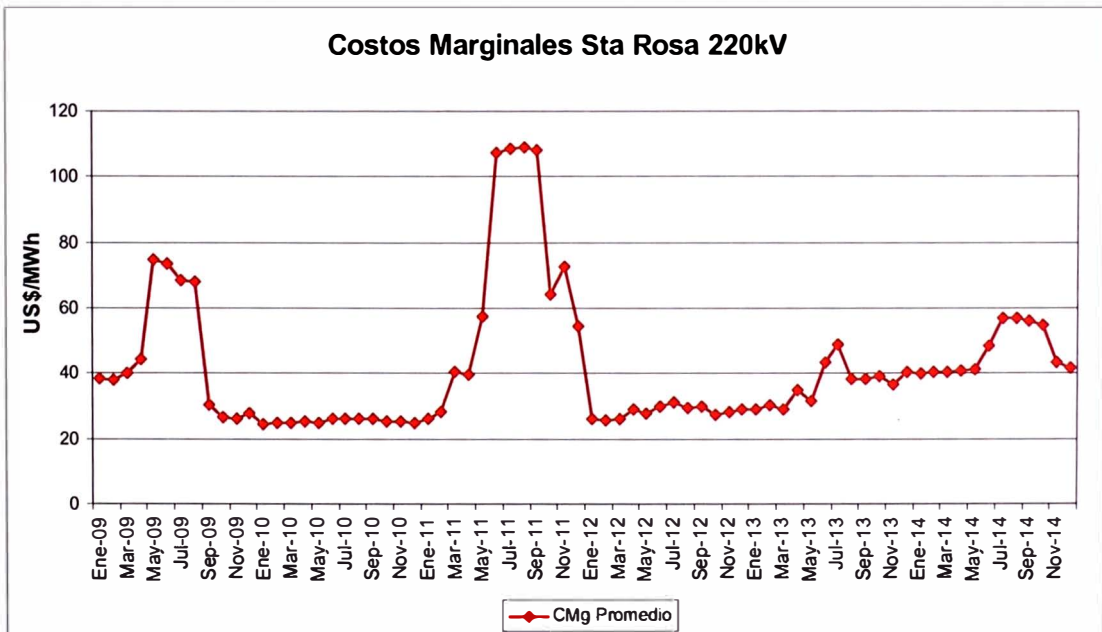
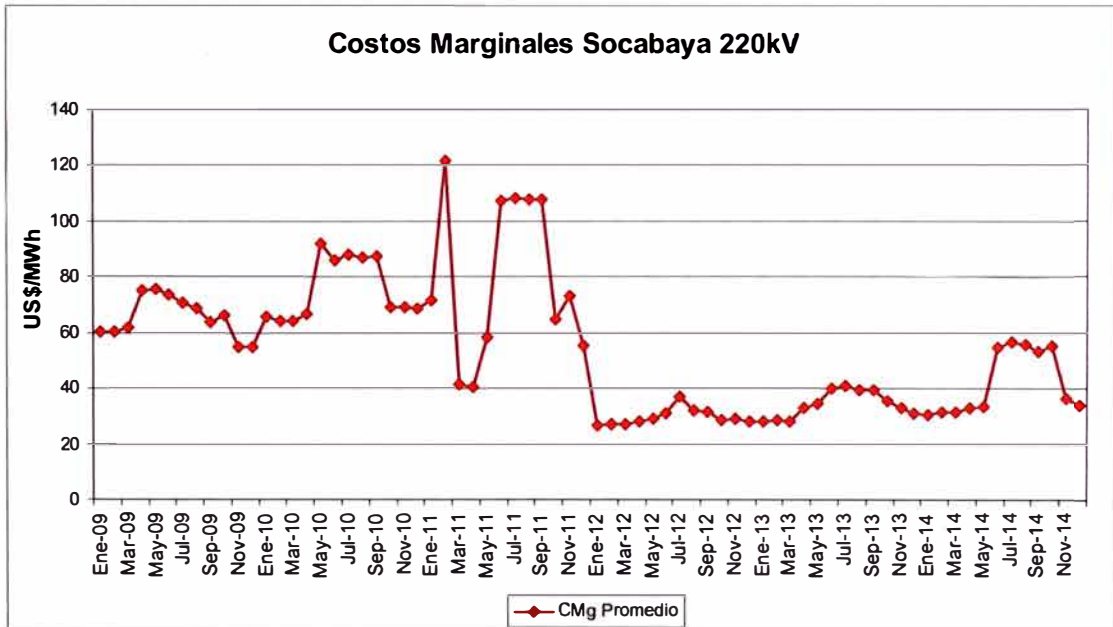




Gráfico N° 56  
 Costos Marginales Promedio en la Barra Trujillo 220 kV

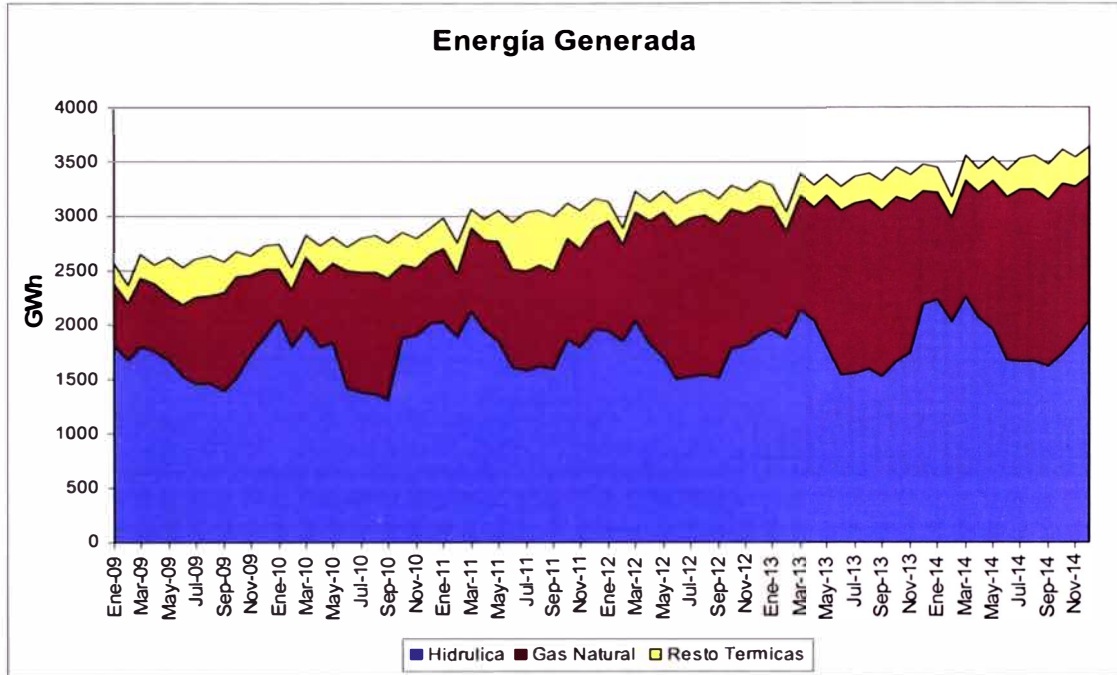


Gráfico N° 57  
 Costos Marginales Promedio en la Barra Socabaya 220 kV



### 6.1.2.2 Energía por Tipo de Generación

Gráfico N° 58  
Energía Generada por Tipo de Generación



### 6.1.2.3 Déficit de Generación

Gráfico N° 59  
Déficit de Generación de Energía

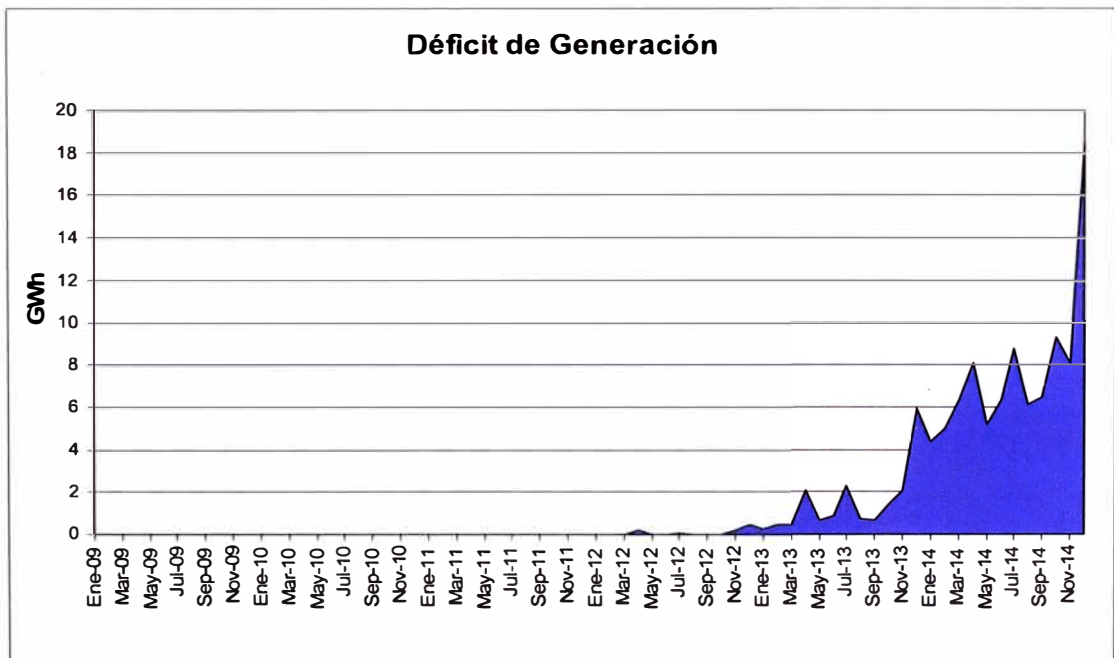
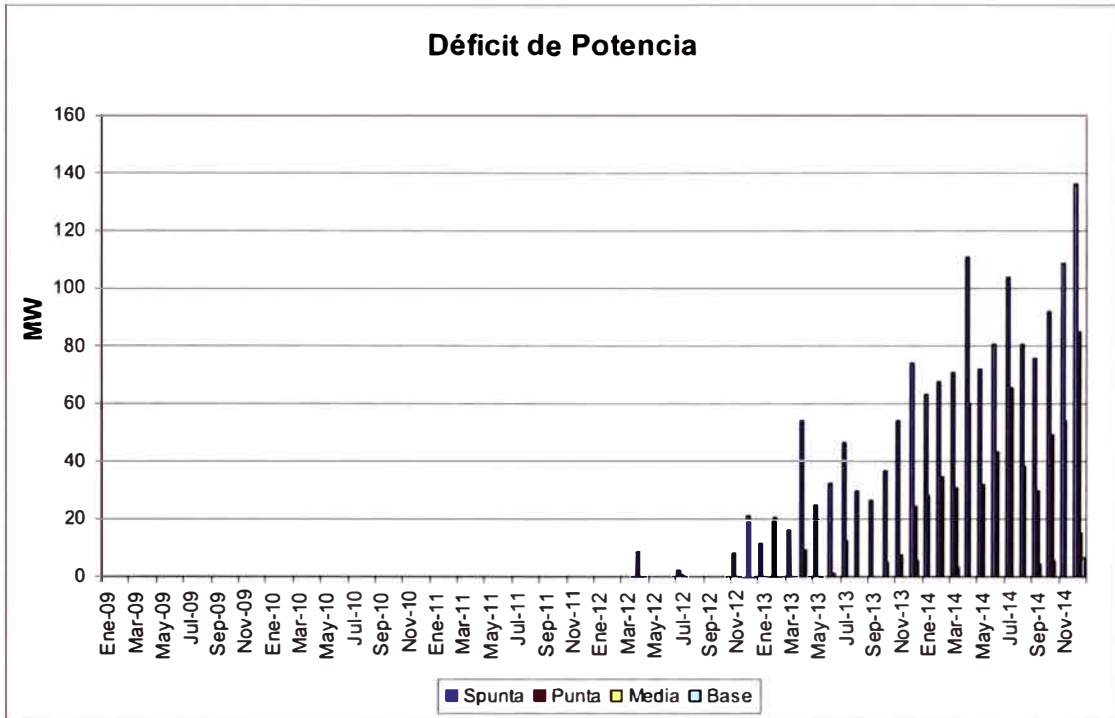
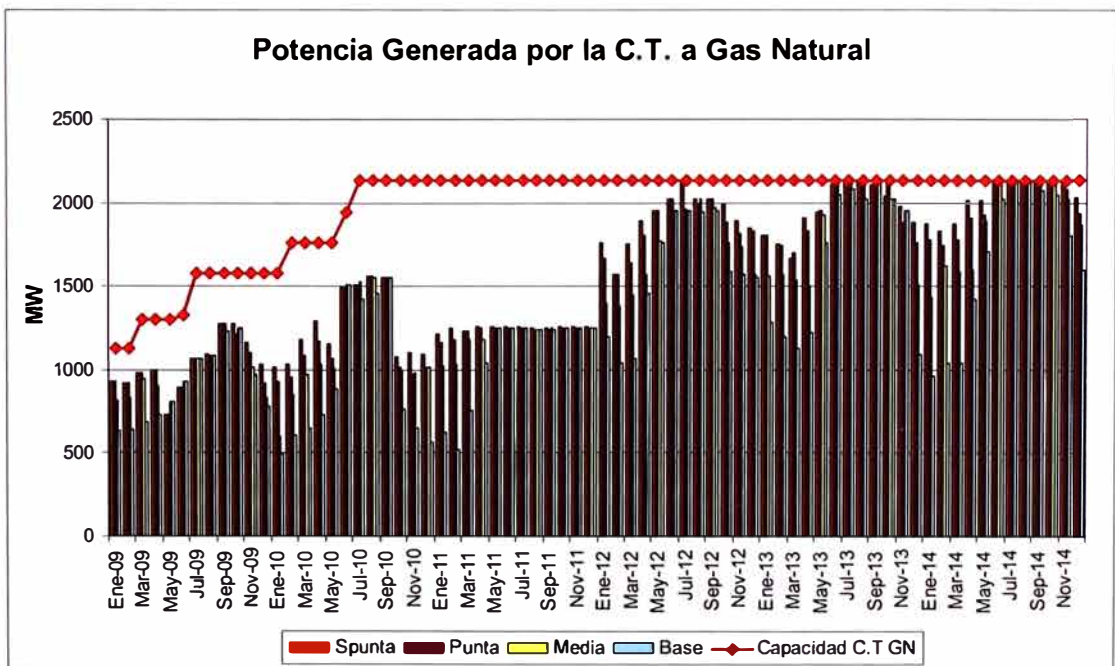


Gráfico N° 60  
Déficit de Generación de Potencia



6.1.2.4 Potencia Generada por Gas Natural

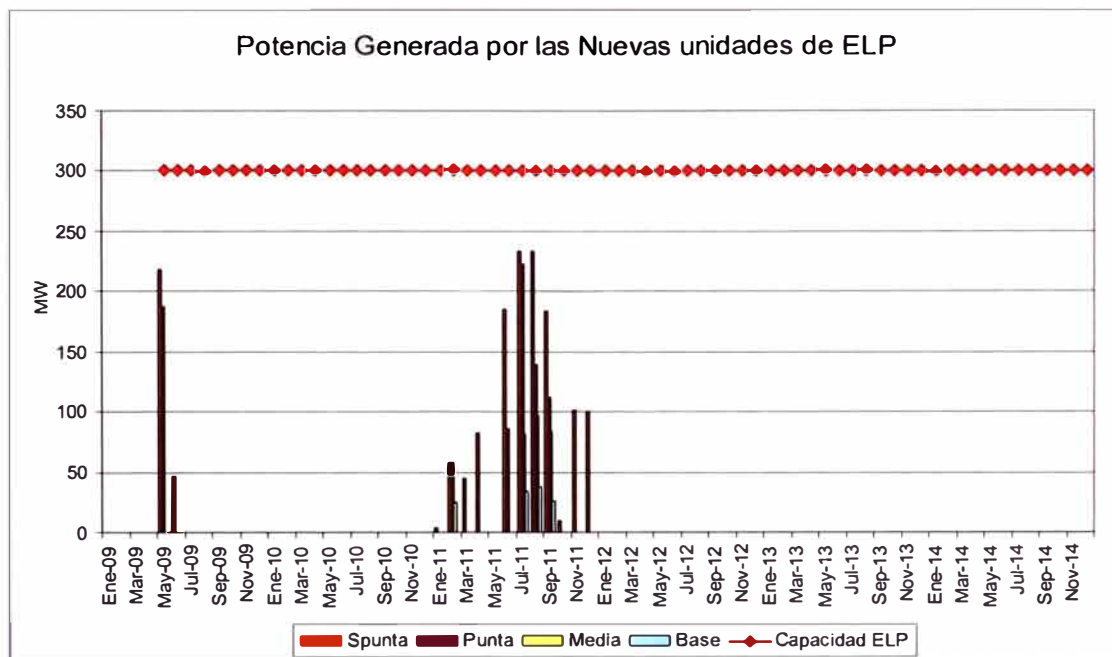
Gráfico N° 61  
Capacidad Existente y Potencia Generada por las Centrales a Gas Natural



### 6.1.2.5 Potencia Generada por las Unidades de Emergencia de Electroperú

Gráfico N° 62

Potencia Generada por las Unidades de Emergencia de Electroperú



### 6.1.2.6 Transmisión

Gráfico N° 63

Flujo de Potencia de la Línea Mantaro – Socabaya 220kV

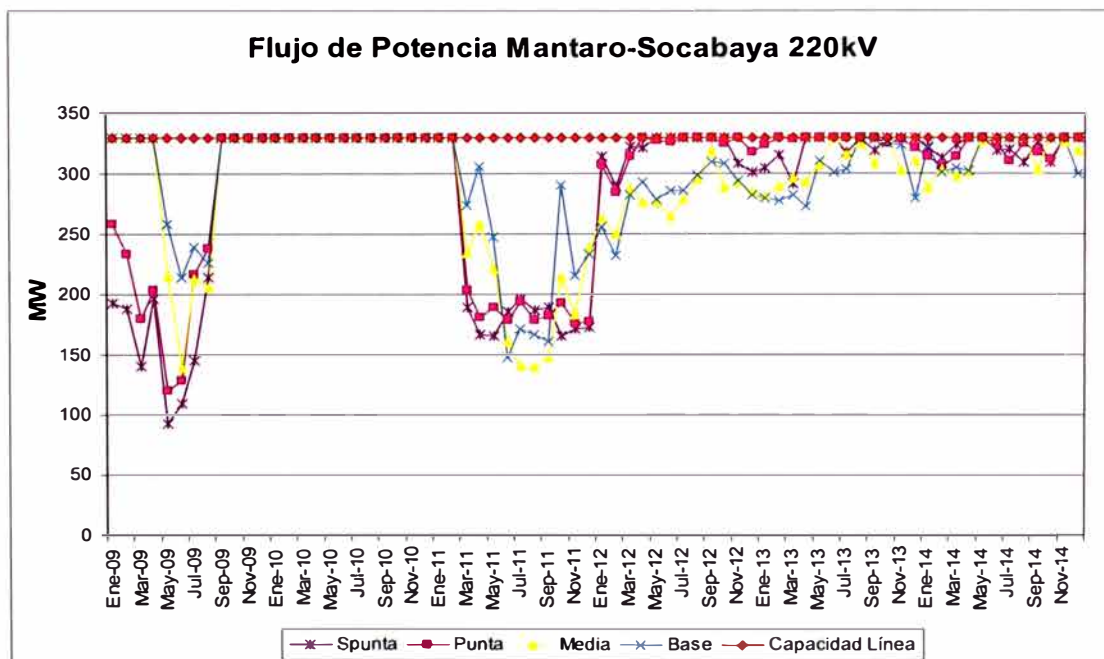
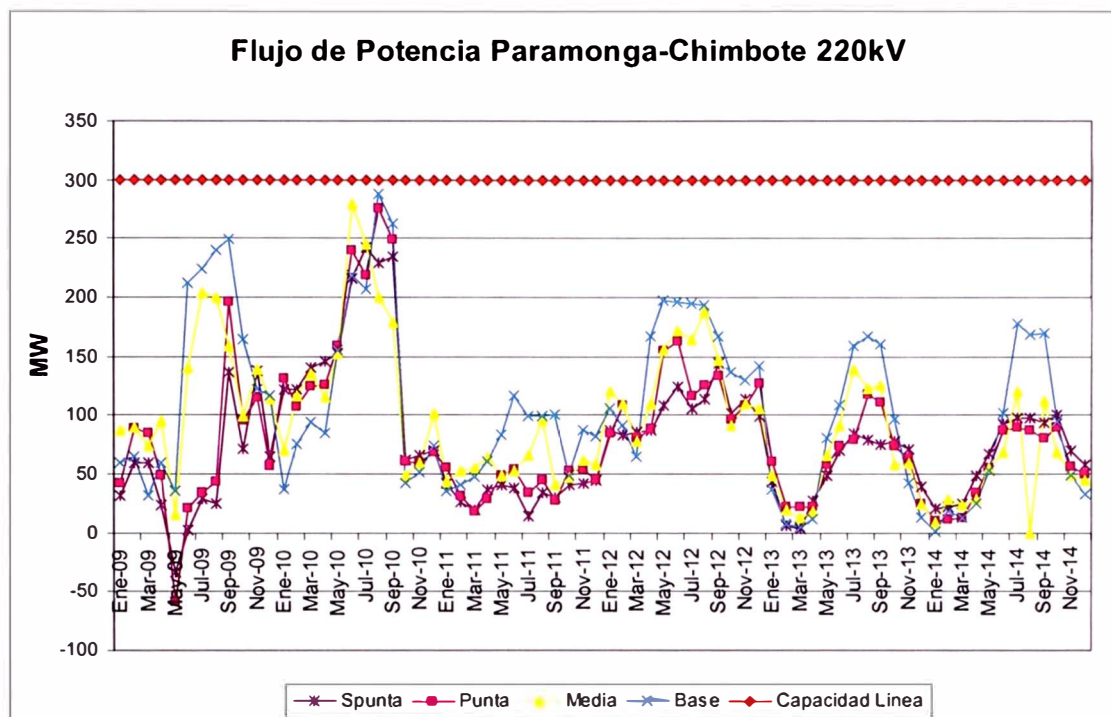


Gráfico N° 64  
Flujo de Potencia de la Línea Paramonga – Chimbote 220kV



### 6.1.3 Caso 3: Considerando Sensibilidades por Transmisión

El SEIN ha crecido de manera desordenada y no existe un plan conjunto que desarrolle un plan integrado de generación-transmisión, provocando diferentes problemas de congestión.

Para esta simulación se toma el caso B y solo se modifica la capacidad de las líneas de transmisión, archivo sinac.lin. Se ha levantado la restricción de la capacidad de las líneas a fin de verificar como esta influyen en los precios.

A continuación se muestran los principales resultados obtenidos teniendo las consideraciones previamente indicadas.

6.1.3.1 Costos Marginales

Gráfico N° 65

Costos Marginales Promedio en la Barra Santa Rosa 220 kV

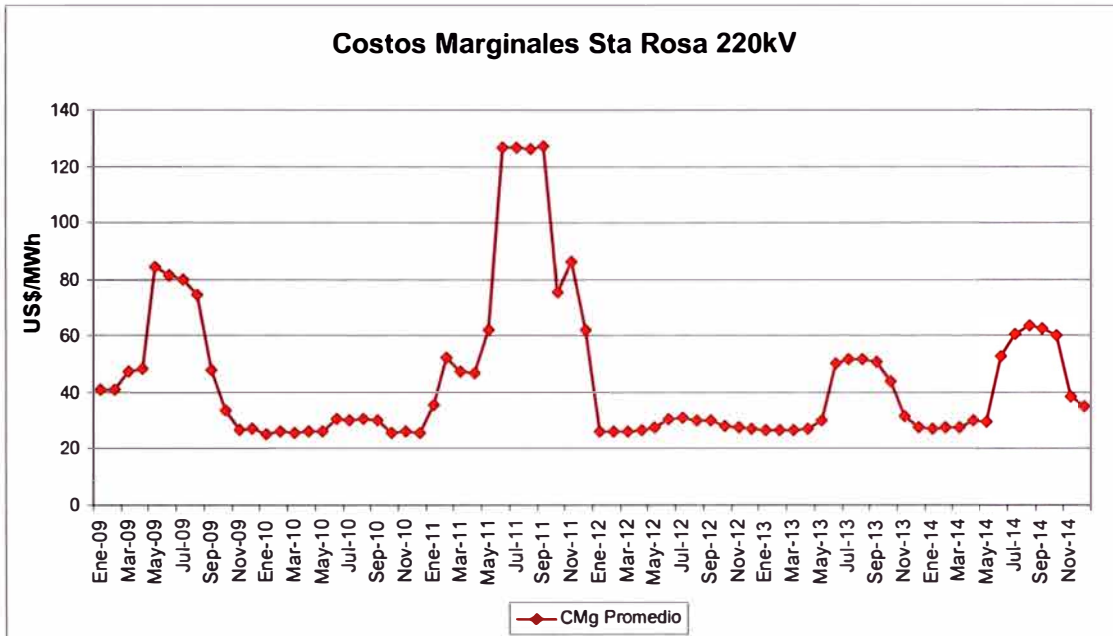
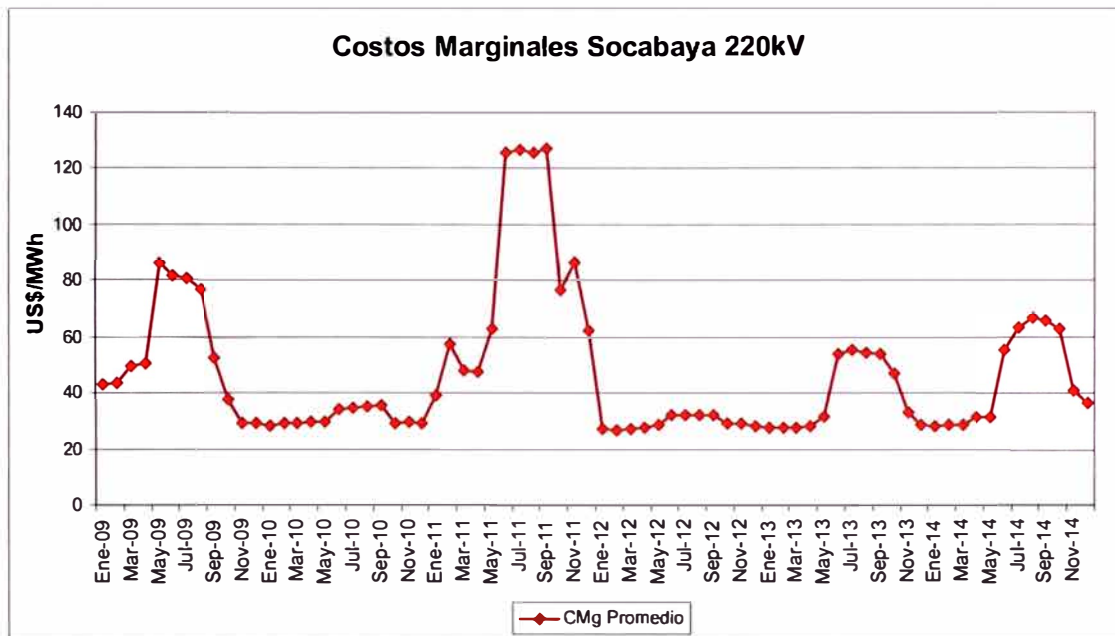


