



Subsector Electricidad - Principales Logros del año 2004

Al cierre del año 2004, el Subsector Eléctrico presentó variaciones importantes en sus indicadores técnicos y económicos como se indica a continuación. Igualmente, se presentan los principales resultados en aspectos técnicos, económicos y normativos; así como sobre proyectos ejecutados, actividades promotoras y el otorgamiento de concesiones y autorizaciones.

Aspectos técnicos *

La Máxima Demanda del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional – SEIN, alcanzó los 3 131 MW (registrada el día 13 de diciembre del año 2004, a las 20:30 horas), la cual representó un incremento de 5,6% respecto del año 2003. Por su parte, la producción de energía eléctrica del SEIN alcanzó los 21 903 GW.h (90,5% de la energía producida a nivel nacional), cuya magnitud fue 5,9% mayor que el año anterior.

La Generación total para el Mercado Eléctrico¹ y para Uso Propio², ascendió a 24 222 GW.h con una participación según su origen de 72% hidráulico y 28% térmico, y fue 5,7% mayor que el año anterior. Para el Mercado Eléctrico se tuvo 22 618,6 GW.h (93% del total), con la estructura siguiente: SEIN 98% y Aislados 2%, habiéndose incrementado 5,9% respecto al año 2003.

Las ventas de energía a cliente final totalizaron 19 653 GW.h que representó un incremento de 6,9% respecto al año 2003. Las empresas generadoras vendieron el 39% y 61% las distribuidoras. Por su parte al mercado regulado le correspondió el 53% y al mercado libre el 47% de dichas ventas.

La capacidad instalada alcanzó los 6 019 MW (51 % hidráulico y 49 %, térmico), con un incremento de 0,8% respecto al año 2003. Este incremento se debió principalmente a la puesta en operación de algunas centrales eléctricas como la C.H. Poechos (15,64 MW) y la C.T. La Pampilla (11,25 MW). La estructura de la capacidad instalada por tipo de servicio fue de 85% para el mercado eléctrico y 15% para uso propio.

La longitud total de líneas en el sistema de transmisión al final del período fue de 14 802 km, cuya participación por niveles de tensión es la siguiente: 220 kV (38 %), 138 kV (23 %) y otros (39 %).

El crecimiento de la oferta de energía eléctrica en el año 2004 ha permitido atender más de 3,86 millones de usuarios, lo que representó un incremento de 3,6% respecto del 2003. El grado de electrificación del país llegó al 76,3%. Por otro lado, las pérdidas de distribución descendieron de 9,1 % a 8,7%.

Aspectos económicos *

En el año 2004, las transacciones de las empresas del subsector alcanzaron los US \$ 2 361 millones de dólares, 15,2% mayor que el año anterior. La distribución de dicho monto fue:

Generación	US \$ 1 228 millones
Transmisión	US \$ 115 millones
Distribución	US \$ 1 018 millones

Por su parte, la facturación a los clientes finales aumentó en 12,9% respecto al año 2003, llegando a US \$ 1 374 millones de dólares con un crecimiento medio de 5,4% en el período 2000 – 2004.

Las inversiones en el subsector, correspondientes al año 2004 alcanzaron los US \$ 296,6 millones de dólares, 19,9% mayor a lo ejecutado el año 2003.

Aspectos Normativos

- o Ley N° 28447: Ley que modifica la Ley de Concesiones Eléctricas para aumentar la predictibilidad de las tarifas y garantizar el suministro. (30/12/2004)
- o Ley N° 28307: Ley que proroga y amplía el beneficio dispuesto por la Ley N° 27510 que crea el Fondo de Compensación Social Eléctrica - FOSE. (28/4/2004)
- o D.S. N° 045-2004-EM: Aprueba el Reglamento de Importación y Exportación de Energía – RIEE (25-12-2004)
- o D.S. 019-2004-EM de Reducción de la Garantía para la instalación de Centrales Termoeléctricas a Gas Natural (25-06-2004)
- o D.S. N° 041-2004-EM que otorga facilidades para modificar el derecho de autorización para utilizar gas natural, así como para trasladar e instalar CCTT en zonas con disponibilidad de este gas (24-11-2004).

