



**Ministerio de Energía y Minas  
Dirección General de Electricidad**

**INFORMATIVO DGE N° 7 SETIEMBRE 2009**



**Contenido**

**Editorial**

- **Indicadores del mercado eléctrico.....Pág 2**
- **Despacho de la máxima demanda por fuente setiembre 2009..... Pág. 3**
- **Costo marginal y tarifa en barra del SEIN setiembre 2009..... Pág 4**
- **Comportamiento hidrológico para generar energía..... Pág.5**
- **Consumo de gas natural en el sector eléctrico. .... Pág.6**
- **Noticias del subsector eléctrico..... Pág. 7**
- **Misceláneas sobre energía ..... Pág.8**
- **Avances de la Dirección General de Electricidad-MEM ..... Pág 9, 10**
- **Visite la pagina web del MEM <http://www.minem.gob.pe/> ..... Pág.10**

**LAS FUENTES DE ENERGÍA EN LA INDUSTRIA ELÉCTRICA Y EL COSTO MARGINAL PROMEDIO DE CORTO PLAZO EN EL PAÍS**

En el periodo enero a setiembre 2009, la energía eléctrica<sup>1</sup> generada alcanzó los 22 100 GW.h. Del total generado, el 63,2% fue de origen hidráulico, el 31% con gas natural, 3% con carbón y 2,8% con diesel y residual.

En el período similar del año 2008, la producción acumulada tuvo una participación de 61% con fuente hídrica, 31% con gas natural, 3% con carbón y 5% con diesel y residual.

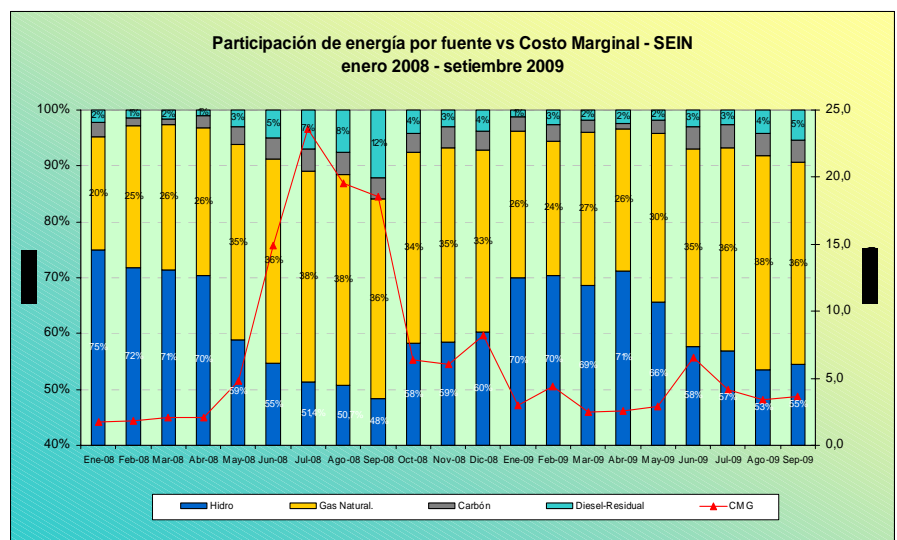
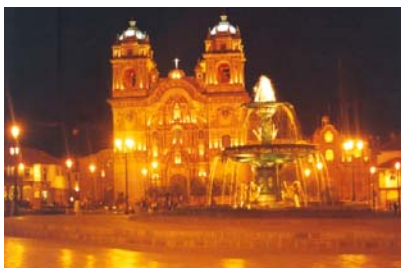
En la gráfica se muestra la participación mensual de la generación de energía eléctrica por fuente y el comportamiento del costo marginal promedio mensual de corto plazo entre enero 2008 a setiembre 2009, donde se observa la variación de la generación con recurso hídrico dada las características de la estacionalidad anual y al factor climatológico. Se aprecia además, la presencia importante de la generación con gas natural en época de estiaje<sup>2</sup> debido entre otras razones a la disponibilidad del gas de Camisea en el país, que además ha permitido el incremento de la capacidad instalada de centrales térmicas a gas natural. Por ejemplo, se puede apreciar en setiembre del 2008 que del total generado, la distribución fue la siguiente: con hidroeléctricas 44% , con centrales a gas natural 36%, 12% con centrales a Diesel - residual y 4% con carbón mineral.

Con relación al comportamiento estacional del costo marginal promedio mensual, en el periodo indicado presenta sus valores más elevados entre junio 2008 y diciembre 2008. El costo más elevado se registró en julio y alcanzó 23,5 centavos de dólar por kilovatio hora; el costo marginal promedio en el 2008 fue 9,2 centavos de dólar por kilovatio hora; y en el periodo enero - setiembre 2009, el costo marginal más elevado se presentó en junio y alcanzó 6,6 centavos de dólar por kilovatio hora.

El costo marginal de corto plazo<sup>3</sup> según procedimientos del COES se aplica en la valorización mensual de las transferencias de energía entre generadores, teniendo en consideración los costos variables de las centrales termoeléctricas e hidroeléctricas que fueron despachadas en el mencionado periodo. Por ello se visualiza en la gráfica el impacto de los costos variables de las centrales que utilizan diesel y despachan en hora punta como se observa el mayor costo marginal promedio presentado en el mes de julio del 2008.

Entre los aspectos importantes se puede mencionar que i) Para la determinación de la central marginal se considera la calificación de operación de las unidades térmicas del COES, ii) Los costos variables de las centrales térmicas con un valor de referencia en la Barra Santa Rosa, que incluye el factor de pérdidas marginales para condiciones de máxima, media y mínima demanda, iii) Los costos variables no combustibles - parte de costo variable de la central- están considerados en los cálculos de costos marginales respectivos, iv) La aplicación del valor agua semanal, costo variable de las centrales hidroeléctricas tiene en cuenta la variación de costo futuro actualizado de operación y falla del SEIN, respecto a la variación del volumen del lago Junín.

