



# Ministerio de Energía y Minas Dirección General de Electricidad

## ESTADÍSTICA ELÉCTRICA DE ABRIL 2007

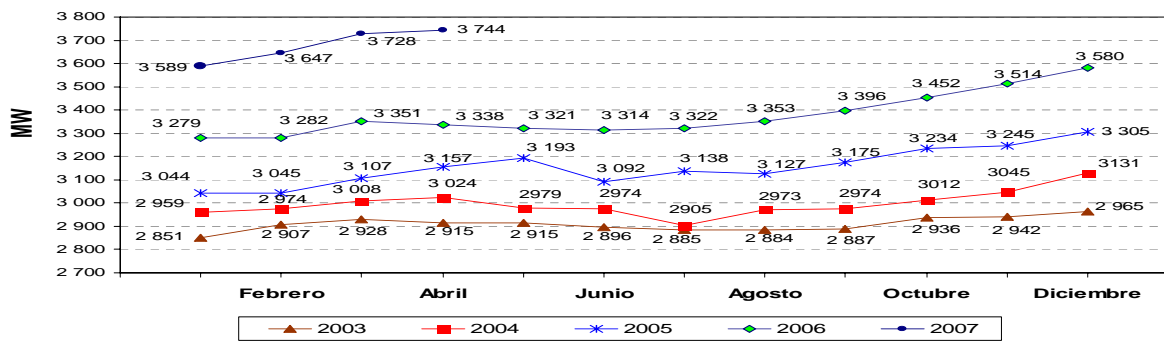
### COMPORTAMIENTO MENSUAL DEL MERCADO ELÉCTRICO<sup>1</sup>: MÁXIMA DEMANDA, PRODUCCIÓN Y VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE ABRIL 2007

La máxima demanda del Sistema Interconectado Nacional (SEIN) en abril del año 2007 fue 3 744 MW (registrada el día 19 de abril, a las 19:00 horas), cifra que representó un incremento de 12% respecto a la máxima demanda del mes de abril del año 2006. Los incrementos acumulados respecto a la máxima demanda del mismo periodo de los años 2005, 2004 y 2003 fueron de 19%, 24% y 28 %, respectivamente.

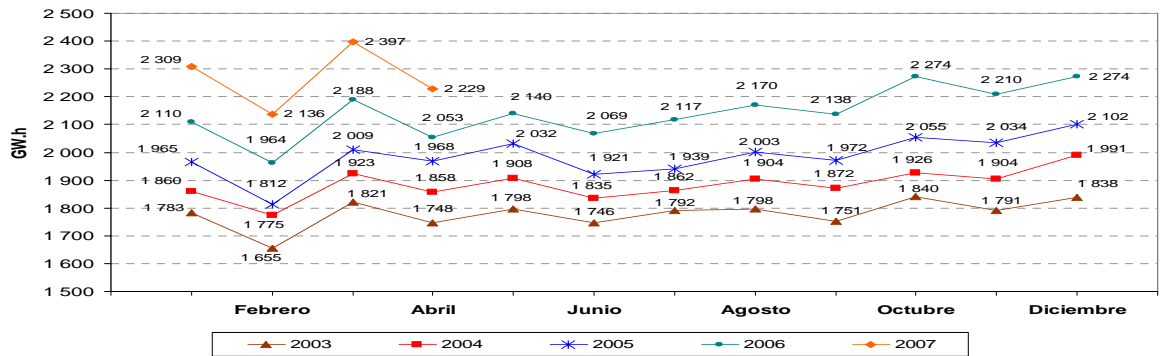
La producción mensual del mercado eléctrico en abril del año 2007 fue 2 229 GW.h, es decir superior en 8,5%, 13,2%, 19,9% y 27,5 % respecto a la producción del mismo mes de los años 2006, 2005, 2004 y 2003.

