

# **UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



## **ANÁLISIS DE LAS COMPENSACIONES POR REDISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL DE CAMISEA 2008**

**INFORME DE SUFICIENCIA**

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

**INGENIERO ELÉCTRICISTA**

**PRESENTADO POR:**

**RUBÉN DARÍO ROSAS CARHUANCHO**

**PROMOCIÓN  
2006-I**

**LIMA – PERÚ  
2010**

**ANÁLISIS DE LAS COMPENSACIONES POR  
REDISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL DE CAMISEA 2008**

*Para aquellos emprendedores que hacen  
realidad sus sueños y esperanzas.*

## SUMARIO

A mediados del 2008 la demanda de gas natural proveniente de Camisea comenzó a incrementarse debido principalmente al aumento de demanda de energía eléctrica en el sistema, por lo que, el Sistema de Transporte de gas natural de la empresa Transportadora de Gas del Perú S.A. en el tramo Humay – Lurín fue operando a su máxima capacidad, dando lugar a una situación de congestión del gasoducto.

Debido a ello se publicó el Decreto Legislativo N° 1041, en la que dispone que el COES administre el uso del gas natural disponible de manera tal que se minimice el costo para la sociedad y a la vez calcular las compensaciones para los generadores perjudicados con la medida.

El COES empezó a calcular y asignar las compensaciones a los generadores perjudicados por el tema de redistribución de gas, pero esta compensación calculada se encontraba muy por encima de los valores calculados por las propias empresas generadoras involucradas en el tema.

Por ello, es objetivo del presente trabajo plantear diversos criterios adicionales para la determinación de las compensaciones asociadas a la redistribución de gas natural de Camisea, luego se compararán los resultados económicos derivados de utilizar los criterios del COES y los propuestos en el presente Informe, se llegará a demostrar que las transacciones económicas que realizan los agentes involucradas de forma independiente se encuentra dentro de un equilibrio económico.

## ÍNDICE

<b>INTRODUCCIÓN</b>	1
<b>CAPÍTULO I</b>	
<b>PLANTEAMIENTO DE INGENIERÍA DEL PROBLEMA</b>	
1.1 Descripción del Problema	3
1.2 Objetivos	3
1.2.1 Objetivo General	3
1.2.2 Objetivos Específicos	3
<b>CAPÍTULO II</b>	
<b>MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL</b>	
2.1 Antecedentes	4
2.2 El Gas Natural	5
2.2.1 Definición	6
2.2.2 Actividades del Gas Natural	8
2.2.3 El Gas Natural en el Perú	11
2.2.4 El Gas Natural de Camisea	12
2.3 Centrales Térmicas a Gas	15
2.3.1 Centrales Térmicas de Ciclo Simple	15
2.3.2 Centrales Térmicas de Ciclo Combinado	19
2.4 El Equilibrio General y la Teoría del Bienestar	21
2.4.1 Economía del Bienestar	21
2.4.2 Eficiencia de Pareto	22
2.4.3 Primer Teorema Fundamental de la Economía del Bienestar	22
<b>CAPÍTULO III</b>	
<b>METODOLOGÍA PARA LA SOLUCIÓN DEL PROBLEMA</b>	
3.1 Noción de Compensación por Redistribución de Gas Natural	25
3.2 Criterios para la Determinación de Perjuicios y Beneficios derivados de la Reasignación del uso del gas de Camisea	25
3.3 Metodología para calcular las Compensaciones Adicionales por Redistribución de Gas	26
3.3.1 Escenario 1	26
3.3.2 Escenario 2	28

3.3.3 Escenario 3	29
<b>CAPÍTULO IV</b>	
<b>ANÁLISIS DE DETERMINACIÓN DE BENEFICIOS Y PERJUICIOS DERIVADOS DE LA REASIGNACIÓN DE GAS DE CAMISEA</b>	
4.1 Análisis del Escenario 1	31
4.1.1 Análisis Técnico	31
4.1.2 Análisis Económico	32
4.2 Análisis del Escenario 2	33
4.2.1 Análisis Técnico	33
4.2.2 Análisis Económico	34
4.3 Análisis del Escenario 3	36
4.3.1 Análisis Técnico	36
4.3.2 Análisis Económico	36
4.4 Evaluaciones Económicas	37
4.4.1 Resultados de las Compensaciones	37
4.4.2 La Economía del Bienestar en el Pago de Compensaciones	39
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	46
<b>ANEXOS</b>	48
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	62

## INTRODUCCIÓN

El auge de las industrias y la minería fueron fortaleciendo la economía peruana, la cual derivó en un crecimiento económico en el país, que ha sido considerable en los últimos años, motivo por el cual la demanda de energía eléctrica superó todas las proyecciones que se habían previsto, a lo anterior habría que sumarle también, que en el segundo semestre del año 2008 se empezó a constatar la presencia de un año seco, lo cual hace que la generación hidráulica se vea reducida y que los precios de la energía eléctrica en el mercado sean altos.

A finales del 2007 la demanda de gas natural proveniente de Camisea comenzó a tener un crecimiento, con lo cual el Sistema de Transporte de gas natural de la empresa Transportadora de Gas del Perú S.A. en el tramo Humay – Lurín fue operado a su máxima capacidad, dando lugar a una situación de congestión del gasoducto.

En las valorizaciones mensuales, el operador del Sistema Interconectado Nacional (COES) asignó compensaciones económicas a los generadores eléctricos perjudicados con la redistribución de gas durante los períodos en el que se había declarado congestión en el servicio de transporte de gas; el operador del sistema planteó algunos criterios que no necesariamente se reflejaban en un pago real de las empresas, mediante el presente Trabajo se establecen diversos criterios para calcular las compensaciones asociadas a la redistribución de gas natural, las cuales deberían cubrir los costos incurridos durante la reasignación de gas natural, luego de ello se demostrará que en las transacciones económicas por redistribución de gas natural se llega a alcanzar un equilibrio económico entre los agentes involucrados.

Se ha visto por conveniente desarrollar el presente Trabajo en cuatro capítulos definidos:

El Primer Capítulo, describe el Planteamiento de Ingeniería al Problema, se describe la problemática asociada al tema y se plantean los objetivos.

El Segundo Capítulo, presenta el marco teórico, se describen los antecedentes al problema y se muestra un poco el papel que juega en la actualidad el gas natural, se realiza una descripción específica para el gas natural de Camisea, así como también, se describe la utilización del gas en las centrales térmicas y se finaliza con la teoría del intercambio económico.

El Tercer Capítulo, contiene el Planteamiento del Problema, allí se describen a detalle los diversos criterios utilizados para la determinación de compensaciones, se definen los principales criterios a seguir para abordar el problema y se plantea el desarrollo de tres escenarios a analizar.

El Cuarto Capítulo, contiene un análisis técnico y económico de los criterios que se plantean para cada uno de los escenarios de análisis, finalmente se presentan las comparaciones de los resultados y se establece una asociación de la teoría económica de bienestar a los resultados.

Se finaliza el informe con las conclusiones, se presentan las recomendaciones y anexos y se finaliza con la bibliografía.



# **CAPÍTULO I**

## **PLANTEAMIENTO DE INGENIERÍA DEL PROBLEMA**

### **1.1 Descripción del Problema**

El operador del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (COES) empezó, a partir del 15 de agosto de 2008 y durante los períodos de congestión en el transporte de gas natural, a determinar las compensaciones asociadas a la redistribución de gas natural de Camisea dentro del marco normativo vigente en ese momento.

Los montos que el COES asignaba como compensación mensual a las empresas generadoras perjudicadas con la redistribución de gas natural, eran considerablemente elevadas, llegando a estar hasta en un 500% por encima de los montos calculados por las propias empresas generadoras. Si bien es cierto el COES trató de aplicar lo establecido en la normativa vigente, el principal problema se presentaba en la forma en que se aplicaban los criterios para establecer los cálculos de compensaciones.

### **1.2 Objetivos**

#### **1.2.1 Objetivo General**

Plantear criterios para el cálculo de las compensaciones por redistribución de gas natural de Camisea en el marco del Artículo 4º del DL 1041.

#### **1.2.2 Objetivos Específicos**

Demostrar que bajo ciertas premisas o criterios, las compensaciones por redistribución de gas natural de Camisea, calculadas por el COES se encuentran sobreestimadas con respecto a los cálculos de las propias empresas involucradas con la redistribución descrita.

Demostrar que ante una situación de intercambio económico entre varios agentes, éstos pueden llegar al equilibrio económico de manera independiente, por ello estudiaremos el Equilibrio General y algunos temas de Bienestar.

## **CAPÍTULO II**

### **MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL**

#### **2.1 Antecedentes**

El crecimiento de la economía en el país ha sido significativo durante los últimos años, esto ha traído consigo un crecimiento en la demanda de energía eléctrica que ha superado las expectativas previstas, a lo anterior habría que unirse que en el segundo semestre del 2008 la disponibilidad de los recursos hídricos para generación eléctrica ha sido reducida.

A inicios de mayo 2008 la demanda del gas natural proveniente de Camisea comenzó a traer problemas en el ducto de transporte de gas natural con lo cual el Sistema de Transporte de gas natural operado por Transportadora de Gas del Perú S.A. en el tramo Humay – Lurín fue llevada a su máxima capacidad, transportando un promedio de 280 MMPCD, dando lugar a una situación de congestión del gasoducto.

El 26 de junio de 2008 se publicó el Decreto Legislativo N° 1041 [1], que entre otras disposiciones, establece que, durante el tiempo que demandaría la ampliación de la Red Principal, se podrían presentar eventos de restricción en el suministro de gas natural a las centrales termoeléctricas por congestión en la capacidad de transporte de los gasoductos, en tal escenario, el COES debe administrar y reasignar el uso del gas natural disponible de forma de minimizar el costo para la sociedad y a su vez compensar a los generadores perjudicados con la medida.

A raíz del problema, el 31 de julio de 2008 el Ministerio de Energía y Minas con Resolución Ministerial N° 358-2008-MEM/DM [2] declaró la existencia de congestión en el suministro de gas natural para fines de generación eléctrica hasta el 30 de septiembre de 2009, la cual fue ampliada hasta el 31 de diciembre de 2009 mediante Resolución Ministerial N° 430-2009-MEM/DM [3] con la finalidad de activar el mecanismo que se había previsto en el artículo 4° y en concordancia con la Quinta Disposición Transitoria del Decreto Legislativo N° 1041.

Básicamente lo que se estableció en el artículo 4° del Decreto Legislativo N° 1041 fue: "... En tales situaciones de congestión en el suministro de gas natural, el COES puede redistribuir el gas o la capacidad de transporte disponible para los Generadores a efectos del despacho eficiente del SEIN. Los Generadores perjudicados con la

reasignación efectuada por el COES recibirán una compensación que cubra los costos adicionales incurridos debidos a dicha reasignación. Los Generadores beneficiados con la reasignación efectuada por el COES deberán asumir los costos de la compensación señalada en el párrafo anterior, de acuerdo a lo establecido en el Reglamento...”

Así mismo, la Quinta Disposición Transitoria del Decreto Legislativo N° 1041 establece "Cuando el COES ejerza las atribuciones señaladas en el artículo 4° del presente Decreto Legislativo desde la fecha de su publicación hasta que entre en vigencia la modificación a la definición de Potencia Firme, se aplicará lo siguiente: En el caso de restricción total o parcial de suministro de gas natural a centrales de generación eléctrica, debido a congestión en el sistema de transporte de la Red Principal definida en la Ley N° 27133, los costos marginales de corto plazo serán iguales a los costos marginales que se hubieran presentado sin la congestión, calculados por el COES mediante un despacho idealizado sin congestión. Los costos adicionales de combustibles en que incurran las centrales que operan con costos variables superiores a los referidos costos marginales de corto plazo del despacho idealizado sin congestión, serán pagados por los Generadores y los Usuarios en partes iguales. Los Generadores pagarán la parte que les corresponda en proporción a su energía firme”.

El 13 de agosto de 2008 se publicó la Reglamentación del artículo 4° y la Quinta Disposición Transitoria del Decreto Legislativo N° 1041 [4]. Se resume a continuación el artículo de análisis, "**Artículo 3°.- Costos adicionales de combustible.-** En el marco de la Quinta Disposición Transitoria del Decreto Legislativo, al finalizar el mes en el cual se produjeron las Situaciones de Congestión, el COES determinará los costos adicionales de combustible que reflejen los mayores costos que ha representado para el SEIN la operación de Unidades de Respaldo. La determinación de los costos adicionales de combustible se efectuará mediante la sumatoria de los productos de la correspondiente energía producida por cada Unidad de Respaldo, multiplicada por la diferencia entre sus costos variables totales y los respectivos Costos Marginales Idealizados, con inclusión de los factores de pérdidas que correspondan.”

## **2.2 El Gas Natural**

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.

A continuación cito del texto de Cáceres Graziani [5]: "... el gas natural se adapta a las necesidades modernas y por lo tanto ofrece, a los países que lo poseen y explotan, una ventaja competitiva importante. Estas ventajas del gas natural sobre otras fuentes de

energía han hecho que su utilización se incremente constantemente durante los últimos veinte años de manera que, en la actualidad, representa más del 20% de la energía que se consume en el mundo.

Debido a su bajo costo se puede anticipar que, progresivamente, los generadores eléctricos que usan petróleo o carbón irán reemplazando estos insumos por gas natural. Además en lo relativo a la inversión inicial, la generación eléctrica utilizando gas natural como fuente de energía, compite ventajosamente con una central hidráulica...”.

Cuando se refiere a la competitividad de una central térmica a gas natural y una central hidráulica, una de las razones principales por la que la generación con gas natural es competitiva en relación con la generación hidráulica es el bajo precio que tiene el recurso del gas natural para la producción de energía, sumada a una inversión menor, por lo tanto, si comparamos la inversión de una central térmica y hacemos una proyección de la cantidad de combustible que podría utilizar en un período de tiempo y comparamos con una central hidráulica en la que la inversión para la construcción es mayor pero el costo del recurso es casi nulo, el resultado será mucho más rentable a la primera en la medida en que el precio del gas sea bajo.

Por otro lado, precios bajos no implican optimización de recursos de un país, por ejemplo, supongamos que el precio de gas en un mercado se encuentre siempre por debajo del precio internacional, ello conllevaría a que no exista ningún interés para el descubrimiento de nuevos yacimientos de gas, provocando así un aislamiento de mercado y malgastar un recurso eficiente.

### **2.2.1 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

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 ( $C_5 H_{12}$ ), el hexano ( $C_6 H_{14}$ ), y el heptano ( $C_7 H_{16}$ ) 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  $-73\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Las bajas temperaturas permiten lograr la licuefacción de los gases, en el caso del gas natural es de  $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$ .) 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 transporta el 5% en buques criogénicos, a muy baja temperatura pero a presión atmosférica.

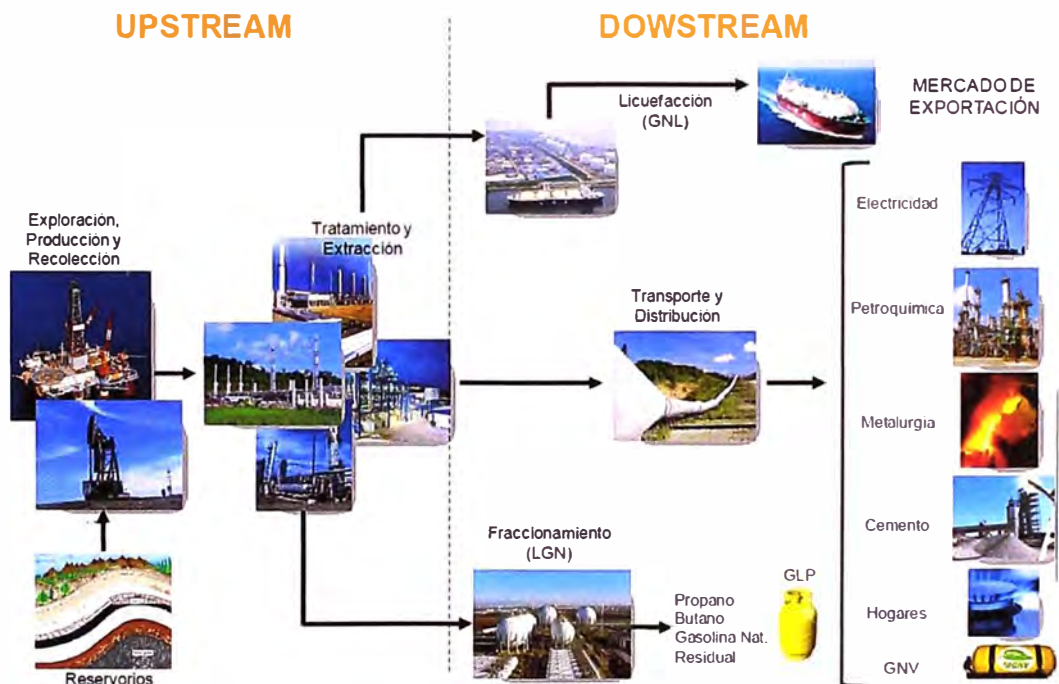
Por otro lado, las instalaciones típicas de explotación de gas natural cuentan normalmente con dos tipos de tuberías que van hasta los centros de consumo:

- 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.

### 2.2.2 Actividades del Gas Natural

Se puede definir dos grandes actividades en la actividad del gas natural, en la Fig. 2.1 se muestra más a detalle dichas actividades.



**Fig.2.1** Actividades del Gas Natural.

**Fuente:** Gas Energy Latin America.

#### a) Upstream

Actividad que es denominada también como "Agua Arriba", principalmente ésta comprende la exploración y explotación de los yacimientos hidrocarbúricos.

En la etapa de exploración se identifica el área de interés en la que se desea desarrollar, la que usualmente es un área virgen o desconocida.



Existen diversas metodologías como la geología de superficie, geología de campo, gravimetría, aeromagnetometría, geoquímica y física, etc. para la exploración de un área determinada.

Una vez que se tiene identificada el área de interés se procede a identificar las trampas o estructuras que pudieran contener petróleo y gas, para ello se utilizan metodologías como la sísmica 2D, 3D y 4D para poder analizar e interpretar los datos. Definidas las trampas de hidrocarburos (las cuales se denominan "Prospectos") se jerarquizan de acuerdo a las reservas estimadas y su potencial valor económico.

A continuación se procede a realizar la perforación exploratoria, con lo cual se puede constatar si realmente hay petróleo u otro hidrocarburo y de ésta manera certificar reservas. Se analizan las muestras del terreno a diferentes profundidades, también se realiza la delimitación de campo con la perforación de nuevos pozos exploratorios.

La siguiente etapa, es la etapa de explotación, para ello se debe contar con uno o más pozos productores y declarar la comercialidad de las mismas que previamente ha tenido una confirmación de reservas.

Las etapas de la explotación de hidrocarburos son: perforación de pozos de desarrollo, construcción de plantas de procesamiento, recuperación secundaria.

En la perforación de pozos de desarrollo, se concluyen éste tipo de estructuras y se implementan equipos especiales para este tipo de operaciones.

Las plantas de separación sirven básicamente para que el flujo de petróleo y el gas producidos por los pozos se separen, debido a que muchas veces el gas está mezclado con el petróleo, al salir por los separadores, el petróleo y el gas siguen rutas diferentes para cumplir con los distintos usos y aplicaciones.

Las plantas de procesamiento son un arreglo de unidades de procesamiento (reactores, intercambiadores de calor, columnas de destilación, absorbedores, evaporadores, tanques presurizados, etc.), integrados unos a otros de manera sistemática y racional. El objetivo principal es convertir las fracciones de hidrocarburos condensables, materia prima en la producción de Gas Licuado de Petróleo (GLP) y Gasolina Natural, como subproductos del gas natural denominados condensados.

## **b) Downstream**

Actividad que es denominada también como "Aguas Abajo", es el conjunto de actividades de la cadena productiva que se inician con la entrada del hidrocarburo en los sistemas de transporte hasta la entrega a los usuarios finales.

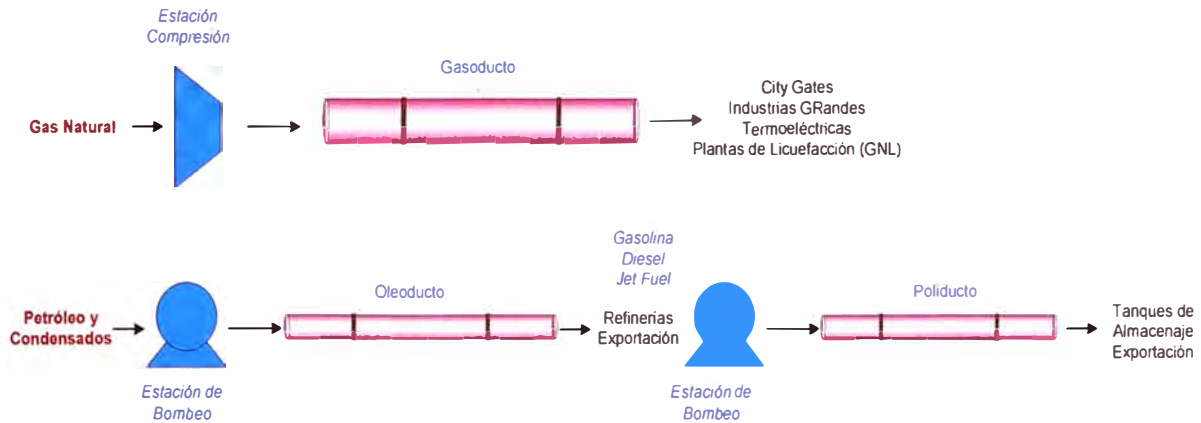
El transporte es la actividad de trasladar o conducir de un lugar a otro, hidrocarburos o sus derivados por medio de tuberías, utilizando para ello diversos medios e instalaciones.