Principales proyectos ejecutados

- o Conversión de la Central Termoeléctrica de Ventanilla de 320 MW a gas natural, para la utilización del gas natural de Camisea.
- o Entrega en usufructo y continuación de la ejecución de las obras de la Central Hidroeléctrica de Yuncán de 130 MW.
- o Conclusión y puesta en operación comercial de la Central Hidroeléctrica de Poechos de 15 MW.
- o Conclusión y puesta en operación comercial de la Central Hidroeléctrica Santa Rosa de 1,5 MW.
- o Conclusión de la Línea de Transmisión Zorritos – Zaramilla de 55 Km, parte del enlace internacional Perú-Ecuador.

Principales estudios ejecutados

- o Análisis de la Demanda y Expansión de los Sistemas Eléctricos de Generación y Transmisión del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y de los Sistemas Aislados Mayores. Base del Plan Referencial del MEM
- o Mejoramiento de la Eficiencia Económica del Mercado Eléctrico Peruano
- o Estudio para la fijación del Margen de Reserva del SEIN
- o Actualización de la Norma de Calificación Eléctrica

Actividades de Promoción

- o Participación en los Grupos de Trabajo MEM/DGE - Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía SNMPE – Comités de Generación, Transmisión y Distribución, para revisar la problemática específica vinculada a las actividades eléctricas.
- o Conducción del taller "Planificación de la Expansión del Sistema de Transmisión Nacional", realizado el 11 de junio de 2004.
- o Participación en la I Reunión de expertos de los sectores de energía y ambiente en el tema de las energías renovables en la sede de la Comunidad Andina de Naciones, CAN.
- o Reuniones Técnicas Bilaterales Perú – Ecuador para concluir los Acuerdos Operativo y Comercial, previos a la operación comercial del enlace internacional Perú – Ecuador.
- o Coauspicio de la I Convención de Empresas Regionales de Distribución, efectuado en Cusco.

Concesiones y Autorizaciones

En el año 2004 se otorgó una concesión de generación (120 MW), cuatro concesiones de transmisión (127,5 km) y 20 autorizaciones de generación (53,8 MW).

Dirección General de Electricidad

¹ / Generación para el Mercado Eléctrico: Es la producción de energía eléctrica de las empresas que participan en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional y de los Sistemas Aislados.

² / Generación para Uso Propio: Energía eléctrica generada por la empresa (autoproducción), cuyo destino es el consumo en las actividades que realiza (minerías, industriales, etc.)

(*) Información preliminar



Estadística Eléctrica

COMPORTAMIENTO ANUAL Y MENSUAL DEL MERCADO ELÉCTRICO: MÁXIMA DEMANDA, PRODUCCIÓN Y VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE ENERO A DICIEMBRE 2004

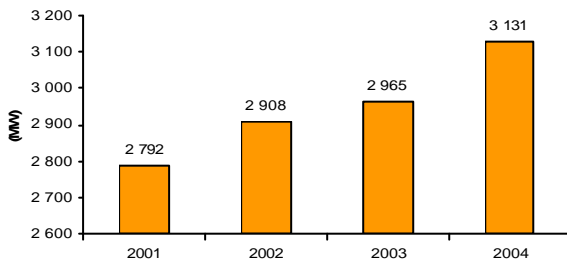
La máxima demanda del Sistema Interconectado Nacional (SEIN) en el periodo enero - diciembre del año 2004 fue 3 130,85 MW (registrada el día 13 de diciembre, a las 20:30 horas), habiéndose producido incrementos importantes relacionados a la máxima demanda de los años 2003, 2002 y 2001 de 5,6 %, 7,7 % y 12,1 %, respectivamente.

La producción mensual para el mercado eléctrico en diciembre del año 2004 fue 1 991 GW.h, cuyos incrementos fueron de 8,3 %, 12,1 % y 18,4%, respecto a la producción del mismo mes de los años 2003, 2002 y 2001, respectivamente.