**DIRECCIÓN GENERAL DE ELECTRICIDAD**



<sup>1</sup> Información de COES

<sup>2</sup> Lluvia escasa en la Sierra

<sup>3</sup> Efectuado por el COES, corresponde a la Barra Santa Rosa - Estadística de Operaciones



**Ministerio de Energía y Minas**  
**Dirección General de Electricidad**

**ESTADÍSTICA ELÉCTRICA**

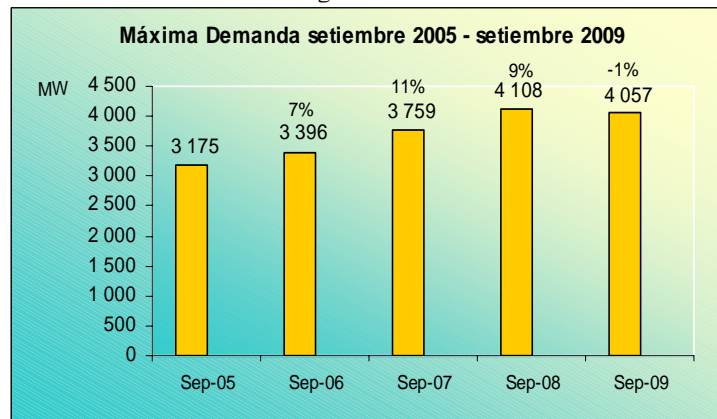


**INDICADORES DEL MERCADO ELÉCTRICO**

**I- INCREMENTOS DE VARIABLES OPERATIVAS DE SETIEMBRE 2005 - SETIEMBRE 2009**

I.1 Máxima Demanda del SEIN

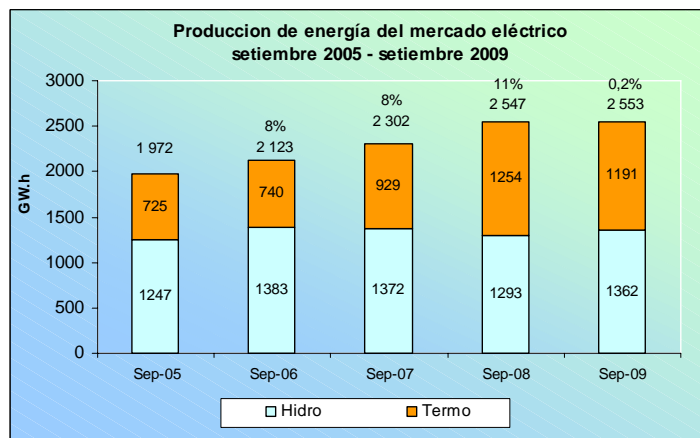
Figura N° 1



Fuente: COES

I.2 Producción eléctrica del Mercado Eléctrico Nacional

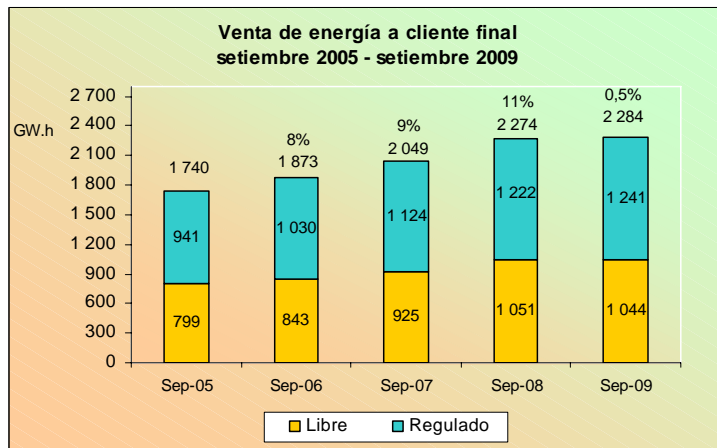
Figura N° 2



Fuente DGE/EPE

I.3 Venta de energía a cliente final

Figura N° 3



Fuente: DGE/EPE

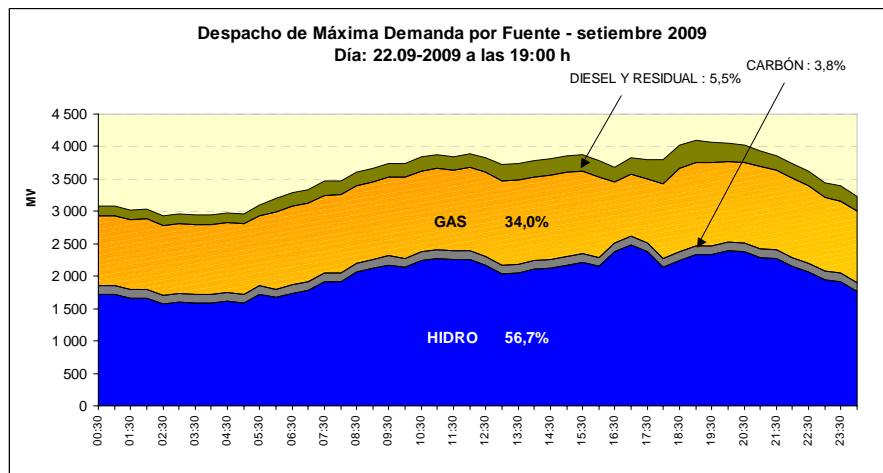


## II- DESPACHO DE LA MÁXIMA DEMANDA DE POTENCIA DE SETIEMBRE 2009

### II.1 POR FUENTES DE ENERGÍA

El despacho diario de carga correspondiente al 22 de setiembre del año 2009 (día de máxima demanda del SEIN de setiembre del presente año que ascendió a 4 057 MW) se muestra en el Figura N° 4. En dicho día, 56,7% se generó con hidroeléctricas, el 34% con gas natural, 3,8% con carbón mineral y 5,5% con diesel y residual.