Existen diversas modalidades para el transporte del hidrocarburo, dependiendo fundamentalmente de la condición en la que se encuentre el hidrocarburo.

Por ejemplo en el caso del gas, el transporte se realiza por medio de gasoductos (gas natural), barcos metaneros (GNL), gasoductos virtuales (GNV).

Para los líquidos se utilizan oleoductos (petróleo y condensado), poliducto (productos refinados), otros (cisternas, barcos, trenes, etc.)

La Fig. 2.2 se muestra las modalidades para el transporte de hidrocarburos.



**Fig.2.2** Modalidades para el Transporte de Hidrocarburos.

La distribución de gas natural a los usuarios se hace a través de red de ductos, por lo general empieza en el City Gate y termina en la puerta del usuario. Se realiza a presiones por debajo de los 50 bar en sistemas de tubería de acero y a presiones por debajo de 6 bar en redes de polietileno.

Un campo de gas natural es un área que produce gas natural. Puede abarcar uno o más yacimientos e incluye también los pozos y equipos de producción que están dentro del área.

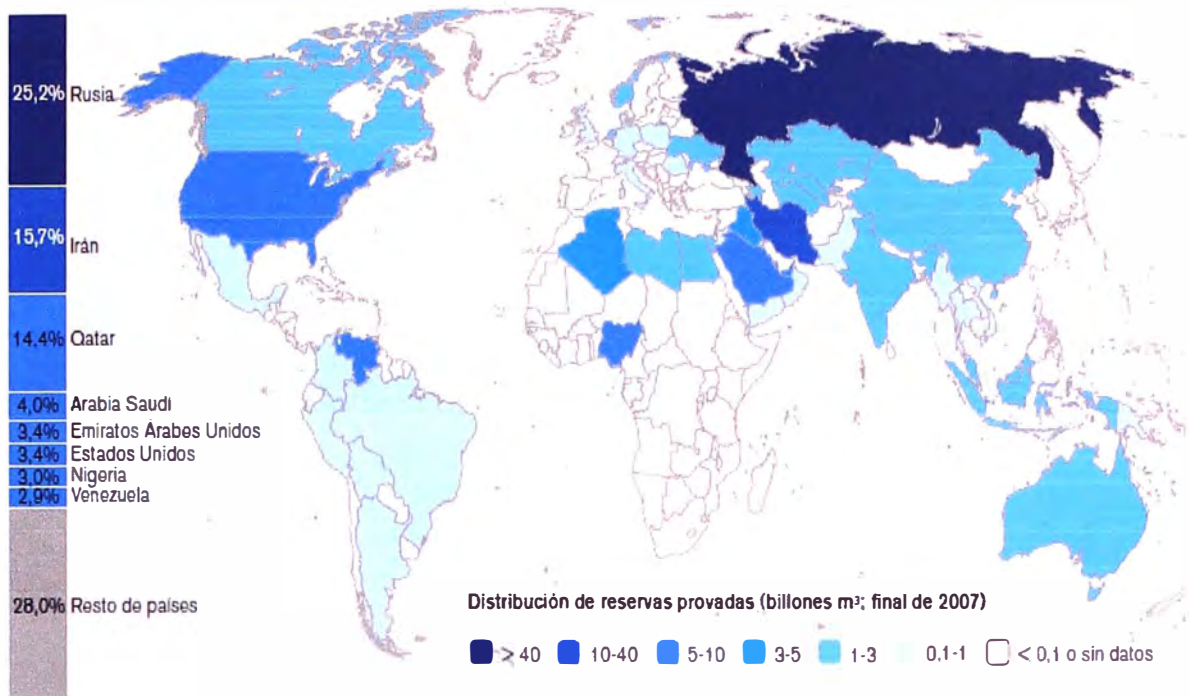
Con respecto a la definición de reservas de gas natural, se utilizan aquellas propuestas y aprobadas por la SPE (Society of Petroleum Engineers) y el WPC (World Petroleum Congressess) aceptadas por casi todos los países del mundo. El Perú es miembro de ambas organizaciones. La Fig. 2.3 muestra las reservas de gas natural a nivel mundial.

De acuerdo al grado de incertidumbre, las reservas pueden clasificarse en:

- Reservas Probadas.
- Reservas Probables.
- Reservas Posibles.

Las Reservas Probadas de gas natural son las cantidades de estos hidrocarburos estimadas sobre la base de las informaciones geológicas y de ingeniería, obtenidas mediante métodos confiables que demuestran, con razonable certeza, que pueden ser comercialmente recuperables.





**Fig.2.3 Reservas de Gas en el Mundo.**

**Fuente:** Institut Europeu de la Mediterrànea. Mapa A.6 Gas natural: reservas, producción, consumo y comercio. 2008.

Las Reservas Probables son cantidades estimadas sobre la base de las informaciones geológicas y de ingeniería, obtenidas mediante métodos confiables, cuyo análisis sugiere la probabilidad de su existencia y recuperación futura, pero sujeta a incertidumbres técnicas, contractuales, económicas o de regulación.

Las Reservas Posibles son las reservas no probadas y que el análisis de datos de geología e ingeniería, sugieren que tienen menor probabilidad de ser recuperables que las reservas probables.

En un campo de gas natural pueden existir reservas probadas, probables y posibles pero es incorrecto sumarlas entre sí porque se estaría sumando diferentes grados de incertidumbre.

También existe el concepto de Recurso; tanto la SPE como el WPC coinciden en definirlo como toda la cantidad de hidrocarburo que se encuentra originalmente en el subsuelo (in-situ), considerándose a las reservas como el subconjunto recuperable comercialmente.

Las reservas de gas natural se miden en millones de metros cúbicos o pies cúbicos.

### 2.2.3 El Gas Natural en el Perú

En el Perú existen reservas de gas natural en la zona noroeste (Talara) y en el zócalo continental de esa misma zona; principalmente el gas de ésta zona es destinada a

la generación eléctrica., a las operaciones de las industrias petroleras y como combustible residencial.

Existe también gas natural en la zona de selva oriental (Pucallpa), específicamente en Aguaytía y de igual manera es utilizado en la generación eléctrica y operaciones petroleras.

En la selva peruana se extrae petróleo que posee gas asociado pero en volúmenes menores.

#### **2.2.4 El Gas Natural de Camisea**

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 dió 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) acordó 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.

El objetivo del Proyecto Camisea era captar y conducir el gas natural proveniente de los yacimientos de Camisea. Se inicia con la conducción de gas desde los pozos hacia una planta separadora de gas y condensada ubicada en la localidad de Las Malvinas, distante aproximadamente a 50 kilómetros de los Yacimientos Gasíferos San Martín y Cashiriari, ubicados aproximadamente a 500 kilómetros al este de la ciudad de Lima, en una región de la selva amazónica conocida como Bajo Urubamba.

Las reservas probadas de gas natural en los campos de Camisea son de 8.8 TCF (Trillones de Pies Cúbicos) [6]. En la planta se separan el agua y los hidrocarburos líquidos contenidos en el gas natural y se acondiciona éste último para que pueda ser transportado por el gasoducto hasta los mercados de la costa, mientras que el gas excedente se reinyecta a los reservorios productivos.

El transporte se inicia en Las Malvinas, en el departamento del Cusco, cruzando los departamentos de Ayacucho, Huancavelica, Ica y Lima. Los ductos están enterrados en toda su extensión, atraviesan elevaciones que varían de los 300 m a 2,800 metros sobre el nivel del mar (msnm) en la región de la selva, con el punto más alto a 4,800 msnm en los Andes, y bajando hasta los 50 msnm en la costa.

En febrero de 2000, y según concurso público internacional, se adjudicó al consorcio liderado por Pluspetrol la Licencia para la Explotación, con la participación de Hunt Oil Company of Perú L.L.C., SK Corporation y Tecpetrol del Perú S.A.C. (100% propiedad del Grupo Techint). El Proyecto de Explotación consiste en una licencia por 40 años para la extracción de gas natural e hidrocarburos líquidos, que fue adjudicada basándose en la oferta más alta de regalías presentada por los postores.

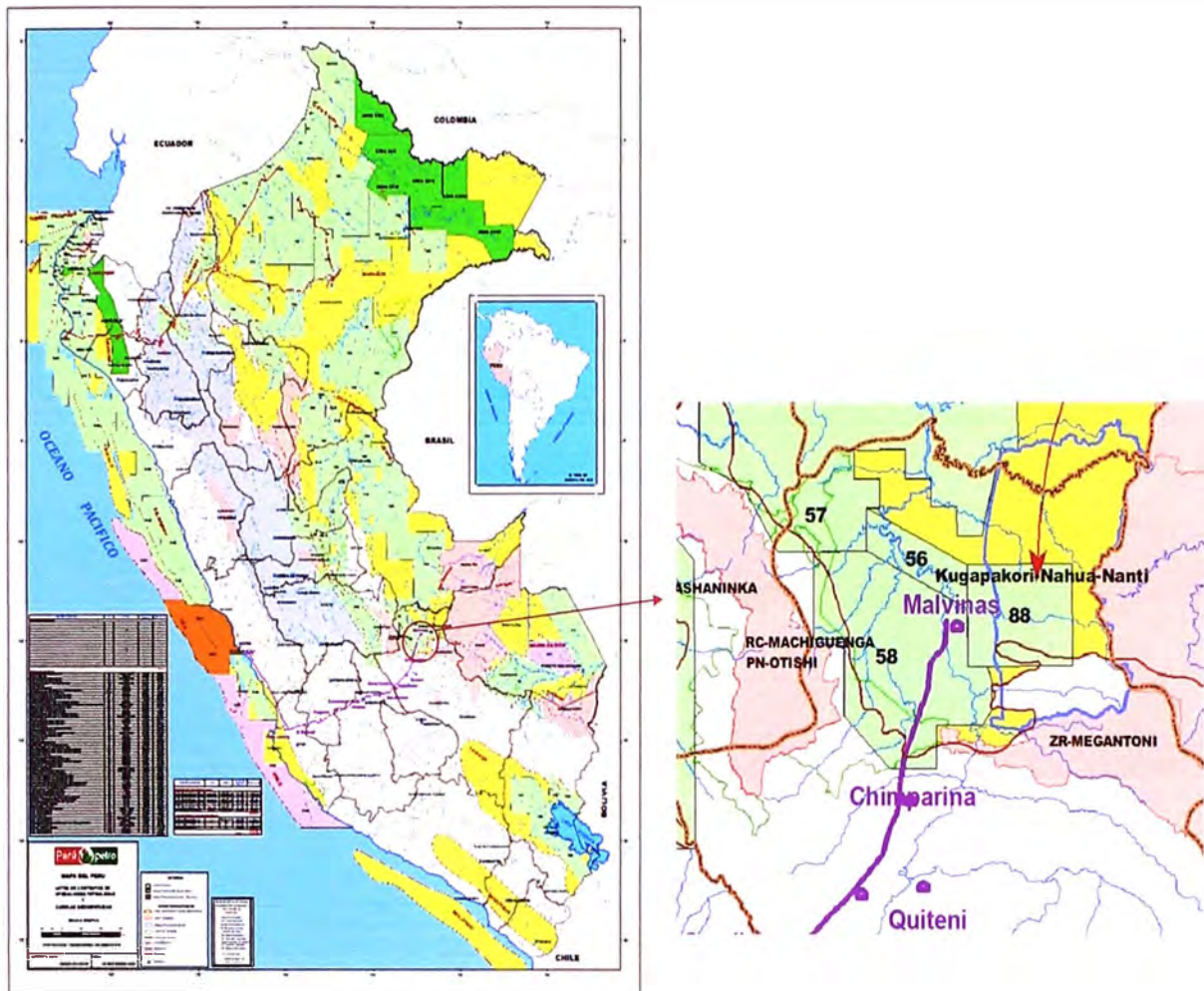
En octubre del 2000 se adjudicó las concesiones para el transporte y la distribución del gas en Lima y Callao al Consorcio liderado por TGP S.A.

En mayo de 2002 TGP S.A. seleccionó a TRACTEBEL como la operadora de la distribución del Gas en Lima y Callao. Gas Natural de Lima y Callao (GNLC) es la empresa propiedad de Tractebel, creada para desarrollar el servicio de distribución de gas natural.

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 (ver Fig. 2.4) 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.



**Fig.2.4** Lote 88 de Camisea.

**Fuente:** Perupetro, Lotes de Contratos de Operaciones Petroleras y cuencas sedimentarias. Noviembre de 2009.

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**, de gas natural y de los líquidos de gas (Camisea - Lima) fue dado 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 Timpia.

**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.

## **2.3 Centrales Térmicas a Gas**

### **2.3.1 Centrales Térmicas de Ciclo Simple**

Las centrales con turbinas a gas tienen la ventaja que no son tan contaminantes con respecto a otras unidades que trabajan con otro combustible fósil. Como éste tipo de centrales tiene poca inercia es generalmente utilizada como centrales de punta o como reserva, usualmente, para sustituir total o parcialmente a las centrales hidráulicas o las centrales térmicas de base en el caso de escasez de agua o alguna contingencia. [7]

Las turbinas de gas funcionan siguiendo un ciclo de Brayton (se denomina ciclo Brayton a un ciclo termodinámico de compresión, calentamiento y expansión de un fluido compresible, generalmente aire, que se emplea para producir trabajo neto y su posterior

aprovechamiento como energía mecánica o eléctrica). El ciclo de Brayton no regenerativo aparece representado en la Fig. 2.6, consta de:

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

### Gasoducto de Camisea: red existente

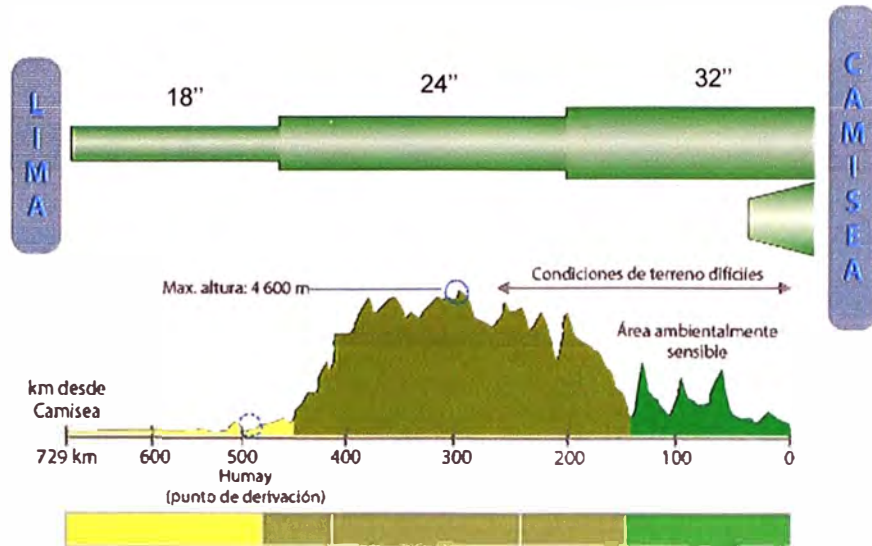
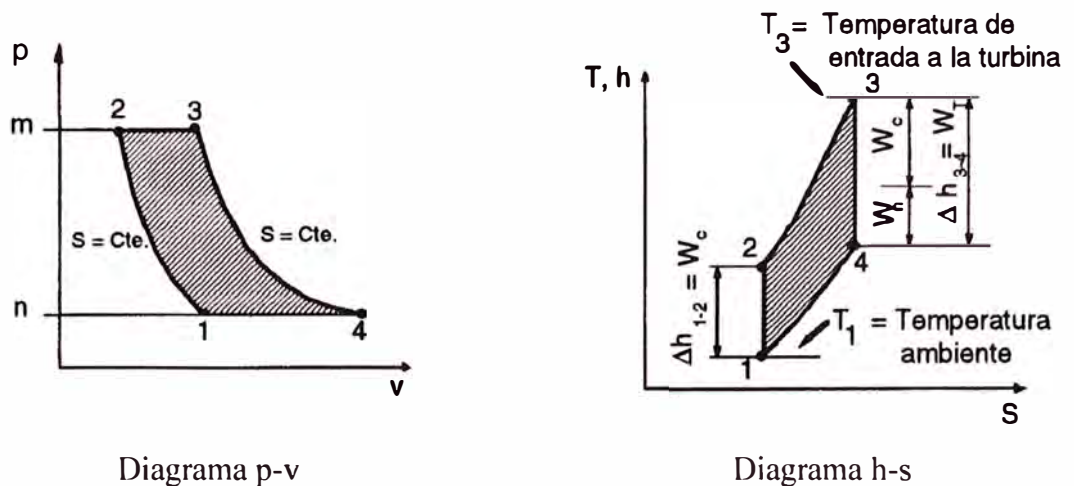


Fig.2.5 Ducto de Transporte de Gas de Camisea.



**Fig. 2.6** Ciclo de Brayton no regenerativo.

**Fuente:** Centrales Eléctricas I. Luis Fernández.

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.

El rendimiento térmico del ciclo de Brayton para gas perfecto ( $\gamma = \text{cte}$ ) viene dado por:

$$\eta_t = \frac{1}{\left(\frac{p_2}{p_1}\right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}}} \quad \dots (2.1)$$

Si definimos a  $\epsilon_c$  como la relación de compresión, entonces

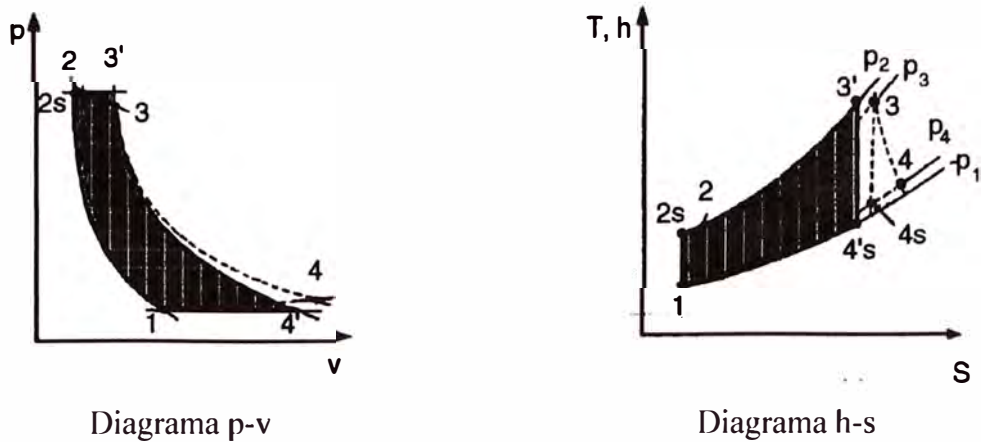
$$\eta_t = \frac{1}{\epsilon_c^m} \quad \dots (2.2)$$

Donde:

$$m = \frac{\gamma-1}{\gamma} \quad \dots (2.3)$$

El ciclo real difiere del ideal en que los procesos 1-2 y 3-4 son prácticamente adiabáticos pero no isentrópicos y en que los procesos 2-3 y 4-1 no son isobáricos por las pérdidas de presión en los conductos antes y después de la turbina, y porque hay pérdida de presión en el escape de la turbina Fig. 2.7.

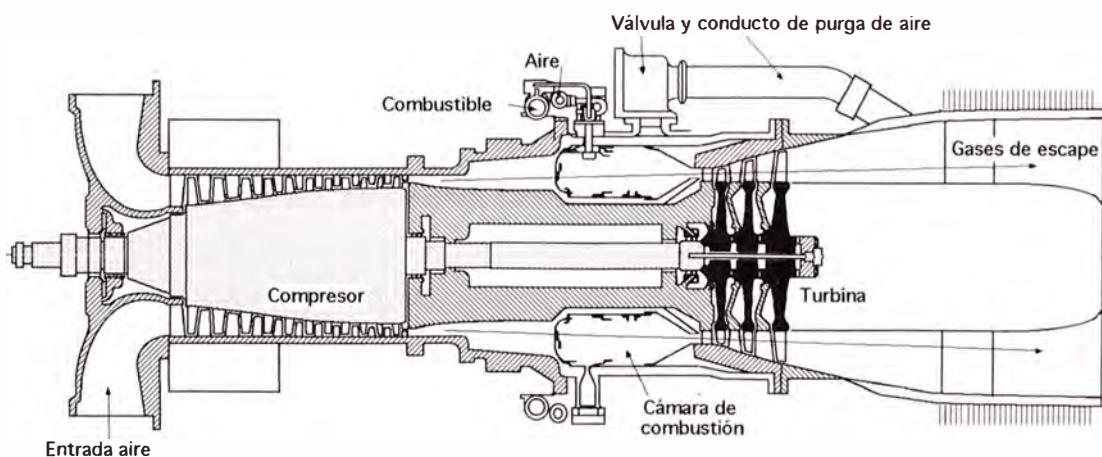
En la Fig. 2.8 se representa un esquema de una turbina de este tipo en la que aparecen los elementos básicos: el compresor, la cámara de combustión y la turbina de gas.



**Fig. 2.7** Ciclo de Brayton Ideal (línea punteada) y Real de una turbina de gas.

**Fuente:** Centrales Eléctricas I. Luis Fernández.

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 ese calor para calentar el aire que sale del compresor y que entra en la cámara de combustión con lo que se mejora el rendimiento del ciclo y se ahorra combustible, ver Fig. 2.9. En la Fig. 2.10 (CC=Cámara de combustión, TG=Turbina de Gas, TC1 y TC2=Turbocompresores de baja y alta presión, IR=Refrigerador Intermedio, R=Refrigerador) y Fig. 2.11 se representan los esquemas de funcionamiento de una turbina de gas con ciclo regenerativo y el ciclo real correspondiente.



