



Unidad de Transacciones, S.A. de C.V.  
Administradora del Mercado Mayorista de Electricidad

B O L E T Í N  
E S T A D Í S T I C O  
2 0 1 7

## CONTENIDO

	Pág.
I- Tasa de crecimiento de la demanda de energía	1
II- Inyección neta por planta	2
III- Inyecciones por recurso y por operador	3
IV- Transacciones Internacionales	4-5
V- Demanda de energía en el Mercado de Contratos	6-7
VI- Demanda de energía en el Mercado Regulador del Sistema	8
VII- Demanda total de energía en el Mercado Mayorista	9
VIII- Evolución de los precios en el MRS	10
IX- Comercializadores	11-12
X- Energía no servida y Pérdidas de transmisión	13
XI- Retiro de energía por nodo en la red de transmisión	14-17
XII- Interrupciones de servicio	18-19
XIII- Límites de voltaje	20
XIV- Programa de mantenimientos mayores	21
XV- Demanda Máxima Coincidental por Recurso	22
XVI- Curvas típicas de carga	23
<b>Día Laboral</b>	23
<b>Día Sábado</b>	24
<b>Día Domingo</b>	25
<b>Estación seca</b>	26
<b>Estación lluviosa</b>	27
XVII- Déficit de Reserva de Potencia	28
XVIII- Cargos del Sistema	29
XIX- Monto de Servicios Auxiliares	30
<b>Reserva Primaria</b>	30
<b>Control Automático de Generación</b>	30
XX- Costo de Racionamiento	30



## I- Tasa de crecimiento de la demanda de energía (%)

Cuadro No.1  
(Promedio Móvil 12 M)

Mes/Año	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Enero	3.3	5.7	8.6	2.9	4.1	-0.1	3.1	1.9	2.4	1.6	1.4	3.9	0.7
Febrero	3.1	6.3	8.2	3.4	3.3	0.3	2.9	2.1	1.8	1.8	1.3	4.2	0.5
Marzo	3.0	7.0	7.5	3.2	3.8	0.2	2.6	2.1	1.4	2.6	0.9	4.0	0.9
Abril	3.9	6.4	7.4	3.8	2.7	1.0	2.0	2.1	2.5	1.5	1.4	4.1	0.1
Mayo	4.2	6.9	6.7	3.8	2.0	1.9	1.8	1.7	2.8	1.3	1.7	4.0	-0.4
Junio	4.4	7.0	6.4	3.8	1.7	2.1	2.0	1.5	2.8	1.4	2.0	3.5	-0.4
Julio	4.9	7.2	5.9	3.7	1.3	2.2	2.1	1.5	2.8	1.7	1.7	3.0	
Agosto	4.9	7.5	5.2	4.0	0.9	2.5	2.2	1.5	2.7	1.7	2.1	2.4	
Septiembre	5.2	7.7	4.7	4.3	0.4	2.7	2.2	1.6	2.5	1.7	2.5	1.8	
Octubre	5.1	8.8	3.6	4.4	0.4	2.6	1.7	2.5	1.9	1.5	3.0	1.5	
Noviembre	5.1	9.1	3.3	4.0	0.5	2.8	1.6	2.5	2.0	1.2	3.5	1.1	
Diciembre	5.1	9.2	3.0	4.1	0.4	2.5	2.1	2.2	2.0	1.1	4.0	0.6	

Gráfico No. 1

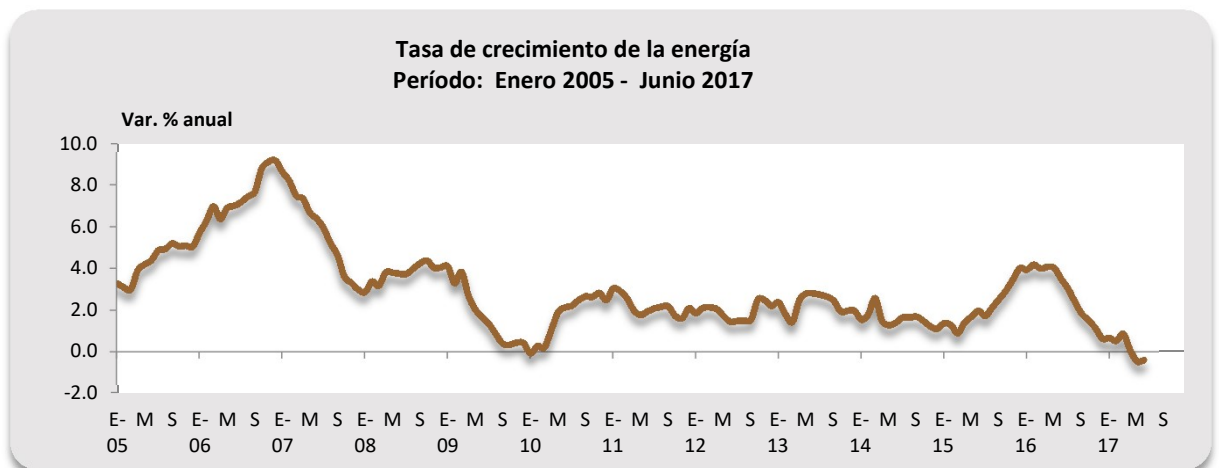
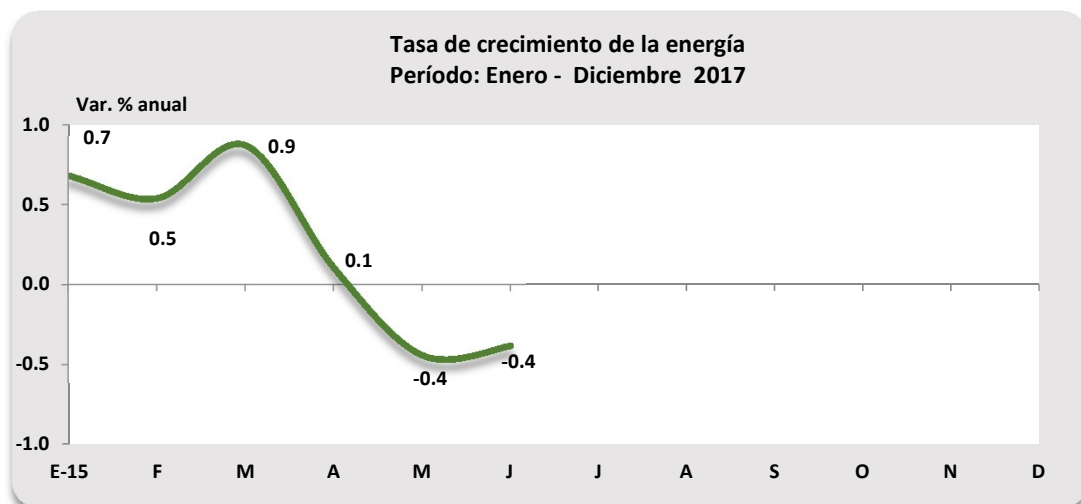