Gráfico N° 66

Costos Marginales Promedio en la Barra Trujillo 220 kV

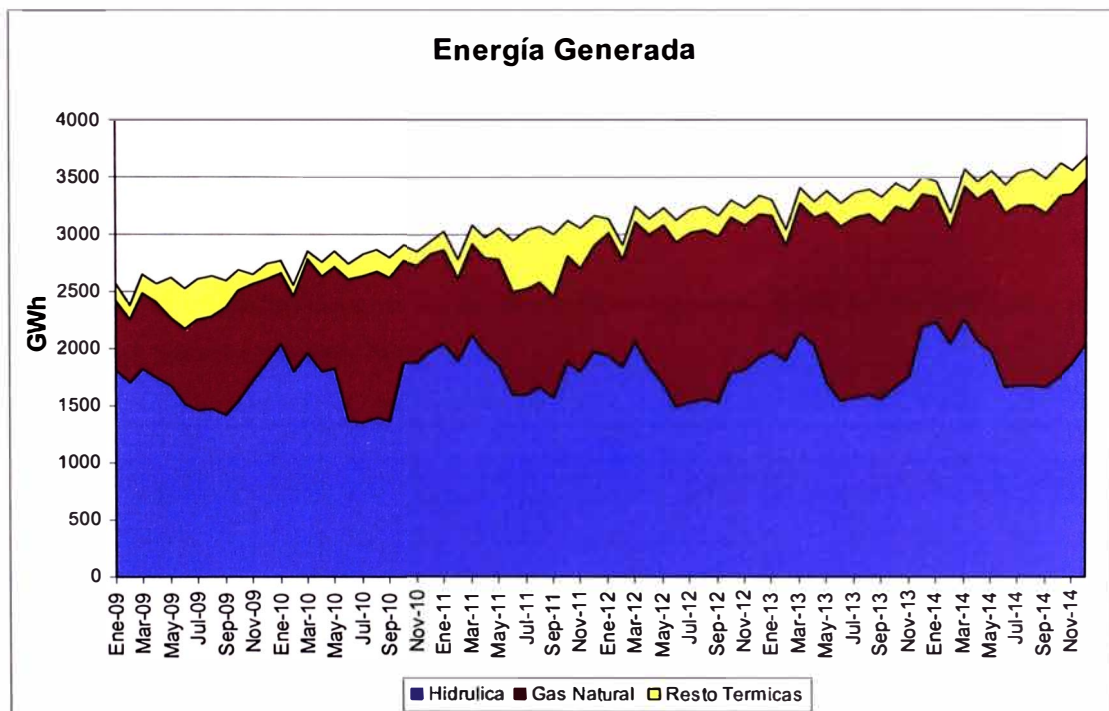


Gráfico N° 67  
 Costos Marginales Promedio en la Barra Socabaya 220 kV



6.1.3.2 Energía por Tipo de Generación

Gráfico N° 68  
 Energía Generada por Tipo de Generación



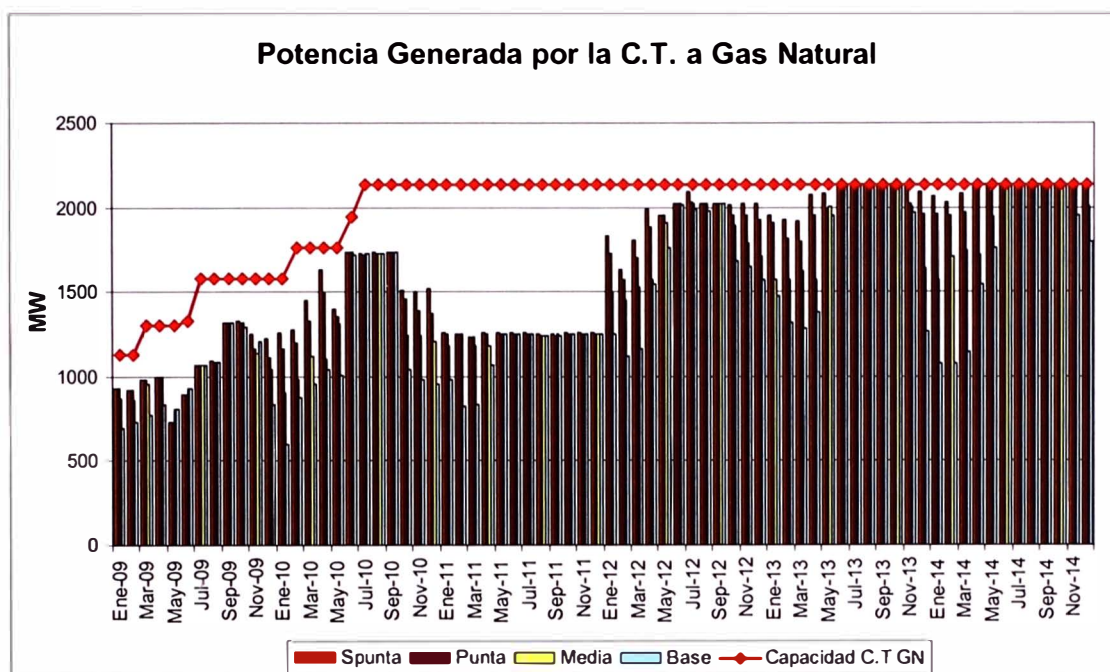
### 6.1.3.3 Déficit de Generación

No se presenta

### 6.1.3.4 Potencia Generada por Gas Natural

Gráfico N° 69

Capacidad Existente y Potencia Generada por las Centrales a Gas Natural

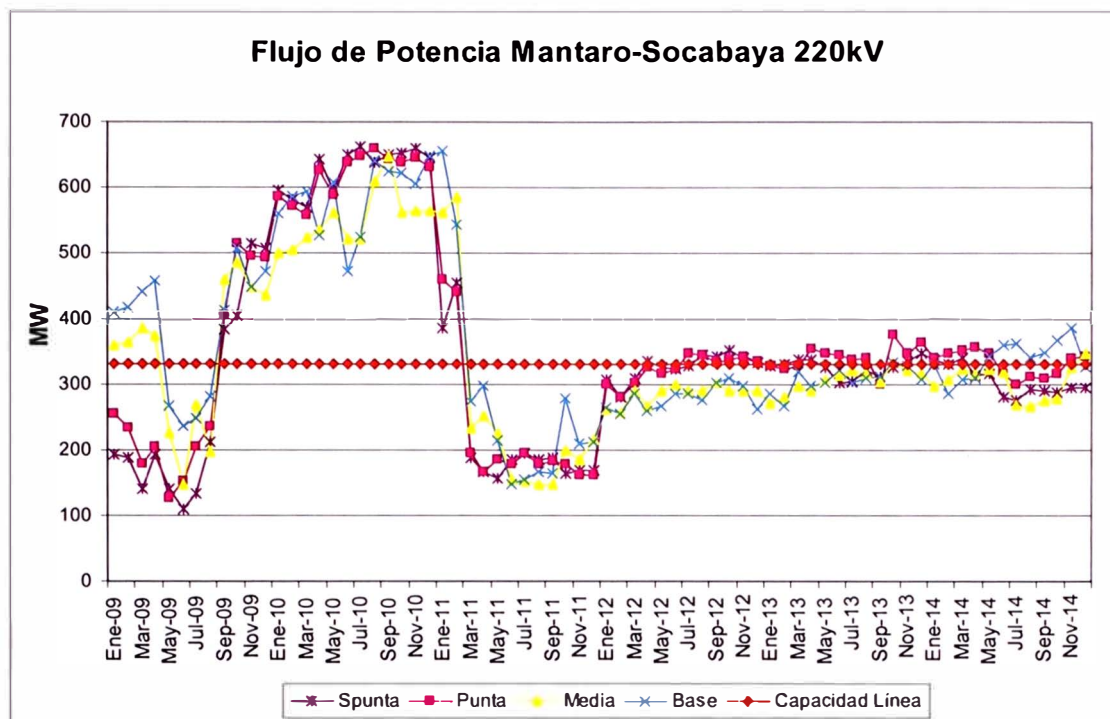


### 6.1.3.5 Transmisión

Se ha considerado que no se presenta congestión, pero se ha graficado el flujo que pasaría por esta línea.



Gráfico N° 70  
Flujo de Potencia de la Línea Mantaro – Socabaya 220kV



## 6.2 Comparación de Resultados

A continuación se muestran las principales comparaciones entre los resultados obtenidos del Caso B y sus sensibilidades.

- Caso B: Caso Base considerando la construcción de un nuevo ducto
- Caso B1: Caso B considerando hidrología seca
- Caso B2: Caso B considerando baja en los precios de los combustibles líquidos
- Caso B3: Caso B considerando capacidad de líneas infinitas

6.2.1 Costos Marginales

Gráfico N° 71

Costos Marginales Promedio en la Barra Santa Rosa 220 kV

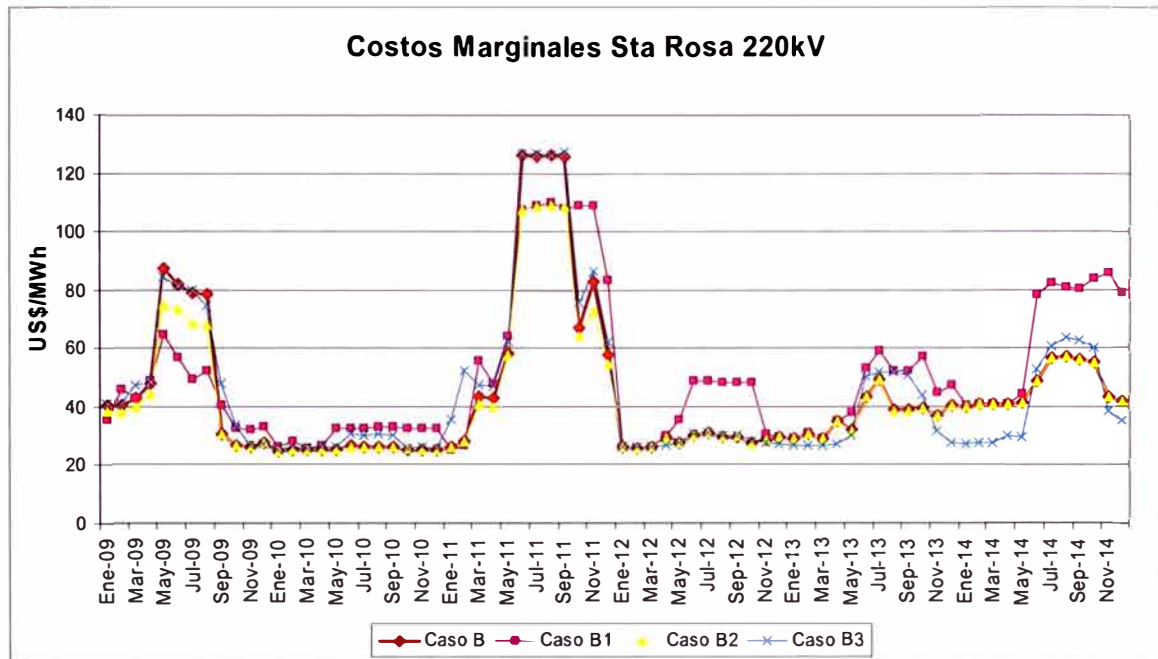


Gráfico N° 72

Costos Marginales Promedio en la Barra Trujillo 220 kV

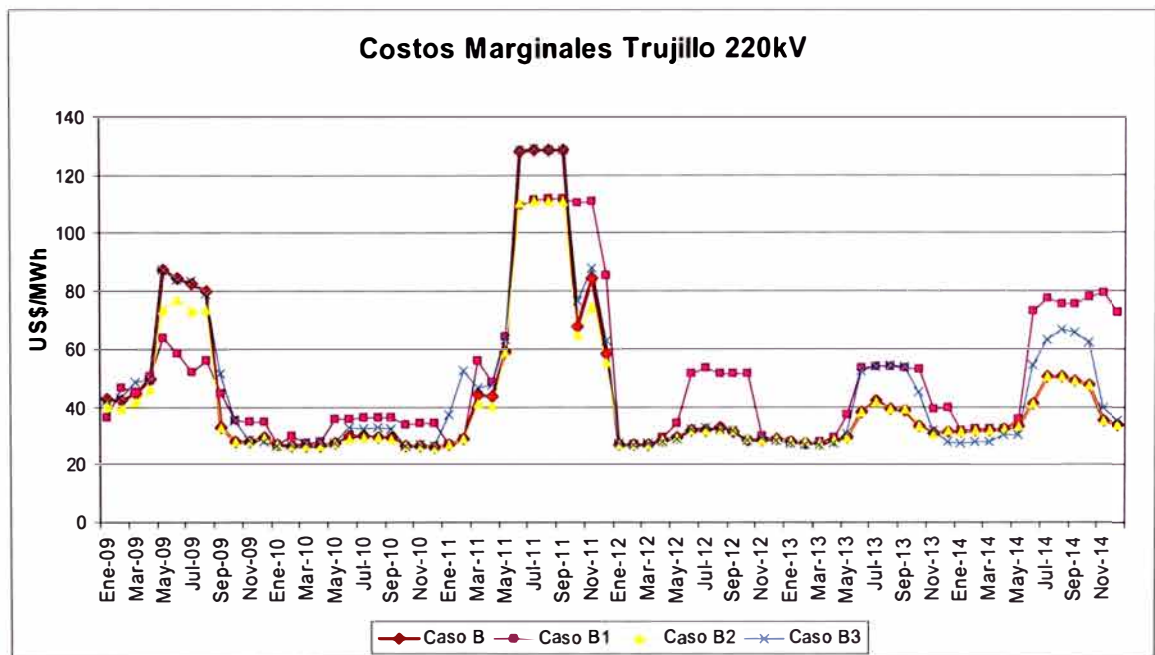
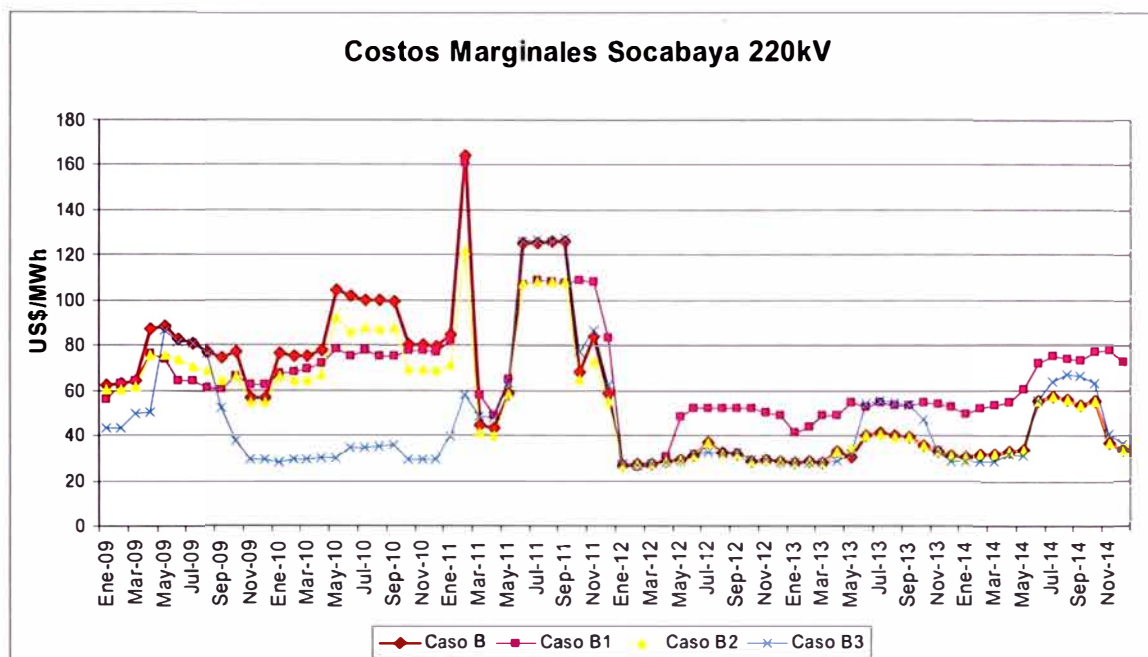


Gráfico N° 73  
Costos Marginales Promedio en la Barra Socabaya 220 kV



## 6.2.2 Energía Total del SEIN

Gráfico N° 74  
Energía Generada Hidráulica

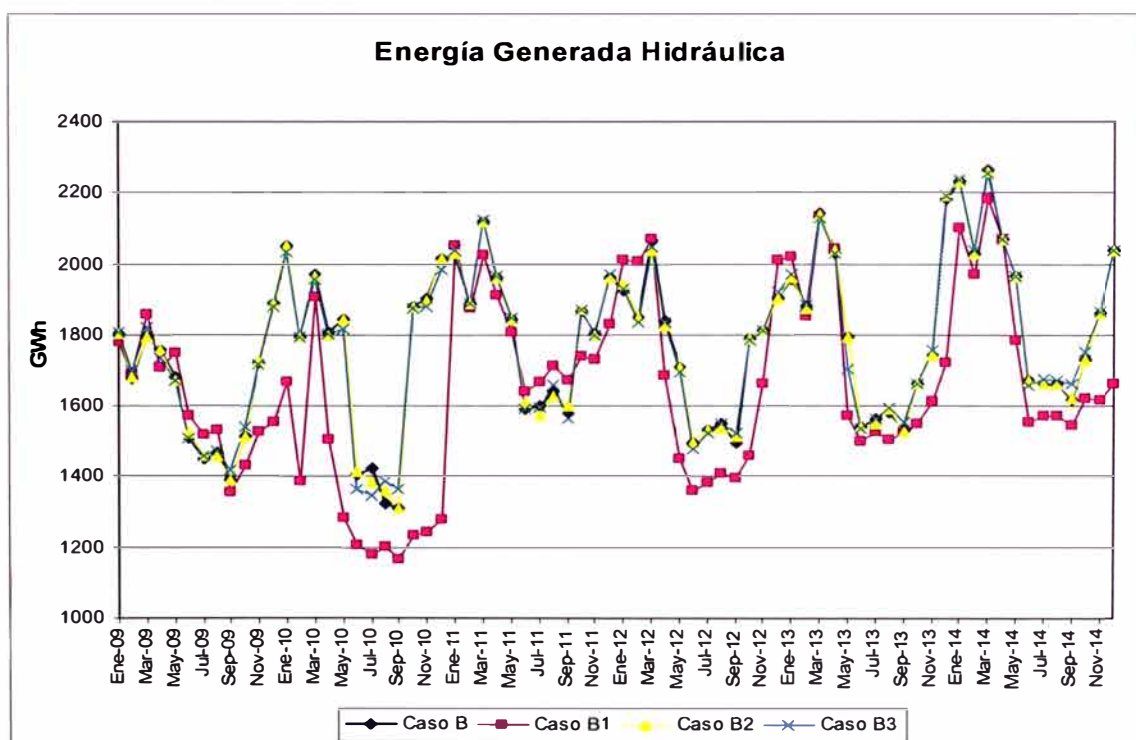


Gráfico N° 75  
Energía Generada Térmica

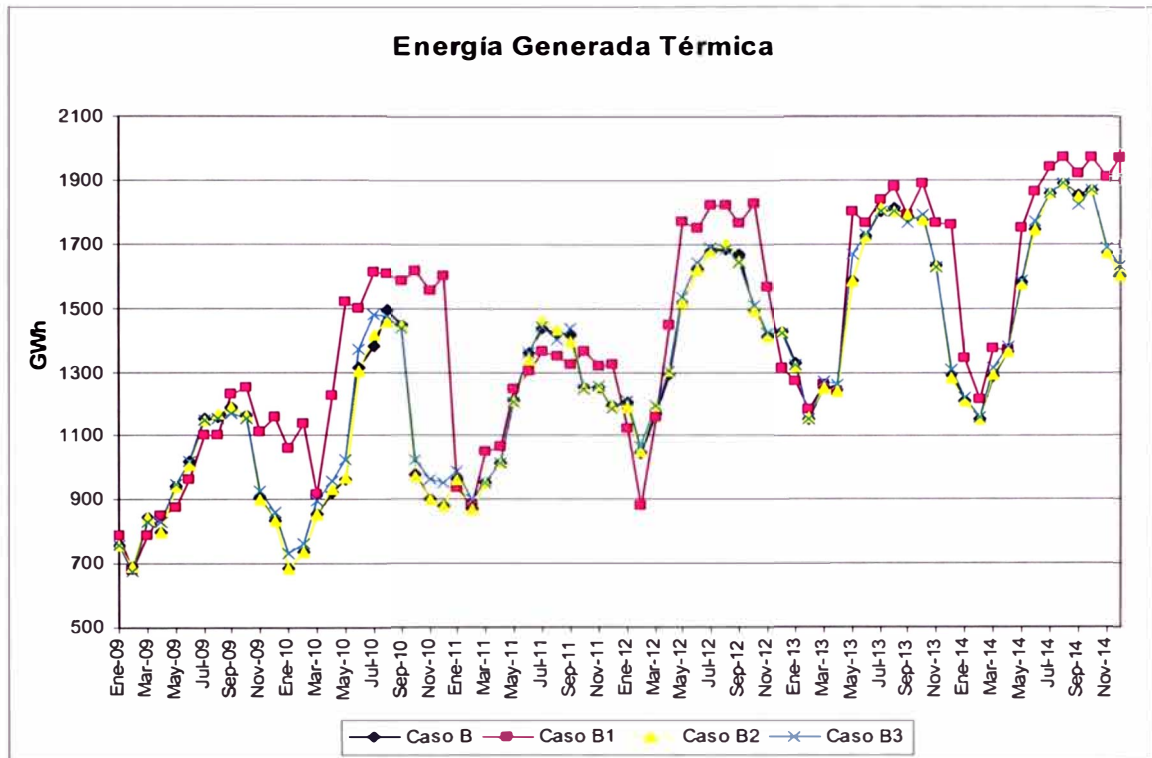
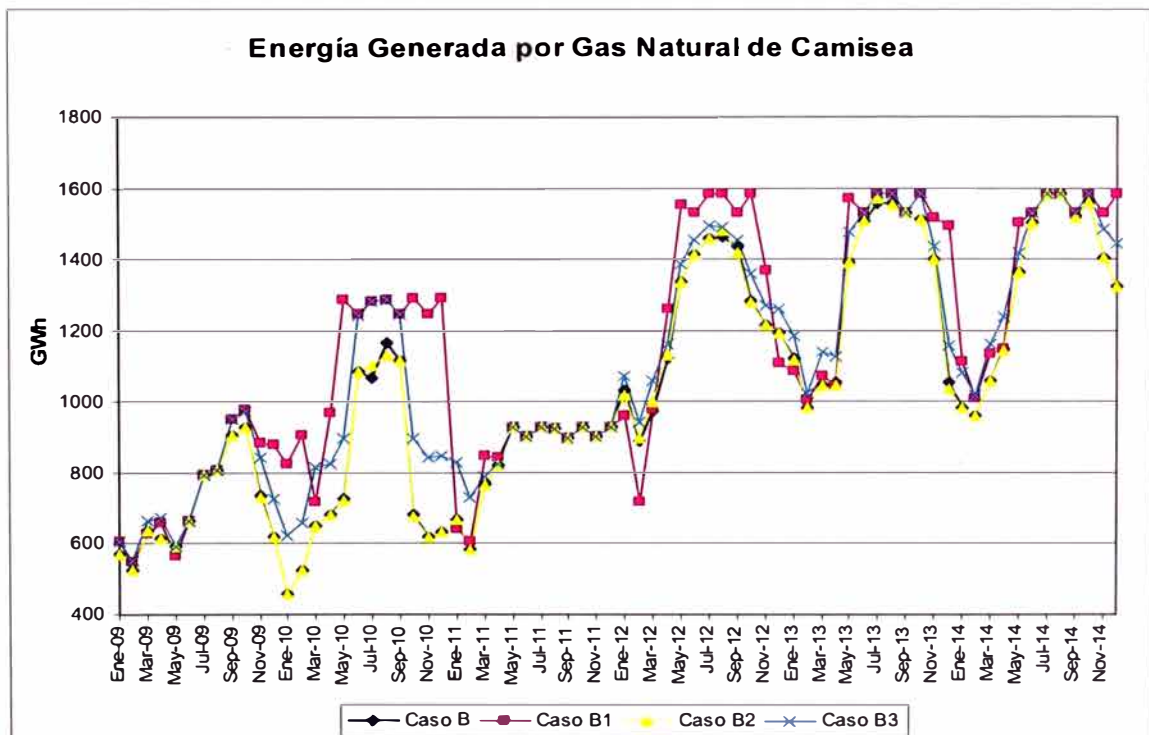


Gráfico N° 76  
Energía Generada por Gas Natural de Camisea



### 6.3 Comentarios

Para el caso de los costos marginales en la Barra Santa Rosa 220kV y Trujillo 220 kV, se puede observar que los costos marginales siempre están por encima de los costos marginales base en especial en la época de estiaje, salvo en los periodos de estiaje de los años 2009 y 2010, esto básicamente porque están produciendo más con unidades hidráulicas, esto podría resultar contradictorio ya que se están analizando periodos de estiaje pero estaría dentro del concepto de optimización, lo que se está haciendo es agotar todas las reservas de agua y en los siguientes periodos de avenida donde se tendría un poco más de agua se está utilizando más combustible a fin de optimizar el despacho

Para el caso de menores precios de combustibles se observa solo variaciones en la época de estiaje del año 2009, ya que solo afectaría este periodo donde no se cuenta con capacidad suficiente del ducto para que despachen las unidades a gas natural

Para el caso de capacidad ilimitada de las líneas se observa que esta afecta los precios en el año 2013, disminuyéndolos por periodos, y en otros presenta aumento, esto básicamente porque se está cubriendo toda la demanda y para este caso ya no se presentan problemas de déficit de oferta.

El caso de los costos marginales de la barra Socabaya 220 kV difiere un poco de las anteriores, esto básicamente por problemas de congestión en la línea Mantaro – Socabaya 220kV, se observa para el primer periodo de enero 2009 a marzo 2011 que al liberar la capacidad de la línea los precios disminuyen, a partir de año 2013 estos se incrementan pero es debido a que se está cubriendo más demanda que en los casos anteriores que presentan déficit de oferta.

Ahora de las sensibilidades analizadas si bien se puede observar que la ampliación del ducto soluciona gran parte de los problemas de precios, tomar solo esta medida no es respuesta a los problemas del sector, ya que se estaría tomando una solución aislada, lo ideal sería crear un plan conjunto de generación, transmisión y gas natural.

## **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### **CONCLUSIONES**

1. A partir del año 2008 el tramo de la costa viene siendo utilizado a su plena capacidad, originándose restricciones de atención de usuarios que tiene contratos de suministro interrumpible.
2. Dada la alta dependencia del sistema de generación de electricidad, y de servicios públicos de GNV y domiciliarios, es necesario dotar al sistema de transporte de un sistema de respaldo. Mientras tanto, es necesario administrar la demanda actual y utilizar todas las fuentes posibles de generación con la finalidad de poder disponer del tiempo necesario para ampliar las instalaciones del transporte de gas natural.
3. Finalmente, y con una visión de largo plazo, por las dimensiones que está alcanzando el suministro de gas natural es necesario que se visualice y proyecte como una red nacional de transporte y distribución de gas natural. Las necesidades actuales y futuras superan el concepto del proyecto y como tal se requieren de nuevas iniciativas o ampliaciones. Estas iniciativas deben realizarse de manera integrada con las otras fuentes de suministro de energía.

### **RECOMENDACIONES**

1. Entre las acciones recomendadas que deben ser tomadas en el corto plazo para atender el suministro de Energía se deben de considerar, se tiene la administración de la demanda, crear programas de ahorro de energía y desplazamiento de la máxima demanda, además de ampliar y diversificar la oferta para no depender de un solo tipo de combustible.