La venta de energía a cliente final en abril del año 2007 fue de 1 957 GW.h, con un 7,1 % de incremento respecto a la venta de igual periodo del año anterior. Asimismo, con relación al mes de abril 2005, este aumento fue 13,9 % , y con respecto al año 2004 y 2003, los incrementos fueron 19,1 % y 28,8 %, respectivamente.

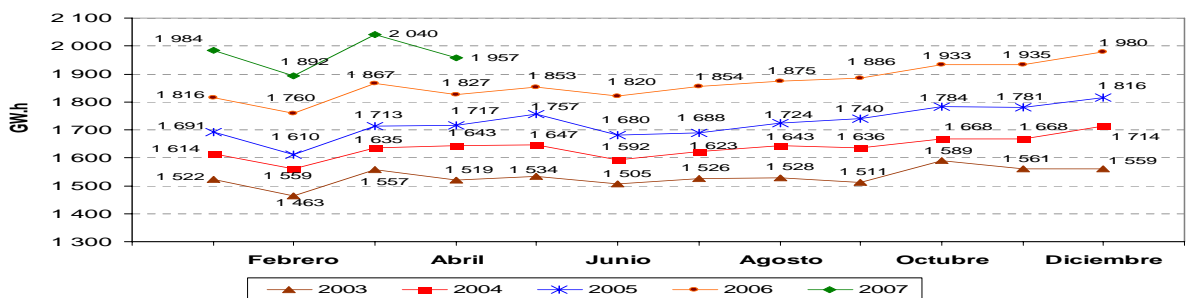
MAXIMA DEMANDA DE POTENCIA MENSUAL 2003 - 2007\*



PRODUCCIÓN MENSUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2003 - 2007\*



VENTA MENSUAL DE ENERGÍA A CLIENTE FINAL 2003 - 2007\*



(\*) Preliminar al 14.05.07

1 / Mercado Eléctrico: conformado por el mercado atendido por las empresas concesionarias y entidades autorizadas para generar energía eléctrica para el servicio público.



# Ministerio de Energía y Minas Dirección General de Electricidad

## ESTADÍSTICA ELÉCTRICA DE ABRIL 2007

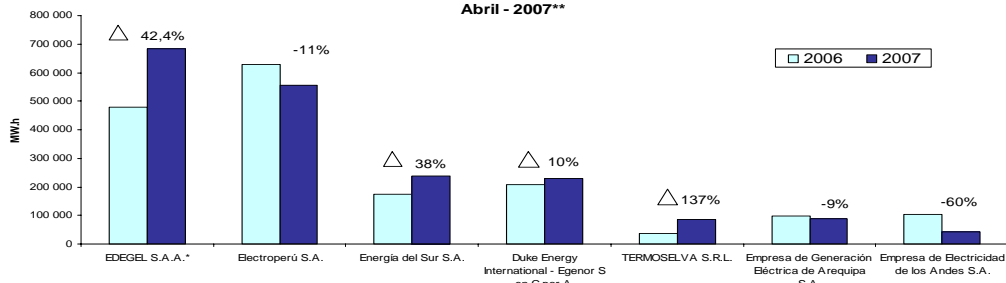
### PRODUCCIÓN DE ENERGÍA DEL MERCADO ELÉCTRICO (MW.h)