Gráfico No. 2





## II- Inyección por planta (GWh)

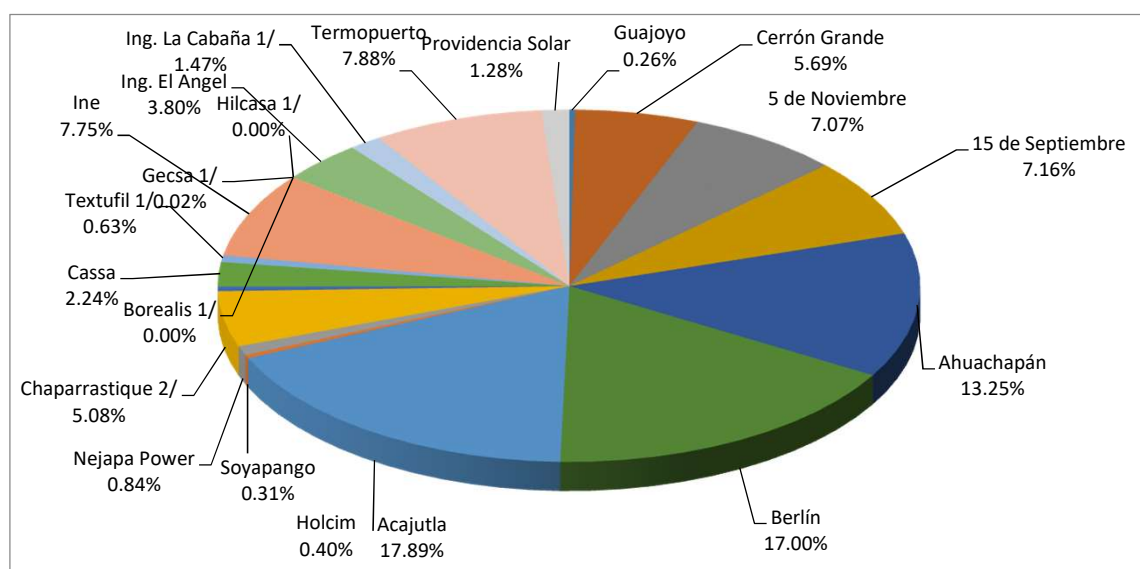
Cuadro No. 2

Generadores	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
<b>Hidroeléctrica</b>	<b>25.6</b>	<b>45.0</b>	<b>60.5</b>	<b>93.3</b>	<b>121.3</b>	<b>153.5</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>499.2</b>
Guajoyo	0.9	0.8	0.9	1.3	0.6	1.9							6.4
Cerrón Grande	9.4	17.3	23.3	33.7	35.3	21.7							140.7
5 de Noviembre	7.9	17.0	23.1	35.9	43.0	48.0							174.9
15 de Septiembre	7.4	9.9	13.1	22.3	42.5	82.0							177.2
<b>Geotérmicas</b>	<b>117.4</b>	<b>120.1</b>	<b>131.9</b>	<b>126.1</b>	<b>128.2</b>	<b>124.8</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>748.5</b>
Ahuachapán	55.7	50.9	56.6	54.8	55.8	54.1							327.9
Berlín	61.7	69.1	75.3	71.4	72.4	70.7							420.6
<b>Térmicas</b>	<b>241.6</b>	<b>219.6</b>	<b>227.8</b>	<b>192.4</b>	<b>205.4</b>	<b>108.5</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>1,195.3</b>
Acajutla	77.9	73.1	80.8	78.7	79.0	53.3							442.8
Soyapango	0.0	1.7	0.7	0.9	3.6	0.7							7.6
Nejapa Power	5.7	1.5	0.9	2.6	7.5	2.5							20.7
Chaparrastique <sup>2/</sup>	26.2	24.0	26.7	28.1	20.7	0.0							125.6
Holcim	0.0	1.6	1.9	2.6	2.9	0.9							9.9
Cassa	16.7	14.2	15.1	9.3	0.0	0.0							55.3
Textufil <sup>1/</sup>	7.7	2.9	2.2	0.1	2.6	0.0							15.5
Ine	35.5	29.4	27.4	31.7	46.0	21.8							191.8
Borealis <sup>1/</sup>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0							0.0
Gecsa <sup>1/</sup>	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0							0.5
Hilcasa <sup>1/</sup>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0							0.0
Ing. El Angel	32.3	31.7	29.2	0.9	0.0	0.0							94.0
Ing. La Cabaña <sup>1/</sup>	10.0	10.5	11.1	4.8	0.0	0.0							36.4
Termopuerto	29.1	29.0	32.0	32.7	43.1	29.3							195.1
<b>Solares</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>1.9</b>	<b>10.7</b>	<b>10.1</b>	<b>8.9</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>31.7</b>
Providencia Solar	0.0	0.0	1.9	10.7	10.1	8.9							31.7
<b>Total</b>	<b>384.5</b>	<b>384.7</b>	<b>422.2</b>	<b>422.6</b>	<b>465.0</b>	<b>395.7</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>2,474.6</b>

<sup>1/</sup> Inyecciones provenientes de la red de distribución

<sup>2/</sup> A partir del 28 de Enero de 2015 esta en la red de transmisión a 115KV

Gráfico No. 3





### III- Inyecciones por recurso y por operador

Cuadro No. 3

#### Inyecciones por Recurso (GWh)

Recurso	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
Hidroeléctrico	25.6	45.0	60.5	93.3	121.3	153.5							499.2
Geotérmico	117.4	120.1	131.9	126.1	128.2	124.8							748.5
Térmico	241.7	219.6	227.8	192.4	205.4	108.5							1,195.4
Solar	0.0	0.0	1.9	10.7	10.1	8.9							31.7
Importaciones	140.8	117.0	151.2	127.9	120.1	138.4							795.3
<b>Total</b>	<b>525.3</b>	<b>501.7</b>	<b>573.3</b>	<b>550.4</b>	<b>585.1</b>	<b>534.2</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>3,270.1</b>