2. Para el mediano y largo plazo debe de considerarse la ampliación de la capacidad del sistema actual del ducto de Camisea (Asegurar plazos de ampliaciones comprometidas)
3. Se debe de incentivar la construcción de centrales hidráulicas ya sea por el estado o por la empresa privada.
4. Y finalmente tanto los proyectos del ducto de Camisea, Generación y Transmisión Eléctrica no pueden trabajarse de manera independiente, como se ha venido haciendo hasta la fecha, sino todo debe ser parte de un plan energético que abarque la planificación de los tres puntos.

## **ANEXOS**



**ANEXO 01**  
**Decretos Legislativos, de Urgencia y Resoluciones**  
**Ministeriales**

## Decreto Legislativo N° 1041

El Peruano

Lima, jueves 29 de junio de 2006



NORMAS LEGALES

374785

**DECRETO LEGISLATIVO  
N° 1041**

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

POR CUANTO:

Que, mediante Ley N° 29157, publicada el 20 de diciembre de 2007, el Congreso de la República ha delegado en el Poder Ejecutivo la facultad de legislar sobre materias específicas, con la finalidad de facilitar la implementación del Acuerdo de Promoción Comercial Perú - Estados Unidos y su Protocolo de Enmienda, y el apoyo a la competitividad económica para su aprovechamiento, siendo algunas de las materias de delegación la mejora del marco regulatorio, la modernización del Estado y la promoción de la inversión privada;

Que, entre los efectos que se derivan del incremento sostenido que viene experimentando la economía nacional, se tiene la mayor demanda de energía eléctrica que durante los dos últimos años ha registrado tasas de crecimiento de 8,3% en el 2006 y 10,6% en el 2007, estimándose que en el periodo 2006-2016 a tasa promedio anual de crecimiento será de 7,6%; y, en ese contexto, la entrada en vigencia del Acuerdo de Promoción Comercial Perú - Estados Unidos y su Protocolo de Enmienda permite prever que los requerimientos de nueva oferta de generación al año 2016 serán de más de 3 600 MW;

Que, conforme al artículo 26° de la Ley N° 28632, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, los costos de transmisión del Sistema Garantizado de Transmisión son asignados por OSINERGMIN a los Generadores y a los Usuarios, en proporción al beneficio económico que les proporciona dichas instalaciones;

Que, la parte de dichos costos de transmisión asignada a los Generadores es internalizada por éstos en los precios

de energía que ofertan en los procesos de Licitación de electricidad convocados por los Distribuidores al amparo de las normas contenidas en el Capítulo Segundo de la referida Ley N° 26832;

Que, entre las condiciones a que se encuentran sujetos los contratos de suministro de electricidad que se celebran como resultado de los procesos de Licitación, el artículo 6° de la Ley N° 26832 especifica que los precios tienen carácter de Precios Fijos durante todo el plazo de vigencia del contrato, el que puede ser de hasta quince (15) años;

Que, el monto que OSINERGMIN asigna anualmente a los Generadores en aplicación del mencionado artículo 26° de la Ley N° 26832, constituye una incertidumbre para todo el plazo de vigencia de los contratos de suministro, convirtiéndose así en una variable de riesgo que los Generadores consideran al ofertar sus precios de energía en los procesos de Licitación de electricidad por cuanto influye decididamente en la definición de precios óptimos;

Que, con el objeto de hacer más transparente el pago de los costos de transmisión y atendiendo a que la tarifa que paga el Usuario comprende todos los costos en los que se incurre para la prestación del servicio eléctrico, incluyendo la parte de los costos de transmisión que actualmente se asigna al Generador, es necesario modificar el artículo 26° de la Ley N° 26832 a efectos que los costos de transmisión del Sistema Garantizado de Transmisión se asignen directamente a los Usuarios conforme a lo establecido en el inciso h) del artículo 47° y en el artículo 60° de la Ley de Concesiones Eléctricas para el costo de transmisión del Sistema Principal de Transmisión;

Que, con la modificación referida en el considerando que antecede los Generadores incluirán en sus ofertas de precios de energía solo los costos que corresponden propiamente a la generación y se eliminará la incertidumbre que significa la inclusión de factores que pueden variar durante el plazo de los contratos de suministro, como es el caso de los costos de transmisión que OSINERGMIN asigna a los Generadores, lográndose una mayor eficiencia en los procesos de Licitación de electricidad y promoviendo la inversión en nuevas centrales de generación, coadyuvando así a garantizar el oportuno y eficiente abastecimiento de la energía eléctrica que demanda la creciente economía nacional;

Que, con el propósito de fortalecer la promoción del desarrollo hidroenergético y de otras energías renovables, es necesario efectuar precisiones que coadyuvan al logro de las objetivos nacionales;

Que, con el objeto de promover el desarrollo de la generación con Recursos Hídricos Renovables así como para ampliar el coeficiente de electrificación, es necesario complementar el marco que regula las actividades eléctricas para aclarar algunos aspectos de los procedimientos administrativos previos a la obtención del título habilitante, así como para lograr garantizar la eficiencia y transparencia en la asignación de los recursos públicos para la Electrificación Rural;

Que, con fecha 1 de junio de 2008 fue publicada la Ley N° 26749, Ley General de Electrificación Rural y, sobre la base de la experiencia en su aplicación, se ha observado la necesidad de subsanar el marco normativo tomando en consideración la naturaleza de sistemas eléctricos que ya se encuentran en operación;

Que, el alto crecimiento de la demanda eléctrica ha influido en el mayor uso del gas natural de Camisea, el cual debe ser transportado desde los yacimientos ubicados en el Cuzco hasta la ciudad de Lima a través de la Red Principal;

Que, se requiere con urgencia la ampliación de la Red Principal, la cual se realizará conforme se incrementen los contratos por Servicio Firme asumidos por los usuarios de dicha red, y teniendo en cuenta que casi dos tercios del uso de la Red Principal se debe a los generadores eléctricos, se hace necesario incentivar a dichos clientes a firmar contratos de transporte de gas natural en la modalidad de Servicio Firme;

Que, como medidas para incrementar la seguridad en la provisión de electricidad se debe señalar que como requisito para que las generadoras eléctricas puedan cobrar Potencia Firme, estas deben de tener garantizado el suministro de combustible, y que para el caso del gas natural, el transporte del combustible debe hacerse en la modalidad de Servicio Firme;

Que, adicionalmente a lo anterior, los nuevos permisos para generación termoeléctrica basada en el gas natural deben de exigir que las unidades termoeléctricas puedan operar con otro combustible alternativo, de tal forma de incrementar

la garantía de suministro ante fallas o restricciones en el suministro del gas natural. Que, los costos que esta medida demanda deben ser reconocidos por OSINERGMIN como un costo extra y pagado a los generadores que cubren dicha garantía extra al sistema eléctrico;

Que, la Garantía creada por la Ley N° 27133 permite asegurar el Ingreso anual de los concesionarios de transporte de gas natural de la Red Principal, facilitando que los usuarios no tengan la necesidad de firmar contratos de transporte de gas natural en la modalidad de Servicio Firme. Que, esta flexibilidad no garantiza que se cuente con la capacidad de transporte de gas natural necesaria para hacer frente a los requerimientos de electricidad segura que el país demanda;

Que, la exigencia para un generador termoeléctrico, que use gas natural, de tener contratos de transporte de gas en la modalidad de Servicio Firme, para hacerse acreedor a los Ingresos por Potencia Firme, se traduce en el incremento de sus costos fijos los cuales deben ser compensados eficientemente para no afectar los actuales y nuevos proyectos de generación que se requieren para cubrir el desarrollo seguro del país;

Que, el incremento previsto en los contratos de transporte de gas en la modalidad de Servicio Firme reducirá el monto y la volatilidad de la Garantía creada por la Ley N° 27133, pero aumentará el costo medio de producción de electricidad de los generadores termoeléctricos que usen gas natural. Por tal motivo, para mantener el costo actual de la Garantía y el costo medio de producción de electricidad, la Garantía debe cubrir, para los generadores eléctricos que usen gas natural de Camisea, la diferencia entre su máxima capacidad de transporte de gas natural requerida por su central, en forma eficiente, y la cantidad consumida por dicha central. Todo esto dentro de un mecanismo de eficiencia que busque el mejor uso del gas natural y la reducción de las emisiones de CO2 por unidad de energía eléctrica producida;

Que, las medidas introducidas deben ser paulatinas en el tiempo ajustándose a los incrementos en la capacidad de transporte de la Red Principal y a los tiempos de adaptación del parque actual de generación hacia rendimientos térmicos más elevados;

Que, el incremento del rendimiento térmico de las unidades generadoras que usan gas natural y la mayor generación hidroeléctrica esperada a futuro, podrían originar la caída de las Tarifas en Barra por debajo del costo eficiente que permitiría la recuperación de las inversiones de las nuevas unidades de generación, por lo que, es necesario que OSINERGMIN defina un valor mínimo para la Tarifa en Barra que garantice la recuperación de los costos eficientes de inversión de los generadores eléctricos;

Que, durante el tiempo de ampliación de la Red Principal podrían presentarse eventos de restricción en el suministro de gas natural a las centrales termoeléctricas debido a congestión en la capacidad de transporte de los gasoductos. En dicha situación, el COES debe administrar el uso del gas natural disponible de forma de minimizar el costo para la sociedad y a la vez compensar a los generadores perjudicados con la medida;

Que, adicionalmente a lo señalado en el párrafo anterior, es necesaria la aplicación de los conceptos contenidos en la Duodécima Disposición Complementaria Final de la Ley N° 26832 para congelar los costos marginales de electricidad a una situación previa a la congestión del gasoducto y a la vez establecer el mecanismo para recuperar los costos adicionales por la producción de electricidad con combustible alternativo;

Que, debe establecerse que los Generadores que no cuenten con suministro garantizado de combustible y que pongan en un riesgo al Sistema Eléctrico, pagarán los mayores costos de generación, todo esto antes de la aplicación de la Duodécima Disposición Complementaria Final de la Ley N° 26832;

De conformidad con lo establecido en el artículo 104° de la Constitución Política del Perú;

Con el voto aprobatorio del Consejo de Ministros y con cargo a dar cuenta al Congreso de la República;

Ha dado el Decreto Legislativo siguiente:

## DECRETO LEGISLATIVO QUE MODIFICA DIVERSAS NORMAS DEL MARCO NORMATIVO ELECTRICO

Artículo 1°.- Modificación de los artículos 8° y 26° de la Ley N° 26832

Modifíquense el numeral i. del artículo 8° y el artículo 26° de la Ley N° 26832, Ley para Asegurar el Desarrollo

eficiente de la Generación Eléctrica, de acuerdo a lo siguiente:

"Artículo 6º.- Condiciones de los contratos derivados de un proceso de Licitación

(...)

f. Plazos de suministro de hasta veinte (20) años y Precios Fijos, ninguno de los cuales podrá ser modificado por acuerdo de las partes, a lo largo de la vigencia del contrato, salvo autorización previa de OSINERGMIN. Cuando se trate de reducciones de precios durante la vigencia de los respectivos contratos, los Distribuidores deberán transferir a los consumidores el cincuenta por ciento (50%) de dichas reducciones.

(...)"

"Artículo 26º.- Remuneración de la Base Tarifaria  
La compensación para remunerar la Base Tarifaria de las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión, es asignada a los Usuarios por OSINERGMIN. A la Base Tarifaria se le descuenta el correspondiente Ingreso Tarifario y el resultado se denomina Peaje de Transmisión. El valor unitario del Peaje de Transmisión será igual al cociente del Peaje de Transmisión entre la demanda de los Usuarios. El valor unitario del Peaje de Transmisión será agregado al Precio de la Potencia de Punta en Barra en concordancia con lo establecido en el inciso h) del artículo 47º de la Ley de Concesiones Eléctricas, conforme lo establezca el Reglamento. La Base Tarifaria y el Peaje de Transmisión se sumarán a los conceptos de Costo Total de Transmisión y Peaje por Conexión a que se refieren los artículos 59º y 60º de la Ley de Concesiones Eléctricas."

Artículo 2º.- Modificación de los artículos 38º y 110º y el Anexo del Decreto Ley N° 25844

Modifíquese el inciso l) y el penúltimo párrafo del artículo 38º, así como el inciso c) del artículo 110º y el numeral 12 del Anexo del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, de acuerdo al texto siguiente:

"Artículo 38º.- (...)

(...)

h) Informe favorable emitido por una entidad Clasificadora de Riesgo Calificada, respecto de la solvencia financiera del inversionista.

Se sujetarán al presente artículo las concesiones definitivas para generación con Recursos Energéticos Renovables cuya potencia instalada sea igual o inferior a 20 MW. Serán otorgadas mediante Resolución Ministerial siguiendo el procedimiento administrativo establecido para las autorizaciones y les será de aplicación lo dispuesto en el artículo 29º de la presente Ley.

(...)"

"Artículo 110º.- Las servidumbres para la ocupación de bienes públicos y privados, se constituirán únicamente con arreglo a las disposiciones de la presente Ley.

Las servidumbres podrán ser:

(...)

c) De Ocupación de bienes de propiedad particular, indispensables para la instalación de subestaciones de distribución para Servicio Público de Electricidad y para el desarrollo de la actividad de generación con Recursos Energéticos Renovables.

(...)"

#### "ANEXO DE LA LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS DEFINICIONES

(...)

12 Potencia Firme: (...)

(...)

Solo tendrán derecho a la remuneración mensual por Potencia Firme las unidades de generación termoeléctricas que tengan asegurado el suministro continuo y permanente del combustible mediante contratos que lo garanticen o stock disponible. El Estado, en situación de emergencia, garantiza a dichas unidades la provisión de combustibles líquidos."

Artículo 3º.- Modificación de los artículos 15º, 20º, 21º y 22º de la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural

Modifíquese la denominación del Título VI y los artículos 15º, 21º y 22º, y agréguese un párrafo al artículo 20º de la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural, de acuerdo al texto siguiente:

#### "TÍTULO VI MEDIO AMBIENTE

Artículo 15º.- Impacto Ambiental y Cultural

Para la ejecución de las obras de los SER se presentará una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) ante la entidad competente, de conformidad con las normas ambientales y de descentralización vigentes. El contenido mínimo y el procedimiento de aprobación de la DIA se fijará mediante Decreto Supremo referendado por el Ministro de Energía y Minas y por el Ministro del Ambiente.

Para ejecutar las obras de los SER, bastará contar con el Proyecto de Evaluación Arqueológica aprobado por el Instituto Nacional de Cultura (INC), respecto del área o terreno donde se ejecutará la obra."

Artículo 20º.- Régimen Especial de Concesiones Eléctricas Rurales

(...)

Podrán acogerse al presente régimen, los sistemas eléctricos, ejecutados o por ejecutarse, que califiquen como Sistemas Eléctricos Rurales."

Artículo 21º.- Conducción y procedimientos de los procesos

La Dirección General de Electrificación Rural (DGER) conduce los procesos de promoción de la inversión privada, para lo cual coordina con los gobiernos regionales o gobiernos locales, según corresponda; conforme a los procedimientos, modalidades, criterios de elegibilidad y demás normas que establece la presente Ley y que establezca su reglamento. Dicho reglamento señalará los casos en que puedan participar empresas estatales que sean concesionarias de distribución eléctrica."

Artículo 22.- Otorgamiento de subsidios

El Estado podrá otorgar a las empresas privadas o estatales que participen en los procesos de promoción de la inversión privada, los subsidios necesarios para asegurar la sostenibilidad económica de los SER. Dichos subsidios estarán inafectos al Impuesto a la Renta y al Impuesto Temporal a los Activos Netos. El criterio para el otorgamiento de la Buena Pro será el de menor subsidio solicitado por los postores."

Artículo 4º.- Despacho del Gas Natural para Centrales Termoeléctricas conectadas al SEIN

En períodos de congestión en el suministro de gas natural, declarados por el Ministerio de Energía y Minas, los Generadores podrán redistribuir entre ellos de manera eficiente el gas y/o la capacidad de transporte disponible contratada. Asimismo, los Generadores podrán acordar con los usuarios industriales de gas natural la reasignación de la capacidad de transporte para fines de generación eléctrica.

A falta de los acuerdos a que se refiere el párrafo que antecede, el COES coordinará con el transportista y productor las nominaciones de suministro y transporte de gas natural para los Generadores de acuerdo con lo señalado en las normas pertinentes.

En tales situaciones de congestión en el suministro de gas natural, el COES puede redistribuir el gas o la capacidad de transporte disponible para los Generadores a efectos del despacho eficiente del SEIN. Los Generadores perjudicados con la reasignación efectuada por el COES recibirán una compensación que cubra los costos adicionales incurridos debido a dicha reasignación. Los Generadores beneficiados con la reasignación efectuada por el COES deberán asumir los costos de la compensación señalada en el párrafo anterior, de acuerdo a lo establecido en el Reglamento.

Artículo 5º.- Incentivo a la contratación del Servicio Firme y eficiencia en el uso del gas natural

Los Generadores que contraten Servicio Firme de transporte de gas natural con un concesionario imparado por la Ley N° 27133, tienen derecho a una compensación que garantice la recuperación del pago de transporte de gas que eficientemente harían en virtud de dicho contrato.

374788

## NORMAS LEGALES

E.I.S. 100.1  
Lima, jueves 26 de junio de 2008

La compensación del pago eficiente se determina en función de:

- La diferencia entre la capacidad reservada diaria eficiente (CRDE) menos el consumo promedio diario (CPD).
- Un porcentaje máximo de la CRDE;
- El pago del servicio firme regulado por OSINERGMIN.

La CRDE se determina como la capacidad diaria máxima de una central térmica operando con gas natural en la ciudad de Lima y con un rendimiento térmico neto que fijará el Ministerio de Energía y Minas conforme al Reglamento.

El pago de las compensaciones necesarias será asignado en los costos de transmisión y será definido por OSINERGMIN conforme al Reglamento.

**Artículo 6°.- Compensación adicional por seguridad de suministro**

OSINERGMIN regulará el pago de una compensación adicional para los generadores eléctricos que operen con gas natural y que tengan equipos o instalaciones que permitan la operación alternativa de su central con otro combustible. Dicha compensación se denominará compensación por seguridad de suministro.

OSINERGMIN, al fijar la Tarifa en Barra, considerará como mínimo la recuperación de las inversiones en centrales térmicas de alto rendimiento.

## DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA

Única.- Inclúyase numeral adicional al artículo 4° de la Ley N° 26832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, de acuerdo al texto siguiente:

"4.6 En el proceso de otorgamiento de Buena Pro a las ofertas económicas correspondientes a proyectos hidroeléctricos, para efectos de la evaluación se les aplicará un factor de descuento, el mismo que será establecido en las Bases y determinado conforme lo establece el Reglamento. Los postores ganadores con proyectos hidroeléctricos deberán presentar una garantía de ejecución de obras equivalente a un porcentaje de la valoración de la energía a suministrar durante el periodo contractual. Dicho porcentaje es definido por OSINERGMIN en cada Licitación. La mencionada garantía será devuelta a la entrada de operación comercial de la central hidroeléctrica."

## DISPOSICIONES TRANSITORIAS

**Primera.-** Dentro de un plazo no mayor de noventa (90) días contados a partir de la publicación del presente Decreto Legislativo, el Ministerio de Energía y Minas publicará las normas reglamentarias que sean necesarias para su adecuada aplicación.

**Segunda.-** OSINERGMIN adecuará los procedimientos correspondientes a fin que el próximo periodo regulatorio mayo 2009 - abril 2010, se lleve a cabo considerando lo dispuesto en el presente Decreto Legislativo y en las respectivas normas reglamentarias.

**Tercera.-** La modificación a la definición de Potencia Firme, entrará en vigencia a los catorce (14) meses desde la finalización del proceso de la oferta pública de capacidad a que se refiere el Decreto Supremo N° 016-2004-EM, siguiente a la publicación del presente Decreto Legislativo, salvo el último párrafo de dicha definición, el mismo que entrará en vigencia desde el día siguiente de publicado el presente Decreto Legislativo.

**Cuarta.-** El valor inicial del rendimiento térmico neto reconocido será de treinta por ciento (30%) durante los primeros treinta y seis (36) meses de vigencia del presente Decreto Legislativo, después se incrementará a cincuenta por ciento (50%) para los siguientes cuatro (4) años. El Ministerio de Energía y Minas podrá incrementar los rendimientos térmicos netos para los siguientes periodos de acuerdo al desarrollo tecnológico de las centrales térmicas.

El porcentaje máximo de la CRDE señalado en el inciso b) del artículo 5° del presente Decreto Legislativo será inicialmente setenta por ciento (70%) y se reducirá luego de treinta y seis (36) meses a cincuenta por ciento (50%). El Ministerio de Energía y Minas podrá reducir los porcentajes máximos para los siguientes periodos.

**Quinta.-** Cuando el COES ejerza las atribuciones señaladas en el artículo 4° del presente Decreto Legislativo

desde la fecha de su publicación hasta que entre en vigencia la modificación a la definición de Potencia Firme, se aplicará lo siguiente: En el caso de restitución total o parcial de suministro de gas natural a centrales de generación eléctrica, debido a congestión en el sistema de transporte de la Red Principal definida en la Ley N° 27133, los costos marginales de corto plazo serán iguales a los costos marginales que se hubieran presentado sin la congestión, calculados por el COES mediante un despacho idealizado sin congestión. Los costos adicionales de combustibles en que incurran las centrales que operen con costos variables superiores a los referidos costos marginales de corto plazo del despacho idealizado sin congestión, serán pagados por los Generadores y los Usuarios en partes iguales.

Los Generadores pagarán la parte que les corresponda en proporción a su energía firme.

OSINERGMIN, en veinte (20) días de la entrada en vigencia del presente Decreto Legislativo, publicará el procedimiento que incluye el mecanismo para trasladar los costos adicionales a ser asumidos por los Usuarios.

## POR TANTO:

Mando se publique y cumpla, dando cuenta al Congreso de la República.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los veintiocho días del mes de junio del año dos mil ocho.

ALAN GARCÍA PÉREZ  
Presidente Constitucional de la República

JORGE DEL CASTILLO GÁLVEZ  
Presidente del Consejo de Ministros

JUAN VALDIVIA ROMERO  
Ministro de Energía y Minas

ANTONIO JOSÉ BRACK EGG  
Ministro del Ambiente

216542-3

## Decreto de Urgencia N° 037-2008

## PODER EJECUTIVO

## DECRETOS DE URGENCIA

DECRETO DE URGENCIA  
N° 037-2008SE DICTAN MEDIDAS NECESARIAS PARA  
ASEGURAR EL ABASTECIMIENTO OPORTUNO DE  
ENERGÍA ELÉCTRICA AL SISTEMA ELÉCTRICO  
INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN)

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

## CONSIDERANDO:

Que, de conformidad con lo dispuesto por el artículo 58° de la Constitución Política del Perú, el Estado actúa, entre otras, en el área de los servicios públicos;

Que, de conformidad con lo dispuesto por el artículo 2° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, el Servicio Público de Electricidad, definido como el suministro regular de energía eléctrica para uso colectivo, es de utilidad pública;

Que, el artículo 2° de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, dispone que es de interés público y responsabilidad del Estado asegurar el abastecimiento oportuno y eficiente del suministro eléctrico para el Servicio Público de Electricidad;

Que, entre los efectos que se derivan del crecimiento sostenido que vienen experimentando la economía nacional, se tiene el mayor uso del gas natural de Camisea y el incremento de la demanda de energía eléctrica que, durante los dos últimos años, ha registrado unas tasas de crecimiento de 8,3% en el 2006 y 10,8% en el 2007, estimándose que en el periodo 2008-2015 la tasa promedio anual de crecimiento será de 7,6%;

Que, adicionalmente, el inicio del periodo de estiaje del presente año permite prever que se reducirá la disponibilidad de agua para la generación hidroeléctrica;

Que, la combinación de los hechos antes señalados, entre otros, ha causado que el tramo del gasoducto de la costa haya llegado al límite de su capacidad de transporte, limitando el suministro de gas natural para la generación termoeléctrica, el cual es transportado desde los yacimientos ubicados en el Cuzco hasta la ciudad de Lima a través de la Red Principal, la misma que requiere ser ampliada para abastecer los mayores requerimientos de gas para generación eléctrica;

Que, durante el tiempo de ampliación de la Red Principal ya se están presentando eventos de restricción en

el suministro de gas natural a las centrales termoeléctricas debido a congestión en la capacidad de transporte de los gasoductos, situación que debe ser evaluada en un contexto de alteración climatológica que permite estimar que la reducción en la disponibilidad de agua para la generación hidroeléctrica se prolongará más de lo usual.

Que, de conformidad con lo dispuesto por el numeral 19 del artículo 116° de la Constitución Política del Perú, corresponde al Presidente de la República dictar medidas extraordinarias, mediante decretos de urgencia con fuerza de ley en materia económica y financiera, cuando así lo requiere el interés nacional y con cargo de dar cuenta al Congreso;

Que, atendiendo al carácter de utilidad pública que la Ley de Concesiones Eléctricas otorga al Servicio Público de Electricidad, en casos de restricción temporal de generación es deber del Estado priorizar la provisión oportuna y eficiente del suministro eléctrico para los Usuarios Regulados, toda vez que, según lo establecido en la Ley N° 28832, es de interés público y responsabilidad del Estado asegurar para dichos Usuarios el abastecimiento del suministro eléctrico;

Que, la situación presentada pone en riesgo la capacidad de generación de energía eléctrica necesaria para satisfacer, en el corto plazo, el constante incremento de la demanda de electricidad debido al crecimiento económico y a los compromisos internacionales, razón por la cual el interés nacional requiere que se adopten medidas excepcionales de carácter temporal con el objeto de asegurar el Servicio Público de Electricidad y asegurar el suministro a la demanda de energía eléctrica;

Que, de acuerdo a tales consideraciones, la situación amerita el uso de la facultad a que se refiere el numeral 19 del artículo 116° de la Constitución Política del Perú;

Con el voto aprobatorio del Consejo de Ministros; y  
Con cargo de dar cuenta al Congreso de la República;

## DECRETA:

## Artículo 1°.- Objeto de la norma

El objeto de la presente norma es dictar disposiciones necesarias para asegurar, en el corto plazo, el abastecimiento oportuno de energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

## Artículo 2°.- Situación de Restricción Temporal de Generación

2.1. El Ministerio de Energía y Minas declarará las situaciones de restricción temporal de generación para asegurar el abastecimiento oportuno de energía eléctrica en el SEIN.

2.2. En las situaciones a que se refiere el numeral anterior, el Ministerio de Energía y Minas calculará la magnitud de la capacidad adicional de generación necesaria para asegurar el abastecimiento oportuno del suministro de energía eléctrica en el SEIN y requerirá a las empresas del

Sectores en los que el Estado tenga participación mayoritaria, para que efectúen las contrataciones y adquisiciones de obras, bienes y servicios necesarios, al amparo del artículo 3º del presente Decreto de Urgencia.

**Artículo 3º.-** De las adquisiciones y contratación de generación adicional.

Considérese como situación de emergencia para los efectos del artículo 22º del Texto Único Ordenado de la Ley N° 26850 - Ley de Contrataciones y Adquisiciones del Estado, aprobado por el Decreto Supremo N° 063-2004-PCM, o aquellas que las sustituyan, las situaciones de restricción temporal de generación para el abastecimiento del suministro eléctrico en el SEIN.

**Artículo 4º.-** Retiros sin contrato

Las unidades de generación que se instalan al amparo del presente Decreto de Urgencia, no serán consideradas para efectos de distribuir los retiros sin contrato a que se refiere la Ley N° 29179, Ley que Establece Mecanismo para Asegurar el Suministro de Electricidad para el Mercado Regulado, o la que la sustituya.