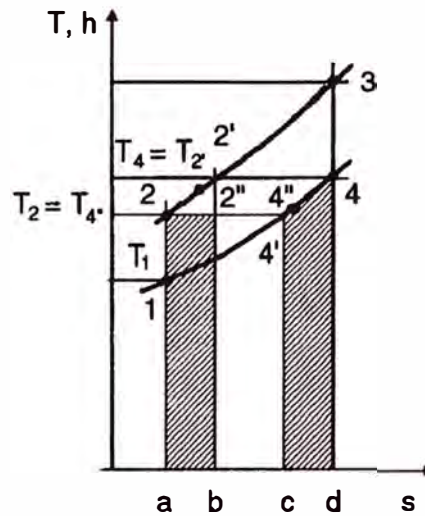
**Fig. 2.8** Esquema de una turbina de combustión a presión constante.

**Fuente:** Centrales Eléctricas I. Luis Fernández.

El rendimiento térmico del ciclo de Brayton regenerativo para gas perfecto ( $\gamma = cte$ ) viene dado por:

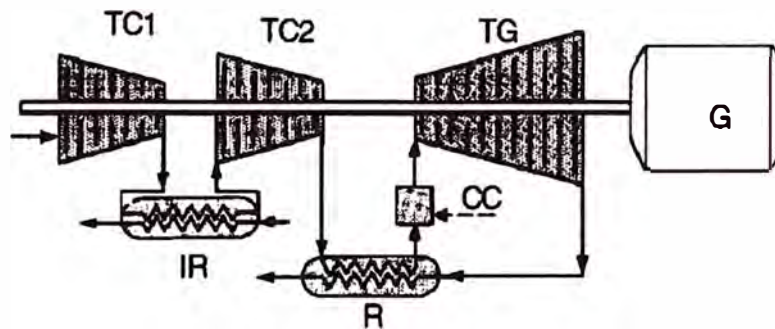


$$\eta_t = 1 - \frac{T_1}{T_3} \varepsilon_c^m \quad \dots (2.4)$$



**Fig. 2.9** Ciclo Brayton Regenerativo. Diagrama T-s

**Fuente:** Centrales Eléctricas I. Luis Fernández.



**Fig. 2.10** Esquema de una turbina a gas de ciclo abierto regenerativo, con dos turbocompresores, refrigerador intermedio, refrigerador previo, turbina y un eje.

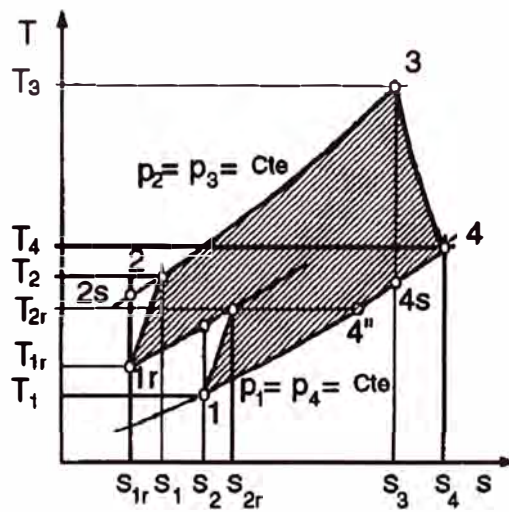
**Fuente:** Centrales Eléctricas I. Luis Fernández.

Los ciclos de las turbinas a gas se clasifican en ciclos abiertos y cerrados, según los gases de la turbina sean evacuados directamente a la atmósfera o se recirculen haciéndolos pasar al compresor a través de un intercambiador de calor Fig. 2.12 (CC=Cámara de combustión, TG=Turbina de Gas, TC=Turbocompresor, IR=Refrigerador Intermedio, R=Refrigerador, PR=Refrigerador previo)

### 2.3.2 Centrales Térmicas de Ciclo Combinado

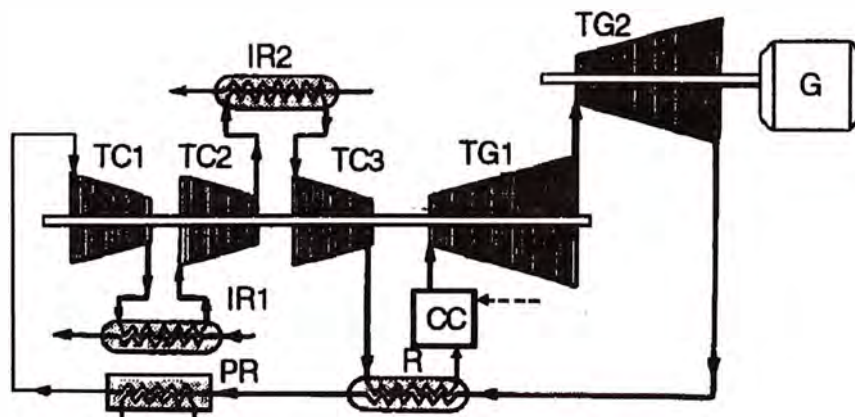
Para recuperar parte de la energía calorífica de los gases de escape de la turbina de gas se pueden utilizar éstos para recalentar el agua de alimentación de una caldera, pudiendo ahorrarse los recuperadores de la turbina de vapor Fig. 2.13 (TAP,TMP y TBP= Turbinas de vapor de alta, media y baja presión; A1=Alternador accionado por la turbina de vapor; RI=Recalentador intermedio; G=Caldera; E=Economizador; CH=Chimenea;

CO=Condensador; B!=Bomba de alimentación de la caldera; B2=Bomba de desagüe del recuperador; H=Recuperador; IM=Impulsor de aire; PR=Refrigerador previo; C=Compresor; CC=Cámara de combustión, TG=Turbina de Gas, A2= Alternador accionado por la turbina de gas) o combinar el funcionamiento de ambos tipos de recuperadores, de modo que cuando la turbina de gas se encuentre parada funcionen los recuperadores de la turbina de vapor o viceversa. También podrían utilizarse los gases de combustión de la turbina de gas para calentar el aire de combustión de la caldera, es decir, que lo que se pretende con el ciclo mixto gas-vapor es utilizar del mejor modo posible las características favorables de los dos sistemas: la mayor elasticidad del turbogenerador a gas y el mayor rendimiento del turbogenerador a vapor.



**Fig. 2.11** Ciclo regenerativo de la turbina de gas de la Fig. 2.10 con dos etapas de compresión y refrigeración intermedia.

**Fuente:** Centrales Eléctricas I. Luis Fernández.



**Fig. 2.12** Esquema de una turbina a gas de ciclo cerrado, con tres compresores, dos refrigeradores intermedios, refrigerador previo, dos turbinas y dos ejes.

**Fuente:** Centrales Eléctricas I. Luis Fernández.

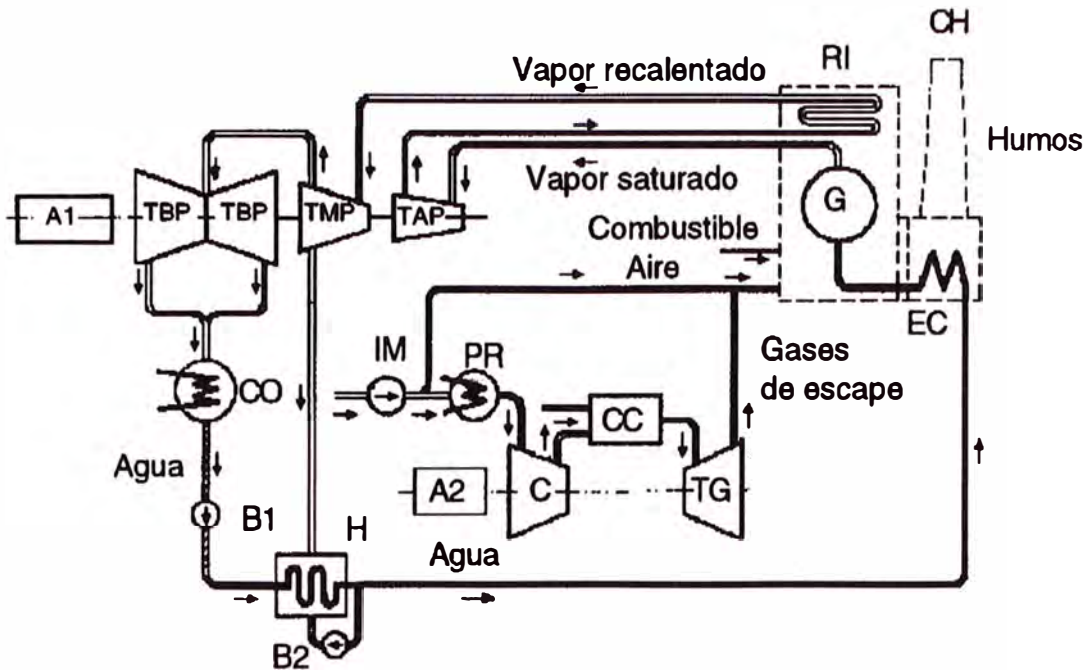


Fig. 2.13 Esquema de principio de un ciclo combinado gas-vapor.

Fuente: Centrales Eléctricas I. Luis Fernández.

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 El Equilibrio General y la Teoría del Bienestar

### 2.4.1 Economía del Bienestar

La economía del bienestar se define como la rama de las ciencias económicas que se preocupa de cuestiones del bienestar social. Otra manera de plantear la definición es que la Economía del Bienestar se ocupa de explicar el nivel de bienestar colectivo de que disfruta una sociedad, ella trata de dar respuesta a las siguientes preguntas: una vez alcanzada la asignación de recursos correspondiente a la situación de equilibrio, ¿qué se puede decir de las propiedades de optimización desde el punto de vista social?, ¿será dicha asignación la mejor de todas las posibles para la sociedad?

La economía del bienestar analiza el bienestar general -cualquiera que sea su medida- en términos de las actividades económicas de los individuos que conforman una sociedad. Tales individuos -junto a sus actividades económicas- son la unidad básica de interés: sin bienestar de los individuos, no puede haber bienestar social.

Mediante postulados o hipótesis lo suficientemente fuertes o generales, este bienestar puede ser especificado como la suma del bienestar de todos los individuos en una sociedad. Puede medirse cardinalmente, en término de utilidades (en Economía, la "utilidad" es una medida de la satisfacción relativa o deseo de consumir algún bien o conjunto o combinación de bienes.) o dinero u ordinalmente, en términos de eficiencia de Pareto. El método cardinal de utilidades es raramente empleado en teoría pura debido a problemas de agregación que lo hacen impreciso y dudoso, excepto en percepciones muy generales que han sido ampliamente cuestionadas.

Desde el punto de vista ordinal, la economía del bienestar en general acepta las preferencias individuales como una referencia básica y propone el mejoramiento del bienestar -en términos de eficiencia de Pareto- desde una situación A hasta una B si por lo menos una persona prefiere B y ningún otro se opone. No hay necesidad de una "unidad cuantitativa" única o general del mejoramiento del bienestar.

#### **2.4.2 Eficiencia de Pareto**

El concepto de eficiencia de Pareto (también llamado óptimo de Pareto, es aquella situación en la cual se cumple que no es posible beneficiar a más elementos de un sistema sin perjudicar a otros. Se basa en criterios de utilidad: si algo genera o produce provecho, comodidad, fruto o interés sin perjudicar a otro, provocará un proceso natural de optimización hasta alcanzar el punto óptimo.

En análisis económico se denomina óptimo de Pareto a aquel punto de equilibrio en el que ninguno de los agentes afectados podrá mejorar su situación sin reducir el bienestar de cualquiera de los otros agentes. Por tanto, mientras que uno de los individuos incluidos en el sistema de distribución, producción o consumo pueda mejorar su situación sin perjudicar a otro nos encontraremos en situaciones no óptimas en el sentido paretiano.

#### **2.4.3 Primer Teorema Fundamental de la Economía del Bienestar**

El primer teorema fundamental establece que "Todo equilibrio competitivo es eficiente en el sentido de Pareto".

El teorema puede ser propuesto de la siguiente manera: Si las preferencias locales no se encuentran satisfechas y si la relación entre compras, bienes y precios  $(x^*, y^*, p)$  establece un equilibrio competitivo, entonces  $(x^*, y^*)$  es Pareto óptima.

Por preferencias no satisfechas se entiende que una compra cualquiera (ya sea de un bien o conjunto o canasta de bienes) no ha agotado los deseos de compras del consumidor. Técnicamente, eso se expresa diciendo que para cualquier "canasta de compra" adquirida existe otro u otros, arbitrariamente similares, tales que serían preferidos.

Para un esquema simple en la que dos agentes tengan una dotación inicial de bienes, lo que pretenderemos demostrar es que exista la posibilidad de intercambios que sean mutuamente beneficiosos.

Cuando el equilibrio se alcanza de esos modo, es decir, cuando se agotan las posibilidades de intercambios voluntarios, se tiene dos propiedades:

- Es eficiente en el Sentido de Pareto.
- Depende de la distribución inicial de los bienes.

Supongamos dos agentes (A y B), que poseen colectivamente 50 unidades del bien X y 80 del bien Y distribuidos entre ambos del siguiente modo (Ver Fig. 2.14):

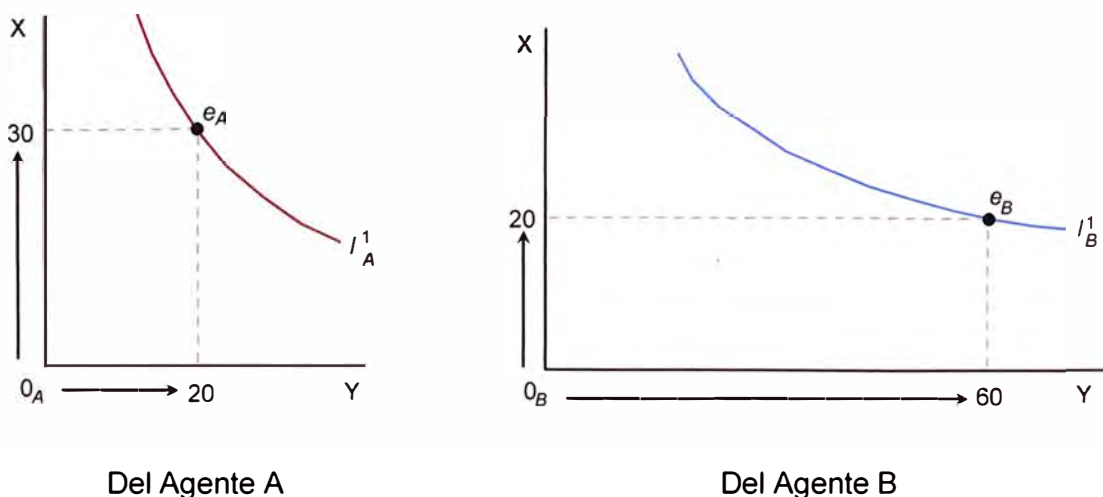
	A	B
X	30	20
Y	20	60

**Fig. 2.14** Distribución de bienes X e Y entre los agentes A y B.

¿Los agentes deberían intercambiar de manera voluntaria los bienes? La respuesta a ésta pregunta dependerá de si existe oportunidades de mejora a través del intercambio y esto, a su vez dependerá de los gustos y del comportamiento de cada uno de los individuos [9].

De manera particular hacemos cuatro supuestos de preferencias:

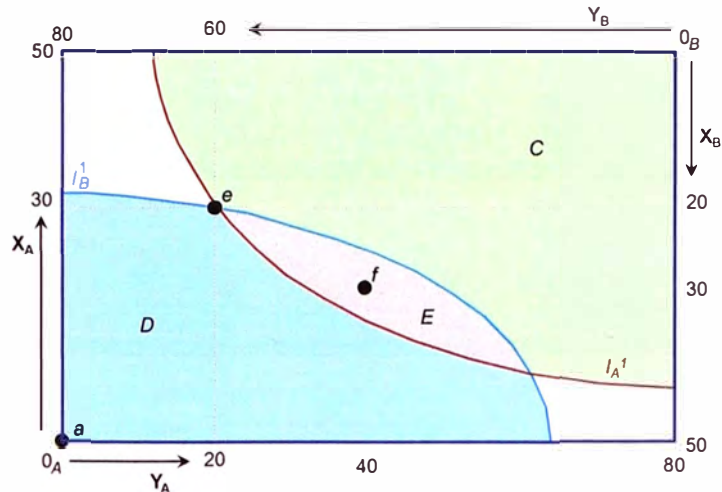
- Cada agente desea maximizar su utilidad.
- Las curvas de indiferencia son convexas (en microeconomía las curvas de indiferencia se definen como los conjuntos de puntos en el espacio de combinaciones de bienes para los que la satisfacción del consumidor es idéntica).
- La utilidad marginal de cada bien es decreciente y positiva.
- Las preferencias individuales son independientes.
- Las curvas de indiferencia para cada agente se muestran en la Fig.2.15.



**Fig. 2.15** Curvas de Indiferencia de Agentes.



A continuación presentamos las curvas de indiferencia en una Caja de Edgeworth (La caja de Edgeworth es un diagrama ideado por Francis Y. Edgeworth, a fines del siglo XIX, de gran utilidad para el análisis de las situaciones en las que existen sólo dos actores económicos.) ver Fig.2.16 para poder apreciar las posibilidades de intercambios.



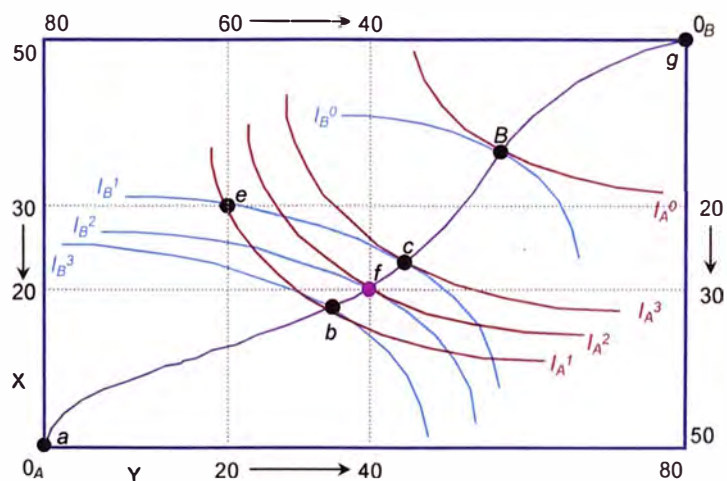
**Fig. 2.16** Caja de Edgeworth. Las posibilidades de Intercambios Voluntarios.

Para poder encontrar las situaciones de equilibrio, éstas tienen que caracterizarse por:

- Las curvas de indiferencia de los agentes A y B deben ser tangentes.
- Las relaciones marginales de sustitución de los dos agentes deben ser iguales.
- No deberán existir oportunidades de intercambio que sean mutuamente beneficiosos.
- Las asignaciones resultantes son eficientes en el sentido de Pareto.

Todos los resultados que tienen las características anteriores, forman la denominada Curva de Contrato (ver Fig. 2.17).

Se cumple que en todos los puntos de la curva de contrato, a los que puede llegarse a partir de la situación inicial, se forma el núcleo de la economía de intercambio.



**Fig. 2.17** Curva de Contrato.

## **CAPÍTULO III**

### **METODOLOGÍA PARA LA SOLUCIÓN DEL PROBLEMA**

#### **3.1 Noción de Compensación por Redistribución de Gas Natural**

La Fig. 3.1 (parte superior) muestra dos columnas que representan volúmenes de gas. La primera columna representa el volumen de gas sin redistribución eficiente de gas. (Volumen A para el generador A y volumen B para el generador B). La segunda columna representa el volumen de gas ejecutado, es decir, con la redistribución eficiente de gas. (Volumen A<sup>1</sup> para el generador A y volumen B<sup>1</sup> para el generador B)

De ambas columnas se puede inferir que existe un volumen C el cual es tomado por el generador A del generador B, por lo que el generador A tiene que compensar al generador B por el gas tomado.

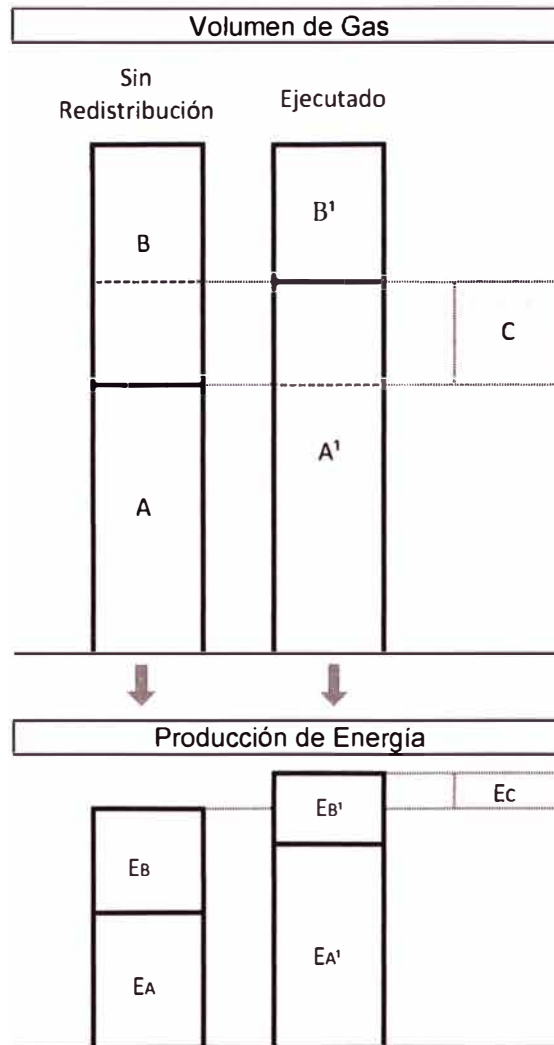
La Fig. 3.1 (parte inferior) muestra el equivalente energético de los volúmenes de gas arriba mencionados, se puede apreciar que con la redistribución eficiente de gas se puede generar mayor energía eléctrica, esto debido a que el generador A tiene grupos con mayor eficiencia que el generador B.