Cuadro No. 4

#### Inyección nacional por Participante de Mercado (GWh)

Participante de Mercado	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
Cel	25.6	45.0	60.5	93.3	121.3	153.5							499.2
Nejapa Power	5.7	1.5	0.9	2.6	7.5	2.5							20.7
ORAZUL Energy	78.0	74.8	81.5	79.5	82.6	54.0							450.4
LaGeo	117.4	120.1	131.9	126.1	128.2	124.8							748.5
Holcim		1.6	1.9	2.6	2.9	0.9							9.9
Cassa	16.7	14.2	15.1	9.3	0.0	0.0							55.3
Textufil	7.7	2.9	2.2	0.1	2.6	0.0							15.5
Ine, S.A.	35.5	29.4	27.4	31.7	46.0	21.8							191.8
Chaparrastique	26.2	24.0	26.7	28.1	20.7	0.0							125.6
Borealis <sup>1/</sup>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0							0.0
Gecea <sup>1/</sup>	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0							0.5
Hilcasa energy <sup>1/</sup>	0.0			0.0	0.0	0.0							0.0
Ing. El Angel	32.3	31.7	29.2	0.9	0.0	0.0							94.0
Ing. La Cabaña <sup>1/</sup>	10.0	10.5	11.1	4.8	0.0	0.0							36.4
CLESA <sup>1/</sup>	0.1			0.0	0.0	0.0							0.1
Edesal <sup>1/</sup>				0.0	0.0	0.0							0.0
Termopuerto	29.1	29.0	32.0	32.7	43.1	29.3							195.1
Providencia Solar			1.9	10.7	10.1	8.9							31.7
<b>Total</b>	<b>384.6</b>	<b>384.7</b>	<b>422.2</b>	<b>422.6</b>	<b>465.0</b>	<b>395.7</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>2,474.7</b>

<sup>1/</sup> Inyecciones provenientes de la red de distribución

Gráfico No. 4



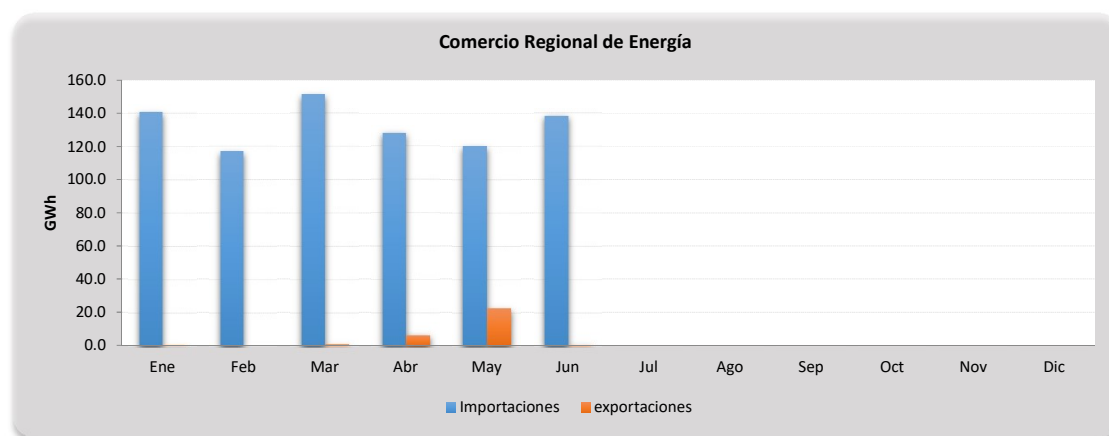
## IV- Transacciones Internacionales

Cuadro No. 5

### Importaciones (GWh)

Participante de mercado	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
ALAS DORADAS													-
BOREALIS	5.8	3.6	5.0	2.6	6.8	7.8							31.7
CEL COM													-
CENER													-
COMERCIA	4.1	11.0	12.5	11.2	12.1	6.3							57.2
DEL ESTE													-
DELSUR	2.1	3.2	3.0	1.3	1.4	2.3							13.3
ORAZUL (COM)	2.4	3.5	9.3	4.9	6.6	10.4							37.0
EDECSA	16.4	13.2	14.8	13.3	12.0	16.4							86.0
CENERGICA	20.6	17.6	20.5	19.9	17.6	19.8							116.1
ELECTRONOVA	5.5	1.4	3.1			0.1							10.1
ENERSICA				5.5	1.1	3.0							9.7
EXCELERGY	10.1	6.5	9.9										26.5
GENERA				7.4	6.5	8.3							22.2
INE-COM													-
LAGEO			1.4										1.4
LYNX													-
MAGDALENA	2.6	0.3	1.1	3.9	1.7	0.6							10.2
MERELEC	17.3	9.6	16.9	15.1	15.4	13.7							88.0
ORIGEM	24.0	20.8	25.1	23.2	19.6	23.3							136.0
POLIWATT	16.2	10.8	12.0	11.1	9.8	12.3							72.1
SAN DIEGO													-
AESCLESA		3.6	3.6	1.3	1.7	1.9							12.1
EEO	5.6	3.1											8.7
TEXTUFIL	6.5	7.2	8.7	4.2	4.6	6.3							37.5
LAGEO (COM)		0.7		1.4	1.3	1.3							4.7
INFOTEKNE													-
D'ENERGIE						1.4							1.4
TERMOPUERTO			1.0	0.9	1.2	1.1							4.2
DICELSA						0.0							0.0
ITECA													-
AGTI		0.0	0.0	0.0									0.1
SOLENER	0.3	0.3	0.2	0.0	0.1								0.8
ANTARES	0.1	0.1											0.1
CUESTAMORAS	1.3	0.5	3.2	0.5	0.6	2.0							8.1
<b>Total</b>	<b>140.8</b>	<b>117.0</b>	<b>151.2</b>	<b>127.9</b>	<b>120.1</b>	<b>138.4</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>795.3</b>