Figura N° 4

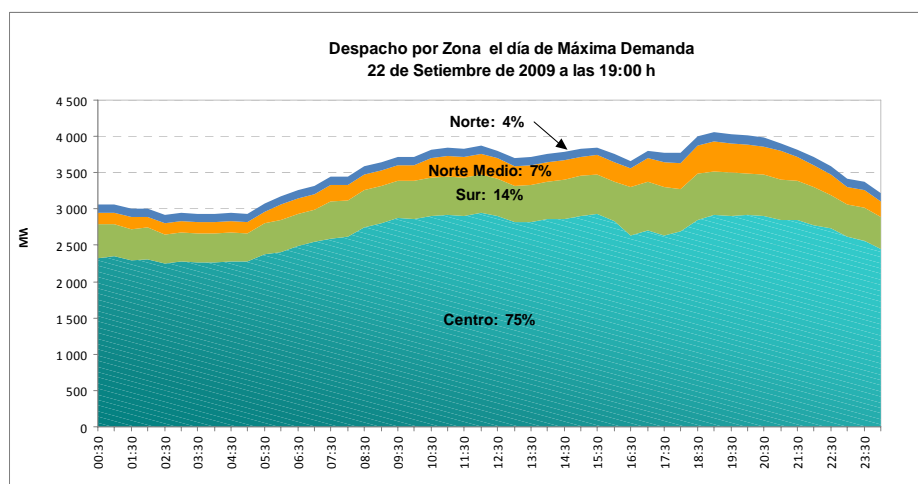


FUENTE: COES

### II.2 POR ZONAS

En la Figura N° 5, se muestra la distribución de la energía generada por las centrales por zona de ubicación según el despacho del día 22 de setiembre del 2009. Las centrales ubicadas en Centro del país aportaron al SEIN 63 925 MW.h (75%), las centrales del Sur entregaron 121 144 MW.h (14%), las del Norte Medio 6 108 MW.h (7%) y las centrales del Norte 2 776 MW.h (4%).

Figura N° 5



FUENTE: COES

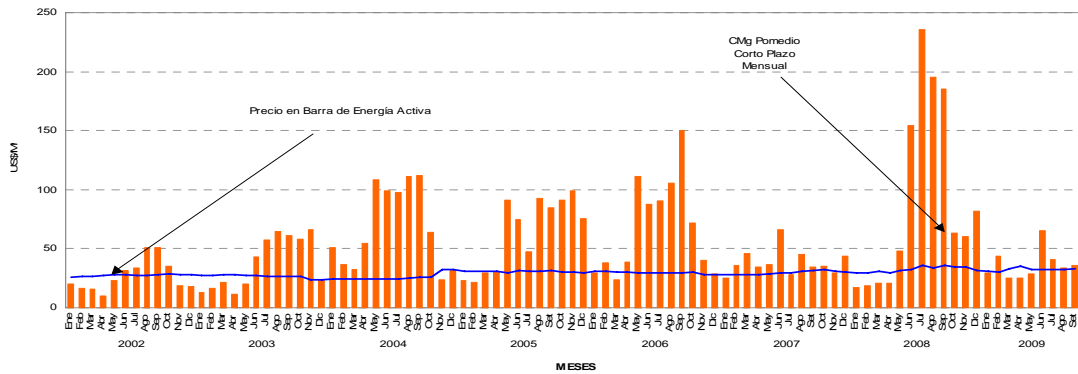


**III EL COSTO MARGINAL Y LA TARIFA EN BARRA DE SETIEMBRE 2009**

Cabe destacar que en el mes de setiembre 2009 el costo marginal promedio mensual del SEIN fue 7% mayor que el mes anterior, y llegó a 36,2 dólares por Megavatio - hora (3,62 cent\$/kW.h) , mientras que el correspondiente precio en barra aumentó 2% con relación al mes de agosto con un valor de 32,8 dólares por Megavatio-hora (3,28 cent\$/kW.h). En la Figura N° 6, se puede observar el comportamiento mensual que mantienen los citados indicadores.

Figura N° 6  
**Evolución mensual del Costo Marginal y Precio de Barra de Energía Activa Mensual SEIN**  
**Costo Equivalente Barra Santa Rosa**

Mes	Costo Marginal (US\$/MW.h)	Precio en Barra (US\$/MW.h)
Jul-09	41,2	32,3
Ago-09	33,9	32,2
Sep-09	36,2	32,8



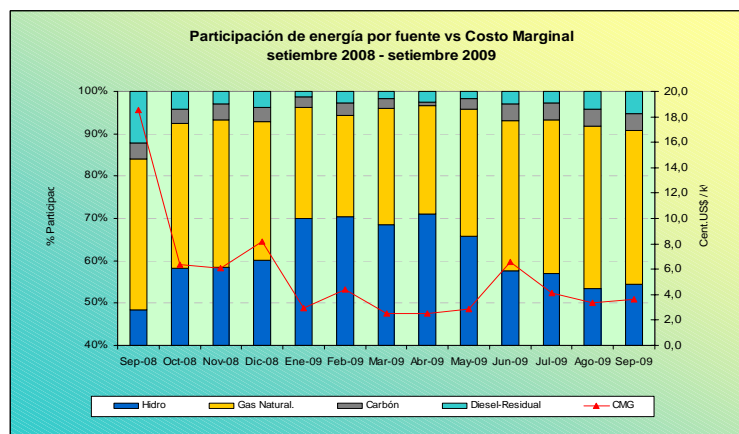
Fuente: COES - Setiembre 2009

**IV. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR FUENTE Y LA EVOLUCIÓN DEL COSTO MARGINAL - SETIEMBRE 2008 - SETIEMBRE 2009**

La producción de energía a nivel del SEIN de setiembre<sup>4</sup> 2009 alcanzó 2 476,2 GW.h y fue 0,25% menor respecto al mes de setiembre 2008. Asimismo, la energía generada con recurso hídrico aumentó 8% respecto al mismo periodo del 2008, con gas natural fue menor 2,6%, con diesel - residual disminuyó 57,9% y 0,9% menor con carbón.

