

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**IMPACTO DE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN
TÉRMICAS DE CICLO COMBINADO EN EL SISTEMA
ELÉCTRICO PERUANO**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

PABLO SEBASTIAN MAQUÍN OBREGÓN

PROMOCIÓN

2009-II

LIMA-PERÚ

2014

**IMPACTO DE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN
TÉRMICAS DE CICLO COMBINADO EN EL SISTEMA
ELÉCTRICO PERUANO**

Dedico este trabajo a mis padres Aurelia ObregónRodríguez y Sebastian Maquín Cerda;
que siempre están presentes dándome todo su apoyo
constante e incondicional.

SUMARIO

A partir de la implementación de nuevas centrales térmicas de ciclo combinado en el sistema eléctrico Peruano; la capacidad instalada de estas centrales que tienen como fuente primaria el uso de gas natural de Camisea se ha ido incrementando en los últimos años y con el ultimo proyecto en ejecución la capacidad instalada de estas centrales de ciclo combinado será más de 2800 MW concentrados solamente en 4 centrales de ciclo combinado. Por otro en el mediano plazo se prevé que existirán limitaciones que no permitan operar a su máxima capacidad este tipo de centrales, por ello es de suma importancia analizar alternativas para poder evacuar la mayor capacidad de generación de energía de manera más óptima.

Bajo este contexto se debe determinar los costos que incurren en el sistema eléctrico en caso de limitaciones al no utilizar la energía mas económica que provienen de este tipo de tecnología y poder plantear posibles alternativas que no solo permitan al sistema contar con menores costos de operación, sino además de evaluar el impacto operativo-económico a cada una de estas centrales de ciclo combinado.

El objetivo principal del presente informe es evaluar desde el punto de vista técnico-económico alternativas de solución que permiten reducir los costos de operación en caso se presente limitaciones de generación para este tipo de centrales; para ello se plantearan 3 alternativas de solución.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO I	
PLANTEAMIENTO DE INGENIERÍA DEL PROBLEMA	
1.1 Descripción del Problema	3
1.2 Objetivos	3
1.2.1 Objetivo General	3
1.2.2 Objetivos Específicos	3
1.3 Evaluación del problema	4
1.4 Alcance del trabajo	5
1.5 Síntesis del trabajo	5
CAPITULO II	
MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL	
2.1 Antecedentes	7
2.2 El Gas Natural Peruano	7
2.3 Centrales Térmicas a Gas	13
2.3.1 Centrales Térmicas de Ciclo Simple	13
2.3.2 Centrales Térmicas de Ciclo Combinado	14
2.4 Contratos de Suministro y Transporte de Gas Natural de una Central Térmica	16
2.4.1 Contrato de Suministro de Gas	16
2.4.2 Contrato de Transporte de Gas	19
2.5 Costos variables de las Centrales de Térmicas a gas natural	21
2.6 Margen Variable de una Central de Ciclo combinado a Gas	23
2.7 Costos de operación del sistema eléctrico	25
CAPITULO III	
METODOLOGÍA PARA LA SOLUCIÓN DEL PROBLEMA	
3.1 Parque de generación actual de las centrales de ciclo combinado	28
3.2 Restricciones operativas de las centrales de ciclos combinados	30
3.3 Desarrollo de la operación del Caso Base	31
3.4 Precios de gas natural de las Centrales de Ciclo Combinado	35
3.5 Costos Variables de las centrales de ciclo combinado	36

CAPITULO IV

APLICACIÓN DE LA METODOLOGIA, PRESENTACIÓN DE RESULTADOS Y ANALISIS

4.1	Análisis Escenario	37
4.1.1	Análisis del Estudio Técnico	39
4.1.2	Análisis del Estudio Económico	41
4.2	Análisis de alternativas	44
4.2.1	Análisis de alternativa1	45
4.2.2	Análisis de alternativa 2	47
4.2.3	Análisis de alternativa 3	49
4.3	Resultados de las alternativas	
4.3.1.	Operación de las centrales de Ciclo Combinado	52
4.3.2	Margen de ganancia de las centrales de ciclo combinado	53
4.3.3	Costos de operación.	55

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

ANEXO A MARCO NORMATIVO DEL SECTOR ELÉCTRICO	59
ANEXO B FICHAS TÉCNICAS LAS CENTRALES DE CICLO COMBINADO	65
ANEXO C CRITERIOS PARA LOS COSTOS MARGINAL DE CORTO PLAZO	68
ANEXO D DETALLE DEL CÁLCULO DEL MARGEN VARIABLE	70
ANEXO E DECRETO DE URGENCIA N° 049 -2008-EM	77

BIBLIOGRAFÍA

INTRODUCCIÓN

La economía mundial luego de un proceso de desaceleración, ha comenzado a entrar en un proceso de recuperación entre ellos son los mercados EE UU, Europeas y Asiáticas, esto hace que otras regiones como la de Latinoamérica sigan mejorando en sus políticas económicas y poder acortar la brecha con lo que respecta a la competitividad e infraestructura, para ello es necesario mejorar en sectores claves, en particular mención en el sector energético vemos como somos la región con menores costos de energía, la cual es una ventaja para atraer capitales extranjeros de inversión que se encuentran en la búsqueda de nuevos mercados que estén con mayor crecimiento sostenido de sus economía, para ello el estado comprende la necesidad de de acelerar proyectos de inversión, que no terminan de concretarse principalmente por sociales, ambientales, administrativos y políticos, la cual no es una buena señal para los capitales privados y por ello el estado ahora está implementando mecanismos de compromiso que permitan un mejor clima de desarrollo entre el la comunidad, empresa y estado.

En el sector energético para la implementación de nuevas centrales de generación se han venido dando principalmente alrededor del uso del gas natural de Camisea, este tipo de centrales de generación que utilizan como fuente primaria al gas natural, son llamadas Centrales Térmicas a Gas Natural. Actualmente son las principales centrales térmicas por su participación en el despacho del sistema y capacidad de generación por mencionar algunas tenemos a; Edegel (CT Ventanilla y CT Santa Rosa), Enersur (CT Chilca Uno) y Kallpa Generación (CT Kallpa), Egesur (C.T. Independencia), Egasa (C.T. Pisco) y , la primera convertida para que use gas (inicialmente operada con combustibles líquidos) las demás construidas estratégicamente en el distrito de Chilca principalmente para evitarse el pago por el servicio de distribución de gas natural.

Actualmente se viene desarrollando 2 proyectos de centrales térmicas que son la C.T. Santo Domingo de Olleros (190MW) y la C.T. Fénix Power (530MW), las que generan que se siga aumenta la capacidad energética, pero aun no se dispone de líneas que puedan evacuar toda la capacidad instalada a futuro desde la Subestación Chilca, y solo vemos que se tienen líneas de transmisión de están cerca al límite de su capacidad nominal y que operaran en algunos periodos en sobrecarga, estas líneas son las que limitarían las centrales de generación sino se plantean alternativas lo antes posible. Por otro lado vemos que existen proyectos próximos a implementarse para poder

descongestionar el Área centro del sistema eléctrico que comprende a Lima como la mayor carga; para mencionar la de mayor importancia se tiene el proyecto de ampliación N°15 de la empresa transmisora eléctrica Red de Energía del Perú (REP) que conformar 3 ampliaciones, la primera es repotenciar la capacidad de la línea en 220 kV San Juan – Chilca (L-2093); la segunda repotenciación son las líneas en 220 kV Ventanilla - Zapallal (L-2242- L-2243) y por último la instalación del cuarto circuito en 220 kV Ventanilla-Chavarría y Subestaciones eléctricas asociadas.

El presente informe presenta la operación normal en el periodo de estudio Año 2014, enfocado en las centrales que impacta directamente en los costos de operación del sistema, las que en el escenario actual son las centrales de ciclo combinado debido a que tiene una mayor capacidad de generación en comparación a las Centrales de Térmicas Convencionales, debido a que estas tienen un elevado rendimiento, con un menor impacto ambiental, mediante dos ciclos termodinámicos gas y agua-vapor

El primer capítulo; permite entender más a fondo la problemática actual, las operaciones de las centrales de ciclo combinado, los objetivos generales y específicos, y el horizonte de estudio considerado en este informe.

El segundo capítulo refuerza los conceptos generales acerca del desarrollo del gas natural de Camisea en el Perú, los procesos productivos que atraviesa hasta el punto de toma para la central; las Centrales Térmicas de ciclo simple, los contratos de gas natural para los generadores térmicos, las centrales de ciclo combinado, los procesos térmicos Agua-Vapor y las tecnologías que pueden elevar la eficiencia de la central, los precios de gas natural de las unidades térmicas, y finalmente los márgenes de ganancias de las unidades generadoras.

El tercer capítulo describe los pasos necesarios para evaluar cada una de las alternativas, la proyección de la demanda, los nuevos proyectos de transmisión y generación, los mantenimientos de las unidades, los precios de los combustibles, los costos variables de los generadores térmicos.

Finalmente para el cuarto capítulo describir las alternativas propuestas, desde el punto de vista técnico económico, evaluar la sensibilidad de los costos marginales, elaborar los márgenes de ganancias de cada central y finalmente mediante los costos de operación definir la mejor alternativa.

CAPITULO I

PLANTEAMIENTO DE INGENIERÍA DEL PROBLEMA

1.1 Descripción del Problema

La finalidad que tiene el coordinador del sistema es operar al mínimo costo, despachando las centrales mas económicas a fin de optimizar al Sistema Eléctrico Nacional (SEIN), por la coyuntura actual las centrales termoeléctricas a base de gas natural de Camisea son las más económicas, entre ellas la que sobresalen por su mayor capacidad son las centrales de ciclo combinado, que bordean cada una en promedio los 600 MW de capacidad instalada.

Es necesario entender la importancia de la disponibilidad de la energía de estas unidades de ciclo combinado que reducen drásticamente los costos de operación del sistema, en caso de presentarse indisponibilidades, mantenimiento o fallas; se recurre a prender unidades más caras de otro tipo de combustible, este genera que se reduce el margen de reserva fría, aumenta la posibilidad de racionamiento, uso poco eficiente del gas natural, y en consecuencia encarecen al sistema eléctrico.

Por ello con el fin de minimizar los costos de operación, debemos dar alternativas de operación en el mediano de plazo que nos permitan tener mayor confiabilidad operativa a estas centrales. Las alternativas planteadas tienen factibilidad de ejecución física, y no afectan la seguridad del sistema y por el contrario ayudan a reducirlos costos de operación del sistema.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo General

- Minimizar el costo de operación del sistema, optimizando la operación de las centrales Térmicas de ciclo combinado de gas natural.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Determinar los niveles de energía y las causas de las limitaciones de las centrales de ciclo combinado.
- Evaluar alternativas a través de cambios en la topología de la red, que permitan evacuar mayor generación de las centrales de ciclo combinado.
- Analizar el impacto económico de cada alternativa que conlleva a cada central de ciclo combinado y al costo de operación del sistema eléctrico.

1.3 Evaluación del problema

La concentración de las centrales térmicas a gas natural en la Subestación Eléctrica Chilca conlleva a que se restrinja generación por la limitada capacidad de las líneas de transmisión y no poder hacer un uso eficiente de los recursos más económicos, ante ello se requiere realizar en primer lugar una evaluación para predecir cuál sería la operación de dichas centrales y luego plantear propuestas que permitan evacuar mayor generación mediante ampliaciones, repotenciacines, nuevos proyectos o modificaciones a la topología de la red.

En la actualidad se viene desarrollando proyectos de conversión de centrales de ciclo simple a centrales de ciclo combinado, Es por ello con el último ingreso para Enero-2014 que será la 4ta Central Térmica. Fénix (530MW) conectada en la Subestación eléctrica Chilca 500 kV, nace la necesidad de evaluar la factibilidad de evaluar la operatividad de la generación disponible cercana al área centro para que llegue adecuadamente a los principales puntos de suministro de carga, ahora sumado a los trabajos de ampliaciones que la empresa REP que va a realizar en el periodo de Marzo 2014 a Noviembre 2014, respecto al proyecto de ampliación 15 que indisponde la línea Chilca – San Juan 220 kV (L-2093), generaría restricciones a las centrales de ciclo combinado en la Zona de Chilca que serían la C.T. Kallpa (860MW), la C.T. Chilca Uno (790MW), C.T. Fénix (540MW), y C.T. Ventanilla (450MW).

Desde el punto de vista económico, estas limitaciones generan que no se pueden llegar a enviar generación principalmente en el área centro donde se tiene la mayor carga, entonces generaría arrancar unidades más caras como son las centrales térmicas de ciclo simple entre ellas tenemos a Santa Rosa I TG8, Santa Rosa II UTi5, UTi6 en caso se necesite mas generación que no abastezca el área centro se arrancarían otras unidades en otras Áreas como se podría dar el caso que el Área Norte las unidades de Aguaytía y Malacas o en el Área Sur las unidades de Ilo las cuales generan un mayor costo de la operación.

Por el lado de las empresas generadoras, verán limitada su generación siendo la tecnología más económica, lo cual genera que tengan que comprar al mercado spot la energía faltante para cubrir sus niveles de contratación con sus clientes Libres o regulados; y además para el periodo de estudio es posible que ya no se extienda el Decreto de Urgencia N° 49 que rige hasta el 31 de Diciembre del 2013, la cual considera que el cálculo de los costos marginales se realiza sin tener congestiones eléctricas ni congestiones de combustible. Por lo que se tendrá que tomar los costos marginales reales del sistema para calcular los ingresos de las generadoras, y esto solo que se tenga mayor volatilidad y riesgos para las empresas generadoras de ciclo combinado.

1.4 Alcance del trabajo

El horizonte de estudio estará enfocado a la época de avenida 2014 la cual es el escenario más complejo de las redes de Lima, y en donde existe mayor disponibilidad hídrica y en consecuencia mayor reserva de generación térmica para lo cual es necesaria despachar de manera óptima.

Esta contribución es de aplicación al caso Peruano las cuales se está tomando a las 4 centrales de ciclo combinado de mayor capacidad las cuales son C.T. Ventanilla (450MW); C.T. Kallpa (860MW), C.T. Chilca (790MW) y la 4ta prevista en operación comercial Febrero 2014 C.T. Fénix (530MW).

Se realizara simulaciones utilizando el programa de cálculo DIGSILENT la cual tiene como objetivos principales de planificación y operación de los sistemas de potencia y además del NCP-PSR que es un modelo de optimización para la programa de corto plazo que determina la operación de un sistema hidrotérmico con restricciones de transmisión de manera de minimizar los costos de producción, ambos son los utilizados por el coordinador del sistema para los programas diarios de operación, programas diario y semanales de la operación.

1.5 Síntesis del trabajo

Para determinar la mejor alternativa de solución para el sistema eléctrico se efectuaron los siguientes pasos:

a) Evaluar las centrales de ciclo combinado

Identificar las disponibilidades de las centrales de ciclo combinado, identificar los distintos modos de operación y comprender la implicancia del precio de gas en los despachos térmicos.

b) Definición de los parámetros de la proyección de mercado

La razón para efectuar la proyección del mercado es obtener los costos marginales y la generación de las centrales en el horizonte de estudio.

- i. Proyección de la demanda global: dividida en cuatro componentes (demanda vegetativa; pérdidas de transmisión, transformación y distribución; demanda de cargas especiales, incorporadas y futuros proyectos; y consumo propio de las centrales);
- ii. Parque generador existente: características principales de las centrales eléctricas, las cuales se ingresan al modelo matemático para simular el despacho económico del sistema.
- iii. Proyectos de generación: se consideran aquellos con mayor probabilidad de ingreso en operación comercial en el horizonte de estudio;
- iv. Proyectos de transmisión: se consideran aquellos que tengan mayor certeza de ingreso en operación en el horizonte de estudio;

v. Proyección de los precios de combustibles: gas natural, combustibles líquidos y carbón.

vi. Período de la estadística hidrológica.

c) Simulación de las alternativas de solución

Los parámetros descritos serán la data de entrada para la simulación eléctrica y el despacho energético para determinar el caso base; luego realizando modificaciones a la topología de la red para cada una de las alternativas, se determinaran el despacho para las centrales de ciclo combinado, las congestiones eléctricas, costos marginales de las barras, márgenes de ganancia y costos de operación del sistema.

d) Evaluación de los costos de operación

Las simulaciones de cada alternativa nos arrojaran los costos de arranques de las unidades térmicas, costo térmico de operación, costos de operación y mantenimiento hídrico, y costos de déficit. Finalmente determinar los costos marginales, los márgenes de ganancia y los costos de operación y con ello determinar la alternativa más óptima para el sistema.

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL

2.1 Antecedentes

Actualmente el gas natural se ha convertido en un recurso energético muy importante para la industria y la generación eléctrica. Para el caso de la generación térmica, el gas natural es muy competitivo comparado con otros combustibles alternativos como el petróleo y carbón.

En lo que se refiere a competitividad en nuestra matriz energética entre una central térmica y una central hidráulica, una de las razones principales por lo que generación térmica base de gas natural es más competitiva es por el bajo precio del recurso primario proveniente del Yacimiento Camisea, otra ventaja es que tienen menores plazos de ejecución y menores costos de inversión. Para evaluar la factibilidad de la construcción de una central térmica versus una central hidráulica, se puede determinar el punto óptimo donde los costos de inversión más los costos de operación y mantenimiento en un periodo "T" sean los mismos para ambas tecnologías; y luego evaluar con el tiempo esperado de tasa de recupero de inversión para definir qué tipo de tecnología implementar.

2.2 El Gas Natural Peruano

Durante la década de los 80's, la empresa Shell en un Lote de 2 millones de hectáreas, realizó trabajos de exploración en la parte sur de la Cuenca Ucayali, mediante la ejecución de 3000 kilómetros de líneas sísmicas y la perforación de 5 pozos exploratorios permitió que dos yacimientos fueran descubiertos en los anticlinales San Martín y Cashiriari del Lote 88 (Camisea). Ambos yacimientos fueron probados en reservorios de formaciones pertenecientes al Cretácico y Pérmico, confirmando reservas de gas no asociado y condensados. Sin llegar a un acuerdo para la explotación entre Petroperú y la compañía Shell en 1988 se dio por concluida la negociación.

Una segunda campaña exploratoria realizada por el consorcio Shell/Mobil, se inició en 1996 perforándose 3 pozos de evaluación y luego se llevaron a cabo los estudios necesarios para desarrollar un proyecto de explotación y comercialización del gas de Camisea. En 1998 el consorcio Shell/Mobil comunicó su decisión de no continuar con el Segundo Periodo del Contrato, por consiguiente el Contrato quedó resuelto. Como resultado, la Comisión de Promoción de la Inversión Privada (COPRI) acuerdo llevar

adelante un proceso de promoción para desarrollar el Proyecto Camisea mediante un esquema segmentado, que comprende módulos independientes de negocios. El 31 de mayo de 1999, el Comité Especial del Proyecto Camisea (CECAM) convocó a Concurso Público Internacional para otorgar el Contrato de Licencia para la Explotación de Camisea, y para las Concesiones de Transporte por Ductos de Líquidos y de Gas Natural desde Camisea hasta la costa y de Distribución de Gas Natural en Lima y Callao.

Once compañías fueron precalificadas en el concurso para la explotación, y doce para el transporte y distribución.

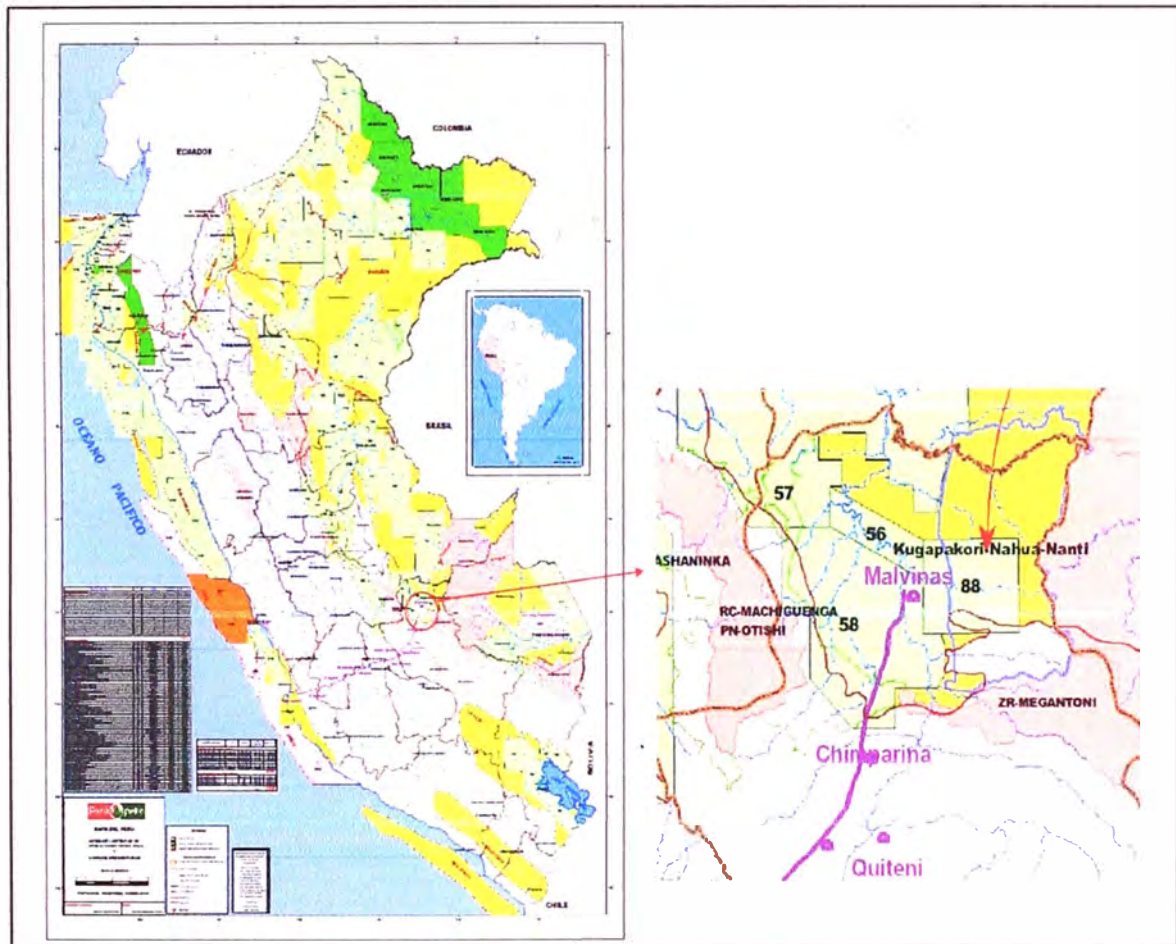


Fig. N° 2.1 Producción del gas de Camisea.

Fuente:PERUPETRO, Lotes de Contratos de Operaciones Petroleras y cuencas sedimentarias.

El proyecto está compuesto por tres componentes: la Explotación de los yacimientos de gas de Camisea, el Transporte a través de un gasoducto de 700 Km de longitud para el gas natural desde Las Malvinas hasta el City Gate de Lurín y un gasoducto de 540 Km. de longitud para los líquidos del gas hasta Pisco y la Distribución de gas en Lima y Callao. Como parte de la explotación, también se construirá la planta de licuefacción de gas y un terminal de exportación de los líquidos de gas.

Explotación:

El yacimiento Lote 88 de Camisea fue adjudicada al consorcio liderado por Pluspetrol Perú Corporation S.A. Y a partir de diciembre del 2000, el consorcio inició las actividades requeridas para cumplir con el compromiso contractual de iniciar la provisión de gas a Lima, es decir, en agosto del 2004. El contrato del módulo de explotación es por 40 años. El módulo de explotación comprende dos áreas geográficas, el área del Upstream que abarca todas las operaciones a realizarse en el Lote 88, y el área del Downstream, que abarca la Planta de Fraccionamiento de Líquidos en la zona de Pisco.

El Estudio de Impacto Ambiental (EIA) del Proyecto Lote 88 Camisea fue aprobado por la Dirección General de Asuntos Ambientales del Ministerio de Energía y Minas el 17 de diciembre del 2001, después de haber realizado 3 audiencias públicas.

Adicionalmente, el consorcio a cargo de la explotación, liderado por Pluspetrol, cuenta con una Planta de Fraccionamiento, que incluye una unidad de fraccionamiento para producir propano, butano y una unidad de destilación primaria de producción de nafta, diesel y combustible para motores de reacción (JP-5). También cuenta con tanques refrigerados que operarán a presión atmosférica para el almacenamiento de propano y butano, así como tanques convencionales para el almacenamiento de los productos de la unidad de destilación primaria.

Transporte:

Se otorgó en concesión al consorcio liderado por TGP en diciembre del 2000. El Transporte contempla la construcción de un Sistema de Transporte por Ductos para el Gas Natural y para los Líquidos del Gas Natural desde los campos de Camisea (Selva Sur - Cusco) hasta la costa central del país, el cual tiene dos componentes: Un ducto para Gas Natural de 714 km de longitud, que va desde la Planta Criogénica en Malvinas (Camisea) hasta el "City Gate" en Lurín - Lima.

Un ducto para los Líquidos del Gas Natural de 540 Km de longitud, que va desde la Planta de Gas de Malvinas (Camisea) hasta la Planta de Fraccionamiento y Terminal en Pisco.

La ruta de los ductos, seleccionada por TGP, empieza en Camisea, en el departamento de Cusco, y cruza los departamentos de Ayacucho, Huancavelica, Ica y Lima. El perfil de elevación para los ductos llega a su punto más alto a los 4.800 metros sobre el nivel del mar (msnm) en la Cordillera de los Andes. La ruta fue seleccionada en base a la maximización de la estabilidad, seguridad y confiabilidad del sistema y la minimización de los impactos sociales, culturales y de medio ambiente (ver Fig. 2.5). El trazo evita las zonas de importancia histórica y arqueológica y reduce el número de cruces de agua así como el volumen de remoción de bosques primarios.

El EIA fue aprobado por la DGAA del Ministerio de Energía y Minas el 4 de marzo del 2002. Como parte del proceso de evaluación llevado a cabo por el Gobierno, se desarrollaron audiencias públicas en Ayacucho, Pisco, Lima y en la Comunidad Nativa de Timpía.