Gráfico No. 5



## IV- Transacciones Internacionales

Cuadro No. 6

### Exportaciones (GWh)

Participante de mercado	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
AGTI		0.0											0.0
BOREALIS	0.1	0.0	0.2	1.9	4.6	0.2							7.1
CEL COM													-
DEL ESTE													-
DELSUR	0.2	0.0	0.2	0.9	3.0	0.1							4.4
ORAZUL (COM)													-
EDECSA			0.0	0.2	4.2	0.1							4.5
CENER													-
CENERGICA					0.5	0.1							0.6
EXCELERGY			0.1	0.9	0.5	0.1							1.6
LYNX													-
MAGDALENA	0.0		0.3	1.5	1.4	0.0							3.3
MERELEC	0.1		0.3	0.6	5.4	0.2							6.5
NEPO													-
COMERCIA													-
ORIGEM													-
ENERSICA													-
CLESA			0.0	0.2	0.9	0.1							1.2
POLIWATT													-
ELECTRONOVA				0.1	1.0								1.2
EEO													-
INE-COM													-
LAGEO-COM			0.0	0.3	0.6								0.9
INFOTEKNE													-
SAN DIEGO													-
SOLENER				0.1	0.3								0.4
TERMOPUERTO													-
TEXTUFIL					0.2								0.2
ANATARES					0.0								0.0
CUESTAMORAS	0.2												0.2
<b>Total</b>	<b>0.6</b>	<b>0.1</b>	<b>1.1</b>	<b>6.7</b>	<b>22.6</b>	<b>0.9</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>32.0</b>





## V- Demanda de energía en el Mercado de Contratos (Bilaterales)

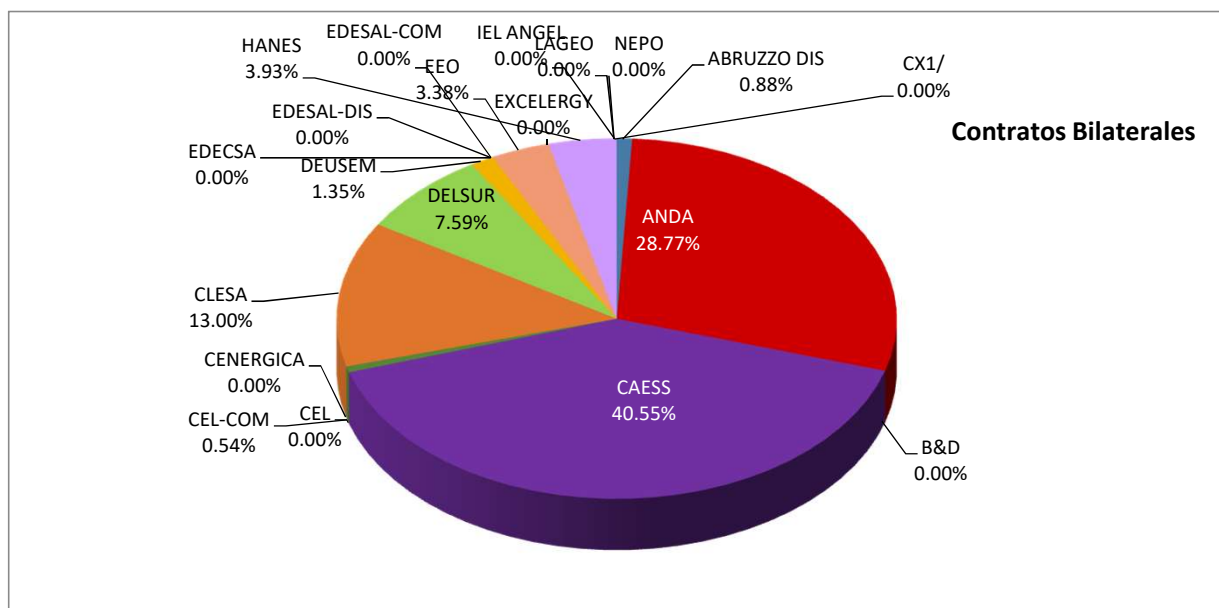
Cuadro No. 7

### Contratos (GWh)

Participante de Mercado	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
ABRUZZO DIS	1.4	1.2	1.4	0.8	0.3								5.0
ANDA	28.2	25.5	28.2	27.3	28.2	27.3							164.7
B&D													0.0
CAESS	33.7	32.5	34.9	36.5	47.8	46.8							232.1
CEL													0.0
CEL-COM	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5							3.1
CENERGICA													0.0
CLESA	13.4	12.1	12.5	12.0	12.4	12.0							74.4
DELSUR	7.4	6.7	7.4	7.2	7.4	7.2							43.4
DEUSEM	1.5	1.3	1.3	1.2	1.2	1.2							7.7
EDECSA													0.0
EDESAL-DIS													0.0
EDESAL-COM													0.0
EEO	3.7	3.4	3.2	3.0	3.1	3.0							19.4
EXCELERGY													0.0
HANES		2.0	5.2	5.0	5.2	5.0							22.5
IEL ANGEL													0.0
LAGEO													0.0
NEPO													0.0
CX <sup>1/</sup>													0.0
<b>Total</b>	<b>89.8</b>	<b>85.2</b>	<b>94.6</b>	<b>93.5</b>	<b>106.2</b>	<b>103.1</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>572.4</b>