**Artículo 5º.-** Compensación por la generación adicional

Los costos totales, incluyendo los costos financieros, en que incurra el Generador estatal por la generación adicional a que se refiere el artículo 2º del presente Decreto de Urgencia, serán cubiertos mediante un cargo adicional que se incluirá en el Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión.

Para determinar dicho cargo, se distribuirán los costos señalados en el párrafo anterior entre la suma ponderada de la energía por un factor de asignación, el cual será igual a 1.0 para los Usuarios Regulados, 2.0 para los Usuarios Libres que no son Grandes Usuarios y 4.0 para los Grandes Usuarios. OSINERGMIN definirá el procedimiento de aplicación y, en caso necesario, podrá incluir los nuevos cargos en la regulación de tarifas vigente.

Los costos a que se refiere el presente artículo serán liquidados periódicamente, considerando los descuentos a que hubiere lugar por concepto de los ingresos netos totales mensuales que reciba por la participación en el COES de las unidades a que hace referencia el presente Decreto de Urgencia, según la normatividad vigente aplicable a todas las unidades que operan en el SEIN. Para ello, el COES identificará y desagregará a estas unidades como un grupo separado de la generación propia del generador estatal correspondiente.

**Artículo 6º.-** Costo Marginal de Corto Plazo

El costo variable de las unidades de generación que instale el generador estatal correspondiente al amparo del presente Decreto de Urgencia, no será considerado para la determinación del Costo Marginal de Corto Plazo a que se refieren los artículos 106º y 106º del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas cuando sean llamadas a operar.

**Artículo 7º.-** Incorporación de las unidades de generación adicional

El COES definirá procedimientos ad-hoc para la incorporación rápida de las unidades de generación adicional para dar cumplimiento al presente Decreto de Urgencia.

**Artículo 8º.-** Aspectos ambientales aplicables en situaciones de congestión

8.1 En el caso de alguna congestión declarada por el Ministerio de Energía y Minas que afecte el suministro de gas natural, se seguirá el siguiente procedimiento:

a) El titular de la Actividad de Hidrocarburos presentará un Plan de Manejo Ambiental (PMA) a la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos (DGAAE) del Ministerio de Energía y Minas antes de iniciar cualquier actividad (es) destinada (s) a implementar las acciones necesarias a fin de superar la congestión presentada. Asimismo, el PMA deberá ser presentado a la Dirección Regional de Energía y Minas del Gobierno Regional correspondiente, a la Municipalidad Provincial y Distrital del lugar y Comunidades del Área de Influencia Directa donde se ejecutará la (s) actividad (es) destinada a superar la congestión.

b) La Dirección General de Hidrocarburos (DGH) calificará si la actividad propuesta por el titular, se enmarca en la contingencia declarada, en un plazo de dos (02) días.

c) El contenido del Plan de Manejo Ambiental (PMA) para congestiones declaradas por el Ministerio de Energía y Minas será de acuerdo a lo especificado en el Anexo VI, el cual forma parte integrante del presente Decreto de Urgencia.

d) La DGAAE evaluará, y de ser procedente aprobará, el Plan de Manejo Ambiental (PMA) para congestiones declaradas por el Ministerio de Energía y Minas, en un plazo de quince (15) días calendario y el Titular del Proyecto tendrá cinco (5) días calendario para el levantamiento de las observaciones, de ser el caso.

e) El proceso de participación ciudadana para el PMA para congestiones declaradas por el Ministerio de Energía y Minas, se dará a través de avisos publicados en el Diario Oficial El Peruano y otro de mayor circulación de la zona, de acuerdo al formato proporcionado por la DGAAE, dentro de los cinco (5) días calendario siguientes a la presentación del PMA en el Ministerio de Energía y Minas; y a través de cuatro (4) anuncios diarios en medios radiales y televisivos de mayor sintonía de la zona durante 5 días después de publicado los avisos en los diarios. Los mencionados avisos deben precisar los lugares en que el PMA se encuentra a disposición de los interesados para su información y señalar que las observaciones y/o sugerencias sobre el PMA se remitan a la DGAAE en un plazo de tres (3) días calendario.

8.2 En el caso de alguna restricción temporal declarada por el Ministerio de Energía y Minas que afecte el suministro de electricidad, se seguirá el siguiente procedimiento:

a) El titular de la Actividad de Electricidad presentará un Plan de Manejo Ambiental (PMA) a la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos (DGAAE) del Ministerio de Energía y Minas antes de iniciar cualquier actividad (es) destinada (s) a implementar las acciones necesarias a fin de superar la restricción temporal presentada. Asimismo, el PMA deberá ser presentado a la Dirección Regional de Energía y Minas del Gobierno Regional correspondiente, a la Municipalidad Provincial y Distrital del lugar y Comunidades del Área de Influencia Directa donde se ejecutará la (s) actividad (es) destinada a superar la restricción temporal.

b) La Dirección General de Electricidad (DGE) calificará si la actividad propuesta por el titular, se enmarca en la restricción temporal declarada, en un plazo de dos (02) días.

c) El contenido del Plan de Manejo Ambiental (PMA) para restricciones temporales declaradas por el Ministerio de Energía y Minas será de acuerdo a lo especificado en el Anexo VII, el cual forma parte integrante del presente Decreto de Urgencia.

d) La DGAAE evaluará y de ser procedente aprobará el Plan de Manejo Ambiental (PMA) para restricciones temporales declaradas por el Ministerio de Energía y Minas, en un plazo de quince (15) días calendario y el Titular del Proyecto tendrá cinco (5) días calendario para el levantamiento de las observaciones, de ser el caso.

e) El proceso de participación ciudadana para el PMA para las restricciones temporales declaradas por el Ministerio de Energía y Minas, se dará a través de avisos publicados en el Diario Oficial El Peruano y otro de mayor circulación de la zona, de acuerdo al formato proporcionado por la DGAAE, dentro de los cinco (5) días calendario siguientes a la presentación del PMA en el Ministerio de Energía y Minas; y a través de cuatro (4) anuncios diarios en medios radiales y televisivos de mayor sintonía de la zona durante 5 días después de publicado los avisos en los diarios. Los mencionados avisos deben precisar los lugares en que el PMA se encuentra a disposición de los interesados para su información y señalar que las observaciones y/o sugerencias se remitan a la DGAAE en un plazo de tres (3) días calendario.

**Artículo 9º.-** Vigencia

El presente Decreto de Urgencia entrará en vigencia a partir del día siguiente a su publicación en el Diario Oficial El Peruano y hasta por un plazo de 36 meses.

**Artículo 10º.- Refrendo**  
 El presente Decreto de Urgencia será refrendado por el Presidente del Consejo de Ministros, el Ministro de Energía y Minas y el Ministro de Economía y Finanzas.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los veinte días del mes de agosto del año dos mil ocho.

**ALAN GARCÍA PÉREZ**  
 Presidente Constitucional de la República

**JORGE DEL CASTILLO GALVEZ**  
 Presidente del Consejo de Ministros

**JUAN VALDIVIA ROMERO**  
 Ministro de Energía y Minas

**LUIS M. VALDIVIESO M.**  
 Ministro de Economía y Finanzas

**ANEXO Nº 1**

**MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS**

**DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS AMBIENTALES  
 ENERGÉTICOS**

**PLAN DE MANEJO AMBIENTAL (PMA) PARA  
 CONGESTIONES Y/O RESTRICCIONES TEMPORALES  
 DECLARADAS POR EL MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS**

<b>I. DATOS GENERALES DEL TITULAR DEL PROYECTO:</b>	
1. Nombre o razón social de Titular del Proyecto:	
Ubicación del Proyecto	
2. No. / de / Calle:	
3. Distrito:	Urbanización:
Provincia:	Departamento:
4. Representante Legal:	
No. / de / Calle:	
Distrito:	Urbanización:
Provincia:	Departamento:
Teléfono:	Fax:
e-mail:	
Número de R.D.:	
<b>II. DESCRIPCIÓN DE LA CONGESTIÓN Y/O RESTRICCIÓN TEMPORAL</b>	
La congestión y/o restricción temporal declarada previamente por el Ministerio de Energía y Minas.	
<b>III. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.</b>	
<b>IV. DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE INFLUENCIA DIRECTA E INDIRECTA</b>	
<b>V. DESCRIPCIÓN Y EVALUACIÓN TÉCNICA DE LOS EFECTOS PREVISIBLES DIRECTOS E INDIRECTOS, ACUMULATIVOS Y SINÉRGICOS EN EL AMBIENTE.</b> Los efectos a corto y largo plazo para las actividades que se deberán desarrollar.	
<b>VI. PROGRAMA DE MONITOREO DEL PROYECTO, OBRA O ACTIVIDAD.</b> Para verificar el cumplimiento de los estándares de calidad ambiental establecidos en las normas vigentes. Evaluar mediante indicadores de desempeño ambiental previsto del proyecto, obra o actividad, la efectividad y eficacia de las medidas de manejo ambiental adoptadas y la pertinencia de medidas correctivas necesarias y aplicables en cada caso en particular.	
<b>VII. PLAN DE CONGESTIÓN Y/O RESTRICCIÓN TEMPORAL</b> El cual contiene las medidas de prevención y atención de las emergencias que se puedan ocasionar durante la vida del proyecto.	

<b>VI. PLAN DE RELACIONES COMUNITARIAS</b>
<b>IX. COSTOS PROYECTADOS DEL PLAN DE MANEJO</b> En relación con el costo total de proyecto, obra o actividad y cronograma de ejecución.
<b>X. ESTUDIOS DE VALORIZACIÓN ECONÓMICA DE LOS IMPACTOS AMBIENTALES A OCASIONARSE</b>
<b>XI. MEDIDAS DE PREVENCIÓN, MITIGACIÓN, CORRECCIÓN Y COMPENSACIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES NEGATIVOS</b> Los impactos que ocasiona el proyecto al ambiente en las fases de construcción, operación, mantenimiento, desmantelamiento, abandono y/o terminación del proyecto o actividad.
<b>XII. PLAN DE ABANDONO</b>

**NOTA.-** El presente documento deberá ser suscrito por el representante legal de la empresa y por el equipo de profesionales interdisciplinario habilitados que elaboraron el Plan de Manejo Ambiental.

Decreto 000011 de 2008, www.boletindelapresidenta.gob.pe



## Resolución Ministerial R.M. N° 553-2008-MEM/DM

384032

NORMAS LEGALES

11º mesero  
Lima, viernes 28 de noviembre de 2008**Resolución Ministerial que facilita el abastecimiento seguro y oportuno de energía eléctrica al SEIN****RESOLUCIÓN MINISTERIAL  
N° 553-2008-MEM/DM**

Lima, 27 de noviembre 2008

**CONSIDERANDO:**

Que, mediante el Decreto de Urgencia N° 037-2008, publicado el 21 de agosto de 2008, se dictaron disposiciones necesarias para asegurar, en el corto plazo, el abastecimiento oportuno de energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN);

Que, el artículo 2° del referido Decreto de Urgencia facultó al Ministerio de Energía y Minas para declarar las situaciones de restricción temporal de generación con la finalidad de asegurar el abastecimiento oportuno de energía eléctrica en el SEIN, calculando la magnitud de la capacidad adicional de generación necesaria, y requeri a una o más empresas del Sector en las que el Estado tenga participación mayoritaria para efectuar las contrataciones y adquisiciones de obras, bienes y servicios que sean necesarios para asegurar tal abastecimiento oportuno;

Que, la capacidad de generación adicional necesaria para cumplir con el objeto de la norma también puede ser obtenida de las centrales térmicas que convierten sus equipos al sistema de generación dual, así como de autoprodutores;

De conformidad con los artículos 3° y 4° e inciso b) y c) del artículo 6° del Decreto Ley N° 26862, Ley Orgánica del Sector Energía y Minas y con la opinión favorable del Director General de Electricidad y del Viceministro de Energía;

**RESUELVE:**

**Artículo 1°.-** Para los efectos del Decreto de Urgencia N° 037-2008, se considera capacidad adicional de generación aquella que puede ser obtenida de las centrales térmicas que convierten sus equipos al sistema de generación dual, así como de autoproducción.

**Artículo 2°.-** La presente Resolución entrará en vigencia al día siguiente de su publicación.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

**PEDRO SÁNCHEZ GAMARRA**  
Ministro de Energía y Minas

284112-1

## Resolución Ministerial N° 412-2008-MEM/DM

379332

NORMAS LEGALES

Lima, 4 de setiembre de 2008

## ENERGIA Y MINAS

**Declaran la existencia de Situación de Restricción Temporal de Generación para el abastecimiento seguro y oportuno de energía eléctrica al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional**

**RESOLUCION MINISTERIAL  
N° 412-2008-MEM/DM**

Lima, 4 de setiembre de 2008

**CONSIDERANDO:**

Que, con fecha 21 de agosto de 2008, se ha publicado el Decreto de Urgencia N° 037-2008, con el objeto de dictar las disposiciones necesarias para asegurar, en el corto plazo, el abastecimiento oportuno de energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN);

Que, conforme al artículo 2° del referido Decreto de Urgencia, el Ministerio de Energía y Minas está facultado para declarar las situaciones de restricción temporal de generación para asegurar el abastecimiento oportuno de energía eléctrica en el SEIN, para lo cual debe calcular la magnitud de la capacidad adicional de generación necesaria y requerir a uno o más Generadores del Estado para que, al amparo del artículo 3° de la referida norma, efectúen las contrataciones y adquisiciones de obras, bienes y servicios que sean necesarios para asegurar tal abastecimiento oportuno de energía eléctrica en el SEIN;

Que, se observa que la capacidad adicional que se necesita para el abastecimiento seguro y oportuno de energía eléctrica en el SEIN durante la situación de restricción temporal es de hasta 300 MW, mediante la contratación de unidades de generación cuya ubicación debe ser definida por el Generador a ser requerido;

En ejercicio de la facultad contenida en el artículo 2° del Decreto de Urgencia N° 037-2008;

Con la opinión favorable del Director General de Electricidad y del Viceministro de Energía;

**SE RESUELVE:**

**Artículo 1°.-** Declarar la existencia de Situación de Restricción Temporal de Generación para el abastecimiento seguro y oportuno de energía eléctrica al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

**Artículo 2°.-** La magnitud calculada de la capacidad adicional de generación necesaria para el abastecimiento seguro y oportuno de energía eléctrica al SEIN, es de hasta 300 MW.

**Artículo 3°.-** Requerir a ELECTROPERU S.A., para que, al amparo del artículo 3° del Decreto de Urgencia N° 037-2008, efectúe las contrataciones y adquisiciones de obras, bienes y servicios que sean necesarias para poner en operación la capacidad adicional de generación necesaria para el abastecimiento seguro y oportuno de energía eléctrica al SEIN, hasta una magnitud no mayor a la señalada en el artículo que antecede.

Para dicho efecto, ELECTROPERU S.A. deberá garantizar que la contratación y/o adquisición que efectúe, se encuentre acorde con los principios de Eficiencia, Imparcialidad, Transparencia y Vigencia Tecnológica, establecidos en el Texto Único Ordenado de la Ley N° 26850 - Ley de Contrataciones y Adquisiciones del Estado, aprobado mediante Decreto Supremo N° 083-2004-PCM.

**Artículo 4°.-** ELECTROPERU S.A. coordinará con el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) la

distribución zonal de la capacidad adicional de generación que insta en cumplimiento de la presente Resolución.

Artículo 5°.- Todos los Agentes están obligados a permitir el uso de sus instalaciones y a brindar las facilidades que les sea requerida por ELECTROPERU S.A. para el debido cumplimiento de la presente Resolución.

Artículo 6°.- La presente Resolución entrará en vigencia al día siguiente de su publicación.

Regístrese y comuníquese

JUAN VALDIVIA ROMERO  
Ministro de Energía y Minas

248475-1

**Decreto de Urgencia N° 049-2008**

385380

 **NORMAS LEGALES**El sábado  
Lima, jueves 18 de diciembre de 2008**DECRETO DE URGENCIA  
N° 049-2008****DECRETO DE URGENCIA  
QUE ASEGURA CONTINUIDAD  
EN LA PRESTACION DEL SERVICIO ELÉCTRICO****EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA****CONSIDERANDO:**

Que, de conformidad con lo dispuesto por el Artículo 68° de la Constitución Política del Perú, el Estado actúa, entre otros, en el área de los servicios públicos, entre los cuales el Servicio Público de Electricidad, definido como el suministro regular de energía eléctrica para uso colectivo, es de utilidad pública según lo establece el Artículo 2° del Decreto Ley N° 25644, Ley de Concesiones Eléctricas. Así, es de interés público y responsabilidad del Estado asegurar el abastecimiento oportuno y eficiente del suministro eléctrico para el Servicio Público de Electricidad conforme lo previsto en el Artículo 2° de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica;

Que, mediante Ley N° 29179, Ley que Establece el Mecanismo para Asegurar el Suministro de Electricidad para el Mercado Regulado, cuya vigencia concluye el 31 de diciembre de 2008, se dictaron medidas para asegurar el suministro de las demandas de potencia y energía, destinadas al Servicio Público de Electricidad, que no cuentan con contratos de suministro de energía que les respalden;

Que, existe la posibilidad que, con posterioridad a la fecha señalada en el considerando anterior, algunas empresas distribuidoras de electricidad requieran efectuar retiros físicos de potencia y energía para atender la demanda de sus usuarios regulados al no contar con contratos de suministro con las empresas generadoras debido a la escasez de energía eficiente en el sistema, lo cual conlleva el riesgo de crear efectos económicos y financieros perjudiciales, extraordinarios y no previstos en la normatividad vigente, consistentes en el rompimiento de la cadena de pagos, haciendo peligrar la estabilidad económica del sistema eléctrico y la continuidad del Servicio Público de Electricidad;

Que, las restricciones de producción y transporte de gas natural, así como de transporte de electricidad constituyen eventos que, cada vez que se presentan,

causan externalidades negativas y producen costos por restricciones en la operación del sistema eléctrico; que distorsionan el sistema de transacciones a costos marginales, desincentivando el desarrollo de nueva oferta de generación;

Que, al respecto, la Duodécima Disposición Complementaria Final de la Ley Nº 28832, el Decreto de Urgencia Nº 046-2007, el Decreto Legislativo Nº 1041 y el Decreto de Urgencia Nº 037-2008 norman la remuneración de aquellos costos variables no cubiertos por los costos marginales según se trate de restricciones de transmisión o de transporte de gas natural; en embargo, los criterios utilizados para la asignación de costos consideran una diversidad de criterios, los cuales introducen riesgos que dificultan la contratación de electricidad, a pesar de relacionarse con aspectos de una misma naturaleza; siendo por tanto necesario establecer un criterio único para la asignación de la parte no cubierta de los costos variables;

Que, del mismo modo, considerando la estructura de la oferta de generación y el nivel de crecimiento que ha experimentado la demanda en los últimos años, se requiere reducir el riesgo que supone la contratación de electricidad ante la posibilidad de costos marginales extremadamente elevados; para ello, es conveniente establecer un límite superior en los costos marginales que además oriente a la eficiencia en la operación del sistema eléctrico;

Que, de esta forma, es necesario dictar las reglas que impidan problemas como los descritos y resuelvan el tratamiento de los retiros sin contratos, que se generen a partir del 01 de enero del año 2009;

Que, es necesario establecer las medidas excepcionales pertinentes con el objeto de cautelar el interés nacional, asegurando que el suministro regular de energía eléctrica destinado al Servicio Público de Electricidad no sufra efectos negativos;

Que, de conformidad con lo dispuesto por el numeral 19 del Artículo 118º de la Constitución Política del Perú, corresponde al Presidente de la República dictar medidas extraordinarias, mediante decretos de urgencia con fuerza de ley, en materia económica y financiera, cuando así lo requiere el interés nacional y con cargo de dar cuenta al Congreso;

Que, de acuerdo a tales consideraciones, la situación amerita el uso de la facultad a que se refiere el numeral 19 del Artículo 118º de la Constitución Política del Perú;

Con el voto aprobatorio del Consejo de Ministros; y con cargo de dar cuenta al Congreso de la República;

#### DECRETA:

##### Artículo 1º.- Costos Marginales de Corto Plazo

Para efectos del despacho económico a que se refiere el marco regulatorio de electricidad, se seguirán los siguientes criterios:

1.1 Los costos marginales de corto plazo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), se determinarán considerando que no existe restricción de producción o transporte de gas natural ni de transmisión de electricidad.

1.2 Los costos marginales referidos en el numeral anterior no podrán ser superiores a un valor límite que será definido por el Ministerio de Energía y Minas mediante Resolución Ministerial.

1.3 La diferencia entre los costos variables de operación en que incurran las centrales que operan con costos variables superiores a los costos marginales determinados conforme al numeral 1.1 y dichos costos marginales, será cubierta mediante un cargo adicional en el Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión.

##### Artículo 2º.- Transacciones en el Mercado

Los retiros físicos de potencia y energía del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), que efectúen las empresas distribuidoras de electricidad, para atender la demanda de sus usuarios regulados, en contar con los respectivos contratos de suministro con las empresas generadoras, serán asignados a las empresas

generadoras de electricidad, valorizados a Precio en Barra de mercado regulado, en proporción a la energía firme eficiente anual de cada generador menos sus ventas de energía por contratos.

En el caso de los retiros sin contrato, los costos variables adicionales con respecto a los Precios de Energía en Barra en que incurran las centrales para atender dichos retiros, serán incorporados en el Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión. Para tal efecto, se descontará la compensación que les corresponda recibir por aplicación del numeral 1.3 del Artículo anterior.

##### Artículo 3º.- Unidades de generación al amparo del Decreto de Urgencia Nº 037-2008

Las unidades de generación que se instalen al amparo del Decreto de Urgencia Nº 037-2008, serán consideradas para efectos de distribuir los retiros sin contrato en las condiciones señaladas el Artículo 2º del presente Decreto de Urgencia.

El costo variable de dichas unidades de generación, será considerado para la determinación del Costo Marginal de Corto Plazo a que se refiere el Artículo 1º del presente Decreto de Urgencia.

##### Artículo 4º.- Procedimientos

OSINERGMIN aprobará las disposiciones necesarias para la aplicación de lo dispuesto en el presente Decreto de Urgencia.

##### Artículo 5º.- Vigencia y Retiro

El presente Decreto de Urgencia se mantendrá en vigencia desde el 1 de enero de 2009 hasta el 31 de diciembre de 2011 y será refrendado por el Presidente del Consejo de Ministros, el Ministro de Energía y Minas y el Ministro de Economía y Finanzas.

##### Artículo 6º.- Derogatoria

Deróguese el Decreto de Urgencia Nº 046-2007 y todo aquello que se oponga o que señale un tratamiento diferente a la determinación de costos marginales, respecto de lo dispuesto en el presente Decreto de Urgencia.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los dieciséis días del mes de diciembre del año dos mil ocho.

ALAN GARCÍA PÉREZ

Presidente Constitucional de la República

YEHUDE SIMON MUNARO

Presidente del Consejo de Ministros

PEDRO SÁNCHEZ GAMARRA

Ministro de Energía y Minas y  
Encargado del Despacho del  
Ministerio de Economía y Finanzas

**ANEXO 02:**  
**CASO PERSEO Fijación Tarifaria Mayo 2008**

=====

MODELO DE OPERACION DEL SISTEMA INTERCONECTADO  
NACIONAL PERUANO

=====

DATOS DE CONFIGURACION:

TITULO: Fijación Tarifaria Mayo - 2008

AÑO DE INICIO : 2007  
 MES DE INICIO : 1  
 NUMERO DE AÑOS DEL ESTUDIO : 4  
 NUMERO DE BLOQUES DE PUNTA : 1  
 NUMERO DE BLOQUES FUERA P. : 2  
 TASA DE ACTUALIZACION ANUAL : .12  
 NUMERO DE MESES PARA ACTUALIZACION: 36  
 NUMERO DE BARRAS DEL SISTEMA : 111  
 NUMERO DE LINEAS DEL SISTEMA : 185  
 NUMERO DE CUENCAS HIDRICAS : 18  
 NUMERO DE HIDROLOGIAS CONSIDERADAS: 42  
 NUMERO DE AÑOS HIDROLOGICOS : 42  
 AÑO DE INICIO DE LA SEC. HIDROLOG.: 1965

PARAMETROS DE EJECUCION SELECCIONADOS

OPCION DE MODELO MULTINODAL ACTIVA  
 OPCION DE MODELO CON PERDIDAS DE TRANSMISION ACTIVA  
 UTILIZANDO FACTORES DE PERDIDAS  
 OPCION DE LINEAS OPERANDO EN CONDICIONES NORMALES ACTIVA  
 OPCION DE IMPRESION DE LA HIDROLOGIA: 0  
 TOLERANCIA DE CONVERGENCIA DE .100  
 SE FIJO 10 ITERACIONES MAXIMAS

DURACION DE LOS BLOQUES HORARIOS

BLOQUE 1

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
2007	125	120	135	115	130	125	120	130	130	130	125	120
2008	125	125	135	115	130	125	120	130	130	130	125	120
2009	125	120	135	115	130	125	120	130	130	130	125	120
2010	125	120	135	115	130	125	120	130	130	130	125	120

BLOQUE 2

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
2007	340	300	330	335	335	325	345	335	320	335	325	345
2008	340	310	330	335	335	325	345	335	320	335	325	345
2009	340	300	330	335	335	325	345	335	320	335	325	345
2010	340	300	330	335	335	325	345	335	320	335	325	345

BLOQUE 3

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
2007	279	252	279	270	279	270	279	279	270	279	270	279
2008	279	261	279	270	279	270	279	279	270	279	270	279
2009	279	252	279	270	279	270	279	279	270	279	270	279
2010	279	252	279	270	279	270	279	279	270	279	270	279

DATOS DE LAS BARRAS:

NUM CODIGO	NOMBRE DE LA BARRA	TENSION (kV)	COSTO DE FALLA US\$/MWH
1	SICN-01 Aguaytia	220kV	220.0000 250.0000
2	SICN-02 Bañeros	220kV	220.0000 250.0000
3	SICN-03 Bañero	60kV	60.0000 250.0000
4	SICN-06 Callahuanca	220kV	220.0000 250.0000
5	SICN-07 Callahuanca	60kV	60.0000 250.0000
6	SICN-08 Carhuamayo	138kV	138.0000 250.0000
7	SICN-09 Carhuamayo	220kV	220.0000 250.0000
8	SICN-10 Carhuamayo	50kV	50.0000 250.0000
9	SICN-11 Carhuaquero	220kV	220.0000 250.0000