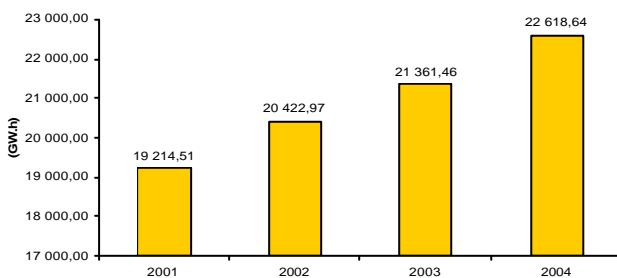
La venta de energía a cliente final en diciembre 2004 registró 1 712 GW.h, aumentando en 9,8 % respecto a igual periodo del año anterior. Asimismo, con relación a diciembre 2002, este aumento fue 13 % y con respecto al año 2001, 18,4 %.

La producción de energía del mercado eléctrico en el año 2004 ascendió a 22 618,6 GW.h, habiéndose incrementado 5,8% respecto al año 2003. La venta de energía eléctrica a cliente final se incrementó 6,8% respecto al año 2003, llegando a 19 653 GW.h. Las variables presentadas muestran un comportamiento mensual con tendencias crecientes similar a la de los años anteriores, tal como se aprecia en las siguientes gráficas.

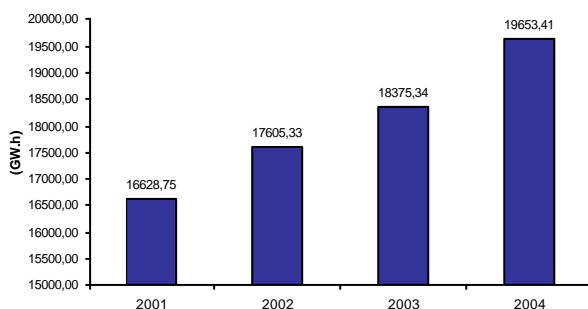
EVOLUCIÓN DE MÁXIMA DEMANDA 2001 - 2004



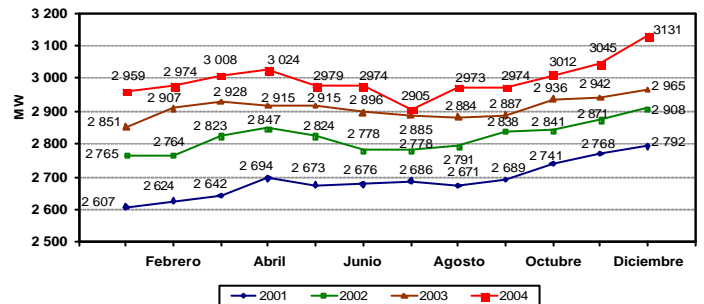
EVOLUCIÓN DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA DEL MERCADO ELÉCTRICO 2001 - 2004



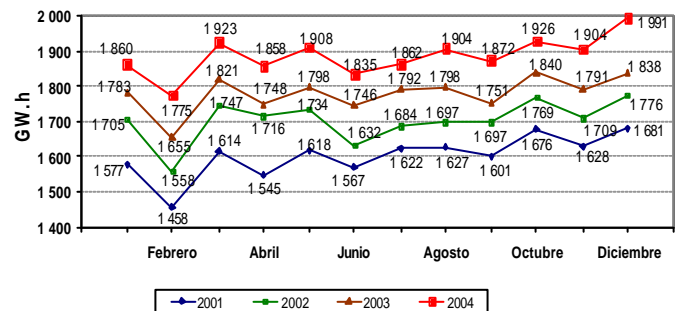
EVOLUCIÓN DE VENTAS DE ENERGÍA A CLIENTE FINAL 2001 - 2004



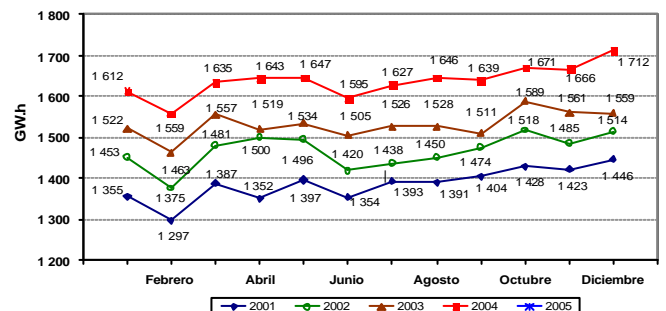
MÁXIMA DEMANDA MENSUAL EN EL SEIN 2001 - 2004*



