



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

INFORMATIVO DGE N° 1 ENERO 2011



LOGROS DEL SUBSECTOR ELECTRICIDAD AL AÑO 2010

Contenido

Editorial

- Indicadores del mercado eléctrico.....Pág 2
- Despacho de la máxima demanda por fuente - diciembre 2010Pág. 3
- Costo marginal y tarifa en barra del SEIN diciembre 2010Pág 4
- Comportamiento hidrológico para generar energía..... Pág.5
- Consumo de gas natural en el sector eléctrico. Pág.6
- Noticias del subsector eléctrico..... Pág. 7
- Logros del subsector electricidad Pág.8,9,10
- Aspectos relevantes sobre la generación eléctrica Pág 11,12
- Visite la pagina web del MEM <http://www.minem.gob.pe/>Pág.12

Durante el año 2010 se obtuvieron resultados importantes para el subsector electricidad que coadyuvó al cumplimiento de metas relevantes para asegurar el abastecimiento de energía, como el avance de obras que permiten un mayor reforzamiento del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), la puesta en operación de líneas de transmisión que fortalecen el sistema, el incremento de oferta de energía con la incorporación de nuevas instalaciones y, la participación de los recursos renovables para generar energía que aporta al SEIN, en el marco de los lineamientos de política establecidos.

Incremento de la oferta de energía

En el año 2010 se incrementó la capacidad instalada de energía eléctrica a nivel nacional en 613,7 MW. Las centrales y unidades de centrales que comenzaron a generar energía son las siguientes: la Central hidroeléctrica Platanal de 220 MW de la Compañía Eléctrica El Platanal (CELEPSA); la tercera unidad a gas natural de la Central Térmica de Kallpa de 192,3 MW, de la empresa Kallpa Generación; la Central Térmica Las Flores de 192,5 MW, de la empresa DUKE ENERGY EGENOR; la primera etapa de la Central Hidroeléctrica Roncador de 1,9 MW, de la empresa MAJA ENERGÍA; y la Central Hidroeléctrica Santa Cruz II de 7 MW de la empresa eléctrica SANTA CRUZ.

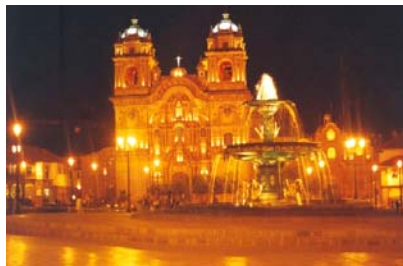
Adicionalmente, en el transcurso del 2010 se inició la operación comercial de la CT Pisco-EGASA (ex CT Mollendo) con dos turbinas a gas natural y la CT Independencia - EGESUR (ex CT Calana) con la conversión de cuatro grupos electrógenos, totalizando ambas centrales 73,2 MW. Dichas unidades fueron trasladadas durante el año 2009 desde Arequipa y Tacna para ser reubicadas en Pisco-Ica.

Para el reforzamiento del sistema de transmisión, en el año 2010 se puso en servicio las siguientes líneas de transmisión:

- La Línea de Transmisión Tocache - Bellavista en 138 kV de 150 km de longitud, que incluye la ampliación de las subestaciones Tocache, Bellavista y Tarapoto, y compensación reactiva en las subestaciones Bellavista y Tarapoto, con lo cual se integra al SEIN el Sistema Eléctrico Regional San Martín.
- La Línea de Transmisión Paragsha - Carhuamayo en 220 kV (L-2267 y L-2268) de 43,5 km de longitud.
- La Línea de Transmisión Platanal - Chilca en 220 kV (L-2109) de 106,8 km de longitud.

Así mismo se realizaron trabajos de ampliación y mejoramiento en las siguientes subestaciones a cargo de Red de Energía del Perú (REP), que entraron en operación comercial durante el 2010:

- Subestación Independencia: Cambio de configuración del Sistema de barra en 60 kV de simple barra a doble barra y dos celdas de línea en 60 kV.
- Subestación Tingo Maria: Ampliación de la capacidad de transformación con un nuevo autotransformador de 50 MVA, 220/138 kV, para garantizar el suministro de energía al sistema de transmisión de la región San Martín.



DIRECCIÓN GENERAL DE ELECTRICIDAD

El Ministerio de Energía y Minas (MEM) autorizó a Esco Compañía de Servicios de Energía S.A.C. para desarrollar actividad de generación de energía eléctrica en las instalaciones de la Central Térmica La Gringa III, que está ubicada en el distrito de Lurín, de la provincia de Lima, del departamento de Lima. Con una potencia instalada de 2,98 MW; según Resolución Ministerial N° 541-2010-MEM/DM.