Del total generado en el mes de setiembre se observó que el 54,6% corresponde a la producción de energía con fuente hídrica, mientras en setiembre 2008 fue 48,4%, tal como se muestra en la figura N° 7 y; el costo marginal fue 3,62 cent US\$ / kW.h, 80% menor al registrado en el mismo periodo del año anterior.

Figura N° 7



<sup>4</sup> Fuente: Estadística de COES - Informe de Operación Mensual - setiembre 2009

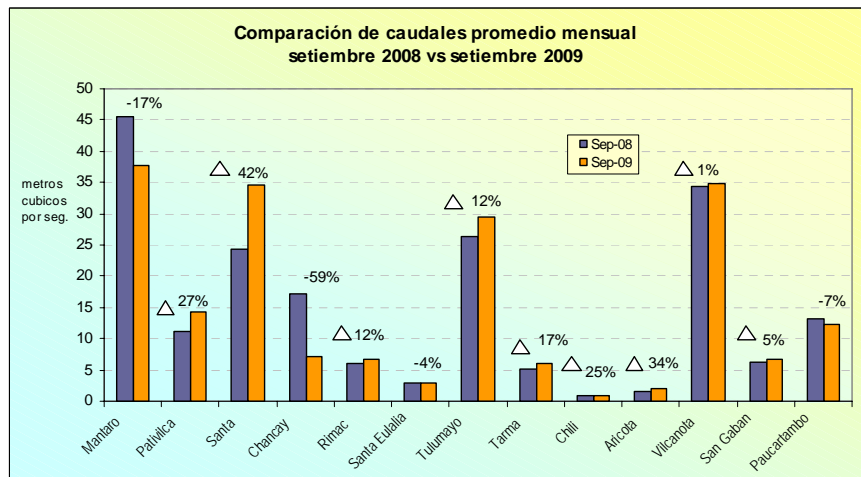


**V - RECURSOS ENERGÉTICOS**

**V.1. COMPORTAMIENTO HIDROLÓGICO PARA GENERAR ENERGÍA**

En la Figura N° 8, se puede observar que los caudales de los ríos: Pativilca, Santa, Rimac, Tulumayo, Tarma, Chili, Aricota, y San Gabán se han incrementado con relación al mes de setiembre del año hidrológico 2008.

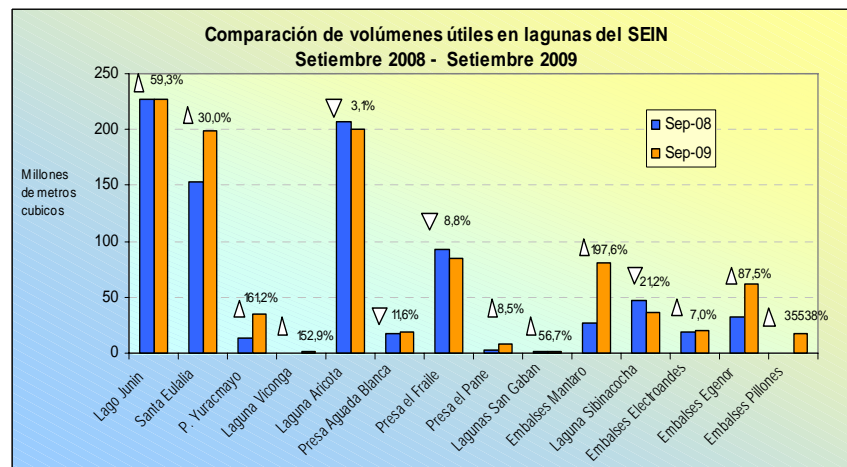
Figura N°8



Fuente: COES-SINAC - setiembre 2009

En la Figura N° 9 se muestra las variaciones de los volúmenes útiles de lagunas y embalses en millones de metros cúbicos que abastecen de hidroenergía a las centrales hidroeléctricas para generar la energía que entregan al COES. En el mes de setiembre se registraron incrementos en Lago Junin, Santa Eulalia, Yuracmayo (centrales de Edegel), Viconga (C.H. Cahua), Embalses Mantaro (C.H. Mantaro y Restitución), embalses de ElectroAndes (C.H. Malpaso, Yaupi, La Oroya), embalses de Egenor (C.H. Cañón del Pato) y embalse Pillones (CH. Charcani).