La compensación del generador A hacia el generador B fundamentalmente se realizará por la energía que este último hubiese inyectado al SEIN en el mercado Spot (se define Mercado Spot para cualquier clase de intercambio y se refiere a la transacción hecha al contado, y sin plazo, señalándose en el período de la transacción), en el Perú existe otro pago que reciben los generadores que se encuentra asociado a la inyección de energía y se denomina Ingresos Adicionales por Potencia Generada (IAPG) en el Sistema, por lo tanto el generador A también tiene que reconocer el IAPG al generador B.

#### **3.2 Criterios para la Determinación de Perjuicios y Beneficios derivados de la Reasignación del uso del gas de Camisea.**

A continuación se mencionarán tres escenarios para determinar las compensaciones adicionales o dicho de otra manera los beneficios o perjuicios que se derivan de la aplicación de redistribución de gas de Camisea.

El primer escenario, es la que ha sido aplicada por el operador del sistema eléctrico nacional COES-SINAC, el cual es el ente encargado de la coordinación de la operación del Sistema a que hace referencia el Artículo 92° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, la cual tiene diversos criterios que se detallarán posteriormente.



**Fig. 3.1** Esquema de Redistribución Eficiente de Gas

El segundo escenario, corresponde al cálculo de pago que tiene que realizar una empresa de generación que tiene unidades eficientes (Generador A) a otra empresa generadora (Generador B) por la redistribución de gas natural.

Finalmente el tercer escenario, corresponde al cálculo de ingreso que debe recibir una empresa generadora (Generador B) por haber cedido su disponibilidad de gas natural a otra empresa generadora más eficiente (Generador A)

### **3.3 Metodologías para calcular las Compensaciones Adicionales por Redistribución de Gas**

#### **3.3.1 Escenario 1**

En el escenario 1 se detallará los criterios técnicos y económicos tomados por el COES-SINAC para determinar las compensaciones por redistribución de gas.

##### **a. Determinación del Despacho Base**

El Despacho Base, representa un perfil de generación en MW de cómo hubiese operado cada unidad de generación implicada en la reasignación del gas natural en el periodo de situación de congestión declarado por el COES, suponiendo que no se



hubiese procedido a la reasignación del gas autorizado por TGP, para lo cual se considera lo siguiente:

Se considera la disponibilidad real de las unidades (potencia disponible y periodos de mantenimiento ejecutado) y sus respectivas restricciones de carga mínima, tiempo mínimo de operación y tiempo de arranques sucesivos de sus fichas técnicas.

Se asume que el gas autorizado por TGP es para el día operativo de 00:00 a 24:00 horas.

Las eficiencias térmicas (la eficiencia térmica de las unidades térmicas se encuentra relacionada directamente al consumo específico de cada unidad, que viene a ser el consumo de calor durante el proceso de generación de una unidad de energía, en el caso de unidades a gas se utiliza BTU/kWh como unidad.) consideradas para la conversión de gas en energía eléctrica de cada unidad son las que fueron determinadas en sus respectivos ensayos de potencia efectiva y rendimiento.

El rendimiento térmico que se asume es el que corresponde al despacho en plena carga.

Utilizando la metodología que sigue el despacho térmico (despacho económico conforme al ranking de costos variables, se definen los costos variables (CV) como los costos de operación que normalmente son 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)) y considerando un despacho plano de las unidades térmicas debido al escaso margen de regulación de presiones en el gasoducto, se determina, desde la hora 24 a la hora 1, el perfil de generación de las unidades térmicas implicadas en la reasignación de gas.

El perfil de generación de las unidades más eficientes es igual al despacho ejecutado, debido a que estas unidades por su mayor eficiencia siempre despacharán antes que todas las unidades que operan con el gas de Camisea, al margen de que el despacho se realice con o sin reasignación de gas.

En situaciones de falla, el volumen restante de gas se redistribuye entre las horas que restan del día y se asigna primero a las unidades de la empresa afectada por la falla, el gas restante se prorratea entre las otras empresas en proporción al gas autorizado para el día completo.

#### **b. Ajuste al Gas Autorizado**

Debido a que el volumen autorizado por TGP no siempre coincide con el volumen ejecutado, se realiza una nueva reasignación del volumen autorizado por TGP, considerando un prorateo de la siguiente manera:

Se determina la desviación, que representa la diferencia entre los volúmenes del Despacho Base y Ejecutado:

Se determina el Factor de Reasignación para cada empresa que cumple con lo siguiente: el volumen de gas del Despacho Base y el autorizado por TGP son iguales. El Factor de Reasignación es igual al volumen autorizado por TGP.

Luego se proratea la Desviación en función al Factor de Reasignación, este resultado se adiciona al volumen inicialmente autorizado por TGP.

En situaciones de falla de alguna unidad que utiliza gas natural, el volumen de gas liberado se redistribuye entre las horas que restan del día, con prioridad a las unidades de la empresa afectada por la falla, el gas restante se proratea entre las otras empresas en proporción al gas autorizado para el día completo.

**c. Determinación del Despacho Base Final**

Se recalculan los perfiles de generación considerando los nuevos volúmenes del reajuste de TGP y aplicando la metodología del ítem (a) con lo cual se obtiene el Despacho Base Final en MW.

**d. Determinación de los Perjuicios y Beneficios.**

Los perjuicios y beneficios en MW, se determinan de la diferencia del Despacho Base Final y del Despacho Ejecutado, para cada periodo de situación de congestión y multiplicada por la diferencia entre el Costo Marginal de Corto Plazo Idealizado en cada período de 15 minutos y el Costo Variable de la máquina que se despacha.

**3.3.2 Escenario 2**

**a. Determinación del Despacho Base**

Se asume que el gas autorizado por TGP es para el día operativo de 06:00 del día nominado hasta las 06:00 h. del día siguiente.

El rendimiento térmico utilizado es diferente y corresponde a cada valor de potencia que se encuentre simulando en el despacho de la unidad, es decir, si se simula la unidad operando a carga mínima le corresponderá un rendimiento de gas, lo mismo, si se simula la unidad a plena carga le corresponderá un nuevo rendimiento, etc., no se considera un solo rendimiento térmico, la explicación a ésta consideración es debida a que el rendimiento térmico de una unidad térmica cambia a diferentes condiciones de carga.

Se considera el despacho de la unidad térmica sólo en el horario de horas punta.

**b. Ajuste al Gas Autorizado**

Se utiliza el volumen de gas ejecutado.

**c. Determinación del Despacho Base Final**

Es idéntico a lo realizado en el ítem (c) del Escenario 1.

**d. Determinación de los Perjuicios y Beneficios.**

Los perjuicios y beneficios en MW, se determinan de la diferencia del Despacho Base Final y del Despacho Ejecutado, para cada periodo de situación de congestión y multiplicada por la diferencia entre el Costo Marginal de Corto Plazo Idealizado en cada periodo de 15 minutos y el Costo Variable Real de la máquina que se despacha.

### **3.3.3 Escenario 3**

#### **a. Determinación del Despacho Base**

Es idéntico a lo realizado en el ítem (a) del Escenario 2, la diferencia radica principalmente en que se considera un perfil de despacho plano de las unidades térmicas simuladas, a similitud del Escenario 1

#### **b. Ajuste al Gas Autorizado**

Es idéntico a lo realizado en el ítem (b) del Escenario 2

#### **c. Determinación del Despacho Base Final**

Es idéntico a lo realizado en el ítem (c) del Escenario 1.

#### **d. Determinación de los Perjuicios y Beneficios.**

Es idéntico a lo realizado en el ítem (d) del Escenario 2.

La Tala 3.1 muestra el resumen comparativo de todas las principales consideraciones de los tres escenarios.

**Tabla Nº 3.1** Comparación de principales consideraciones para los tres escenarios.

<b>Criterio</b>	<b>Escenario 1</b>	<b>Escenario 2</b>	<b>Escenario 3</b>
<i>Determinación del Despacho Base</i>	Se considera la disponibilidad de las unidades (mantenimientos), restricciones de carga mínima, tiempo mínimo de operación y tiempo de arranques sucesivos.	Es igual que el criterio del Escenario 1.	Es igual que el criterio del Escenario 1.
	El gas autorizado por TGP es para el día operativo de 00:00 a 24:00 h.	El gas autorizado por TGP es para el día operativo de 06:00 del día nominado hasta las 06:00 h. del día siguiente.	Es igual que el criterio del Escenario 2.
	El rendimiento corresponde al de plena carga para la unidad que se simula en el despacho.	El rendimiento utilizado es diferente y corresponde a cada valor de potencia que se encuentre simulando en el despacho de la unidad.	Es igual que el criterio del Escenario 2.
	Se considera un perfil de despacho plano de las unidades térmicas simuladas.	Se considerara el despacho de la unidad térmica sólo en los períodos de horas punta.	Es igual que el criterio del Escenario 1.
	En situaciones de falla, el volumen de gas liberado se redistribuye entre las horas que restan del día, con prioridad a las unidades de la empresa afectada por la falla	Es igual que el criterio del Escenario 1.	Es igual que el criterio del Escenario 1.
<i>Ajuste del Volumen de gas autorizado</i>	Se reasigna volumen de gas a las unidades mediante un prorrateo y la cantidad a distribuir proviene de la diferencia entre el volumen autorizado y el volumen ejecutado.	Se utiliza el volumen de gas ejecutado.	Se utiliza el volumen de gas ejecutado.
<i>Determinación del Despacho Base Final</i>	Se recalcula los nuevos despachos de las unidades teniendo en cuenta los criterios anteriores.	Es igual que el criterio utilizado por el COES.	Es igual que el criterio utilizado por el COES.
<i>Determinación de los perjuicios y beneficios</i>	Se determinan por la diferencia del Despacho Base Final y del Despacho Ejecutado y multiplicada por la diferencia entre el Costo Marginal de Corto Plazo Idealizado y el Costo Variable de la máquina que se despacha.	Es igual que el criterio del Escenario 1.	Es igual que el criterio del Escenario 1.

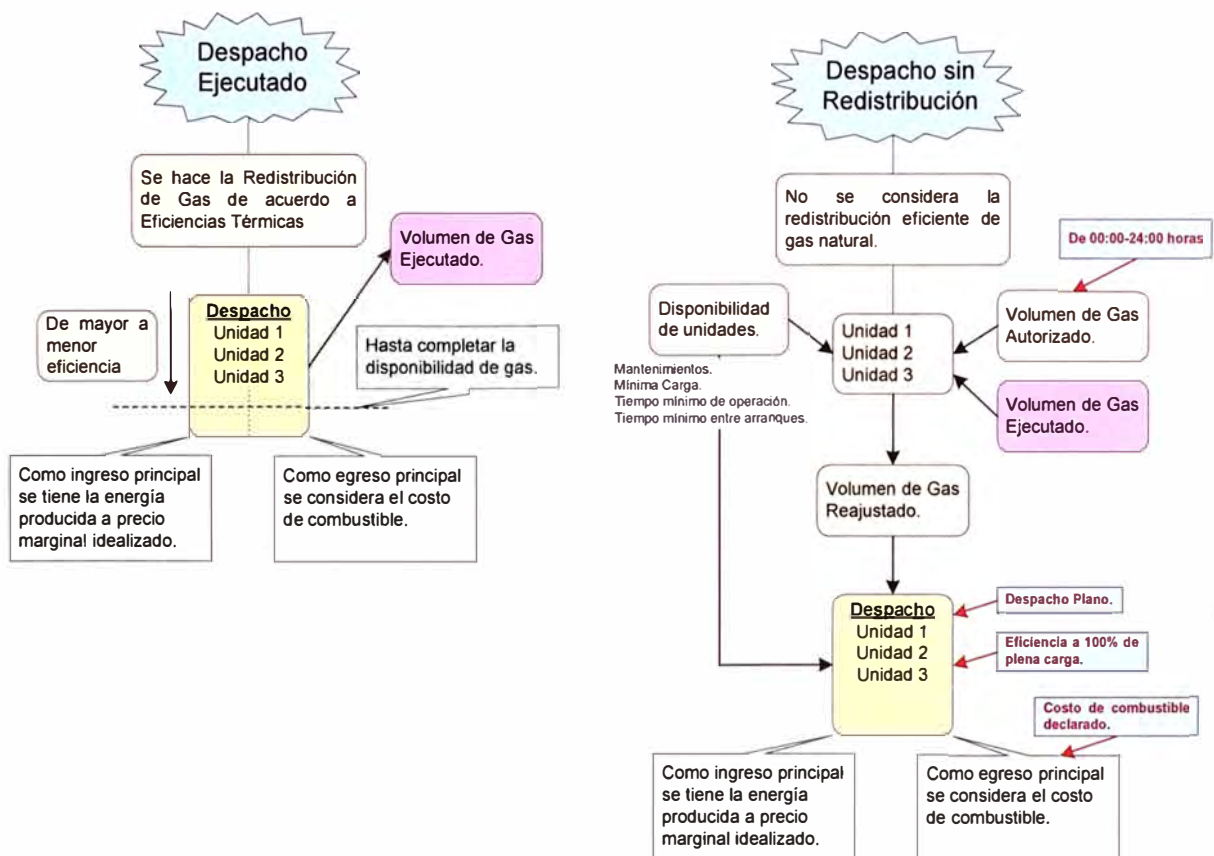
## CAPÍTULO IV

### ANÁLISIS DE DETERMINACIÓN DE BENEFICIOS Y PERJUICIOS DERIVADOS DE LA REASIGNACIÓN DE GAS DE CAMISEA

#### 4.1 Análisis del Escenario 1

##### 4.1.1 Análisis Técnico

La Fig. 4.1 muestra, de manera explicativa, los principales criterios.



**Fig. 4.1** Principales Criterios Técnicos Escenario 1.

En el capítulo anterior se detalló las principales consideraciones para calcular el despacho de unidades térmicas sin redistribución de gas.

A continuación se detalla la justificación para cada uno de los criterios principales. Sobre el volumen autorizado de gas, las autorizaciones de gas por parte del transportista de gas se hacen desde las 06:00 horas del día nominado hasta las 06:00 horas del día siguiente, el cual es denominado día operativo para hacer efectivas las nominaciones de gas, es decir, la cantidad autorizada de volumen de gas se hace efectivo en el día operativo, en el caso de la operación del sistema eléctrico el día operativo comienza a las

00:00 horas y termina a las 24:00 horas, para el Escenario 1 se utiliza el período de operación del sistema eléctrico.

Con respecto a la eficiencia térmica de cada unidad, es muy bien sabido que la eficiencia térmica es diferente para cada nivel de carga, nuevamente a manera de simplificar las simulaciones, se utilizará un valor de consumo específico de acuerdo a las pruebas de Potencia Efectiva y Rendimiento y para 100% de carga.

#### 4.1.2 Análisis Económico

Para la determinación de perjuicios y beneficios se tiene en cuenta la diferencia de despachos, el simulado y el ejecutado, luego para encontrar la remuneración económica se multiplica por la diferencia entre el costo marginal idealizado (es el costo marginal sin problemas de congestión de redes de transmisión eléctrica ni de transporte de gas, es calculado por el operador del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (COES) para cada intervalo de 15 minutos) y el costo variable de cada unidad.

Para calcular las compensaciones por energía cedida/recibida se utiliza la siguiente ecuación:

$$CE_{\text{Rec/Ced}}^{\text{Escenario1}} = \sum_{i=1}^k (E_{\text{Ejecutado}}^i - E_{\text{Sin Redis}}^i) \times (Cmg_{\text{Ideal}}^i - CV) \quad \dots (4.1)$$

Donde:

- $CE_{\text{Rec/Ced}}^{\text{Escenario1}}$  : Compensaciones por energía cedida/recibida, expresada en \$/., para el Escenario 1.
- $E_{\text{Ejecutado}}^i$  : Energía producida por una unidad térmica con redistribución eficiente de gas natural para un período de 15 minutos, dicho de otra manera es la energía ejecutada, expresado en MWh.
- $E_{\text{Sin Redis}}^i$  : Energía producida por una unidad térmica sin redistribución eficiente de gas natural para un período de 15 minutos, expresado en MWh.
- $Cmg_{\text{Ideal}}^i$  : Costo marginal idealizado, es decir, que no considera restricciones de transporte de gas ni transmisión eléctrica para un período de 15 minutos, expresado en \$./MWh.
- CV : Costo Variable total de una unidad térmica, es el costo variable vigente a la fecha de cálculo y que se encuentra en función de los precios de gas declarados, los cuales tienen una vigencia de un año, expresado en \$./MWh.
- k : Número de intervalos de 15 minutos que corresponden a los períodos atribuibles a congestión en el transporte de gas natural.

Análogamente se calcula el beneficio/perjuicio para el caso de los ingresos adicionales por potencia. Los Ingresos Adicionales por Potencia Generada en el Sistema, se calculan de acuerdo al Procedimiento Técnico COES N° 29 en el marco del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 111° y 113°), se utiliza la siguiente ecuación:

$$CP_{\text{Rec/Ced}}^{\text{Escenario1}} = IAPG_{\text{Ejecutado}}^j - IAPG_{\text{Sin Redis}}^j \quad \dots (4.2)$$

Donde:

$CP_{\text{Rec/Ced}}^{\text{Escenario1}}$  : Compensaciones por potencia cedida/recibida, expresada en \$/., para el Escenario 1.

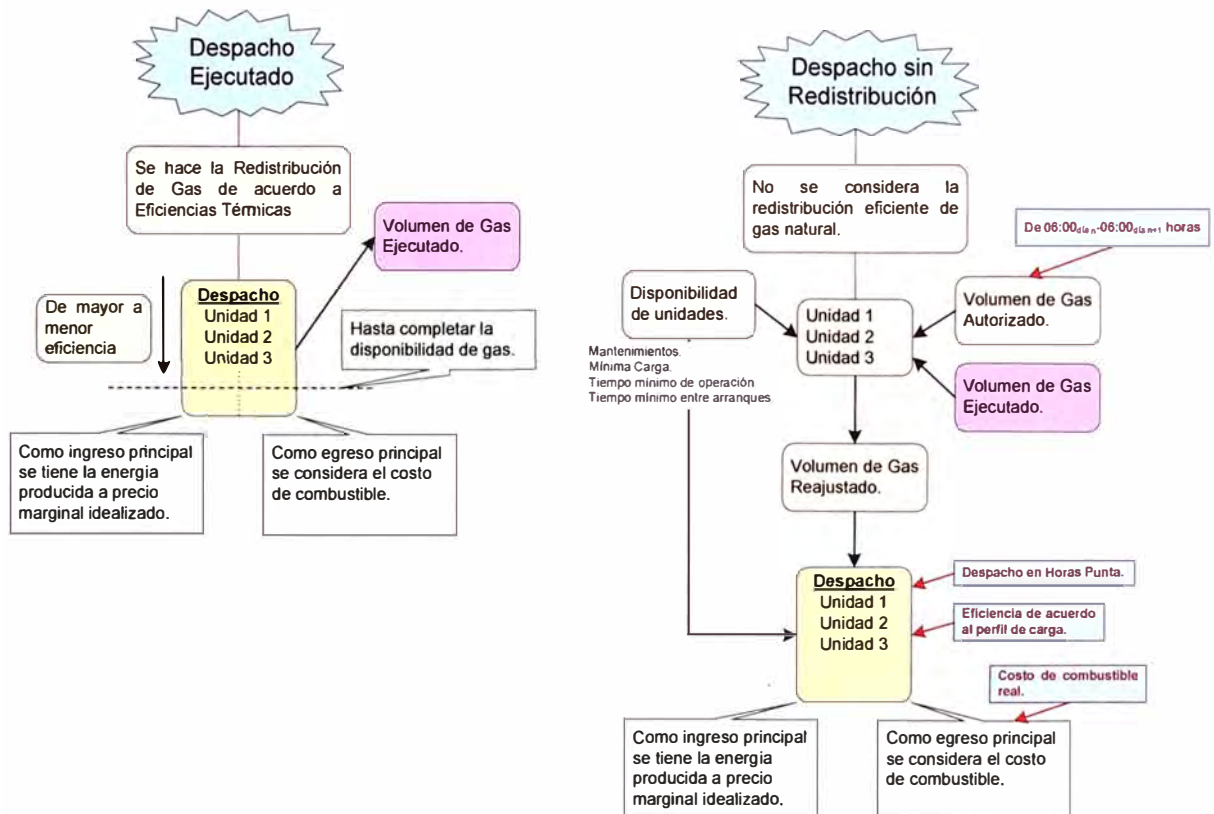
$IAPG_{\text{Ejecutado}}^j$  : Ingreso Adicional por Potencia Generada de la empresa j, para el mes en evaluación, considerando la redistribución eficiente de gas.

$IAPG_{\text{Sin Redis}}^j$  : Ingreso Adicional por Potencia Generada de la empresa j, para el mes en evaluación, sin considerar la redistribución eficiente de gas.

## 4.2 Análisis del Escenario 2

### 4.2.1 Análisis Técnico

La Fig. 4.2 muestra, de manera explicativa, los principales criterios.



**Fig. 4.2** Principales Criterios Técnicos Escenario 2.

Se utiliza el mismo período de las autorizaciones de gas por parte del transportista, es decir el período es desde las 06:00 horas del día nominado hasta las 06:00 horas del



día siguiente, debido fundamentalmente a que las nominaciones, autorizaciones y balances de volumen de gas que se realizan entre la empresa concesionaria encargada del transporte de gas natural de Camisea y la empresa que requiere el gas se realiza en el período descrito.