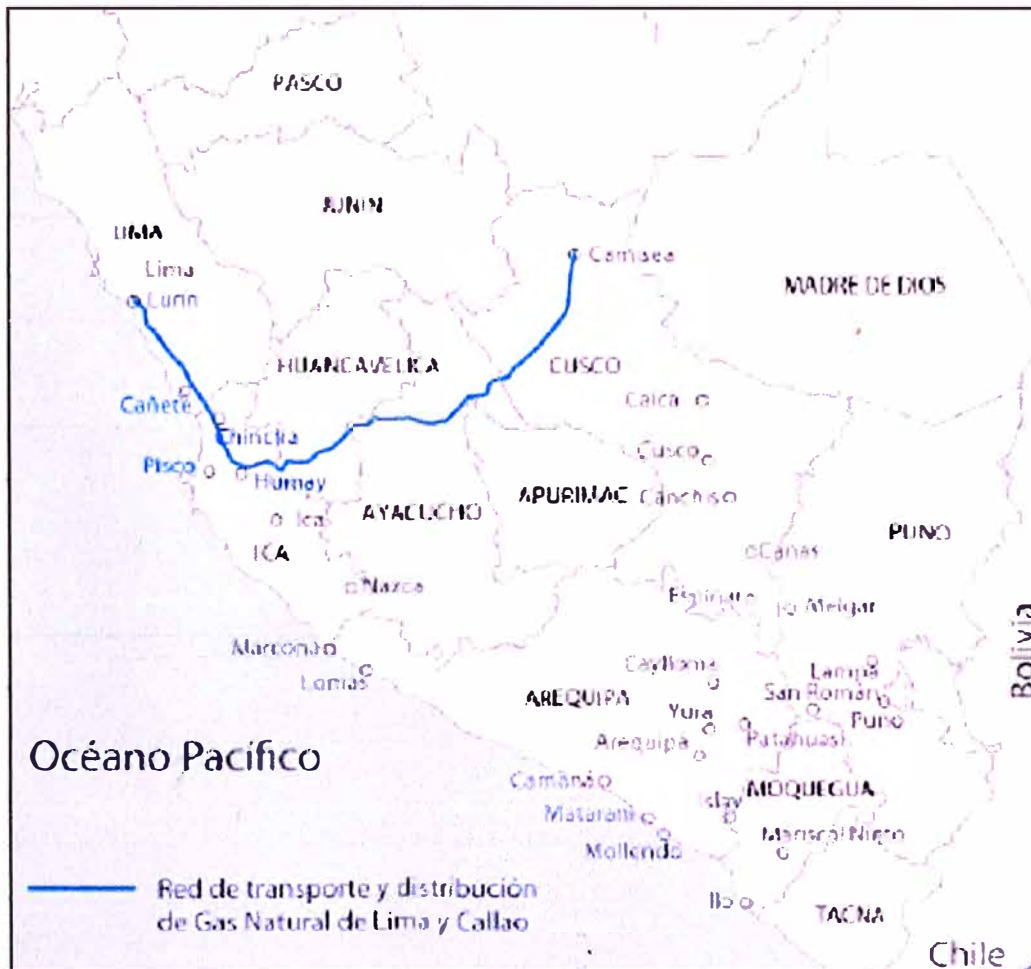


Fig. N° 2.2 Ducto de Transporte de Gas de Camisea.

Fuente: Transportadora de Gas del Perú

Distribución:

El Proyecto de Distribución contempló la construcción del Sistema de Distribución de Gas Natural en Lima y Callao, actualmente la empresa operadora es Cálidda (Gas Natural de Lima y Callao S.A.)

El mencionado Sistema de Distribución comprende una red de tuberías para transporte del gas desde el "City Gate" ubicado en Lurín hasta la Estación Terminal ubicada en Ventanilla. Se construyó un gasoducto principal de 60 km. (alta presión) que suministrará gas a industrias y estaciones de generación en los alrededores de Lima.

Existen redes adicionales (tanto de alta como de baja presión) para conectar un mayor número de clientes industriales, comerciales y residenciales.

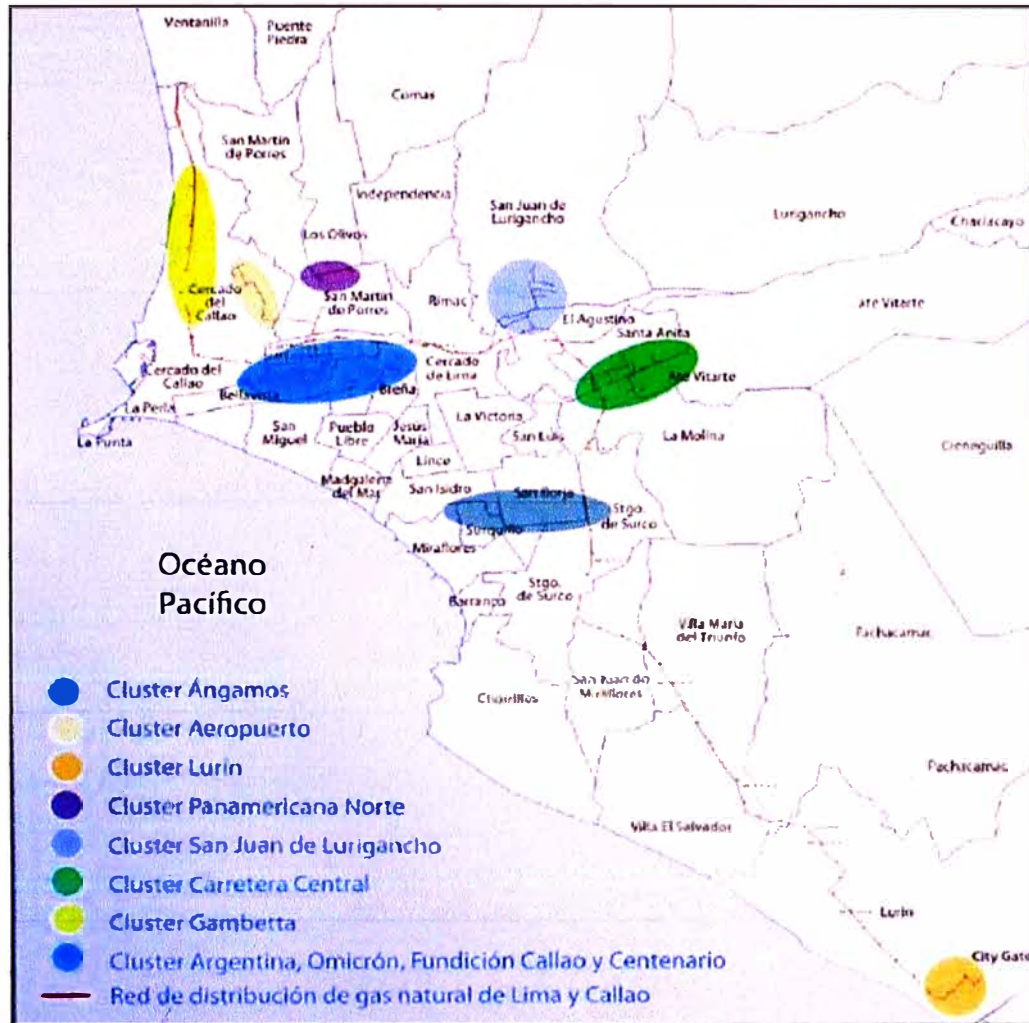


Fig. N° 2.3 Distribución del gas de Camisea.

Fuente: Calidda.

Definición

El gas natural viene a ser es un combustible fósil, no renovable, fundamentalmente se encuentra conformada por un grupo de hidrocarburos, usualmente podemos encontrarla en reservorios naturales y en estado gaseoso o en disolución con el petróleo.

Cuando encontramos al gas natural acompañado de petróleo, se dice que el gas natural es asociado, análogamente cuando encontramos solamente al gas natural se dice que el gas natural es no asociado.

El principal componente del gas natural es el metano, que usualmente constituye entre el 90-95% del mismo, pero la composición se encontrará en función del yacimiento. Sus otros componentes son el etano, el propano, el butano y otras fracciones más pesadas como el pentano, el hexano y el heptano.

Generalmente contiene 1% de impurezas como son el nitrógeno, bióxido de carbono, helio, oxígeno, vapor de agua y otras que son también de combustión limpia. A diferencia del petróleo, el gas natural no requiere de plantas de refinación para procesarla y obtener

transporta el 5% en buques criogénicos, a muy baja temperatura pero a presión atmosférica.

Por otro lado, las instalaciones típicas de explotación de gas natural cuentan normalmente con dos tipos de tuberías que van hasta los centros de consumo:

- Tuberías para el transporte del gas natural
- Tuberías para el transporte de los líquidos del gas natural (LGN)

Las tuberías para transporte del gas natural se han ido perfeccionando a través del tiempo. Hace siglos los chinos transportaban el gas natural a través de cañas de bambú; hoy en día la calidad del acero y de las soldaduras de los gasoductos ofrece mucha mayor seguridad y garantía, de manera que el transporte del gas natural se realiza a presiones altas, que llegan hasta las dos mil libras por pulgada cuadrada.

2.3 Centrales Térmicas a Gas

2.3.1 Centrales Térmicas de Ciclo Simple

Las centrales térmicas con turbinas de gas tienen la ventaja de que prácticamente no contaminan. Además, como apenas tienen inercia térmica se utilizan como centrales de punta o como centrales de reserva, es decir para sustituir total o parcialmente a las centrales hidráulicas o térmicas de base en el caso de escasez de agua o de avería. Para centrales de punta y potencias unitarias de 10 a 25 MW son más convenientes las centrales térmicas de gas que las centrales de vapor o que las centrales con grupos motor diesel-alternador. Para potencias inferiores a los 10 MW se ha de descartar por razones económicas la central de vapor, siendo las dos soluciones restantes equivalentes. En las zonas donde hay escasez de agua y existen próximos yacimientos de gas natural se suelen utilizar centrales con turbinas de gas como centrales de base.

Las turbinas de gas funcionan siguiendo un ciclo de Brayton. La diferencia esencial del ciclo Brayton con el Rankine es que en el primero el fluido de trabajo es un gas, mientras que en el segundo es un vapor que se condensa y evapora en el ciclo.

Además, la compresión en el ciclo Brayton absorbe mayor trabajo que en el ciclo Rankine por realizarse en la fase gaseosa y fase líquida respectivamente.

Los elementos básicos de la turbina son:

- El compresor
- La cámara de combustión
- La turbina de gas

En el ciclo no regenerativo de Brayton los gases de escape de la turbina a elevada temperatura ceden a la atmósfera una gran cantidad de calor. El ciclo regenerativo consiste en recuperar parte de este calor para calentar el aire que sale del compresor y entra en la cámara de combustión con lo que se mejora el rendimiento del ciclo y se

productos comerciales. Las impurezas que pueda contener el gas natural son fácilmente separadas por procesos físicos relativamente sencillos.

A la presión atmosférica y a igualdad de volumen, el gas natural tiene un contenido energético menor que el petróleo (mil cien veces menor), pero al comprimirse su contenido energético se incrementa, razón por la cual se transporta a presión.

El metano tiene gran variedad de usos. Principalmente sirve como insumo o combustible en la actividad industrial o como combustible en las plantas térmicas.

El etano puede ser convertido en etileno y constituirse en insumo para la industria química. El propano y el butano se encuentran en estado gaseoso a temperaturas y presiones normales. La mezcla del propano y del butano, sea en estado gaseoso o en estado líquido (si se enfría por debajo de 42 grados Celsius), se denomina "Gas Licuado de Petróleo" (GLP) y se comercializa en balones para su utilización en cocinas, calentadores y en otros usos industriales.

Es importante diferenciar entre el Gas Licuado de Petróleo (GLP) y lo que se denomina "Líquidos del Gas Natural» (LGN) que se refiere a la combinación de propano, butano, pentano, hexano y otros condensados presentes en el gas natural. Cuando el gas natural contiene cantidades elevadas de LGN resulta conveniente remover algunos de sus componentes, asegurando así que no se condensen en la tubería y permitiendo así que el gas cumpla con las especificaciones apropiadas para su transporte y uso posterior. El LGN tiene un valor comercial mayor que el gas metano. Los hidrocarburos más pesados como el pentano (C₅ H₁₂), el hexano (C₆ H₁₄), y el heptano (C₇ H₁₆) pasan con facilidad al estado líquido y son conocidos como gasolina natural o condensados.

Así como el término GLP (propano y butano) es diferente al término LGN (que se refiere a los líquidos contenidos en el gas natural), existe el término GNL que se refiere al Gas Natural Licuado. El Gas Natural Licuado (GNL), compuesto básicamente del gas metano, es sometido a un proceso criogénico (criogénico se define como la tecnología de baja temperatura cuyo rango empieza en -73 °C. Las bajas temperaturas permiten lograr la licuefacción de los gases, en el caso del gas natural es de -160 °C.) para bajar su temperatura hasta menos 161 grados Celsius para licuefactarlo y reducir su volumen en una relación de 600 a 1 con el objeto de transportarlo hacia los centros de consumo.

Una vez transportado el GNL a su lugar de destino, se regasifica mediante vaporizadores. Este procedimiento resulta costoso. No es común licuefactar el gas, usualmente su transporte se realiza a través de los sistemas de tuberías interconectadas dentro del territorio de un país o conectadas al sistema de otro país limítrofe. Sólo se

ahorra combustible.

El ciclo de Brayton aparece representado en la Fig. 3.1, consta de:

1. Compresión adiabático-isentrópica 1-2
2. Combustión o adición de calor isobárica 2-3
3. Expansión adiabático-isentrópica 3-4
4. Expulsión de los gases y cesión de calor isobárica 4-1

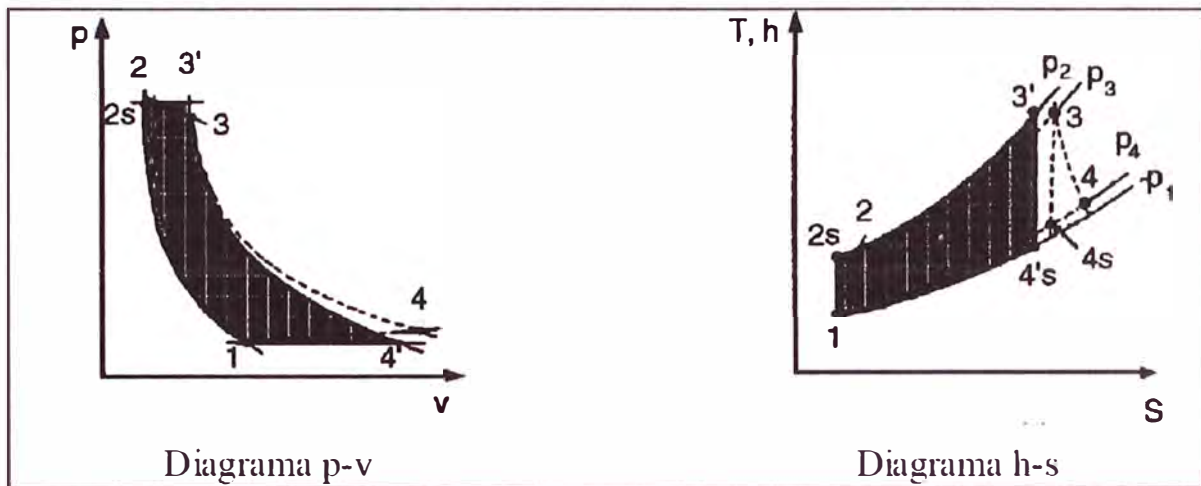


Fig. N°2.4 Ciclo de Brayton Ideal (línea punteada) y Real de una turbina de gas.

La diferencia esencial del ciclo de Brayton con el ciclo de Rankine (el Ciclo de Rankine es un ciclo termodinámico en el que se relaciona el consumo de calor con la producción de trabajo. Como otros ciclos termodinámicos, la máxima eficiencia termodinámica es dada por el cálculo de máxima eficiencia del Ciclo de Carnot. Debe su nombre a su desarrollador, el físico y filósofo escocés William John Macquorn Rankine.)

Es que en el primero el ciclo de trabajo es un gas, mientras que en el segundo es un vapor que se condensa y se evapora en el ciclo. Además, la compresión en el ciclo de Brayton absorbe mayor trabajo que en el ciclo de Rankine por realizarse en la fase gaseosa y en la fase líquida respectivamente.

2.3.2 Centrales Térmicas de Ciclo Combinado

Las plantas termoeléctricas de ciclo combinado son centrales que operan con turbinas a gas (TG) y a vapor (TV) acopladas en un ciclo termodinámico, en el cual se reutilizan los gases de escape producidos en el proceso de combustión de la turbina a gas. Esta recuperación de calor implica que este tipo de centrales posean una alta eficiencia del orden de un 60 %, lo que constituye la principal ventaja por sobre las plantas térmicas convencionales, de eficiencias del orden de 30% a 40%. Las centrales convencionales desechan los gases residuales producidos por la turbina a gas al ambiente, estando estos a elevadas temperaturas. La idea de un ciclo combinado es precisamente utilizar la

temperatura de estos gases, para lo cual se utiliza un intercambiador de calor, capaz de calentar agua y producir vapor utilizable por una turbina a vapor. De esta forma se genera energía eléctrica por la(s) turbina(s) a gas y una cantidad extra por la(s) turbina(s) a vapor, estando comúnmente cada turbina acoplada en un eje con su respectivo generador, aunque existen centrales en la cuales se encuentran ambas componentes acopladas al mismo eje de un generador común.

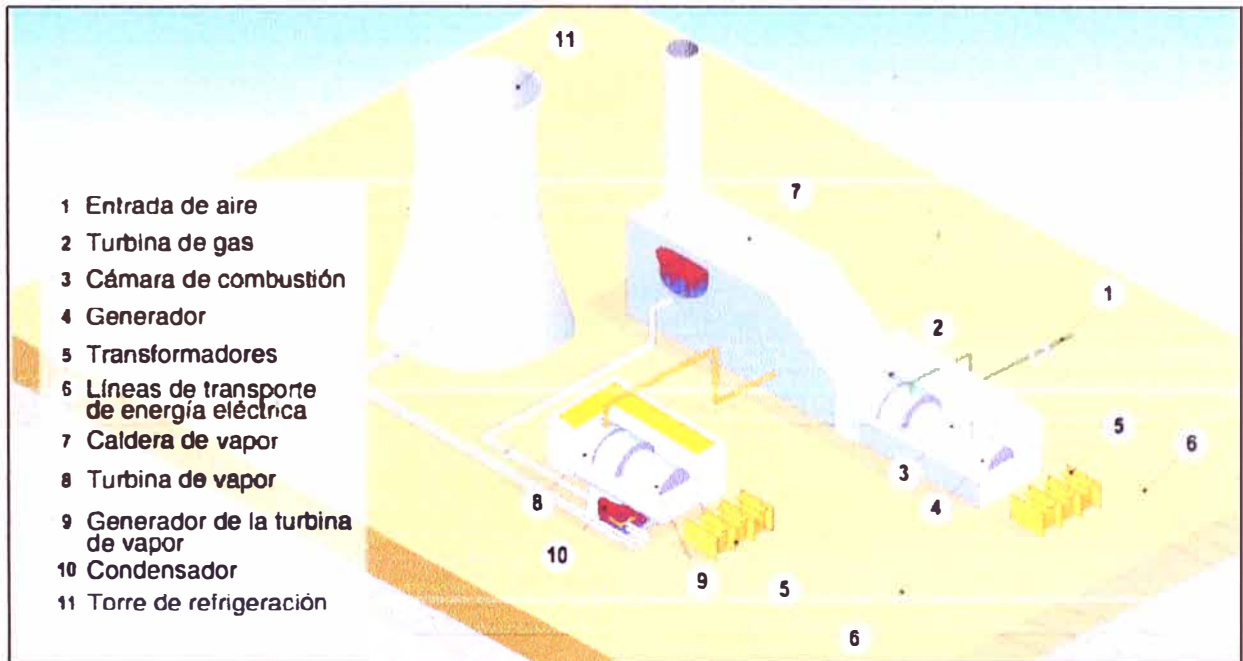


Fig. N°2.5 Diagrama de una Central Térmica de Ciclo Combinado

El combustible es ingresado en la cámara de combustión en donde se mezcla con aire a alta presión proveniente desde el compresor (2). Desde (1) salen los gases que se expanden en la turbina a gas (3) produciéndose el giro del eje del generador (4) y consecuentemente generación eléctrica gracias a este primer ciclo termodinámico tipo Brayton.

A continuación los gases de escape de la turbina a gas son llevados al intercambiador de calor o caldera recuperadora de calor (6) en inglés: Waste Heat Recovery Boiler (WHRB) o Heat Recovery Steam Generator (HRSG), por donde se hace circular agua a baja temperatura que al ser calentado por los gases de escape genera vapor de agua capaz de mover una turbina a vapor (7) acoplada a un segundo generador (8), produciéndose de esta forma una generación eléctrica extra, y mejorando la eficiencia global del ciclo. Posteriormente, el vapor de salida de la turbina a vapor es conducido hacia un condensador (9) que opera en vacío, el cual se encarga de disminuir la temperatura del agua realizando la condensación del vapor saturado a líquido saturado gracias a la condición de vacío y al agua de refrigeración [15] que circula por las torres de

enfriamiento (10), cerrándose de esta forma el ciclo termodinámico del tipo Rankine.

Una central de este tipo también puede funcionar solo con las turbinas a gas, sin operar la turbina a vapor, en cuyo caso se habla de operación en ciclo abierto. Esto se logra mediante un bypass de gases (5) capaz de desviar los gases de escape antes de que lleguen a la caldera recuperadora de calor, siendo estos expulsados a la atmósfera a través de un stock de gases sin ser reutilizados.

La utilización del sistema mixto gas-vapor reporta las siguientes ventajas respecto al sistema a base sólo de vapor:

- Notable reducción del coste, del volumen y del peso.
- Mayor rendimiento global del ciclo.
- Ahorro de los ventiladores de alimentación del aire de la caldera y del tiro, su misión la realiza la turbina a gas.
- Arranque mucho más rápido y admite mayor gradiente de carga.

2.4 Contratos de Suministro y Transporte de Gas Natural de una Central Térmica

Para determinar los costos variables de cada unidad generadora, tiene una incidencia directa el precio del gas natural. Por ello al tener un gran consumo de gas natural las centrales termoeléctricas, el pago por el suministro y transporte de este combustible tiene un considerable impacto en los resultados económicos de la empresa, por ello es de suma importancia conocer los contratos de gas a los que estará supeditada la empresa operadora de la central térmica analizada.

2.4.1 Contrato de Suministro de Gas

El contrato de suministro de gas que una termoeléctrica sostiene con los productores del gas natural de Camisea (Pluspetrol, Hunt, SK, Repsol, etc.), a continuación en esta sección se desarrollan los aspectos técnicos y comerciales más importantes de la estructura del contrato, para lo cual se cita algunas definiciones principales:

- **Cantidad Deliver or Pay (CDOP):** Es la cantidad mínima de gas que los productores están obligados a poner a disposición del cliente.
- **Cantidad Diaria Contractual (CDC):** Es la cantidad diaria de gas contratada por el cliente.
- **Cantidad Diaria Máxima (CDM):** Es la cantidad de gas que, como máximo, puede nominar el cliente en cada día. La CDM no podrá ser superior al consumo requerido por el cliente para la generación de energía eléctrica a máximo régimen con gas natural como combustible.
- **Cantidad Diferida:** Es el volumen de gas pagado y no tomado por el cliente.
- **Cantidad Take or Pay (CTOP):** Es la cantidad mínima que el cliente está obligado a pagar a los productores.

- **Periodo de Recuperación de Cantidades Diferidas (PRCD):** Periodo de seis (6) meses de contrato siguientes al mes de contrato en que el cliente realice el pago de cualquier Cantidad Diferida.
- **Periodo Carry Forward:** Periodo de seis (6) meses de contrato posteriores al mes de contrato en que se realicen consumos en exceso de la CTOP que sean pagados.

Adicionalmente al PRCD y al Periodo Carry Forward, el cliente, por razones operativas tendrá derecho a un número de meses de contrato adicionales según la Tabla N° 2.1.

Tabla N° 2.1 Meses de Contrato adicionales para el PRCD
y para el Periodo Carry Forward.

Porcentaje Take or Pay %	Meses de Contrato Adicionales
90 a 100	12
80 a < 90	8
70 a < 80	6
60 a < 70	4

- **Condiciones Base:** Se entienden como tales a la temperatura de 15°C medida con termómetro de mercurio y a la presión de 1.013 Bar o 760 mm de columna de mercurio, medida con el barómetro tipo Fortin y corregida a 0°C con un valor de aceleración de la gravedad normal. Todas las mediciones que se señalan en el Contrato se entenderán expresadas en “Condiciones Base”.
- **Día o Días:** Salvo indicación expresa en contrario son días calendario, que consisten en lapsos de 24 horas consecutivas que comienzan a las seis horas (06:00hs) de un día y termina a las seis horas (06:00hs) del día siguiente.
- **Nominación:** Es la comunicación diaria que realizará el cliente a los productores, requiriendo la cantidad de gas que día a día deberá ser puesta a disposición en el punto de recepción por estos, conforme a las Normas de Servicio de Transporte de Gas Natural por ductos y de las Normas de Despacho de Gas Natural, que para tal efecto se expidan.

Teniendo en cuenta las definiciones antes mencionadas y la implicancia que cada una tiene, es que el consumidor puede conocer los consumos que finalmente los productores de gas tomaran en cuenta para la facturación.

Por otro lado un punto de vital importancia es como se genera la tarifa por suministro de

gas aplicable al consumidor eléctrico, para lo cual se debe tener en cuenta los conceptos que a continuación se mencionan, los cuales han sido extraídos del contrato de suministro de gas firmado entre los productores de gas y la empresa operadora de la central termoeléctrica analizada:

Precio Base (PBG): Corresponde al Precio Base del Gas a la fecha de suscripción del contrato de licencia para la explotación de hidrocarburos del Lote 88, firmado entre los productores y el Estado Peruano.

PBG=1.00 US\$/MMBTU (Un dólar americano por millón de BTU).

Factores para determinar el precio: Son factores de descuento a los cuales puede acceder el consumidor de gas natural los cuales se definen en función de la CDC y del porcentaje Take or Pay especificados para cada año.

Factor A: Según la CDC, ver Tabla N° 2.2:

Tabla N° 2.2 Factor A (Estipulado en el Contrato tipo de Pluspetrol)

CDC - Mmcd	Factor A
30	1,000
55	0,995
85	0,990
115	0,985
140	0,980
285	0,970
550	0,960

Factor B: Según el porcentaje Take or Pay, ver Tabla N° 2.6:

Tabla N° 2.3 Factor B (Estipulado en el Contrato tipo de Pluspetrol)

Porcentaje Take or Pay	Factor B
100	0,95
90	0,97
80	0,98
70	0,99
60	1,00

El Precio del Gas de Camisea aplicable a un generador termoeléctrico, será reajustado el 1ro de Enero de cada año de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$PG_n = PBG \times \text{Factor de Ajuste} \times \text{Factor A} \times \text{Factor B} \quad \dots (2.1)$$

Donde:

PGn: Precio del Gas para el nuevo periodo de ajuste.

PBG: Precio Base del Gas: 1.00 US\$/MMBTU

$$\text{Factor de Ajuste} = 0.6 \times \left(\frac{WPS1191_i}{WPS1191_j} \right) + 0.4 \times \left(\frac{WPU05_i}{WPU05_j} \right) \quad \dots (2.2)$$

2.4.2 Contrato de Transporte de Gas

El contrato de Transporte de gas que la empresa operadora de una central termoeléctrica sostiene con el transportador del gas natural (TGP), se puede realizar bajo dos tipos de servicios las cuales poseen una serie de características propias que las diferencian entre sí. A continuación se desarrolla las principales características de los dos tipos de servicio de transporte mencionados:

Servicio Firme: El que presta el concesionario con la condición de que el flujo de hidrocarburos no tenga interrupciones o reducciones, hasta el volumen contratado. También una característica de este tipo de servicio es que el usuario (generador termoeléctrico) estará sujeto a un Cargo por Reserva, es decir, que el pago por este servicio se hace efectivo se transporte o no el hidrocarburo (constituyéndose en un gasto fijo para el usuario).