10 SICN-12 Caripa 138kV	138.0000	250.0000
11 SICN-13 Chavarría 220kV	220.0000	250.0000
12 SICN-14 Chiclayo 220kV	220.0000	250.0000
13 SICN-15 Chimbote 220kV	220.0000	250.0000
14 SICN-16 Excelsior 50kV	50.0000	250.0000
15 SICN-17 Guadalupe 220kV	220.0000	250.0000
16 SICN-18 Guadalupe 60kV	60.0000	250.0000
17 SICN-19 Huachipa 60kV	60.0000	250.0000
18 SICN-20 Huacho 220kV	220.0000	250.0000
19 SICN-21 Huampani 60kV	60.0000	250.0000
20 SICN-22 Huancavelica 220kV	220.0000	250.0000
21 SICN-23 Huanuco 138kV	138.0000	250.0000
22 SICN-24 Huayucachi 220kV	220.0000	250.0000
23 SICN-25 Ica 220kV	220.0000	250.0000
24 SICN-26 Independencia 220kV	220.0000	250.0000
25 SICN-27 Malpaso 50kV	50.0000	250.0000
26 SICN-28 Mantaro 220kV	220.0000	250.0000
27 SICN-29 Marcona 220kV	220.0000	250.0000
28 SICN-30 Matucana 220kV	220.0000	250.0000
29 SICN-31 Moyopampa 60kV	60.0000	250.0000
30 SICN-32 Nana	60.0000	250.0000
31 SICN-33 Oroya 138kV	138.0000	250.0000
32 SICN-34 Oroya 220kV	220.0000	250.0000
33 SICN-35 Oroya 50kV	50.0000	250.0000
34 SICN-36 Oroya CH 50kV	50.0000	250.0000
35 SICN-37 Pachachaca 220kV	220.0000	250.0000
36 SICN-38 Paragsha 138kV	138.0000	250.0000
37 SICN-39 Paragsha 220kV	220.0000	250.0000
38 SICN-40 Paragsha 50kV	50.0000	250.0000
39 SICN-41 Paramonga Nueva 220kV	220.0000	250.0000
40 SICN-42 Piura 220kV	220.0000	250.0000
41 SICN-43 Pomacocha 220kV	220.0000	250.0000
42 SICN-44 Puente 60kV	60.0000	250.0000
43 SICN-45 Pzinc 50kV	50.0000	250.0000
44 SICN-46 Rzinc 220kV	220.0000	250.0000
45 SICN-47 Salamanca 60kV	60.0000	250.0000
46 SICN-48 San Juan 220kV	220.0000	250.0000
47 SICN-49 Santa Rosa 220kV	220.0000	250.0000
48 SICN-50 Santa Rosa 60kV	60.0000	250.0000
49 SICN-51 Talara 220kV	220.0000	250.0000
50 SICN-52 T. Maria 138kV	138.0000	250.0000
51 SICN-53 Tingo Maria 220kV	220.0000	250.0000
52 SICN-54 Trujillo 220kV	220.0000	250.0000
53 SICN-55 Ventanilla 220kV	220.0000	250.0000
54 SICN-56 Vizcarra 220kV	220.0000	250.0000
55 SICN-57 Yuncan 138kV	138.0000	250.0000
56 SICN-58 Zapallal 220kV	220.0000	250.0000
57 SICN-59 Aguaytia 138Kv	138.0000	250.0000
58 SICN-60 Pucallpa 138Kv	138.0000	250.0000
59 SICN-61 Yuncan 220kv	220.0000	250.0000
60 SICN-62 Huallanca 138Kv	138.0000	250.0000
61 SICN-63 Chimbote 138Kv	138.0000	250.0000
62 SICN-64 Pucallpa 60kV	60.0000	250.0000
63 SICN-65 Zorritos 220kV	220.0000	250.0000
64 SICN-66 Condorcocha 138kV	138.0000	250.0000
65 SICN-67 Condorcocha 44kV	44.0000	250.0000
66 SICN-69 Chilca REP 220kV	220.0000	250.0000
67 SICN-70 SEPANU 138kV	220.0000	250.0000
68 SICN-71 SEPAEX 138kV	220.0000	250.0000
69 SICN-72 Cantero 220kV	220.0000	250.0000
70 SICN-73 Zarumilla 220kV	220.0000	250.0000
71 SICN-74 Cotaruse 220kV	220.0000	250.0000
72 SICN-75 Desierto 220kV	220.0000	250.0000
73 SICN-76 Industriales 220kV	220.0000	250.0000
74 SICN-77 Cerro Corona 220kV	220.0000	250.0000
75 SICN-78 Cajamarca 220kV	220.0000	250.0000
76 SICN-79 Huallanca 220kV	220.0000	250.0000
77 SICN-80 Conococha 220kV	220.0000	250.0000
78 SIS-01 Abancay 138kV	138.0000	250.0000
79 SIS-02 Aricota 138kV	138.0000	250.0000
80 SIS-03 Aricota 66kV	66.0000	250.0000
81 SIS-04 Ayaviri 138kV	138.0000	250.0000
82 SIS-05 Azangaro 138kV	138.0000	250.0000
83 SIS-06 Botiflaca 138kV	138.0000	250.0000

84 SIS-07 C. Ilo 138kV	138.0000	250.0000
85 SIS-08 Cachimayo 138kV	138.0000	250.0000
86 SIS-09 Callali 138kV	138.0000	250.0000
87 SIS-10 Cerro Verde 138kV	138.0000	250.0000
88 SIS-11 Combapata 138kV	138.0000	250.0000
89 SIS-12 Dolorespata 138kV	138.0000	250.0000
90 SIS-13 Jesus 138kV	138.0000	250.0000
91 SIS-14 Juliaca 138kV	138.0000	250.0000
92 SIS-15 MacchuPicchu 138kV	138.0000	250.0000
93 SIS-16 Mollendo 138kV	138.0000	250.0000
94 SIS-17 Moquegua 138kV	138.0000	250.0000
95 SIS-18 Moquegua 220kV	220.0000	250.0000
96 SIS-19 Puno 138kV	138.0000	250.0000
97 SIS-20 Puno 220kV	220.0000	250.0000
98 SIS-21 Quencoro 138kV	138.0000	250.0000
99 SIS-22 Santuario 138kV	138.0000	250.0000
100 SIS-23 Socabaya 138kV	138.0000	250.0000
101 SIS-24 Socabaya 220kV	220.0000	250.0000
102 SIS-25 SPCC138kV	138.0000	250.0000
103 SIS-26 Tacna 220kV	220.0000	250.0000
104 SIS-27 Tacna 66kV	66.0000	250.0000
105 SIS-28 Tintaya 138kV	138.0000	250.0000
106 SIS-29 Tomasiri 66kV	66.0000	250.0000
107 SIS-30 Toquepala 138kV	138.0000	250.0000
108 SIS-31 Toquepala Etesur 138kV	138.0000	250.0000
109 SIS-33 Reparticion 138kV	138.0000	250.0000
110 SIS-34 Ilo2 220kV	220.0000	250.0000
111 SIS-35 MacchuPicchu 220kV	220.0000	250.0000

DATOS DE LAS LINEAS DE TRANSMISION:

NUM MS	BARRA D	BARRA D	TENSION (kV)	LONGITUD (km)	RESISTENC (ohm)	REACTANCIA (ohm)	CAPACIDAD NORMAL	CAPACIDAD EMERG.	CAPACIDAD MW	CAPACIDAD AÑO	CAPACIDAD ME	CAPACIDAD AÑOS
1	LNE-001	SICN-51	SICN-42	220.0000	103.8000	7.3802	51.8896	170.0000	.0000	2007	1 2011	1 0
2	LNE-002	SICN-42	SICN-14	220.0000	211.1900	16.2194	104.2434	148.9600	.0000	2007	1 2011	1 0
3	LNE-003	SICN-14	SICN-11	220.0000	83.0000	7.4700	40.6700	312.0238	.0000	2007	1 2011	1 0
4	LNE-004	SICN-14	SICN-17	220.0000	83.7400	7.7962	44.5915	248.9600	.0000	2007	1 2011	1 0
5	LNE-005	SICN-54	SICN-17	220.0000	103.3500	9.6219	55.0339	148.9600	.0000	2007	1 2011	1 0
6	LNE-006	SICN-15	SICN-54	220.0000	132.8900	8.9036	63.7872	248.9600	.0000	2007	1 2011	1 0
7	LNE-007	SICN-15	SICN-54	220.0000	133.7500	7.7174	64.5879	248.9600	.0000	2007	1 2011	1 0
8	LNE-008	SICN-41	SICN-15	220.0000	220.3100	19.8279	105.7488	276.0000	.0000	2007	1 2008	3 1
	REPOTENCIAMIENTO			220.0000		19.8279	105.7488	248.9600	.0000	2008	4 2011	1
9	LNE-009	SICN-41	SICN-20	220.0000	55.6300	5.0011	27.8150	248.9600	.0000	2007	1 2011	1 0
10	LNE-010	SICN-58	SICN-20	220.0000	103.8800	9.3388	51.9400	248.9600	.0000	2007	1 2011	1 0
11	LNE-011	SICN-55	SICN-58	220.0000	18.0200	1.5894	8.9199	248.9600	.0000	2007	1 2011	1 0
12	LNE-012	SICN-55	SICN-13	220.0000	10.5800	.9215	5.2858	279.5500	.0000	2007	1 2011	1 0
13	LNE-013	SICN-55	SICN-13	220.0000	10.5800	.9215	5.2858	279.5500	.0000	2007	1 2011	1 0
14	LNE-014	SICN-55	SICN-13	220.0000	11.0700	.9642	5.5007	279.5500	.0000	2007	1 2011	1 0
15	LNE-015	SICN-13	SICN-49	220.0000	8.4600	.6201	4.2114	248.9600	.0000	2007	1 2011	1 0
16	LNE-016	SICN-13	SICN-49	220.0000	8.4600	.6201	4.2114	248.9600	.0000	2007	1 2011	1 0
17	LNE-017	SICN-49	SICN-48	220.0000	26.3700	1.9118	12.9846	223.9300	.0000	2007	1 2009	5 0
18	LNE-018	SICN-49	SICN-48	220.0000	26.3700	1.9118	12.9846	223.9300	.0000	2007	1 2011	1 0
19	LNE-019	SICN-48	SICN-02	220.0000	9.7600	.5856	4.6848	224.0476	.0000	2007	1 2011	1 0
20	LNE-020	SICN-48	SICN-02	220.0000	9.7600	.5856	4.6848	224.0476	.0000	2007	1 2011	1 0
21	LNE-021	SICN-48	SICN-72	220.0000	132.8500	11.0266	65.0965	148.9600	.0000	2011	1 2011	1 0
22	LNE-022	SICN-48	SICN-26	220.0000	216.6000	17.8478	105.3976	148.9600	.0000	2011	1 2011	1 0
23	LNE-023	SICN-26	SICN-25	220.0000	55.1900	4.5808	27.0376	238.1800	.0000	2007	1 2011	1 0
24	LNE-024	SICN-25	SICN-29	220.0000	155.0000	12.8650	75.9500	138.1800	.0000	2007	1 2011	1 0
25	LNE-025	SICN-43	SICN-48	220.0000	112.1900	6.8436	54.9731	194.5400	.0000	2007	1 2011	1 0
26	LNE-026	SICN-43	SICN-48	220.0000	112.1900	6.8436	54.9731	196.1600	.0000	2007	1 2011	1 0
27	LNE-027	SICN-37	SICN-43	220.0000	13.4600	.8103	6.7313	387.1000	.0000	2007	1 2011	1 0
28	LNE-028	SICN-37	SICN-06	220.0000	72.6400	4.0896	35.5137	179.8600	.0000	2007	1 2011	1 0
29	LNE-029	SICN-37	SICN-06	220.0000	72.6400	4.0896	35.5064	190.9300	.0000	2007	1 2011	1 0
30	LNE-030	SICN-30	SICN-06	220.0000	22.5000	1.6875	11.2725	224.0476	.0000	2007	1 2011	1 0
31	LNE-031	SICN-06	SICN-46	220.0000	36.3500	2.6754	18.0623	333.0922	.0000	2007	1 2011	1 0
32	LNE-032	SICN-46	SICN-13	220.0000	21.4200	1.5765	10.6436	333.0922	.0000	2007	1 2011	1 0
33	LNE-033	SICN-06	SICN-13	220.0000	55.3700	4.0752	27.5134	333.0922	.0000	2007	1 2011	1 0
34	LNE-034	SICN-28	SICN-43	220.0000	192.2200	11.7254	97.9938	148.9600	.0000	2007	1 2011	1 0
35	LNE-035	SICN-28	SICN-43	220.0000	192.2200	11.7254	97.9938	148.9600	.0000	2007	1 2011	1 0
36	LNE-036	SICN-28	SICN-26	220.0000	247.2500	15.0823	131.0425	148.9600	.0000	2007	1 2011	1 0
37	LNE-037	SICN-28	SICN-22	220.0000	66.4700	4.0547	35.2291	148.9600	.0000	2007	1 2011	1 0
38	LNE-038	SICN-22	SICN-26	220.0000	180.7800	11.0276	95.8134	148.9600	.0000	2007	1 2011	1 0

39	LNE-039	SICN-28	SICN-37	220.0000	194.8200	11.7087	97.8776	148.9600	.0000	2007	1	2011	1	0
40	LNE-040	SICN-28	SICN-37	220.0000	194.8200	11.7087	97.8776	148.9600	.0000	2007	1	2011	1	0
41	LNE-041	SICN-28	SICN-24	220.0000	76.5900	4.2584	38.2950	158.2200	.0000	2007	1	2011	1	0
42	LNE-042	SICN-24	SICN-58	220.0000	244.1100	14.1340	122.0550	148.9600	.0000	2007	1	2011	1	0
43	LNE-043	SICN-37	SICN-34	220.0000	21.6300	1.1421	11.0053	324.0476	.0000	2007	1	2011	1	0
44	LNE-044	SICN-01	SICN-53	220.0000	73.2670	4.2129	36.9998	186.7096	.0000	2007	1	2011	1	0
45	LNE-045	SICN-53	SICN-56	220.0000	173.7000	9.9878	87.7185	186.7096	.0000	2007	1	2011	1	0
46	LNE-046	SICN-56	SICN-41	220.0000	145.2890	8.3541	73.3709	186.7096	.0000	2007	1	2010	9	0
47	LNE-048	SICN-07	SICN-21	60.0000	23.5300	4.0472	11.4356	39.7194	.0000	2007	1	2011	1	0
48	LNE-049	SICN-21	SICN-32	60.0000	7.9400	.9734	3.4984	52.3800	.0000	2007	1	2011	1	0
49	LNE-050	SICN-32	SICN-19	60.0000	19.8100	2.6862	8.9145	40.1702	.0000	2007	1	2011	1	0
50	LNE-051	SICN-07	SICN-19	60.0000	40.8400	6.3302	18.5985	39.7194	.0000	2007	1	2011	1	0
51	LNE-052	SICN-19	SICN-50	60.0000	11.5700	1.7355	5.4379	139.7194	.0000	2007	1	2011	1	0
52	LNE-053	SICN-19	SICN-50	60.0000	20.4500	2.8630	9.2843	131.5560	.0000	2007	1	2011	1	0
53	LNE-054	SICN-50	SICN-44	60.0000	7.0500	.7755	3.0315	61.1520	.0000	2007	1	2011	1	0
54	LNE-055	SICN-50	SICN-44	60.0000	7.0500	.7755	3.0315	61.1520	.0000	2007	1	2011	1	0
55	LNE-056	SICN-44	SICN-03	60.0000	7.0900	.7799	3.0487	61.1520	.0000	2007	1	2011	1	0
56	LNE-057	SICN-44	SICN-03	60.0000	10.7500	1.1771	4.7321	61.1520	.0000	2007	1	2011	1	0
57	LNE-058	SICN-03	SICN-47	60.0000	4.4700	.4023	1.9614	52.0400	.0000	2007	1	2011	1	0
58	LNE-059	SICN-03	SICN-31	60.0000	46.3600	4.8724	20.3428	45.8248	.0000	2007	1	2011	1	0
59	LNE-060	SICN-47	SICN-31	60.0000	41.9500	4.4089	18.4077	45.8248	.0000	2007	1	2011	1	0
60	LNE-061	SICN-07	SICN-31	60.0000	25.7400	3.8353	6.5894	54.9976	.0000	2007	1	2011	1	0
61	LNE-062	SICN-31	SICN-50	60.0000	39.8000	4.7163	18.1607	54.8898	.0000	2007	1	2011	1	0
62	LNE-063	SICN-31	SICN-50	60.0000	39.8000	4.7163	18.0573	54.8898	.0000	2007	1	2011	1	0
63	LNE-064	SICN-23	SICN-52	138.0000	88.1600	14.5993	44.3797	44.1000	.0000	2007	1	2011	1	0
64	LNE-065	SICN-38	SICN-23	138.0000	86.2100	11.8970	43.7947	44.1000	.0000	2007	1	2011	1	0
65	LNE-066	SICN-08	SICN-38	138.0000	39.6950	5.7439	19.3950	114.5424	.0000	2007	1	2011	1	0
66	LNE-067	SICN-08	SICN-12	138.0000	53.4880	7.7397	26.1342	114.6600	.0000	2007	1	2011	1	0
67	LNE-068	SICN-12	SICN-33	138.0000	20.4740	2.9626	10.0036	114.6600	.0000	2007	1	2011	1	0
68	LNE-069	SICN-57	SICN-08	138.0000	67.2300	4.2019	33.9512	172.4702	.0000	2011	1	2011	1	0
69	LNE-070	SICN-61	SICN-09	220.0000	50.9390	2.8016	25.9280	252.9380	.0000	2007	1	2011	1	0
70	LNE-071	SICN-61	SICN-09	220.0000	50.0000	2.7500	25.4500	252.9380	.0000	2007	1	2011	1	0
71	LNE-072	SICN-40	SICN-16	50.0000	1.2200	.2083	.4514	41.5030	.0000	2007	1	2011	1	0
72	LNE-073	SICN-16	SICN-10	50.0000	24.9440	7.0991	10.4515	16.9540	.0000	2007	1	2011	1	0
73	LNE-074	SICN-16	SICN-10	50.0000	41.0600	12.3098	18.5386	16.9540	.0000	2007	1	2011	1	0
74	LNE-075	SICN-10	SICN-27	50.0000	64.4680	21.8998	33.9682	19.7960	.0000	2007	1	2011	1	0
75	LNE-076	SICN-10	SICN-27	50.0000	64.6800	21.9718	34.0799	19.7960	.0000	2007	1	2011	1	0
76	LNE-077	SICN-27	SICN-35	50.0000	20.3500	3.4595	9.5645	31.0660	.0000	2007	1	2011	1	0
77	LNE-078	SICN-36	SICN-27	50.0000	18.6450	2.6905	7.6538	31.0660	.0000	2007	1	2011	1	0
78	LNE-079	SICN-36	SICN-45	50.0000	2.3890	.4080	1.1880	34.9860	.0000	2007	1	2011	1	0
79	LNE-080	SICN-35	SICN-45	50.0000	2.6790	.3882	1.2377	39.0040	.0000	2007	1	2011	1	0
80	LNE-081	SICN-35	SICN-45	50.0000	2.4680	.3576	1.1402	39.0040	.0000	2007	1	2011	1	0
81	LNE-082	SICN-63	SICN-62	138.0000	83.9700	10.1940	40.3056	155.3006	.0000	2007	1	2011	1	0
82	LNE-083	SICN-63	SICN-62	138.0000	83.9700	10.1856	40.3056	155.3006	.0000	2007	1	2011	1	0
83	LNE-084	SICN-63	SICN-62	138.0000	83.9700	10.1268	40.3056	155.3006	.0000	2007	1	2011	1	0
84	LNE-085	SICN-28	SICN-74	220.0000	294.0000	11.6424	56.5068	365.0000	.0000	2007	1	2009	6	1
	REPOTENCIAMIENTO	1		220.0000		11.6424	56.5068	447.4500	.0000	2009	7	2011	1	
85	LNE-086	SICN-28	SICN-74	220.0000	294.0000	11.6424	56.5068	365.0000	.0000	2007	1	2009	6	1
	REPOTENCIAMIENTO	1		220.0000		11.6424	56.5068	447.4500	.0000	2009	7	2011	1	
86	LNE-087	SICN-55	SICN-58	220.0000	18.0000	1.5192	9.6030	149.3520	.0000	2007	1	2011	1	0
87	LNE-088	SICN-34	SICN-09	220.0000	76.0800	4.0475	37.6140	181.4960	.0000	2007	1	2011	1	0
88	LNE-089	SICN-09	SICN-39	220.0000	43.3400	2.3057	21.4273	281.4960	.0000	2007	1	2011	1	0
89	LNE-090	SICN-39	SICN-56	220.0000	121.1400	6.4446	59.8916	181.4960	.0000	2007	1	2011	1	0
90	LNE-091	SICN-51	SICN-65	220.0000	137.0000	8.8776	68.5000	148.9600	.0000	2007	1	2011	1	0
91	LNE-092	SICN-12	SICN-66	138.0000	12.0000	1.7340	5.8632	114.5620	.0000	2007	1	2011	1	0
92	LNE-093	SICN-65	SICN-73	220.0000	50.9190	3.3097	25.4595	100.0000	.0000	2007	1	2011	1	0
93	LNE-094	SICN-59	SICN-60	138.0000	130.5200	14.5660	64.1375	149.3520	.0000	2007	1	2011	1	0
94	LNE-095	SICN-03	SICN-47	60.0000	12.8850	1.4728	5.6359	36.3731	.0000	2007	1	2011	1	0
95	LNE-096	SICN-74	SIS-24	220.0000	315.0000	12.4740	48.4155	365.0000	.0000	2007	1	2009	6	1
	REPOTENCIAMIENTO	1		220.0000		12.4740	48.4155	447.4500	.0000	2009	7	2011	1	
96	LNE-097	SICN-74	SIS-24	220.0000	315.0000	12.4740	48.4155	365.0000	.0000	2007	1	2009	6	1
	REPOTENCIAMIENTO	1		220.0000		12.4740	48.4155	447.4500	.0000	2009	7	2011	1	
97	TNE-002	SICN-06	SICN-07	220.0000	1.0000	1.6470	60.9395	83.3000	.0000	2011	1	2011	1	0
98	TNE-003	SICN-49	SICN-50	220.0000	1.0000	.3249	12.3438	501.8000	.0000	2007	1	2011	1	0
99	TNE-004	SICN-02	SICN-03	220.0000	1.0000	.3212	12.8463	511.6000	.0000	2007	1	2011	1	0
100	TNE-005	SICN-53	SICN-52	220.0000	1.0000	4.6922	140.7658	149.0000	.0000	2007	1	2011	1	0
101	TNE-006	SICN-34	SICN-35	220.0000	1.0000	1.5852	60.2371	198.0000	.0000	2007	1	2011	1	0
102	TNE-007	SICN-33	SICN-35	138.0000	1.0000	.7248	17.3950	58.8000	.0000	2007	1	2011	1	0
103	TNE-008	SICN-08	SICN-10	138.0000	1.0000	1.9146	45.9497	29.4000	.0000	2007	1	2011	1	0
104	TNE-009	SICN-38	SICN-40	138.0000	1.0000	1.0062	29.1800	143.1200	.0000	2007	1	2011	1	0
105	TNE-012	SICN-61	SICN-57	220.0000	1.0000	1.6292	66.7990	141.1200	.0000	2007	1	2011	1	0
106	TNE-013	SICN-15	SICN-63	220.0000	1.0000	.5427	21.7090	235.2000	.0000	2007	1	2011	1	0
107	TNE-014	SICN-17	SICN-18	220.0000	1.0000	4.4911	107.7855	58.8000	.0000	2007	1	2011	1	0
108	TNE-015	SICN-66	SICN-67	138.0000	1.0000	.0000	50.0000	124.5000	.0000	2007	1	2011	1	0