N°	Principales empresas del mercado eléctrico	Abril			Acumulado (Enero -Abril)		
		2006	2007	Δ 07/06	2006	2007	Δ 07/06
1	EDEGEL SAA*	479 975,9	683 386,5	42%	1 809 240,9	2 705 403,0	50%
2	Electroperú SA	627 793,5	556 592,9	-11%	2 448 273,7	2 319 732,6	-5%
3	Energía del Sur SA	173 353,5	239 618,0	38%	629 229,5	1 012 918,2	61%
4	Duke Energy International - Egenor Sen C por A	207 217,8	227 662,8	10%	870 967,9	912 719,9	5%
5	TERMOSELVA S.R.L	35 502,4	84 237,3	137%	264 082,3	285 708,6	8%
6	Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa SA	96 502,5	87 797,5	-9%	395 139,6	366 320,2	-7%
7	Empresa de Electricidad de los Andes SA	102 814,8	41 537,4	-60%	387 053,6	188 327,7	-51%
8	Empresa Eléctrica de Plura SA	30 642,1	21 484,2	-30%	81 383,8	139 618,7	72%
9	Empresa de Generación Eléctrica Machupichu SA	60 833,2	61 943,6	2%	239 814,3	241 466,4	1%
10	Empresa de Generación Eléctrica San Gabán SA	76 763,7	77 740,0	1%	304 785,8	311 271,1	2%
11	Empresa de Generación Eléctrica Cahua SA	50 839,7	50 292,9	-1%	192 983,8	201 849,7	5%
12	Otros	111 100,8	96 230,2	-13%	685 844,2	385 951,2	-44%
<b>TOTAL</b>		<b>2 053 340,0</b>	<b>2 228 523,3</b>	<b>9%</b>	<b>8 308 799,5</b>	<b>9 071 287,4</b>	<b>9%</b>

N°	Principales empresas del mercado eléctrico	Marzo			TRIMESTRE I		
		2006	2007	Δ 07/06	2006	2007	Δ 07/06
1	EDEGEL SAA*	508 721,9	723 995,6	42%	1 329 265,0	2 022 016,5	52%
2	Electroperú SA	641 874,0	543 884,5	-15%	1 820 480,2	1 763 139,7	-3%
3	Energía del Sur SA	175 096,3	298 485,9	70%	455 876,0	773 300,3	70%
4	Duke Energy International - Egenor Sen C por A	228 919,7	245 881,1	7%	663 750,1	685 057,1	3%
5	TERMOSELVA S.R.L	57 438,5	96 913,5	69%	228 579,9	201 471,3	-12%
6	Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa SA	115 684,7	103 387,9	-11%	298 637,1	278 522,7	-7%
7	Empresa de Electricidad de los Andes SA	103 096,9	44 293,3	-57%	284 238,8	146 790,3	-48%
8	Empresa Eléctrica de Plura SA	8 454,4	47 508,7	462%	50 741,7	118 134,5	133%
9	Empresa de Generación Eléctrica Machupichu SA	62 633,9	62 471,2	0%	178 981,1	179 522,8	0%
10	Empresa de Generación Eléctrica San Gabán SA	73 224,4	80 555,7	10%	228 022,1	233 531,1	2%
11	Empresa de Generación Eléctrica Cahua SA	46 564,2	45 280,7	-3%	142 144,1	151 556,8	7%
12	Otros	165 217,5	104 829,7	-37%	574 743,4	289 721,0	-50%
<b>TOTAL</b>		<b>2 186 926,3</b>	<b>2 397 487,9</b>	<b>10%</b>	<b>6 255 459,4</b>	<b>6 842 764,0</b>	<b>9%</b>

- A partir de Junio del año 2006, la empresa Edegel es responsable de la operatividad de la Central Térmica de Ventanilla ( Proceso de regularización de Edegel del 27.12.06 - Dirección de Concesiones Eléctricas-DGE/MEM)

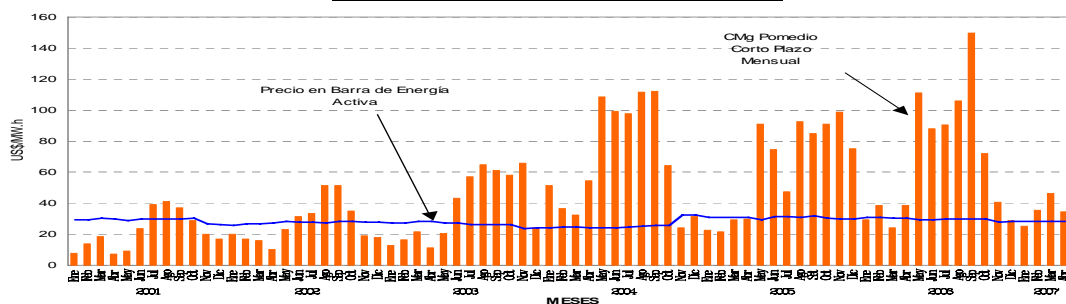
Comparación de la producción de las principales empresas generadoras  
Abril - 2007\*\*