Continúa en la página N° 8.//



Ministerio de Energía y Minas
Dirección General de Electricidad

INFORMATIVO DGE N° 1 ENERO 2011

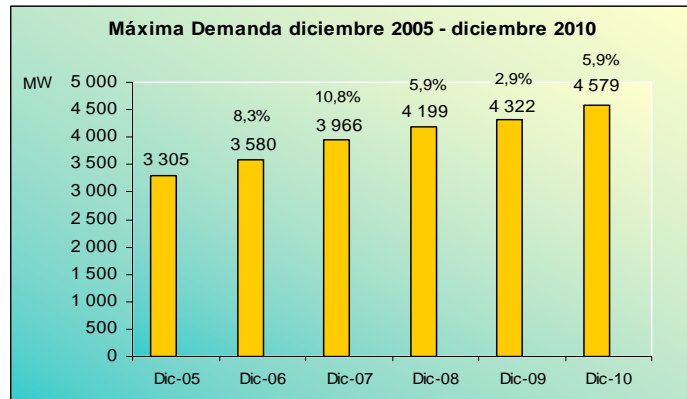


INDICADORES DEL MERCADO ELÉCTRICO

I- INCREMENTOS DE VARIABLES OPERATIVAS 2005 - 2010

I.1 Máxima Demanda del SEIN

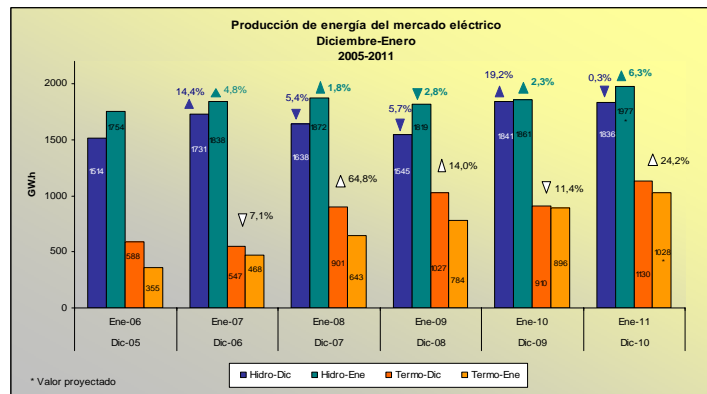
Figura N° 1



Fuente: COES - SINAC

I.2 Producción eléctrica del Mercado Eléctrico Nacional

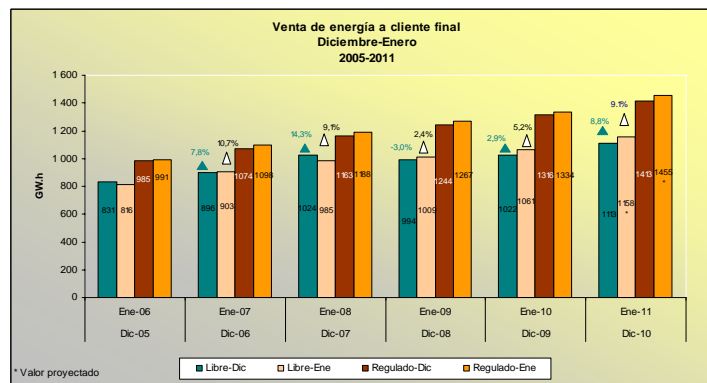
Figura N° 2



Fuente: DGE/EPE

I.3 Venta de energía a cliente final

Figura N° 3



Fuente: DGE/EPE



Ministerio de Energía y Minas Dirección General de Electricidad

INFORMATIVO DGE N° 1 ENERO 2011

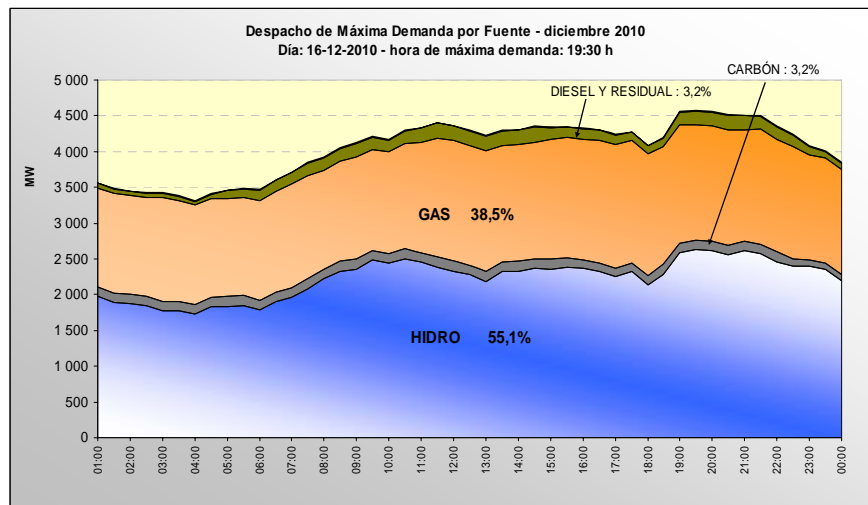


II. DESPACHO DE LA MÁXIMA DEMANDA DE POTENCIA DE DICIEMBRE 2010

II.1 POR FUENTES DE ENERGÍA

El despacho diario de carga correspondiente al 16 de diciembre del año 2010, a las 19:30 h (día de máxima demanda del SEIN de diciembre del año 2010 que ascendió a 4 578,9 MW) se muestra en la Figura N° 4. En dicho día 55,1% se generó con hidroeléctricas, 38,5% con gas natural, 3,2% con carbón mineral y 3,2% con diesel y residual.

Figura N° 4

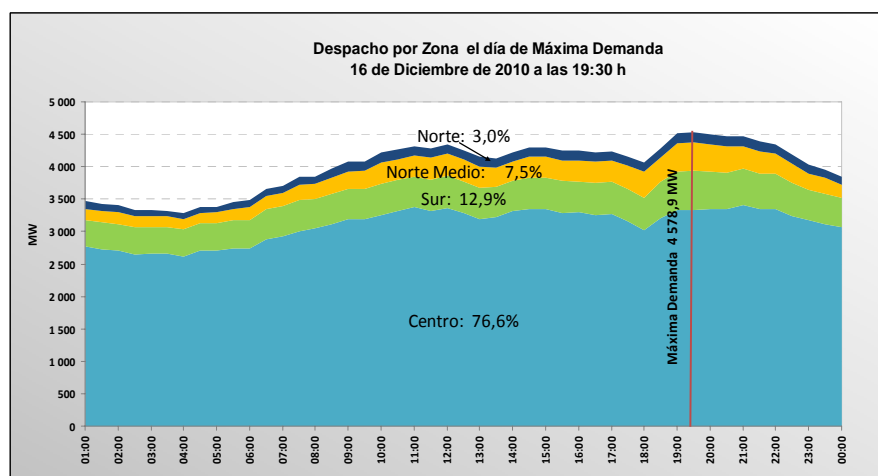


FUENTE: COES - SINAC

II.2 POR ZONAS

En la Figura N° 5, se muestra la distribución de la energía generada por zona de ubicación según el despacho del día 16 de diciembre del 2010. Las centrales ubicadas en el Centro del país aportaron al SEIN 74 215 MW.h (76,6%), las centrales del Sur entregaron 12 542 MW.h (12,9%), las del Norte Medio 7 252 MW.h (7,5%) y las centrales del Norte 2 858 MW.h (3,0%).

Figura N° 5



FUENTE: COES - SINAC



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

INFORMATIVO DGE N° 1 ENERO 2011

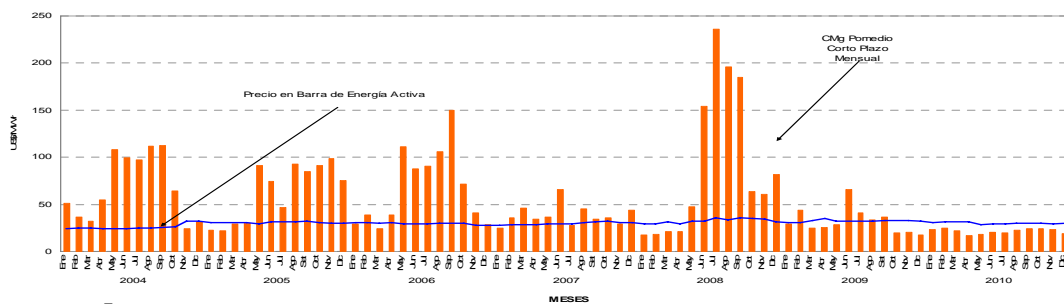


III. EL COSTO MARGINAL Y LA TARIFA EN BARRA DE DICIEMBRE 2010

En el mes de diciembre 2010 el costo marginal promedio mensual del SEIN fue 19% menor que el mes anterior, y llegó a 18,7 dólares por Megavatio-hora (1,87 cent\$/kW.h), mientras que el correspondiente precio en barra se incrementó 1% respecto al mes de noviembre 2010 con un valor de 29,6 dólares por Megavatio-hora (2,96 cent\$/kW.h). En la Figura N° 6, se observa el comportamiento mensual que mantienen los citados indicadores. Asimismo, dicho costo marginal fue 9,1% mayor al registrado en el mismo periodo del año anterior que fue 17,2 dólares por Megavatio-hora (1,72 cent US\$ / kW.h).