Entonces cuando se realice el cálculo respectivo se tendrá en cuenta éste detalle, el cálculo se realiza para cada intervalo de 15 minutos y para cada día del mes en que se haya declarado congestión del ducto de transporte de gas de Camisea.

Con respecto al rendimiento de cada máquina simulada, para cada máquina se utilizará el consumo específico o Heat Rate (BTU/kWh), de acuerdo a las pruebas de Potencia Efectiva y Rendimiento, esto debido a que el rendimiento de una unidad térmica a gas no es constante para cada nivel de generación, usualmente cuando la unidad genera a menor carga requiere más consumo de combustible que cuando se encuentra a plena carga.

Para la simulación se utilizará el perfil de despacho para las horas de punta (aproximadamente desde las 18 horas hasta las 23 horas), la razón de este criterio es debida a que existen algunas unidades térmicas a gas que por su eficiencia son despachadas a carga base y otras que sólo se requieren las horas de punta, para éste caso, no es lo mismo despachar una unidad de punta de manera plana con un determinado volumen de gas en el día, lo más probable es que con el volumen de gas a redistribuir dicha unidad no opere a plena carga durante todo el día sino a carga parcial, por lo que, con el despacho en las horas de punta, con ello se logra optimizar aún más el gas que se redistribuye.

#### 4.2.2 Análisis Económico

La determinación de perjuicios y beneficios es similar a la que se expuso en el ítem 4.2.1, las principales diferencias se encuentran en las ecuaciones utilizadas.

Para calcular las compensaciones por energía cedida/recibida se utiliza la siguiente ecuación:

$$CE_{\text{Rec/Ced}}^{\text{Escenario2}} = \sum_{i=1}^k (E_{\text{Ejecutado}}^i - E_{\text{Sin Redis}}^i) \times (C_{\text{mg}}^{\text{Ideal}i} - CV_{\text{Real}}) \quad \dots (4.3)$$

Donde:

$CE_{\text{Rec/Ced}}^{\text{Escenario2}}$  : Compensaciones por energía cedida/recibida, expresada en US\$, para el Escenario 2.

$E_{\text{Ejecutado}}^i$  : Energía producida por una unidad térmica con redistribución eficiente de gas natural para un período de 15 minutos, dicho de otra manera es la energía ejecutada, expresado en MWh.



- $E_{Sin Redis}^i$  : Energía producida por una unidad térmica sin redistribución eficiente de gas natural para un período de 15 minutos, expresado en MWh.
- $C_{mg}^i_{Ideal}$  : Costo marginal idealizado, es decir, que no considera restricciones de transporte de gas ni transmisión eléctrica para un período de 15 minutos, expresado en US\$/MWh.
- $CV_{Real}$  : Costo Variable Real total de una unidad térmica, es el costo variable real de una unidad térmica, es decir, en ella se encuentran implícitos los costos asociados al suministro, transporte y distribución de gas, están expresados en US\$/MWh.
- k : Número de intervalos de 15 minutos que corresponden a los períodos atribuibles a congestión en el transporte de gas natural.

Análogamente se calcula el beneficio/perjuicio para el caso de los ingresos adicionales por potencia se utiliza la siguiente ecuación:

$$CP_{Rec/Ced}^{Escenario2} = IAPG^j_{Ejecutado} - IAPG^j_{Sin Redis} \quad \dots (4.4)$$

Donde:

- $CP_{Rec/Ced}^{Escenario2}$  : Compensaciones por potencia cedida/recibida, expresada en US\$, para el Escenario 2.
- $IAPG^j_{Ejecutado}$  : Ingreso Adicional por Potencia Generada de la empresa j, para el mes en evaluación, considerando la redistribución eficiente de gas.
- $IAPG^j_{Sin Redis}$  : Ingreso Adicional por Potencia Generada de la empresa j, para el mes en evaluación, sin considerar la redistribución eficiente de gas.

Como ya se ha mencionado para la determinación de perjuicios y beneficios se tiene en cuenta la diferencia de despachos, el simulado y el ejecutado, luego para encontrar la remuneración económica se multiplica por la diferencia entre el costo marginal idealizado (costo de mercado que no tiene en cuenta problemas de congestión de ningún tipo ya sea transmisión eléctrica o transporte de gas natural de Camisea) y el costo variable real de cada unidad.

El objetivo de utilizar el costo variable real en la evaluación económica es fundamental, debido a que es un factor que hace la mayor diferencia entre los cálculos, se utiliza el costo variable real, porque es el costo en la que incurre una unidad térmica, ésta tiene en cuenta el costo asociado a la producción de energía eléctrica y los costos de inversión y mantenimiento, las empresas que cuentan con unidades térmicas manejan un "costo variable declarado" que por estrategias comerciales y de despacho no

necesariamente es el real, entonces para determinar los beneficios y perjuicios sin ninguna distorsión de la realidad se utilizará el costo variable real.

### 4.3 Análisis del Escenario 3

#### 4.3.1 Análisis Técnico

La Fig. 4.3 muestra, de manera explicativa, los principales criterios.

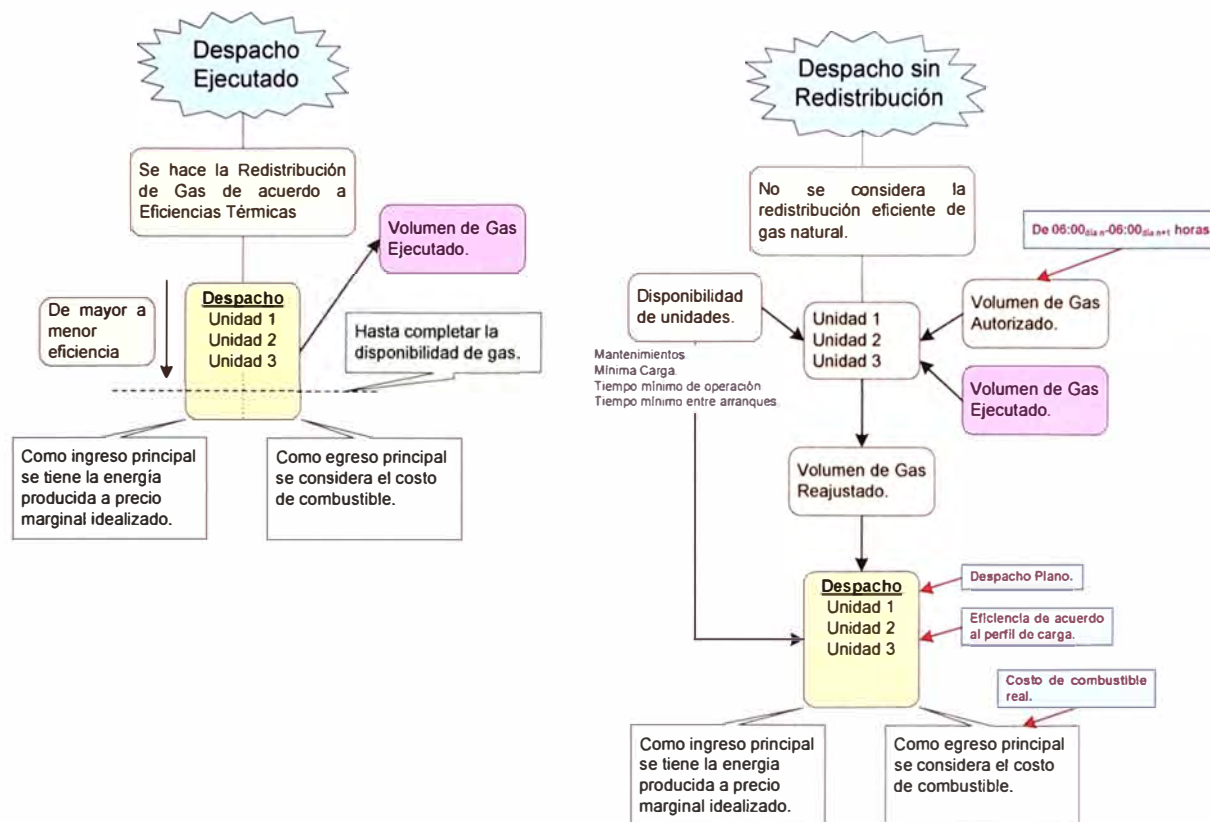


Fig. 4.3 Principales Criterios Técnicos Escenario 3.

La explicación de cada uno de los criterios es similar a la que se detalló en el Escenario 2, la principal diferencia radica en que la simulación de despacho se hace de forma plana durante el día (06:00 horas hasta las 06:00 horas del día siguiente)

#### 4.3.2 Análisis Económico

La determinación de perjuicios y beneficios es similar a la que se expuso en el ítem 4.2.1, las principales diferencias se encuentran en las ecuaciones utilizadas.

Para calcular las compensaciones por energía cedida/recibida se utiliza la siguiente ecuación:

$$CE_{\text{Rec/Ced}}^{\text{Escenario 3}} = \sum_{i=1}^k (E_{\text{Ejecutado}}^i - E_{\text{Sin Redis}}^i) \times (Cmg_{\text{Ideal}}^i - CV_{\text{Real}}) \quad \dots (4.5)$$

Donde:

$CE_{\text{Rec/Ced}}^{\text{Escenario 3}}$  : Compensaciones por energía cedida/recibida, expresada en US\$, para el Escenario 3.

- $E_{Ejecutado}^i$  : Energía producida por una unidad térmica con redistribución eficiente de gas natural para un período de 15 minutos, dicho de otra manera es la energía ejecutada, expresado en MWh.
- $E_{Sin Redis}^i$  : Energía producida por una unidad térmica sin redistribución eficiente de gas natural para un período de 15 minutos, expresado en MWh.
- $Cmg_{ideal}^j$  : Costo marginal idealizado, es decir, que no considera restricciones de transporte de gas ni transmisión eléctrica para un período de 15 minutos, expresado en US\$/MWh.
- $CV_{Real}$  : Costo Variable Real total de una unidad térmica, es el costo variable real de una unidad térmica, es decir, en ella se encuentran implícitos los costos asociados al suministro, transporte y distribución de gas, están expresados en US\$/MWh.
- k : Número de intervalos de 15 minutos que corresponden a los períodos atribuibles a congestión en el transporte de gas natural.

Análogamente se calcula el beneficio/perjuicio para el caso de los ingresos adicionales por potencia se utiliza la siguiente ecuación:

$$CP_{Rec/Ced}^{Escenario3} = IAPG_{Ejecutado}^j - IAPG_{Sin Redis}^j \quad \dots (4.6)$$

Donde:

- $CP_{Rec/Ced}^{Escenario3}$  : Compensaciones por potencia cedida/recibida, expresada en US\$, para el Escenario 2.
- $IAPG_{Ejecutado}^j$  : Ingreso Adicional por Potencia Generada de la empresa j, para el mes en evaluación, considerando la redistribución eficiente de gas.
- $IAPG_{Sin Redis}^j$  : Ingreso Adicional por Potencia Generada de la empresa j, para el mes en evaluación, sin considerar la redistribución eficiente de gas.

#### 4.4 Evaluaciones económicas.

Con las consideraciones y criterios que se manifestaron líneas arriba se procede a calcular las compensaciones por redistribución de gas natural de Camisea entre las empresas involucradas.

Se presentan los resultados para los meses en que se declaró congestión del transporte de gas de Camisea (Agosto 2008-Diciembre 2008)

Ambos cálculos han sido desarrollados en hojas de cálculo, a continuación se presentan los resultados para los tres escenarios en análisis.

##### 4.4.1 Resultados de las Compensaciones

A continuación se detalla resultados obtenidos en para cada uno de los Escenarios en análisis.

La Tabla 4.1 muestra las compensaciones monetarias que son designadas a un generador el cual tiene disponibilidad de gas natural pero no puede usarlo debido a que tiene unidades térmicas no muy eficientes, representa también el pago que tendría que realizar un generador más eficiente por haber utilizado el gas que se le asignó por redistribución. Más específicamente representa el pago del Generador A<sub>2</sub> al Generador B por redistribución de gas natural y que fue calculado por el COES, dichos montos se encuentran debidamente sustentados en las valorizaciones de transferencias que realiza el COES mensualmente.

**Tabla N° 4.1** Compensaciones para el Escenario 1.

Pago del Generador A<sub>2</sub> al Generador B.

<b>Mes</b>	<b>Compensación Escenario 1 S/.</b>	<b>TC</b>	<b>Compensación Escenario 1 US\$</b>
Agosto [10]	8,646,837	2.953	2,826,325
Septiembre [11]	18,014,554	2.977	6,051,244
Octubre [12]	4,073,663	3.090	1,318,338
Noviembre [13]	3,169,871	3.096	1,023,860
Diciembre [14]	4,888,887	3.142	1,555,979

La Tabla 4.2 presenta a igualdad que el párrafo anterior, el pago del Generador A<sub>2</sub> al Generador B por redistribución de gas natural y que fue calculado por el Generador A<sub>2</sub>.

La Tabla 4.3 presenta el pago del Generador A<sub>2</sub> al Generador B por redistribución de gas natural y calculado por el Generador B.

El detalle de cálculo por cada escenario y para cada mes se encuentra debidamente detallado en los Anexos del Informe.

**Tabla N° 4.2** Compensaciones para el Escenario 2.

Pago del Generador A<sub>2</sub> al Generador B.

<b>Mes</b>	<b>Escenario 2 US\$</b>
Agosto	2,521,876
Septiembre	4,266,414
Octubre	692,404
Noviembre	193,855
Diciembre	379,789

**Tabla N° 4.3** Compensaciones para el Escenario 3.Pago del Generador A<sub>2</sub> al Generador B.

Mes	Escenario 3 US\$
Agosto	2,759,220
Septiembre	4,634,195
Octubre	911,833
Noviembre	235,510
Diciembre	434,767

La Tabla 4.4 muestra resumen de cálculo de todas las compensaciones para los tres escenarios.

**Tabla N° 4.4** Resumen de Compensaciones (US\$)

Mes	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Agosto	2,826,325	2,521,876	2,759,220
Septiembre	6,051,244	4,266,414	4,634,195
Octubre	1,318,338	692,404	911,833
Noviembre	1,023,860	193,855	235,510
Diciembre	1,555,979	379,789	434,767

La Fig. 4.4 muestra las compensaciones para cada escenario, la Fig. 4.5 muestra las variaciones porcentuales de los Escenarios 1 y 2, la Fig. 4.6 muestra las variaciones porcentuales de los Escenarios 1 y 3 y la Fig. 4.7 muestra las variaciones porcentuales de los Escenarios 2 y 3.

#### 4.4.2 La Economía del Bienestar en el Pago de Compensaciones

De los resultados de las compensaciones se puede observar que las estimaciones por beneficios de perjuicios/beneficios para el primer escenario son mucho más elevadas que los dos últimos escenarios, fundamentalmente debido a los criterios que se maneja para cada escenario.

Pero entonces cabría la siguiente pregunta ¿Los agentes involucrados se quedarán conformes con las asignaciones realizadas por el COES?

Para responder a la anterior interrogante, es bueno recordar que para nuestro análisis se había supuesto que el Generador B, era el generador al cual el Generador A le tenía que compensar por redistribución de gas.

Con los resultados de las compensaciones, el Generador B no tiene ningún incentivo para llevar adelante el resultado de sus cálculos, ya que con los cálculos del Escenario 1, incrementaría su utilidad.

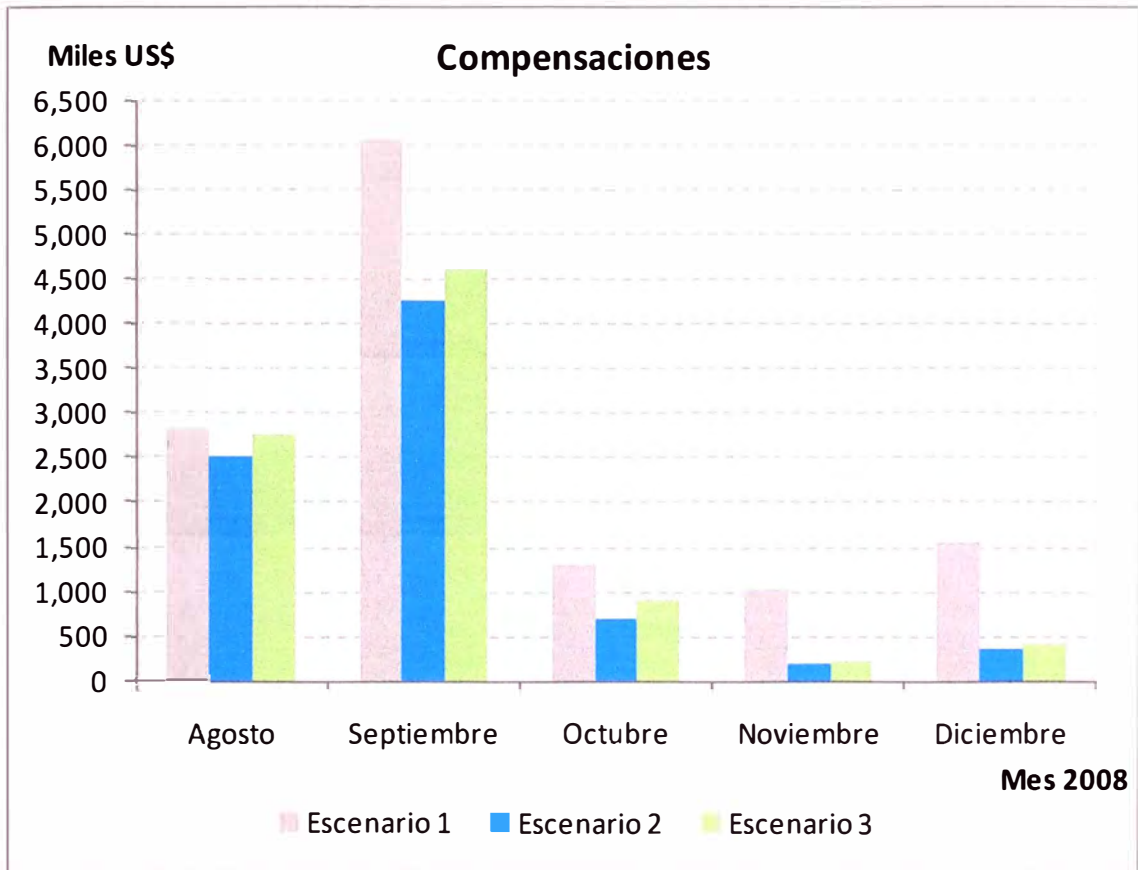


Fig. 4.4 Compensaciones por Escenario.