La facturación por este servicio se realiza teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

El usuario declara que el gas natural a ser transportado por el sistema de transporte del concesionario se utilizará para la generación eléctrica, siendo el Cargo por Reserva (CRM) a pagar mensualmente:

$$\text{CargoporReserva} = \frac{\text{CRD} \times \text{TR} \times 365/12}{\text{TC}} \quad \dots (2.3)$$

Siendo:

CRD: Capacidad Reservada Diaria.

TR: Tarifa Regulada para Generadores eléctricos en nuevo soles según resolución de tarifas que apruebe el OSINERGMIN para cada período tarifario, sin considerar el Factor de Descuento (FD) especificado por OSINERGMIN para dicho período tarifario y considerando los ajustes tarifarios especificados en las resoluciones tarifarias correspondientes.

TC: Misma Tasa de Cambio que especifique OSINERGMIN para la conversión de la Tarifa Regulada en US\$ a Nuevos Soles.

Adicionalmente, se realizará un descuento por el Adelanto de Garantía por Red Principal

cobrado por el Concesionario de acuerdo a las resoluciones publicadas por OSINERGMIN, igual a:

$$\text{Descuento GRP} = \frac{\text{CRD} \times \text{TR} \times \frac{365}{12} \times (1 - \text{FD})}{\text{TC}} \quad \dots (2.4)$$

FD: Factor de Descuento que especifique OSINERGMIN.

En caso OSINERGMIN publique las tarifas en dólares, no será de aplicación la conversión por la tasa de cambio arriba mencionada.

Servicio Interrumpible: El que presta el concesionario con la condición de que el flujo de Hidrocarburos pueda ser interrumpido o reducido a discreción del concesionario, quien no podrá negarse a prestarlo, salvo por razones técnicas. El pago por el usuario de este servicio es por el volumen efectivamente transportado.

La facturación por este servicio se realiza teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

El usuario declara que el gas natural a ser transportado por el sistema de transporte del concesionario se utilizará para la generación eléctrica, siendo el Cargo por Uso Diario (CUD) el siguiente:

$$\text{Cargo por Uso Diario} = \frac{\text{VID} \times \text{TR}}{\text{TC} \times \text{FU}} \quad \dots (2.5)$$

$$\text{VID} = \text{VTD} - \text{CRD} \quad \dots (2.6)$$

El Cargo por Uso Mensual (CUM) será igual a la suma de los Cargos por Uso Diario (CUD) correspondientes a dicho mes.

Siendo:

VID: Volumen Interrumpible Diario.

VTD: Volumen Transportado por Día, se expresa en metros cúbicos.

TR: Tarifa Regulada para generadores eléctricos en Nuevo Soles según resolución de tarifas que apruebe el OSINERGMIN para cada período tarifario, sin considerar el Factor de Descuento (FD) especificado por OSINERGMIN para dicho período tarifario y considerando los ajustes tarifarios especificados en las resoluciones tarifarias correspondientes.

FU: Factor de Uso de la capacidad de transporte será igual a 0,90, según la normativa vigente

TC: Misma Tasa de Cambio que especifique OSINERGMIN para la conversión de la Tarifa Regulada en US\$ a Nuevos Soles.

2.5 Costos variables de las Centrales de Térmicas a gas natural

Dentro de los mecanismos de regulación creados producto de las reformas del sector eléctrico al inicio de la década de los noventa en el Perú, se estableció un esquema de costos auditados para el sector generación, en donde los generadores entregaban la información de sus compras a los productores de gas y los contratos de capacidad de transporte y distribución según el caso. Sin embargo, los grandes desafíos que significaban el cálculo de Costos Variables del gas los identificó el regulador tempranamente. Dichos desafíos aparecieron, fundamentalmente, por la presencia de altos costos fijos propios de este tipo de generación, los cuales se justifican por la presencia de infraestructura de suministro muy intensa en capital que requieren de una componente firme de remuneración. Es así, por ejemplo, que no es difícil encontrar estructuras de costos de combustible en generadores eléctricos que funcionan con gas natural en donde la participación de la componente fija anual sea incluso mayor al 80%.

Lo antes mencionado, lleva a conflictos en la determinación del Costo Variable del gas y así en la definición de su precio. Esto se agudizó en el pasado, entre otras cosas, por la presencia de agentes que, dadas sus interacciones, se comportaban como verticalmente integrados. Esto, generó procesos de arbitraje a los contratos de gas con los productores ubicados en la región de Camisea y diversos procedimientos adicionales de alto costo para todos los agentes.

Como solución a esta compleja problemática, luego de un profundo análisis y debate entre los agentes y el regulador, se creó una metodología que permite al sistema cubrirse ante eventuales ejercicios de poder de mercado realizados por los agentes, además de ser una señal que, en principio, es capaz de reflejar el Costo Variable de producción del gas. Esto se hizo mediante la publicación del Decreto Supremo N° 016-2000-EM, modificado por D.S. N° 034-2001-EM y por el Decreto Supremo N° 055 -2002-EM que en su artículo 5° menciona que para el caso de las entidades de generación que utilicen gas natural como combustible, la información a presentar por sus titulares consistirá en un precio único del gas natural puesto en el punto de entrega de cada central de generación, una fórmula de reajuste y la información relativa a la calidad del combustible. El precio único considerará los costos de suministro, transporte y distribución de gas natural, según corresponda.

También en diciembre 2002 mediante R.M. N° 609-2002-EM/DM se sustituyó el Procedimiento N° 31 C (PR-31C) del COES, "Información de Precios y Calidad de Combustible Gas Natural", la cual establece que el precio único de gas natural utilizado para el cálculo de los Costos Variables de las unidades termoeléctricas que usan dicho combustible, debe ser declarado por sus titulares de manera anual y debe incluir una

fórmula de reajuste o indexación. El artículo 1° del Decreto Supremo 014-2006-EM establece que el valor máximo del precio declarado de acuerdo a las directrices del PR-31C, será aquel que efectivamente corresponde a la suma del precio variable aplicado por el productor (el cual no podrá ser superior al precio máximo definido en los contratos entre el productos de gas natural y el Estado), el titular del transporte de gas y el distribuidor de gas natural, lo que en la práctica supone la fijación de un tope al precio declarado. Con el precio de gas declarado, el COES determina el costo variable de las unidades a gas, el cual es utilizado para todos los efectos en el COES: despacho, transferencias de energía, compensaciones por carga mínima, entre otros, siendo esta la única señal aceptada como el mejor reflejo de los Costos Variables de la generación en base a gas natural

Con las actuales disposiciones legales, los generadores deben declarar un precio de gas natural, el cual, en principio, incorpora un análisis del despacho, decisiones comerciales y niveles de contratación, entre otras variables, todas ellas enmarcadas en un escenario de competencia. De esta manera, el precio declarado representa, en teoría, los intereses de los productores para mantenerse activos en el mercado.

La vigencia de la declaración es de doce meses (de julio a junio) y se debe realizar a más tardar en la quincena del mes de junio.

Así, el precio único declarado para el gas natural es el resultado de un proceso de maduración y superación de conflictos por parte de los agentes participantes del COES que busca minimizar la volatilidad del precio del gas, entregando plena libertad a los agentes de declarar el precio que mejor responda a sus intereses, riesgos y estrategias comerciales, entre otros.

La presentación de la información relativa al Precio Único, a la fórmula de reajuste y a localidad del gas natural, será efectuada mediante la siguiente información:

- Precio Único, el cual será aplicado a la potencia efectiva de cada central de generación que utiliza el gas, cuyo precio se está presentando. El Precio Único se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por millón de BTU (US\$/MMBTU), corresponderá al poder calorífico superior y deberá desagregarse encosto de suministro, costo de transporte y costo de distribución, según corresponda.
- Impuestos que no generen crédito fiscal.
- Fórmula de reajuste.
- Calidad del gas.
- Copia de contratos de suministro, transporte y distribución de gas natural, según corresponda.

Una vez establecido el precio del gas natural los costos Variables (CV) se componen de dos aspectos costo variable combustible (CVC) y costos variables no combustible (CVNC):

- **Costos Variables (CV):** Costos de operación normalmente expresados para condiciones de máxima eficiencia de una unidad de generación, o según el régimen de operación requerido, los cuales comprenden los costos variables combustible (CVC) y los costos variables no combustible (CVNC), la cual sumados comprende el costo variable de una central térmica
- **Costo variable combustible (CVC):** Gasto derivado del combustible para generar una unidad de energía (kWh) y corresponde al consumo promedio necesario para generar una potencia determinada, la cual va directamente afectado por el precio de combustible.
- **Costo variable no combustible (CVNC):** Gastos de mantenimiento de una unidad y que guardan proporción directa con la producción de dicha unidad.

Para el caso de una central termoeléctrica, el Costo Variable se determina de la siguiente manera:

$$CV = \text{Precio Declarado} \times \text{Consumo Especifico} + CVNC \quad \dots (2.12)$$

2.6 Margen Variable de una Central de Ciclo Combinado a Gas Natural

El Margen Variable (MV) se define como el balance que existe entre los ingresos y egresos que afronta la central termoeléctrica como consecuencia de la operación de la central y la comercialización de energía y potencia. Estos ingresos y egresos pueden clasificarse en los siguientes:

Ingresos:

- **Venta de energía y potencia a clientes libres y regulados:** Se pueden considerar como ingresos fijos ya que los consumos y los precios de los clientes están estipulados en los contratos de suministro.
- **Venta por inyección de energía de la central en el mercado de corto plazo administrado por el COES:** Son ingresos variables ya que dependen de la energía producida por la central y por los costos marginales del sistema los cuales varían cada 15 minutos.
- **Ingreso Garantizado de Potencia Firme (IGPF):** Es un ingreso fijo que depende de la potencia firme de la central (es independiente de la presencia de la central en el despacho).

- Ingreso Adicional de Potencia Generada (IAPG): Es un ingreso variable que depende de la presencia de la central en el despacho.

Egresos:

- Pago de suministro y transporte de gas natural: Son egresos variables que dependen de la generación de la central (a mayor generación mayor consumo de gas).
- Compra de energía y potencia consumida por los clientes en el mercado de corto plazo: Son los egresos por atender el suministro eléctrico de los clientes de la central térmica, dependen de la energía consumida de los clientes y del costo marginal del sistema.
- Uso de los sistemas secundarios de transmisión eléctrica: Egreso que depende de la energía generada por la central.
- Pago por aportes al COES, MINEM y Osinergmin: Son los pagos que realiza la central de acuerdo a la legislación vigente.

A su vez el Margen Variable se puede dividir en Margen Operativo y Margen Comercial:

Margen Operativo: Corresponde al balance entre los ingresos y egresos que se tiene por la operación de la central termoeléctrica. Entre los principales ingresos y egresos se tiene:

- Ingreso por la energía inyectada al sistema a costo marginal.
- Ingreso por potencia garantizada (IGPF) y por potencia adicional generada (IAPG).
- Egreso por pago de suministro y transporte de gas natural (los que conforman principalmente el Costo Variable de la central).
- Egreso de peaje por el uso del sistema secundario de transmisión ($Peaje_{sst}$).

$$MV_{operativo} = E_{inyec} \times (CMg - CV) + IGPF + IAPG - Peaje_{sst} \quad \dots (2.8)$$

Margen Comercial: Corresponde al balance entre los ingresos y egresos que se tiene por atender los consumos de energía y potencia de los clientes. Entre los principales ingresos y egresos se tiene:

- Ingreso por venta de energía y potencia a los clientes libres y regulados a precio de contrato.
- Egreso por compra de energía y potencia para atender los consumos de los clientes a costo marginal y a precio de barra respectivamente.

$$MV_{comercial} = E_{Ret} \times (TE_{cliente} - CMg) + Pot_{Ret} \times (TP_{cliente} - Precio_{barra}) \quad \dots (2.9)$$

Sumando las ecuaciones anteriores (ecuaciones 2.8 y 2.9), obtendremos la ecuación del Margen Variable de la central termoeléctrica:

$$MV_{\text{Total}} = E_{\text{Inyec}} \times (CMg - CV) + E_{\text{Ret}} \times (TE_{\text{Cliente}} - CMg) + C \quad \dots (2.10)$$

Donde:

$$C = IGPF + IAPG - Peaje_{\text{sst}} + Pot_{\text{Ret}} \times (TP_{\text{Cliente}} - Precio_{\text{barra}}) \quad \dots (2.11)$$

El término C de la ecuación 2.11 no varía significativamente, por lo que el Margen Variable básicamente dependerá de la energía inyectada por la central y el costo marginal del sistema, a su vez estas inyecciones y costos marginales dependerán del precio declarado por las diversas centrales termoeléctricas a gas natural.

2.7 Costos de operación del sistema eléctrico

El modelo de programación de corto plazo tiene por objetivo minimizar el costo de operación y racionamiento. La asignación de unidades se hace de manera tal que se minimiza el costo de operación que resulta del consumo de combustible en las unidades termoeléctricas, aprovechando de la mejor manera la producción de las unidades hidroeléctricas, y respetando las restricciones de las cuencas, los embalses, las centrales, las propias unidades generadoras y la red de transmisión.

Las restricciones consideradas en el modelo tanto para las centrales hidroeléctricas, centrales termoeléctricas y líneas de transmisión son las siguientes: cobertura de la demanda, límites de capacidad de flujo, potencias máximas y mínimas del parque generador, arranques y paradas de las centrales térmicas, tiempos mínimos de operación y de arranques sucesivos, volúmenes útiles de almacenamiento en cada reservorio o presa y consideraciones de reserva rotante.

a) Representación de las centrales hidroeléctricas de pasada y de regulación

Las centrales hidroeléctricas de pasada, son aquellas que por su característica de ubicación y construcción carecen de la capacidad necesaria para almacenar el recurso hidráulico, es decir, produce todo lo que ingresa a su sistema de generación. También se consideran centrales de pasada (en el corto plazo) a aquellas que posean pequeños pulmones o tazas como reservorios, o grandes embalses de manejo estacional.

Las centrales hidroeléctricas de regulación, son aquellas que por su característica de ubicación y construcción cuentan con un reservorio que le permite el almacenamiento de agua para la generación de energía. Su regulación es función del volumen disponible de sus reservorios, dicha regulación se clasifica en horaria, diaria o semanal. La representación se realiza considerando las cuencas de los aprovechamientos hidráulicos, las restricciones de caudales y tiempos de retardos. Para las centrales hidroeléctricas de

pasada, la potencia de la central es una función directamente proporcional a su caudal. En el caso de las centrales hidroeléctricas de regulación, se establece un balance energético, el cual es función del estado inicial, de los caudales de aportes, del caudal turbinado y del vertimiento.

b) Representación de las centrales termoeléctricas

La representación de las centrales térmicas se basa en el consumo de combustible, expresado como una función lineal de la potencia de generación de la central, en los límites de potencia máxima y mínima de cada unidad, en el número de arranques y paradas, en el tiempo mínimo de operación y en el tiempo mínimo de arranques sucesivos.

El modelo de las plantas de ciclo combinado debe garantizar una operación óptima de la planta, lo que implica minimizar el número de unidades en línea y minimizar el arranque de unidades para cumplir con el despacho requerido. Este es un reto complejo dado el gran número de combinaciones que se pueden presentar para cumplir con el programa óptimo de generación.

El modelo de las plantas de ciclo combinado debe garantizar una operación factible de la planta, lo que implica cumplir tiempos mínimos de generación y de apagado para cada una de las unidades; además debe despachar la planta en ciclo abierto para los casos en los cuales no se tengan las unidades de vapor disponibles mediante un uso adecuado del HRSG.

c) Representación de la red eléctrica

La representación de la red eléctrica corresponde a un sistema simplificado. Se representan todos los nodos de generación y las principales cargas del sistema, así como el sistema de transmisión asociado. La simulación de la operación se realiza mediante un flujo DC, considerándose pérdidas de transmisión. La demanda a considerar es a nivel de barras. En el modelo se considera las siguientes restricciones: Balance de potencia en cada barra por período, la potencia de racionamiento que nos permite evitar la infactibilidad de las soluciones y el límite de la capacidad de las líneas de transmisión.

d) Representación del costo de operación de centrales de generación

En general el costo de operación considera los costos variables de las centrales termoeléctricas, costos variables de las centrales hidroeléctricas, costos de Arranque- Parada de las unidades termoeléctricas y el costo de racionamiento.

El costo de arranque, representa los costos adicionales de calor para el arranque, el mayor desgaste del material y los combustibles adicionales para el encendido de la máquina. Este costo es dependiente del tiempo que estuvo fuera de servicio la unidad. Por ejemplo, para el caso de un mayor tiempo en que la unidad estuvo fuera de servicio

($t \rightarrow \infty$) se obtiene el costo de arranque enfriado que viene a ser el mayor costo de arranque de una central térmica. El tiempo que estuvo fuera de servicio es proporcionado por cada generador y es aprobado por el coordinador del sistema.

Con relación al costo de racionamiento, es el costo en que se incurre por déficit de generación. Se utiliza el Costo de Racionamiento fijado por el OSINERGMIN, vigente a la fecha de elaboración del PSO y PDO.

e) Representación de reserva rotante

Para el caso del modelo, el dato de la reserva rotante (calculado utilizando el modelo MAP COES, mediante una metodología probabilística), es asignado entre las centrales de menor estatismo y que están ubicadas en Áreas Operativas relevantes del Sistema, con el fin de hacer que la reserva resulte distribuida.

CAPITULO III

METODOLOGÍA PARA LA SOLUCIÓN DEL PROBLEMA

3.1 Parque de generación actual de las centrales de ciclo combinado

El sistema actual consta de 3 principales centrales de ciclo combinado que tienen impacto directo en el costo de operación del sistema, las cuales son: C.T. Ventanilla (EDEGEL) 485MW; C.T. Kallpa (KALLPA GENERACIÓN) 857.41MW y C.T. Chilca Uno (ENERSUR) 811.14MW. Para nuestro estudio se ha considerado 4 centrales las 3 antes mencionadas y una que está en su fase final de construcción C.T. Fénix (FENIX POWER) 540MW prevista en operación a mediados de Diciembre 2013.

Las centrales de ciclo combinado presentan distintos modos de operación, las cuales dependerán de la configuración de las turbinas de gas con la turbina de vapor, pudiendo ser operadas del tipo 2x1 que indica que se tiene operando 2 turbinas de gas acopladas con 1 turbina de vapor y del tipo 3x1 que indica la operación de 3 turbinas de gas con 1 turbina de vapor.

Tabla N° 3.1 Centrales Principales de Ciclo Combinado

EMPRESA	CENTRAL	Configuración	Potencia Efectiva (MW)
EDEGEL	C.T. Ventanilla	2x1	485.00
KALLPA GENERACION	C.T. Kallpa	3x1	857.41
ENERSUR	C.T. Chilca Uno	3x1	811.14
FENIX POWER	C.T. Fénix	2x1	540.00

A modo de obtener una mayor potencia de salida del ciclo combinado, ciertas plantas han implementado fuegos adicionales o ductos quemadores los cuales permiten generar más calor en la caldera de recuperación de calor, mediante la combustión de combustible extra, aumentando la producción de vapor y por ende incrementando la potencia de salida de la turbina a vapor. La operación de los fuegos adicionales provoca que el consumo térmico específico de la planta aumente entre un 5% a un 20 %, disminuyendo su eficiencia, por lo que esta operación sólo tiene sentido económico una vez que la central opera con todas sus turbinas encendidas y a plena carga., este tipo de tecnología se presenta en la C.T. Ventanilla. Existen también plantas térmicas de ciclo combinado que pueden operar con combustible alternativo, adaptándose para esto las cámaras de ignición que permitan el funcionamiento tanto con gas natural como con diesel, esto con

el fin de proveer una segunda opción en caso de desabastecimiento del combustible primario. La operación con el combustible alternativo implica que no sólo los costos del ciclo combinado varíen al cambiar de combustible, sino que también algunos de sus parámetros lo hagan, tales como límites de potencia, rampas de toma/baja de carga, tiempos mínimos de operación.

Tabla N° 3.2 Modos de operación de las Centrales de Ciclo Combinado

EMPRESA	MODO DE OPERACIÓN	(MW)
EDEGEL	VENTANILLA CCOMB TG 3 & TG 4 - GAS	445.04
EDEGEL	VENTANILLA CCOMB TG 3 - GAS	231.24
EDEGEL	VENTANILLA CCOMB TG 4 - GAS	220.11
EDEGEL	VENTANILLA TG 3 - GAS	156.11
EDEGEL	VENTANILLA TG 4 - GAS	152.80
KALLPA GENERACION	KALLPA CCOMB TG1 & TG2 &TG3 - GAS	857.41
KALLPA GENERACION	KALLPA CCOMB TG2 & TG3 - GAS	575.69
KALLPA GENERACION	KALLPA CCOMB TG1 & TG3 - GAS	570.28
KALLPA GENERACION	KALLPA CCOMB TG1 & TG2 - GAS	563.86
KALLPA GENERACION	KALLPA CCOMB TG3 - GAS	288.56
KALLPA GENERACION	KALLPA CCOMB TG2 - GAS	282.13
KALLPA GENERACION	KALLPA CCOMB TG1 - GAS	276.72
KALLPA GENERACION	KALLPA TG3 - GAS	192.86
KALLPA GENERACION	KALLPA TG2 - GAS	193.52
KALLPA GENERACION	KALLPA TG1 - GAS	187.67
ENERSUR	CHILCA1 CCOMB TG1 & TG2 &TG3 - GAS	811.14
ENERSUR	CHILCA1 CCOMB TG1 & TG2 - GAS	560.00
ENERSUR	CHILCA1 CCOMB TG1 & TG3 - GAS	560.00
ENERSUR	CHILCA1 CCOMB TG2 & TG3 - GAS	560.00
ENERSUR	CHILCA1 CCOMB TG1 - GAS	265.00
ENERSUR	CHILCA1 CCOMB TG2 - GAS	265.00
ENERSUR	CHILCA1 CCOMB TG3 - GAS	265.00
ENERSUR	CHILCA1 TG3 - GAS	194.19
ENERSUR	CHILCA1 TG1 - GAS	171.46
ENERSUR	CHILCA1 TG2 - GAS	170.28
FENIX POWER	FENIX CCOMB TG1&TG2 - GAS	540.00
FENIX POWER	FENIX CCOMB TG1 - GAS	280.00
FENIX POWER	FENIX CCOMB TG2 - GAS	280.00
FENIX POWER	FENIX TG1 - GAS	185.00
FENIX POWER	FENIX TG2 - GAS	185.00

3.2 Restricciones operativas de las centrales de los ciclos combinados

Las centrales de ciclo combinado tienen mayores inflexibilidades operativas en comparación a las centrales de ciclo abierto, principalmente porque se realiza un control más preciso de parámetros del proceso termodinámico Vapor-Agua. A continuación describimos cada una de las inflexibilidades que corresponden a los ciclos combinados, las cuales se han considerando para las simulaciones.

- A) Estados operativos:** El modelo considerará la existencia de dos estados operativos: central encendida (estado ON) y central apagada (estado OFF), la cual está limitada con máximos y mínimos de potencia.
- B) Curvas de entrada:** Cada unidad térmica convencional y cada turbina a gas de las plantas de ciclo combinado contarán con su curva de combustible entrada vs. Potencia de salida lineal por tramos.
- C) Precios de combustible:** Cada unidad térmica convencional y cada turbina a gas de las plantas de ciclo combinado contará con precios estimados de combustible según procedimiento COES N°31.
- D) Reserva en giro:** Las unidades térmicas convencionales y cada componente de las plantas de ciclocombinado podrán aportar a la reserva en giro que el sistema requiere durante cada periodo de evaluación. La reserva requerida por el sistema será definida como un porcentaje de la demanda estimada o bien como una fracción de la potencia máxima de la mayor unidad del sistema.
- E) Límites de potencia:** Cada unidad térmica convencional y cada componente de las plantas de ciclo combinado tienen sus límites de potencia mínima y máxima, ya sea bruta o neta. Se considera que estos parámetros podrán variar de un periodo a otro, es decir, son dependientes del tiempo.
- F) Consumos propios:** Cada unidad térmica convencional y cada componente de las plantas de ciclo combinado tienen sus consumos propios, los que serán considerados en el balance de demanda del sistema y para el cálculo de potencia neta de las unidades.
- G) Tiempos mínimos de operación:** cada unidad térmica convencional y cada componente de las plantas de ciclo combinado contarán con un tiempo mínimo de operación, tiempo durante el cual la unidad debe permanecer operando y tiempo mínimo fuera de servicio, tiempo durante el cual la unidad no debe operar.
- H) Gradientes:** Cada unidad térmica convencional y cada componente de las plantas de ciclo combinado deben respetar sus gradientes de toma y desprendimiento de carga.
- I) Rampas de arranque/parada:** Las unidades térmica convencional y cada componente de las plantas de ciclo combinado podrá tener una rampa de arranque o parada, no

necesariamente iguales, que indican el tiempo que la unidad demora en llegar a desde potencia cero al mínimo técnico en caso del arranque y desde el mínimo técnico a potencia cero en caso de la parada.

J) Tipos de partida: Se modelarán e incluirán los costos de partidas en caliente, en tibio y en frío para cada unidad térmica y turbina a gas de las plantas de ciclo combinado que componen el sistema. Para esto se considerará las curvas de costos de partida de cada central.

K) Efecto Temperatura: Se incluye en el modelo el efecto de la temperatura ambiente en el rendimiento y en la potencia máxima de salida de los ciclos combinados, las cuales reducen su potencia efectiva.

3.2.Desarrollo del Caso Base

Mediante el uso del NCP que es un modelo de optimización para la programación de corto plazo que determina la operación de un sistema hidrotérmico con restricciones de transmisión de manera de minimizar los costos de producción; se desarrollará las simulaciones del despacho económico de las unidades de los ciclos combinados.

Para los diferentes escenarios este modelo necesita una serie de datos para la simulación; los supuestos para la obtención de esos datos se denomina para el presente trabajo "Caso Base".

A) Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica

La proyección de la demanda consta principalmente de la proyección de la demanda vegetativa (demanda residencial y comercial) y de la demanda de nuevos proyectos (demanda de nuevas minas, industrias, etc.).

Para la proyección de la demanda vegetativa se sigue la misma metodología utilizada por el OSINERGMIN, es decir, se utiliza un modelo econométrico que utiliza como principal indicador el PBI del país.

a) Pronóstico del Crecimiento del PBI 2014

Para determinar el PBI se ha tomado como referencia las proyecciones realizadas por el Ministerio de Economía y Finanzas, el Banco Central de Reserva, otros bancos y empresas consultoras.

Tabla N° 3.3 Crecimiento de PBI

Año	2014
Crecimiento PBI (%)	5.50%

b) Nuevos Proyectos de Demanda 2014

Las fechas de ingreso de los nuevos proyectos de demanda son las estimadas por los propios clientes para su inicio de operación o de acuerdo a la mejor información disponible en el sistema eléctrico interconectado.

Tabla N° 3.4 Demanda de Nuevos proyectos.

PROYECTOS	2014
Expansion de Quimpac	25
El Brocal (Colquijirca)	39
Expansion Toquepala (SPCC)	30
Expansion Cuajone (SPCC)	22
Expansion Cementos Lima	2
Chinalco – Toromocho	114
GrupoVolcan – Alparmarca	5

B) Proyección de Oferta en Generación Eléctrica

Se consideran los proyectos de generación cuya fecha de ingreso en operación comercial están dentro del periodo de estudio. Esta información es tomada de los informes realizados por el COES. La Tabla N° 3.5 muestra la oferta en generación para el periodo de estudio.