109	TNE-016	SICN-01	SICN-59	220.0000	1.0000	2.4692	79.0148	58.8000	.0000	2007	1	2011	1	0
110	TNE-017	SICN-39	SICN-38	220.0000	1.0000	.9274	37.0951	217.6000	.0000	2007	1	2011	1	0
111	TNE-018	SICN-60	SICN-64	138.0000	1.0000	.9154	28.3781	53.9000	.0000	2007	1	2011	1	0
112	LSE-001	SIS-23	SIS-10	138.0000	10.8000	1.6956	5.7002	46.5500	.0000	2007	1	2011	1	0
113	LSE-002	SIS-23	SIS-10	138.0000	10.8000	1.6956	5.7002	46.5500	.0000	2007	1	2011	1	0
114	LSE-004	SIS-23	SIS-22	138.0000	27.5000	4.3175	14.5145	66.1500	.0000	2007	1	2011	1	0
115	LSE-005	SIS-23	SIS-22	138.0000	27.5000	4.3175	14.5145	66.1500	.0000	2007	1	2011	1	0
116	LSE-007	SIS-22	SIS-09	138.0000	89.2000	8.6524	45.5188	107.8000	.0000	2007	1	2011	1	0
117	LSE-008	SIS-09	SIS-28	138.0000	90.4000	10.1248	46.1311	107.8000	.0000	2007	1	2011	1	0
118	LSE-009	SIS-28	SIS-11	138.0000	99.0600	15.6515	50.3225	88.2000	.0000	2007	1	2011	1	0
119	LSE-010	SIS-11	SIS-21	138.0000	87.5200	13.8282	44.5039	88.2000	.0000	2007	1	2011	1	0
120	LSE-011	SIS-21	SIS-12	138.0000	8.3000	1.2118	4.3152	70.5600	.0000	2007	1	2011	1	0
121	LSE-012	SIS-12	SIS-08	138.0000	13.5000	2.1195	6.7662	91.3556	.0000	2007	1	2011	1	0
122	LSE-013	SIS-08	SIS-01	138.0000	94.7000	13.0686	47.8898	88.2000	.0000	2007	1	2011	1	0
123	LSE-014	SIS-28	SIS-04	138.0000	82.6000	11.2832	41.5726	88.2000	.0000	2007	1	2011	1	0
124	LSE-015	SIS-04	SIS-05	138.0000	45.3000	6.1880	22.7995	88.2000	.0000	2007	1	2011	1	0
125	LSE-016	SIS-05	SIS-14	138.0000	78.0000	10.6548	39.2574	88.2000	.0000	2007	1	2011	1	0
126	LSE-17B	SIS-14	SIS-19	138.0000	37.0000	4.1440	18.6221	78.4000	.0000	2007	1	2011	1	0
127	LSE-018	SIS-30	SIS-07	138.0000	90.5000	11.3940	44.3993	58.7902	.0000	2007	1	2011	1	0
128	LSE-019	SIS-07	SIS-25	138.0000	14.3300	1.9174	7.1421	58.7902	.0000	2007	1	2011	1	0
129	LSE-020	SIS-31	SIS-02	138.0000	35.0000	4.2000	17.7100	68.6000	.0000	2007	1	2011	1	0
130	LSE-021	SIS-03	SIS-29	66.0000	58.3000	14.6683	26.7947	24.5294	.0000	2007	1	2011	1	0
131	LSE-022	SIS-29	SIS-27	66.0000	29.3000	7.3719	13.4663	24.5294	.0000	2007	1	2011	1	0
132	LSE-023	SIS-17	SIS-25	138.0000	56.6100	4.0986	28.1918	127.4196	.0000	2007	1	2011	1	0
133	LSE-024	SIS-31	SIS-30	138.0000	1.8000	.2093	.8741	158.7902	.0000	2007	1	2011	1	0
134	LSE-026	SIS-24	SIS-18	220.0000	106.7400	3.5331	26.2047	393.5100	.0000	2007	1	2011	1	0
135	LSE-027	SIS-17	SIS-31	138.0000	38.7000	5.5767	20.6542	66.1500	.0000	2007	1	2011	1	0
136	LSE-28A	SIS-17	SIS-06	138.0000	30.7600	2.3378	14.7648	192.0702	.0000	2007	1	2011	1	0
137	LSE-28B	SIS-17	SIS-06	138.0000	29.8600	2.1619	14.6314	156.7020	.0000	2007	1	2011	1	0
138	LSE-029	SIS-17	SIS-30	138.0000	38.7200	5.5796	19.3600	97.9118	.0000	2007	1	2011	1	0
139	LSE-030	SIS-30	SIS-06	138.0000	32.0400	3.9089	15.7316	58.7902	.0000	2007	1	2011	1	0
140	LSE-031	SIS-10	SIS-33	138.0000	48.5000	7.1586	25.5983	88.2000	.0000	2007	1	2011	1	0
141	LSE-032	SIS-33	SIS-16	138.0000	41.5000	6.1254	21.9037	88.2000	.0000	2007	1	2011	1	0
142	LSE-033	SIS-18	SIS-34	220.0000	72.4500	2.6082	14.1133	784.1764	.0000	2007	1	2011	1	0
143	LSE-034	SIS-15	SIS-21	138.0000	99.3400	14.5036	51.6369	73.5000	.0000	2007	1	2011	1	0
144	LSE-035	SIS-15	SIS-08	138.0000	78.5500	12.3324	39.3693	91.3556	.0000	2007	1	2011	1	0
145	LSE-036	SIS-22	SIS-23	138.0000	17.6700	2.5975	8.7290	127.6548	.0000	2007	1	2011	1	0
146	LSE-037	SIS-20	SIS-18	220.0000	196.6300	9.5169	98.0987	146.7550	.0000	2007	1	2011	1	0
147	LSE-038	SIS-18	SIS-26	220.0000	124.3300	7.6339	63.6072	146.7550	.0000	2007	1	2011	1	0
148	TSE-001	SIS-02	SIS-03	138.0000	1.0000	1.0333	24.7992	129.4000	.0000	2007	1	2011	1	0
149	TSE-002	SIS-18	SIS-17	220.0000	1.0000	.2278	10.9360	588.0000	.0000	2007	1	2011	1	0
150	TSE-003	SIS-24	SIS-23	220.0000	1.0000	.3629	15.2416	294.0000	.0000	2007	1	2011	1	0
151	TSE-004	SIS-20	SIS-19	220.0000	1.0000	1.2278	49.1107	117.6000	.0000	2007	1	2011	1	0
152	TSE-005	SIS-26	SIS-27	220.0000	1.0000	4.1278	123.8352	49.0000	.0000	2007	1	2011	1	0
153	LNC-001	SICN-70	SICN-71	138.0000	9.4300	2.4857	4.9036	84.6100	.0000	2007	1	2011	1	0
154	TNC-001	SICN-41	SICN-70	220.0000	1.0000	2.8289	113.1592	65.0000	.0000	2007	1	2011	1	0
155	LNX-001	SICN-58	SICN-41	220.0000	159.5100	14.0050	79.7550	248.9600	.0000	2008	4	2011	1	0
156	LNX-002	SICN-41	SICN-15	220.0000	220.3100	17.8451	110.1770	248.9600	.0000	2008	4	2011	1	0
157	LNX-003	SICN-48	SICN-69	220.0000	48.5000	4.0255	23.7650	148.9600	.0000	2007	1	2007	1	1
	REPOTENCIAMIENTO			1	220.0000	1.9982	11.8000	452.8000	.0000	2007	2	2011	1	
158	LNX-004	SICN-48	SICN-69	220.0000	48.5000	3.9964	23.6001	148.9600	.0000	2007	1	2007	6	0
159	LNX-005	SICN-69	SICN-72	220.0000	84.3500	7.0011	41.3315	148.9600	.0000	2007	1	2011	1	0
160	LNX-006	SICN-69	SICN-26	220.0000	163.2400	13.4510	79.4326	149.3716	.0000	2007	1	2007	4	0
161	LNX-007	SICN-72	SICN-26	220.0000	82.3000	6.8309	40.3270	248.9600	.0000	2007	1	2011	1	0
162	LNX-008	SICN-48	SICN-69	220.0000	48.5000	2.0128	18.6385	443.0000	.0000	2007	7	2011	1	0
163	LNX-009	SICN-48	SICN-69	220.0000	48.5000	2.0128	18.6385	443.0000	.0000	2007	7	2011	1	0
164	LNX-013	SICN-69	SICN-75	220.0000	106.0400	8.7377	51.5991	149.3716	.0000	2007	5	2011	1	0
165	LNX-015	SICN-75	SICN-26	220.0000	57.2000	4.7133	27.8335	149.3716	.0000	2007	5	2011	1	0
166	LNX-017	SICN-49	SICN-76	220.0000	13.6850	.9922	6.7385	323.9300	.0000	2009	6	2011	1	0
167	LNX-019	SICN-76	SICN-48	220.0000	13.6850	.9922	6.7385	323.9300	.0000	2009	6	2011	1	0
168	TNX-003	SICN-76	SICN-44	220.0000	1.0000	1.1300	45.5800	217.6000	.0000	2009	6	2011	1	0
169	LNX-020	SICN-11	SICN-77	220.0000	81.0000	4.1148	39.8034	147.0000	.0000	2010	10	2011	1	0
170	LNX-021	SICN-77	SICN-78	220.0000	33.5000	1.8961	16.6060	176.4000	.0000	2008	3	2011	1	0
171	LNX-022	SICN-54	SICN-78	220.0000	137.0200	7.4950	67.5098	176.4000	.0000	2007	1	2011	1	0
172	LNX-023	SICN-78	SICN-79	220.0000	230.0000	11.6840	113.0220	235.2000	.0000	2010	10	2011	1	0
173	LNX-024	SICN-78	SICN-79	220.0000	230.0000	11.6840	113.0220	235.2000	.0000	2010	10	2011	1	0
174	LNX-025	SICN-79	SICN-80	220.0000	165.0000	7.4580	80.3550	176.4000	.0000	2010	10	2011	1	0
175	LNX-026	SICN-79	SICN-80	220.0000	165.0000	7.4580	80.3550	176.4000	.0000	2010	10	2011	1	0
176	LNX-027	SICN-80	SICN-39	220.0000	174.0000	7.8648	84.7380	176.4000	.0000	2010	10	2011	1	0
177	LNX-028	SICN-39	SICN-09	220.0000	42.0000	1.8984	20.4540	147.0000	.0000	2010	10	2011	1	0
178	LNX-029	SICN-39	SICN-09	220.0000	42.0000	1.8984	20.4540	147.0000	.0000	2010	10	2011	1	0
179	TNE-019	SICN-79	SICN-62	220.0000	1.0000	.9274	37.0951	98.0000	.0000	2010	10	2011	1	0
180	TNE-020	SICN-09	SICN-08	220.0000	1.0000	.9274	37.0951	98.0000	.0000	2010	10	2011	1	0
181	LNX-030	SICN-28	SIS-18	220.0000	780.0000	27.6120	155.3760	350.0000	.0000	2010	11	2011	1	0

182	LNX-031	SIS-35	SICN-74	220.0000	200.0000	10.1600	49.1400	180.0000	.0000	2010	11	2011	1	0
183	TNE-021	SIS-35	SIS-15	220.0000	1.0000	.7258	30.4832	147.0000	.0000	2010	11	2011	1	0
184	LNX-032	SICN-56	SICN-80	220.0000	50.0000	2.8750	25.2500	186.7096	.0000	2010	10	2011	1	0
185	LNX-033	SICN-80	SICN-41	220.0000	95.2890	5.4791	48.1209	186.7096	.0000	2010	10	2011	1	0

## DATOS DE COMBUSTIBLES

NUM CODIGO NOMBRE DEL COMBUSTIBLE US\$/Unid. AÑO ME AÑOS MS N

1	CMB-1	cmb-truji	824.6040	2007	1	2011	1	0
2	CMB-2	cmb-chimbo	830.7540	2007	1	2011	1	0
3	CMB-3	cmb-tgpiur	530.3095	2007	1	2011	1	0
4	CMB-5	cmb-rosa-GN	2.2369	2007	1	2011	1	0
5	CMB-6	cmb-PIU R6	530.3095	2007	1	2011	1	0
6	CMB-7	cmb-CHIC-R6	528.1015	2007	1	2011	1	0
7	CMB-8	cmb-dsulla	822.3364	2007	1	2011	1	0
8	CMB-9	cmb-dpaita	824.5788	2007	1	2011	1	0
9	CMB-10	cmb-Ventanilla GN	2.1681	2007	1	2011	1	0
10	CMB-12	cmb-TGagt1	1.3062	2007	1	2011	1	0
11	CMB-13	cmb-TGMALA D2	924.3681	2007	1	2011	1	0
12	CMB-14	cmb-TG4MAL2 GN	1.4986	2007	1	2011	1	0
13	CMB-15	cmb-TGMALA GN	2.1522	2007	1	2011	1	0
14	CMB-16	cmb-SHOUG	442.8385	2007	1	2011	1	0
15	CMB-17	cmb-CNP	827.1249	2007	1	2011	1	0
16	CMB-20	cmb-TUMNU1	467.4460	2007	1	2011	1	0
17	CMB-22	cmb-dol1-7	835.1305	2007	1	2011	1	0
18	CMB-23	cmb-tapara	854.6356	2007	1	2011	1	0
19	CMB-24	cmb-bellav	855.5326	2007	1	2011	1	0
20	CMB-26	cmb-chil-2	446.3819	2007	1	2011	1	0
21	CMB-27	cmb-chil-3	446.3819	2007	1	2011	1	0
22	CMB-28	cmb-chilcc	835.9115	2007	1	2011	1	0
23	CMB-29	cmb-chilmd	485.2948	2007	1	2011	1	0
24	CMB-30	cmb-calamd	470.4242	2007	1	2011	1	0
25	CMB-31	cmb-moll-1	437.1662	2007	1	2011	1	0
26	CMB-32	cmb-moll-2	828.6237	2007	1	2011	1	0
27	CMB-33	cmb-ilotv2	435.6905	2007	1	2011	1	0
28	CMB-34	cmb-ilotv3	396.0276	2007	1	2011	1	0
29	CMB-35	cmb-ilotv4	435.6905	2007	1	2011	1	0
30	CMB-36	cmb-ilogd	867.2715	2007	1	2011	1	0
31	CMB-37	cmb-ilotg1	867.2715	2007	1	2011	1	0
32	CMB-38	cmb-iltvc1	96.7100	2007	1	2011	1	0
33	CMB-42	cmb-GD-SHOUG	832.5594	2007	1	2011	1	0
34	CMB-43	cmb-Pucallpa	512.0750	2007	1	2011	1	0
35	CMB-44	cmb-Chilca I	2.1145	2007	1	2011	1	0
36	CMB-45	cmb-Kallpa	2.1363	2007	1	2011	1	0
37	CMB-46	cmb-TG Mollendo GN	2.1410	2007	1	2011	1	0
38	CMB-47	cmb-GD Calana GN	2.1593	2007	1	2011	1	0

## DATOS DE GRUPOS TERMICOS

CODIG CODIGO CODIGO POT.EFFECT. DISPON CONS.ESP. C.V.N.C  
 NUM CODIGO NOMBRE DEL GRUPO TERMICO BARRA CENTRAL COMBUST (MW) (P.U.) Unid/MWH  
 US\$/MWH AÑO ME AÑOS MS R

1	gt-1	truji	SICN-54 E TRUJI CMB-1	20.3600	.9500	.3420	2.7000	2007	1	2011	1	0
2	gt-2	chimbo	SICN-63 E CHIMB CMB-2	44.0160	.9500	.3280	2.7000	2007	1	2011	1	0
3	gt-3	tgpiur	SICN-42 E PIUR CMB-3	20.9510	.9000	.3220	11.5800	2007	1	2011	1	0
4	gt-4	rosa-UTI5	SICN-49 D SROS CMB-5	53.4260	.9500	12.7440	6.4180	2007	1	2011	1	0
5	gt-5	rosa-UTI6	SICN-49 D SROS CMB-5	52.0000	.9500	13.3600	6.4180	2007	1	2011	1	0
6	gt-6	PIU1-R6	SICN-42 E PIUR CMB-6	21.2540	.9700	.2400	7.3890	2007	1	2007	3	1
		REPOTENCIAMIENTO 1	CMB-6	19.4210	.9700	.2390	7.3890	2007	4	2011	1	
7	gt-7	CHIC-R6	SICN-14 E CHIC CMB-7	24.3910	.9700	.2540	7.0400	2007	1	2011	1	0
8	gt-8	dsulla	SICN-42 E PIUR CMB-8	10.6500	.9700	.2490	7.3000	2007	1	2007	3	1
		REPOTENCIAMIENTO 1	CMB-8	8.4780	.9700	.2510	7.3000	2007	4	2011	1	
9	gt-9	dpaita	SICN-42 E PIUR CMB-9	8.7140	.9700	.2440	7.5400	2007	1	2007	3	1
		REPOTENCIAMIENTO 1	CMB-9	5.8050	.9700	.2440	7.5400	2007	4	2011	1	
10	gt-12	CCtgvn3 sin fuego	SICN-55 T VENT CMB-10	228.0170	.9600	6.7650	2.9150	2007	1	2011	1	0
11	gt-12A	CCtgvn3 con fuego	SICN-55 T VENT CMB-10	18.3560	.9600	7.0380	2.9150	2007	4	2011	1	0
12	gt-13	CCtgvn4 sin fuego	SICN-55 T VENT CMB-10	228.0170	.9600	6.7650	2.9730	2007	1	2011	1	0
13	gt-13A	CCtgvn4 con fuego	SICN-55 T VENT CMB-10	18.3560	.9600	7.0380	2.9730	2007	4	2011	1	0
14	gt-14	TG_WES	SICN-49 D SROS CMB-5	123.2990	.9700	11.3710	3.3880	2007	1	2011	1	0
15	gt-15	TGagt1	SICN-01 A AGUA CMB-12	88.5080	.9800	11.0960	3.0300	2007	1	2011	1	0
16	gt-16	TGagt2	SICN-01 A AGUA CMB-12	88.0840	.9800	11.3320	3.0300	2007	1	2011	1	0
17	gt-17	TGMALA1	SICN-51 P TALA CMB-15	15.0180	.9600	16.1140	4.0000	2007	1	2011	1	0

18 gt-17B	TGMALA2	SICN-51 P TALA CMB-15	15.0440	.9600	15.6750	4.0000	2007	1	2011	1	0
19 gt-17C	TGMALA3	SICN-51 P TALA CMB-13	14.7350	.9600	.3630	4.0000	2007	1	2007	11	0
20 gt-18	TG4MAL	SICN-51 P TALA CMB-14	88.7200	.9700	12.1160	3.1325	2007	1	2011	1	0
21 gt-18A	TG4MAL con lny agua	SICN-51 P TALA CMB-14	11.9290	.9700	12.4120	21.6040	2007	1	2011	1	0
22 gt-20	SHOUG	SICN-29 H MARC CMB-16	63.0960	.9500	.3200	2.0000	2007	1	2011	1	0
23 gt-20A	SHO-C	SICN-29 H MARC CMB-42	1.2330	.9500	.2090	7.1100	2007	1	2011	1	0
24 gt-21	CNP S	SICN-18 C TRUJ CMB-17	17.6640	.9700	.2330	7.0400	2007	1	2007	5	0
25 gt-24	TUMNU1	SICN-65 C TUMB CMB-20	9.1710	.9700	.2200	7.0000	2007	1	2011	1	0
26 gt-25	TUMNU2	SICN-65 C TUMB CMB-20	8.9720	.9700	.2080	7.0000	2007	1	2011	1	0
27 gt-28	dol1-7	SIS-12 M DOLO CMB-22	11.4500	.9500	.2430	4.8020	2007	1	2011	1	0
28 gt-29	tapara	SIS-14 M JULI CMB-23	4.8780	.9500	.2330	10.0560	2007	1	2011	1	0
29 gt-30	bellav	SIS-19 M PUNO CMB-24	3.5250	.9500	.2420	8.2000	2007	1	2011	1	0
30 gt-32	chil-2	SIS-23 G SOCA CMB-26	6.1990	.9000	.3980	4.5300	2007	1	2011	1	0
31 gt-33	chil-3	SIS-23 G SOCA CMB-27	9.9050	.9000	.4350	4.2200	2007	1	2011	1	0
32 gt-34	chilcc	SIS-23 G SOCA CMB-28	16.6970	.9000	.2780	3.5750	2007	1	2011	1	0
33 gt-35	chilmd	SIS-23 G SOCA CMB-29	10.8090	.9600	.2120	6.7500	2007	1	2011	1	0
34 gt-36	calamd	SIS-27 S TACN CMB-30	25.5060	.9600	.2170	4.9140	2007	1	2011	1	0
35 gt-37	moll-1	SIS-16 G MOLL CMB-31	31.9750	.9600	.2070	13.8310	2007	1	2011	1	0
36 gt-38	moll-2	SIS-16 G MOLL CMB-32	73.2020	.9600	.2640	2.5600	2007	1	2011	1	0
37 gt-39	ilotv2	SIS-25 R ILO CMB-33	.0090	.9000	.3190	1.9340	2007	1	2011	1	0
38 gt-40	ilotv3	SIS-25 R ILO CMB-34	69.4600	.9000	.1980	1.3250	2007	1	2011	1	0
39 gt-41	ilotv4	SIS-25 R ILO CMB-35	66.4770	.9000	.2970	1.2310	2007	1	2011	1	0
40 gt-42	ilogd	SIS-25 R ILO CMB-36	3.3090	.9500	.2000	13.3550	2007	1	2011	1	0
41 gt-43	ilotg1	SIS-25 R ILO CMB-37	34.7370	.9500	.2750	2.5660	2007	1	2011	1	0
42 gt-44	ilotg2	SIS-25 R ILO CMB-37	34.4790	.9500	.2550	6.3900	2007	1	2011	1	0
43 gt-45	iltvc1	SIS-34 R MOQ CMB-38	141.8290	.9000	.3490	1.0000	2007	1	2011	1	0
44 gt-50	PUCALL-W	SICN-64 PUCALL CMB-43	24.9840	.9600	.1980	3.2760	2007	1	2011	1	0
45 gt-51	Chilca-TG1	SICN-69 CHILCA CMB-44	175.9600	.9600	9.7970	3.9740	2007	1	2011	1	0
46 gt-52	moll-TG GN	SICN-26 TG-INDP CMB-46	73.2020	.9600	11.8860	3.9600	2011	1	2011	1	0
47 gt-53	Kallpa-TG1	SICN-69 KALLPA CMB-45	176.8290	.9600	10.0740	4.0000	2007	7	2011	1	0
48 gt-54	calana GN	SICN-26 CA-INDP CMB-47	25.5060	.9600	8.9060	4.5000	2011	1	2011	1	0
49 gt-55	Chilca-TG2	SICN-69 CHILCA CMB-44	174.5300	.9600	9.8950	3.9740	2007	7	2011	1	0
50 gt-56	Chilca-TG3	SICN-69 CHILCA CMB-44	175.9600	.9600	9.7970	3.9740	2009	9	2011	1	0
51 gt-58	TG-N ST Rosa	SICN-49 D SROS CMB-5	186.0000	.9600	10.1100	4.0000	2010	1	2011	1	0
52 gt-59	Kallpa-TG2	SICN-69 KALLPA CMB-45	176.0000	.9600	10.0740	4.0000	2009	7	2011	1	0

## DATOS DE AFLUENTES A EMBALSES Y PUNTOS DE INTERES

NUM CODIGO NOMBRE DEL AFLUENTE AFLUENT NOMBRE ESTACION DE MEDICION

1 QN-ta1	Aporte a Yuracmayo	CU-200	Yuracmayo
2 QN-ta2	Aporte Cuenca Interm.	CU-200	Tamboraque
3 QN-sh1	Aporte a Lag.Sta Eulalia	CU-200	Equivalente de lagunas S.
4 QN-sh2	Aporte Cuenca Interm.	CU-200	Aporte cuenca interm. S.E
5 QN-301	Viconga	CU-300	Viconga
6 QN-304	Cahua	CU-300	Cahua
7 QN-401	Paron	CU-400	Paron
8 QN-402	Collicocha	CU-400	Collicocha
9 QN-403	Cañón del Pato	CU-400	Cañón del Pato
10 QN-405	Pariac	CU-400	Pariac
11 QN-406	Aporte Aguashcocha	CU-400	Aguashcocha
12 QN-408	Aporte Rajucolca	CU-400	Rajucolca
13 QN-501	Gallito Ciego	CU-500	Gallito Ciego
14 QN-603	Cirato	CU-600	Cirato
15 QN-605	Cirato Residual	CU-600	Cirato Residual
16 QN-801	Lago Junin	CU-800	Lago Junin
17 QN-802	Malpaso	CU-800	Malpaso
18 QN-803	Tablachaca	CU-800	Tablachaca
19 QN-804	Cut Off	CU-800	Cut Off
20 QN-805	Taza Vieja	CU-800	Taza Vieja
21 QN-806	Pomacocha	CU-800	Pomacocha
22 QN-807	Huallacocha Baja	CU-800	Huallacocha Baja
23 QN-809	Toma Rumichaca	CU-800	Rio Rumichaca
24 QN-810	Huallacocha Alta	CU-800	Huallacocha Alta
25 QN-814	Lagunas(3)	CU-800	Lagunas(3)
26 QN-815	Huaylacancho	CU-800	Huaylacancho
27 QN-811	Lagunas(5)	CU-800	Lagunas(5)
28 QN-812	Chilicocha	CU-800	Chilicocha
29 QN-901	Lago Jaico	CU-900	Lago Jaico
30 QN-902	Lago Altos Machay	CU-900	Lago Altos Machay
31 QN-903	Lago Matacocha	CU-900	Lago Matacocha
32 QN-904	Lago Huangush Alta	CU-900	Lago Huangush Alta
33 QN-905	Lago Huangush Baja	CU-900	Lago Huangush Baja

34 QN-906	Reservorio Yuncan	CU-900 Yuncán
35 QN-907	Manto	CU-900 Manto
36 QN-908	Uchuhuerta	CU-900 Uchuhuerta
37 QN-909	Huallamayo	CU-900 Huallamayo
38 QN-910	Embalse Victoria I	CU-900 Emb. Victoria I
39 QN-911	Embalse Pacchapata	CU-900 Emb. Pacchapata
40 QN-1101	Reservorio Chimay	CU-1100 Reservorio Chimay
41 QN-1201	Yanango	CU-1200 Yanango
42 QN-2001	RIO NEGRILLO	CU-2000 EMB. EL PANNE
43 QN-2002	RIO BAMPUTANE	CU-2000 TOMA BAMPUTANE
44 QN-2003	RIO BLANQUILLO	CU-2000 TOMA BLANQUILLO
45 QN-2004	RIO COLCA	CU-2000 TOMA JANCOLACAYA
46 QN-2005	RIO COLCA	CU-2000 TOMA ANTASALLA
47 QN-2006	RIO SUMBAY-COLCA	CU-2000 INGRESO AGUADA BLANCA
48 QN-2007	RIO BLANCO	CU-2000 EMB. EL FRAYLE
49 QN-2008	RIO PILLONES	CU-2000 EMB. PILLONES
50 QN-2009	RIO SUMBAY	CU-2000 TOMA IMATA
51 QN-2101	Laguna Aricota	CU-2100 Laguna Aricota
52 QN-2301	Sibinacocha	CU-2300 Sibinacocha
53 QN-2302	Km-105	CU-2300 Km-105
54 QN-2401	Macusani	CU-2400 Macusani
55 QN-2402	San Gabán	CU-2400 San Gabán
56 QN-2403	Afluente Corani	CU-2400 Corani
57 QN-2501	HUISCA HUISCA	CU-2500 RESERVORIO HUISCAHUISCA
58 QN-2502	APORTE INTERMEDIO	CU-2500 APORTE INTERMEDIO
59 QN-2601	PARIGUANA	CU-2600 RESERVORIO PARIGUANA
60 QN-2602	HUARAHUARCO	CU-2600 RESERVORIO HUARAHUARCO
61 QN-2603	APORTE INTERMEDIO	CU-2600 APORTE INTERMEDIO
62 QN-2604	VILAFRO	CU-2600 RESERVORIO VILAFRO
63 QN-2701	POECHOS	CU-2700 RESERVORIO POECHOS
64 QN-2801	HUAURA	CU-2800 RIO HUAURA
65 QN-2901	Paucarcocha	CU-2900 Embalse Paucarcocha
66 QN-2902	Capillucas	CU-2900 Reservorio Capillucas

## DATOS DE PUNTOS DE INTERES

## NUM CODIGO NOMBRE DEL PUNTO INTERES CUENCA AFLUENT V

1 BT-0202	Toma Surco	CU-200 NINGUNO 0
2 BT-0203	Tamboraque	CU-200 NINGUNO 0
3 BT-0215	Toma Huanchor	CU-200 QN-ta2 0
4 BT-0211	Santa Eulalia	CU-200 NINGUNO 0
5 BT-0212	Taza Rimac	CU-200 NINGUNO 0
6 BT-0213	Moyopampa	CU-200 NINGUNO 0
7 BT-0214	Chosica	CU-200 NINGUNO 0
8 RG-0201	RIEGO 1	CU-200 NINGUNO 0
9 RG-0202	RIEGO 2	CU-200 NINGUNO 0
10 RG-0203	RIO RIMAC	CU-200 NINGUNO 0
11 R1	RIEGO 1 s	CU-200 NINGUNO 0
12 R2	RIEGO 2 s	CU-200 NINGUNO 0
13 P1	RIO RIMAC s	CU-200 NINGUNO 0
14 BT-0304	Cahua	CU-300 QN-304 1
15 RCOLLI	Riego Collicocho	CU-400 NINGUNO 0
16 TOSAN	Toma San Diego	CU-400 QN-403 1
17 RG-0501	Riego Gallito	CU-500 NINGUNO 1
18 BT-0601	Toma Carhuaquero G4	CU-600 QN-605 1
19 BT-0602	Toma Caña Brava	CU-600 NINGUNO 1
20 EVJUNIN	Evap. constante Junin	CU-800 NINGUNO 0
21 BT-0820	VERT. RESTITUCION	CU-800 NINGUNO 0
22 BT-0908	Uchuhuerta	CU-900 QN-908 0
23 BT-1201	Yanango	CU-1200 QN-1201 1
24 BT-2002	TOMA BAMPUTANE	CU-2000 QN-2002 1
25 BT-2003	TOMA BLANQUILLO	CU-2000 QN-2003 1
26 BT-2004	TOMA JANCOLACAYA	CU-2000 QN-2004 1
27 BT-2005	DIQUE LOS ESPANOLES	CU-2000 NINGUNO 0
28 BT-2006	TOMA ANTASALLA	CU-2000 QN-2005 1
29 BT-2007	TOMA IMATA	CU-2000 QN-2006 1
30 BT-2008	TRANSBORDO CHILI	CU-2000 NINGUNO 0
31 BT-2009	TOMA SUMBAY	CU-2000 QN-2009 0
32 BT-2010	Toma Charcani IV	CU-2000 NINGUNO 0
33 BT-2011	Toma Charcani I	CU-2000 NINGUNO 0
34 BT-2012	Toma Charcani II	CU-2000 NINGUNO 0
35 RG-2001	RIEGO CHILI	CU-2000 NINGUNO 0
36 R3	RIEGO CHILI s	CU-2000 NINGUNO 0

37 R4a	RIEGO ARICOTA	CU-2100 NINGUNO 0
38 R4b	RIEGO ARICOTA	CU-2100 NINGUNO 1
39 BT-2301	Km-105	CU-2300 QN-2302 1
40 BT-2401	San Gabán	CU-2400 QN-2402 1
41 BT-2502	Misapuquio	CU-2500 QN-2502 1
42 BT-2603	Toma Jacancuyo	CU-2600 QN-2603 1
43 R5	RIEGO INTERMEDIO	CU-2700 NINGUNO 0
44 R6	RIEGO PIURA	CU-2700 NINGUNO 1
45 R7	RIEGO CHECA	CU-2700 NINGUNO 1
46 R8	RIEGO SULLANA	CU-2700 NINGUNO 1
47 RG-2701	RGO INT.	CU-2700 NINGUNO 0
48 RG-2702	RGO PIURA	CU-2700 NINGUNO 0
49 RG-2703	RGO CHECA	CU-2700 NINGUNO 0
50 RG-2704	RGO SULLANA	CU-2700 NINGUNO 0
51 BT-2801	Toma Santa Rosa I	CU-2800 QN-2801 1