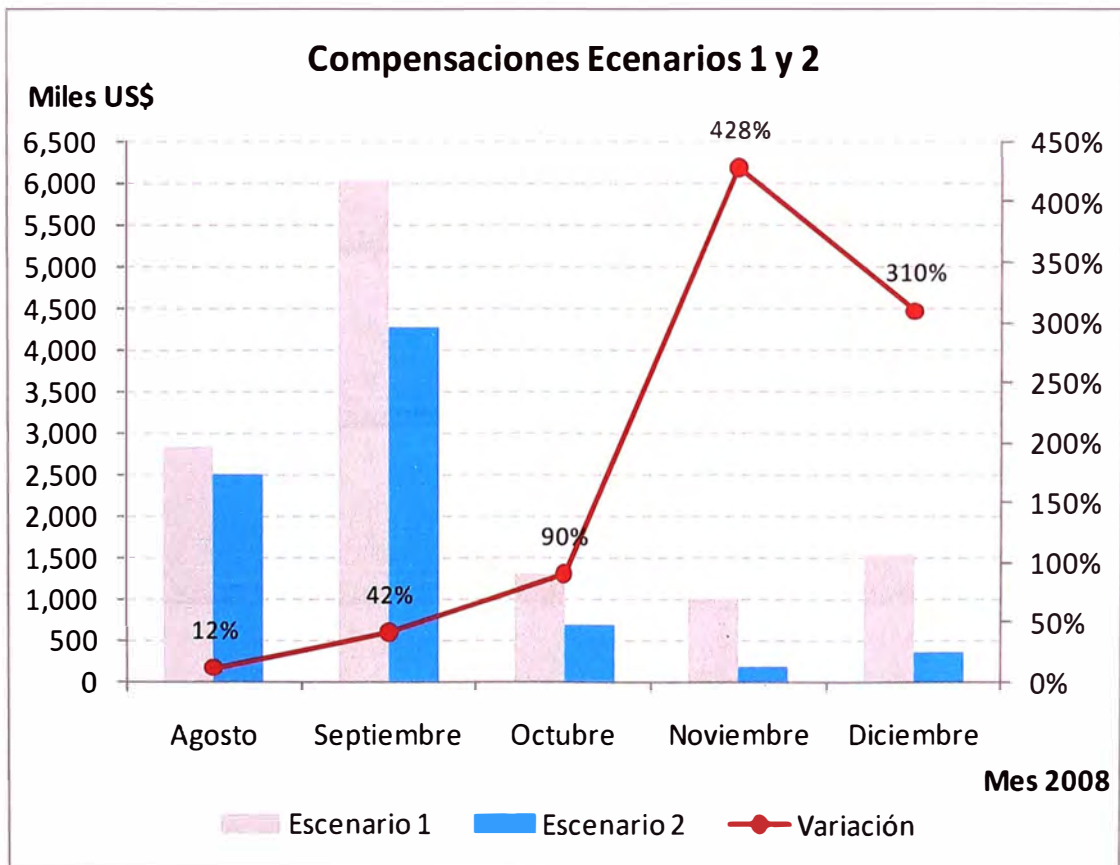
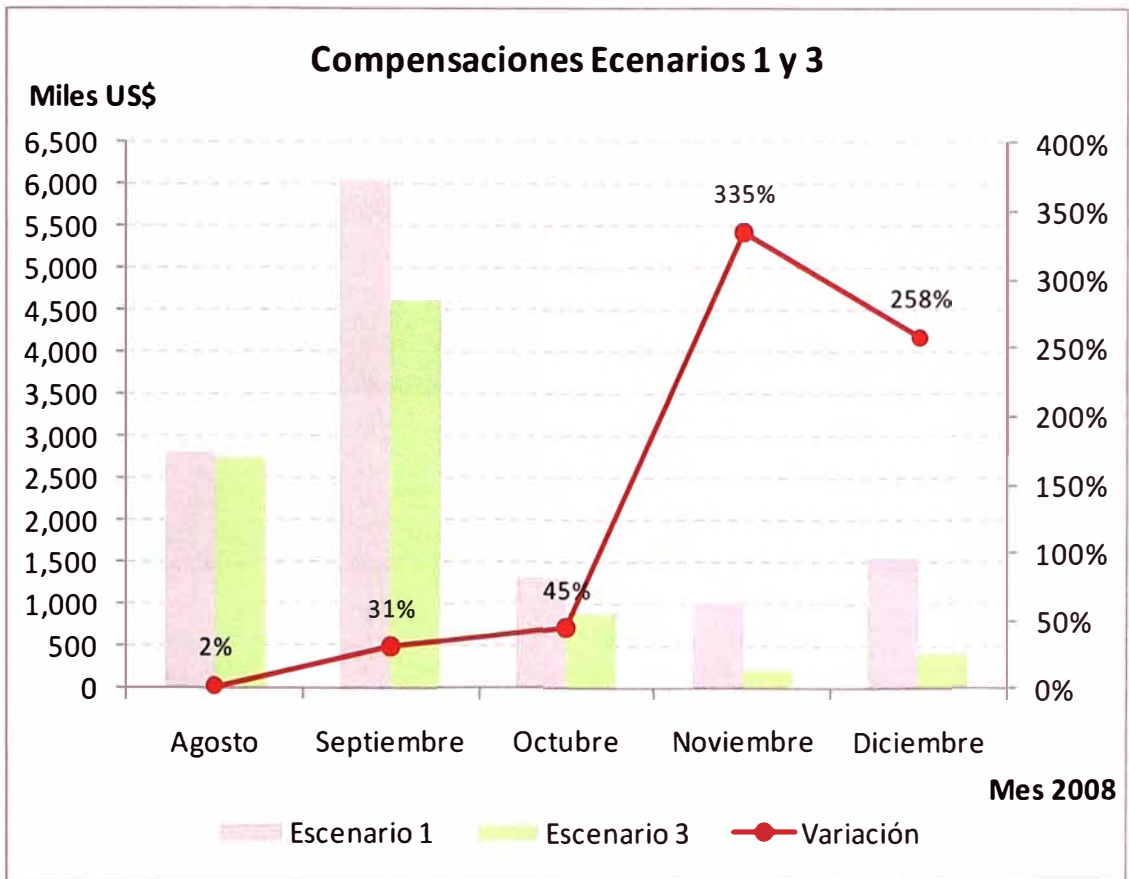
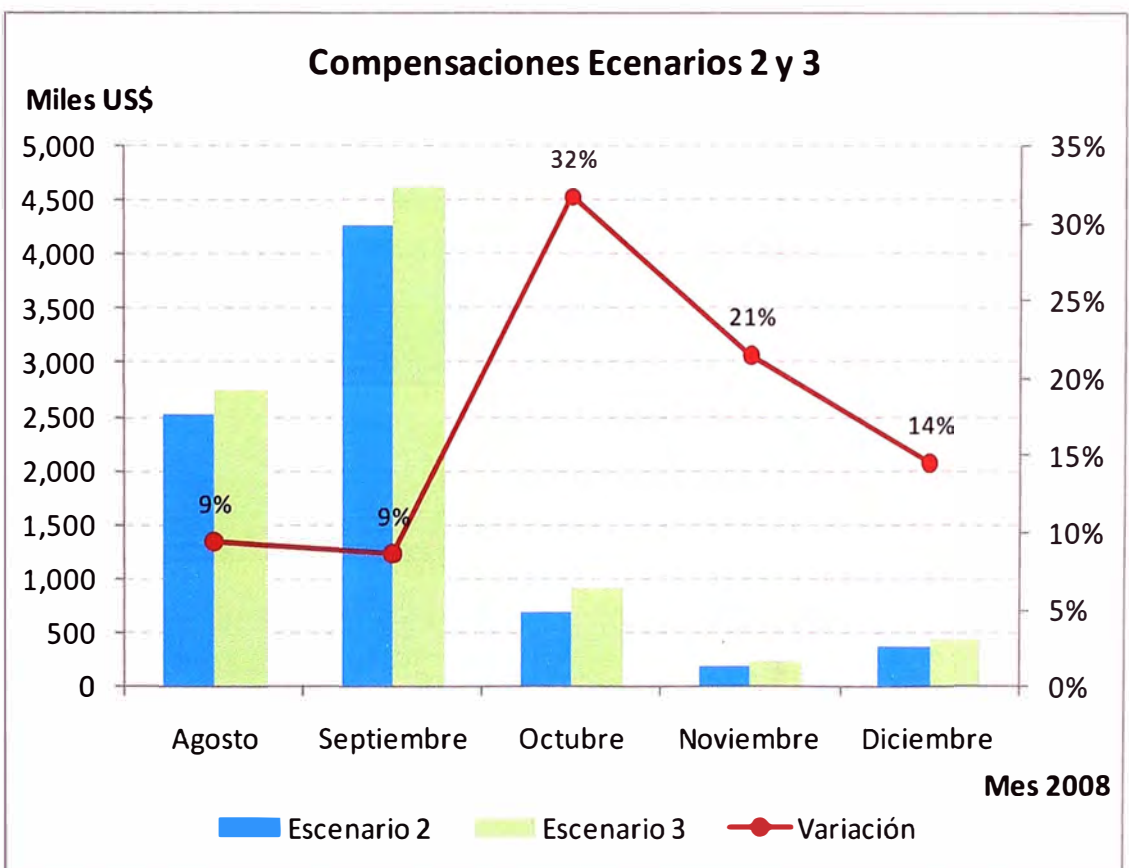


Fig. 4.5 Variaciones porcentuales Escenario 1 y 2.





**Fig. 4.6** Variaciones porcentuales Escenario 1 y 3.



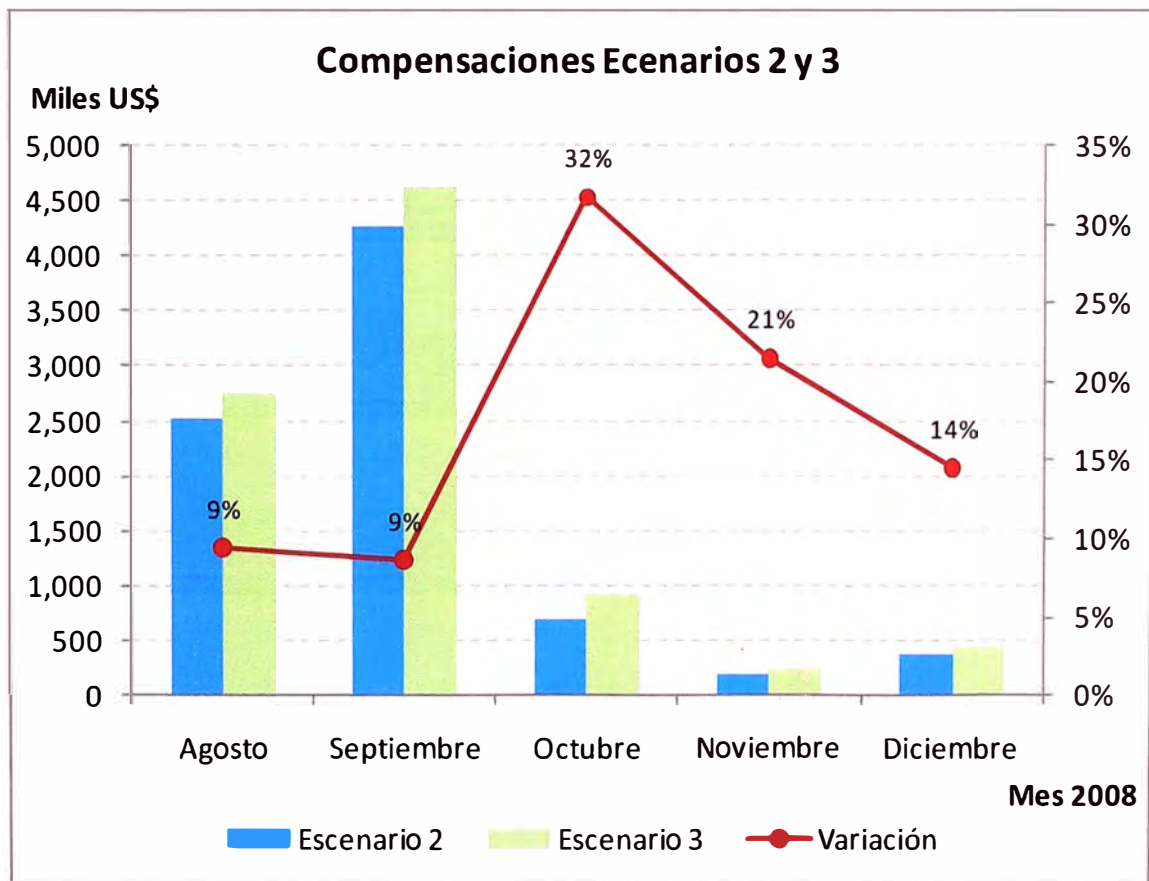
**Fig. 4.7** Variaciones porcentuales Escenario 2 y 3.

De manera inversa el Generador A se ve perjudicado debido a que tendría que pagar en exceso las compensaciones.

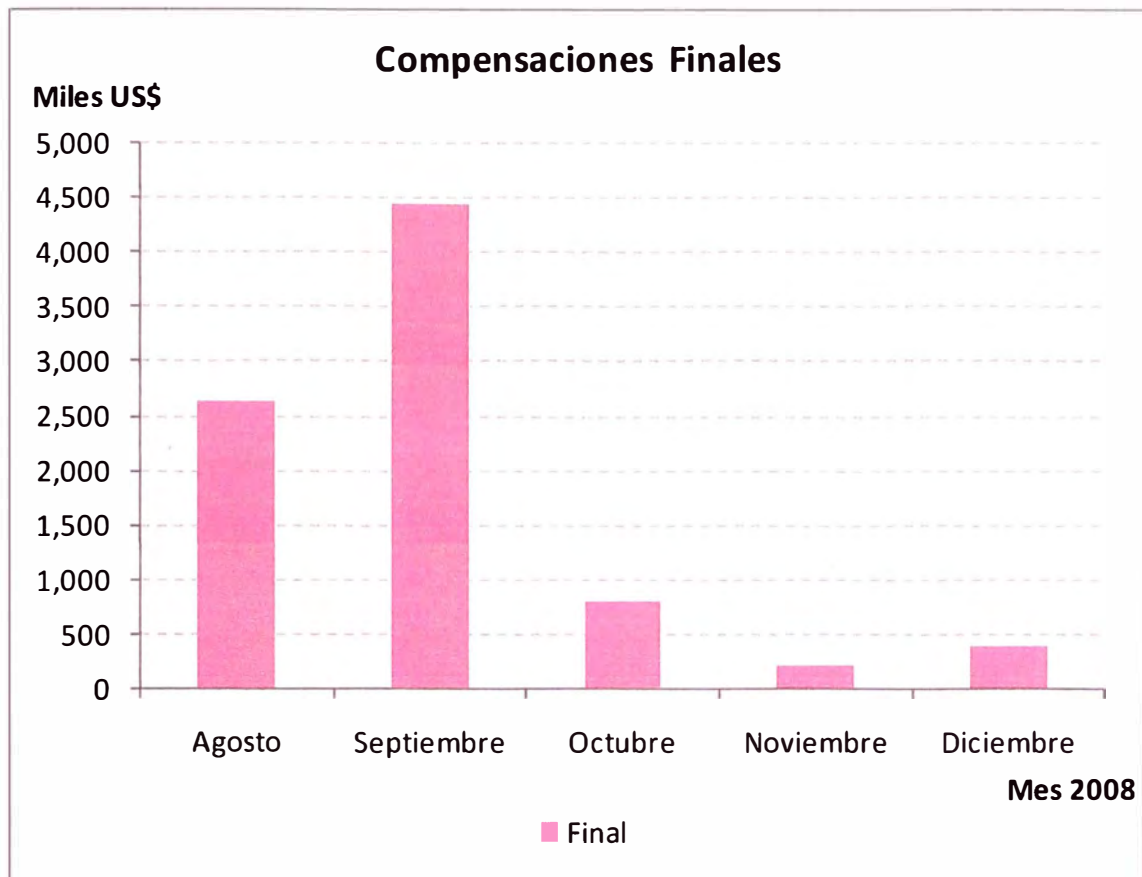
Ante esta situación el Generador A y el Generador B, de forma independiente llevan adelante los resultados de los cálculos que cada uno debería pagar o recibir. Ahora los cálculos de compensaciones del Generador A (Escenario 2) y el Generador B (Escenario 3) difieren, esto debido a que cada agente tiene preferencias independientes (cada uno de los criterios que se han descrito en el capítulo anterior), por ello, los agentes toman una decisión y deciden que el pago final de compensaciones sea el promedio de cada uno de los resultados obtenidos (Escenario 2 y 3) (ver Tabla 4.5, Fig. 4.8 y Fig. 4.9)

**Tabla N° 4.5** Compensaciones Finales entre Agentes A y B (US\$)

Mes	Escenario 2	Escenario 3	Final
Agosto	2,521,876	2,759,220	2,640,548
Septiembre	4,266,414	4,634,195	4,450,304
Octubre	692,404	911,833	802,118
Noviembre	193,855	235,510	214,683
Diciembre	379,789	434,767	407,278



**Fig. 4.8** Compensaciones Escenarios 2 y 3.



**Fig. 4.9** Compensaciones Finales.

Para poder tener una mejor idea del comportamiento de los agentes A y B (cada uno de ellos con su respectivo Escenario 1 y Escenario 2 respectivamente) en la negociación, la podemos explicar desde el punto de vista económico, para ello los bienes sujetos a un intercambio serían el volumen de gas a redistribuirse que definiremos como X y margen de tiempo requerido para hacer una parada por mantenimiento, definida como Y.

X Volumen de gas a redistribuirse.

Y Margen de tiempo requerido para hacer una parada por mantenimiento.

Seguidamente a ello enunciamos que cada uno de los agentes tiene disposición para el intercambio económico ya que existe para cada uno de ellos oportunidades de mejora, a través del intercambio.

La Fig. 4.10 muestra las curvas de indiferencia para los agentes A y B. (la parte izquierda para el Agente A y la parte derecha para el Agente B)

Consideramos también que:

Cada agente desea maximizar su utilidad.

Las preferencias individuales son independientes.

De manera explicativa, llevamos nuestras curvas de indiferencia a una Caja de Edgworth (ver Fig. 4.11)

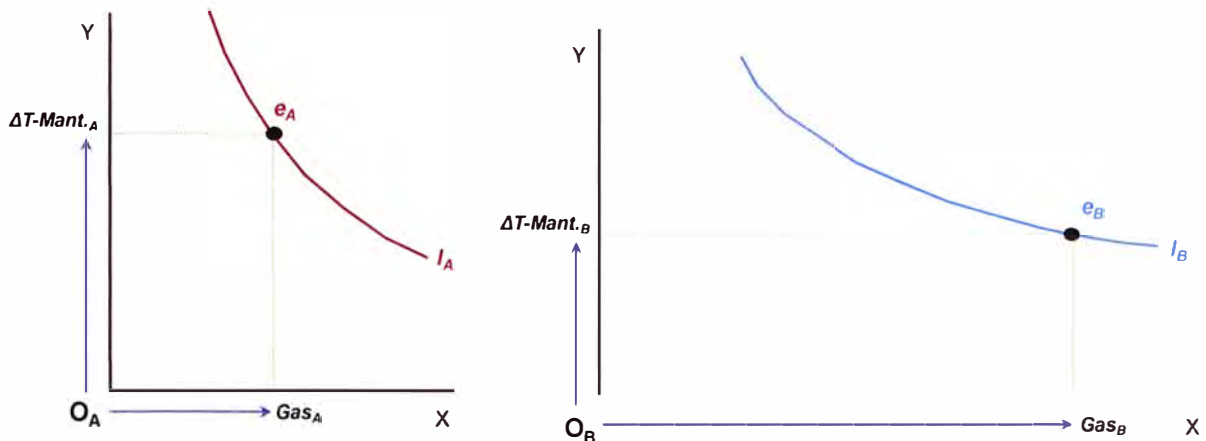


Fig. 4.10 Curvas de Indiferencia ilustrativa de los agentes A y B.

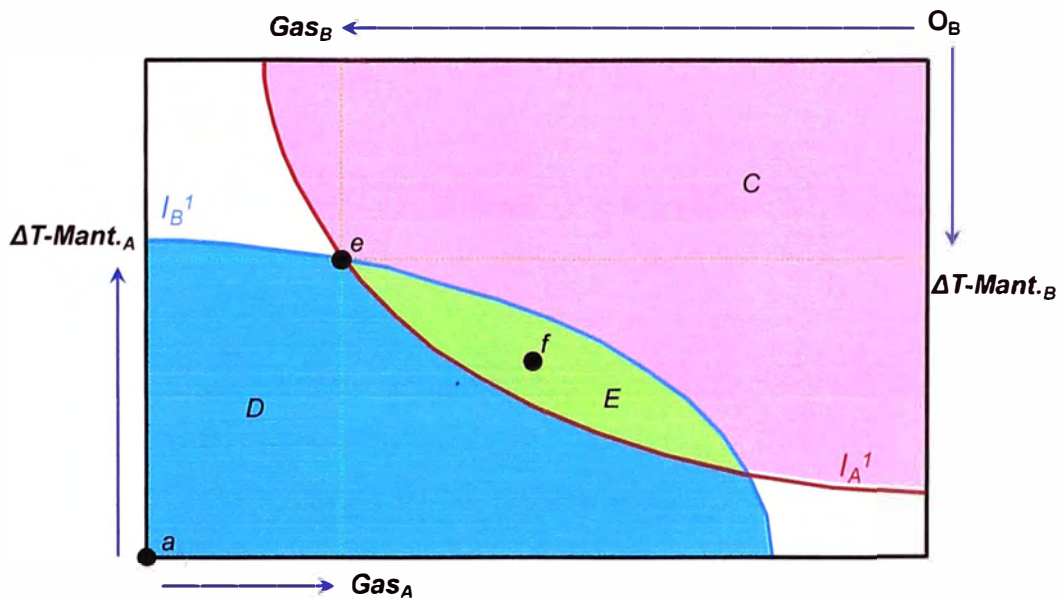


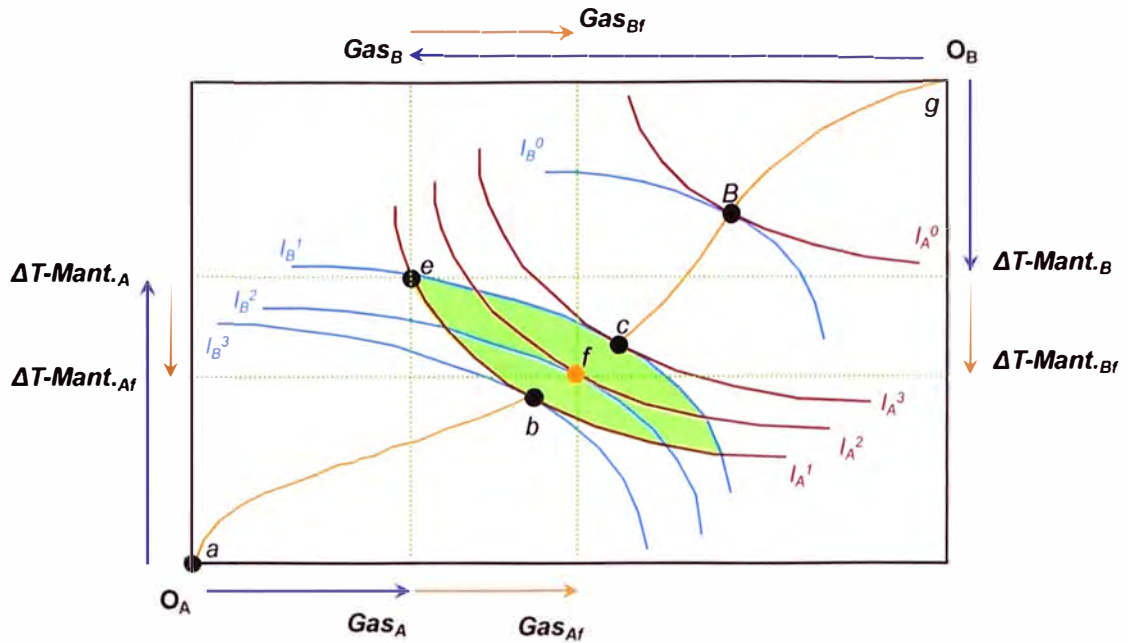
Fig. 4.11 Caja de Edgeworth.

Posibilidades de Intercambios Voluntarios entre los agentes A y B.