Tabla N° 3.5 Oferta en Generación Eléctrica.

Proyectos de Generación Eléctrica		
Ene-14	CT Fénix - TG2 - FENIX	268
Ene-14	CH Tingo - COMPAÑÍA HIDROELECTRICA TINGO	8.8
Mar-14	Central Eólica Cupisnique - ENERGÍA EÓLICA	80
Mar-14	Central Eólica Talara - ENERGÍA EÓLICA	30
Abr-14	CH Huanza - G1 - EMPRESA DE GENERACION HUANZA	45.3

C) Proyectos de Transmisión Eléctrica

Los proyectos de transmisión se consideran aquellos que tienen gran probabilidad de ingresar en operación en el horizonte de estudio, es decir aquellos que se encuentran en etapa de construcción, que cuentan con compromisos sustentados y que se encuentran incluidos en el Plan de Transmisión. Esta información es tomada de estudios del COES, OSINERGMIN y MINEM. La Tabla N° 3.6 muestra los Proyectos de Transmisión Eléctrica para el periodo de estudio, las cuales comprenden algunos sistemas eléctricos de transmisión garantizados y complementarios.

Tabla N° 3.6 Proyectos de Transmisión Eléctrica.

Proyectos de Transmisión Eléctrica	
Dic-13	LT 500 kV Chilca - Marcona - Ocoña - Montalvo 840 MVA y SSEE Asociadas
Feb-14	LT 220 kV Tintaya - Socabaya (doble circuito) 200 MVA y SSEE Asociadas
Ene-14	SE Los Industriales (Nueva) 220/60 kV - 180 MVA
Ene-14	LT 138 kV Socabaya - Parque Industrial (simple circuito) y Ampliación de Subestaciones
Mar-14	SE Shahuindo 220 kV
Mar-14	SE Nueva Jicamarca (SE Mirador) 220 kV - 120 MVA
Mar-14	LT 220 kV Carabayllo - Nueva Jicamarca (doble circuito)
Mar-14	Nueva SE Pariñas 220 kV
Mar-14	SE La Ramada 220 kV - 30 MVA

D) Proyección de Precios de Combustibles

La proyección de combustibles se basa principalmente en proyectar los siguientes precios:

- Suministro, transporte y distribución de gas natural.
- Combustibles líquidos.
- Carbón.

Los contratos vigentes de suministro de gas natural de Camisea señalan que los precios de realización entre los generadores y el productor deben ser indexados con la inflación de maquinaria en campos petrolíferos y al aumento de los precios de los combustibles en Estados Unidos, en una proporción de 60% y 40%. También, dichos contratos establecen que hasta el 2012, el incremento acumulado anual del precio de realización no podrá ser mayor al 5%, mientras que durante los 5 años siguientes, el incremento no podrá ser mayor al 7%.

Los combustibles líquidos utilizados son:

- El precio de FO Residual corresponde a la CT Piura de propiedad de Egenor.
- El precio de FO R500 corresponde a la TV4 de la Central Térmica de Ilo de propiedad de Enersur.
- El precio del carbón se utiliza el precio vigente a la cual está sujeta la planta termoeléctrica Ilo 2 (única planta a carbón en el Perú de propiedad de Enersur).

Tabla N° 3.7 Proyección de Precios de Combustibles.

Precios	2014
Suministro Gas Natural (US\$/MMBTU)	1.67
Transporte Gas Natural (US\$/MMBTU)	0.94
Distribución Gas Natural (US\$/MMBTU)	0.066
FO Diesel (US\$/BBL)	0.269
FO Residual (US\$/BBL)	16.002
FO R500 (US\$/BBL)	174.2
Carbón (US\$/Tm)	119.8

E) Programa de Mantenimientos de Centrales Eléctricas

El programa de mantenimiento para el periodo de análisis, es tomado de los programas de mantenimiento anual y mayor del COES quien recaba dicha información de los titulares de generación.

Esta información es de vital importancia debido a que la consecuencia de las indisponibilidades lleva a que se eleve los costos de operación del sistema y más aún de centrales de gran tamaño proveniente de centrales hidráulicas.

La Tabla N° 3.8 muestra los principales mantenimientos considerados para el periodo de análisis, midiendo el número de días en las cuales estará en mantenimiento las distintas centrales eléctricas.

Tabla N° 3.8 Principales Mantenimientos de Unidades de Generación (días)

Días	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Mantaro	2	2	1	1	2	5						
Restitución	11	10	1	1	1	1						
Cañón del Pato	2	2	2	2	2	2						
Chilca1 TG1				1	7				3			
Chilca1 TG2			17	29					3			
Chilca1 TG3	4						3			11		
Chilca1 TV	1	0	16	10	2	0	1	0	2	4	0	15
Ventanilla TG3		2			6		0	0	0	3	0	0
Ventanilla TG4				6			3			3		
Ventanilla TV	20											
Sta Rosa TG8				16				3				3
Sta Rosa UTI5	2					5			3			
Sta Rosa UTI6	2					5						30
Aguaytía 1	22	10					3					
Aguaytía 2				29			3				11	
Ilo 2 -carbón					24	6						
Las Flores					24					3		
Fénix TG1			11					3				
Fénix TG2					3						30	
Fénix TV			6	0	2	0	0	2	0	0	15	0
Termochilca				3					3			
Malacas TG4							11				3	
Kallpa TG1		11							3			
Kallpa TG2							3					
Kallpa TG3	3					11						3
Kallpa TV	1	4	0	0	0	4	1	0	1	0	0	11

F) Información Hidrológica

Se define la cantidad de años de la estadística hidrológica a ser utilizada en el modelomatemático, esta información está disponible desde el año 1965. El modelo matemáticosimula la secuencia de las hidrologías aleatoriamente, hace combinaciones con cada añode la estadística hidrológica y forma secuencias hidrológicas. Para ello se define un factorde secuencias. La cantidad de secuencias hidrológicas será igual al producto de lacantidad de años de la estadística hidrológica y el factor de secuencias.

G) Capacidad de Transporte de Gas Natural

A continuación se muestran los incrementos de capacidad de transporte de gas natural en Lurín, informados por la empresa TGP.

TGP comunica que tiene de 80 MMPCD de capacidad extra. La RM N° 411-2012 MEM / DM distribuye el 80 MMPCD de capacidad adicional de la siguiente manera:

- a) 57.5 MMPCD a Fénix Power Perú S.A.
 b) 22.5 MMPCD a Termochilca S.A.C.

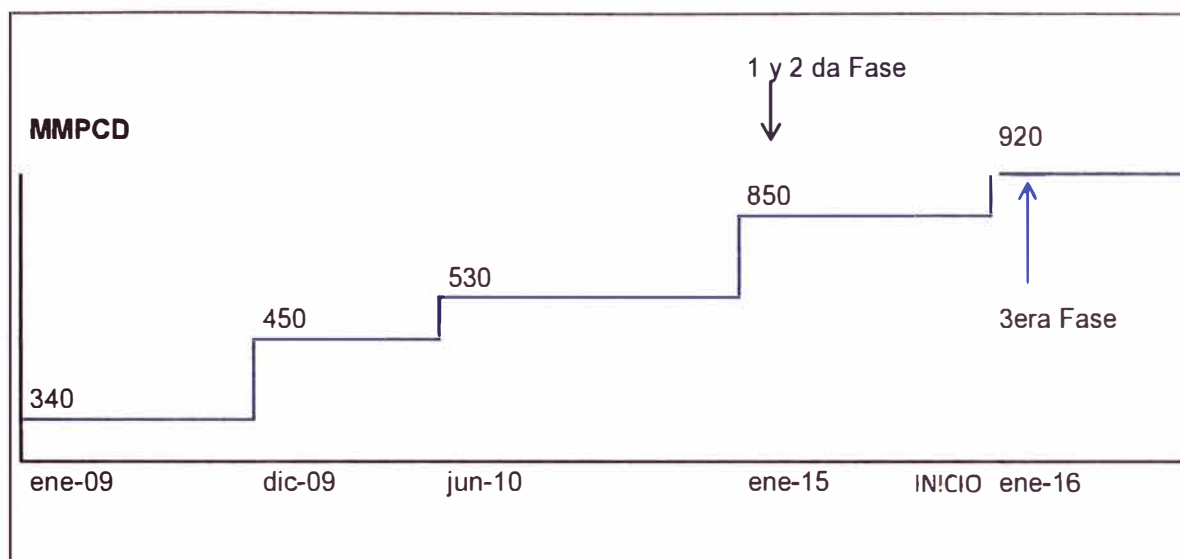


Fig. N° 3.1 Avance de capacidad del gaseoducto Camisea Peruano

3.4 Precios de gas natural de las Centrales de Ciclo Combinado

Determinar los precios de gas de cada central se basa en el concepto de maximizar su ganancia de cada de ellas, para poder identificar que valores son los más óptimos para cada uno se centra en la estadística de los últimos años de las todas centrales que usan gas natural para luego poder clasificar a las que correspondan a las centrales de ciclo combinado.

Según lo estipulado en el procedimiento N° 31 C del COES estos precios deben ser declarados a más tardar en la quincena del mes de junio, los cuales entraran en vigencia en julio de ese mismo año y estará vigente hasta junio del año próximo.

- Se consideran que los escenarios se forman a partir de las combinaciones de precios declarados entre las empresas Kallpa, Enersur, Fénix y Ventanilla.
- El resto de centrales declararan precios similares al año anterior, de acuerdo a su conveniencia económica.
- Para el caso de la central Santa Rosa de Edegel va a operar por congestión, por ello declara su precio total.
- Para el caso de la central Ventanilla de Edegel va a operar por tensión y seguridad de suministro, por ello declara su precio de suministro.
- La C.T. Oquendo declara el mismo precio de Julio 2013: cero.
- La C.T. Tablazo declara el mismo precio de Julio 2013: cero.

Los valores de suministro, transporte, y distribución; no son iguales para cada empresa y central; por lo cual en la Tabla N° 3.9 se muestra los valores de los precios expresados en US\$/MMBTU para el 2014 respectivamente.

Tabla N° 3.9 Declaración de Precios de Centrales Termoeléctricas que Usan el Gas de Camisea.

Sx = Precio de Suministro, Tx = Precio de Transporte, Dx = Precio de Distribución.

$$P_{\text{Total}} = S_x + T_x + D_x$$

EMPRESA	PRECIOS DECLARADOS (US\$/MMBTU)			
	MODO DE OPERACIÓN	Sx	Tx	Dx
ENESUR	CHILCA1 CCOMB TG1 & TG2 & TG3 - GAS	0	0.00	0
FENIX POWER	FENIX CCOMB TG 1 & TG 2	0	0.15	0
EDEGEL	VENTANILLA CCOMB TG 3 & TG 4 - GAS F.DIRECTO	0	1.58	0
KALLPA GENERACIÓN	KALLPA CCOMB TG1 & TG2 & TG3 - GAS	0	1.61	0

3.5 Costos Variables de las centrales de ciclo combinado

Las Tabla N° 3.10 muestran los Costos Variables para cada escenario de declaración de precios de las centrales de ciclo combinado, los cuales serán ingresados los modelos NCP para determinar el despacho económico de las centrales del SEIN.

Tabla N° 3.10 Costos Variables de las Centrales Termoeléctricas que Usan el Gas de Camisea-2014

EMPRESA	MODO DE OPERACIÓN	CVNC	CVC	CV
		US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh
ENESUR	CHILCA1 CCOMB TG1 & TG2 & TG3 - GAS	3.3	0.0	3.3
FENIX POWER	FENIX CCOMB TG 1 & TG 2	3.3	1.2	4.6
EDEGEL	VENTANILLA CCOMB TG 3 & TG 4 - GAS F.DIRECTO	3.3	10.9	14.2
KALLPA GENERACIÓN	KALLPA CCOMB TG1 & TG2 & TG3 - GAS	3.3	10.9	14.3

Todas las consideraciones expuestas forman parte del denominado Caso Base, las mismas que servirán de información para efectuar las simulaciones.

CAPITULO IV

APLICACIÓN DE LA METODOLOGIA, PRESENTACIÓN DE RESULTADOS Y ANALISIS

En los análisis se determinará la operación del sistema eléctrico en el área centro para el periodo 2014, para luego realizar modificaciones a la topología de la red eléctrica de tal forma se pueda determinar la alternativa más favorable al sistema; para ello se analizarán 3 alternativas más probables, las cuales comprenden realizar modificaciones a la topología de la red a través de puentes de conexión de tal forma de poder evacuar la mayor generación de las centrales de ciclo combinado.

Estas alternativas parten de la factibilidad de implementación de los puentes de conexión eléctricos, las cuales garantizan que se realizarán en conductores sin tensión mecánica o en las uniones de conductores realizadas en el puente de conexión de las cadenas de amarre; además de no producir calentamientos superiores a los del conductor y no emitir efluvios ni perturbaciones radioeléctricas por encima de los valores fijados. A continuación se presentan los resultados de las simulaciones respecto al caso base.

4.1 Análisis Escenario Avenida 2014

Para el presente estudio se desarrolla desde 2 puntos de vista, un análisis técnico considerando las variables eléctricas/energéticas y otro desde el punto de vista económico considerando los costos marginales, margen de ganancias de las empresas y costos de operación del sistema, para luego poder determinar la mejor operatividad del sistema eléctrico.

4.1.1 Análisis del Estudio Técnico

A) Análisis Eléctrico

El estudio presentado simula la operatividad del sistema eléctrico para un día típico en el periodo de máxima demanda, para ello se procedió a utilizar el programa de cálculo DlgSILENT la cual tiene como objetivos principales de planificación y operación de los sistemas de potencia, a continuación se mencionan las principales consideraciones técnicas a tener en cuenta para las simulaciones:

- La tensión en barras del sistema de transmisión no debe ser inferior al 95%, ni superior a 105% de la tensión nominal, para la zona del Mantaro es 230 kV y para el resto del sistema 220 kV (se exceptúa Lima).

- Para Lima la tensión en barras del sistema de transmisión no debe ser inferior al 97.5%, ni superior a 102.5% de la tensión de operación definida en 210 kV.
- La tensión en las barras de carga no debe ser inferior al 95%, ni superior al 105% del valor nominal.
- No se permiten sobrecargas en líneas y transformadores. La cargabilidad de los transformadores se determina por su capacidad nominal en MVA, y la capacidad máxima de transporte en líneas por los valores declarados por la transmisora propietaria
- En estado estacionario, los compensadores estáticos no deben en lo posible generar o absorber potencia, con el fin de que tengan margen de actuación en casos de contingencias.
- La tensión de operación a mantener en las barras de 220kV del área de lima es de 212 kV, de acuerdo a lo establecido por el coordinador del sistema eléctrico.

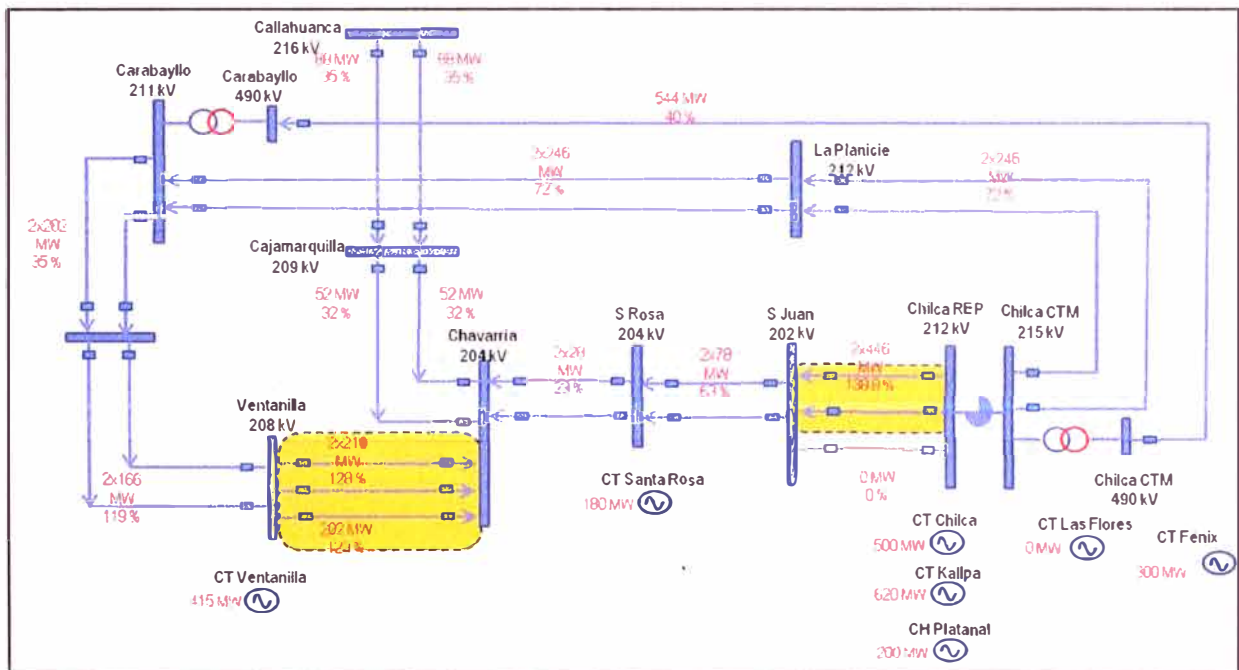
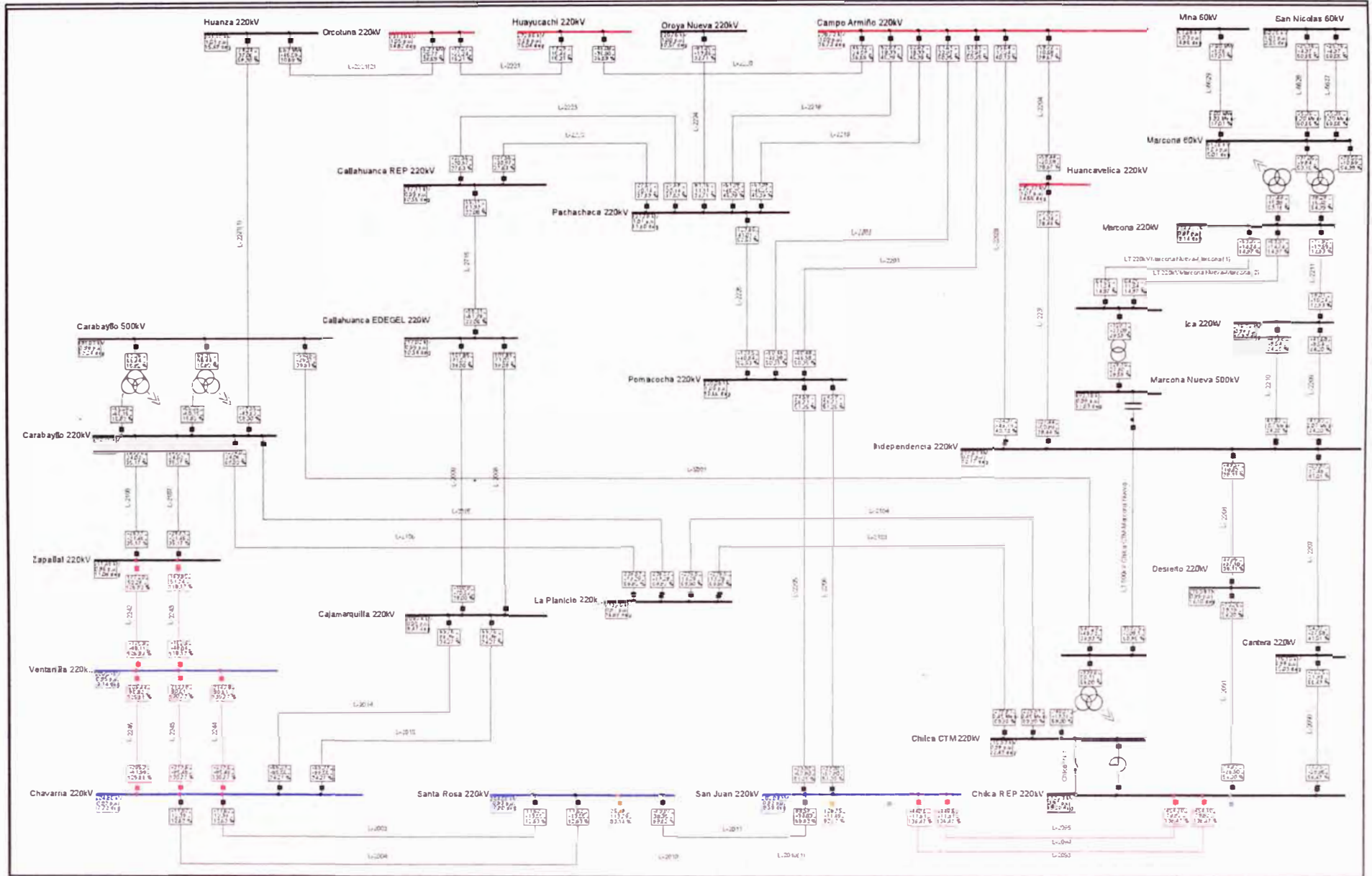


Fig. N° 4.1 Unifilar del AREA CENTRO para una operación Normal para un día típico

Para los despachos se colocó la máxima generación en Chilca REP 220kV, despachos típicos en periodo de avenida. Lo anterior representa el caso más crítico para las simulaciones de flujo de potencia y será la condición para todos los análisis a menos que se especifique lo contrario. En todas las simulaciones se adoptó un escenario de máxima demanda. Los mayores centros de carga del Área Lima se encuentran en las subestaciones Chavarría y Santa Rosa siendo los corredores críticos Ventanilla – Chavarría y Chilca – San Juan. Existe una el reactor debe distribuirse entre las líneas de Chilca - San Juan, San Juan-Cantera capacidad de generación en Chilca REP de 1000 MW que sumado a un flujo proveniente de San Juan Desierto, siendo el corredor Chilca-San Juan el corredor con mayor factor de distribución de potencia

Fig. N° 4.2 DigSILENT Simulación Eléctrica Avenida 2014



La potencia generada en Chilca CTM es distribuida entre las líneas Chilca – Carabaylo (500kV), Chilca – Marcona (500kV) y Chilca – la Planicie –Carabaylo (220kV) y el flujo por el reactor serie con Chilca REP, el factor de distribución de potencia del corredor Chilca – La Planicie – Carabaylo en 220kV es mayor que del corredor Chilca – Carabaylo 500kV. El flujo de potencia de los corredores de Chilca hacia Carabaylo en 220kV se distribuyen entre corredores hacia el norte, las líneas a la SE Nueva Jicamarca (2014) y el corredor Carabaylo – Zapallal – Ventanilla – Chavarria.

B) Análisis Energético

Para la determinación del despacho de las centrales para el estudio realizado, se utilizó el modelo de planificación de mínimo costo en la operación de corto plazo NCP-PSR utiliza la Programación Lineal Mixta Entera, la cual minimiza los costos variables, arranques, costos de racionamiento, así como penalidades y los costos de vertimiento. Se determinó que el principal problema consiste en reducir el flujo por el corredor Chilca-San Juan y aumentar el flujo por el Corredor Zapallal –Ventanilla–Chavarria

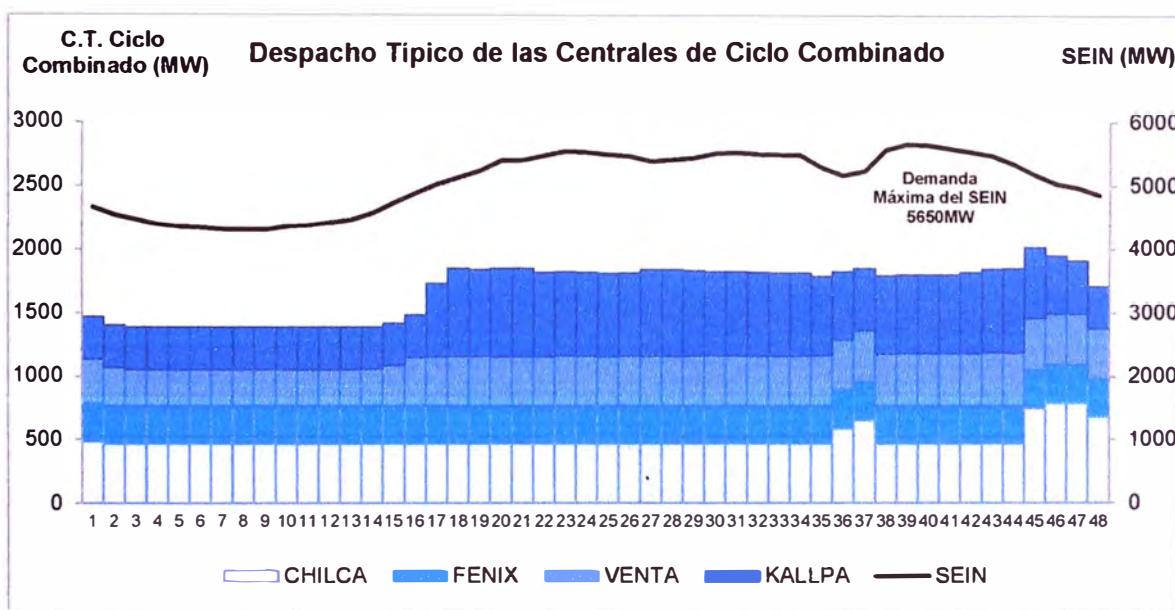


Fig. N° 4.3 Simulación NCP generación diaria

Las centrales que se encuentran conectadas en la S.E. Chilca las cuales son Kallpa, Chilca y Fénix, se verán limitadas su generación por ambos corredores. Para el caso del corredor Chilca – San Juan la C.T. Kallpa se verá limitada su generación; y por el lado del corredor Ventanilla-Chavarria se verán limitadas Chilca I y Fénix; la C.T. Ventanilla deberá operar para evitar las congestiones del centro del área del SEIN.

La C.T. Kallpa opera en modo en ciclo combinado CCTG23 + TG1 en ciclo simple; llegando a estar a plena carga en el modo CCTG23 en el periodo de media y punta, la cual es limitado directamente por las líneas Chilca- San Juan 220 kV (L-2294 y L-2295) congestionadas a 136% de su capacidad nominal total de 690MW.