\*\* Preliminar

### Costo Marginal y Precio de Barra de Energía Activa Mensual SEIN Costo Equivalente Barra Santa Rosa

US\$/MW.h mes	Costo Marginal	Precio en Barra
Feb-07	35,63	28,29
Mar-07	46,09	28,36
Abr-07	34,56	28,32



Fuente: COES-SINAC



# Ministerio de Energía y Minas Dirección General de Electricidad ESTADÍSTICA ELÉCTRICA DE ABRIL 2007

## CONSUMO DE GAS NATURAL EN EL SECTOR ELÉCTRICO Comportamiento mensual - abril 2007

Gráfico N° 1

El consumo de gas natural para la generación de energía eléctrica en el mes de abril del año 2007 alcanzó los 109,8 millones de metros cúbicos y tuvo un incremento de 219.2% respecto del mismo periodo del año anterior.

Por otro lado, la producción de energía eléctrica con gas natural en el mes de abril fue de 414,1 GW.h y aumentó 320,4% con relación al mismo mes del año 2006. En el gráfico N° 1, se puede apreciar los incrementos de la producción con gas natural, así como la disminución de la energía generada con diesel-residual, carbón e hidroenergía en abril 2007, comparado con el mes de abril del año 2006.

Las contribuciones del gas natural, hidroenergía, diesel-residual y carbón para la generación de energía de abril del año 2007 fueron, 18,9%, 78,0%, 1,8%, 1,3%, respectivamente.

En el Gráfico N° 2, se muestra la evolución mensual del consumo de gas natural por cada central térmica, desde enero 2004 a la fecha; y, en el Gráfico N°3, 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 Aguytía (Termoselva), para el periodo indicado. Así como la producción de energía eléctrica de la C.T. Chilca 1 y el consumo de gas natural de dicha central.

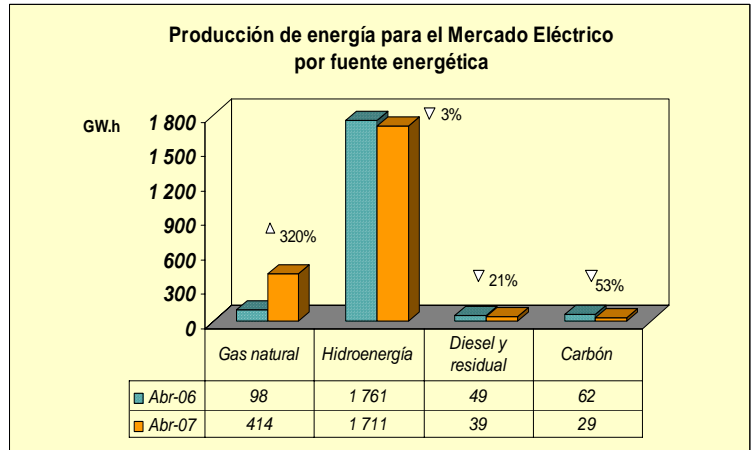
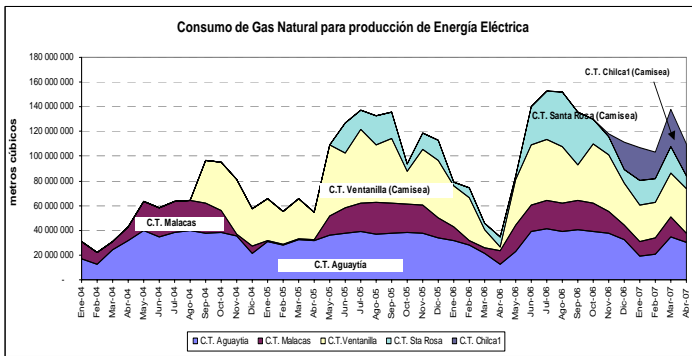
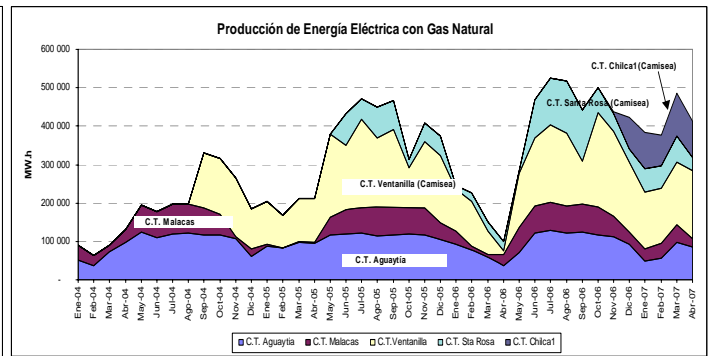