PRODUCCIÓN MENSUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2001 - 2004*



VENTA MENSUAL DE ENERGÍA A CLIENTE FINAL 2001 - 2004*



(*) Preliminar



PRODUCCIÓN DE ENERGÍA DEL MERCADO ELÉCTRICO 2004
(MW.h)

N°	Principales empresas del mercado eléctrico	Trimestre I			Trimestre II			Trimestre III			Trimestre IV		
		2003	2004	D 04/03	2003	2004	D 04/03	2003	2004	D 04/03	2003	2004	D 04/03
1	Electroperú S. A.	1 638 160,8	1 763 505,0	7,7%	1 836 494,3	1 601 769,1	-12,8%	1 869 724,3	1 522 163,7	-19%	1 773 503,9	1 720 143,9	-3%
2	EDEGEL S. A.	1 337 223,2	1 216 931,1	-9,0%	1 104 639,3	1 021 840,0	-7,5%	977 967,4	932 852,3	-5%	1 045 168,2	1 113 520,8	7%
3	Energía del Sur S.A.	211 895,3	333 931,4	57,6%	261 036,5	452 624,5	73,4%	507 893,7	553 946,7	9%	417 635,3	311 406,0	-25%
4	TERMOSELVA S.R.L.	133 897,0	158 258,8	18,2%	232 588,0	329 369,3	41,6%	175 744,2	357 138,4	103%	292 586,7	285 545,8	-2%
5	EDEVENSA	2 336,8	0,0	-100,0%	0,0	148 074,8	100,0%	3 590,3	413 954,6	(*)	221,6	403 387,7	(*)
6	Egenor S.A.A.	618 175,9	653 053,9	5,6%	539 108,2	554 977,5	2,9%	336 153,5	336 820,7	0%	536 515,9	634 703,5	18%
7	Empresa de Electricidad de los Andes S.A.	302 008,6	249 230,3	-17,5%	304 385,4	241 864,8	-20,5%	295 178,2	270 443,7	-8%	252 681,2	281 407,5	11%
8	Emp. de Generación Eléctrica de Arequipa S. A.	231 584,0	278 728,8	20,4%	217 989,7	261 300,3	19,9%	227 803,4	270 344,2	19%	232 705,2	225 478,0	-3%
9	Empresa Eléctrica de Piura S.A.	16 745,3	84 745,3	406,1%	48 625,8	172 022,8	253,8%	193 851,8	221 565,1	14%	135 894,2	75 218,0	-45%
10	Emp. de Generación Eléctrica Machu Picchu S. A.	169 177,3	177 700,5	5,0%	176 124,9	180 935,9	2,7%	185 549,0	187 113,7	1%	188 178,0	174 786,2	-7%
11	Empresa de Generación Eléctrica San Gaban S. A.	210 440,3	236 155,7	12,2%	201 387,0	202 383,0	2,7%	149 889,0	144 816,5	-3%	173 943,1	206 811,9	19%
12	Otros	388 191,0	406 433,3	4,7%	369 220,7	434 254,2	17,6%	417 122,1	429 810,6	3%	420 527,6	387 742,3	-8%
TOTAL		5 259 835,4	5 558 499,1	5,7%	5 291 599,8	5 601 416,1	5,9%	5 340 466,8	5 638 568,5	6%	5 469 560,9	5 820 151,7	6%