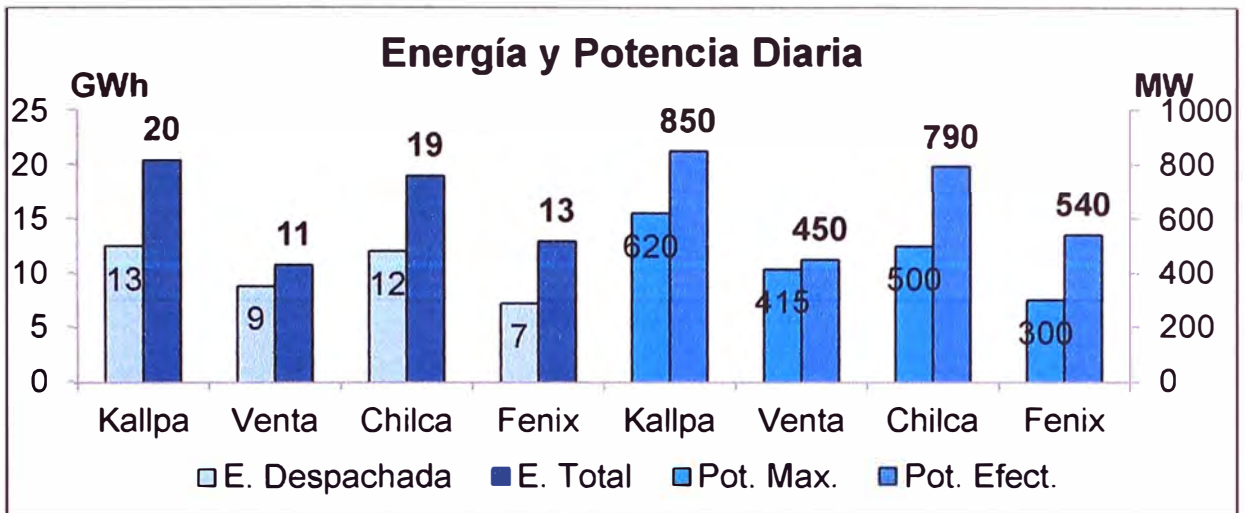


Fig. N° 4.4 Despacho Energético promedio de las Centrales de Ciclo Combinado

La C.T. Chilca I se ve limitada a carga mínima en modo CCTG123 a 464MW para los periodos de mínima, media y punta, asimismo se ve que para la C.T. Fénix a pesar que opera en modo 2x1 a mínima carga, ambas están limitadas por las congestiones de Ventanilla-Chavarría (L-2242 y L-2243) a un 130% de su capacidad nominal.

La C.T. Ventanilla opera en modo CTG34 en un promedio de 400 MW el periodo de media y punta, limitado por las Líneas Ventanilla – Zapallal (L-2244, L-2245 y L-2246) a un 126% de su capacidad nominal.

4.1.2 Análisis Estudio Económico

Las evaluaciones económicas puede analizarse desde el punto de vista de minimizar los costos de operación del sistema, pero además desde la óptica de maximizar las utilidades a las centrales de generación, para nuestro analizaremos cómo cada una de las alternativas impacta en cada central generadora, además de presentar como impacta en los caso los costos de operación para luego realizar una comparación y determinar la alternativa más económica para el sistema.

a) Costos Marginales

Actualmente en vigencia en Decreto de UrgenciaN° 049-2008; la cual estable criterios y consideraciones en base a un despacho sin restricciones de transporte de gas natural de Camisea y de transporte eléctrico para luego poder determinar el costo marginal. Cabe resaltar que la extensión del Decreto de Urgencia. N° 049-2008 rige hasta el 31 de Diciembre 2013; es por ello que la evaluación se realizara considerando el fin de vigencia así como una extensión de la misma.

Las consideraciones más importantes a tener en cuenta para la determinación de los costos marginales para los ciclos combinados se presentan a continuación:

- No considerar restricciones de gas natural ni de congestiones eléctricas.
- Mantener las condiciones de operación de las unidades térmicas; así como permitir

que la posibilidad de parar o y arrancar cualquier central.

- Para los ciclos combinados, cuando sus tiempos mínimos superen el horizonte de a 24 horas, modificar los valores para un periodo diario.
- Habilitar todos los modos de operación de las unidades de central de ciclo combinado y evaluar el más económico.
- Mantener las unidades que despachen por tensión o pruebas en el sistema.

Para el escenario de Avenida 2014, se determino los valores de costos marginales según indica la Tabla N° 4.1.

Tabla N° 4.1 Costos Marginales del sistema

Costos Marginales (USD/MWh)	Base
Mínima Demanda	5
Media Demanda	15
Máxima Demanda	15
CMg Promedio Día (USD/MWh)	11

Como se puede observar se tiene valores relativamente bajos debido a una mayor disposición hídrica; para el periodo de mínima la máquina marginal es la C.T, Chilca I con 3.345 \$/MW-h ; para el periodo de media y punta la C.T. Kallpa con 14.5 \$/MW-h.

b) Margen Variable de las centrales de Ciclo Combinado

El Margen de ganancia comprende 4 principales componentes como se detallo en la sección 2.6; el margen variable Operativo, margen de variable comercial, pago de servicio de transporte firme y finalmente un conjunto de pagos diversos.

Tabla N° 4.2 Margen Variable de las centrales Caso Base

Margen Variable (Miles US\$)	CASO BASE			
	KLP	CHIC	FEX	VENT
Margen Variable Operativo de Energía	-22	-56	-38	-7
Margen Variable Comercial de Energía	551	512	316	291
Pago de Servicio de Transporte Firme de Gas	-117	-108	-79	-89
Potencia y Otros	85	94	101	100
Margen Variable Estimado (Miles US\$)	496	443	301	294

Para el caso de estudio se observa que el margen de variable comercial predomina en la composición del margen de ganancia, esto debido los componentes de los precios contratados con los clientes usuario libre o cliente regulado;

Tabla N° 4.3 Precios promedios de los contratos

EMPRESA	HP(\$/MWh)	HFP(\$/MWh)
KALLPA	55.6	45.7
ENERSUR	58.9	47.5
FENIX	52.3	43.6
EDEGEL	57.9	46.5

4.2 Análisis de Alternativas de Solución

4.2.1. Alternativas de solución 1: By-pass entre las líneas Callahuanca - Cajamarquilla (L-2008) y La Planicie - Carabayllo (L-2105), y un traslado de generación de la TV Kallpa a la barra Chilca CTM.

a) Análisis Técnico

Se presenta congestión en el corredor de Zapallal– Ventanilla 220 kV, con un 26% de sobrecarga para la Línea L-2242 y de 18% de sobrecarga para la otra Línea en paralelo Línea L-2243, además se presenta congestión para el corredor de Ventanilla – Chavarría 220 kV, con un 25% de sobrecarga para la Línea L-2246, 30% de sobrecarga para la Línea L-2245 y de 30 % de sobrecarga.

En el circuito del corredor Chica REP- San Juan, se observa que la capacidad de las Líneas L-2094 y L-2095 se encuentran sobrecargadas en 36%. La C.T. Kallpa se observa que su energía baja de 13 Gwh a 9 Gwh en la que opera solo en modo CTG23 y se apaga su unidad de ciclo simple TG1; esto se debe a que para las otras unidades de generación C.T. Chilca y C.T. Fénix elevan su generación debido a su menor costo variable de 3.345 \$/MWh y 4.5 \$/MWh respectivamente.

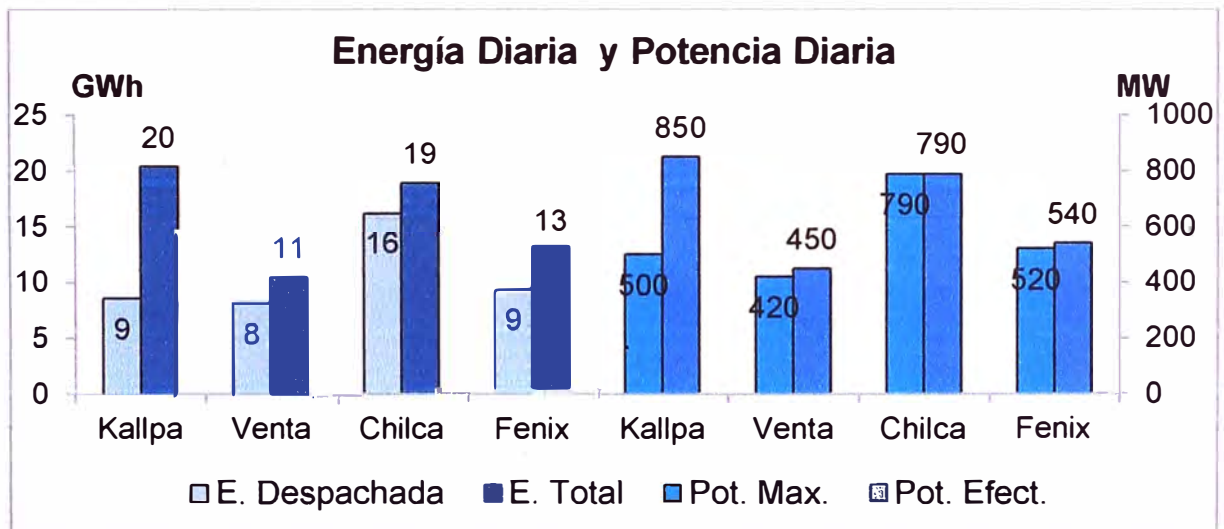


Fig. N° 4.5 Simulación NCP generación diaria Alternativa 1

La C.T. Chilca I se eleva de 12 a 16 GWh y C.T. Fénix de 7 a 9 Gwh debido a que el puente ve limitada a carga mínima en modo CCTG123 a 464MW para los periodos de mínima, media y punta, asimismo se ve que para la C.T. Fénix a pesar que opera en modo 2x1 a mínima carga, ambas están limitadas por las congestiones de Ventanilla-Chavarría (L-2242 y L-2243) a un 130% de su capacidad nominal.

La C.T. Ventanilla opera en modo combinado de CTG34 en un promedio de 400 MW el periodo de media y punta, limitado por las Líneas Ventanilla – Zapallal (L-2244, L-2245 y L-2246) a un 126% de su capacidad nominal.

Los precios promedio bordean en el periodo hora fuera de punta de 42 \$ y en hora punta 49 \$; y como se observa los costos marginales están en promedio de 11 \$ es decir cobran como 50 \$ y sus clientes le pagan por un valor más alto a 42 \$.

Tabla N° 4.4 Principales niveles de contratación

PRINCIPALES CONTRATOS ENTRE CLIENTES LIBRES Y REGULADOS					
KALLPA		MW	ENERSUR		MW
LIBRE	CERRO VERDE	120	LIBRE	SOUTHER COOPER	210
LIBRE	ANTAPACAY	80	LIBRE	TINTAYA	25
LIBRE	GOLD FIELDS	15	LIBRE	QUIMPAC	28
REGULADO	LDS	120	REGULADO	LP EDELNOR	460
REGULADO	EDELNOR	100	REGULADO	LP DISTRILUZ	51
EDEGEL		MW	FENIX		MW
LIBRE	ANTAMINA	114	REGULADO	LP LDS	317
LIBRE	SIDERPERÚ	110	REGULADO	LP DISTRILUZ	31
LIBRE	CAJAMARQUILLA	60			
REGULADO	LP EDELNOR	665			

El margen operativo como se observa tiene un valor negativo debido a que se está pagando más por el suministro de gas, la cual es no se recupera con los pagos de las inyecciones al costos marginal.

Por otro lado los pagos de servicios de transporte firme de gas, se observa que para los niveles de energía, no se presenta una falta de déficit de suministros de combustible de gas natural, así como no se presenta congestiones en el ducto de gas, además que tendrá la capacidad suficiente para operar con sus niveles de contratos firmes de gas natural, según Tabla N° 4.5 indica los límites superiores para cada central.

Tabla N° 4.5 Capacidad Firme de Transporte Caso Base

	Mm3
KALLPA	3154.9
ENERSUR	2907.5
EDEGEL	3207.4
FENIX	2121.8

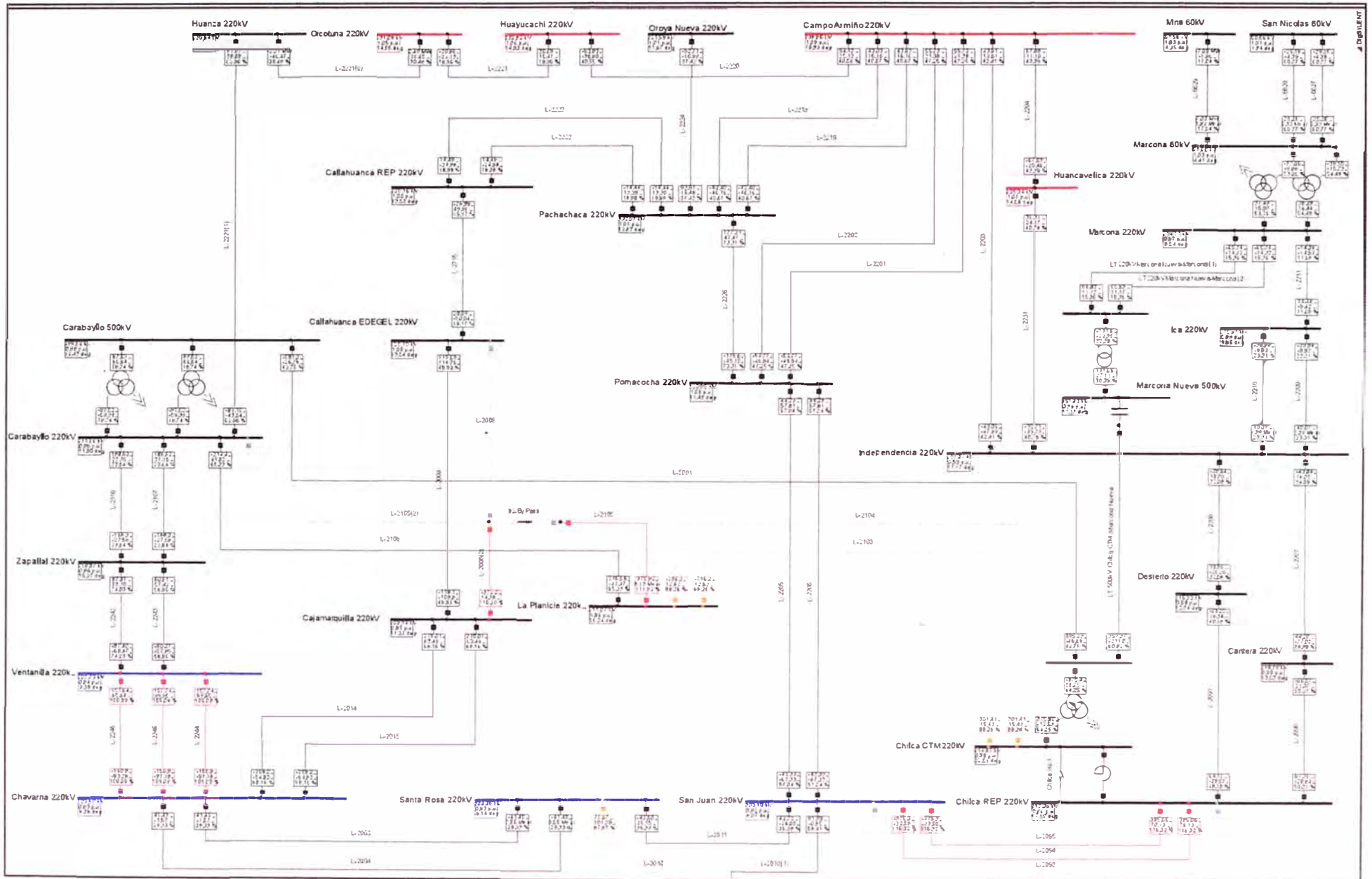
c) Costo de Operación

Para los costos de operación del sistema está compuesto básicamente por los costos de térmico, costo de arranque de unidades y costos de la operación y mantenimiento de las unidades Hidráulicas; a continuación en la Tabla N° 4.6 se presenta el costo estimado el periodo de avenida 2014.

Tabla N° 4.6 Costos de operación del sistema eléctrico

Costo de Operación x Día	BASE
Costo Térmico operativo	1,304
Costos de Arranques	130
Costos de O&M Hidráulico	27
Costo de Operación (Miles de US\$)	1,461
Costos de Operación (Miles de S/.)	4,092

Fig. N° 4.6 DigSILENT Simulación Eléctrica Alternativa 1



b) Análisis Económico

Para la evaluación de las alternativas, se observa que los costos marginales promedios permanecen inalterables para cada central, una de las razones es por la ubicación de sus inyecciones, se tiene que las 2 primeras centrales están inyectando en la Subestación Eléctrica Chilca Rep 220 kV, la siguiente esta en el lado de la Barra de la Subestación Eléctrica Chilca 500 kV; y la cuarta central conectada en la Barra de Subestación eléctrica Ventanilla 220 kV, todos estos en la Zona de Lima cercanos al Costo marginal del sistema perteneciente a la Barra de Santa Rosa 220 kV, por lo tanto los factores de pérdidas entre cada barra no generan mayor relevancia.

Otro punto importante a tener en presente, es que no se presenta congestiones los despachos idealizados para determinar los costos marginales, debido a que en una de los criterios para el cálculo del costo marginal hace mención que en caso de indisponibilidad algún elemento del sistema, simular con elementos paralelos hasta mitigar la congestión eléctrica; por lo que conlleva a que los costos marginales permanecen independientes de la red eléctrica; es por esta razón que los costos marginales para las 3 alternativas presentadas a continuación tiene iguales valores a los presentados en el caso base de avenida 2014.

A continuación se muestra los márgenes de ganancias de las centrales de ciclo combinado cuando se implemente la alternativa N°1.

Tabla N° 4.7 Margen Variable de las centrales Alternativa 1

Margen Variable (Miles US\$)	ALTERNATIVA 1			
	KLP	CHIC	FEX	VENT
Margen Variable Operativo de Energía	-10	-57	-36	-5
Margen Variable Comercial de Energía	551	512	316	291
Pago de Servicio de Transporte Firme de Gas	-117	-108	-79	-89
Potencia y Otros	96	96	105	105
Margen Variable Estimado (Miles US\$)	520	443	306	302

Al comparar con el margen de ganancia base, se observa que las central que se beneficia es KLP debido a se reduce su consumo de gas de suministro; por otro lado se observa que las centrales de FEX y VENT, aumenta su margen porque le es conveniente que operen mayor tiempo para obtener mayores ingresos de energía. Los costos de operación se reducen drásticamente por la no operación ya de las unidades térmicas principalmente las del Área sur, unidades como ILO2 TV, Ilo1 – TV2, Ilo1 TV3, Calkato a Diesel 2, Taparachi.

Por el lado del norte, vemos que operan las C.T. Aguay tía TG1, TG2 por despacho económico y además deja de opera la C.T. Malacas TG4.

Tabla N° 4.8 Costos de operación del sistema eléctrico Alternativa1

Costo de Operación x Día	ALT. 1
Costo Térmico operativo	456
Costos de Arranques	24
Costos de O&M Hidráulico	28
Costo de Operación (Miles de US\$)	509
Costos de Operación (Miles de S/.)	1,424

4.2.2. Alternativas de solución 2: Bypass entre las líneas Callahuanca - Cajamarquilla (L-2008) y La Planicie - Carabayllo (L-2105), un bypass entre las líneas Chilca – La Planicie (L-2103) y Pomacocha – San Juan (L-2205 / L-2206), y un traslado de generación de la TV Kallpa a la barra Chilca CTM.

a) Análisis Técnico

En este caso se libera la congestión en el corredor de Zapallal– Ventanilla 220 kV, estando a una capacidad de 70% de carga nominal para las Línea L-2242 y L-2243.

Por otro lado se sigue observando una ligera congestión de 2% para el corredor de Ventanilla – Chavarría 220 kV, específicamente para las L-2245 y L-2244. En cambio para la Línea L-2246, está operando dentro de los límites establecidos.

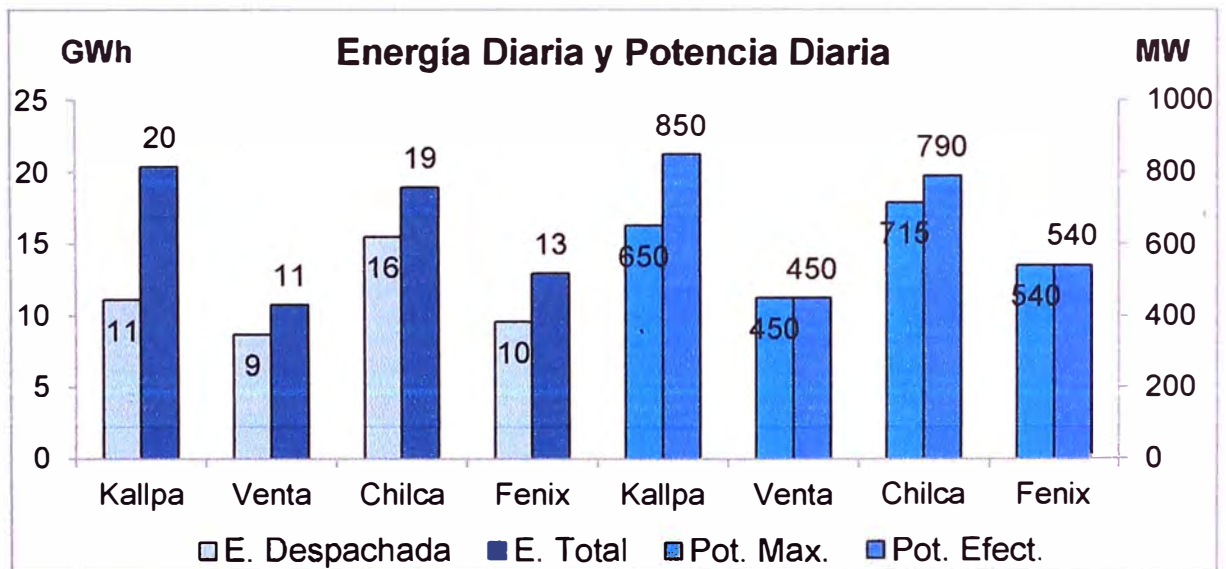
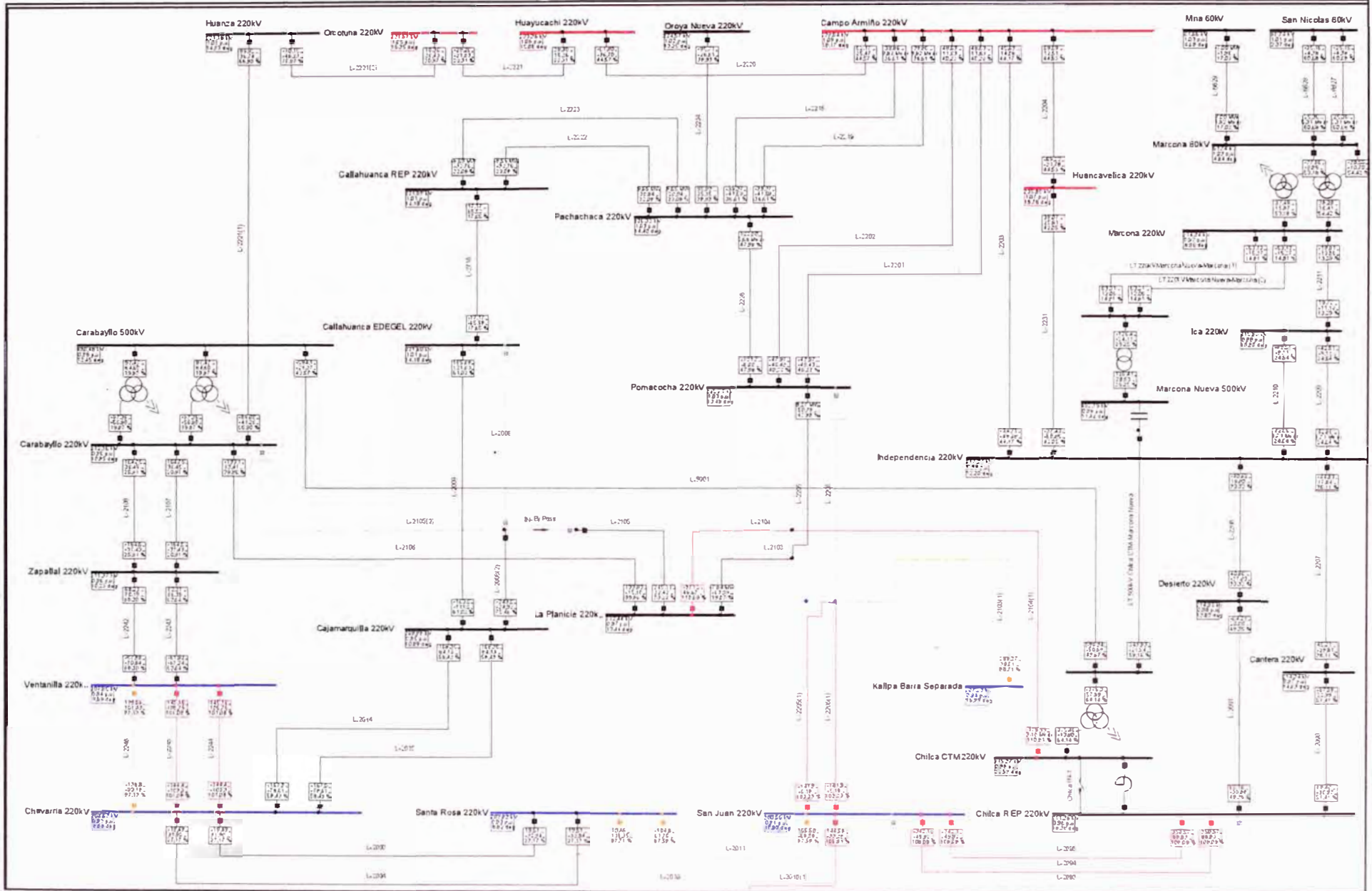


Fig.N° 4.7 Simulación NCP generación diaria Alternativa 2

En el circuito del corredor Chica REP- San Juan, se observa que la capacidad de las Líneas L-2094 y L-2095 se encuentran sobrecargadas en 8%.

Para los puentes realizado entre Chilca CTM y San Juan se produce una sobrecarga del 2%, debido a la menor capacidad de las líneas San Juan Pomacocha (L-2205 y L-2206) y Planicie San Juan esta alrededor del 10% de sobrecarga de su capacidad. La C.T. Kallpa se observa que su energía disminuye en comparación al caso base de 13 Gwh a 11 Gwh, la cual permanece en modo CTG23 más TG1 en ciclo simple.

Fig. N° 4.8 DigSILENT Simulación Eléctrica Alternativa2



Para la C.T. Chilca se presenta mayor beneficio la cual aumenta de 12 a 15 GWh y la C.T. Fénix de 7 a 10 GWh, debido a que la generación que sale de la S.E. Chilca CTM ahora llega directamente a la carga del centro por las Líneas puente de cajamarquilla y las Líneas puentes San Juan. La C.T. Ventanilla prácticamente mantiene la condición inicial a 9 GWh debido a que los puentes están por lado de la salida de S.E. Chilca 500 kV y por ello permanece constante en un promedio de 400MW en media y punta.

b) Análisis Económico

Se observa que para la central KLP, se produce un aumento del Margen pero no tan significativo como la alternativa N°1; a su vez las centrales FEX y VENT mantienen de ganancia similar a la alternativa N°1; por otro lado aumenta progresivamente el Margen para la central CHIC, debido a una mayor inyección de energía en la barra de Chilca CTM 220 kV.

Tabla N° 4.9 Margen Variable de las centrales Alternativa 2

Margen Variable (Miles US\$)	ALTERNATIVA 2			
	KLP	CHIC	FEX	VENT
Margen Variable Operativo de Energía	-19	-56	-37	-6
Margen Variable Comercial de Energía	551	512	316	291
Pago de Servicio de Transporte Firme de Gas	-117	-108	-79	-89
Potencia y Otros	92	97	104	105
Margen Variable Estimado (Miles US\$)	507	445	305	300

El costo de operación se reduce, en lo que respecta al costo térmico debido a que en el caso anterior la alternativa 1 se tenía operando la unidad Santa Rosa TG8 y una UT15; para este caso ya no se dispone de la TG8, y solo es necesario operar las unidades UT15,6 solo en los periodos de horas punta.