Gráfico N° 2

Gráfico N° 3



Fuente: MEM/DGE/DPE  
SINAC



Fuente: COES -

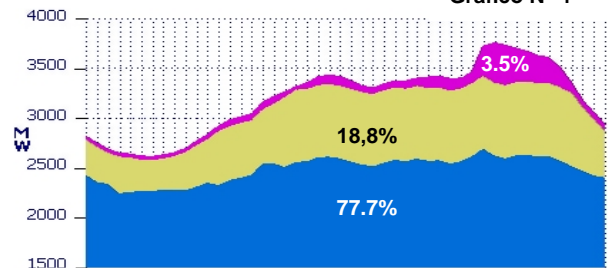
### DESPACHO DE CARGA POR FUENTE DE ENERGÍA

El despacho diario de carga correspondiente al 19 de abril del año 2007 (día de máxima demanda del año) presenta el Gráfico N° 4. En este periodo, el 18,8 % de la energía eléctrica se generó con gas natural, y 3,5 % con diesel y residual. Asimismo, la generación hidroeléctrica mantuvo una participación de 77,7 % del total de energía producida dicho día. Se observó además, que en la fecha mencionada, la central térmica a carbón (C.T. ILO 2) no generó energía eléctrica.

Fuente: COES - SINAC

Despacho por Fuente de Energía

Gráfico N° 4



■ Hidráulico 77.7 %  
■ Gas 18.8 %  
■ Diesel/Residual 3.5 %

Fuente: COES - SINAC

\* A partir de Junio del año 2006, la empresa Edegel es responsable de la operación de la Central Térmica de Ventanilla ( Proceso de regularización - Dirección de Concesiones Eléctricas-DGE/MEM).



# Ministerio de Energía y Minas

## Dirección General de Electricidad

### ESTADÍSTICA ELÉCTRICA

#### Proyectos de Transmisión y Programa de Inversiones 2006 - 2015

En el Plan Referencial de Electricidad 2006 – 2015, se ha previsto una inversión total de 1113,1 millones de dólares, para el escenario optimista. Dicha inversión incluye la ejecución de 8 proyectos relevantes de Ampliación y Reforzamiento de líneas de transmisión cuyo monto asciende a 1 077,3 millones de dólares (96,8% del total), la misma que deberá efectuarse entre los años 2007 y 2015 y, para la Compensación Reactiva y Ampliación de Capacidad de Transformación del sistema se requiere una suma de 35,8 millones de dólares. En los Cuadros N° 1 y 2, se presenta la relación de los proyectos programados, donde se detalla la inversión comprometida en unidades físicas y monetarias.