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)
Oct-10	24,23	29,82
Nov-10	23,10	29,46
Dic-10	18,76	29,61

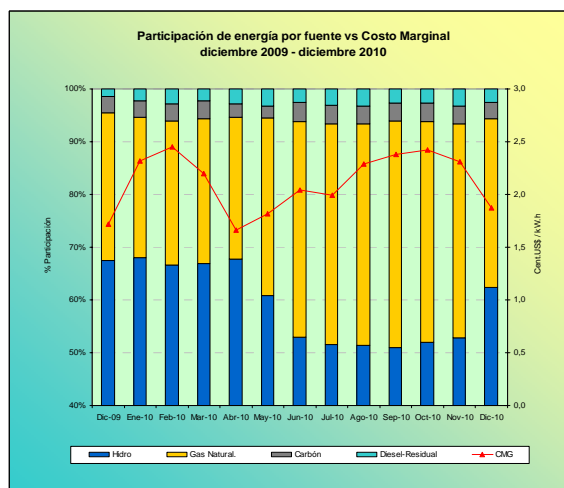


F
Fuente: COES - SINAC - diciembre 2010

IV. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR FUENTE

La producción de energía en el SEIN durante diciembre¹ 2010 alcanzó 2 860, 4 GW.h y fue 7,6% mayor respecto al mes de diciembre 2009. Asimismo, la energía generada con recurso hídrico fue 0,7% menor respecto al mismo periodo del 2009, con gas natural aumentó 22,7%, con diesel - residual creció 74,8% y, con carbón resultó 7,8% mayor. Del total generado en el mes de diciembre se observó que 62,2% corresponde a la producción de energía con fuente hídrica, mientras en diciembre 2009 fue 67,5%, tal como se muestra en la figura N° 7.

Figura N° 7

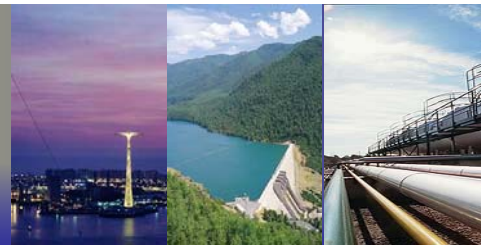


¹ Fuente: Estadística de COES - Informe de Operación Mensual - diciembre 2010



Ministerio de Energía y Minas
Dirección General de Electricidad

INFORMATIVO DGE N° 1 ENERO 2011

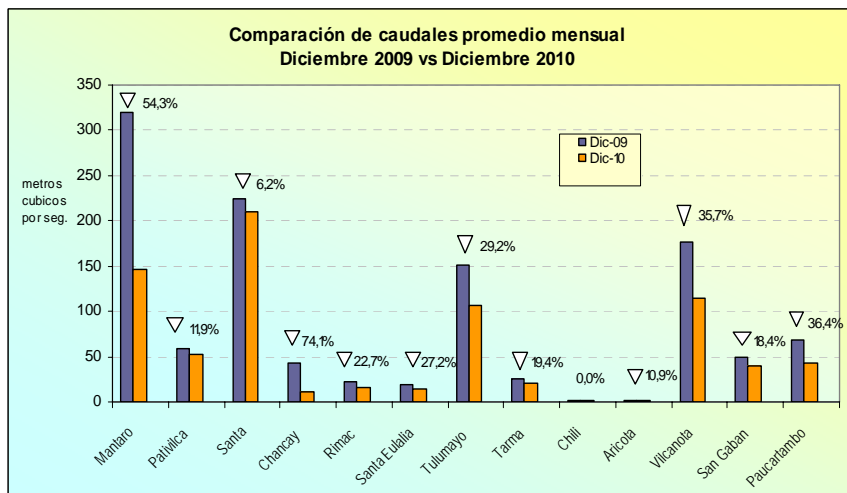


V. RECURSOS ENERGÉTICOS

V.1. COMPORTAMIENTO HIDROLÓGICO PARA GENERAR ENERGÍA ELÉCTRICA

En la Figura N° 8, se observa que los caudales de los ríos: Mantaro, Pativilca Santa, Chancay, Rímac, Santa Eulalia, Tulumayo, Tarma, Aricota, Vilcanota, San Gabán y Paucartambo han disminuido con relación al mes de diciembre del año 2009.

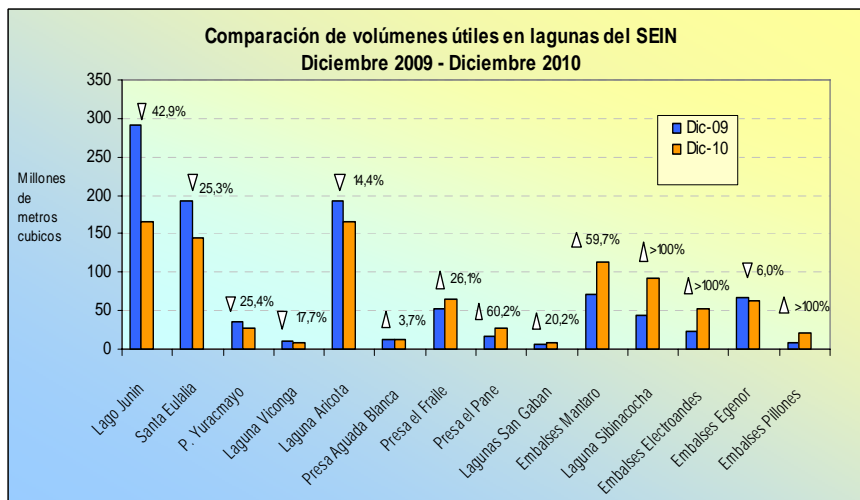
Figura N°8



Fuente: COES-SINAC - diciembre 2010

En la Figura N° 9 se muestra las variaciones de los volúmenes útiles de las lagunas y embalses, en millones de metros cúbicos, que abastecen a las centrales hidroeléctricas. En el mes de diciembre se registraron incrementos en Aguada Blanca, presa El Fraile, presa el Pañe, laguna San Gabán, laguna Sibinacocha embalses Mantaro y embalses de Electroandes, embalses Pillones.