N°	Principales empresas del mercado eléctrico	Octubre			Noviembre			Diciembre			Acumulado		
		2003	2004	D 04/03	2003	2004	D 04/03	2003	2004	D 04/03	2003	2004	D 04/03
1	Electroperú S. A.	600 559,4	508 817,7	-15,3%	551 548,9	586 909,2	6,4%	621 395,5	624 417,0	0,5%	7 117 883,3	6 607 581,7	-7,2%
2	EDEGEL S. A.	336 258,8	345 418,6	2,7%	330 203,9	347 156,9	5,1%	378 705,5	420 945,3	11,2%	4 464 998,0	4 285 144,2	-4,0%
3	Energía del Sur S.A.	171 359,0	153 245,0	-10,6%	149 746,6	74 830,4	-50,0%	96 529,8	83 330,6	-13,7%	1 398 460,9	1 651 908,6	18,1%
4	TERMOSELVA S.R.L.	109 652,0	116 300,6	6,1%	106 483,8	107 980,2	1,4%	76 450,9	61 265,0	-19,9%	834 815,9	1 130 312,4	35,4%
5	EDEVENSA		146 347,6	100,0%		151 108,9	100,0%	221,6	105 931,3	100,0%	6 148,7	965 417,1	(*)
6	Egenor S.A.A.	152 626,1	180 648,8	18,4%	169 234,6	218 081,7	28,9%	214 655,3	235 973,0	9,9%	2 029 953,6	2 179 555,6	7,4%
7	Empresa de Electricidad de los Andes S.A.	84 814,0	86 909,9	2,5%	75 750,0	95 891,1	26,6%	92 117,2	98 606,6	7,0%	1 154 253,4	1 042 946,3	-9,6%
8	Emp. de Generación Eléctrica de Arequipa S. A.	76 189,7	79 027,8	3,7%	83 065,7	71 666,0	-13,7%	73 449,9	74 784,3	1,8%	910 082,3	1 035 851,4	13,8%
9	Empresa Eléctrica de Piura S.A.	61 652,7	52 591,0	-14,7%	62 964,9	4 572,7	-92,7%	11 276,6	18 054,2	60,1%	395 117,1	553 551,2	40,1%
10	Emp. de Generación Eléctrica Machu Picchu S. A.	62 857,2	62 922,0	0,1%	61 727,0	57 341,0	-7,1%	63 593,8	54 523,2	-14,3%	719 029,1	720 536,3	0,2%
11	Empresa de Generación Eléctrica San Gaban S. A.	45 062,8	52 217,8	15,9%	54 982,0	72 666,4	32,2%	73 898,3	81 927,6	10,9%	735 659,4	790 167,1	7,4%
12	Otros	139 809,5	141 114,2	0,9%	144 798,7	115 568,3	-20,2%	135 919,3	131 059,8	-3,6%	1 595 061,3	1 655 663,5	3,8%
TOTAL		1 840 841,1	1 925 561,2	4,6%	1 790 506,0	1 903 772,6	6,3%	1 838 213,8	1 990 817,9	8,3%	21 361 462,9	22 618 635,4	5,9%

(*) La empresa EDEVENSA incrementó su producción a partir de junio del año 2004

Producción de Principales Generadoras Enero - Diciembre 2004

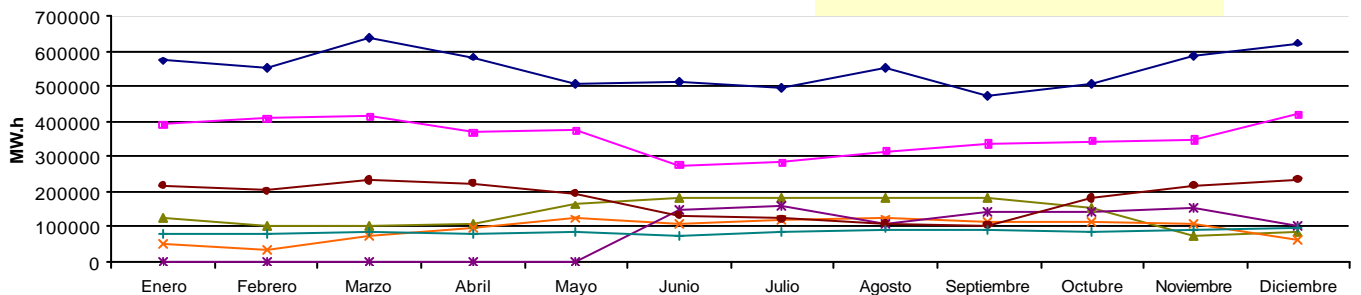
- Electroperú S. A.
- EDEGEL - Empresa de Generación Eléctrica de Lima S. A.
- Energía del Sur S.A.
- TERMOSELVA S.R.L.
- Emp. Generación Termoeléctrica Ventanilla S.A.(Etevensa)
- Emp. de Generación Eléctrica Nor Perú S. A.
- ELECTROANDES-Empresa de Electricidad de los Andes S.A.