Figura N°9



Fuente: COES-SINAC - setiembre 2009



**Ministerio de Energía y Minas**  
**Dirección General de Electricidad**

**ESTADÍSTICA ELÉCTRICA**



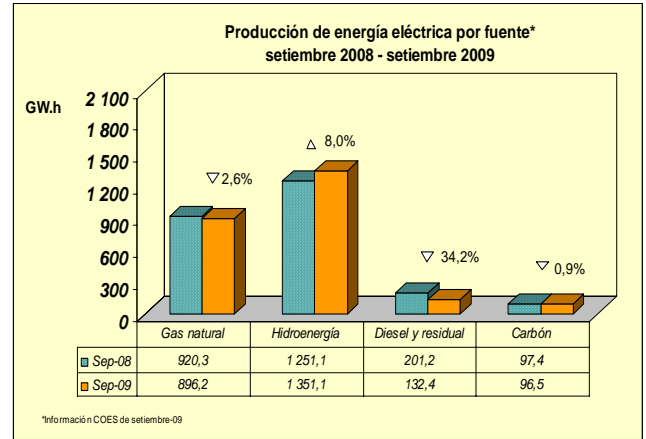
V. 2 CONSUMO DE GAS NATURAL EN EL SECTOR ELÉCTRICO

El consumo de gas natural para la generación de energía eléctrica en el mes de setiembre del año 2009 alcanzó los 231,6 millones de metros cúbicos (8179,2 millones de pies cúbicos) y fue 1,6 % menor respecto del mismo periodo del año anterior. El consumo promedio diario ascendió a 272,6 millones de pies cúbicos.

Por otro lado, la producción de energía eléctrica con gas natural en el mes de setiembre alcanzó 896,2 GW.h, 1,6% mayor que la producción del mismo periodo del año 2008.

En el mes de setiembre, el indicador de Megavatios hora generados por millón de pies cúbicos alcanzó 109, 6.

Figura N° 10

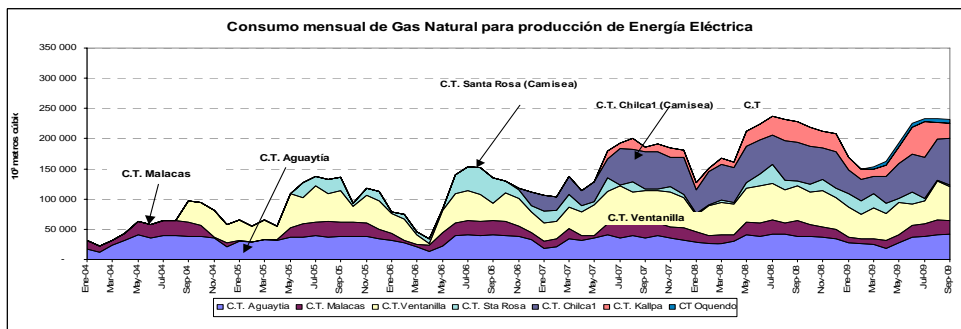


En la Figura N° 10, se puede apreciar los incrementos de la producción con gas natural, hidroenergía, y la reducción con diesel-residual y con carbón comparada con el mes de setiembre del año 2008.

Las contribuciones del gas natural, hidroenergía, diesel - residual y carbón para la generación de energía de setiembre del año 2009 fueron 36,2%, 54,6%, 5,3% y 3,9%, respectivamente.

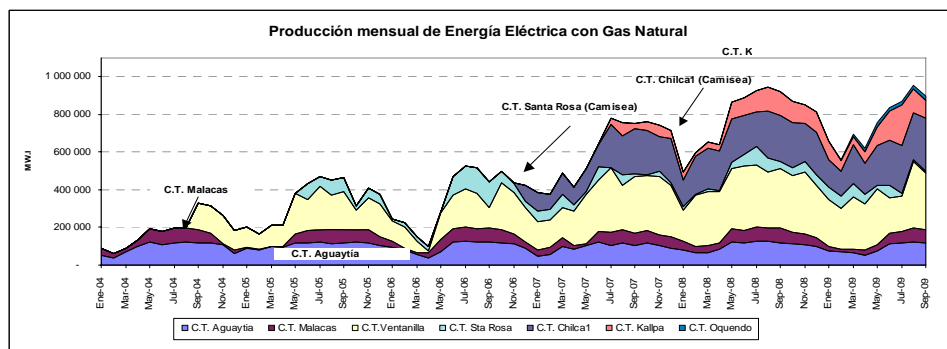
En la Figura N° 11 se muestra la evolución mensual del consumo de gas natural por cada central térmica desde enero 2004 a la fecha; y, en la Figura N° 12, se puede apreciar la evolución de la producción mensual de energía eléctrica de las centrales térmicas a gas: C.T. Ventanilla y Santa Rosa (Edegel), Malacas (EEPSA) y Aguaytía (Termoselva), para el periodo indicado; así como la producción de energía eléctrica de las centrales térmicas Chilca 1, Kallpa y Oquendo.

Figura N° 11



Fuente: MEM/DGE/DPE

Figura N° 12



Fuente: COES - SINAC



## Ministerio de Energía y Minas Dirección General de Electricidad

### NOTICIAS DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO



#### ARGENTINA

##### Vuelve a regir aumento tarifario

Tras una suspensión parcial de cuatro meses, a partir de hoy vuelven a tener vigencia los polémicos aumentos de tarifas de hasta el 400% que el Gobierno aprobó para los servicios de gas y electricidad. El retorno del "tarifazo" para los hogares que tienen medianos y altos consumos se produjo como consecuencia de la eliminación de los subsidios que se habían restablecido en forma transitoria entre mayo y setiembre. Al confirmar el regreso de los fuertes aumentos, el ministro de Planificación, Julio De Vido sostuvo ayer en San Juan que "no hay ningún motivo para volver a subsidiar los servicios energéticos". No obstante la ratificación de los aumentos que hizo De Vido, ayer voceros de su ministerio volvieron a indicar que las subas que recaen sobre los usuarios residenciales podrían ser nuevamente suspendidas en los próximos períodos invernales. (Clarín, 1/10/2009)