Figura N°9



Fuente: COES-SINAC - diciembre 2010



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

INFORMATIVO DGE N° 1 ENERO 2011



V. 2 CONSUMO DE GAS NATURAL EN EL SECTOR ELÉCTRICO

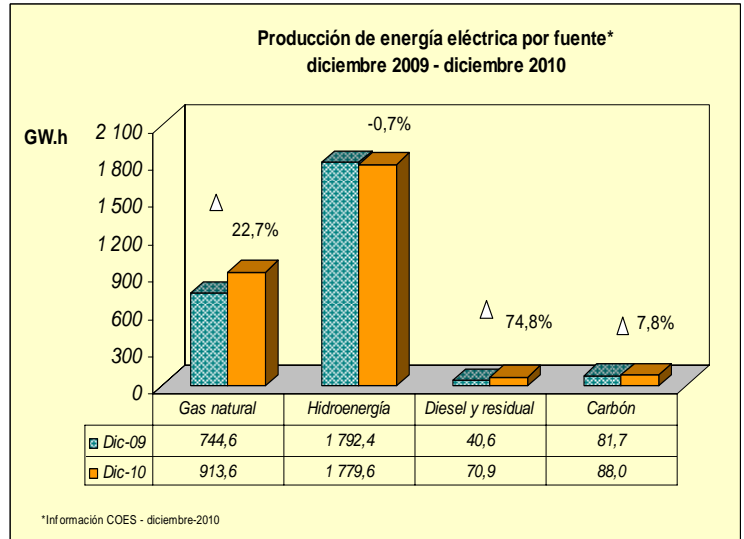
Figura N° 10

El consumo de gas natural para la generación de energía eléctrica en el mes de diciembre del año 2010 alcanzó los 231,4 millones de metros cúbicos (8 172,07 millones de pies cúbicos) y fue 23,4% mayor respecto al mismo periodo del año anterior. El consumo promedio diario ascendió a 263,6 millones de pies cúbicos.

Por otro lado, la producción de energía eléctrica con gas natural en el mes de diciembre alcanzó 913,6 GW.h, 22,7% mayor que la producción del mismo periodo del año 2009.

En el mes de diciembre, el indicador de Megavatios hora generados por millón de pies cúbicos alcanzó 111,8.

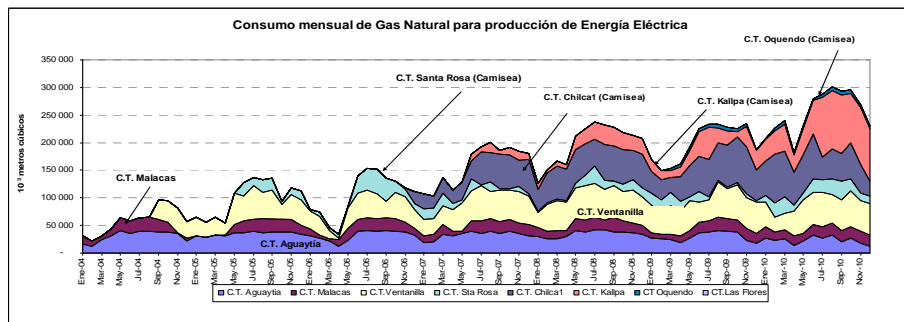
En la Figura N° 10, se aprecian las variaciones de la producción con gas natural, hidroenergía, diesel -residual y carbón respecto al mes de diciembre del año 2009.



Las contribuciones del gas natural, hidroenergía, diesel - residual y carbón para la generación de energía en diciembre del año 2010 fueron 31,9%, 62,2%, 2,5%, y 3,1% respectivamente. Además, se tiene una participación de 0,3% de producción de energía con bagazo, según lo registrado por el COES.

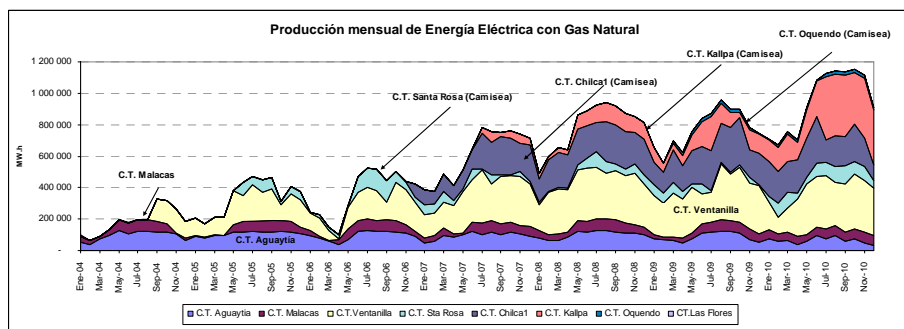
En la Figura N° 11 se muestra la evolución mensual del consumo de gas natural por cada central térmica desde enero 2004 a la fecha; y, en la Figura N° 12, se aprecia la evolución de la producción mensual de energía eléctrica de las centrales térmicas a gas: C.T. Ventanilla y Santa Rosa (Edegel), Malacas (EEPSA), Aguaytía (Termoselva), Chilcal (Enersur), Kallpa (Kallpa Generación), Oquendo (SDF Energía), Las Flores (Duke Energy S.A.), y desde setiembre 2010, la CT Pisco (Egasa) y la CT Independencia (Egesur).

Figura N° 11



Fuente: MEM/DGE/DPE

Figura N° 12



Fuente: COES - SINAC



Ministerio de Energía y Minas Dirección General de Electricidad

INFORMATIVO DGE N° 1 ENERO 2011



VI. NOTICIAS DEL SECTOR ENERGÍA

ARGENTINA

Establecerán montos fijos para resarcir a los usuarios de Edesur

El ministro de Planificación, Julio De Vido, adelantó que el Ente Nacional Regulador de la Energía (ENRE) establecerá montos fijos para resarcir a los usuarios que sufrieron cortes prolongados en diciembre. "Estamos sacando una resolución para retribuir a quienes tuvieron cortes de 0 a 12 horas, entre 12 y 24, y de más de 24, por un monto fijo determinado" aseguró el funcionario. Aunque aclaró que esto "no impide reclamar por daños mayores". De Vido señaló que, una reunión en enero, les señaló a varios directivos de Endesa (principal accionista de Edesur) y Enel (propietaria de Endesa) "la gravedad de los incumplimientos de la distribuidora durante el pico de calor de diciembre". Según dijo, los incumplimientos ocurrieron "por una suerte de abandono por las vacaciones, ya que muchos directivos son europeos y viajaron a Europa para Navidad y Año Nuevo". Y agregó que les advirtió a los directivos que "no hacer las inversiones comprometidas podría poner en riesgo el contrato", luego de lo cual "parecería que hay voluntad de ordenarse e invertir". (Clarín, 3/2/2011)