**Cuadro N°1**

Año	Descripción	Longitud (km)	Costos de Inversión (Miles US\$)	Observaciones
<b>A) LÍNEAS DE TRANSMISIÓN</b>				
2007	Línea de Transmisión DT Chilca - San Juan 220 kV	53	36 200	En Ejecución
	Segundo circuito Chilca - San Juan 220 kV	53	8 480	En Ejecución
2008	Línea Transmisión 138 kV Carhuaquero - Jaén	140	14 688	Interconexión Sistema Aislado Bagua - Jaén
	Segunda terna LT Zapallal - Chimbote	382	34 080	
	Línea Transmisión 138 kV y 66 kV San Gabán - Mazuko - Puerto Maldonado	225	20 164	
2009	Línea Transmisión Tocache - Bellavista 138 kV	149	20 027	Interconexión Sistema Aislado Puerto Maldonado
	Línea Transmisión DT Chilca - Planicie - Zapallal 220kV	96	35 990	
	Segunda terna LT Talara - Piura Oeste 220kV	104	18 980	
	Segundo circuito LT Piura Oeste - Chiclayo Oeste 220kV	211	31 820	
	Línea de Transmisión Cajamarca Norte - Carhuaquero 220kV	155	23 000	
	Reforzamiento de la LT Mantaro - Socabaya (Compensación en serie ó convertidor Back To Back en Cotaruse)		85000 (1)	
2010	Línea de Transmisión 220 kV Cotaruse Machupicchu	170	54 256	
	Segundo circuito 220 kV Independencia - Ica	55	11 067	
	Doble circuito 220 kV Platanal - Cantera	75	28 117	
2011	LT Simple Circuito Vizcarra-Huallanca-Cajamarca	575	85 254	
	Línea de Transmisión 500 kV Chilca - Zapallal	96	28 792	
2012	Línea de Transmisión Machupicchu - Incasa 138 kV	76	7 973	
	Línea Extra Alta Tensión Chilca - Socabaya 500 kV (2)	900	275 000	
2014	Línea de Transmisión 220 kV Cajamarca-Caclic-Moyobamba	246	35 407	Interconexión sistema aislado Moyobamba - Tarapoto - Bellavista
	Segundo circuito 220 kV Ica - Marcona	155	23 000	
2015	Línea de Transmisión 500 kV Zapallal - Cajamarca Norte	650	200 000	

**Cuadro N°2**

Año	Descripción		Costos de Inversión (Miles US\$)	Observaciones
<b>B) COMPENSACIÓN REACTIVA</b>				
2009	Banco de condensadores en Chavarría	40 MVar	501	En Ejecución
	Banco de condensadores en Santa Rosa	40 MVar	501	En Ejecución
	Banco de condensadores en Barsi	20 MVar	501	
	SVC Marcona	60/30 MVar	4 000	
2011	Banco de condensadores en Balnearios	60 MVar	1 504	
2013	S.E. Intermedia 500 kV Zapallal - Cajamarca Norte	Reactor 300 MVar	6 390	
2014	Banco de condensadores en Chavarría	60 MVar	1 504	
	Banco de condensadores en Santa Rosa	60 MVar	1 504	
<b>C) AMPLIACIÓN DE CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN</b>				
2008	Ampliación de la transformación en Juliaca AT/MT	40 MVA	2 834	Inversión comprometida
	Ampliación de la transformación en Marcona	75 MVA	6 038	Inversión comprometida
	Ampliación de la transformación en Ica 210/60/10 kV	50 MVA	7 526	Inversión comprometida
2009	Ampliación transformación 220/50 kV Oroya Nueva	100 MVA	3 000	
Total (A,B,C)			1113 098	

Fuente: Plan Referencial de Electricidad 2006-2015 - MEM / Dirección General de Electricidad

- 1) Corresponde a la inversión en el convertidor Back to Back
- 2) Proyecto alternativo: Línea de transmisión 220kV Mantaro - Socabaya