#### BOLIVIA

##### Reinyectan gas por baja demanda

Cada día se reinyecta a los pozos 3,39 millones de metros cúbicos (MC) de gas natural, equivalente a 120 millones de pies cúbicos, debido a la caída de la demanda de Brasil y para evitar problemas de abastecimiento de líquidos al mercado interno, informó ayer el viceministro de Industrialización y Comercialización de Hidrocarburos, Willan Donaire. La producción diaria del energético está en 40 millones MCD, Brasil demanda sólo entre 21 y 22 millones, Argentina pide por encima de 6 millones y el país consume más de 7 millones. Una parte del resto debe volver a los pozos para poder producir combustibles para el mercado interno, un procedimiento que además significa costo. (Los Tiempos, 2/10/2009)

#### COLOMBIA

##### Restringen venta de energía a Ecuador y a Venezuela

El Gobierno Nacional restringirá las exportaciones de energía a Ecuador y Venezuela de forma indefinida. La decisión hace parte de un paquete de medidas para restablecer el servicio de gas vehicular en Bogotá, así como garantizar la energía en todo el país como consecuencia del Fenómeno del Niño (temporada de sequía). El ministro de Minas y Energía, Hernán Martínez Torres, explicó que la reducción en las ventas de electricidad comenzará desde hoy. Con esto se espera atender el mercado interno recurriendo lo menos posible a las térmicas, que utilizan gas para generar electricidad. Cifras de XM muestran que el nivel actual de embalses es de 67,88 por ciento. Esto es normal cuando hay un Fenómeno del Niño, dijeron las autoridades. (El Colombiano, 30/9/2009)

#### ECUADOR

##### Ecuador, Bolivia, Colombia, Chile y Perú analizan opciones de interconexión eléctrica

Las principales autoridades energéticas de Bolivia, Colombia, Chile y Perú llegaron a Quito para analizar alternativas de interconexión eléctrica que permitan robustecer la integración energética entre estos países.

Durante la jornada se realizó la presentación del tercer informe de Estudio para el Análisis de Prefactibilidad Técnico-Económico de Interconexión Eléctrica entre Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú y se analizó los escenarios de Interconexiones Eléctricas y materias operativas de las interconexiones. (Ecuador Inmediato, 30/9/2009)

#### PERÚ

##### Consorcio Camisea se promete cumplir contrato a fines de mes

El consorcio Camisea, liderado por Pluspetrol, convocaría a fines de este mes al proceso de licitación para la asignación de nuevos volúmenes de gas provenientes de los lotes 88 y 57, informó el Ministerio de Energía y Minas (MEM). El viceministro de Energía, Daniel Cámac, indicó que la próxima semana Pluspetrol debe publicar las bases y efectuar la convocatoria para que el proceso de adjudicación de los nuevos contratos termine en octubre. De acuerdo al MEM, la última renegociación del contrato de Camisea permitirá incorporar 150 millones de pies cúbicos diarios (MMPCD) adicionales del Lote 88 para abastecer la demanda del mercado interno, los que antes estaban destinados a la exportación. Por ello, el consorcio estará en capacidad de suscribir nuevos contratos para atender los requerimientos del sector industrial y de generación eléctrica. Este anuncio se da en el marco de un informe de Perupetro, fechado el 24 de julio pasado, donde advierte el incumplimiento del Consorcio Camisea en el abastecimiento al mercado interno. (Expreso, 26/9/2009)

##### Generación con energía renovable deberá entrar en operación a más tardar en diciembre del 2012

Los proyectos de generación que participen en la próxima subasta para el suministro de energía con recursos energéticos renovables deberán entrar en operación comercial a más tardar el 31 de diciembre del 2012, planteó el Ministerio de Energía y Minas (MEM). La energía requerida para dicha subasta será hasta por 1314 Gwh anuales. Según el proyecto de bases publicado por el MEM, la energía requerida podrá ser asignada en base a cuatro tecnologías de energía renovable. En consecuencia, pueden participar en esta subasta no sólo proyectos de generación eólica sino también otros que utilicen energías renovables. El plazo de adjudicación de la tarifa será de 20 años durante el cual el postor se compromete a suministrar electricidad al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) con tecnología de recursos renovables y se le garantiza el pago de dicha tarifa. En octubre debe realizarse la primera licitación para el suministro de energías renovables en el país. El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) deberá escoger a las empresas que pidan los menores subsidios para iniciar los proyectos de generación con energías renovables. El precio por la energía adjudicada, será el precio monómico ofertado por el postor, en el punto de oferta. La energía inyectada en exceso a la energía adjudicada será remunerada al correspondiente costo marginal, indica el proyecto. (El Peruano, 21/9/2009)



**Ministerio de Energía y Minas**  
**Dirección General de Electricidad**

**MISCELÁNEAS SOBRE ENERGÍA**



**TRANSPORTE DE GAS NATURAL DE CAMISEA**

**Normatividad**

Ley N° 26221: Ley Orgánica de Hidrocarburos.  
Ley 27133: Ley de Promoción de la Industria del Gas Natural.  
Reglamento de la Ley N° 27133, aprobado por el Decreto Supremo N° 040-99-EM.

**Garantía por Red Principal**

- GRP, existe Garantía de Recuperación del Costo Ofertado en la Licitación mediante la GRP (pago efectuado por los beneficiarios del proyecto).  
Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado por el Decreto Supremo N° 041-99-EM y reemplazado por el Decreto Supremo N° 081-2007-EM.  
No existe Garantía a la Recuperación de las Inversiones.  
El Costo del Proyecto y la Tarifa Máxima es aprobada por el Regulador.