Producción de energía - Mercado Eléctrico

2004 = 22 618,6 GW.h

2003 = 21 361,4 GW.h

Incremento = 5,8%





ARGENTINA

El jefe de gobierno español, José Luis Rodríguez Zapatero confirmó la mediación por los juicios de las privatizadas
En un desayuno con empresarios de su país llamó al diálogo para "desactivar la situación". Así se refirió a las demandas millonarias de Telefónica y Endesa contra el Estado argentino por la pesificación de tarifas. Mi tarea y mi papel como Gobierno va a ser acercar las posiciones para que los intereses de Argentina y los intereses lógicos y razonables de las empresas españolas lleguen a un punto de entendimiento". Con esa frase, el jefe de gobierno español, José Luis Rodríguez Zapatero, definió ayer el alcance del compromiso que tomó frente a Néstor Kirchner: ante los empresarios españoles, buscar un mecanismo para desactivar las demandas millonarias ante el CIADI, el tribunal del Banco Mundial donde Telefónica y Endesa, la dueña de Edesur, presentaron reclamos millonarios contra el Estado argentino. "Creo que un acuerdo entre el Gobierno argentino y las empresas españolas es posible", agregó Rodríguez Zapatero, durante una conferencia de prensa en el hotel Alvear, minutos antes de encerrarse en un hermético encuentro con empresarios españoles con intereses en la región. (Clarín, 27/1/2005)

BOLIVIA

Bolivia tiene tres meses para definir venta de gas a México
La exportación de gas natural licuado (LNG) a México tiene la barrera de tiempo, puesto que en dos o tres meses el país del Norte licitará la provisión del energético, según indicó el embajador de esa nación en Bolivia, José Antonio Zabalgaitia. Por ahora "sigue abierta" la posibilidad de que el país exporte su gas natural a México, "pero si Bolivia no toma los pasos necesarios se corre el riesgo de que se cierre esa ventana", puntualizó el diplomático. La venta de gas boliviano a México "es una ventana de oportunidad que no está abierta todo el tiempo", explicó al recordar que para que el país realice una oferta "el tiempo es limitado". Un proyecto de exportación de LNG boliviano al Norte requiere múltiples definiciones en el país, como ser el puerto en el Pacífico donde se instalará la planta de licuefacción, según las evaluaciones técnicas el más conveniente comercialmente es Patillos en Chile, pero está latente el centenario problema del enclaustramiento. Otro asunto que en Bolivia se debe solucionar es la definición de la nueva norma legal que rija el sector hidrocarburo, proyecto que está en discusión desde hace varios meses, y el tiempo vuelve a ser perentorio para que el país aspire a un potencial mercado para el gas. (Los Tiempos, 26/1/2005)

COLOMBIA

En 2004 se vendió electricidad a Ecuador por 135 MUS\$
Durante 2004 el sector eléctrico colombiano exportó 1.681,09 gigavatios hora (GWh) de energía eléctrica hacia Ecuador, los cuales representaron ingresos por 135,6 millones de dólares. A este resultado contribuyó el buen comportamiento de las ventas de energía en diciembre que llegaron a 14,59 millones de dólares producto de exportaciones de 167,22 GWh. Los precios de exportación promedios diarios de Colombia fluctuaron en diciembre entre 82,40 y 99,73 pesos kilovatio-hora (\$/KWh), mientras que los precios de importación ecuatorianos fluctuaron entre 111,41 y 311,85 pesos kilovatio-hora. Las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo (TIE) son un esquema comercial que opera desde marzo de 2003 entre los mercados eléctricos de Colombia y Ecuador, gracias a los enlaces internacionales y los acuerdos regulatorios que han permitido optimizar los recursos energéticos para beneficio mutuo. (El Colombiano, 26/1/2005)

PARAGUAY

Yacyretá adjudicó al banco estatal argentino BICE administración de su fideicomiso