En éste punto señalamos que el agente A tiene una disponibilidad de gas propia, la cual se encuentra sujeta a un margen de tiempo para realizar su respectivo mantenimiento por operación, entonces lo que se pretende mostrar con la Fig.4.11 es que tanto esta dispuesto el agente A de recibir gas para poder usarlo, ya que con ello acorta el tiempo que tiene para poder realizar un mantenimiento pero también tiene un ingreso monetario por la energía que pueda generar , el objetivo es que mediante el intercambio voluntario de bienes se llegue a un punto de acuerdo mutuo.

Como se explicó anteriormente los agentes A y B terminaron en mutuo acuerdo de pagos de compensaciones, es decir, llegaron al equilibrio final, entonces el punto final se ubica en la Curva de Contrato originada por ambas partes (ver Fig.4.12).

De los resultados y de los análisis podemos inferir que el equilibrio final en el que nos situemos sobre la curva de contrato dependerá de:



**Fig. 4.12** Curva de Contrato de agentes A y B.

- La situación inicial en la negociación o partida.
- La capacidad de negociación de cada agente.
- El modo en que se organice la negociación entre las partes.

También podemos decir que: los mercados competitivos son un marco institucional para este propósito en el que:

- Ningún agente posee poder de mercado.

Todos los análisis anteriores que se obtuvo para un mercado competitivo, nos permite demostrar el Primer Teorema Fundamental de la Economía del Bienestar, que básicamente establece que: "Todo equilibrio competitivo es eficiente en el sentido de Pareto".

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Las compensaciones por redistribución de gas natural calculadas por el COES, resultaron ser mayores a las estimaciones de las propias empresas sujetas a la problemática.

De acuerdo a los resultados de los cálculos realizados en el presente trabajo, se puede inferir que el criterio más relevante, que hace que exista diferencia de resultados entre el Escenario 1 (tomado por el operador de sistema) y los Escenarios 2 y 3 (tomadas por las empresas beneficiadas y perjudicadas, respectivamente) es el valor que se utiliza como costo variable, el trabajo plantea que dicho costo utilizado sea el valor real y no el valor declarado.

2. Las transacciones económicas derivadas de la redistribución de gas natural son ejemplos de una economía de intercambio, donde cada empresa trata de maximizar su utilidad; para el desarrollo del presente trabajo el volumen de gas y el margen de tiempo para realizar un mantenimiento programado son considerados como bienes de intercambio; se llega a demostrar que los agentes involucrados (beneficiados y perjudicados) llegan finalmente a un acuerdo dentro de una "Curva de Contrato", la cual es definida fundamentalmente por la capacidad de negociación de los agentes.

3. Se demuestra que la situación de redistribución de gas natural entre los agentes beneficiados y perjudicados cumple con el Primer Teorema Fundamental de la Economía de Bienestar, es decir, que el equilibrio competitivo alcanzado entre los agentes es eficiente en el sentido de Pareto, porque no existe ninguna otra asignación económica que permita a un agente disfrutar de al menos del mismo bienestar o que se mejore estrictamente el del otro.

4. El concepto para calcular las compensaciones por redistribución de gas es el siguiente: si existe una agente A, el cual tiene unidades térmicas más eficientes y que pueda tomar un volumen de gas de un agente B, para aprovechar de manera óptima el recurso, entonces le corresponde al agente A compensar económicamente al agente B por los ingresos que éste hubiese obtenido sino se realizaba la redistribución de gas, las compensaciones a las que nos referimos se encuentran asociadas a energía y potencia.



El agente A, al generar energía eléctrica también tiene que realizar el pago por hacer uso del sistema de transmisión, específicamente por el sistema secundario, cuando el COES ordena el despacho por eficiencias, obliga al agente A a generar, y por ende, indirectamente a realizar el pago por sistema secundario de transmisión, lo que faltaría definir es que el pago por el sistema secundario asignado al agente A, debería ser descontado del pago realizado al agente B.

Se recomienda tener presente la consideración descrita, para futuros trabajos relacionados con transacciones que derivan de intercambios con gas natural.

## **ANEXOS**

## ANEXO A: Detalle de Cálculo para el Escenario 1

Los cuadros que se presentan corresponden al cálculo de las compensaciones para el Escenario 1 y para el Pago del Generador A<sub>2</sub> al Generador B. Par éste caso el Generador A<sub>2</sub> es representado por la empresa Kallpa Generación S.A.

(1) En aplicación del Artículo 4 del DL No.1041.

(2) El signo negativo indica perjuicio y el signo positivo indica beneficio.

Actualizado el 02.12.2008  
INFORME DTR-120-2008 - R2

**CUADRO N° 7.5**  
**RESUMEN DE PAGOS DE COMPENSACIONES ESPECIALES**  
**(En Nuevos Soles)**  
**AGOSTO 2008**

EMPRESAS	CUADRO N° 7.2.2 (1)	CUADRO N° 7.3 (2)	CUADRO N° 7.4 (3)	SALDOS
ELECTROPERU	24,098.11		-1,940,607	-1,915,908
EDEGEL	14,231.12	16,903,147	542,062	17,459,439
CAHUA	879.36		-95,948	-95,068
EGENOR	5,634.89		1,755,297	1,760,932
ELECTROANDES	3,368.29		-220,694	-217,325
SHOUGESA	937.69		192,919	193,856
EEPSA	1,704.18		-123,129	-121,424
TERMOSELVA	72,535.79		-274,034	-346,569
EGEMSA	1,774.50		-169,133	-167,358
EGASA	2,330.17		433,216	435,546
EGESUR	240.45		-73,556	-73,316
ENERSUR	12,482.87	8,557,009	481,071	8,063,455
SAN GABAN	1,385.87		-178,695	-177,309
SM CORONA	290.88		-28,070	-27,779
KALLPA GENERACION S.A.	2,577.41	-8,346,137	-300,700	-8,644,259
<b>TOTAL</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

(1) Compensaciones DU-046-2007 y Reglamento Duocécima Ley N°28832 (CUADRO N° 7.2.2)

(2) Aplicación del Artículo 4 del DL N° 1041 (CUADRO N° 7.3 )

(3) Aplicación de la Quinta Disposición Transitoria del DL N° 1041 (CUADRO N° 7.4)

(1) En aplicación del Artículo 4 del DL No.1041.

(2) El signo negativo indica perjuicio y el signo positivo indica beneficio.

INFORME COES/DO/STR-134-2008

**CUADRO N° 7.5**  
**RESUMEN DE PAGOS DE COMPENSACIONES ESPECIALES**  
**(En Nuevos Soles)**  
**SETIEMBRE 2008**

EMPRESAS	CUADRO N° 7.2.2 (1)	CUADRO N° 7.3 (2)	CUADRO N° 7.4 (3)	SALDOS
ELECTROPERU			-2,444,912	2,444,912
EDEGEL		34,489,914	-1,131,816	33,358,098
CAHUA			-118,827	-118,827
EGENOR			1,578,585	1,578,585
ELECTROANDES			-273,319	-273,319
SHOUGESA			450,002	450,002
EEPSA			-189,850	-189,850
TERMOSELVA			-368,293	-368,293
EGEMSA			219,014	219,014
EGASA			766,687	766,687
EGESUR			-91,096	-91,096
ENERSUR		-16,475,361	2,657,077	-13,818,283
SAN GABAN			-208,059	-208,059
SM CORONA			-34,763	-34,763
<b>KALLPA GENERACION S.A.</b>		<b>-18,014,554</b>	<b>-372,403</b>	<b>-18,386,956</b>
<b>TOTAL</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

(1) Compensaciones DU-046-2007 y Reglamento Duocecima Ley N°28832 (CUADRO N° 7.2.2)

(2) Aplicación del Artículo 4 del DL N° 1041 (CUADRO N° 7.3)

(3) Aplicación de la Quinta Disposición Transitoria del DL N° 1041 (CUADRO N° 7.4)

(1) En aplicación del Artículo 4 del DL No.1041.

(2) El signo negativo indica perjuicio y el signo positivo indica beneficio.

INFORME COES/DO/STR-153-2008

**CUADRO N° 7.5**  
**RESUMEN DE PAGOS DE COMPENSACIONES ESPECIALES**  
**(En Nuevos Soles)**  
**Octubre 2008**

EMPRESAS	CUADRO N° 7.2.F (1)	CUADRO N° 7.3 (2)	CUADRO N° 7.4 A (3)	CUADRO N° 7.4 C (4)	SALDOS
ELECTROPERU	-396,472.93	-4,455,473	2,218,645		-7,070,591
EDEGEL	-105,051.27	3,384,317	-1,174,072	8,562,440	10,667,635
CAHUA	-12,165.54	-185,026	-122,536		-319,728
EGENOR	-36,245.10	377,309	694,964		1,036,028
ELECTROANDES	-20,035.34	-721,963	316,063		-1,058,062
SHOUGESA	4,163.68	1,335,463	1,198,298		2,529,597
EEPSA	118,993.65	691,971	780,978		1,591,942
TERMOSELVA	126,676.38	-634,935	-250,041		-758,300
EGEMSA	-53,397.64	151,763	233,686		438,847
EGASA	-183,311.99	-185,911	-6,587		-375,811
EGESUR	-5,969.38	-85,263	-88,230		-179,463
ENERSUR	649,814.69	1,517,184	2,382,248	-4,488,777	60,469
SAN GABAN	-22,101.60	-96,247	215,586		333,935
SM CORONA	-1,968.05	-67,290	-39,578		-108,836
<b>KALLPA GENERACION S.A.</b>	<b>-54,602.21</b>	<b>-722,371</b>	<b>-391,461</b>	<b>-4,073,663</b>	<b>-5,242,097</b>
<b>TOTAL</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

(1) Compensaciones DU-046-2007 (CUADRO N° 7.2.F)

(2) Compensaciones Reglamento Duocecima Ley N°28832 (CUADRO N° 7.3)

(3) Aplicación del Artículo 4 del DL N° 1041 (CUADRO N° 7.4 A)

(4) Aplicación de la Quinta Disposición Transitoria del DL N° 1041 (CUADRO N° 7.C)

(1) En aplicación del Artículo 4 del DL No.1041.

(2) El signo negativo indica perjuicio y el signo positivo indica beneficio.

Actualizado 04.03.2009.  
INFORME COES/DO/STR-166-2008 - R3

**CUADRO N° 7.5**  
**RESUMEN DE PAGOS DE COMPENSACIONES ESPECIALES**  
(En Nuevos Soles)  
Noviembre 2008

EMPRESAS	CUADRO N° 7.2.H (1)	CUADRO N° 7.3 (2)	CUADRO N° 7.4 A (3)	CUADRO N° 7.4 C (4)	SALDOS
ELECTROPERU	-329,624.79		2,603,791		2,934,415
EDEGEL	-95,729.02		1,340,204	3,169,871	1,733,888
CAHUA	-10,744.30		113,746		124,491
EGENOR	-17,361.24		608,496		591,135
ELECTROANDES	11,239.29		302,731		-313,970
SHOUGESA	-3,438.95		663,220		659,782
EEPSA	154,239.84		1,263,034		1,417,274
TERMOSELVA	65,319.01		-103,700		38,381
EGEMSA	-44,155.81		245,839		289,995
EGASA	-150,770.58		-47,159		-197,930
EGESUR	7,241.17		-92,991		100,233
ENERSUR	523,015.20		3,014,391		3,537,406
SAN GABAN	-15,756.48		240,034		255,790
SM CORONA	1,870.47		-42,184		-44,055
<b>KALLPA GENERACION S.A.</b>	<b>-54,591.95</b>		<b>-416,763</b>	<b>-3,169,871</b>	<b>-3,641,226</b>
<b>TOTAL</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

(1) Compensaciones DU-046-2007 (CUADRO N° 7.2.H)

(2) Compensaciones Reglamento Duocécima Ley N°28832 (CUADRO N° 7.3)

(3) Aplicación del Artículo 4 del DL N° 1041 (CUADRO N° 7.4 A)

(4) Aplicación de la Quinta Disposición Transitoria del DL N° 1041 (CUADRO N° 7.C)

(1) En aplicación del Artículo 4 del DL No.1041.

(2) El signo negativo indica perjuicio y el signo positivo indica beneficio.

INFORME COES/DO/STR-007-2009

**CUADRO N° 7.5**  
**RESUMEN DE PAGOS DE COMPENSACIONES ESPECIALES**  
(En Nuevos Soles)  
Diciembre 2008

EMPRESAS	CUADRO N° 7.2.F (1)	CUADRO N° 7.3 (2)	CUADRO N° 7.4 A (3)	CUADRO N° 7.4 C (4)	SALDOS
ELECTROPERU	-432,036.16		1,987,290		-2,419,326
EDEGEL	-118,419.33		-635,273	12,335,326	11,581,634
CAHUA	-21,332.67		-83,776		-105,109
EGENOR	52,616.26		1,122,390		1,069,774
ELECTROANDES	-22,648.71		-236,247		-258,896
SHOUGESA	-2,513.49		488,180		485,667
EEPSA	162,475.33		426,446		588,921
TERMOSELVA	203,152.34		-62,184		140,968
EGEMSA	-53,183.52		-190,369		243,552
EGASA	-193,962.03		-66,530		260,492
EGESUR	7,744.12		-70,306		78,050
ENERSUR	632,517.56		1,841,090	7,446,439	-4,972,831
SAN GABAN	27,145.54		-184,283		-211,428
SM CORONA	2,202.99		-33,976		36,179
<b>KALLPA GENERACION S.A.</b>	<b>-64,340.40</b>		<b>-327,872</b>	<b>-4,888,887</b>	<b>-5,281,100</b>
<b>TOTAL</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

(1) Compensaciones DU-046-2007 (CUADRO N° 7.2.F)

(2) Compensaciones Reglamento Duocécima Ley N°28832 (CUADRO N° 7.3)

(3) Aplicación del Artículo 4 del DL N° 1041 (CUADRO N° 7.4 A)

(4) Aplicación de la Quinta Disposición Transitoria del DL N° 1041 (CUADRO N° 7.C)

## ANEXO B: Detalle de Cálculo para el Escenario 2

### Detalle de Cálculos por Redistribución de Gas Natural realizada por el Generador A<sub>2</sub>

Ítem	Cálculo	Unidad	Generador A <sub>1</sub>	Generador A <sub>2</sub>	Total	Generador B
Energía	E	MWh	27,019	24,201	51,220	44,220
Consumo de GN	Vol	Mm <sup>3</sup>	7,056	6,759	13,815	13,824
Ingreso por Energía	E x Cmg	US\$	3,763,717	3,318,907	7,082,624	6,238,912
Costo por Energía	E x CV <sub>Real</sub>	US\$	692,952	665,644	1,358,596	1,430,597
Margen Variable de Energía	E x (Cmg - CV <sub>Real</sub> )	US\$	3,070,765	2,653,263	5,724,028	4,786,708
Ingreso por Potencia	IAPG	US\$	108,076	96,802	204,879	113,229
<b>Total</b>		US\$	<b>3,178,841</b>	<b>2,750,066</b>	<b>5,928,907</b>	<b>4,899,936</b>

Factor de Reparto	51%	49%	100%
-------------------	-----	-----	------

### Pagos del Generador A<sub>1</sub> y el Generador A<sub>2</sub> al Generador B

#### Por Redistribución de Gas Natural

Periodo: Desde el 10 al 31 de Agosto 2008

		Generador A <sub>1</sub>	Generador A <sub>2</sub>	Total
Por Energía	US\$	2,444,754	2,341,953	4,786,708
Δ por Energía	US\$	313,005	124,524	437,529
IAPG	US\$	57,830	55,398	113,229
<b>TOTAL</b>	<b>US\$</b>	<b>2,815,590</b>	<b>2,521,876</b>	<b>5,337,465</b>

### Detalle de Cálculos por Redistribución de Gas Natural realizada por el Generador A<sub>2</sub>

Ítem	Cálculo	Unidad	Generador A <sub>1</sub>	Generador A <sub>2</sub>	Total	Generador B
Energía	E	MWh	42,617	30,499	73,116	61,498
Consumo de GN	Vol	Mm <sup>3</sup>	11,115	8,510	19,625	19,625
Ingreso por Energía	E x Cmg	US\$	7,604,840	5,430,121	13,034,960	11,111,319
Costo por Energía	E x CV <sub>Real</sub>	US\$	1,091,771	838,162	1,929,933	2,062,094
Margen Variable de Energía	E x (Cmg - CV <sub>Real</sub> )	US\$	6,513,069	4,591,958	11,105,027	9,045,348
Ingreso por Potencia	IAPG	US\$	170,469	121,995	292,464	175,794
<b>Total</b>		US\$	<b>6,683,538</b>	<b>4,713,953</b>	<b>11,397,491</b>	<b>9,221,142</b>

Factor de Reparto	57%	43%	100%
-------------------	-----	-----	------

### Pagos del Generador A<sub>1</sub> y el Generador A<sub>2</sub> al Generador B

#### Por Redistribución de Gas Natural

Periodo: Desde el 1 al 30 de Setiembre 2008

		Generador A <sub>1</sub>	Generador A <sub>2</sub>	Total
Por Energía	US\$	5,123,013	3,922,335	9,045,348
Δ por Energía	US\$	695,028	267,849	962,877
IAPG	US\$	99,564	76,229	175,794
<b>TOTAL</b>	<b>US\$</b>	<b>5,917,605</b>	<b>4,266,414</b>	<b>10,184,019</b>



Detalle de Cálculos por Redistribución de Gas Natural realizada por el Generador A<sub>2</sub>

Ítem	Cálculo	Unidad	Generador A <sub>1</sub>	Generador A <sub>2</sub>	Total	Generador B
Energía	E	MWh	25,707	17,846	43,553	36,664
Consumo de GN	Vol	Mm <sup>3</sup>	6,642	5,248	11,890	11,890
Ingreso por Energía	E x Cmg	US\$	1,637,950	1,202,065	2,840,015	2,574,172
Costo por Energía	E x CV <sub>Real</sub>	US\$	653,297	513,038	1,166,335	1,235,426
Margen Variable de Energía	E x (Cmg - CV <sub>Real</sub> )	US\$	984,653	689,028	1,673,681	1,338,746
Ingreso por Potencia	IAPG	US\$	102,828	71,384	174,212	141,050
<b>Total</b>		US\$	<b>1,087,481</b>	<b>760,412</b>	<b>1,847,893</b>	<b>1,479,795</b>

Factor de Reparto	56%	44%	100%
-------------------	-----	-----	------

Pagos del Generador A<sub>1</sub> y el Generador A<sub>2</sub> al Generador B

## Por Redistribución de Gas Natural

Periodo: Desde el 1 al 31 de Octubre 2008

		Generador A <sub>1</sub>	Generador A <sub>2</sub>	Total
Por Energía	US\$	747,852	590,893	1,338,746
Δ por Energía	US\$	118,400	39,254	157,654
IAPG	US\$	78,794	62,256	141,050
<b>TOTAL</b>	<b>US\$</b>	<b>945,046</b>	<b>692,404</b>	<b>1,637,450</b>

Detalle de Cálculos por Redistribución de Gas Natural realizada por el Generador A<sub>2</sub>

Ítem	Cálculo	Unidad	Generador A <sub>1</sub>	Generador A <sub>2</sub>	Total	Generador B
Energía	E	MWh	17,223	13,145	30,369	26,228
Consumo de GN	Vol	Mm <sup>3</sup>	4,450	3,668	8,118	8,118
Ingreso por Energía	E x Cmg	US\$	726,557	541,294	1,267,850	1,122,956
Costo por Energía	E x CV <sub>Real</sub>	US\$	437,695	361,306	799,002	836,551
Margen Variable de Energía	E x (Cmg - CV <sub>Real</sub> )	US\$	288,861	179,987	468,849	286,405
Ingreso por Potencia	IAPG	US\$	68,893	52,582	121,475	97,840
<b>Total</b>		US\$	<b>357,754</b>	<b>232,569</b>	<b>590,323</b>	<b>384,244</b>

Factor de Reparto	55%	45%	100%
-------------------	-----	-----	------

Pagos del Generador A<sub>1</sub> y el Generador A<sub>2</sub> al Generador B

## Por Redistribución de Gas Natural

Periodo: Desde el 01 al 30 de Noviembre 2008

		Generador A <sub>1</sub>	Generador A <sub>2</sub>	Total
Por Energía	US\$	156,988	129,416	286,405
Δ por Energía	US\$	52,749	20,228	72,978
IAPG	US\$	53,629	44,210	97,840
<b>TOTAL</b>	<b>US\$</b>	<b>263,367</b>	<b>193,855</b>	<b>457,222</b>

Detalle de Cálculos por Redistribución de Gas Natural realizada por el Generador A<sub>2</sub>

Ítem	Cálculo	Unidad	Generador A <sub>1</sub>	Generador A <sub>2</sub>	Total	Generador B
Energía	E	MWh	14,069	6,692	20,760	16,954
Consumo de GN	Vol	Mm <sup>3</sup>	3,635	1,882	5,517	5,517
Ingreso por Energía	E x Cmg	US\$	1,280,963	561,016	1,841,980	1,599,849
Costo por Energía	E x CV <sub>Real</sub>	US\$	357,533	185,118	542,651	562,848
Margen Variable de Energía	E x (Cmg - CV <sub>Real</sub> )	US\$	923,430	375,898	1,299,328	1,034,418
Ingreso por Potencia	IAPG	US\$	56,275	26,766	83,042	51,999
<b>Total</b>		US\$	979,706	402,664	1,382,370	1,086,417

Factor de Reparto	66%	34%	100%

Pagos del Generador A<sub>1</sub> y el Generador A<sub>2</sub> al Generador B

## Por Redistribución de Gas Natural

Periodo: Desde el 01 al 31 de Diciembre 2008

		Generador A <sub>1</sub>	Generador A <sub>2</sub>	Total
Por Energía	US\$	681,596	352,823	1,034,418
Δ por Energía	US\$	96,734	9,230	105,964
IAPG	US\$	34,263	17,736	51,999
<b>TOTAL</b>	<b>US\$</b>	<b>812,593</b>	<b>379,789</b>	<b>1,192,381</b>