**Otorgamiento del derecho**

Plazo de Concesión: 20 a 60 años  
Forma de Otorgamiento: Concurso Público o Solicitud de Parte

**Características de la Actividad**

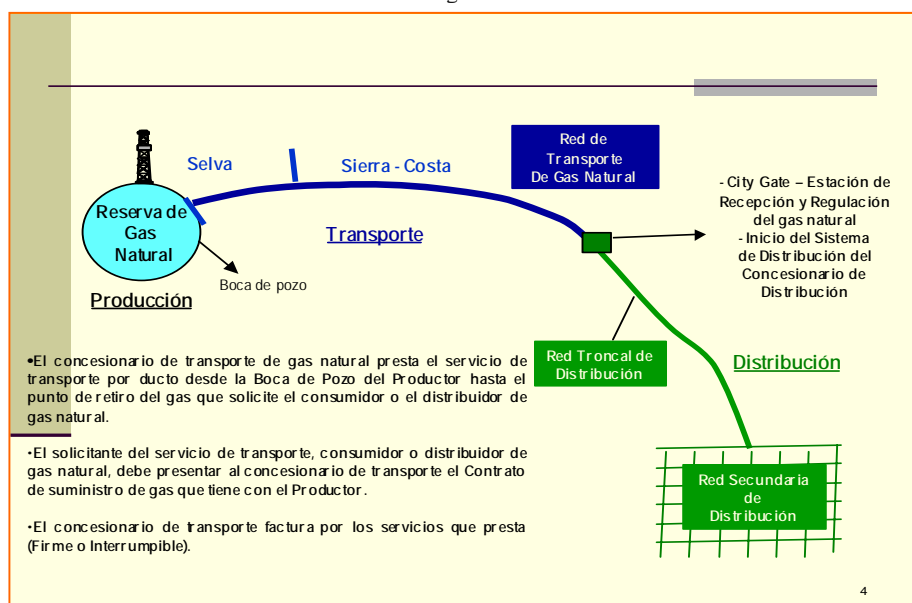
El Concesionario brinda el servicio de transporte de gas y se compromete a custodiarlo. El Concesionario no comercializa (Compra y Venta) el Gas Natural (no tiene propiedad sobre el Gas).  
Los Clientes compran el Gas Natural al Productor y lo entregan al Concesionario para que lo “lleve” hasta el “City Gate” de la Distribución.  
La Demanda de Gas Natural es incierta para el Transportista porque en el Periodo de Concesión desconoce todos los Clientes que podría tener.  
Además, si el Gas Natural no es rentable para el Cliente, el Transportista puede quedarse con el ducto sin llenar.

**Tipos de servicio**

Hay 2 tipos de servicios: Firme o Interrumpible.  
El Servicio Firme se paga por Capacidad Reservada en el Gasoducto.  
El Servicio Interrumpible es el volumen transportado por encima de la Capacidad Reservada. Está sujeto a corte según capacidad del ducto.

En la Figura N° 1 se ha graficado la cadena del gas de Camisea desde la producción (Boca de pozo), la red de transporte de gas natural y la red de distribución (red troncal y red secundaria).

Figura N° 1



Fuente: Transporte de gas natural por ducto – Ing. Luis Espinoza Quiñonez – Derecho de Hidrocarburos- PUCP 2009





**Ministerio de Energía y Minas**  
**Dirección General de Electricidad**

**AVANCES DE LA DGE**



**I. CONCESIONES Y AUTORIZACIONES**

En setiembre del 2009, el Ministerio de Energía y Minas, en cumplimiento de sus funciones, aprobó los siguientes derechos eléctricos:

Nº	Resolución	Emisión	Titular	Tipo	Potencia Instalada (MW)/kV	Descripción	Derecho
<b>CONCESIONES DE GENERACIÓN</b>							
1	RS 063-2009-EM	04.09.2009	HIDROELÉCTRICA MARAÑÓN S.R.L.	CH	--	Marañón	Modificación
2	RS 064-2009-EM	04.09.2009	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CHEVES S.A.	CH	--	Cheves	Modificación
<b>CONCESIONES DE GENERACIÓN - RER</b>							
1	RM 382-2009-MEM/DM	04.09.2009	CEMENTO ANDINO S.A.	CH	12,8	Carpapata III	Otorgamiento
<b>CONCESIONES ELÉCTRICA RURAL - DISTRIBUCIÓN</b>							
1	RD 048-2009-EM/DGE	31.08.2009	DIRECCIÓN GENERAL DE ELECTRIFICACIÓN RURAL DEL MINEM	D	--	PSE Huaura - Sayán II Etapa	Otorgamiento
<b>CONCESIONES TEMPORALES</b>							
1	RD 050-2009-EM/DGE	08.09.2009	ENERGÍA EÓLICA S.A.	CE	240	CE Parque Ilo	3) Solicitud de 2da. Modif. de sólo área Improcedente.
2	RM 379-2009-MEM/DM	03.09.2009	COMPAÑÍA GEOLÓGICA, MINERA, METALÚRGICA Y DE CONSTRUCCIÓN E.I.R.L.	CH	25	CH Arma II	Otorgamiento.
3	RM 424-2009-MEM/DM	23.09.2000	EMPRESA ADMINISTRADORA CHUNGAR S.A.C.	CH	108	CH Chancay	Otorgamiento.
<b>AUTORIZACIONES</b>							
1	407-2009-MEM/DM	16.09.2009	PERU LNG S.R.L.	CT	77,40	Pampa Melchorita II	Otorgamiento.
2	408-2009-MEM/DM	16.09.2009	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL SUR S.A. - EGESUR S.A.	CT	25,6	Independencia - EGESUR (gas natural - ciclo simple)	Modificación
<b>SERVIDUMBRES</b>							
1	RM 378-2009-MEM/DM	03.09.2009	LUZ DEL SUR S.A.A.	Ocupación	--	SED Nº 5762 - Santiago de Surco	Reconocimiento.
2	RM 383-2009-MEM/DM	04.09.2009	EDEGEL S.A.A.	Electroducto	--	LT 13,8 kV Casa de máquina-Bocatoma CH Chimay	Modificación
3	RM 385-2009-MEM/DM	04.09.2009	EDEGEL S.A.A.	Electroducto	--	LT 220 kV Chimay-Yanango-P	Modificación
4	RM 387-2009-MEM/DM	04.09.2009	EDEGEL S.A.A.	Electroducto	--	LT 10 kV Toma-Yanango-C. Válvulas	Modificación
5	RD 051-2009-EM/DGE	11.09.2009	EDELNOR S.A.	Ocupación	--	SED 9054 Comas	Improcedente
6	RM 409-2009-MEM/DM	16.09.2009	EDEGEL S.A.A.	Acueducto	--	CH Yanango	Modificación
7	RM 422-2009-MEM/DM	23.09.2009	ACEROS AREQUIPA	Electroducto	--	LT 220 kV Independencia-Acer	Imposición
8	RM 423-2009-MEM/DM	23.09.2009	EDEGEL S.A.A.	Acueducto	--	CH Chimay	Modificación