1/ CX: Contratos de Exportación

Gráfico No. 6





## V- Demanda de energía en el Mercado de Contratos (Libre Concurrencia)

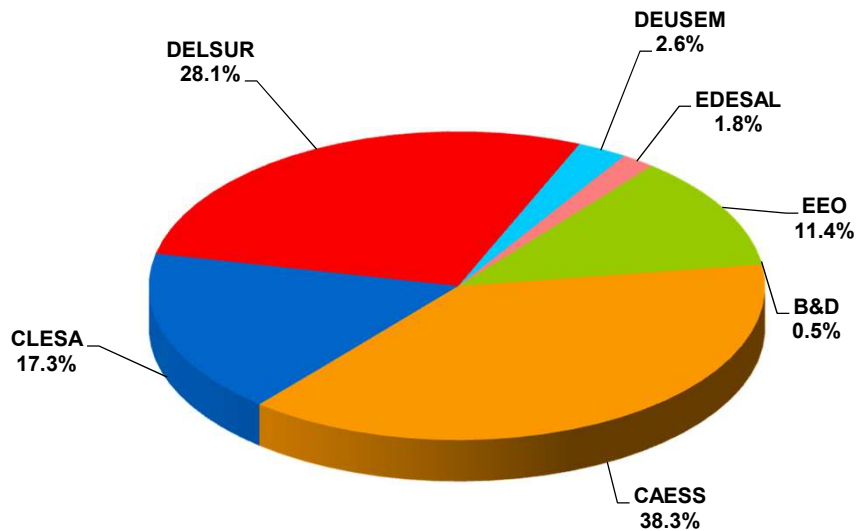
Cuadro No. 8

### Contratos (GWh)

Participante de Mercado	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
<b>B&amp;D</b>	2.0	1.6	1.9	1.6	1.8	1.8							<b>10.6</b>
<b>CAESS</b>	124.7	112.0	131.3	123.9	132.4	125.0							<b>749.3</b>
<b>CLESA</b>	56.5	50.5	58.9	57.0	59.2	55.4							<b>337.5</b>
<b>DELSUR</b>	92.8	82.4	94.3	90.7	96.7	91.6							<b>548.4</b>
<b>DEUSEM</b>	8.4	7.6	8.7	8.7	9.1	8.4							<b>50.9</b>
<b>EDESAL</b>	6.1	5.7	6.4	4.8	5.9	5.7							<b>34.6</b>
<b>EEO</b>	36.9	33.0	39.4	38.3	39.6	36.3							<b>223.3</b>
<b>Total</b>	<b>327.3</b>	<b>292.7</b>	<b>341.0</b>	<b>324.8</b>	<b>344.7</b>	<b>324.1</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>1,954.6</b>

Gráfico No. 7

### Demanda en Mercado de Contratos





## VI- Demanda de energía en el Mercado Regulador del Sistema

Cuadro No. 9

### MRS (GWh)

Participante de Mercado	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
ABRUZZO-COM	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0							0.0
ABRUZZO-DIS	-0.4	0.2	0.0	0.4	1.2	2.4							3.9
ALAS DORADAS	4.0	3.7	3.7	3.4	4.1	4.0							22.8
ANDA	-2.5	-1.8	-2.1	-2.6	-2.9	-2.3							-14.3
B&D	0.5	0.7	0.7	0.6	0.6	0.7							3.8
BOREALIS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0							0.1
CAESS	34.0	40.3	44.3	38.7	29.1	25.7							212.0
CASSA	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	0.4							0.9
CEL	0.7	0.6	0.6	0.5	0.5	0.3							3.2
CEL-COM	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0							0.0
CENER													0.0
CENERGICA													0.0
COMERCIA													0.0
CHAP	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.2							0.5
CLESA	6.9	11.0	12.1	12.2	10.8	8.6							61.6
DELSUR	27.9	32.2	37.7	30.3	29.9	28.7							186.7
DEUSEM	2.0	2.5	3.2	3.1	2.8	2.5							16.1
ORAZUL	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3							1.5
ORAZUL (COM)													0.0
EDECSA													0.0
EDESAL-DIS	1.9	2.0	3.0	3.5	2.7	2.5							15.7
EDESAL-COM	0.4	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4							2.2
EEO	12.0	14.4	16.8	17.6	14.9	13.9							89.7
EXCELERGY	2.9	2.6	2.9	2.6	2.6	2.6							16.1
GECSA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0							0.2
HANES	5.9	3.9	-0.3	1.3	1.2	1.9							14.0
HILCASA	0.0			0.0	0.0								0.0
HOLCIM	0.5												0.5
IEL ANGEL	0.0	0.0	0.0	0.3	0.3	0.3							1.0
INE	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2							0.6
LAGEO	1.1	0.9	1.1	1.0	1.1	1.1							6.3
LYNX													0.0
MERELEC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0							0.0
NEPO	0.6	0.7	0.8	0.7	0.6	0.8							4.2
ORIGEM													0.0
PROV SOLAR			0.0	0.0	0.0	0.0							0.1
RIO SOTO			0.0										0.0
TEXT	0.3	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1							0.8
TPTO	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0							0.2
<b>Total</b>	<b>99.2</b>	<b>114.8</b>	<b>125.6</b>	<b>114.7</b>	<b>100.9</b>	<b>95.2</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>650.3</b>

Los valores negativos corresponden a las desviaciones de contratos que fueron inyectadas al MRS, superando el valor total de sus retiros.





## VII- Demanda total de energía en el Mercado Mayorista

Cuadro No. 10

### Demanda Total de Energía (Contratos + MRS) GWh

Participante de Mercado	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
ABRUZZO-COM	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ABRUZZO-DIS	1.0	1.5	1.4	1.2	1.5	2.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.0
ALAS DORADAS	4.0	3.7	3.7	3.4	4.1	4.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	22.8
ANDA	25.7	23.6	26.2	24.7	25.3	25.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	150.4
B&D	2.4	2.4	2.5	2.1	2.4	2.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	14.3
BOREALIS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
CAESS	192.3	184.7	210.5	199.1	209.4	197.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1,193.5
CASSA	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9
CEL	0.7	0.6	0.6	0.5	0.5	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.2
CEL-COM	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.1
CENERGICA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CENER	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
HOLCIM	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5
CHAP	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5
CLESA	76.8	73.5	83.6	81.2	82.4	76.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	473.5
DELSUR	128.1	121.3	139.4	128.2	134.1	127.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	778.6
DEUSEM	11.9	11.4	13.2	13.0	13.1	12.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	74.8
ORAZUL	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.5
ORAZUL (COM)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
EDECSA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
EDESAL-DIS	8.0	7.7	9.5	8.3	8.6	8.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	50.3
EDESAL-COM	0.4	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2
EEO	52.6	50.8	59.4	58.9	57.6	53.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	332.4
EXCELERGY	2.9	2.6	2.9	2.6	2.6	2.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	16.1
GECSA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
HANES	5.9	6.0	4.9	6.4	6.4	6.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	36.5
HILCASA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
IEL ANGEL	0.0	0.0	0.0	0.3	0.3	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0
INE	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6
LAGEO	1.1	0.9	1.1	1.0	1.1	1.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.3
LYNX	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MERELEC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NEPO	0.6	0.7	0.8	0.7	0.6	0.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.2
ORIGEM	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PROV SOLAR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
RIO SOTO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TEXT	0.3	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8
TPTO	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
CX <sup>1/</sup>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>Total</b>	<b>516.4</b>	<b>492.7</b>	<b>561.2</b>	<b>533.0</b>	<b>551.7</b>	<b>522.4</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>3,177.4</b>