Tabla N° 4.10 Costos de operación del sistema eléctrico Alternativa 2

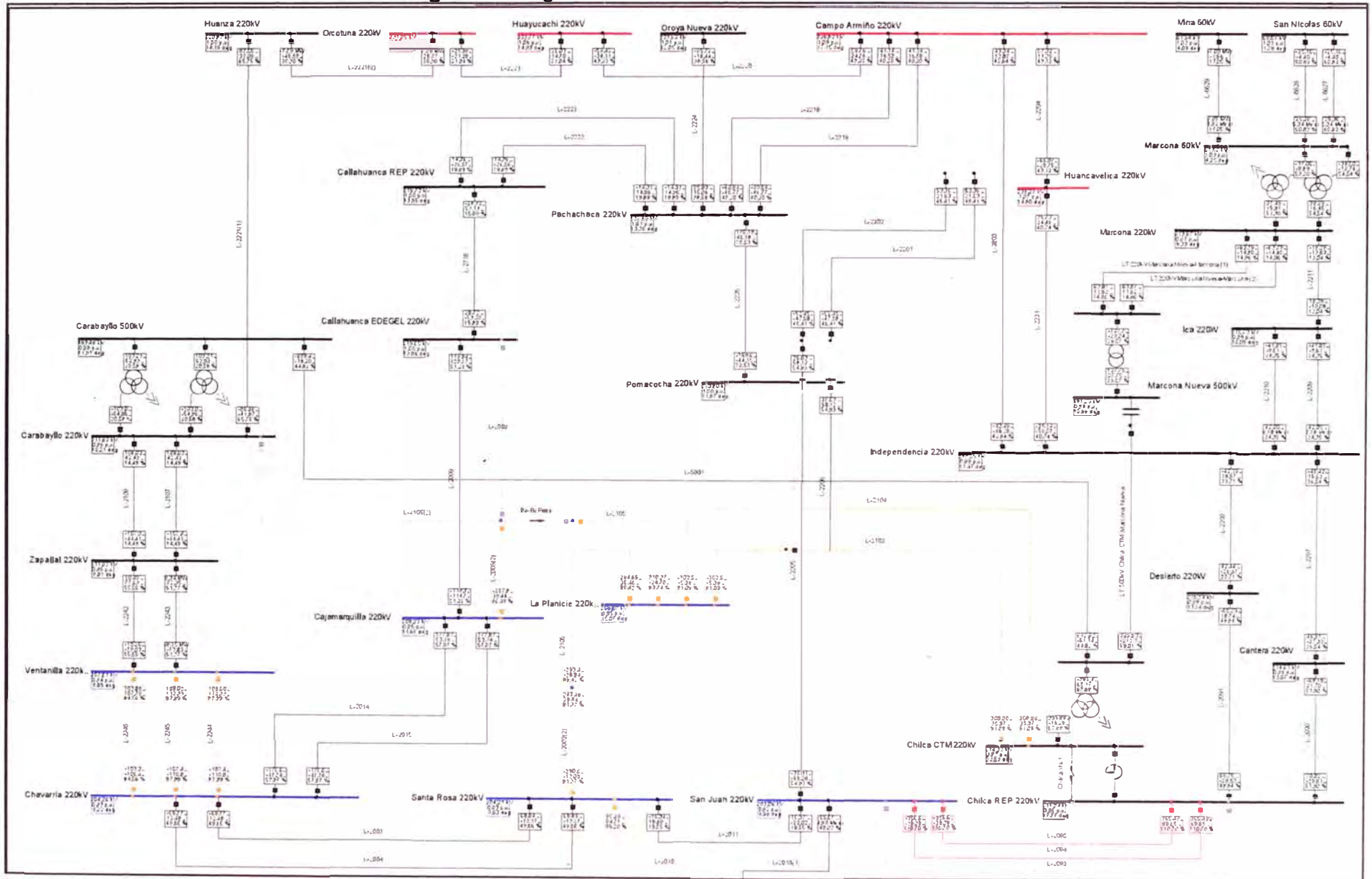
Costo de Operación x Día	ALT. 2
Costo Térmico operativo	453
Costos de Arranques	19
Costos de O&M Hidráulico	28
Costo de Operación (Miles de US\$)	500
Costos de Operación (Miles de S/.)	1,400

4.2.2. **Alternativas de solución 3:** Bypass entre las líneas Callahuanca – Cajamarquilla (L-2008) y La Planicie - Carabayllo (L-2105), un bypass entre las líneas Huinco - Santa Rosa (L-2002) y La Planicie – Carabayllo (L-2106), y un traslado de la generación de la TV Kallpa a la barra Chilca CTM.

a) Análisis Técnico

En este caso se libera la congestión en el corredor de Zapallal– Ventanilla 220 kV Líneas L-2242 y L-2243 y el corredor Ventanilla – Chavarría 220 kV Líneas L-2245, L-2244 y L-2246 está operando dentro de los límites establecidos; debido a que el puente

Fig. N° 4.9 DigSILENT Simulación Eléctrica Alternativa3



con Huinco hace que ingrese más energía por la barra de Santa Rosa 220 kV.

En el circuito del corredor Chica REP- San Juan, se observa que aumenta la congestión de las Líneas L-2094 y L-2095 y se encuentran sobrecargadas en 10%. Los flujos en los puentes realizados de Planicie Cajamarquilla, Santa Rosa y Planicie están dentro de su capacidad nominal.

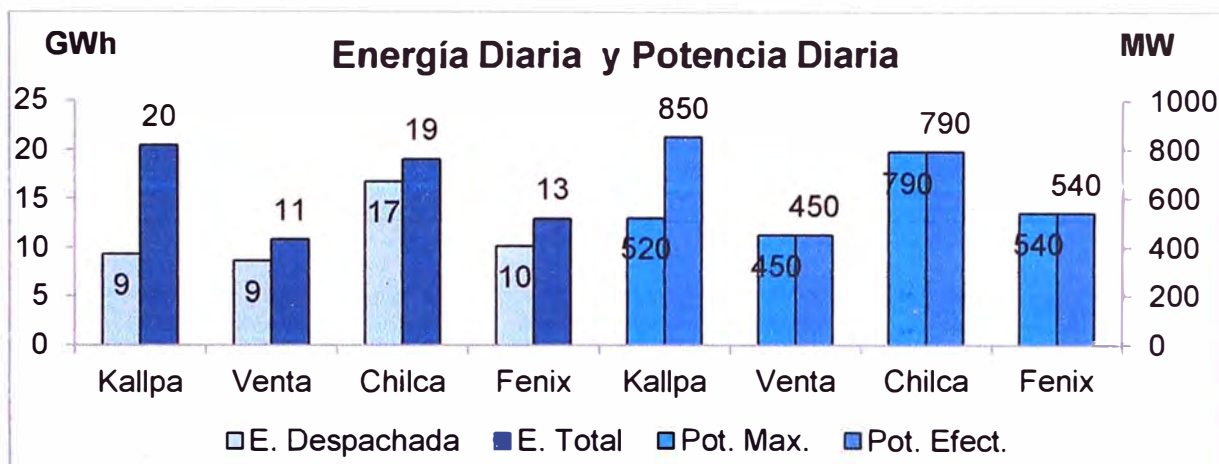


Fig. Nº 4.10 Simulación NCP generación diaria Alternativa 3

La C.T. Kallpa disminuye su energía por despacho y la congestión de Chilca – San Juan de 13 a 9 GWh, permaneciendo en modo CTG23, caso contrario se ve para la C.T. Chilca la cual es el caso de mayor beneficio la cual se ve que aumenta de 12 a 17 GWh y la C.T. Fénix de 7 a 10 GWh, ya que con el tercer puente de Huinco se libera las congestiones del corredor Ventanilla – Chavarría y Ventanilla - Zapallal.

La C.T. Ventanilla sigue manteniendo su energía a pesar de liberar las congestiones debido a que es menos económica con un Costo variable de 14.23 \$/MWh, que las centrales C.T. Chilca y Fénix.

b) Análisis Económico

Los márgenes en para la central CHIC disminuye en comparación al caso base inicial debido mayor pago de suministro de gas en los periodos de media y punta, por otro lado las centrales de KLP, FEX, aumenta su margen variable operativo.

Tabla Nº 4.11 Margen Variable de las centrales Alternativa 3

Margen Variable (Miles US\$)	ALTERNATIVA 3			
	KLP	CHIC	FEX	VENT
Margen Variable Operativo de Energía	2	-62	-33	-8
Margen Variable Comercial de Energía	551	512	316	291
Pago de Servicio de Transporte Firme de Gas	-117	-108	-79	-89
Potencia y Otros	95	96	104	105
Margen Variable Estimado (Miles US\$)	530	438	308	298

Los costos de operación del sistema se reducen, a consecuencia un mayor tiempo de operación de las centrales de ciclo combinado, evitando el arranque las unidades de santa rosa UTI5. UTI6 a gas natural, eventualmente ya no se va tener problemas de

presión la zona centro por ello es posible su operación; así tenemos principalmente las centrales FEX y CHIC elevan su energía por la disposición de los corredores de Ventanilla - Chavarría y Chilca - San Juan descongestionados.

Tabla N° 4.12 Costos de operación del sistema eléctrico Alternativa3

Costo de Operación x Día	ALT. 3
Costo Térmico operativo	415
Costos de Arranques	16
Costos de O&M Hidráulico	28
Costo de Operación (Miles de US\$)	459
Costos de Operación (Miles de S/.)	1,287

4.3 Resultados de las Alternativas

Para una mejor comprensión se presentara un conjunto de las evaluaciones realizadas, respecto a los costos de operación, margen variable y energía promedio de cada central respecto a cada caso.

4.3.1 Operación de las Centrales Ciclo Combinado

A continuación se presenta un resume el Listado de congestiones para cada alternativa analizada que corresponden a las líneas Chilca – San Juan 220 kV (L-2093, L-2094 y L-2095; las Líneas Ventanilla Chavarría 220 kV (L-2244; L-2245 y L-2246) y Ventanilla- Santa Rosa 220 kV (L-2242; L-2243) a la generación.

Tabla N° 4.13 Sobrecargas de las líneas de transmisión

Línea	Potencia Nominal (MVA)	Base	Alt. 01	Alt. 02	Alt. 03
L-2094 / L-2095	350	136	116	108	111
L-2011	152	70	36	88	22
L-2010 (1)	152	92	58	107	42
L-2010	152	83	88	98	95
L-2003 / L-2004		13	29	27	37
L-2244 / L-2245	189	131	106	101	94
L-2246	189	126	101	98	91
L-2242 / L-2243	152	127	74	68	66

Se observa que se tiene elevadas sobrecargas hasta el 136% para el corredor chilca-San Juan; por otro lado en donde se presenta menores sobrecargas es para la alternativa N°3

Para determinar cual alternativa logra evacuar mayor generación de la las centrales de ciclo combinado; se presenta en primer lugar un resumen de los tipos de modos de operación de ciclo combinado operaran.

Para las C.T. Ventanilla, C.T. Fénix, y la C.T. Chilca operan en el modo completo de su ciclo combinado, pero para la C.T. Kallpa para las alternativas 1 y 3 opera en el modo CCTG23 +TG1, en configuración 2x1 con la unidad TG1.

Tabla N° 4.14 Modos de operación de los Ciclos Combinados

Modos de Operación	Kallpa	Venta	Chilca	Fénix
Operación Normal	CCTG23+TG1	CCTG34	CTG123	CCTG12
Alternativa 1	CCTG23	CCTG34	CTG123	CCTG12
Alternativa 2	CCTG23+TG1	CCTG34	CTG123	CCTG12
Alternativa 3	CCTG23	CCTG34	CTG123	CCTG12

Mediante las simulaciones se determino los niveles de energía para cada central en los casos analizados.

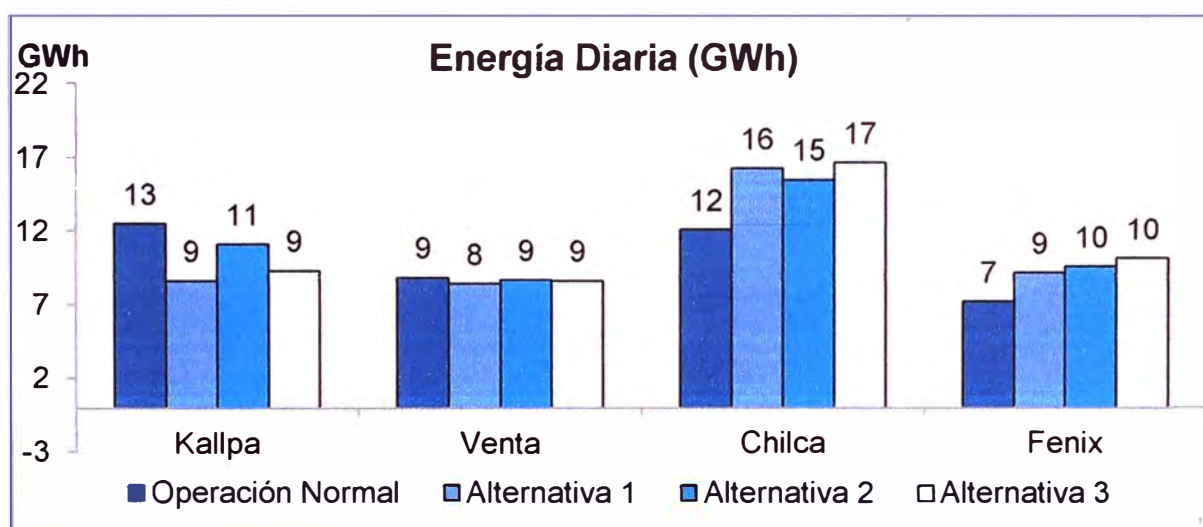


Fig. N° 4.11 Despacho de las centrales de Ciclo Combinado

4.3.2 Resumen del Margen de ganancia de las centrales de ciclo combinado

Actualmente permanece aun en vigencia en Decreto de Urgencia N° 049-2008; la cual establece criterios y consideraciones en base a un despacho sin restricciones de transporte de gas natural de Camisea y de transporte eléctrico para luego poder determinar el costo marginal.

Tabla N° 4.15 Costos Marginales del con extensión del DU. N°049

Costos Marginales (USD/MWh)	Base	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3
Mínima Demanda	5	5	5	5
Media Demanda	15	15	15	15
Máxima Demanda	15	15	15	15
CMg Promedio Día (USD/MWh)	11	11	11	11

Como se señaló, estos costos marginales se mantienen a valores constantes debido a que solo son afectados por indisponibilidades de generación y demanda, y son independientes de la red de transmisión eléctrica y de gas.

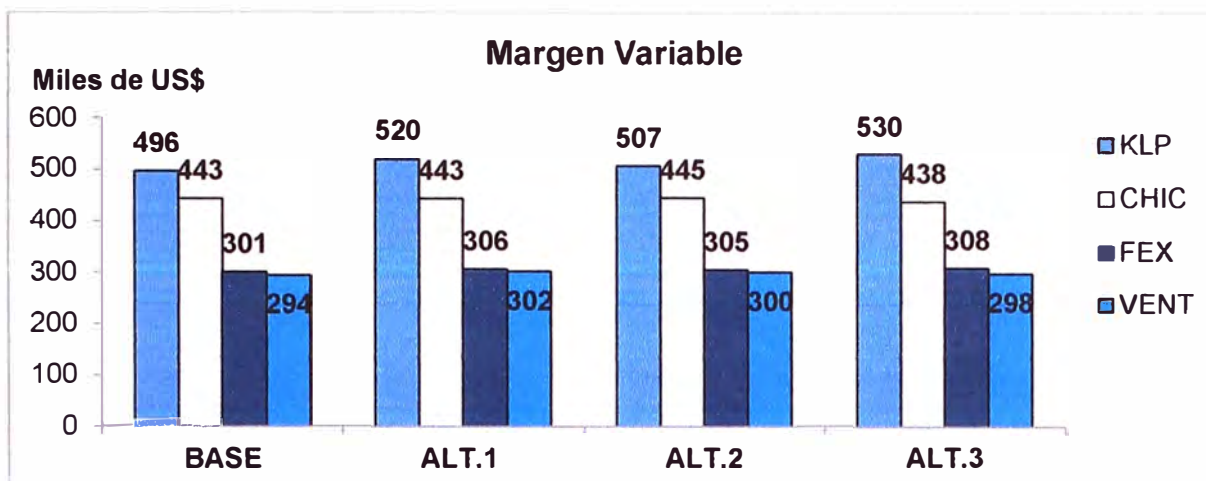


Fig. N° 4.12 Margen de Ganancias de las Empresas Generadoras

Cabe resaltar que la extensión del Decreto de Urgencia. N° 049-2008 rige hasta el 31 de Diciembre 2013; por ello ante la situación aún incierta de la extensión del plazo de vigencia. A continuación se presenta resultados comparativos en ambos casos. El primero considerando el fin de vigencia y el otro en caso si extiendan la vigencia del decreto de urgencia.

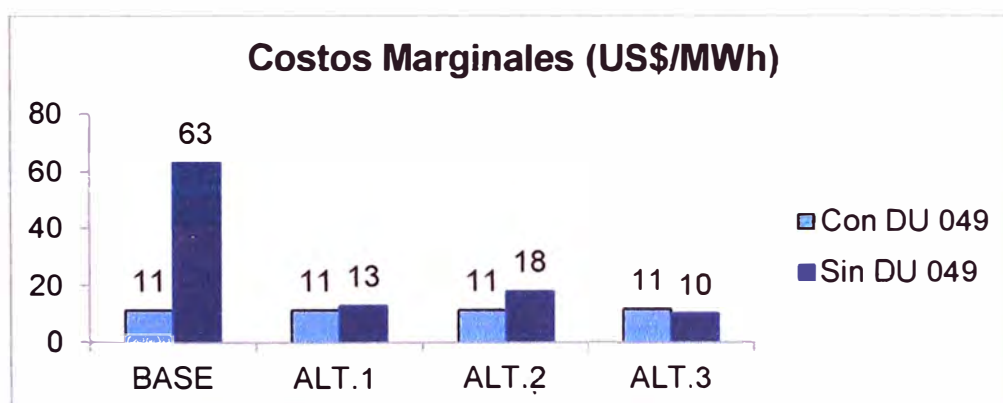


Fig. N° 4.13 Costos Marginales

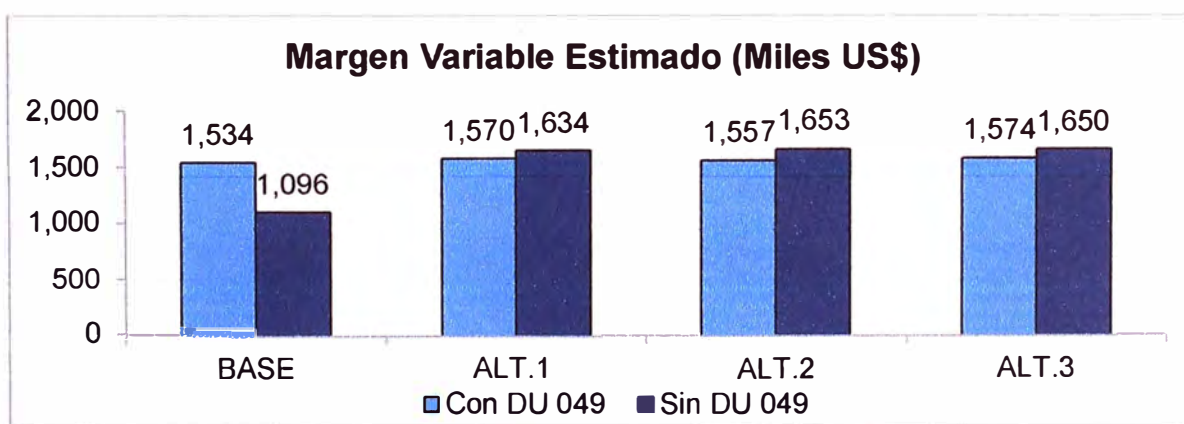


Fig. N° 4.14 Sensibilidad del Margen Variable

El impacto económico de la operación para Avenida 2014 se refleja en la Fig. N° 4.14 en las se demuestra que las márgenes de ganancia tienen menor volatilidad con la extensión del Decreto de Urgencia DU°49; generando menores ingresos de ganancia

para las centrales de ciclo combinado.

En caso de utilizar los costos reales del sistema se observa que los márgenes en global crecen a medida que se tiene menores costos marginales; y la alternativa que se tienen mayores índices de ingreso es con los puentes a realizar en las Bypass entre las líneas Callahuanca - Cajamarquilla (L-2008) y La Planicie - Carabaylo (L-2105), un bypass entre las líneas Huinco - Santa Rosa (L-2002) y La Planicie – Carabaylo (L-2106), y un traslado de la generación de la TV Kallpa a la barra Chilca CTM.

4.3.3 Costos de operación

Para la determinación de la alternativa más óptima, a continuación se muestra los costos de operación del sistema para cada alternativa.

Tabla N° 4.16 Costos de operación del sistema eléctrico

Costo de Operación x Día	BASE	ALT. 1	ALT. 2	ALT. 3
Costo Térmico operativo	1,304	456	453	415
Costos de Arranques	130	24	19	16
Costos de O&M Hidráulico	27	28	28	28
Costo de Operación (Miles de US\$)	1,461	509	500	459
Costos de Operación (Miles de S/.)	4,092	1,424	1,400	1,287

La Alternativa N° 3 que corresponde a realizar un Bypass entre las líneas Callahuanca – Cajamarquilla (L-2008) y la Planicie – Carabaylo (2105), un bypass entre las líneas Huinco - Santa Rosa (L-2002) y La Planicie – Carabaylo (L-2106) es la más económica, debido a que se reduce los costos térmicos cerca de la mitad en comparación al caso base; debido a que no operan centrales del área sur, entre las que podemos mencionar a C.T. Taparachi, C.T. Ilo, CT. Shoughesa; y además se tiene una reserva mayor en el área lima con las centrales Santa Rosa TG8, y las 2 unidades de santa Rosa II UTI 5, 6; obteniendo un reserva cerca de los 300 MW en caso de contingencia de alguna unidad en el sistema.

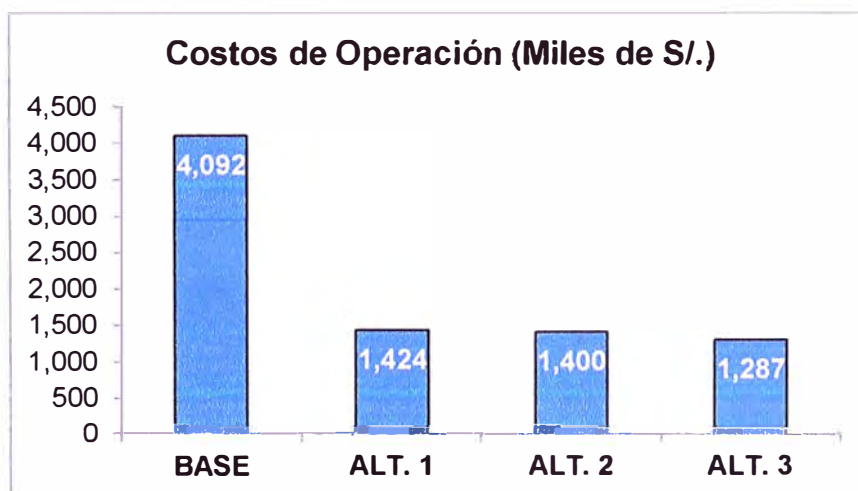


Fig. N°4.15 Costos de operación del sistema eléctrico

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- 1.- Existe una generación limitada de centrales de ciclo combinado en el SEIN en 800MW aproximadamente, por la capacidad limitada de las líneas para que pueda llegar a los puntos de carga, por lo que no será necesario operar todos los ciclos combinados a la vez a plena carga.
- 2.- La alternativa más factible a través de la evaluación técnica- económica es la alternativa N°3 que propone realizar un puente Bypass entre las líneas Callahuanca - Cajamarquilla (L-2008) y La Planicie - Carabayllo (L-2105), un bypass entre las líneas Huinco - Santa Rosa (L-2002) y La Planicie – Carabayllo (L-2106), y un traslado de la generación de la TV Kallpa a la barra Chilca CTM.
- 3.- El costo de operación se reduce a la mitad para la Alternativa N°3, respecto al caso inicial de operación, porque ya no se procede a arrancar máquinas térmicas más caras (Diesel) principalmente del Área Sur; que encarecen al sistema.
- 4.- Las limitaciones en generación para cada central son para: La C.T. Kallpa por el corredor Chilca- San Juan y las Centrales C.T. Chilca I y Fénix limitadas por el corredor Ventanilla – Chavarría y finalmente la C.T. Ventanilla opera por congestión de las Líneas Ventanilla Santa Rosa.
- 5.- Para los escenariosplanteados se hace indispensable la operación de la CT Ventanilla en modo 2x1 para aliviar la congestión de las líneas Ventanilla Chavarría 220 kV. La operación de las unidades TG8 Santa Rosa, UT15 y UT16alivia las congestiones del centro, pero hacen al sistema menos económico.
- 6.- No se presenta limitación de gas en el ducto TGP; las centrales estarán cubierta con su capacidad firme contratada; en caso crítico se realizara las transferencias de gas entre generadores las cuales serian entre la C.T. Kallpa brinde capacidad firme de transporte hacia Enersur de 500Mm³; por otro lado Ventanilla tiene capacidad propia suficiente y Fénix estará cubierta con su capacidad firme de acuerdo a su generación típica.
- 7.- Las alternativas presentadas demuestran que los costos de operación se reducirán drásticamente a medida que aumente la generación de los ciclos combinados.

RECOMENDACIONES

- 1.- Plantear una planificación energética integrada entre la electricidad y gas natural; que permitan poder reducir costos de operación y no se produzca limitación de generación de las centrales más económicas.
- 2.- Reducir actividad de indisponibilidad sobre la L-2093 (Chilca – San Juan) debido a que impacta de manera directa en la limitación de energía de la Subestación Chilca.
- 3.- En caso no sea posible evacuar toda la generación solicitar que se declare fuerza mayor a fin de poder operar con niveles de sobrecarga hasta el 20% sobre las Líneas L-2242/L-2243(Ventanilla - Zapallal), L-2244/L-2245/L-2246 (Ventanilla - Chavarría) y L-2094/L-2095 (Chilca – San Juan) priorizando la hora punta.
- 4.- Solicitar que se amplíe del Decreto de Urgencia N° 049 con el fin de evitar el riesgo de la volatilidad de los CMg, la que produce volatilidad en los ingresos de las generadoras dando una mala señal para las inversiones.
- 5.- Coordinar entre la Trasmisora de Electricidad y Coordinador del Sistema Eléctrico las alternativas planteadas y ver la factibilidad de implementación o de nuevas propuestas.

ANEXOS

ANEXO A MARCO NORMATIVO DEL SECTOR ELÉCTRICO

Desde 1992, las actividades del sector eléctrico se rigen por la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE; aprobada por Decreto Ley N° 25844, publicado el 19.11.92) y por su Reglamento (RLCE; Para la comprensión del aspecto económico es necesario conocer algunos conceptos sobre el **Sector Eléctrico Peruano** y el **Marco Legal**.