CHILE

Restablecen servicio de energía tras apagón que afectó a nueve regiones del país

Luego que nueve regiones del país, entre Antofagasta y La Araucanía, sufrieran cortes de energía eléctrica durante la madrugada del 3/2/11, el suministro fue restablecido en su totalidad. De acuerdo a la Oficina Nacional de Emergencia (Onemi), la suspensión del servicio se inició a las 01.10 horas, por una explosión de pararrayo al interior de la Subestación Polpaico, ubicada en la comuna de Til Til, Región Metropolitana. El jefe del Centro de Alerta Temprana de la Onemi, Miguel Ortíz, señaló que "la información preliminar habla de una falla técnica que obedece a una explosión del transformador en parte de la Subestación Polpaico". El funcionario agregó que "la superintendencia realizará la evaluación y seguiremos trabajando por el estado para reducir este tipo de eventos que afectan la calidad de vida". A su vez, el organismo informó que no se registraron personas lesionadas ni situaciones de emergencia derivadas por este corte. Esta nueva falla en el Sistema Interconectado Central (SIC), constituye la cuarta después del terremoto del pasado 27 de febrero, ya que durante el 2010 se registraron tres cortes generalizados del servicio eléctrico. El secretario de Estado visitó esta mañana las oficinas del CDEC y expresó la preocupación del Gobierno por el amplio apagón que ocurrió en la madrugada del 5/2/11 en la zona centro-sur del país. A juicio del ministro de Energía y Minería, Laurence Golborne Golborne, este corte "no es aceptable", por lo que "hemos solicitado al superintendente de Electricidad y Combustible (SEC), Jack Nahmías, que una vez evacuado el informe del CDEC respecto a la falla específica proceda a la investigación con miras a determinar las sanciones que pudieran ocurrir". Tras la investigación, explicó el biministro, se va a determinar si caben compensaciones a los

usuarios. "Efectivamente quienes se sientan vulnerados o de alguna forma afectados por esto pueden recurrir a la Superintendencia de Electricidad de Combustibles a manifestar sus reparos", afirmó. (El Mercurio, 5/2/2011)

PARAGUAY

Brasil ahora promete media sanción a notas reversales para fin de febrero

El gobierno de Fernando Lugo asegura que antes de la visita oficial que realizará la presidenta brasileña Dilma Rousseff al Paraguay, prevista para el 26 de marzo próximo, el Congreso del vecino país ya tendría aprobadas las notas reversales firmadas por los presidente Lugo y Lula da Silva en junio del 2009. Así lo aseguró ayer el ministro de Relaciones Exteriores, Héctor Lacognata. "La aprobación de las notas reversales es la prioridad. Tenemos la promesa de que a finales de febrero, a principios del mes de marzo, se trataría en el Congreso brasileño y se traería acá la media sanción", sostuvo el canciller durante una conferencia de prensa realizada en Mburuvicha Róga, al concluir la reunión del consejo de ministros con el presidente Lugo. Lacognata sostuvo que el Gobierno nacional está haciendo "un lobby importante" con sus pares del vecino país para lograr que finalmente sea aprobado el documento, que entre otras cosas significará el aumento de 120 millones a 360 millones de dólares la compensación por nuestra energía cedida en la Binacional Itaipú. "Probablemente en la primera quincena de febrero el Congreso brasileño esté abocado en la renovación de la mesa directiva de ambas Cámaras y a partir de allí empezarán a desarrollar los temas que tienen pendientes, entre los cuales se encuentra el estudio de la aprobación de las notas reversales", reiteró Lacognata. (ABC, 2/2/2011).

PERÚ

Cinco regiones deben poner mayor énfasis en prácticas de ahorro de energía

El Ministerio de Energía y Minas (MEM) informó que cinco regiones del Perú deben participar con mayor énfasis en la práctica de ahorro de energía, usando productos con etiquetado de eficiencia energética. Indicó que a través de la Dirección General de Eficiencia Energética (DGEE) se está impulsando en la población la conciencia de ahorro de energía a nivel nacional y pese a que hay un avance considerable, todavía existen zonas del Perú donde se registra un excesivo consumo de energía eléctrica. Según estadísticas de la Dirección General de Electricidad (DGE), la venta de energía eléctrica por actividades consideradas en la Clasificación Industrial Internacional Uniforme (CIU) durante el 2009, fue de la siguiente manera: Lima (43 por ciento), Arequipa (ocho por ciento), Moquegua (seis por ciento), Ica (seis por ciento) y Callao (cinco por ciento). "Es por ello que el MEM considera necesario hacer un llamado a los usuarios de estas regiones a que participen con mayor énfasis de las prácticas de ahorro de energía, consumiendo productos con etiquetado de eficiencia energética", dijo el MEM. (El Peruano, 31/1/2011).



Ministerio de Energía y Minas
Dirección General de Electricidad

INFORMATIVO DGE N° 1 ENERO 2011



VII. LOGROS DEL SUBSECTOR ELECTRICIDAD AL 2010

//..Continuación de página 1.

- Subestación Quencoro: Ampliación de la capacidad de transformación con un transformador de 25/7,5/17,5 MVA, 138/34,5/10,5 kV y celdas asociadas, y cambio de configuración del sistema de barra en 60 kV de simple barra a doble barra.

Subestación Azángaro: Ampliación de la capacidad de transformación con un transformador de 47,5/47,5/12,5 MVA, 138/60/22,9 kV y celdas asociadas.
- Subestación Trujillo Norte: Ampliación de la capacidad de transformación con un transformador de 45/12,5/45 MVA, 138/22,9/10 kV y celdas en 138 kV y 10 kV asociadas, cambio de configuración del sistema de barra en 138 kV del tipo Anillo al tipo interruptor y medio, e instalación de un banco de capacitores de 15 MVAR en 10 kV.
- Subestación Piura Oeste: Ampliación de la capacidad de transformación con un transformador de 100/100/30 MVA, 220/60/10 kV celdas asociadas, y cambio de configuración del sistema de barra en 220 kV y 60 kV de Simple barra a doble barra.
- Subestación Tingo María, Aucayacu y Tocache: Instalación de equipamiento necesarios para la conexión de la LT 138 kV Tocache – Bellavista.

La producción de energía aumentó en el 2010

La energía generada a nivel nacional en el año 2010 alcanzó 35 736 GW.h, 8,6% mayor respecto al mismo periodo del año 2009.