Tipos : CH: Central Hidroeléctrica, CT: Central Térmica, LT: Línea de Transmisión, CE: Parque Eólico  
Fuente: DGE/DCE

**II - TRANSMISIÓN**

- II.1 LT Tintaya - Socabaya 220 kV y subestaciones asociadas: se ha encargado a Proinversión el proceso de licitación para la concesión de este proyecto. El mismo proceso se ha realizado para las líneas de transmisión LT. Zapallal - Chimbote - Trujillo 500 kV y la LT Chilca - Marcona Caravelí 500 kV y subestaciones asociadas.
- II.2 LT Piura-Talara 220 kV y subestaciones asociadas: se ha encargado a Pro Inversión el proceso de licitación para la concesión de este proyecto.
- II.3 CT Quillabamba: Proinversión continúa el proceso de promoción de ésta Central Térmica.
- II.4 LT Jaén-Caclic-Moyobamba y LT Pomacocha - Carhuamayo 220 kV: se han remitido los informes correspondientes a COES y OSINERGMIN solicitando la opinión para su inclusión en el Plan Transitorio de Transmisión.



**Ministerio de Energía y Minas  
Dirección General de Electricidad**

**AVANCES DE LA DGE**



**III. NORMAS ELÉCTRICAS**

1. En septiembre, se realizó el Taller de Coordinación - Gobiernos Regionales “Plan Referencial de Eficiencia Energética 2009-2018” , en el Auditorio del Ministerio de Energía y Minas cumpliéndose con la finalidad de aprobar dicho Plan. Durante el Taller, los participantes expresaron sus opiniones y sugerencias a fin de enriquecer el Plan y por consenso se firmó el Acta de Aprobación.
2. Asimismo, se iniciaron las reuniones en la DGE con el representante del Banco Interamericano de Desarrollo - BID para analizar la posibilidad de asistencia técnica por parte de dicho Banco.
3. La DGE que ejerce la Secretaría del Comité de Seguridad Eléctrica, presentó al INDECOPI, el Expediente cuyo Proyecto de Norma se titula: PNTP-IEC 60309-2:2009 “Enchufes, Tomacorrientes y Adaptadores para usos Industriales. Parte 2: Requisitos de intercambiabilidad dimensional para los accesorios de espigas y alvéolos” .
4. Se iniciaron las coordinaciones con el Departamento de Energía de los Estados Unidos de Norteamérica - DOE, con el fin de solicitar la asistencia técnica para la elaboración y propuesta del Plan Referencial de Energías Renovables 2010 - 2015.
5. Se iniciaron las coordinaciones con el Gobierno Coreano para formular la propuesta del curso de entrenamiento “Green buildings (bioclimatic design and energy efficiency) - Certification of green buildings” y presentar la versión final a la Asociación Peruana de Cooperación Internacional - APCI.
6. La DGE continuó la supervisión de la campaña de sustitución de focos incandescentes por focos ahorradores, en el marco del Convenio suscrito entre el FONAFE y el Ministerio de Energía y Minas, en las ciudades de Arequipa y Chiclayo.
7. 10. Durante el mes de septiembre, la DGE capacitó a 2 119 personas, en siete (07) eventos de capacitación, desagregándose de la siguiente manera:
  - Cuatro (04) Seminarios de capacitación en Lima y Tumbes, sobre: “Uso eficiente de la energía y Prevención de Riesgos Eléctricos” .
  - Tres (03) Exposición - Ferias, en eventos organizados por la Municipalidad de San Luis e INICTEL, donde la DGE participó con su personal y los Módulos Interactivos de seguridad eléctrica y uso eficiente de la energía.



Feria en el MINEM – Profesionales de la DGE efectúan la Charla sobre Ahorro de Energía



Folletos en difusión para el Adulto Mayor, sobre Uso eficiente de energía y seguridad eléctrica

**Página Web del MEM/DGE**

- ❖ Estadística Eléctrica mensual 2009
- ❖ Evolución de Indicadores del subsector Electricidad Período 1995 – 2008
- ❖ Informativos Mensuales DGE – Año 2004 – Año 2009
- ❖ Estadística Eléctrica por Regiones 2008
- ❖ Estadística de Generación – Transmisión 2007 – 2008
- ❖ Plegables de Generación , Transmisión y Distribución 2007 - 2008
- ❖ Plan Referencial de Electricidad 2006 - 2015
- ❖ Estadísticas Año 2008



**Coordinación: Dirección de Estudios y Promoción Eléctrica – Dirección General de Electricidad  
Lima, octubre 2009**

<http://www.minem.gob.pe/>