Dichas normas se complementan con la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley N° 28832) vigente desde el año 2006, con fines de perfección y adecuación a un evolucionado mercado eléctrico. En tanto que la supervisión y control de su operación está a cargo del OSINERGMIN (Ley N° 26734 del 31.12.96).

Posteriormente, se perfeccionan los mecanismos de inversión con las siguientes normas:

1. Ley N° 1041 (junio de 2008), que también perfecciona la normatividad eléctrica y promueve el uso eficiente del gas natural.
2. Ley N° 1002 (mayo de 2008), que concede ventajas competitivas a los proyectos de generación con energías renovables.

A.1 Ley 12378 - Ley de la Industria Eléctrica (1955)

Se basa en que el suministro eléctrico es de utilidad pública, por lo tanto, no se distingue entre suministrador peruano o extranjero, ni público ni privado. Fomenta el desarrollo y mejoramiento de la industria eléctrica, además, estimula la inversión del capital privado garantizando su recuperación y un interés por la inversión en las obras e instalaciones. Mediante ésta ley, también se crea la Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE).

Se protege la seguridad y garantiza la propiedad, y se fijan los requisitos para las concesiones, permisos y licencias.

A.2 Decreto Ley 19521 - Ley Normativa de Electricidad (1972)

A través de esta ley se realiza la estatización de la industria. Asimismo, se crea Electroperú con funciones de: planeamiento, estudios, proyectos, operación, supervisión de obras, asistencia técnica e investigación energética; sólo Electroperú podía brindar el servicio de electricidad. Cuando el sistema carecía de capacidad, se podía autorizar a los auto productores para su uso exclusivo y a través de contrato con Electroperú.

Las funciones de la CTE pasan al Ministerio, se fija una tarifa unificada nacional que se aprueba por Resolución Suprema en coordinación con el Ministerio de Industrias.

A.3 Ley 23406 - Ley General de Electricidad (1982)

Esta ley deroga todas las anteriores, el servicio de electricidad es de necesidad y utilidad pública y de interés nacional. Se desarrollan programas de emergencia de suministro eléctrico en Lima y otros centros regionales. Se realiza un plan de electrificación nacional a nivel departamental, provincial y distrital, usando geotermia y gas. Se incentiva a las empresas mineras a que provean de suministro eléctrico a poblados cercanos.

Se restablece la CTE con directorio 10 miembros: Presidente, MINEM, MEF, BCR, CIP,

Regionales, SNI, Municipalidades. La tarifa será trimestral a pedido de Electroperú, con una rentabilidad del 12% y capital inmovilizado. Electroperú mantiene el rol preponderante.

A.4 D.L. 25844 - Ley de Concesiones Eléctricas (1992):

Los principales elementos de la LCE, en comparación a sus predecesoras más recientes, comprendieron:

1. La eliminación del monopolio estatal del sector eléctrico.
2. La separación de las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad. La reforma de las empresas estatales que estaban integradas, como Electro Lima y Electro Perú.
3. Restricción para que la misma empresa participe simultáneamente en generación, transmisión y distribución de energía, excepto en casos específicos identificados en la LCE (Ley de concesiones Eléctricas).
4. Promoción de la competencia (mercado libre) en la generación eléctrica a través de una estructura tarifaria basada en costos marginales; dichos costos marginales, se calculan con proyección de 4 años en adelante.
5. Regulación de las tarifas en transmisión y distribución. Las tarifas en barra: se fijan cada 6 meses y la transmisión y distribución, se fijan cada 4 años.
6. Promoción de la eficiencia de las empresas, favoreciendo a aquellas con los costos variables más bajos.
7. El servicio se presta a través de concesiones tanto por empresas estatales como privadas.

Regulación de Tarifas en Generación

El precio de generación se calcula a partir de la suma de dos componentes: el precio de energía que es igual al costo variable de la última central que entró a producir en cada bloque horario; y el precio de potencia que es igual al costo fijo de la última central que entró a producir en la hora punta (máxima demanda). Ambos precios se fijan en base a criterios marginalistas. Precio de generación (USD / MWh) = Precio Promedio de Energía + Precio de Potencia.

A estos precios se le suma el peaje por transmisión principal para conformar la Tarifa en Barra (valor de la energía en los puntos de retiro de las distribuidoras). Tarifa en Barra (USD / MWh) = Precio de generación + Peaje por Transmisión Principal. Con la regulación de la tarifa en barra de generación además de la minimización de costos, se busca la estabilidad de precios (Figura B.1).

A.5 Ley 28447 (2004)

En el año 2004 ocurrió una crisis que se atribuyó a la aparición de un año seco, pero que, en realidad, se debió, de un lado, a la falta de inversiones y, del otro, al incumplimiento de una empresa distribuidora en mantener contratos que cubriesen como mínimo dos años de suministro por parte de una empresa generadora. Como consecuencia de dicha crisis el Congreso de la República promulgó la Ley N° 28447 que, en esencia, trató de encontrar

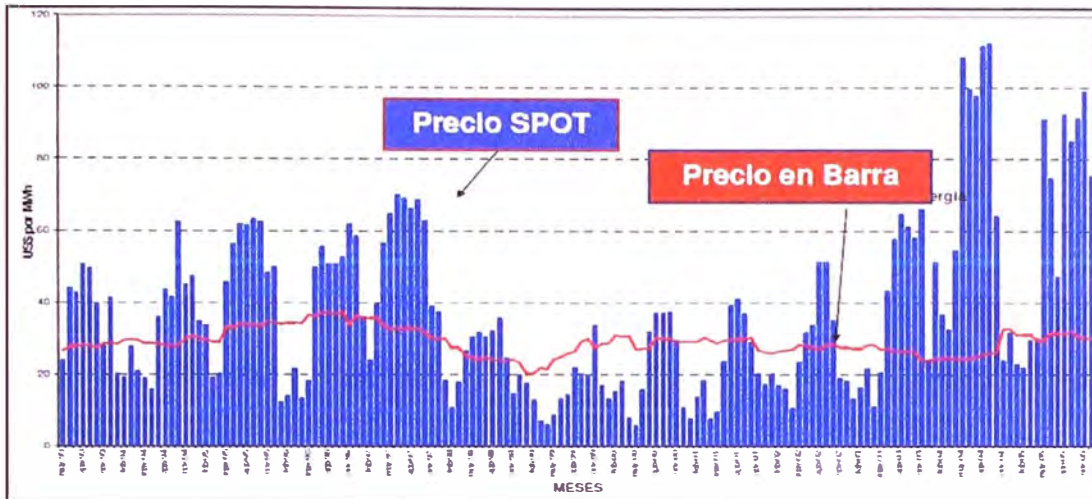


Fig. A.1 Gráfica Precio Spot y Precio en Barra

incentivos a la inversión en generación. Dicha Ley designó una Comisión para estudiar el problema y proponer modificaciones a la LCE. Esta tarea se completó con la entrega a la Comisión de Energía del Congreso de un documento denominado Libro Blanco. Principales cambios:

1. La metodología del cálculo de la Tarifa de Generación (se cambia de proyección de 4 años (hacia adelante) a: 1 año (hacia atrás) y 2 años (hacia adelante).
2. Las tarifas en barra se fijan cada año: lo cual brinda mayor estabilidad.

A.6 Ley 28832 - Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Julio 2006)

Se realizan cambios estructurales en la organización del mercado y marco de transmisión.

A.6.1 Antecedentes

Se encontraron algunos Inconvenientes en el esquema de la LCE. En el año 2004 se generó un problema para la renovación de los contratos de suministro entre generadores y distribuidores debido a que los primeros no querían renovar los contratos a la tarifa en barra vigente. (El precio spot –Costo marginal- era más alto que la tarifa en barra).

Diagnóstico del Problema: Las Tarifas en Barra presentan ciertos inconvenientes:

1. Se recalculan anualmente - genera riesgo.
2. Se basan en información asimétrica – genera riesgo.
3. Se calculan de acuerdo con las reglas administrativas – genera riesgo.

Los inversionistas: a mayor riesgo requieren mayor rentabilidad (mayor tarifa)

A.6.2 Necesidad

Asegurar suficiencia de generación a través de contratos de suministro o abastecimiento.

Si el mercado no es competitivo, el esquema propuesto deberá hacerlo disputable disminuyendo las barreras de entrada para nuevos agentes.

Los precios de las licitaciones serán trasladados a consumidores. Reducir el riesgo de los generadores, si se desea reducir los precios a los consumidores finales.

A.6.3 Cambio en la Ley 28832

La Ley 28832 refuerza los mecanismos del mercado para descubrir precios que incentiven la inversión en generación eléctrica eficiente.

Mediante:

1. Precios de acuerdo a lo requerido por el generador.
2. Estabilidad de los precios durante el plazo contractual.
3. Al efectuar requerimientos de electricidad con anticipación y niveles significativos de demanda, se incentiva la participación de nuevos agentes y el ingreso de centrales eficientes.
4. Licitaciones de Suministro a Precio Firme. Competencia por el mercado.
5. Nueva Regulación de la Transmisión.
6. Reestructuración del Operador.
7. Participación Distribuidores y Grandes Usuarios Libres en el Mercado de Corto Plazo.

A.7 D.U. N° 046-2007 - Se dictan medidas extraordinarias por congestión en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (Noviembre 2007)

Trata los precios spot en caso de congestión del sistema de transmisión eléctrica. En caso de congestión de instalaciones de transmisión el COES despacha las unidades de generación fuera del orden de mérito de costos variables. Los costos variables de dichas unidades no serán considerados para la determinación de costos marginales del SEIN.

Los sobrecostos en que incurran los titulares de dichas unidades serán compensados por los Generadores que realicen retiros netos positivos de energía durante el período de congestión en las barras del subsistema eléctrico afectado por dicha congestión. La asignación se efectuará en proporción a dichos retiros netos positivos.

A.8 D.L. N° 1041 - Modifican diversas normas del marco normativo eléctrico - (Junio 2008)

A continuación se listan algunos de los mandatos de este decreto:

a. Costos Marginales Idealizados

Hasta el 31 de diciembre de 2013, 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.

b. Régimen de potencia

Solo tendrán derecho a la remuneración por Potencia 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. Antes se tomaba en cuenta la indisponibilidad, pero ahora "si no se tiene disponibilidad de combustible al 100%, no se recibe pago por potencia". En el caso de gas natural, mantener stocks es muy costoso, por lo tanto, significa tener contratos de suministro de gas natural delivery or pay y contratos de transporte firme (no interrumpible).

c. Retribución del sistema garantizado de transmisión-

Antes, el sistema era pagado por los usuarios y los generadores en función del beneficio económico que recibían. Hoy, lo pagan exclusivamente los usuarios (sólo la demanda). Esto es beneficioso para los generadores, ya que los libera de pagar por la transmisión troncal. Supuestamente es una medida para promover inversión en nueva generación.

d. Reasignación de gas natural en caso de congestión de suministro

En caso de congestión declarada por el MINEM, las partes pueden llegar a acuerdos de transferencia de gas para que el despacho sea el más eficiente. Si no llegan a un acuerdo, el COES reasigna el gas natural y la capacidad de transporte de gas natural de la manera más eficiente y calcula la compensación entre las partes.

e. Incentivos para proyectos hidroeléctricos

Se modifica la Ley N° 28832 a fin de incorporar un incentivo a la contratación de energía hidroeléctrica, estableciendo que en el proceso de otorgamiento de Buena Pro de las ofertas económicas de proyectos hidroeléctricos (no aplicable a centrales existentes), se les aplicará un factor de descuento, el mismo que será establecido en las bases conforme al reglamento que será expedido. Los postores ganadores deberán presentar una garantía de ejecución de obras. Esto incide negativamente sobre proyectos termoeléctricos.

f. Incentivo a la contratación del Servicio Firme y eficiencia en el uso del gas natural

Los generadores que contraten Servicio Firme tendrán derecho a una compensación que garantice la recuperación del pago de transporte de gas que eficientemente harían en virtud de dicho contrato. La compensación se incluye para que los generadores reduzcan el riesgo de variación de demanda en estos casos, ya que en un servicio firme el transporte se paga sí o sí. Para hacerse acreedor de esta compensación, la norma ha incluido requerimientos de eficiencia dirigidos a la instalación de ciclos combinados.

g. Incentivo por seguridad de suministro (tecnologías duales)

Se incluye una compensación para los generadores que operen con gas natural y que tengan equipos o instalaciones que permitan la operación con un combustible alternativo. Esta compensación será establecida por OSINERGMIN. Esta disposición busca incentivar la denominada tecnología "dual". En la actualidad esta tecnología solo admite como combustible de reserva Diesel, un combustible mucho más caro que el Gas Natural.

A.9 Decreto de Urgencia que asegura continuidad en la prestación del servicio eléctrico - D.U. N° 049-2008 (Diciembre 2008)

Se explica a continuación a) los Costos Marginales Idealizados y b) el Tratamiento de los Retiros sin Contrato.

a. Costos Marginales Idealizados

Para efectos del cálculo de los costos marginales del sistema, el COES deberá realizar un despacho idealizado que no considere restricciones de transmisión ni transporte o suministro

de gas natural. En consecuencia los costos marginales a utilizarse en las transacciones de corto plazo, serán marginales idealizados. Se establece además un tope a los costos marginales equivalente a 100 USD/MWh. Los costos variables de las unidades que despachen por encima de costo marginal idealizado o del tope fijado serán trasladados a la demanda a través del Peaje de Conexión al Sistema Principal de Transmisión.

b. Tratamiento de los Retiros sin Contrato

Serán asumidos por los generadores en proporción a su energía firme libre de contratos y la diferencia en sus costos de producción o adquisición en el sistema y el precio regulado, será asumida por la demanda a través de un cargo adicional en el Peaje de Conexión al Sistema Principal de Transmisión.

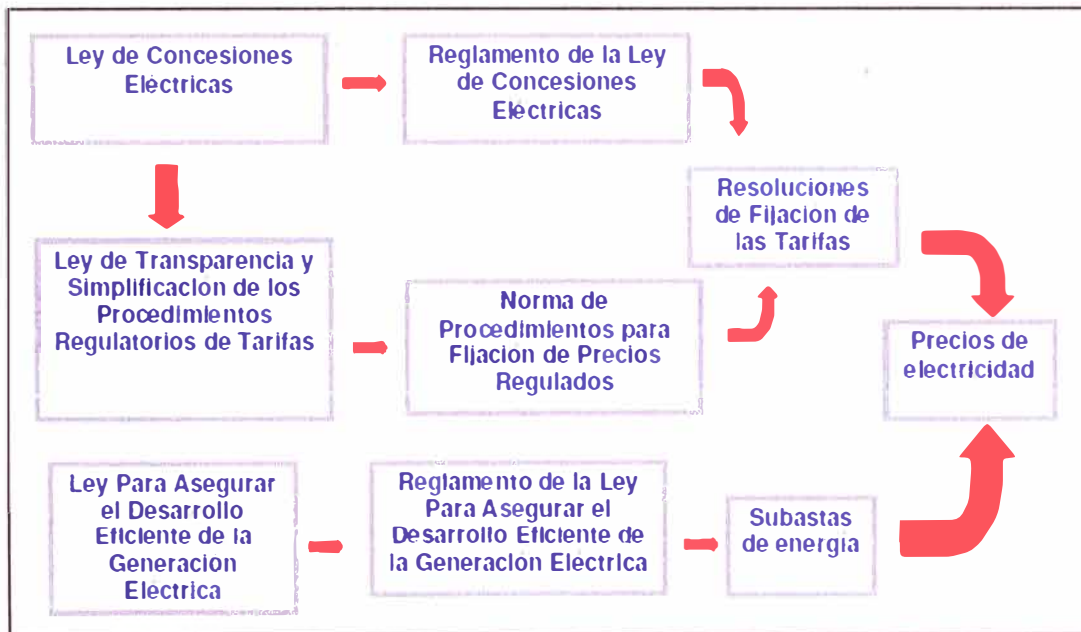


Fig. A.2 Modificación de las Leyes

ANEXO B FICHAS TÉCNICAS MODELOS DE LAS CENTRALES DE CICLO COMBINADO

CENTRAL		C.T. KALLPA	C.T. KALLPA	C.T. KALLPA	C.T. KALLPA
UNIDAD / MODO DE OPERACIÓN		TG1 & TG2 + TV	TG2 & TG3 + TV	TG1 & TG3 + TV	TG1 & TG2 & TG3 + TV
1. DATOS FABRICANTE					
Fabricante		Siemens / GE	Siemens / GE	Siemens / GE	Siemens / GE
Modelo					
Serie					
2. DISPONIBILIDAD					
Potencia Efectiva	MW	563.86	575.69	570.28	860.72
Potencia Nominal	MW				
Potencia Nominal Aparente	MVA	651	665	651	984
Potencia Máxima	MW				
Potencia Mínima	MW	330	330	330	500
3. TIEMPOS					
Velocidad Toma de Carga	MW/min.	12	12	12	18
Velocidad Reduccion de Carga	MW/min.	12	12	12	18
Tiempo Sincronización (1)	min.	90 - 1440 (2)	90 - 1440 (2)	90 - 1440 (2)	90 - 1440 (2)
Tiempo Mínimo entre Arranques S	Hrs	168	168	168	168
Tiempo Mínimo de Operación (4)	Hrs	168	168	168	168
6. RESTRICCIONES					
Carga Mínima	MW	330	330	330	500
Tiempo Máximo en Carga Minima	Hrs.	INDEFINIDO	INDEFINIDO	INDEFINIDO	INDEFINIDO
7. COMBUSTIBLE					
Tipo		Gas Natural	Gas Natural	Gas Natural	Gas Natural
Consumo desde el Arranque hasta	MPC	50	50	50	50
Consumo desde el Sincronismo hasta	MPC	5,950	5,950	5,950	8,690
Consumo desde Base hasta fuera de	MPC	1,495	1,495	1,495	2,243
Consumo desde fuera de Sincronismo	MPC	4	4	4	4
10. OTROS					
Curva de Capabilidad	Si/No	Si	Si	Si	Si
Arranque en Black Start	Si/No	No	No	No	No
Servicios Auxiliares	MW	9.7	9.7	9.7	10.55
Consumo Específico (LHV)	BTU/KWh	6,318	6,267	6,295	6,136
Consumo Específico (HHV)	BTU/KWh	6,998	6,942	6,972	6,952
Rendimiento	kWh/MPC\$	154	155	155	158.6
Rendimiento	%	54%	54%	54%	56%
Inicio Operación Comercial		08-Ago-12	08-Ago-12	08-Ago-12	08-Ago-12
11. COSTO DE ARRANQUE					
Costo de Arranque (6)	kUS\$/Arranque	3,110	3,347	3,110	4,783
12. CVNC					
Costo Variable No Combustible (CUS\$/MWh)		3.345	3.345	3.345	3.345

Fig. N° B.1 Ficha Técnica de la C.T. Kallpa


CENTRAL UNIDAD			TG1+T2+TV	TG1+TG3+TV	TG2+TG3+TV	TG1+TG2+TG3+ TV
			1. DATOS FABRICANTE			
Fabricante			SIEMENS/GE	SIEMENS/GE	SIEMENS/GE	SIEMENS/GE
Modelo						
Serie						
2. DISPONIBILIDAD						
Potencia Efectiva			kW	560 000	560 000	811 140
Potencia Nominal			kW			
Potencia Nominal Aparente			kVA			
Potencia Máxima			kW			
Potencia Mínima			kW	286 150	321 450	321 340
3. TIEMPOS						
Velocidad Toma de Carga			MW/min	7 - 15	7 - 15	7 - 15
Velocidad Reducción de Carga			MW/min	7 - 15	7 - 15	7 - 15
Tiempo Sincronización (1era Unidad)			min	25,0	25,0	25,0
Tiempo Sincronización Arranque Frio ⁽⁵⁾			min			
Tiempo Sincronización Arranque Templado ⁽⁵⁾			min			
Tiempo Sincronización Arranque Caliente ⁽⁵⁾			min			
Tiempo Mínimo entre Arranques Sucesivos			h			
Tiempo min. Operación			h	168,0	168,0	168,0
4. TENSION						
Tensión Mínima Generación			kV			
Tensión Nominal Generación			kV			
Tensión Máxima Generación			kV			
Tensión Min. de Excitación VDC			V			
Tensión Máx. de Excitación VDC			V			
5. CAPACIDAD GENERACIÓN REACTIVA ⁽³⁾						
CAPACITIVA	en mínimo técnico	Mvar				
	al 50 %	Mvar				
	al 100 %	Mvar				
INDUCTIVA	en mínimo técnico	Mvar				
	al 50 %	Mvar				
	al 100 %	Mvar				
6. RESTRICCIONES						
Carga Mínima			kW	286 150	321 450	321 340
Tiempo de Carga Mínima			h	Indefinido	Indefinido	Indefinido
7. COMBUSTIBLE ⁽⁷⁾						
Tipo				GN	GN	GN
Consumo desde el Arranque hasta el Sincronismo			Mpc			
Consumo desde el Sincronismo hasta Carga Base			Mpc			
Consumo desde Base hasta fuera de Sincronismo			Mpc			
Consumo desde fuera de Sincronismo hasta Parada			Mpc			
8. ESTADISTMO						
Valor Actual			%			
Rango de Variación			%			
9. BANDA MUERTA			Hz			
10. RENDIMIENTOS						
Consumo Específico de Calor ⁽⁶⁾			Btu/kWh	6 162,59	6 162,59	6 162,59
Rendimiento ⁽⁹⁾			kWh/MPCS	158,26	158,26	158,26
11. COSTO						
Costo de Mantenimiento por Arranque (CMarr)			US\$/Arr			
Costo Variable No Combustible (CVNC)			US\$/MWh	3,345 ⁽⁸⁾	3,345 ⁽⁸⁾	3,345 ⁽⁸⁾
12. OTROS						
Curva de Capacidad ⁽⁴⁾			Si/No	Si	Si	Si
Arranque en Black Start			Si/No	No	No	No
Servicios Auxiliares			kW			11 821,90
Inicio Operación Comercial				15-nov-12	15-nov-12	15-nov-12

Fig. N° B.2 Ficha Técnica de la C.T. Chilca Uno

CENTRAL UNIDAD			A		
			TG3 en CC GAS	TG4 en CC GAS	G3+TG4 en C Sin Agua
1. DATOS FABRICANTE					
Fabricante					
Modelo					
Serie					
2. DISPONIBILIDAD					
Potencia Efectiva	Sin Fuego Adicional	kW	231 244,14	220 107,87	445 044,74
	Con Fuego Adicional	kW	241 003,89	231 799,12	484 999,07
Potencia Nominal					
Potencia Nominal Aparente					
Potencia Máxima					
Potencia Mínima			158 000,0	158 000,0	289 000,0
3. TIEMPOS					
Velocidad Toma de Carga			MW/min	2,5	2,5
Velocidad Reducción de Carga			MW/min	6,0	6,0
Tiempo Sincronización	Arranque Frío	min			
	Arranque Caliente	min			
Tiempo Mín. entre Arranq. Sucesivos			h	4,0	4,0
Tiempo min. Operación			h	168,0	168,0
Tiempo transf. de combustible:	GN a DB5	h			
	DB5 a GN	h			
4. TENSION					
Tensión Mínima Generación			kV		
Tensión Nominal Generación			kV		
Tensión Máxima Generación			kV		
Tensión Min. de Excitación VDC			V		
Tensión Máx. de Excitación VDC			V		
5. CAPACIDAD GENERACION REACTIVA					
CAPACITIVA	en mínimo técnico	Mvar			
	al 50 %	Mvar			
	al 100 %	Mvar			
INDUCTIVA	en mínimo técnico	Mvar			
	al 50 %	Mvar			
	al 100 %	Mvar			
6. RESTRICCIONES					
Carga Mínima			kW	158 000,0	158 000,0
Tiempo de Carga Mínima			h	Indefinido	Indefinido
7. COMBUSTIBLE					
Tipo					
Consumo desde el Arranque hasta el Sincronismo			m ³ , gal		206 932,00
Consumo desde el Sincronismo hasta Carga Base			m ³ , gal		
Consumo desde Base hasta fuera de Sincronismo			m ³ , gal		20 342,00
Consumo desde fuera de Sincronismo hasta Parada			m ³ , gal		
8. ESTADISTMO					
Valor Actual			%		
Rango de Variación			%		
9. BANDA MUERTA			Hz		
10. RENDIMIENTOS					
Cons. Específ. Calor	Sin Fuego Adicional	Btu/kWh	6 084,94	6 173,99	6 234,65
	Con Fuego Adicional	Btu/kWh	6 277,99	6 306,18	6 214,13
Rendimiento	Sin Fuego Adicional	kWh/MPCS	160,29	157,99	156,32
	Con Fuego Adicional	kWh/MPCS	155,36	154,58	156,83
11. COSTOS					
Costo de Mantenimiento por Arranque (CMarr)			US\$/Arr		
Costo Variable No Combustible (CVNC)			US\$/MWh		
12. OTROS					
Curva de Capabilidad			Si/No		
Arranque en Black Start			Si/No		
Serv. Auxiliares	Sin Fuego Adicional	kW	7 900,81	6 751,84	8 653,84
	Con Fuego Adicional	kW	7 446,68	6 855,84	8 937,91
Inicio Operación Comercial					

Fig. N° B.3 Ficha Técnica de la C.T. Ventanilla

ANEXO C CRITERIOS Y CONSIDERACIONES PARA EL CALCULO DE LOS COSTOS MARGINAL DE CORTO PLAZO

	CRITERIOS Y CONSIDERACIONES PARA LA DETERMINACIÓN DEL COSTO MARGINAL DE CORTO PLAZO DURANTE LA VIGENCIA DEL DECRETO DE URGENCIA N° 049-2008	SUBDIRECCIÓN DE EVALUACIÓN COES/DO/SEV/001/2011
		Fecha 29 de noviembre de 2011 v1 31 de mayo de 2012 v2 02 de julio de 2012 v3 31 de agosto de 2012 v4 12 de noviembre de 2012 v5 28 de diciembre de 2012 v6 26 de febrero de 2013 v7 04 de abril de 2013 v8

1. OBJETIVO

Establecer los criterios y consideraciones para la elaboración del *Despacho sin restricciones de transporte de gas natural de Camisea y transporte eléctrico (D-sRT)* y la determinación del *Costo marginal de corto plazo del Sistema durante la vigencia del Decreto de Urgencia N° 049-2008 (CMgCP)*

2. MARCO LEGAL

Los criterios y consideraciones expuestos en el presente documento se encuentran enmarcados en

- 2.1 Artículo 1° del Decreto de Urgencia N° 049-2008
- 2.2 Inciso (a) del numeral 5.3 de la Resolución OSINERGMIN N° 001-2009-OS/CD
- 2.3 Artículo 1° de la Resolución Ministerial N° 607-2008-MEM/DM
- 2.4 El Acuerdo de Directorio señalado en el numeral 3 del O.D.1 de la Sesión de Directorio N° 330 del 23 de abril de 2009
- 2.5 Decreto de Urgencia N° 079-2010

3. RESPONSABILIDADES

- 3.1 El COES aprueba mensualmente los CMgCP para las valorizaciones de transferencias de energía activa.
- 3.2 El COES elabora diariamente el D-sRT y determinar los CMgCP, luego publica en su Portal de Internet los resultados encontrados y datos considerados.