El Comité Ejecutivo de la Entidad Binacional Yacyretá (EBY) adjudicó al Banco de Inversiones de Comercio Exterior (BICE), la administración del fondo de fideicomiso de Yacyretá, informó ayer el director general paraguayo de la entidad, Carlos Goiburú. Este paso es fundamental, junto a la construcción de la presa del arroyo Aguapey, para la terminación de Yacyretá. De acuerdo con los datos proporcionados por la EBY, el lunes se abrieron los sobres con las ofertas económicas presentadas por el Banco de la Nación Argentina y el BICE para prestar servicios de administración de un fondo de fideicomiso para la terminación de proyecto de Yacyretá. La oferta más económica fue la presentada por el BICE. Goiburú comentó que ayer se suscribió la carta intención que será enviada a la institución adjudicada. El dinero necesario para la constitución del fondo de fideicomiso –un total de 563 millones de dólares–, será puesto por Argentina. Para este año, el dueño de la mitad de la hidroeléctrica ya presupuestó 400 millones de pesos (US\$ 130 millones), provenientes de tributos internos argentinos. El BICE es prácticamente la única entidad financiera intermediaria argentina especializada en el fideicomiso. La totalidad de su paquete accionario está en poder del Ministerio de Economía y del Banco de la Nación Argentina. No se informó aún cuál será el banco agente (de control) paraguayo. (Diario Noticias, 12/01/2005)

PERÚ

Empresas quieren instalar plantas para generar 700 MW con gas natural

El Ministro de Energía y Minas, Ing. Glodomiro Sánchez Mejía, informó que existen inversionistas que han mostrado su interés en instalar nuevas plantas térmicas utilizando gas natural. Entre estas empresas están Tractebel y EgeChilca, compañías que están dispuestas a instalar 180 y 520 MW, respectivamente. El Ministro de Energía y Minas también informó sobre el inicio de la operación comercial de la interconexión con Ecuador en camino al mercado integrado, que estará formado por Colombia, Ecuador y Perú. Al referirse al plan de acción del sector eléctrico, comentó que a corto plazo se requiere brindar mayor seguridad en el proceso de fijación de los precios regulados de manera que los generadores vuelvan a firmar contratos con los distribuidores o renueven los existentes. A mediano plazo, se requiere crear mecanismos de mercado que permitan atraer nuevas inversiones en generación, dijo el titular del MEM. (Nota de Prensa-MEM 23/01/2005)

Osinerg: tarifas eléctricas bajan hasta 2.2% en Lima

Con la modificación a la Ley de Concesiones Eléctricas se derogó el controvertido Decreto Supremo 010, que introdujo nuevas pautas en la fijación de tarifas en electricidad afirmó el Ing. Alfredo Dammert. Para el titular del Organismo Regulador del sector eléctrico, esto es positivo porque con la citada norma había un sesgo ya que no se podía considerar potencialmente todos los proyectos que fueran a entrar. Las tarifas eléctricas al usuario final bajan desde este mes en promedio entre 2.2% hasta 6.96% en relación al último reajuste de noviembre. Estas cifras corresponden a los usuarios de Lima Sur con un consumo hasta de 100 kilovatios por hora (KW.h) y de Iquitos con una facturación de hasta 100Kw por hora. La reducción tarifaria se debe a la disminución (en 13%) del precio del petróleo residual, que tiene un peso de 36% en la tarifa de generación eléctrica, explicó el Ing. Dammert. (La República, 5/01/2005)



Sabía usted que...

Centrales a gas de ciclo combinado

Las centrales de ciclo combinado son una nueva fase tecnológica para el mejor aprovechamiento de la energía y su aplicación atenua y racionaliza su uso.

En España*, se ha construido una planta de IGCC de 320 MW en Puertollano. De esta potencia eléctrica, 200 MW proceden de una turbina de gas y 120 MW de una turbina de vapor. Se estima que, en comparación con una central convencional, la de Puertollano reduce en un 99% las emisiones de SO₂, en un 94% las de NO_x, en un 90% las de partículas y en un 20% las de CO₂. Además, existen numerosas plantas en operación y un programa de proyectos para la construcción de centrales térmicas de ciclo combinado, así como para la adaptación a ciclo combinado de centrales ya existentes.