La generación de las unidades asociadas al COES-SEIN (Comité de Operación Económica del Sistema - Sistema Eléctrico Interconectado Nacional) en el año 2010 fue de 32 426,8 GW.h; adicionalmente, 3 309,2 GW.h fueron generados por centrales no asociadas al COES, sistemas aislados y generadores para uso propio.

Las centrales eléctricas que despachan en el SEIN, incluidas las empresas que no integran el COES, generaron 32 864,5 GW.h en el 2010, los cuales representan el 92,6% del total nacional. Del mismo modo, la producción del SEIN fue 8,5% mayor que la energía generada en el año 2009.

Cobertura de la demanda de energía

La demanda máxima anual del SEIN, registrada en diciembre de 2010, ascendió a 4 579 MW, lo que representa un incremento de 6% respecto a la demanda registrada en el mismo periodo del año anterior.

En este mismo año, el número de usuarios de las distribuidoras y las generadoras ascendió a 5,2 millones, con un incremento del 6% con relación al año 2009. Asimismo, la venta de energía fue 29 498,5 GW.h, que representó un incremento de 8,9% con relación al año 2009; del total vendido 55,6% fue distribuido al mercado regulado y 44,4% al mercado libre; además, las generadoras atendieron el 38,4% de la venta total y el 61,6%, lo hicieron las distribuidoras.

Inversiones en el subsector eléctrico

Al año 2010, las inversiones en el sector eléctrico ascienden alrededor de los 1400 millones de dólares, de los cuales el 36,6 % corresponde a la generación, 27 % a la transmisión, 20,3 % a la distribución y 16,1 % para la electrificación rural.

Derechos eléctricos otorgados

Se otorgaron un total de noventa y cinco (95) concesiones definitivas; de las cuales dieciocho (18) corresponden a la actividad de generación, Asimismo, se aprobó la modificación de cincuenta y nueve (59) contratos de concesión.

Además, se concedieron un total de ciento cincuenta y tres (153) concesiones temporales para desarrollar estudios; de las cuales sesenta y ocho (68) son para futuras centrales hidroeléctricas, setenta y dos (72) para centrales eólicas.

También se aprobaron un total de treinta y cuatro (34) autorizaciones para desarrollar las actividades de generación, de las cuales nueve (09) corresponden a centrales hidroeléctricas y veinticinco (25) a centrales térmicas, destacándose las siguientes centrales térmicas de ciclo combinado: Chilca 1 (847 MW), Chilca (596 MW) y Kallpa (854,99 MW); y, las de ciclo simple: Independencia (74,80 MW), Independencia-Egesur (25,6 MW), Trujillo (69,30 MW), Santa Rosa II (190,0 MW), Santo Domingo de los Olleros (196 MW) El Guayabal (20,17 MW), Pampa Melchorita (27,36), Pampa Melchorita II (77,40), Oquendo (39,94 MW), Huayurí (42 MW) y Las Flores (183,6 MW).

Igualmente, se aprobaron cuarenta y un (41) modificaciones de autorizaciones, dentro de las cuales destaca el aumento de potencia instalada de la CT Ventanilla, de 340 MW a 525 MW de ciclo combinado.



Ministerio de Energía y Minas Dirección General de Electricidad

INFORMATIVO DGE N° 1 ENERO 2011



VII. LOGROS DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO AL AÑO 2010

//..Continuación de página 8.

Se otorgaron un total de cincuenta y cinco (55) derechos de concesión para la actividad de transmisión y veintidós (22) a la actividad de distribución. Además, se otorgaron un total de ciento cincuenta y tres (153) concesiones temporales para desarrollar estudios; de las cuales trece (13) están relacionadas con la actividad de transmisión.

Con relación a la servidumbres, se establecieron trescientos cuarenta y siete (347) servidumbres de ocupación, acueductos y de electroductos sobre propiedades de terceros y del Estado para subestaciones de distribución de Servicio Público de Electricidad, líneas de transmisión y centrales hidroeléctricas.

Mejoras del marco normativo

A diciembre de 2010, se aprobaron 02 Decretos de urgencia, 03 Decretos Supremos, 05 Resoluciones Ministeriales y dos Resoluciones Directorales:

- Decreto de Urgencia N° 079-2010, publicado el 2010-12-16, mediante se extiende la vigencia hasta el 2013-12-31 del D.U. N° 049-2008 a fin de garantizar el abastecimiento oportuno y eficiente del Servicio Público de Electricidad.
- Decreto de Urgencia N° 032-2010, publicado el 2010-04-29, mediante el cual, entre otros aspectos, se faculta al MEM a conducir o encargar a ProInversión la conducción de licitaciones de suministro de electricidad para tecnologías específicas con un plazo de anticipación menor a los 03 años previstos en la Ley N° 28832
- Resolución Ministerial N° 564-2010-MEM/DM, publicada el 2011-01-03, mediante el cual se establecen los lineamientos para licitaciones de suministro de electricidad de largo plazo en el marco del D.U. N° 032-2010.
- Resolución Ministerial N° 523-2010-MEM/DM, publicada el 2010-12-06, mediante el cual se fijan factores de adecuación que serán multiplicados a los parámetros de aplicación del FOSE de los Sistemas Aislados, sectores urbano - Rural y Rural, aplicables a los usuarios de sistemas eléctricos rurales aislados atendidos exclusivamente con sistemas fotovoltaicos.
- Resolución Directoral N° 057-2010-EM/DGE, publicada el 2010-10-06, mediante la cual se modifica el numeral 4.4.1 del numeral 4.4 sobre la Calidad Objetivo de las Transferencias ICCP, de la Norma Técnica para la Operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (NTIITR), en cuanto a la etapa de adecuación durante la cual no se aplicará ningún índice de disponibilidad mínimo que será de treinta y cuatro (34) meses.
- Resolución Directoral N° 055-2010 EM/DGE, publicada el 2010-09-29, mediante la cual se aprueban las actualizaciones de las especificaciones técnicas ETS-LP-20/2010 “Materiales para puesta a tierra - Líneas Primarias” y ETS-RS-10/2010 “Materiales para puesta a tierra - Redes Secundarias” .
- Decreto Supremo N° 057-2010-EM, publicado el 2010-09-11, mediante el cual se precisa la aplicación de los indicadores de calidad de la NTCSE y reglamenta las funciones del COES referidas a la identificación de responsables de fallas en el SEIN, en el marco de la Ley N° 28832.
- Resolución Ministerial N° 318-2010-MEM/DM, publicada el 2010-08-04, mediante la cual se aprueba la actualización del Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo de las Actividades Eléctricas - RESESATAE.
- Resolución Ministerial N° 162-2010-MEM/DM, publicada el 2010-04-09, mediante la cual se incluye generación hidroeléctrica en la Segunda Convocatoria de la Subasta de Energías Renovables.
- Resolución Ministerial N° 102-2010-EM/DM, publicada el 2010-03-05, mediante la cual se precisan y modifican disposiciones de la Norma DGE “Contraste del sistema de medición de energía eléctrica” .
- Decreto Supremo N° 010-2010-EM, publicado el 2010-02-11, mediante el cual se emiten normas complementarias al Decreto de Urgencia N° 116-2009, referido al suministro de electricidad establecido en el inciso a) del artículo 34° de la ley de Concesiones Eléctricas.
- Decreto Supremo N° 001-2010-EM, publicado el 2010-01-05, mediante el cual establecen diversas medidas respecto de la remuneración de la potencia y energía.