## DATOS DE EMBALSES

NUM V R (%)	CODIGO	NOMBRE DE EMBALSE	VOLUMEN CUENCA	VOLUMEN AFLUENT	VOLUMEN MAXIMO	VOLUMEN MINIMO	EVAP. INICIAL	FINAL	AÑO	ME
1	EM-0201	Yuracmayo	CU-200	QN-ta1	48.3000	5.0000	19.0500	19.0500	2007	1 0 0 .00
2	EM-0202	Edegel LAG. STA EULALIA	CU-200	QN-sh1	234.0500	60.0000	131.7100	131.7100	2007	1 1 0 .00
3	EM-0301	Viconga	CU-300	QN-301	30.0000	.0000	7.4100	7.4100	2007	1 0 0 .00
4	EM-0401	Paron	CU-400	QN-401	28.0000	.0000	10.8300	10.8300	2007	1 0 0 .00
5	EM-0402	Gullicocha	CU-400	QN-402	10.0000	.0000	2.0700	2.0700	2007	1 0 0 .00
6	EM-0501	Gallito Ciego	CU-500	QN-501	371.9030	.0000	233.5000	233.5000	2007	1 1 0 .00
7	EM-0801	Lago Junin	CU-800	QN-801	441.1700	.0000	180.8700	60.0000	2007	1 0 0 5.00
8	EM-0802	Malpaso	CU-800	QN-802	23.5660	.0000	23.5700	23.5700	2007	1 0 0 .00
9	EM-0803	Tablachaca	CU-800	QN-803	2.7589	.0000	.0000	.0000	2007	1 1 1 .00
10	EM-0806	Pomacocha	CU-800	QN-806	28.4460	.0000	10.7800	10.7800	2007	1 0 0 .00
11	EM-0807	Huallacocha Baja	CU-800	QN-807	11.6950	.0000	6.7200	6.7200	2007	1 0 0 .00
12	EM-0810	Huallacocha Alta	CU-800	QN-810	1.2790	.0000	1.2800	1.2800	2007	1 0 0 .00
13	EM-0814	Lagunas(3)	CU-800	QN-814	14.1500	.0000	4.1400	4.1400	2007	1 0 0 .00
14	EM-0815	Huaylacancha	CU-800	QN-815	56.9300	.0000	25.4700	25.4700	2007	1 0 0 .00
15	EM-0811	Lagunas(5)	CU-800	QN-811	56.0000	.0000	14.3500	14.3500	2007	1 0 0 .00
16	EM-0812	Chilicocha	CU-800	QN-812	42.7800	.0000	7.7600	7.7600	2007	1 0 0 .00
17	EM-0901	Lago Jaico	CU-900	QN-901	15.9350	.0000	7.3900	7.3900	2007	1 0 0 .00
18	EM-0902	Lago Altos Machay	CU-900	QN-902	13.8690	.0000	5.0700	5.0700	2007	1 0 0 .00
19	EM-0903	Lago Matacocha	CU-900	QN-903	10.8290	.0000	6.5800	6.5800	2007	1 0 0 .00
20	EM-0904	Lago Huangush Alta	CU-900	QN-904	24.8390	.0000	7.3200	7.3200	2007	1 0 0 .00
21	EM-0905	Lago Huangush Bajo	CU-900	QN-905	.6920	.0000	.6900	.6900	2007	1 0 0 .00
22	EM-905A	Lago Huangush Bajo	CU-900	QN-905	4.5000	.0000	.6900	.6900	2008	1 1 0 0 .00
23	EM-0910	Embalse Victoria	CU-900	QN-910	1.5100	.0000	.4200	.4200	2007	1 0 0 .00
24	EM-0911	Embalse Pacchapata	CU-900	QN-911	1.3730	.0000	.5900	.5900	2007	1 0 0 .00
25	EM-2001	EMB. EL PANNE	CU-2000	QN-2001	95.0000	.0000	65.4400	65.4400	2007	1 1 0 .00
26	EM-2002	EMB. AGUADA BLANCA	CU-2000	NINGUNO	39.2000	9.0000	9.0000	19.4000	2007	1 0 0 .00
27	EM-2007	EMB. PILLONES	CU-2000	QN-2007	80.0000	9.0000	9.0000	9.0000	2007	1 0 0 .00
28	EM-2008	EMB. EL FRAYLE	CU-2000	QN-2008	135.0000	.0000	61.7400	61.7400	2007	1 0 0 .00
29	EM-2101	Laguna Aricota	CU-2100	QN-2101	270.0000	36.0000	227.6900	227.6900	2007	1 1 0 .00
30	EM-2301	Sibinacocha	CU-2300	QN-2301	116.3000	25.0000	76.0700	76.0700	2007	1 0 0 .00
31	EM-2401	Macusani	CU-2400	QN-2401	36.2300	.0000	8.8600	8.8600	2007	1 0 0 .00
32	EM-2403	Laguna Corani	CU-2400	QN-2403	24.5000	.0000	.0000	3.7000	2008	5 0 0 .00
33	EM-0209	Reservorio Sheque	CU-200	QN-sh2	.4000	.0000	.0000	.0000	2007	1 0 1 .00
34	EM-0304	Reservorio Cahua	CU-300	NINGUNO	.0300	.0000	.0000	.0000	2007	1 0 1 .00
35	BT-0405	Reservorio Eq. Pariac	CU-400	QN-405	.0070	.0000	.0000	.0000	2007	1 0 1 .00
36	BT-0403	Toma Cañon del Pato	CU-400	NINGUNO	.0000	.0000	.0000	.0000	2007	1 0 1 .00
37	EM-0406	Reservorio San Diego	CU-400	NINGUNO	.6500	.0000	.0000	.0000	2007	1 1 1 .00
38	EM-0502	Reservorio G Ciego	CU-500	NINGUNO	.7200	.0000	.0000	.0000	2007	1 0 1 .00
39	EM-0603	Cirato	CU-600	QN-603	.2700	.0000	.0000	.0000	2007	1 1 1 .00
40	BT-0805	Taza Vieja	CU-800	QN-805	.1160	.0000	.0000	.0000	2007	1 0 1 .00
41	BT-0803	Taza Nueva	CU-800	NINGUNO	.0480	.0000	.0000	.0000	2007	1 0 1 .00
42	BT-0804	Cut Off	CU-800	QN-804	.0000	.0000	.0000	.0000	2007	1 0 1 .00
43	BT-0809	Toma Rumichaca	CU-800	QN-809	.0000	.0000	.0000	.0000	2007	1 0 1 .00
44	EM-0909	Reservorio Huallamayo	CU-900	QN-909	.4580	.0000	.0000	.0000	2007	1 0 1 .00
45	EM-0906	Reservorio Yuncan	CU-900	QN-906	.0230	.0000	.0000	.0000	2007	1 1 1 .00
46	BT-0907	Toma Manto	CU-900	QN-907	.0000	.0000	.0000	.0000	2007	1 1 1 .00
47	EM-1101	Reservorio Chimay	CU-1100	QN-1101	1.2000	.0000	.0000	.0000	2007	1 1 1 .00
48	EM-2011	Reservorio Puente Cincel	CU-2000	NINGUNO	.1971	.0000	.0000	.0000	2007	1 0 1 .00
49	EM-2012	Reservorio Campanario	CU-2000	NINGUNO	.0849	.0000	.0000	.0000	2007	1 0 1 .00
50	EM-2102	Reservorio Aricota	CU-2100	NINGUNO	.0446	.0000	.0000	.0000	2007	1 0 1 .00
51	EM-2402	Reservorio San Gabán	CU-2400	NINGUNO	.1400	.0000	.0000	.0000	2007	1 0 1 .00
52	EM-0403	Embalse Aguashcocha	CU-400	QN-406	8.0000	.0000	8.5700	8.5700	2007	1 0 0 .00



53	EM-0405	Embalse Rajucolta	CU-400 QN-408	10.0000	.0000	5.0400	5.0400	2007	1	0	0	.00
54	EM-2501	Embalse Huisca-Arcata	CU-2500 QN-2501	24.0500	.0000	3.2200	3.2200	2007	1	0	0	.00
55	EM-2502	Reservorio Misapuquio	CU-2500 NINGUNO	.0051	.0000	.0000	.0000	2007	1	1	1	.00
56	EM-2601	Embalse Pariguana	CU-2600 QN-2601	5.4700	.0000	.2300	.2300	2007	1	0	0	.00
57	EM-2602	Embalse Huarahuarco	CU-2600 QN-2602	14.6100	.0000	.2500	.2500	2007	1	0	0	.00
58	EM-2604	Embalse Vilafró	CU-2600 QN-2604	2.9700	.0000	2.9700	2.9700	2007	1	0	0	.00
59	EM-2701	Embalse Poechos	CU-2700 QN-2701	500.0000	.0000	107.2000	107.2000	2007	1	0	0	15.00
60	EM-2702	Embalse Egidos	CU-2700 NINGUNO	.8000	.0000	.0000	.0000	2007	1	0	1	.00
61	EM-2901	Embalse Paucarcocha	CU-2900 QN-2901	70.0000	.0000	70.0000	70.0000	2009	1	1	0	.00
62	EM-2902	Reservorio Capillucas	CU-2900 QN-2902	.9600	.0000	.0000	.0000	2009	1	1	1	.00

## DATOS DE CENTRALES HIDROELECTRICAS

NUM	CODIGO	NOMBRE DE CENTRAL	HIDRO	EMPRESA	CUENCA	CAUDAL BARRA (m3/s)	ANOS	MS	R	US\$/MWh	ME	ANOS	MS	R	US\$/MWh
1	CH-0201	Matucana	EDEGEL	CU-200	SICN-30	8.6877	1.2190	14.8000	2007	1	2011	1	0		.3256
2	CH-0202	Huinco	EDEGEL	CU-200	SICN-49	9.8936	2.4896	21.9677	2007	1	2011	1	0		.3256
3	CH-203A	Callahuanca G-4	EDEGEL	CU-200	SICN-06	3.6210	1.0053	9.6160	2007	1	2011	1	0		.3256
4	CH-203B	Callahuanca G 123	EDEGEL	CU-200	SICN-07	4.1908	1.3169	10.8840	2007	1	2011	1	0		.3256
5	CH-0204	Moyopampa	EDEGEL	CU-200	SICN-31	3.6974	.9958	17.5000	2007	1	2011	1	0		.3256
6	CH-0205	Huampani	EDEGEL	CU-200	SICN-21	1.6310	.1116	18.5000	2007	1	2011	1	0		.3256
7	CH-0206	Huanchor	EDEGEL	CU-200	SICN-35	1.9632	.1545	10.0000	2007	1	2011	1	0		.3256
8	CH-0304	Cahua	EGECAHU	CU-300	SICN-71	1.8860	.6954	22.8600	2007	1	2011	1	0		.3256
9	CH-A403	Cañon del Pato 1	EGENOR	CU-400	SICN-62	3.4220	5.8033	77.0000	2007	1	2007	4	9		1.1366
	REPOTENCIAMIENTO 1					.0000	.0000	77.0000	2007	5	2007	10			
	REPOTENCIAMIENTO 2					3.4220	5.8033	77.0000	2007	11	2008	4			
	REPOTENCIAMIENTO 3					.0000	.0000	77.0000	2008	5	2008	10			
	REPOTENCIAMIENTO 4					3.4220	5.8033	77.0000	2008	11	2009	4			
	REPOTENCIAMIENTO 5					.0000	.0000	77.0000	2009	5	2009	10			
	REPOTENCIAMIENTO 6					3.4220	5.8033	77.0000	2009	11	2010	4			
	REPOTENCIAMIENTO 7					.0000	.0000	77.0000	2010	5	2010	10			
	REPOTENCIAMIENTO 8					3.4220	5.8033	77.0000	2010	11	2011	1			
	REPOTENCIAMIENTO 9					.0000	.0000	77.0000	2011	1	2011	1			
10	CH-B403	Cañon del Pato 2	EGENOR	CU-400	SICN-62	3.4220	5.8033	77.0000	2007	5	2007	10	8		.3882
	REPOTENCIAMIENTO 1					.0000	.0000	77.0000	2007	11	2008	4			
	REPOTENCIAMIENTO 2					3.4220	5.8033	77.0000	2008	5	2008	10			
	REPOTENCIAMIENTO 3					.0000	.0000	77.0000	2008	11	2009	4			
	REPOTENCIAMIENTO 4					3.4220	5.8033	77.0000	2009	5	2009	10			
	REPOTENCIAMIENTO 5					.0000	.0000	77.0000	2009	11	2010	4			
	REPOTENCIAMIENTO 6					3.4220	5.8033	77.0000	2010	5	2010	10			
	REPOTENCIAMIENTO 7					.0000	.0000	77.0000	2010	11	2011	1			
	REPOTENCIAMIENTO 8					3.4220	5.8033	77.0000	2011	1	2011	1			
11	CH-0405	Pariac	EGECAHU	CU-400	SICN-62	2.0418	.0953	2.2000	2007	1	2007	5	3		.3256
	REPOTENCIAMIENTO 1					2.2236	.0953	2.2000	2007	6	2007	8			
	REPOTENCIAMIENTO 2					2.4055	.0953	2.2000	2007	9	2009	5			
	REPOTENCIAMIENTO 3					5.9055	.0953	2.2000	2009	6	2011	1			
12	CH-0501	Gallito Ciego	EGECAHU	CU-500	SICN-18	.8504	.9464	44.8000	2007	1	2011	1	0		.3256
13	CH-0603	Carhuaquero	EGENOR	CU-600	SICN-11	4.1313	1.3768	23.0000	2007	1	2011	1	0		.3256
14	CH-0604	Carhuaquero G5	EGENOR	CU-600	SICN-11	.2821	.0900	19.5000	2008	6	2011	1	0		.3256
15	CH-0605	Carhuaquero G4	EGENOR	CU-600	SICN-11	3.9000	.1450	2.5000	2008	2	2011	1	0		.3256
16	CH-0802	Malpaso	ELA	CU-800	SICN-27	.6763	.6809	71.0000	2007	1	2011	1	0		.3256
17	CH-0803	Mantaro	ELECTRO	CU-800	SICN-28	6.4043	9.3469	101.5690	2007	1	2011	1	0		.3256
18	CH-0801	Restitucion	ELECTRO	CU-800	SICN-28	2.1579	1.4980	99.7980	2007	1	2011	1	0		.3256
19	CH-0804	Oroya	ELA	CU-800	SICN-36	1.4706	.7972	6.4500	2007	1	2011	1	0		.3256
20	CH-0805	Pachachaca	ELA	CU-800	SICN-35	1.4706	.7534	6.5600	2007	1	2011	1	0		.3256
21	CH-0907	Yaupi	ELA	CU-900	SICN-57	4.2372	2.7353	24.7640	2007	1	2007	1	2		.3256
	REPOTENCIAMIENTO 1					.0000	2.7353	24.7640	2007	2	2007	3			
	REPOTENCIAMIENTO 2					3.9248	1.5548	28.0800	2007	4	2011	1			
22	CH-0909	Yuncan	ENERSUR	CU-900	SICN-61	4.6234	1.3000	29.5800	2007	1	2011	1	0		.3256
23	CH-1101	Chimay	EDEGEL	CU-1100	SICN-37	1.8402	1.4852	82.0000	2007	1	2011	1	0		.3256
24	CH-1201	Yanango	EDEGEL	CU-1200	SICN-37	2.1304	.6439	20.0000	2007	1	2011	1	0		.3256
25	CH-2001	Charcani I	EGASA	CU-2000	SIS-23	.1729	.0319	10.0000	2007	1	2011	1	0		.3256
26	CH-2002	Charcani II	EGASA	CU-2000	SIS-23	.1250	.0155	4.8000	2007	1	2007	2	2		.3256
	REPOTENCIAMIENTO 1					.0000	.0155	4.8000	2007	3	2007	5			
	REPOTENCIAMIENTO 2					.1250	.0155	4.8000	2007	6	2011	1			
27	CH-2003	Charcani III	EGASA	CU-2000	SIS-23	.5382	.0182	8.5100	2007	1	2011	1	0		.3256
28	CH-2004	Charcani IV	EGASA	CU-2000	SIS-23	1.0200	.0800	15.0000	2007	1	2011	1	0		.3256
29	CH-2005	Charcani V	EGASA	CU-2000	SIS-22	5.8081	4.1035	22.3175	2007	1	2011	1	0		.3256
30	CH-2006	Charcani VI	EGASA	CU-2000	SIS-23	.5964	.1540	15.0000	2007	1	2011	1	0		.3256

31 CH-2101 Aricota I	EGESUR CU-2100 SIS-03	.0000	7.2110	4.6000	2007	1	2007	1	1	.3256
REPOTENCIAMIENTO		4.8913	7.2110	4.6000	2007	2	2011	1		
32 CH-2102 Aricota II	EGESUR CU-2100 SIS-03	2.6957	.4120	4.6000	2007	1	2011	1	0	.3256
33 CH-2301 Machupicchu I	EGEMSA CU-2300 SIS-15	2.8597	3.0819	30.0000	2007	1	2011	1	0	.3256
34 CH-2401 San Gaban II	SANGAB CU-2400 SIS-05	5.9525	3.1850	19.0000	2007	1	2011	1	0	.3256
35 CH-2502 Misapuquio	EGECAHU CU-2500 SIS-09	1.9329	.0986	2.0000	2007	1	2011	1	0	.3256
36 CH-2603 San Antonio	EGECAHU CU-2600 SIS-09	.1987	.0000	2.9200	2007	1	2007	1	2	.3256
REPOTENCIAMIENTO 1		.0000	.0000	2.9200	2007	2	2007	3		
REPOTENCIAMIENTO 2		.1987	.0000	2.9200	2007	4	2011	1		
37 CH-2604 San Ignacio	EGECAHU CU-2600 SIS-09	.0000	.0000	2.5000	2007	1	2007	4	3	.3256
REPOTENCIAMIENTO 1		.1687	.0000	2.5000	2007	5	2007	7		
REPOTENCIAMIENTO 2		.0000	.0000	2.5000	2007	8	2007	8		
REPOTENCIAMIENTO 3		.1687	.0000	2.5000	2007	9	2011	1		
38 CH-2605 Huayllacho	EGECAHU CU-2600 SIS-09	.0000	.0000	1.5000	2007	1	2007	9	1	.3256
REPOTENCIAMIENTO		1.2367	.0000	1.5000	2007	10	2011	1		
39 CH-2701 Curumuy	SINERS CU-2700 SICN-42	.3472	1.2010	36.0000	2007	1	2011	1	0	.3256
40 CH-2702 Poechos I	SINERS CU-2700 SICN-42	.3422	1.2010	45.0000	2007	1	2011	1	0	.3256
41 CH-2703 Poechos II	SINERS CU-2700 SICN-42	.1667	1.2010	60.0000	2009	6	2011	1	0	.3256
42 CH-2801 Santa Rosa I	ELSR CU-2800 SICN-20	.1855	.0050	5.5000	2007	1	2011	1	0	.3256
43 CH-2802 Santa Rosa II	ELSR CU-2800 SICN-20	.3400	.0050	5.0000	2007	1	2011	1	0	.3256
44 CH-2901 Platanal	PLATANA CU-2900 SICN-72	5.3489	3.0819	41.1300	2009	11	2011	1	0	.3256

## DATOS DE CONFIGURACION HIDRAULICA

## CAPACIDAD PERDIDAS

NUM	CODIGO	NOMBRE DE LA TRAYECTORIA	CUENCA	SALIDA	LLEGADA	(m3/s)	(%)	AÑO	ME	AÑOS	MS
1	TRY-001	Salida Emb. Yuracmayo	CU-200	EM-0201	BT-0215	*****	.0000	2007	1	2011	1
2	TRY-01A	T.Huanchor/ T.Tamboraq	CU-200	BT-0215	BT-0203	*****	.0000	2007	1	2011	1
3	TRY-01B	T.Huanchor/ CH Huanchor	CU-200	BT-0215	CH-0206	10.0000	.0000	2007	1	2011	
4	TRY-01C	CH Huanchor/T.Tamboraq	CU-200	CH-0206	BT-0203	10.0000	.0000	2007	1	2011	1
5	TRY-002	Tunel C.H. Matucana	CU-200	BT-0203	CH-0201	*****	.0000	2007	1	2011	1
6	TRY-003	Vertimiento Toma Tamboreq	CU-200	BT-0203	BT-0202	*****	.0000	2007	1	2011	1
7	TRY-004	Salida C.H. Matucana	CU-200	CH-0201	BT-0212	*****	.0000	2007	1	2011	1
8	TRY-005	Transbordo Toma Surco-Taza	CU-200	BT-0202	BT-0212	12.5000	.0000	2007	1	2011	1
9	TRY-006	Toma Surco-Punto Toma de R	CU-200	BT-0202	RG-0201	*****	.0000	2007	1	2011	1
10	TRY-007	Eq. Lagunas - Sheque	CU-200	EM-0202	EM-0209	*****	.0000	2007	1	2011	1
11	TRY-013	Tunel C.H. Huinco	CU-200	EM-0209	CH-0202	*****	.0000	2007	1	2011	1
12	TRY-014	Salida C.H. Huinco	CU-200	CH-0202	BT-0211	*****	.0000	2007	1	2011	1
13	TRY-015	Sheque - Santa Eulalia	CU-200	EM-0209	BT-0211	*****	.0000	2007	1	2011	1
14	TRY-016	Toma Santa Eulalia-Taza Rima	CU-200	BT-0211	BT-0212	10.5000	.0000	2007	1	2011	
15	TRY-017	Tunel C.H. Callahuanca	CU-200	BT-0212	CH-203A	11.5000	.0000	2007	1	2011	1
16	TRY-A17	Tunel C.H. Callahuanca	CU-200	BT-0212	CH-203B	11.5000	.0000	2007	1	2011	1
17	TRY-018	Salida C.H. Callahuanca	CU-200	CH-203A	BT-0213	11.5000	.0000	2007	1	2011	1
18	TRY-A18	Salida C.H. Callahuanca	CU-200	CH-203B	BT-0213	11.5000	.0000	2007	1	2011	1
19	TRY-019	Vertimiento Toma Santa Eu	CU-200	BT-0211	BT-0213	*****	.0000	2007	1	2011	1
20	TRY-020	Toma Moyopampa-Pto. Riego1	CU-200	BT-0213	RG-0201	*****	.0000	2007	1	2011	
21	TRY-021	RIEGO 1	CU-200	RG-0201	R1		.0000	2007	1	2011	1
22	TRY-022	Pto. Toma Rgo. 1-Toma Cho	CU-200	RG-0201	BT-0214	*****	.0000	2007	1	2011	1
23	TRY-023	Tunel C.H. Moyopampa	CU-200	BT-0213	CH-0204	17.5000	.0000	2007	1	2011	1
24	TRY-024	Salida C.H. Moyopampa	CU-200	CH-0204	BT-0214	17.5000	.0000	2007	1	2011	1
25	TRY-025	Toma Chosica-Toma de Rieg	CU-200	BT-0214	RG-0202	*****	.0000	2007	1	2011	1
26	TRY-026	RIEGO 2	CU-200	RG-0202	R2		.0000	2007	1	2011	1
27	TRY-027	Toma Pto. Riego 2-Atarjea	CU-200	RG-0202	RG-0203	*****	.0000	2007	1	2011	1
28	TRY-028	LA ATARJEA	CU-200	RG-0203	P1	*****	.0000	2007	1	2011	1
29	TRY-029	Tunel C.H. Huampani	CU-200	BT-0214	CH-0205	18.5000	.0000	2007	1	2011	1
30	TRY-030	Salida C.H. Huampani	CU-200	CH-0205	RG-0203	18.5000	.0000	2007	1	2011	1
31	TRY-031	Salida Emb. Viconga	CU-300	EM-0301	BT-0304	8.0000	.0000	2007	1	2011	1
32	TRY-032	Toma Cahua-Reservorio Cahua	CU-300	BT-0304	EM-0304	*****	.0000	2007	1	2011	
33	TRY-033	Tunel C.H. Cahua	CU-300	EM-0304	CH-0304	22.8600	.0000	2007	1	2011	1
34	TRY-034	Salida Emb. Aguashcocha	CU-400	EM-0403	TOSAN	2.0000	.0000	2007	1	2011	1
35	TRY-A35	Salida Emb. Rajucolca	CU-400	EM-0405	BT-0405	10.0000	.0000	2007	1	2011	1
36	TRY-036	Vertimiento Toma Pariac	CU-400	BT-0405	TOSAN	*****	.0000	2007	1	2011	1
37	TRY-037	Tunel C.H. Pariac	CU-400	BT-0405	CH-0405	2.2000	.0000	2007	1	2011	1
38	TRY-038	Salida C.H. Pariac	CU-400	CH-0405	TOSAN	2.2000	.0000	2007	1	2011	1
39	TRY-039	Salida Embalse Paron	CU-400	EM-0401	TOSAN	16.0000	.0000	2007	1	2011	1
40	TRY-040	Salida Embalse Collicocha	CU-400	EM-0402	TOSAN	6.0000	.0000	2007	1	2011	1
41	TRY-041	Riego asociado a Collicoc	CU-400	EM-0402	RCOLLI	*****	.0000	2007	1	2011	1
42	TRY-A42	Toma San D - Emb San D	CU-400	TOSAN	EM-0406	*****	.0000	2007	1	2007	8
REPOTENCIAMIENTO 1						.0000	.0000	2007	9	2007	9
REPOTENCIAMIENTO 2						*****	.0000	2007	10	2011	1
43	TRY-B42	Toma San D - Toma C Pato	CU-400	TOSAN	BT-0403	*****	.0000	2007	1	2011	1
44	TRY-042	E.SAN DIEGO-TOMA C.PATO	CU-400	EM-0406	BT-0403	*****	.0000	2007	1	2007	8
REPOTENCIAMIENTO 1						.0000	.0000	2007	9	2007	9