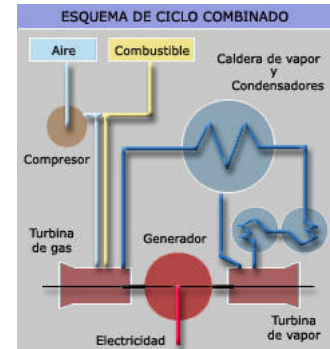
La empresa Iberdrola invertirá 170.000 millones para sus centrales de ciclo combinado. Contará en España con 2.800 MW de potencia, ya autorizados y otros 1200 MW en fase final de tramitación, correspondientes a las centrales de Escombreras y Santurce. Entre México y Brasil dispondrá de 3.220 MW, y en sus planes figura licitar por la adjudicación de otros 1.000 MW adicionales previstas para el 2005.

Este tipo de centrales térmicas se presentan como tecnologías limpias debido a la reducción de las emisiones de contaminantes que en ellas se consiguen. Se alude en primer término al vertido casi nulo de SO₂ debido a que este elemento, el azufre, es prácticamente inexistente en el gas natural, y se insiste mucho en las reducciones que comportaba en las emisiones de CO₂ por kWh producido, con el consiguiente alivio del efecto invernadero.

Las centrales de ciclo combinado también contaminan; aunque menos que las plantas tradicionales, que queman carbón, fuel o gas. Estas modernas instalaciones consumen menos combustible, lo que permite reducir los costes económicos y el volumen de las emisiones al aire. La suma de estos factores explica que las políticas energéticas favorezcan su implantación.

Las térmicas de ciclo combinado son más eficientes y limpias que las térmicas antiguas. Pero aun así al hacer uso de combustible fósiles, gas o fuel, siguen emitiendo CO₂, el principal gas que agrava el efecto invernadero. Su emisión de CO₂ es menos de la mitad que la de las plantas tradicionales de carbón.

Otro de los problemas a los que se tienen que enfrentar son sus necesidades de refrigeración, ya que necesitan evacuar aproximadamente el 45% de su potencia térmica total. Las técnicas convencionales son dos, circuito abierto y torres húmedas. En la primera se necesitan emplear grandes cantidades de agua que es devuelta al medio después de sufrir un salto térmico significativo. No existe caudal suficiente en las cuencas altas o medias de ningún río peninsular para utilizar este sistema que es más sencillo y barato de implantar. El otro sistema tradicional (torres húmedas) aprovecha el calor residual para evaporar agua y necesita caudales menores. La técnica de ciclos combinados en generación eléctrica está muy desarrollada en el mundo, estando prevista su generalización, en breve, en nuestro país Gas Natural SDG ha realizado estudios de viabilidad de varias centrales, con eficiencias previstas superiores al 55%. La eficiencia en generación convencional está entre el 30 - 35%.



LÍMITES DE EMISIÓN GAS NATURAL	
Contaminante	Concentración mg/N m ³
Óxidos de nitrógeno	75
Dióxido de azufre	11,16

GASÓLEO	
Contaminante	Concentración mg/N m ³
Cenizas o partículas	20
Óxidos de nitrógeno	120
Dióxido de azufre	111

CONCENTRACIÓN PRODUCIDA POR CENTRALES TÉRMICAS gr/kWh					
CONCEPTO		TIPOS DE CENTRALES			
		Carbón	Carbón con tto. de azufre	Gas	Ciclo combinado de gas
Óxido de Nitrógeno	NO ₂	1,29	1,29	0,23	0,10
Dióxido de azufre	SO ₂	17,2	0,86	0,00	0,00
Dióxido de Carbono	CO ₂	884	884	740	345
Eficiencia energética	%	33 a 36	33 a 36	36 a 39	53 a 58

La reducción media de las emisiones de CO₂ es del 30%, por la mejora de eficiencia y sustitución de combustible

(*)Revista Ambientum - España

Página Web del MEM/DGE

- ❖ Informativos DGE – 2004 - 2005
- ❖ Compendio de Normas del Subsector Eléctrico 2004
- ❖ Anuarios Estadísticos 1998 – 2003
- ❖ Boletines estadísticos.
- ❖ Estadísticas 2004