Hechos relevantes ocurridos en el año 2010

a) Negociaciones energéticas e Interconexiones Internacionales

El Ministerio inició el dialogo sobre intercambio energético Perú - Ecuador para lo cual se creó una Comisión de Intercambio Energético Perú - Ecuador, encargada de definir las condiciones para la realización del intercambio de electricidad entre ambos países, así como la negociación de las mismas con los representantes del gobierno de Ecuador.

Se realizó el Encuentro Presidencial y la IV Reunión del Gabinete de Ministros Binacional Ecuador-Perú, que tuvo por objeto profundizar las relaciones bilaterales e impulsar proyectos de desarrollo en la zona fronteriza, el viceministro de Energía Daniel Cámac, en calidad de presidente



Ministerio de Energía y Minas
Dirección General de Electricidad

INFORMATIVO DGE N° 1 ENERO 2011



VII. LOGROS DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO AL AÑO 2010

//..Continuación de página 9.

de la Comisión de Intercambio Energético Perú – Ecuador, dio inicio a la primera reunión de trabajo de este proceso que busca la integración energética de ambos países.

b) Promoción de proyectos hidroenergéticos eficientes

De acuerdo con los lineamientos de política, entre los cuales se precisa “dar prioridad a la construcción de centrales hidroeléctricas eficientes”, la Dirección General de Electricidad ha considerado prioritario promover el proyecto de implementación de estaciones hidrológicas, con fines hidroenergéticos.

El objetivo de dicho proyecto es implementar y reconstruir un sistema hidrométrico automático con equipos móviles de medición para obtener información de los caudales y precipitaciones en los ríos Marañón y Huallaga, con el fin de monitorear lugares donde se puedan desarrollar proyectos hidroenergéticos.

A la fecha, se inició el proceso de selección (fase de consultas) y se realizó una visita técnica con los postores interesados a diferentes zonas de los ríos Marañón y Huallaga, donde se instalaran las estaciones. El desarrollo del proyecto se realizará en un periodo máximo de 300 días calendario.

c) Subasta de energías renovables

El MEM en el marco del Decreto Legislativo N° 1002 que promueve la inversión en generación de electricidad en base a recursos Energéticos Renovables (RER), impulsó la realización de la 1ra Subasta RER, cuya adjudicación y Buena Pro en la 1ra y 2da convocatoria fue en febrero y julio de 2010, respectivamente. Las cantidades de potencia y energía adjudicada fue:

Tipo de Centrales	Potencia (MW)	Energía (GWh/año)
Eólica	142	571
Solar	80	173
Biomasa	27	143
Pequeñas Hidroeléctricas	180	1 084
Total	429	1 971

El plazo contractual para el suministro de energía es de 20 años, y el plazo máximo para que entren en operación comercial es el 2012-12-31.

d) Campaña de sustitución de focos ahorradores

Continuando con la supervisión del Convenio de Cooperación Interinstitucional MINEM – FONAFE, para el fomento del uso eficiente de la energía, se reemplazaron 1 586 000 lámparas incandescentes por ahorradoras de un total de 1 590 000. Se estima, de manera conservadora, que la reducción de la demanda es de 53 MW.

La culminación del proyecto está a cargo de la Dirección General de Eficiencia Energética, creada en mayo del año 2010.

e) Licitaciones para reserva fría de potencia

El MEM encargó a Proinversión la conducción de una licitación para Reserva Fría de Generación en base a centrales termoeléctricas que puedan operar en forma dual (diesel o gas natural).

La convocatoria se efectuó el 2010-01-28 y la adjudicación y Buena Pro fue el 2010-11-25, siendo los adjudicatarios: Enersur con 400 MW para la Barra Ilo, y Eepsa con 200 MW para la Barra Talara. Las Plantas deben entrar en operación comercial en los próximos 24 meses y por un periodo contractual de 20 años.



Ministerio de Energía y Minas
Dirección General de Electricidad

INFORMATIVO DGE N° 1 ENERO 2011

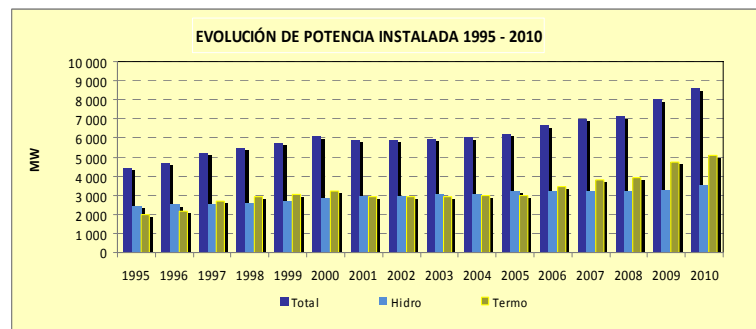


VIII. ASPECTOS RELEVANTES SOBRE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

1. Incremento de la potencia instalada de generación

Durante el periodo 1995 - 2010 la potencia instalada a nivel nacional se incrementó en 4 138,5 MW a una tasa media anual de 4,5%. Con cifras preliminares al año 2010, el mencionado indicador alcanzó los 8 600,2 MW con una participación de la potencia de origen térmico del 59,2%. En el año 2010, con la puesta en operación de importantes centrales eléctricas y unidades de centrales; la capacidad de generación aumentó 613,7 MW respecto al año anterior. Ver figura N° 13.