<sup>1/</sup> CX: Contratos de Exportación

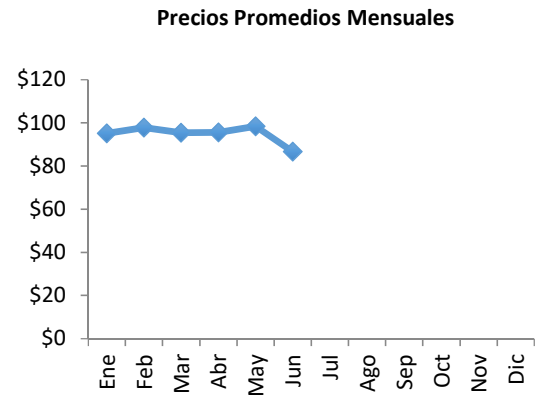


## VIII- Evolución de los precios en el MRS

Cuadro No. 11

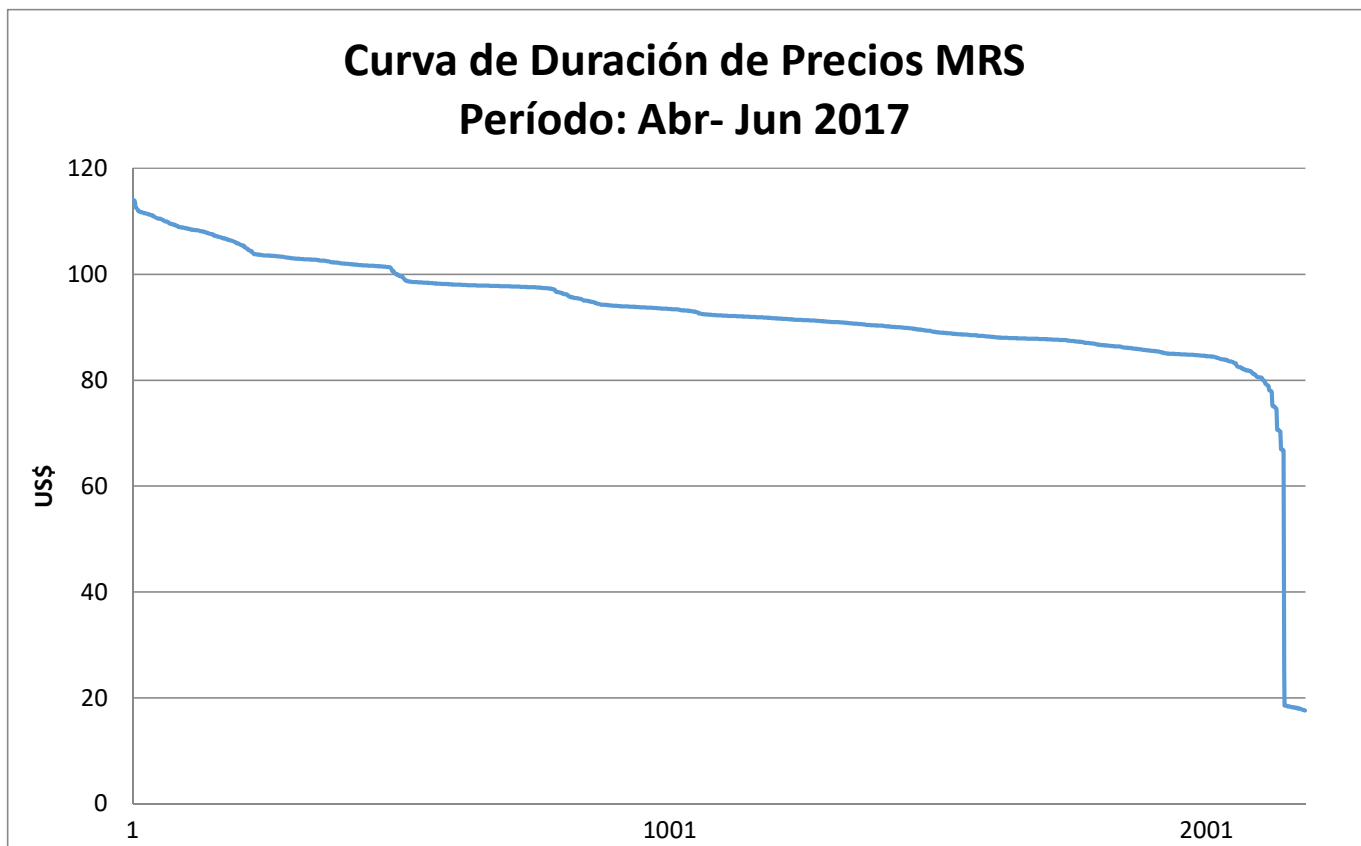
Mes	Promedio	Variaciones %			
		Mensual	Anual	Acumulada	Prom. Anual
Ene	95.14	6.63	44.47	6.63	84.24
Feb	97.83	2.83	57.63	9.65	87.22
Mar	95.38	-2.51	44.29	6.90	89.66
Abr	95.52	0.15	28.17	7.06	91.41
May	98.35	2.96	13.76	10.23	92.40
Jun	86.60	-11.95	0.09	-2.94	92.40
Jul					
Ago					
Sep					
Oct					
Nov					
Dic					

Gráfico No. 8



Nota: a partir del 1 de Agosto de 2011 el precio de la energía ha sido calculado con base a lo establecido en el Reglamento de Operación Basado en Costos de Producción (ROBCP)

Gráfico No. 9





## IX- Comercializadores

Cuadro No. 12

Participante de Mercado	Inyecciones (GWh)												Total	
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic		
Excelergy S.A.	10.1	6.5	9.9	7.4	6.5	8.3								48.7
CEL - Comercializadora														0.0
LAGEO (COM)		0.7	1.4	1.4	1.3	1.3								6.1
Poliwatt El Salvador S.A.	16.2	10.8	12.0	11.1	9.8	12.3								72.1
CENERGICA	20.6	17.6	20.5	19.9	17.6	19.8								116.1
MERELEC	17.3	9.6	16.9	15.1	15.4	13.7								88.0
ORIGEM S.A. de C.V.	24.0	20.8	25.1	23.2	19.6	23.3								136.0
ORAZUL ENERGY (COM)	2.4	3.5	9.3	4.9	6.6	10.4								37.0
LYNX														0.0
TEXTUFIL	14.3	10.1	10.9	4.4	7.2	6.3								53.1
INE S.A. DE C.V. (COM)														0.0
BOREALIS	5.8	3.7	5.0	2.6	6.8	7.8								31.7
GECSA	0.4	0.0		0.0	0.0	0.0								0.5
HILCASA	0.0			0.0	0.0	0.0								0.0
LA CABAÑA	10.0	10.5	11.1	4.8	0.0	0.0								36.4
CENER														0.0
CHAPARRASTIQUE	26.2	24.0	26.7	28.1	20.7	0.0								125.6
ENERSICA, S.A. DE C.V.														0.0
ELECTRONOVA	5.5	1.4	3.1	5.5	1.1	3.0								19.7
SAN DIEGO														0.0
EDECSA	16.4	13.2	14.8	13.3	12.0	16.4								86.0
COMERCIA	4.1	11.0	12.5	11.2	12.1	6.3								57.2
INFOTEKNE														0.0
GENERA														0.0
DEL ESTE														0.0
ALAS DORADAS														0.0
D'ENERGIE				0.0	0.0	1.4								1.4
Magdalena Energy, S.A. de C.V.	2.6	0.3	1.1	3.9	1.7	0.6								10.2
ITECA														0.0
Termopuerto Comercializador			1.0	0.9	1.2	1.1								4.2
DICELSA				0.0	0.0	0.0								0.0
AGTI, S.A. de C.V.		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0								0.1
SOLENER	0.3	0.3	0.2	0.0	0.1	0.0								0.8
ANTARES	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0								0.1
CUESTAMORAS	1.3	0.5	3.2	0.5	0.6	2.0								8.1
<b>Total</b>	<b>177.3</b>	<b>144.6</b>	<b>184.6</b>	<b>158.3</b>	<b>140.3</b>	<b>134.1</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>939.2</b>