4. CRITERIOS Y CONSIDERACIONES PARA LA ELABORACIÓN DEL D-sRT

El D-sRT se determina diariamente utilizando el mismo modelo matemático de optimización y consideraciones utilizadas en la elaboración del PDO (El PDO se elabora utilizando el *modelo matemático de optimización multinodal "NCP"*) siguiendo los criterios y las consideraciones siguientes:

- 4.1 La simulación comprenderá un horizonte de estudio de 00:00 h a 24:00 h (un día), en periodos de 30 minutos
- 4.2 Disponibilidad ilimitada de gas natural de Camisea para las unidades de generación que utilicen dicho combustible

tampoco considerará los cambios de topología asociados a las operaciones de exportación / importación de electricidad

5. EL COSTO MARGINAL DE CORTO PLAZO (CMgCP)

- 5.1** El CMgCP de la barra de referencia es determinado conforme al Procedimiento Técnico N° 07 utilizando costos variables vigentes publicados en el PDO. Los factores de pérdidas marginales se determinan como el cociente del costo marginal reportado por el modelo NCP de cada barra, con respecto al costo marginal reportado por el modelo NCP de la barra de referencia (Santa Rosa 220 kV). La calificación de la operación de las unidades se realiza de acuerdo al resultado del D-sRT correspondiente
- 5.2** Para la expansión del costo marginal desde la barra de referencia hacia las demás barras de transferencias, se utilizan los factores de pérdidas marginales calculados en el paso previo.
- 5.3** Para las valorizaciones, el costo marginal de corto plazo nodal en ningún caso será superior al Valor Límite señalado por la normativa pertinente

- 4.3** Para las condiciones iniciales de la simulación, se consideran a todas las unidades de generación con la posibilidad de operar o parar desde las 00:00 h. Se mantiene el estado de conexión (conectado o desconectado) proveniente del PDO. Los sub modos de operación de una central de ciclo combinado, podrían asumir la condición inicial del modo de operación que los incluye con el objeto de alcanzar el mínimo costo de operación (por ejemplo si el modo CC-TG1-TG2 está conectado, los sub modos incluidos en este modo, CC-TG1 y CC-TG2 podrían ser considerados como conectados)
- 4.4** La red eléctrica para el D-sRT incluye las instalaciones de transmisión previstas en el Plan Transitorio de Transmisión o del Plan de Transmisión que lo sustituya (Ver ANEXO I). Asimismo, en el modelo se incluyen todas las barras de transferencia utilizadas en la valorización de las transferencias de energía.
- 4.5** La demanda en barras, utilizada en la red modelada para el D-sRT, es determinada de acuerdo a la metodología descrita en el anexo II.
- 4.6** En el caso que se presente alguna congestión de transmisión, se considerará la adición de uno o más equipos de transmisión en paralelo con el equipo congestionado, con las mismas características eléctricas, hasta que la congestión sea superada.
- 4.7** Los caudales afluentes y volúmenes hidrológicos iniciales y meta considerados en el PDO.
- 4.8** El programa de mantenimiento de las unidades de generación y del sistema de transmisión considerados en el PDM.
- 4.9** El valor de reserva rotante considerados en el PDO. La asignación de esta reserva se mantendrá siempre que sea factible.
- 4.10** Los costos de arranque, costos de combustibles y costos variables no combustibles considerados en el PDO.
- 4.11** Las restricciones operativas de las unidades de generación conforme a sus fichas técnicas. En caso se presenten restricciones operativas transitorias, se considerarán las consignadas en el PDO.
- 4.12** Se considera la programación de unidades forzadas en los siguientes casos:
- Unidades por pruebas y por seguridad del sistema consideradas en el PDO
 - Unidades por regulación de tensión según lo especificado en el PDM.
 - Unidades de Cogeneración Calificada con el perfil de generación considerado en el PDO.
- 4.13** Excepcionalmente a las consideraciones anteriores, aquellas unidades cuyo ingreso por despacho económico requiere una evaluación en un horizonte semanal, se considerarán en el D-sRT con el mismo periodo de operación definido en el PDO correspondiente y para otras unidades de generación cuyo tiempo mínimo de operación es mayor a 24 horas, se considerarán con un tiempo mínimo de operación de 24 horas.
- 4.14** En caso de presentarse Intercambios de Electricidad con el sistema ecuatoriano, el D-sRT no considerará las operaciones de intercambio.

**ANEXO D DETALLE DEL CÁLCULO DEL MARGEN VARIABLE
ALTERNATIVA 1**

Margen Variable Estimado KALLPA	Miles US\$	520
I. Transacciones en el Spot	Miles US\$	-173
Retiros a CMg	Miles US\$	-203
Inyecciones a CMg	Miles US\$	95
Ingresos por Potencia	Miles US\$	-45
Compensaciones	Miles US\$	-19
II. Ingresos	Miles US\$	968
Ventas de Energía por Contratos	Miles US\$	753
Ingresos por CVOA-Cmg	Miles US\$	30
Ventas de Potencia por Contratos	Miles US\$	185
III. Egresos	Miles US\$	-252
Pago Suministro de Gas	Miles US\$	-135
Pago Transporte de Gas (ShiporPay)	Miles US\$	-117
Transporte Int y Acuerdos	Miles US\$	-
IV. Otros	Miles US\$	-24
SST	Miles US\$	-12
Otros	Miles US\$	-2
Minem y Osinergmin	Miles US\$	-10

Margen Variable Operativo	Miles US\$	-127
I. Transacciones en el Spot	Miles US\$	95
Inyecciones a CMg	Miles US\$	95
II. Ingresos	Miles US\$	30
Ingresos por CVOA-Cmg	Miles US\$	30
III. Egresos	Miles US\$	-252
Pago Suministro de Gas	Miles US\$	-135
Pago Transporte de Gas (ShiporPay)	Miles US\$	-117
Pago Transporte de Gas (Interrumpible)	Miles US\$	-
Margen Variable Comercial	Miles US\$	550
I. Transacciones en el Spot	Miles US\$	-203
Retiros a CMg	Miles US\$	-203
II. Ingresos	Miles US\$	753
Ventas de Energía por Contratos	Miles US\$	753

Margen Variable Estimado CHILCA UNO	Miles US\$	443
I. Transacciones en el Spot	Miles US\$	-64
Retiros a CMg	Miles US\$	-190
Inyecciones a CMg	Miles US\$	190
Ingresos por Potencia	Miles US\$	-45
Compensaciones	Miles US\$	-19
II. Ingresos	Miles US\$	886
Ventas de Energía por Contratos	Miles US\$	701
Ingresos por CVOA-Cmg	Miles US\$	-
Ventas de Potencia por Contratos	Miles US\$	185
III. Egresos	Miles US\$	-355
Pago Suministro de Gas	Miles US\$	-243
Pago Transporte de Gas (ShiporPay)	Miles US\$	-108
Transporte Int y Acuerdos	Miles US\$	-4
IV. Otros	Miles US\$	-24
SST	Miles US\$	-13
Otros	Miles US\$	-2
Minem y Osinergmin	Miles US\$	-9

Margen Variable Operativo	Miles US\$	-165
I. Transacciones en el Spot	Miles US\$	190
Inyecciones a CMg	Miles US\$	190
II. Ingresos	Miles US\$	-
Ingresos por CVOA-Cmg	Miles US\$	-
III. Egresos	Miles US\$	-355
Pago Suministro de Gas	Miles US\$	-243
Pago Transporte de Gas (ShiporPay)	Miles US\$	-108
Pago Transporte de Gas (Interrumpible)	Miles US\$	-4
Margen Variable Comercial	Miles US\$	511
I. Transacciones en el Spot	Miles US\$	-190
Retiros a CMg	Miles US\$	-190
II. Ingresos	Miles US\$	701
Ventas de Energía por Contratos	Miles US\$	701

Margen Variable Estimado FENIX	Miles US\$	306
I. Transacciones en el Spot	Miles US\$	-80
Retiros a CMg	Miles US\$	-121
Inyecciones a CMg	Miles US\$	105
Ingresos por Potencia	Miles US\$	-45
Compensaciones	Miles US\$	-19
II. Ingresos	Miles US\$	623
Ventas de Energía por Contratos	Miles US\$	436
Ingresos por CVOA-Cmg	Miles US\$	2
Ventas de Potencia por Contratos	Miles US\$	185
III. Egresos	Miles US\$	-221
Pago Suministro de Gas	Miles US\$	-142
Pago Transporte de Gas (ShiporPay)	Miles US\$	-79
Transporte Int y Acuerdos	Miles US\$	-
IV. Otros	Miles US\$	-16
SST	Miles US\$	-7
Otros	Miles US\$	-2
Minem y Osinergmin	Miles US\$	-6

Margen Variable Estimado -VENTANILLA	Miles US\$	301
I. Transacciones en el Spot	Miles US\$	-91
Retiros a CMg	Miles US\$	-111
Inyecciones a CMg	Miles US\$	84
Ingresos por Potencia	Miles US\$	-45
Compensaciones	Miles US\$	-19
II. Ingresos	Miles US\$	626
Ventas de Energía por Contratos	Miles US\$	401
Ingresos por CVOA-Cmg	Miles US\$	40
Ventas de Potencia por Contratos	Miles US\$	185
III. Egresos	Miles US\$	-218
Pago Suministro de Gas	Miles US\$	-129
Pago Transporte de Gas (ShiporPay)	Miles US\$	-89
Transporte Int y Acuerdos	Miles US\$	-
IV. Otros	Miles US\$	-15
SST	Miles US\$	-7
Otros	Miles US\$	-2
Minem y Osinergmin	Miles US\$	-6

Margen Variable Operativo	Miles US\$	-115
I. Transacciones en el Spot	Miles US\$	105
Inyecciones a CMg	Miles US\$	105
II. Ingresos	Miles US\$	2
Ingresos por CVOA-Cmg	Miles US\$	2
III. Egresos	Miles US\$	-221
Pago Suministro de Gas	Miles US\$	-142
Pago Transporte de Gas (ShiporPay)	Miles US\$	-79
Pago Transporte de Gas (Interrumpible)	Miles US\$	-
Margen Variable Comercial	Miles US\$	315
I. Transacciones en el Spot	Miles US\$	-121
Retiros a CMg	Miles US\$	-121
II. Ingresos	Miles US\$	436
Ventas de Energía por Contratos	Miles US\$	436

Margen Variable Operativo	Miles US\$	-94
I. Transacciones en el Spot	Miles US\$	84
Inyecciones a CMg	Miles US\$	84
II. Ingresos	Miles US\$	40
Ingresos por CVOA-Cmg	Miles US\$	40
III. Egresos	Miles US\$	-218
Pago Suministro de Gas	Miles US\$	-129
Pago Transporte de Gas (ShiporPay)	Miles US\$	-89
Pago Transporte de Gas (Interrumpible)	Miles US\$	-
Margen Variable Comercial	Miles US\$	290
I. Transacciones en el Spot	Miles US\$	-111
Retiros a CMg	Miles US\$	-111
II. Ingresos	Miles US\$	401
Ventas de Energía por Contratos	Miles US\$	401

ALTERNATIVA 2

Margen Variable Estimado -KALLPA	Miles US\$	507
I. Transacciones en el Spot	Miles US\$	-139
Retiros a CMg	Miles US\$	-203
Inyecciones a CMg	Miles US\$	128
Ingresos por Potencia	Miles US\$	-45
Compensaciones	Miles US\$	-19
II. Ingresos	Miles US\$	969
Ventas de Energía por Contratos	Miles US\$	753
Ingresos por CVOA-Cmg	Miles US\$	31
Ventas de Potencia por Contratos	Miles US\$	185
III. Egresos	Miles US\$	-296
Pago Suministro de Gas	Miles US\$	-179
Pago Transporte de Gas (ShiporPay)	Miles US\$	-117
Transporte Int y Acuerdos	Miles US\$	-
IV. Otros	Miles US\$	-28
SST	Miles US\$	-16
Otros	Miles US\$	-2
Minem y Osinermin	Miles US\$	-10

Margen Variable Operativo	Miles US\$	-136
I. Transacciones en el Spot	Miles US\$	128
Inyecciones a CMg	Miles US\$	128
II. Ingresos	Miles US\$	31
Ingresos por CVOA-Cmg	Miles US\$	31
III. Egresos	Miles US\$	-296
Pago Suministro de Gas	Miles US\$	-179
Pago Transporte de Gas (ShiporPay)	Miles US\$	-117
Pago Transporte de Gas (Interrumpible)	Miles US\$	-

Margen Variable Comercial	Miles US\$	550
I. Transacciones en el Spot	Miles US\$	-203
Retiros a CMg	Miles US\$	-203
II. Ingresos	Miles US\$	753
Ventas de Energía por Contratos	Miles US\$	753

Margen Variable Estimado-CHILCA UNO	Miles US\$	445
I. Transacciones en el Spot	Miles US\$	-78
Retiros a CMg	Miles US\$	-190
Inyecciones a CMg	Miles US\$	176
Ingresos por Potencia	Miles US\$	-45
Compensaciones	Miles US\$	-19
II. Ingresos	Miles US\$	886
Ventas de Energía por Contratos	Miles US\$	701
Ingresos por CVOA-Cmg	Miles US\$	-
Ventas de Potencia por Contratos	Miles US\$	185
III. Egresos	Miles US\$	-340
Pago Suministro de Gas	Miles US\$	-232
Pago Transporte de Gas (ShiporPay)	Miles US\$	-108
Transporte Int y Acuerdos	Miles US\$	-
IV. Otros	Miles US\$	-23
SST	Miles US\$	-12
Otros	Miles US\$	-2
Minem y Osinermin	Miles US\$	-9

Margen Variable Operativo	Miles US\$	-164
I. Transacciones en el Spot	Miles US\$	176
Inyecciones a CMg	Miles US\$	176
II. Ingresos	Miles US\$	-
Ingresos por CVOA-Cmg	Miles US\$	-
III. Egresos	Miles US\$	-340
Pago Suministro de Gas	Miles US\$	-232
Pago Transporte de Gas (ShiporPay)	Miles US\$	-108
Pago Transporte de Gas (Interrumpible)	Miles US\$	-

Margen Variable Comercial	Miles US\$	511
I. Transacciones en el Spot	Miles US\$	-190
Retiros a CMg	Miles US\$	-190
II. Ingresos	Miles US\$	701
Ventas de Energía por Contratos	Miles US\$	701

Margen Variable Estimado-FENIX	Miles US\$	305
I. Transacciones en el Spot	Miles US\$	-75
Retiros a CMg	Miles US\$	-121
Inyecciones a CMg	Miles US\$	110
Ingresos por Potencia	Miles US\$	-45
Compensaciones	Miles US\$	-19
II. Ingresos	Miles US\$	623
Ventas de Energía por Contratos	Miles US\$	436
Ingresos por CVOA-Cmg	Miles US\$	2
Ventas de Potencia por Contratos	Miles US\$	185
III. Egresos	Miles US\$	-228
Pago Suministro de Gas	Miles US\$	-149
Pago Transporte de Gas (ShiporPay)	Miles US\$	-79
Transporte Int y Acuerdos	Miles US\$	-
IV. Otros	Miles US\$	-16
SST	Miles US\$	-8
Otros	Miles US\$	-2
Minem y Osinergmin	Miles US\$	-6

Margen Variable Operativo	Miles US\$	-115
I. Transacciones en el Spot	Miles US\$	110
Inyecciones a CMg	Miles US\$	110
II. Ingresos	Miles US\$	2
Ingresos por CVOA-Cmg	Miles US\$	2
III. Egresos	Miles US\$	-228
Pago Suministro de Gas	Miles US\$	-149
Pago Transporte de Gas (ShiporPay)	Miles US\$	-79
Pago Transporte de Gas (Interrumpible)	Miles US\$	-
Margen Variable Comercial	Miles US\$	315
I. Transacciones en el Spot	Miles US\$	-121
Retiros a CMg	Miles US\$	-121
II. Ingresos	Miles US\$	436
Ventas de Energía por Contratos	Miles US\$	436

Margen Variable Estimado-VENTANILLA	Miles US\$	300
I. Transacciones en el Spot	Miles US\$	-86
Retiros a CMg	Miles US\$	-111
Inyecciones a CMg	Miles US\$	90
Ingresos por Potencia	Miles US\$	-45
Compensaciones	Miles US\$	-19
II. Ingresos	Miles US\$	622
Ventas de Energía por Contratos	Miles US\$	401
Ingresos por CVOA-Cmg	Miles US\$	36
Ventas de Potencia por Contratos	Miles US\$	185
III. Egresos	Miles US\$	-222
Pago Suministro de Gas	Miles US\$	-132
Pago Transporte de Gas (ShiporPay)	Miles US\$	-89
Transporte Int y Acuerdos	Miles US\$	-
IV. Otros	Miles US\$	-15
SST	Miles US\$	-7
Otros	Miles US\$	-2
Minem y Osinergmin	Miles US\$	-6

Margen Variable Operativo	Miles US\$	-96
I. Transacciones en el Spot	Miles US\$	90
Inyecciones a CMg	Miles US\$	90
II. Ingresos	Miles US\$	36
Ingresos por CVOA-Cmg	Miles US\$	36
III. Egresos	Miles US\$	-222
Pago Suministro de Gas	Miles US\$	-132
Pago Transporte de Gas (ShiporPay)	Miles US\$	-89
Pago Transporte de Gas (Interrumpible)	Miles US\$	-
Margen Variable Comercial	Miles US\$	290
I. Transacciones en el Spot	Miles US\$	-111
Retiros a CMg	Miles US\$	-111
II. Ingresos	Miles US\$	401
Ventas de Energía por Contratos	Miles US\$	401

ALTERNATIVA 3

Margen Variable Estimado-KALLPA	Miles US\$	530
I. Transacciones en el Spot	Miles US\$	-123
Retiros a CMg	Miles US\$	-203
Inyecciones a CMg	Miles US\$	144
Ingresos por Potencia	Miles US\$	-45
Compensaciones	Miles US\$	-19
II. Ingresos	Miles US\$	969
Ventas de Energía por Contratos	Miles US\$	753
Ingresos por CVOA-Cmg	Miles US\$	30
Ventas de Potencia por Contratos	Miles US\$	185
III. Egresos	Miles US\$	-260
Pago Suministro de Gas	Miles US\$	-143
Pago Transporte de Gas (ShiporPay)	Miles US\$	-117
Transporte Int y Acuerdos	Miles US\$	-
IV. Otros	Miles US\$	-25
SST	Miles US\$	-13
Otros	Miles US\$	-2
Minem y Osinergmin	Miles US\$	-10

Margen Variable Operativo	Miles US\$	-85
I. Transacciones en el Spot	Miles US\$	144
Inyecciones a CMg	Miles US\$	144
II. Ingresos	Miles US\$	30
Ingresos por CVOA-Cmg	Miles US\$	30
III. Egresos	Miles US\$	-260
Pago Suministro de Gas	Miles US\$	-143
Pago Transporte de Gas (ShiporPay)	Miles US\$	-117
Pago Transporte de Gas (Interrumpible)	Miles US\$	-

Margen Variable Comercial	Miles US\$	550
I. Transacciones en el Spot	Miles US\$	-203
Retiros a CMg	Miles US\$	-203
II. Ingresos	Miles US\$	753
Ventas de Energía por Contratos	Miles US\$	753

Margen Variable Estimado-CHILCA UNO	Miles US\$	438
I. Transacciones en el Spot	Miles US\$	-60
Retiros a CMg	Miles US\$	-190
Inyecciones a CMg	Miles US\$	193
Ingresos por Potencia	Miles US\$	-45
Compensaciones	Miles US\$	-19
II. Ingresos	Miles US\$	886
Ventas de Energía por Contratos	Miles US\$	701
Ingresos por CVOA-Cmg	Miles US\$	-
Ventas de Potencia por Contratos	Miles US\$	185
III. Egresos	Miles US\$	-363
Pago Suministro de Gas	Miles US\$	-248
Pago Transporte de Gas (ShiporPay)	Miles US\$	-108
Transporte Int y Acuerdos	Miles US\$	-7
IV. Otros	Miles US\$	-24
SST	Miles US\$	-13
Otros	Miles US\$	-2
Minem y Osinergmin	Miles US\$	-9

Margen Variable Operativo	Miles US\$	-170
I. Transacciones en el Spot	Miles US\$	193
Inyecciones a CMg	Miles US\$	193
II. Ingresos	Miles US\$	-
Ingresos por CVOA-Cmg	Miles US\$	-
III. Egresos	Miles US\$	-363
Pago Suministro de Gas	Miles US\$	-248
Pago Transporte de Gas (ShiporPay)	Miles US\$	-108
Pago Transporte de Gas (Interrumpible)	Miles US\$	-7

Margen Variable Comercial	Miles US\$	511
I. Transacciones en el Spot	Miles US\$	-190
Retiros a CMg	Miles US\$	-190
II. Ingresos	Miles US\$	701
Ventas de Energía por Contratos	Miles US\$	701

Margen Variable Estimado-FENIX	Miles US\$	308
I. Transacciones en el Spot	Miles US\$	-67
Retiros a CMg	Miles US\$	-121
Inyecciones a CMg	Miles US\$	118
Ingresos por Potencia	Miles US\$	-45
Compensaciones	Miles US\$	-19
II. Ingresos	Miles US\$	623
Ventas de Energía por Contratos	Miles US\$	436
Ingresos por CVOA-Cmg	Miles US\$	2
Ventas de Potencia por Contratos	Miles US\$	185
III. Egresos	Miles US\$	-232
Pago Suministro de Gas	Miles US\$	-153
Pago Transporte de Gas (ShiporPay)	Miles US\$	-79
Transporte Int y Acuerdos	Miles US\$	-
IV. Otros	Miles US\$	-16
SST	Miles US\$	-8
Otros	Miles US\$	-2
Minem y Osinergmin	Miles US\$	-6

Margen Variable Estimado-VENTANILLA	Miles US\$	298
I. Transacciones en el Spot	Miles US\$	-90
Retiros a CMg	Miles US\$	-111
Inyecciones a CMg	Miles US\$	85
Ingresos por Potencia	Miles US\$	-45
Compensaciones	Miles US\$	-19
II. Ingresos	Miles US\$	626
Ventas de Energía por Contratos	Miles US\$	401
Ingresos por CVOA-Cmg	Miles US\$	41
Ventas de Potencia por Contratos	Miles US\$	185
III. Egresos	Miles US\$	-223
Pago Suministro de Gas	Miles US\$	-134
Pago Transporte de Gas (ShiporPay)	Miles US\$	-89
Transporte Int y Acuerdos	Miles US\$	-
IV. Otros	Miles US\$	-15
SST	Miles US\$	-7
Otros	Miles US\$	-2
Minem y Osinergmin	Miles US\$	-6

Margen Variable Operativo	Miles US\$	-112
I. Transacciones en el Spot	Miles US\$	118
Inyecciones a CMg	Miles US\$	118
II. Ingresos	Miles US\$	2
Ingresos por CVOA-Cmg	Miles US\$	2
III. Egresos	Miles US\$	-232
Pago Suministro de Gas	Miles US\$	-153
Pago Transporte de Gas (ShiporPay)	Miles US\$	-79
Pago Transporte de Gas (Interrumpible)	Miles US\$	-
Margen Variable Comercial	Miles US\$	315
I. Transacciones en el Spot	Miles US\$	-121
Retiros a CMg	Miles US\$	-121
II. Ingresos	Miles US\$	436
Ventas de Energía por Contratos	Miles US\$	436

Margen Variable Operativo	Miles US\$	-98
I. Transacciones en el Spot	Miles US\$	85
Inyecciones a CMg	Miles US\$	85
II. Ingresos	Miles US\$	41
Ingresos por CVOA-Cmg	Miles US\$	41
III. Egresos	Miles US\$	-223
Pago Suministro de Gas	Miles US\$	-134
Pago Transporte de Gas (ShiporPay)	Miles US\$	-89
Pago Transporte de Gas (Interrumpible)	Miles US\$	-
Margen Variable Comercial	Miles US\$	290
I. Transacciones en el Spot	Miles US\$	-111
Retiros a CMg	Miles US\$	-111
II. Ingresos	Miles US\$	401
Ventas de Energía por Contratos	Miles US\$	401

ANEXO E: DECRETO DE URGENCIA N° 049 -2008-EM

DECRETO DE URGENCIA N° 049-2008

DECRETO DE URGENCIA QUE ASEGURA CONTINUIDAD EN LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO

Concordancias:

1. [Ley N° 29179](#)
2. R. N° 001-2009-OS-CD ("Procedimientos para Compensación de los Costos Variables Adicionales y de los Retiros sin Contrato")
3. R. N° 002-2009-OS-CD (Procedimiento "Compensación por Generación Adicional")

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 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° 25844, 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 cuenten con contratos de suministro de energía que las 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 N° 28832, el Decreto de Urgencia N° 046-2007, el Decreto Legislativo N° 1041 y el Decreto de Urgencia N° 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; sin 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 118 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 118 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.- 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 2.- 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, sin contar con los respectivos contratos de suministro con las empresas generadoras, serán asignados a las empresas generadoras de electricidad, valorizados 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 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 3.- Unidades de generación al amparo del Decreto de Urgencia N° 037-2008

Las unidades de generación que se instalen al amparo del Decreto de Urgencia N° 037-2008, serán consideradas para efectos de distribuir los retiros sin contrato en las condiciones señaladas el Artículo 2 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 1 del presente Decreto de Urgencia.

Artículo 4.- Procedimientos

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

Artículo 5.- Vigencia y Refrendo (*)¹

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 6.- Derogatoria

Deróguese el Decreto de Urgencia N° 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 diecisiete 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

¹ (*) Mediante el Artículo 1º del Decreto de Urgencia N° 079-2010, publicado con fecha 16 de diciembre de 2010, se prorrogó la vigencia del presente Decreto hasta el 31 de diciembre de 2013.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Dammert, Alfredo, et al, "Regulación y Supervisión del Sector Eléctrico", FondoEditorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú, 2008.
- [2] Ministerio de Energía y Minas, Ley N° 27133, Ley de Promoción y Desarrollo de la Industria del Gas Natural, Lima, junio de 1999..
- [3] COES-SINAC, "Estadística de Operaciones", 2013.
- [4] Ministerio de Energía y Minas, "Perú, Sector Eléctrico 2013".
- [5] Díez de Castro, Luis y Mascareñas, Juan, "Ingeniería Financiera", Mc Graw Hill, 2da.Edición
- [6] Wood, Allen J. y Wollenberg, Bruce; "Power Generation, Operation and Control"; ISBN:0471586994
- [7] ENDESA, "Nivel óptimo de contratos de suministro y análisis de riesgo", 2001.
- [8] COES SINAC, Procedimiento N° 31-C Información de Precios y Calidad de combustible Gas Natural, Lima, diciembre 2002
- [9] ENDESA Centrales Térmicas de Ciclo Combinado Teoría y Proyecto, Sabugal García, Santiago, 2006
- [10] OSINERGMIN, Informe N° 0127-2010-GART; "Informe para la Publicación de Los Precios en Barra"; Período mayo 2013 - abril 2014.
- [11] COES-SINAC; "Procedimientos Técnicos".
<http://www.coes.org.pe/coes/Procedimientos/procedimientos.asp>