Figura N° 13



2. Balance oferta - demanda de energía del COES SEIN

En el periodo enero-2009 y diciembre 2010, se han incorporado nuevas instalaciones de centrales eléctricas que aumentaron la oferta del SEIN en 1446,9 MW, de los cuales el 19,3% es hidroeléctrico y el 80,7% es térmico. Esta situación, hizo posible un incremento importante del margen de reserva (MR), de 24,1% en enero 2009 hasta 42,5% presentado en diciembre de 2010. Ver figura N° 14 y 15

Figura N° 14

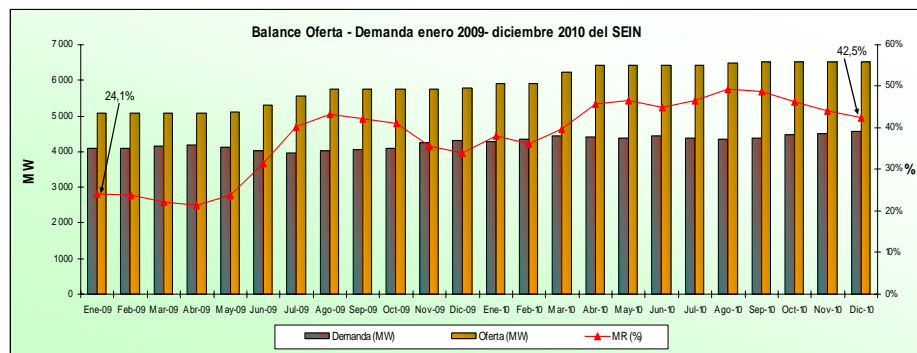
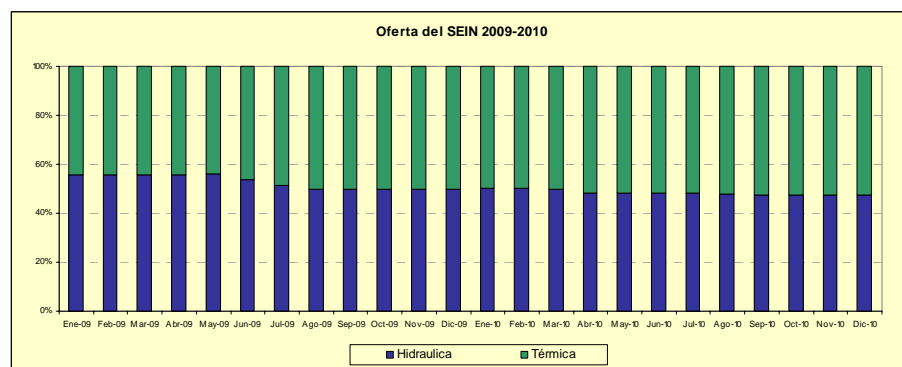


Figura N° 15



Fuente COES-SEIN -OSINERGMIN
Elaboración: MEM/DGE



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

INFORMATIVO DGE N° 1 ENERO 2011



VIII. ASPECTOS RELEVANTES SOBRE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

3. Generación de energía por recurso energético

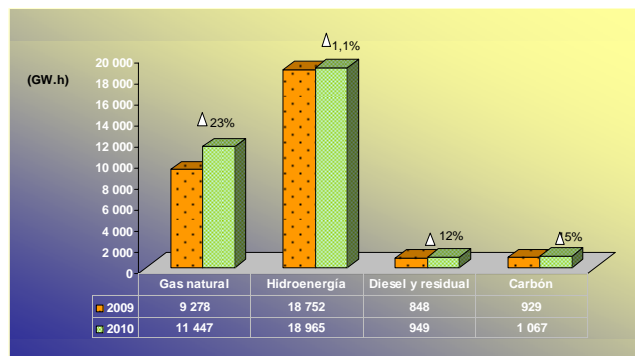
Al año 2010, el COES registró una producción total de energía de 32 426,8 GW.h , como se puede observar en la figura N° 16, la generación por fuente de energía como la térmica con gas natural que tuvo un incremento de 23% con relación al año 2009.

Además, en las figuras N° 17 y 18 se muestra la participación de la generación con gas natural entre el año 2004, que inicia la era Camisea en el mercado eléctrico, y el año 2010, periodo en la cual se produce la sustitución de energéticos. En los periodos mencionados, la participación de la hidroenergía se reduce de 76,2% a 56,5%; el diesel y residual de 9,1% a 2,9%; mientras la participación de la generación con gas natural aumentó de 10,2% a 35,3%.

Las centrales eléctricas a gas natural, al año 2010, utilizaron² 3 051, 3 millones de metros cúbicos (107 760,2 millones de pies cúbicos) para la generación de 11 447 GW.h . Este indicador representa un consumo promedio de 295,2 millones de pies cúbicos por día.

También en el 2010, se continua impulsando la utilización de las energías renovables para generar electricidad y a la fecha la central térmica AIPSA generó 77,4 GW.h, con 212,9 miles de toneladas de bagazo. Asimismo, la central térmica Ilo II (Enersur) utilizó 393,2 miles de toneladas para producir 1 066,9 GW.h , en el 2010.

Figura N° 16



Fuente COES-SEIN
Elaboración: MEM/DGE

Figura N° 17

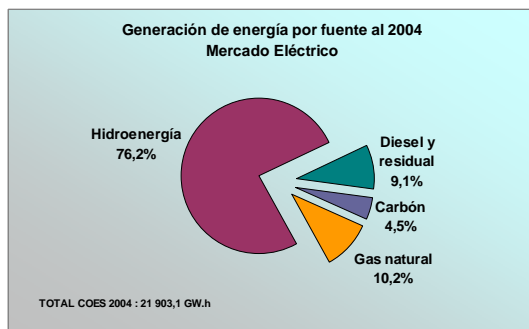
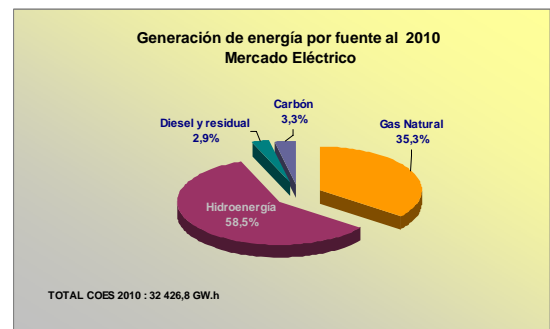
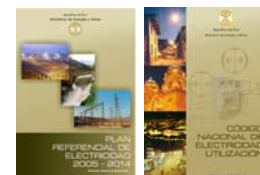


Figura N° 18



Página Web del MEM/DGE

- ❖ Estadística Eléctrica mensual 2010
- ❖ Evolución de Indicadores del subsector Electricidad Período 1995 – 2009
- ❖ Informativos Mensuales DGE – Año 2004 – Año 2009
- ❖ Estadística Eléctrica por Regiones 2009
- ❖ Estadística de Generación – Transmisión 2008 – 2009
- ❖ Plegables de Generación , Transmisión y Distribución 2008 - 2009
- ❖ Plan Referencial de Electricidad 2008 - 2017



**Coordinación: Dirección de Estudios y Promoción Eléctrica – Dirección General de Electricidad
Lima, febrero - 2011**

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

² Cifras preliminares-MEM/DGE