## IX- Comercializadores

Cuadro No. 13

Participante de Mercado	Retiros (GWh)												Total	
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic		
Excelergy S.A.	2.9	2.6	3.0	3.5	3.1	2.7								17.7
CEL - Comercializadora	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5								3.1
LAGEO (COM)			0.0	0.3	0.6	0.0								0.9
POLIWATT														0.0
CENERGICA				0.0	0.5	0.1								0.6
MERELEC	0.1	0.0	0.3	0.6	5.4	0.2								6.5
ORIGEM														0.0
ORAZUL (COM)														0.0
LYNX														0.0
TEXTUFIL	0.3	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1								1.0
ABRUZZO S.A. DE C.V.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0								0.0
EDESAL S.A. de C.V. (COM)	0.4	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4								2.2
INE S.A. DE C.V. (COM)														0.0
BOREALIS	0.1	0.0	0.2	2.0	4.6	0.2								7.2
GECSA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0								0.2
HILCASA	0.0			0.0	0.0	0.0								0.0
LA CABAÑA														0.0
CENER														0.0
CHAPARRASTIQUE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.2								0.5
ENERSICA														0.0
ELECTRONOVA				0.1	1.0	0.0								1.2
SAN DIEGO														0.0
EDECSA			0.0	0.2	4.2	0.1								4.5
COMERCIA														0.0
INFOTEKNE														0.0
GENERA														0.0
DEL ESTE														0.0
ALAS DORADAS	4.0	3.7	3.7	3.4	4.1	4.0								22.8
RIO SOTO														0.0
MAGDALENA	0.0		0.3	1.5	1.4	0.0								3.3
Termopuerto Comercializador														0.0
AGTI, S.A. de C.V.		0.0		0.0	0.0	0.0								0.0
SOLENER, S.A. de C.V.				0.1	0.3	0.0								0.4
ANTARES				0.0	0.0	0.0								0.0
CUESTAMORAS	0.2			0.0	0.0	0.0								0.2
<b>Total</b>	<b>8.6</b>	<b>7.3</b>	<b>8.5</b>	<b>12.6</b>	<b>26.6</b>	<b>8.6</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>72.1</b>



## X- Energía no servida y Pérdidas de transmisión

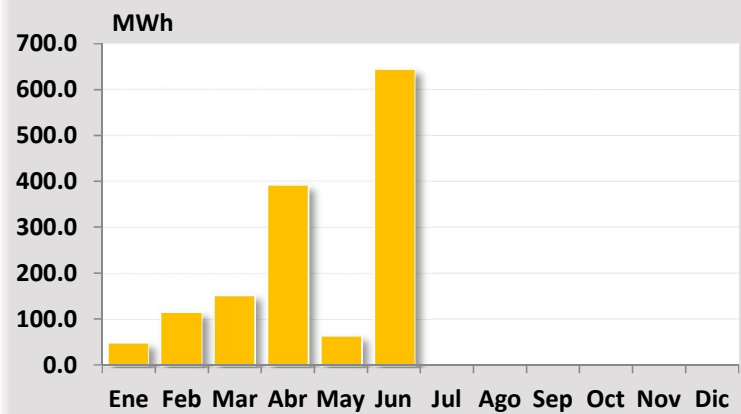
Cuadro No. 14

Gráfico No. 10

**Energía no Servida**

Mes	MWh	% Var. Mensual
Ene	50.3	0.0%
Feb	116.3	131.2%
Mar	153.6	32.0%
Abr	391.7	155.0%
May	64.3	-83.6%
Jun	643.3	900.6%
Jul		
Ago		
Sep		
Oct		
Nov		
Dic		
<b>Total</b>	<b>1,419.5</b>	

**Energía no Servida**



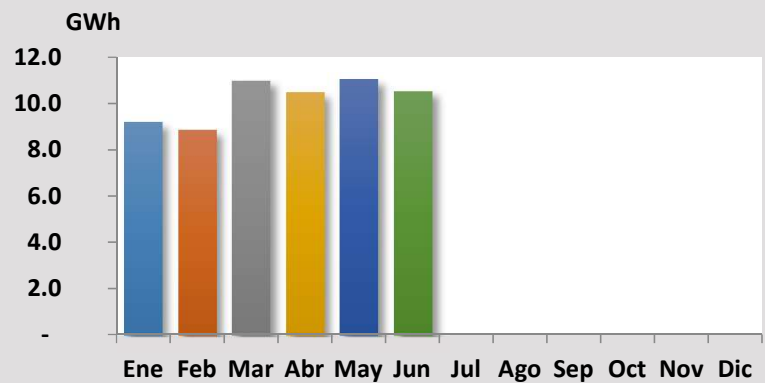
Cuadro No. 15

Gráfico No. 11

**Pérdida de Transmisión**

Mes	GWh	% Var. Mensual
Ene	9.2	0.0%
Feb	8.8	-3.9%
Mar	11.0	24.3%
Abr	10.5	-4.7%
May	11.0	5.4%
Jun	10.5	-4.6%
Jul		
Ago		
Sep		
Oct		
Nov		
Dic		
<b>Total</b>	<b>61.1</b>	

**Pérdidas de Transmisión**













## XI- Retiro de energía por nodo en la red de transmisión

Cuadro No. 16

Retiros por nodo (GWh)