REPOTENCIAMIENTO 2		.0000	2007	10	2011	1				
45 TRY-A43	Tunel Cañon del Pato 1	CU-400	BT-0403	CH-A403	*****	.0000	2007	1	2011	1
46 TRY-B43	Tunel Cañon del Pato 2	CU-400	CH-A403	CH-B403	*****	.0000	2007	1	2011	1
47 TRY-044	Embalse->ch Gallito	CU-500	EM-0501	CH-0501	44.8000	.0000	2007	1	2011	1
48 TRY-045	Tunel C.H. Gallito Ciego	CU-500	CH-0501	EM-0502	44.8000	.0000	2007	1	2011	1
49 TRY-046	RIEGO GALLITO	CU-500	EM-0502	RG-0501	*****	.0000	2007	1	2011	1
50 TRY-048	Tunel C.H. Carhuaquero	CU-600	EM-0603	CH-0603	23.0000	.0000	2007	1	2011	1
51 TRY-B48	CH Carhuaquero - Caña	CU-600	CH-0603	BT-0602	23.0000	.0000	2007	1	2011	1
52 TRY-C48	Tunel CH Caña Brava	CU-600	BT-0602	CH-0604	23.0000	.0000	2007	9	2011	1
53 TRY-A48	Tunel CH Carhuaquero G4	CU-600	BT-0601	CH-0605	2.5000	.0000	2007	9	2011	1
54 TRY-D48	CH Carhuaquero G4 - Caña	CU-600	CH-0605	BT-0602	2.5000	.0000	2007	9	2011	1
55 TRY-049	Huallacocha Alta - Baja	CU-800	EM-0810	EM-0807	3.5500	.0000	2007	1	2011	1
56 TRY-050	Huallac. Baja- Pomacocha	CU-800	EM-0807	EM-0806	4.9400	.0000	2007	1	2011	1
57 TRY-051	Pomacocha - Taza Nueva	CU-800	EM-0806	BT-0803	9.9000	4.3000	2007	1	2011	1
58 TRY-052	Taza Nueva - C.H. Pacha	CU-800	BT-0803	CH-0805	6.6000	.0000	2007	1	2011	1
59 TRY-053	Salida C.H. Pachachaca	CU-800	CH-0805	BT-0804	8.8000	.0000	2007	1	2011	1
60 TRY-054	Salida Embalse Pomacocha	CU-800	EM-0806	BT-0804	7.0000	.0000	2007	1	2011	1
61 TRY-055	Toma Rumichaca Cut Off	CU-800	BT-0809	BT-0804	*****	.0000	2007	1	2011	1
62 TRY-056	Toma Rumichaca Taza Nva	CU-800	BT-0809	BT-0803	*****	.0000	2007	1	2011	1
63 TRY-058	Vertimiento Taza Vieja	CU-800	BT-0805	BT-0804	*****	.0000	2007	1	2011	1
64 TRY-059	Taza Vieja - C.H. Pacha	CU-800	BT-0805	CH-0805	2.2000	.0000	2007	1	2011	1
65 TRY-060	Cut Off - C.H. La Oroya	CU-800	BT-0804	CH-0804	6.4500	6.2000	2007	1	2011	1
66 TRY-061	Salida C.H. La Oroya	CU-800	CH-0804	EM-0803	6.4500	.0000	2007	1	2011	1
67 TRY-062	Vertimiento Toma Cut-Off	CU-800	BT-0804	EM-0803	16.9100	.0000	2007	1	2011	1
68 TRY-063	Salida Embalse Lago Junin	CU-800	EM-0801	EM-0802	80.0000	14.3000	2007	1	2011	1
69 TRY-064	Tunel C.H. Malpaso	CU-800	EM-0802	CH-0802	80.0000	.0000	2007	1	2011	1
70 TRY-065	Salida C.H. Malpaso	CU-800	CH-0802	EM-0803	80.0000	.0000	2007	1	2011	1
71 TRY-066	Vertimiento Emb. Malpaso	CU-800	EM-0802	EM-0803	*****	.0000	2007	1	2011	1
72 TRY-067	Salida Lagunas(3)	CU-800	EM-0814	EM-0803	*****	.0000	2007	1	2011	1
73 TRY-068	Salida Huaylacancha	CU-800	EM-0815	EM-0803	*****	.0000	2007	1	2011	1
74 TRY-069	Salida Lagunas(5)	CU-800	EM-0811	EM-0803	*****	.0000	2007	1	2011	1
75 TRY-070	Salida Chilicocha	CU-800	EM-0812	EM-0803	*****	.0000	2007	1	2011	1
76 TRY-071	Tunel C.H. Mantaro	CU-800	EM-0803	CH-0803	101.5690	.0000	2007	1	2011	1
77 TRY-A71	VERT. RESTITUCION	CU-800	CH-0803	BT-0820	101.5690	.0000	2007	1	2011	1
78 TRY-072	Tunel Mantaro-Restitucion	CU-800	CH-0803	CH-0801	99.7980	.0000	2007	1	2011	1
79 TRY-073	Evap Constante Junin	CU-800	EM-0801	EVJUNIN	*****	.0000	2007	1	2011	1
80 TRY-074	Salida Emb. Jaico	CU-900	EM-0901	BT-0908	*****	24.2000	2007	1	2011	1
81 TRY-075	Salida Emb. Altos Machay	CU-900	EM-0902	BT-0908	*****	30.6000	2007	1	2011	1
82 TRY-076	Salida Emb. Pacchapata	CU-900	EM-0911	BT-0908	*****	.0000	2007	1	2011	1
83 TRY-078	Salida Embalse Matacocha	CU-900	EM-0903	EM-0904	*****	.0000	2007	1	2011	1
84 TRY-079	Salida Embalse Huangush A	CU-900	EM-0904	EM-0905	*****	.0000	2007	1	2008	10
85 TRY-79A	Salida Embalse Huangush A	CU-900	EM-0904	EM-905A	*****	.0000	2008	11	2011	1
86 TRY-080	Salida Embalse Huangush B	CU-900	EM-0905	BT-0908	*****	.0000	2007	1	2008	10
87 TRY-80A	Salida Embalse Huangush B	CU-900	EM-905A	BT-0908	*****	.0000	2008	11	2011	1
88 TRY-081	TomaUchuhuerta-CH Yuncan	CU-900	BT-0908	CH-0909	20.0000	.0000	2007	1	2011	1
89 TRY-082	Salida Emb. Victoria I	CU-900	EM-0910	EM-0909	*****	.0000	2007	1	2011	1
90 TRY-083	Vertimiento R. Huallamayo	CU-900	EM-0909	EM-0906	*****	.0000	2007	1	2011	1
91 TRY-084	Tunel C.H. Yuncan	CU-900	EM-0909	CH-0909	30.0000	.0000	2007	1	2011	1
92 TRY-085	Salida C.H. Yuncan	CU-900	CH-0909	EM-0906	30.0000	.0000	2007	1	2011	1
93 TRY-086	T. Uchuhuerta R. Yuncan	CU-900	BT-0908	EM-0906	*****	.0000	2007	1	2011	1
94 TRY-087	Tunel C.H. Yaupi	CU-900	EM-0906	CH-0907	28.0800	.0000	2007	1	2011	1
95 TRY-088	Toma Manto - C.H. Yaupi	CU-900	BT-0907	CH-0907	11.7640	.0000	2007	1	2011	1
96 TRY-089	Salida Reservoirio Chimay	CU-1100	EM-1101	CH-1101	*****	.0000	2007	1	2011	1
97 TRY-090	Tunel C.H. Yanango	CU-1200	BT-1201	CH-1201	20.0000	.0000	2007	1	2011	1
98 TRY-091	EL PANE - BAMPUTANE	CU-2000	EM-2001	BT-2002	6.0000	3.4500	2007	1	2011	1
99 TRY-092	BAMPUTANE - TRANS CHILI	CU-2000	BT-2002	BT-2008	6.0000	1.5900	2007	1	2011	1
100 TRY-093	BLANQUILLO - TRANS CHILI	CU-2000	BT-2003	BT-2008	4.0000	.0000	2007	1	2011	1
101 TRY-094	TRANS CHILI - LOS ESPAÑO	CU-2000	BT-2008	BT-2005	10.0000	.0000	2007	1	2011	1
102 TRY-095	JANCOLACAYA - LOS ESPAÑO	CU-2000	BT-2004	BT-2005	6.0000	.0000	2007	1	2011	1
103 TRY-096	ANTASALLA - LOS ESPAÑO	CU-2000	BT-2006	BT-2005	2.5000	.0000	2007	1	2011	1
104 TRY-097	LOS ESPAÑO - IMATA	CU-2000	BT-2005	BT-2009	16.0000	.0000	2007	1	2011	1
105 TRY-97A	IMATA - PILLONES	CU-2000	BT-2009	EM-2007	50.0000	.0000	2007	1	2011	1
106 TRY-97B	PILLONES-AGUADA BLANCA	CU-2000	EM-2007	EM-2002	*****	.0000	2007	1	2011	1
107 TRY-098	IMATA - AGUADA BLANCA	CU-2000	BT-2009	EM-2002	*****	.0000	2007	1	2011	1
108 TRY-98A	SUMBAY- AGUADA BLANCA	CU-2000	BT-2007	EM-2002	*****	.0000	2007	1	2011	1
109 TRY-099	EL FRAYLE - AGUADA BLANCA	CU-2000	EM-2008	EM-2002	*****	.0000	2007	1	2011	1
110 TRY-100	TUNEL CHARCANI 5	CU-2000	EM-2002	CH-2005	24.8050	.0000	2007	1	2011	1
111 TRY-101	Salida Charcani V	CU-2000	CH-2005	EM-2011	24.8050	.0000	2007	1	2011	1
112 TRY-102	Verti Emb. Aguada Blanca	CU-2000	EM-2002	EM-2011	*****	.0000	2007	1	2011	1
113 TRY-103	Tunel Charcani IV	CU-2000	EM-2011	CH-2004	15.0000	.0000	2007	1	2011	1
114 TRY-104	Salida Charcani IV	CU-2000	CH-2004	BT-2010	15.0000	.0000	2007	1	2011	1
115 TRY-105	Verto Res. Puente Cincel	CU-2000	EM-2011	BT-2010	*****	.0000	2007	1	2011	1
116 TRY-106	Tunel Charcani VI	CU-2000	BT-2010	CH-2006	15.0000	.0000	2007	1	2011	1
117 TRY-107	Salida Charcani VI	CU-2000	CH-2006	EM-2012	15.0000	.0000	2007	1	2011	1



1972	12.3849	10.2593	24.8385	13.7427	2.8355	1.7942	1.1991	1.4436	1.5685	2.0607	2.9355
4.8740											
1973	16.6164	19.2197	13.1864	9.8581	4.7381	2.6928	2.4394	2.4465	1.4964	5.4147	4.9453
9.3531											
1974	14.7606	23.2042	9.5106	4.7199	2.2549	1.4891	2.3136	1.0111	1.7015	1.3060	3.4987
5.9777											
1975	7.2852	5.2582	21.3726	6.2096	4.2801	2.8952	2.0204	1.1107	4.8848	1.8820	4.2845
5.7535											
1976	13.1174	18.6481	15.4433	8.2326	1.6384	3.0787	1.7202	1.7937	1.7105	1.2256	1.8476
3.0200											
1977	7.9580	12.6495	13.4477	9.2885	1.7903	1.6434	2.7880	1.0295	.9609	1.0534	4.9076
5.5207											
1978	5.5315	22.3552	18.6904	8.5851	1.2467	1.4936	1.9807	1.2782	1.5349	2.7876	3.0232
2.7282											
1979	3.3972	11.3354	21.8758	13.5417	1.6893	1.5895	1.5118	1.8829	2.1429	1.3580	1.5502
5.4688											
1980	9.0218	9.7856	13.1716	12.8323	1.6891	1.5896	1.4151	1.6143	1.6936	3.6921	6.9264
10.5628											
1981	11.6952	24.1414	21.3623	9.4603	1.7729	1.3078	3.2142	1.3042	1.7336	1.5848	7.4577
4.0722											
1982	12.1342	18.6348	18.0134	9.3693	1.7280	1.3929	1.2770	1.3182	1.2488	1.5099	4.6846
7.5289											
1983	9.0211	7.9925	12.4382	9.8508	2.0565	1.2963	1.2871	1.1793	1.8395	1.3682	1.7022
3.5705											
1984	8.7841	20.5132	29.6464	12.9828	3.4957	1.5520	1.4410	1.3867	1.3356	1.2012	1.7232
9.6069											
1985	10.9725	11.2629	18.0604	14.4809	3.4923	1.8580	3.4180	1.3856	1.5531	1.2553	2.2828
8.6069											
1986	18.1726	16.4386	15.2989	14.6997	3.7796	1.9082	2.0616	1.1725	1.1524	1.1713	2.0667
4.2172											
1987	19.5201	26.5398	12.4226	3.4858	1.6165	1.6547	1.6860	1.5583	1.3889	1.7448	2.5433
7.4730											
1988	8.9275	17.0295	9.6333	8.8631	3.6409	1.4195	1.4764	1.2240	1.1931	1.7637	4.3878
2.7776											
1989	7.9828	25.4170	15.7049	14.3811	2.7500	1.6159	.9269	1.1741	1.6887	3.3034	2.3404
2.9314											
1990	6.9881	4.4548	5.9150	4.5699	1.2678	1.8754	1.5253	1.1035	1.0269	2.2831	12.5994
8.7160											
1991	8.9028	9.3977	16.6690	8.8307	3.0721	1.2264	1.2135	1.4443	1.1899	.8012	1.7027
3.1666											
1992	3.8145	2.5854	7.1107	5.6135	1.3980	1.2937	1.1935	1.1458	.9921	1.9869	1.9657
2.3289											
1993	8.4406	13.8188	12.6146	10.6211	3.8153	1.4157	1.2241	1.1088	1.2204	2.8925	9.7837
12.4204											
1994	16.5145	21.6035	16.6879	11.3480	3.2042	1.7215	1.3484	1.1184	1.1614	1.0027	2.6417
2.6139											
1995	6.6218	6.9990	11.5370	8.0657	1.9761	1.2054	1.0118	.9234	.8897	1.1455	1.7960
2.2411											
1996	9.1936	13.3095	11.9720	9.4901	2.4741	1.2396	.9322	.9657	.8729	.9986	1.7272
3.4365											
1997	8.1135	17.5744	12.6285	2.5179	1.7106	1.5935	1.9271	1.5761	1.5478	1.7443	3.2939
7.5056											
1998	14.9097	15.4034	12.2299	8.9137	2.7908	2.2395	1.6086	2.6867	1.5821	2.9930	4.6595
3.3878											
1999	10.9640	20.6391	18.9688	16.4795	4.0033	2.7696	1.9893	1.1775	2.2495	3.4208	3.2166
6.5412											
2000	18.1370	16.7149	18.4444	13.2487	4.6027	2.0308	1.9990	2.9030	3.2596	3.5071	3.4610
6.8285											
2001	18.0997	17.9077	18.3420	9.7479	3.9495	3.2225	3.0783	2.7064	2.6547	3.8670	3.9111
8.5771											
2002	5.4983	8.7966	14.4053	12.3029	4.9970	3.6997	2.9657	3.2650	2.1393	3.3619	7.4089
8.4775											
2003	9.8490	13.3168	13.6131	8.4916	4.3313	3.5120	3.7066	4.0531	2.5061	3.7920	2.5635
7.1566											
2004	7.6401	8.4936	7.1188	4.8919	3.2030	3.7457	4.5484	3.1915	3.2350	3.5124	9.1860
8.4591											
2005	12.7301	11.0958	9.9713	8.6002	4.0810	2.8052	2.8301	3.5196	2.8959	3.6560	3.3749
3.4059											
2006	9.3710	12.3430	14.7531	11.9480	2.9466	2.0142	1.1707	1.9025	2.0483	2.7773	4.5726
9.9329											

16. ESTACION DE MEDICION : QN-801 Lago Junin

-----  
 AÑO    ENE    FEB    MAR    ABR    MAY    JUN    JUL    AGO    SET    OCT    NOV    DIC



2001	71.9800	73.4300	88.0700	38.7400	16.4600	13.3300	9.1400	8.3400	8.6700	10.2700	17.1800
	25.9600										
2002	18.1200	33.9200	51.1000	32.0500	13.2700	9.4600	9.1700	7.3800	7.1000	10.3000	31.8300
	34.4700										
2003	28.8000	46.1000	46.7200	27.7400	12.7800	8.0000	6.1000	6.1500	6.1000	5.6500	6.1000
	14.1100										
2004	16.3300	36.6200	23.9600	15.0200	10.6600	6.5400	9.1700	9.4800	10.8600	14.2100	21.3300
	33.9000										
2005	31.7900	39.8100	40.9900	25.0400	14.5100	18.2400	20.3300	17.7700	17.4000	14.3800	14.1000
	17.9900										
2006	34.9100	46.0000	54.7500	44.9400	15.1600	11.7100	10.5500	11.7000	11.5600	10.8700	22.8700
	40.5300										

## DATOS DE LAS DEMANDAS DE RIEGO Y AGUA POTABLE

## NUM CODIGO NOMBRE DE LA DEMANDA CUENCA PUNTO D INT

1	RG-0000	Maximo Huinco	CU-200	TRY-014	100.00
2	RG-0201	Riego 1	CU-200	TRY-021	100.00
3	RG-0202	Riego 2	CU-200	TRY-026	100.00
4	RG-0203	Agua Potable La Atarjea	CU-200	TRY-028	50.00
5	RG-0401	Riego Collicocho	CU-400	TRY-041	100.00
6	RG-0501	Riego Gallito	CU-500	TRY-046	70.00
7	RG-0801	Minimo Mantaro	CU-800	TRY-072	100.00
8	EV-801	Evaporacion Junin	CU-800	TRY-073	100.00
9	RG-2001	Riego Chili	CU-2000	TRY-118	90.00
10	RG-2101	Riego Aricota	CU-2100	TRYa122	70.00
11	RG-2701	Riego Intermedio	CU-2700	TRY-139	20.00
12	RG-2702	Riego Piura	CU-2700	TRY-143	20.00
13	RG-2703	Riego Checa	CU-2700	TRY-147	20.00
14	RG-2704	Riego Sullana	CU-2700	TRY-148	20.00
15	RG-0402	Minimo Santa	CU-400	TRY-A43	100.00

## DATOS DE LA DEMANDA DE AGUA POTABLE Y RIEGO

## 1.DEMANDA DE AGUA : Maximo Huinco

TIPO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
MIN:	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000
MAX:	21.968	21.968	21.968	21.968	21.968	21.968	21.968	21.968	21.968	21.968	21.968	21.968

## 2.DEMANDA DE AGUA : Riego 1

TIPO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
MIN:	.100	.100	.100	.100	.100	.100	.100	.100	.100	.100	.100	.100
MAX:	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000

## 3.DEMANDA DE AGUA : Riego 2

TIPO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
MIN:	.400	.400	.400	.400	.400	.400	.400	.400	.400	.400	.400	.400
MAX:	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000

## 4.DEMANDA DE AGUA : Agua Potable La Atarjea

TIPO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
MIN:	32.720	43.570	42.520	31.940	20.390	16.990	16.340	16.690	16.590	16.960	18.710	21.620
MAX:	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000

## 5.DEMANDA DE AGUA : Riego Collicocho

TIPO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
MIN:	.200	.200	.200	.200	.200	.200	.200	.200	.200	.200	.200	.200
MAX:	.200	.200	.200	.200	.200	.200	.200	.200	.200	.200	.200	.200

## 6.DEMANDA DE AGUA : Riego Gallito

TIPO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
MIN:	19.300	19.900	21.400	17.600	15.200	6.400	6.400	.000	4.000	5.600	8.800	15.100
MAX:	32.200	33.200	35.600	29.300	25.300	10.700	10.600	8.900	6.600	9.400	14.700	25.200

7.DEMANDA DE AGUA : Minimo Mantaro

TIPO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
MIN:	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000
MAX:	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000

8.DEMANDA DE AGUA : Evaporacion Junin

TIPO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
MIN:	5.500	5.500	5.500	5.500	5.500	5.500	5.500	5.500	5.500	5.500	5.500	5.500
MAX:	5.500	5.500	5.500	5.500	5.500	5.500	5.500	5.500	5.500	5.500	5.500	5.500

9.DEMANDA DE AGUA : Riego Chili

TIPO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
MIN:	7.000	7.000	7.000	7.000	10.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000
MAX:	.000	.000	.000	.000	12.500	12.500	12.500	12.500	12.500	12.500	12.500	.000

10.DEMANDA DE AGUA : Riego Aricota

TIPO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
MIN:	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500
MAX:	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700

11.DEMANDA DE AGUA : Riego Intermedio

TIPO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
MIN:	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000
MAX:	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000

12.DEMANDA DE AGUA : Riego Piura

TIPO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
MIN:	14.000	14.000	14.000	14.000	14.000	14.000	14.000	14.000	14.000	14.000	14.000	14.000
MAX:	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000

13.DEMANDA DE AGUA : Riego Checa

TIPO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
MIN:	17.000	17.000	17.000	17.000	17.000	4.000	2.500	14.000	14.000	14.000	14.000	14.000
MAX:	.000	.000	.000	.000	.000	7.000	7.000	.000	.000	.000	.000	.000

14.DEMANDA DE AGUA : Riego Sullana

TIPO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
MIN:	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000
MAX:	.000	.000	.000	.000	.000	.000	12.000	.000	.000	.000	.000	.000

15.DEMANDA DE AGUA : Minimo Santa

TIPO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
MIN:	26.000	26.000	26.000	26.000	26.000	26.000	26.000	26.000	26.000	26.000	26.000	26.000
MAX:	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000

DATOS DE LA DEMANDA DE ENERGIA EN BARRAS

47.DEMANDA DE DISTRIBUCION GWH EN BARRA : Santa Rosa 220kV



AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
BLOQUE 1 : 2007 .1957	.2039	.1957	.2202	.1876	.2121	.2039	.1957	.2121	.2121	.2121	.2039	
BLOQUE 1 : 2008 .1957	.2039	.2039	.2202	.1876	.2121	.2039	.1957	.2121	.2121	.2121	.2039	
BLOQUE 1 : 2009 .1957	.2039	.1957	.2202	.1876	.2121	.2039	.1957	.2121	.2121	.2121	.2039	
BLOQUE 1 : 2010 .1957	.2039	.1957	.2202	.1876	.2121	.2039	.1957	.2121	.2121	.2121	.2039	
BLOQUE 2 : 2007 .5628	.5546	.4893	.5383	.5464	.5464	.5301	.5628	.5464	.5220	.5464	.5301	
BLOQUE 2 : 2008 .5628	.5546	.5057	.5383	.5464	.5464	.5301	.5628	.5464	.5220	.5464	.5301	
BLOQUE 2 : 2009 .5628	.5546	.4893	.5383	.5464	.5464	.5301	.5628	.5464	.5220	.5464	.5301	
BLOQUE 2 : 2010 .5628	.5546	.4893	.5383	.5464	.5464	.5301	.5628	.5464	.5220	.5464	.5301	
BLOQUE 3 : 2007 .4551	.4551	.4111	.4551	.4404	.4551	.4404	.4551	.4551	.4404	.4551	.4404	
BLOQUE 3 : 2008 .4551	.4551	.4257	.4551	.4404	.4551	.4404	.4551	.4551	.4404	.4551	.4404	
BLOQUE 3 : 2009 .4551	.4551	.4111	.4551	.4404	.4551	.4404	.4551	.4551	.4404	.4551	.4404	
BLOQUE 3 : 2010 .4551	.4551	.4111	.4551	.4404	.4551	.4404	.4551	.4551	.4404	.4551	.4404	

## 52.DEMANDA DE DISTRIBUCION GWH EN BARRA : Trujillo 220kV

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
BLOQUE 1 : 2007	12.4027	11.8659	13.1868	11.5962	13.0632	12.6296	12.2182	13.0453	12.8061	13.1672	12.9774	12.6162
BLOQUE 1 : 2008	13.2412	12.6880	14.0778	12.3470	13.9083	13.4466	13.0095	13.8888	13.6331	14.0194	13.8187	13.4349
BLOQUE 1 : 2009	14.2177	13.6021	15.1150	13.2952	14.8351	14.3423	13.8787	14.8130	14.5383	14.9547	14.7430	14.3353
BLOQUE 1 : 2010	14.9962	14.3467	15.9412	14.0270	15.7980	15.2735	14.7798	15.7745	15.4815	15.9256	15.7009	15.2671
BLOQUE 2 : 2007	26.7044	24.6356	26.7664	26.6917	26.6306	26.0645	27.2585	27.0252	25.7507	26.5711	26.9487	28.7027
BLOQUE 2 : 2008	28.4895	26.3266	28.5588	28.3828	28.3171	27.7162	28.9832	28.7385	27.3842	28.2549	28.6622	30.5278
BLOQUE 2 : 2009	30.5506	28.1958	30.6312	30.5409	30.1227	29.4851	30.8276	30.5741	29.1377	30.0615	30.5050	32.4897
BLOQUE 2 : 2010	32.1429	29.6812	32.2405	32.1408	32.0633	31.3854	32.8134	32.5451	31.0154	31.9975	32.4733	34.5865
BLOQUE 3 : 2007	19.4354	18.1304	19.7628	18.8081	19.5867	18.9597	19.2974	19.5027	18.6336	19.1571	19.5160	20.2162
BLOQUE 3 : 2008	20.7265	19.3730	21.0769	19.9747	20.8017	20.1351	20.4917	20.7105	19.7875	20.3439	20.7308	21.4747
BLOQUE 3 : 2009	22.1989	20.7161	22.5775	21.4842	22.0575	21.3479	21.7218	21.9542	20.9786	21.5715	21.9920	22.7811
BLOQUE 3 : 2010	23.2837	21.7401	23.6887	22.5422	23.4751	22.7201	23.1171	23.3654	22.3257	22.9559	23.4069	24.2471

## 101.DEMANDA DE DISTRIBUCION GWH EN BARRA : Socabaya 220kV

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
BLOQUE 1 2007	7.0477	7.4284	11.6632	10.1187	12.1152	12.6273	12.6669	13.3355	13.0492	13.2730	13.1325	11.9712
BLOQUE 1 2008	11.7152	12.0017	13.3186	12.0730	13.2088	12.5642	13.1258	13.5799	13.2884	13.5163	13.3732	12.1906
BLOQUE 1 2009	11.7152	12.0017	13.3186	12.0730	13.2088	12.5642	13.1258	13.5799	13.2884	13.5163	13.3732	12.1906
BLOQUE 1 2010	18.9583	19.4221	21.5531	19.5373	21.3754	20.3323	21.2411	21.9759	21.5043	21.8730	21.6415	19.7278
BLOQUE 2 2007	18.3960	18.4443	29.0371	28.5847	31.3116	32.8090	34.1629	34.0419	33.8289	33.6555	34.2894	35.2930
BLOQUE 2 2008	30.5791	29.7999	33.1585	34.1053	34.1380	32.6451	35.4005	34.6658	34.4490	34.2724	34.9179	35.9399
BLOQUE 2 2009	30.5791	29.7999	33.1585	34.1053	34.1380	32.6451	35.4005	34.6658	34.4490	34.2724	34.9179	35.9399
BLOQUE 2 2010	49.4852	48.2242	53.6594	55.1916	55.2445	52.8286	57.2876	56.0987	55.7477	55.4621	56.5067	58.1604
BLOQUE 3 2007	15.5637	16.0077	25.3528	23.8089	26.7200	28.1201	28.5951	28.8015	28.4743	28.7339	29.1845	29.1969
BLOQUE 3 2008	25.8710	25.8631	28.9513	28.4071	29.1320	27.9796	29.6311	29.3294	28.9963	29.2606	29.7195	29.7321
BLOQUE 3 2009	25.8710	25.8631	28.9513	28.4071	29.1320	27.9796	29.6311	29.3294	28.9963	29.2606	29.7195	29.7321
BLOQUE 3 2010	41.8662	41.8534	46.8510	45.9703	47.1435	45.2785	47.9511	47.4629	46.9238	47.3515	48.0941	48.1146

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] **Ley de Concesiones Eléctricas.** Decreto Ley 25844 - 19 de noviembre de 1992
- [2] **Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.** Decreto Supremo N° 009-93-EM
- [3] **Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.** Ley 28832 - 23 de julio de 2006
- [4] **Reglamento de Transmisión y Modificaciones al Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.** Decreto Supremo N° 027-2007-EM
- [5] **Riesgo de Indisponibilidad del Ducto de Camisea en el Sector Eléctrico.** Documento de Trabajo N° 01-2007-GART/DGT – OSINERGMIN
- [6] **Decreto Legislativo N° 1041**, publicada el 26 de junio de 2008
- [7] **Decreto de Urgencia N° 037-2008.** Mediante Resolución Ministerial N° 412-2008-MEM/DM, publicada el 07 de setiembre de 2008, el Ministerio de Energía y Minas (MEM)
- [8] **Resolución Ministerial R.M. N° 553-2008-MEM/DM**, publicado el 28 de noviembre del 2008.
- [9] **Resolución Ministerial N° 412-2008-MEM/DM**, publicada el 07 de setiembre de 2008.
- [10] **Decreto de Urgencia N° 049-2008**, publicado el 18 de diciembre de 2008.
- [11] **¿Qué significa el proyecto Camisea?** Documento de Trabajo N° 23 Oficina de Estudios Económicos - octubre 2006 - OSINERGMIN
- [12] **La Industria del Gas Natural en el Perú** Documento de Trabajo N° 1 Oficina de Estudios Económicos - agosto 2004 – OSINERG

[13] **Modelo PERSEO. Manual de Usuario**

**Páginas y direcciones de internet de referencia:**

1. <http://www.minem.gob.pe>
2. <http://www2.osinerg.gob.pe>
3. <http://srvgestion.osinerg.gob.pe/sistemasdgt/principal.aspx>