### ANEXO C: Detalle de Cálculo para el Escenario 3

#### Detalle de Cálculos por Redistribución de Gas Natural realizada por el Generador B

Ítem	Cálculo	Unidad	Generador A <sub>1</sub>	Generador A <sub>2</sub>	Total	Generador B
Energía	E	MWh	27,019	25,569	52,588	46,446
Consumo de GN	Vol	Mm3	7,056	6,905	13,961	13,961
Ingreso por Energía	E x Cmg	US\$	3,764,722	3,566,816	7,331,538	6,695,759
Costo por Energía	E x CV <sub>Real</sub>	US\$	692,952	683,420	1,376,372	1,450,460
Margen Variable de Energía	E x (Cmg - CV <sub>Real</sub> )	US\$	3,071,770	2,883,396	5,955,166	5,223,692
Ingreso por Potencia	IAPG	US\$	108,076	102,276	210,352	112,512
<b>Total</b>		US\$	<b>3,179,846</b>	<b>2,985,672</b>	<b>6,165,518</b>	<b>5,336,204</b>

Factor de Reparto	51%	49%	100%

#### Pagos del Generador A<sub>1</sub> y el Generador A<sub>2</sub> al Generador B Por Redistribución de Gas Natural

Periodo: Desde el 10 al 31 de Agosto 2008

		Generador A <sub>1</sub>	Generador A <sub>2</sub>	Total
Por Energía	US\$	2,640,005	2,583,687	5,223,692
Δ por Energía	US\$	215,882	119,884	335,766
IAPG	US\$	56,862	55,649	112,512
<b>TOTAL</b>	<b>US\$</b>	<b>2,912,750</b>	<b>2,759,220</b>	<b>5,671,970</b>

#### Detalle de Cálculos por Redistribución de Gas Natural realizada por el Generador B

Ítem	Cálculo	Unidad	Generador A <sub>1</sub>	Generador A <sub>2</sub>	Total	Generador B
Energía	E	MWh	41,398	31,807	73,205	64,292
Consumo de GN	Vol	Mm3	10,725	8,659	19,384	19,774
Ingreso por Energía	E x Cmg	US\$	7,281,170	5,736,090	13,017,260	11,766,358
Costo por Energía	E x CV <sub>Real</sub>	US\$	1,054,476	855,927	1,910,403	2,084,038
Margen Variable de Energía	E x (Cmg - CV <sub>Real</sub> )	US\$	6,226,693	4,880,163	11,106,856	9,678,444
Ingreso por Potencia	IAPG	US\$	165,593	127,226	292,819	197,170
<b>Total</b>		US\$	<b>6,392,286</b>	<b>5,007,390</b>	<b>11,399,675</b>	<b>9,875,614</b>

Factor de Reparto	55%	45%	100%

#### Pagos del Generador A<sub>1</sub> y el Generador A<sub>2</sub> al Generador B Por Redistribución de Gas Natural

Periodo: Desde el 1 al 30 de Setiembre 2008

		Generador A <sub>1</sub>	Generador A <sub>2</sub>	Total
Por Energía	US\$	5,355,023	4,323,420	9,678,444
Δ por Energía	US\$	435,835	222,697	658,532
IAPG	US\$	109,093	88,077	197,170
<b>TOTAL</b>	<b>US\$</b>	<b>5,899,951</b>	<b>4,634,195</b>	<b>10,534,146</b>

## Detalle de Cálculos por Redistribución de Gas Natural realizada por el Generador B

Ítem	Cálculo	Unidad	Generador A <sub>1</sub>	Generador A <sub>2</sub>	Total	Generador B
Energía	E	MWh	25,958	20,507	46,464	40,060
Consumo de GN	Vol	Mm <sup>3</sup>	6,603	5,470	12,073	12,112
Ingreso por Energía	E x Cmg	US\$	1,628,240	1,469,641	3,097,881	3,004,999
Costo por Energía	E x CV <sub>Real</sub>	US\$	650,934	542,325	1,193,260	1,268,771
Margen Variable de Energía	E x (Cmg - CV <sub>Real</sub> )	US\$	977,305	927,316	1,904,621	1,736,228
Ingreso por Potencia	IAPG	US\$	103,831	82,027	185,857	152,171
<b>Total</b>		US\$	<b>1,081,136</b>	<b>1,009,343</b>	<b>2,090,479</b>	<b>1,888,399</b>

Factor de Reparto	55%	45%	100%
-------------------	-----	-----	------

Pagos del Generador A<sub>1</sub> y el Generador A<sub>2</sub> al Generador B  
Por Redistribución de Gas Natural

Periodo: Desde el 1 al 31 de Octubre 2008

		Generador A <sub>1</sub>	Generador A <sub>2</sub>	Total
Por Energía	US\$	949,620	786,608	1,736,228
Δ por Energía	US\$	13,843	56,283	70,126
IAPG	US\$	83,229	68,942	152,171
<b>TOTAL</b>	<b>US\$</b>	<b>1,046,692</b>	<b>911,833</b>	<b>1,958,525</b>

## Detalle de Cálculos por Redistribución de Gas Natural realizada por el Generador B

Ítem	Cálculo	Unidad	Generador A <sub>1</sub>	Generador A <sub>2</sub>	Total	Generador B
Energía	E	MWh	17,223	13,583	30,806	26,962
Consumo de GN	Vol	Mm <sup>3</sup>	4,450	3,668	8,118	8,118
Ingreso por Energía	E x Cmg	US\$	724,597	608,152	1,332,749	1,173,208
Costo por Energía	E x CV <sub>Real</sub>	US\$	437,695	363,057	800,752	844,780
Margen Variable de Energía	E x (Cmg - CV <sub>Real</sub> )	US\$	286,902	245,094	531,996	328,429
Ingreso por Potencia	IAPG	US\$	68,893	54,333	123,225	107,176
<b>Total</b>		US\$	<b>355,795</b>	<b>299,427</b>	<b>655,222</b>	<b>435,605</b>

Factor de Reparto	55%	45%	100%
-------------------	-----	-----	------

Pagos del Generador A<sub>1</sub> y el Generador A<sub>2</sub> al Generador B  
Por Redistribución de Gas Natural

Periodo: Desde el 01 al 30 de Noviembre 2008

		Generador A <sub>1</sub>	Generador A <sub>2</sub>	Total
Por Energía	US\$	180,023	148,405	328,429
Δ por Energía	US\$	42,752	38,676	81,427
IAPG	US\$	58,747	48,429	107,176
<b>TOTAL</b>	<b>US\$</b>	<b>281,522</b>	<b>235,510</b>	<b>517,032</b>

## Detalle de Cálculos por Redistribución de Gas Natural realizada por el Generador B

Ítem	Cálculo	Unidad	Generador A <sub>1</sub>	Generador A <sub>2</sub>	Total	Generador B
Energía	E	MWh	13,927	6,967	20,894	18,376
Consumo de GN	Vol	Mm3	3,598	1,882	5,480	5,480
Ingreso por Energía	E x Cmg	US\$	1,264,755	610,118	1,874,872	1,765,149
Costo por Energía	E x CV <sub>Real</sub>	US\$	353,927	186,221	540,148	565,890
Margen Variable de Energía	E x (Cmg - CV <sub>Real</sub> )	US\$	910,828	423,897	1,334,724	1,196,675
Ingreso por Potencia	IAPG	US\$	55,708	27,869	83,576	54,374
<b>Total</b>		US\$	966,535	451,765	1,418,301	1,251,049

Factor de Reparto	66%	34%	100%

Pagos del Generador A<sub>1</sub> y el Generador A<sub>2</sub> al Generador B

## Por Redistribución de Gas Natural

Periodo: Desde el 01 al 31 de Diciembre 2008

		Generador A <sub>1</sub>	Generador A <sub>2</sub>	Total
Por Energía	US\$	785,779	410,896	1,196,675
Δ por Energía	US\$	50,020	5,200	55,220
IAPG	US\$	35,704	18,670	54,374
<b>TOTAL</b>	<b>US\$</b>	<b>871,502</b>	<b>434,767</b>	<b>1,306,269</b>

## ANEXO D: Decreto Legislativo N° 1041 - 2008

El Peruano  
Lima, jueves 26 de junio de 2008

## NORMAS LEGALES

374785

3. Posean, por cualquier título, una capacidad instalada de producción y/o beneficio no mayor de trescientas cincuenta (350) toneladas métricas por día. En el caso de los productores de minerales no metálicos y materiales de construcción, el límite máximo de la capacidad instalada de producción y/o beneficio será de hasta un mil doscientas (1,200) toneladas métricas por día.

En el caso de los yacimientos metálicos tipo placer, el límite máximo de la capacidad instalada de producción y/o beneficio, será de tres mil (3,000) metros cúbicos por día.

Son productores mineros artesanales los que:

1. En forma personal o como conjunto de personas naturales o personas jurídicas conformadas por personas naturales, o cooperativas mineras o centrales de cooperativas mineras se dedican habitualmente y como medio de sustento, a la explotación y/o beneficio directo de minerales, realizando sus actividades con métodos manuales y/o equipos básicos; y
2. Posean, por cualquier título, hasta un mil (1,000) hectáreas, entre denuncias, peticiones y concesiones mineras; o hayan suscrito acuerdos o contratos con los titulares mineros según lo establezca el reglamento de la presente ley; y, además;
3. Posean, por cualquier título, una capacidad instalada de producción y/o beneficio no mayor de veinticinco (25) toneladas métricas por día. En el caso de los productores de minerales no metálicos y de materiales de construcción, el límite máximo de la capacidad instalada de producción y/o beneficio será de hasta cien (100) toneladas métricas por día.

En el caso de los yacimientos metálicos tipo placer, el límite máximo de capacidad instalada de producción y/o beneficio será de doscientos (200) metros cúbicos por día.

La condición de pequeño productor minero o productor minero artesanal se acreditará ante la Dirección General de Minería mediante declaración jurada bienal.

#### Artículo 4° - Derogación

Deróguese el artículo 17° de la Ley N° 27651, Ley de Formalización y Promoción de la Pequeña Minería y la Minería Artesanal.

#### DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS Y TRANSITORIAS

##### PRIMERA.-

El Poder Ejecutivo, en coordinación con los Gobiernos Regionales, expedirá mediante decreto supremo refrendado por el Ministro de Energía y Minas, en un plazo no mayor de noventa (90) días hábiles, las normas complementarias y reglamentarias requeridas para la identificación de las infracciones, aplicación de las sanciones que correspondan, así como las demás medidas que sean necesarias para la correcta aplicación del presente decreto legislativo.

##### SEGUNDA.-

El conjunto de personas jurídicas que, a la fecha de entrada en vigencia del presente decreto legislativo, se encuentren calificadas como Pequeños Productores Mineros o Productores Mineros Artesanales, y que no reúnan las condiciones previstas en esta Ley para ser calificados como tales, mantendrán su actual condición, hasta la expiración del plazo de su calificación o hasta el 31 de diciembre de 2008, lo que ocurra más tarde, siempre que no incurran en cualquiera de las causales de pérdida establecidas por la Ley.

##### TERCERA.-

Excepcionalmente y contando con las opiniones técnicas favorables de la Dirección General de Minería y la Dirección General de Asuntos Ambientales Mineros, el Ministerio de Energía y Minas, con cargo a su disponibilidad presupuestal, podrá disponer la ejecución de estudios y obras de remediación de los impactos ambientales

generados por las actividades mineras artesanales informales, en apoyo de los Gobiernos Regionales.

#### CUARTA.-

Facúltase al Ministerio de Energía y Minas a contratar evaluadores externos para efecto de la evaluación de los instrumentos de gestión ambiental que presenten los titulares de las actividades mineras. Asimismo, facúltase al Ministerio de Energía y Minas a contratar empresas de auditoría, que se encuentren inscritas en la Federación Nacional de Contadores Públicos del Perú, a efectos de verificar y evaluar las obligaciones técnicas, administrativas, contractuales, contables y/o financieras, establecidas en las disposiciones legales vigentes.

Los evaluadores externos a que se refiere el párrafo anterior, serán contratados y pagados por el Ministerio de Energía y Minas, según arancel aprobado mediante resolución del Ministerio de Energía y Minas, y con cargo a los titulares mineros materia de evaluación.

En ese sentido, a sólo requerimiento del Ministerio de Energía y Minas, los titulares de los derechos mineros deberán depositar en una cuenta especial el monto que les será notificado y requerido formalmente.

El Ministerio de Energía y Minas, mediante Decreto Supremo establecerá los demás criterios y procedimientos para la inscripción, selección y designación de los evaluadores externos, así como para la contratación, ejecución de sus tareas y el pago respectivo.

#### POR TANTO:

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

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

ALAN GARCÍA PÉREZ  
Presidente Constitucional de la República

JORGE DEL CASTILLO GÁLVEZ  
Presidente del Consejo de Ministros

JUAN VALDIVIA ROMERO  
Ministro de Energía y Minas

218542-2

#### DECRETO LEGISLATIVO N° 1041

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

POR CUANTO:

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

Que, entre los efectos que se derivan del incremento sostenido que viene experimentando la economía nacional, se tiene la mayor demanda de energía eléctrica que durante los dos últimos años ha registrado unas tasas de crecimiento de 8.3% en el 2006 y 10.8% en el 2007, estimándose que en el periodo 2008-2015 la tasa promedio anual de crecimiento será de 7.6%; y, en ese contexto, la entrada en vigencia del Acuerdo de Promoción Comercial Perú - Estados Unidos y su Protocolo de Enmienda permite prever que los requerimientos de nueva oferta de generación al año 2015 serán de más de 3 600 MW;

Que, conforme al artículo 26° de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, los costos de transmisión del Sistema Garantizado de Transmisión son asignados por OSINERGMIN a los Generadores y a los Usuarios, en proporción al beneficio económico que les proporcionan dichas instalaciones;

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



de energía que ofertan en los procesos de Licitación de electricidad convocados por los Distribuidores al amparo de las normas contenidas en el Capítulo Segundo de la referida Ley N° 28832.

Que, entre las condiciones a que se encuentran sujetos los contratos de suministro de electricidad que se celebran como resultado de los procesos de Licitación, el artículo 8° de la Ley N° 28832 especifica que los precios tienen carácter de Precios Fijos durante todo el plazo de vigencia del contrato, el que puede ser de hasta quince (15) años;

Que, el monto que OSINERGMIN asigna anualmente a los Generadores en aplicación del mencionado artículo 26° de la Ley N° 28832, constituye una incertidumbre para todo el plazo de vigencia de los contratos de suministro, convirtiéndose así en una variable de riesgo que los Generadores consideran al ofertar sus precios de energía en los procesos de Licitación de electricidad por cuanto influye decididamente en la definición de precios óptimos;

Que, con el objeto de hacer más transparente el pago de los costos de transmisión y atendiendo a que la tarifa que paga el Usuario comprende todos los costos en los que se incurre para la prestación del servicio eléctrico, incluyendo la parte de los costos de transmisión que actualmente se asigna al Generador, es necesario modificar el artículo 26° de la Ley N° 28832 a efectos que los costos de transmisión del Sistema Garantizado de Transmisión se asignen directamente a los Usuarios conforme a lo establecido en el inciso h) del artículo 47° y en el artículo 60° de la Ley de Concesiones Eléctricas para el costo de transmisión del Sistema Principal de Transmisión;

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

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

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

Que, con fecha 1 de junio de 2006 fue publicada la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural y, sobre la base de la experiencia en su aplicación, se ha observado la necesidad de subsanar el marco normativo tomando en consideración la naturaleza de sistemas eléctricos que ya se encuentran en operación;

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Que, adicionalmente a lo señalado en el párrafo anterior, es necesaria la aplicación de los conceptos contenidos en la Duodécima Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832 para congelar los costos marginales de electricidad a una situación previa a la congestión del gasoducto y a la vez establecer el mecanismo para recuperar los costos adicionales por la producción de electricidad con combustible alternativo;

Que, debe establecerse que los Generadores que no cuenten con suministro garantizado de combustible y que pongan en un riesgo al Sistema Eléctrico, pagaran los mayores costos de generación, todo esto antes de la aplicación de la Duodécima Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832;

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

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

Ha dado el Decreto Legislativo siguiente:

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

**Artículo 1°.-** Modificación de los artículos 8° y 26° de la Ley N° 28832

Modifíquense el numeral I. del artículo 8° y el artículo 26° de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo

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

“Artículo 8°.- Condiciones de los contratos derivados de un proceso de Licitación

(...)

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

(...)

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

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

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

“Artículo 38°.- (...)

(...)

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

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

(...)

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

Las servidumbres podrán ser:

(...)

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

(...)

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

(...)

12. Potencia Firme: (...)

(...)

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

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

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

#### “TÍTULO VI MEDIO AMBIENTE

**Artículo 15°.- Impacto Ambiental y Cultural**

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

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

**Artículo 20°.- Régimen Especial de Concesiones Eléctricas Rurales**

(...)

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

**Artículo 21°.- Conducción y procedimientos de los procesos**

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

**Artículo 22.- Otorgamiento de subsidios**

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

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

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

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

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

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

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



La compensación del pago eficiente se determina en función de:

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

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

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

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

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

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

#### DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA

Única.- Inclúyase numeral adicional al artículo 4° de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, de acuerdo al texto siguiente:

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

#### DISPOSICIONES TRANSITORIAS

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

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

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

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

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

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

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

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

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

#### POR TANTO:

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

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

ALAN GARCÍA PÉREZ  
Presidente Constitucional de la República

JORGE DEL CASTILLO GALVEZ  
Presidente del Consejo de Ministros

JUAN VALDIVIA ROMERO  
Ministro de Energía y Minas

ANTONIO JOSÉ BRACK EGG  
Ministro del Ambiente

218542-3

#### DECRETO LEGISLATIVO N° 1042

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

#### POR CUANTO:

El Congreso de la República, mediante Ley No. 29157, ha delegado en el Poder Ejecutivo la facultad de legislar sobre determinadas materias, con la finalidad de facilitar la implementación del Acuerdo de Promoción Comercial Perú - Estados Unidos y apoyar la competitividad económica para su aprovechamiento, encontrándose dentro de las materias comprendidas en dicha delegación el fortalecimiento institucional de la gestión ambiental;

Que, de acuerdo a los artículos 2° numeral 22, 7 y 58 de la Constitución Política del Perú, toda persona tiene derecho a gozar de un ambiente equilibrado y adecuado al desarrollo de su vida, a la protección de su salud, y el Estado orienta el progreso del país actuando principalmente en las áreas de promoción de empleo, salud, educación, seguridad, servicios públicos e infraestructura;

Que, en ese marco, la Ley N° 28271, Ley que regula los Pasivos Ambientales de la Actividad Minera, reguló la identificación de los pasivos ambientales de la actividad minera, la responsabilidad y el financiamiento para la remediación de las áreas afectadas por éstos, destinados a su reducción y/o eliminación, con la finalidad de mitigar sus impactos negativos a la salud de la población, al ecosistema circundante y la propiedad;

Que, el Estado ha asumido la tarea de remediación por aquellos pasivos cuyos responsables no puedan ser identificados y aquellos que corresponda en función al interés público. Las obligaciones que asume el Estado en tal virtud están limitadas únicamente a la remediación de dichos pasivos ambientales;

Que, en ese sentido es necesario modificar y agregar distintos artículos de la Ley N° 28271, Ley que regula los Pasivos Ambientales de la Actividad Minera, a fin de posibilitar una mayor variedad de modalidades de participación de terceros en la remediación de pasivos ambientales, establecer incentivos para su identificación y

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] Ministerio de Energía y Minas, Decreto Legislativo N° 1041, Lima, junio de 2008.
- [2] Ministerio de Energía y Minas, "Declaran la existencia de congestión en el suministro de gas natural para fines de generación eléctrica hasta el 30 de setiembre de 2009", Resolución Ministerial N° 358-2008-MEM/DM, Lima, julio de 2008.
- [3] Ministerio de Energía y Minas, "Extienden plazo del período de congestión declarada mediante R.M. N° 358-2008-MEM/DM", Resolución Ministerial N° 430-2009-MEM/DM, Lima, octubre de 2009.
- [4] Ministerio de Energía y Minas, "Reglamentan el artículo 4° y la Quinta Disposición Transitoria del Decreto Legislativo N° 1041", Decreto Supremo N° 041-2008-EM, Lima, agosto de 2008.
- [5] Cáceres Graziani, Luis, El Gas Natural, Corporación Aceros Arequipa, Lima, noviembre 2002.
- [6] Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas, La Revista del Gas Natural, Gerencia de Fiscalización de Gas Natural, número I, noviembre 2009.
- [7] Orille Fernández, Ángel Luis, Centrales Eléctricas I, Edicions de la Universitat Politècnica de Catalunya, Barcelona España, 1993.
- [8] Departamento de Análisis Económico/Economía del Bienestar. Universidad de Zaragoza.
- [9] Gómez G. Carlos Mario, Microeconomía IV, Universidad de Alcalá, España, Curso 2005-2006.
- [10] Informe COES-DTR-120-2008 Cuadro N° 7.5 modificado COES-DTR-166-2008 Rev 2, Lima, agosto de 2008.
- [11] Informe COES-DO-STR-134-2008 Cuadro N° 7.5, Lima, septiembre de 2008.
- [12] Informe COES-DO-STR-153-2008 Cuadro N° 7.5 Rev 1, Lima, octubre de 2008.
- [13] Informe COES-DO-STR-166-2008 Cuadro N° 7.5, Lima, noviembre de 2008.
- [14] Informe COES-DO-STR-007-2009 Cuadro N° 7.5, Lima, diciembre de 2008.