Participante de Mercado	Subestaciones	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
INE	Talnique	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6
	<b>Sub-Total</b>	<b>0.1</b>	<b>0.1</b>	<b>0.1</b>	<b>0.1</b>	<b>0.1</b>	<b>0.2</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.6</b>
El Angel	El angel	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	<b>Sub-Total</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>
Invinter	Sicepasa	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	<b>Sub-Total</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>
ANDA	Nejapa	19.5	17.9	19.8	18.8	19.3	19.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	114.5
	Santa Ana	6.2	5.7	6.3	5.8	6.0	5.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	35.9
	San Miguel	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
	<b>Sub-Total</b>	<b>25.7</b>	<b>23.6</b>	<b>26.2</b>	<b>24.7</b>	<b>25.3</b>	<b>25.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>150.4</b>
Consorcio	Acajutla	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	<b>Sub-Total</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>
Ing. El Angel	El Angel	0.0	0.0	0.0	0.3	0.3	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0
	<b>Sub-Total</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.3</b>	<b>0.3</b>	<b>0.3</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>1.0</b>
Hanesbrands	Opico	5.9	6.0	4.9	6.4	6.4	6.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	36.5
	<b>Sub-Total</b>	<b>5.9</b>	<b>6.0</b>	<b>4.9</b>	<b>6.4</b>	<b>6.4</b>	<b>6.9</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>36.5</b>
Termopuerto	Termopuerto	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
	<b>Sub-Total</b>	<b>0.1</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.2</b>
Abruzzo Distribuidor	Ateos	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Guajoyo	0.0	0.6	0.4	0.2	0.4	1.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.1
	Nueco Cuscatlán	1.0	0.9	1.0	1.0	1.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.9
	<b>Sub-Total</b>	<b>1.0</b>	<b>1.5</b>	<b>1.4</b>	<b>1.2</b>	<b>1.5</b>	<b>2.4</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>9.0</b>
American Park	Ateos	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	<b>Sub-Total</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>
Alas Doradas	Talnique	0.0	0.0	0.0	0.7	4.1	4.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8.7
	San Matias	4.0	3.7	3.7	2.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	14.1
	<b>Sub-Total</b>	<b>4.0</b>	<b>3.7</b>	<b>3.7</b>	<b>3.4</b>	<b>4.1</b>	<b>4.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>22.8</b>
RIO SOTO	Soyapango	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	<b>Sub-Total</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>
Providencia Solar	Antares	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
	<b>Sub-Total</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.1</b>
<b>TOTAL GENERAL</b>		<b>516.4</b>	<b>492.7</b>	<b>561.2</b>	<b>533.0</b>	<b>551.7</b>	<b>522.4</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>3,177.4</b>

<sup>2/</sup> Valores corresponden al consumo propio

<sup>3/</sup> Desde el 22/07/2013 09:00 a.m.

Unidad de Transacciones, S.A.



## XII- Interrupciones de servicio

Cuadro No. 17

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Líneas de 230 kV(*)	7	5	13	22	53	7							107
Líneas de 115 kV	24	18	19	25	26	28							140
Circuitos de 46 kV	60	40	123	119	120	128							590
Circuitos de 34.5 kV	9	1	10	6	10	10							46
Circuitos de 23 kV	14	14	16	34	12	26							116
<b>TOTALES</b>	<b>114</b>	<b>78</b>	<b>181</b>	<b>206</b>	<b>221</b>	<b>199</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>999</b>

(\*) Incluye Interconexión con Guatemala y Honduras, SIEPAC y Refuerzos Internos

Cuadro No. 18

TIPO DE INTERRUPCION	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Fallas en líneas de transmisión a 115 kV	2	1	5	8	11	7							34
Mantenimiento en líneas de transmisión a 115 kV	22	16	14	13	14	20							99
Aperturas por otras causas en L.T. a 115 kV.	0	1	0	4	1	1							7
Fallas en líneas de transmisión a 230 kV Internas (1)	2	0	0	0	0	0							2
Mantenimientos en líneas de transmisión a 230 kV Internas (1)	0	0	0	8	0	0							8
Aperturas por otras causas en L.T. a 230 kV Internas (3)	2	0	0	0	0	0							2
Fallas en líneas de interconexión (2)	1	1	2	1	4	1							10
Mantenimientos en líneas de interconexión (2)	0	4	3	3	4	1							15
Aperturas por otras causas en líneas de interconexión (3)	2	0	8	10	45	5							70
Fallas de circuitos de distribución	56	33	87	82	77	98							433
Mantenimientos en circuitos de distribución	27	22	62	77	65	66							319
<b>TOTALES</b>	<b>114</b>	<b>78</b>	<b>181</b>	<b>206</b>	<b>221</b>	<b>199</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>999</b>

(1) Incluye SIEPAC y Refuerzos Internos a 230 kV; (2) Interconexiones con Guatemala y Honduras; (3) Típicamente por Control de Voltaje

También se han observado y se incluyen aquí eventos de aperturas por protección de "sobre voltaje" en Honduras o bien aperturas en Guatemala por oscilaciones en el sistema interconectado de Centroamérica.



## XII- Interrupciones de servicio

Cuadro No. 19

RESPONSABLE	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
ABRUZZO			2	1	8	1	7						19
ANDA	1			1	2	2	2						8
B&D	3	1			4	3							11
CAESS	6	6	13	11	5	12							53
CASSA		1	4	4									9
CEL	4			2									6
CHAPARRASTIQUE													0
CLESA	17	6	17	22	23	32							117
COSTA RICA													0
DELSUR	15	16	22	38	37	20							148
DEUSEM			4	2	3	2							11
ORAZUL ENERGY													0
EDESAL			4	3	4	5							16
EEO	9	14	53	33	59	29							197
EOR			4	10	45	4							63
EPR	1	1	4	10	1								17
ETESAL	26	27	33	47	31	80							244
GUATEMALA	1	2		6	2								11
HANES					1								1
HOLCIM	10												10
HONDURAS		2	3	1	4	1							11
INE													0
INGENIO CHAPARRASTIQUE													0
INGENIO EL ANGEL													0
LAGEO	2												2
NEJAPA POWER	1												1
NICARAGUA	8												8
PANAMA	8		17			3							28
PROVIDENCIA SOLAR				1									1
TERMOPUERTO			1	2		1							4
UT	2					1							3
<b>TOTALES</b>	<b>114</b>	<b>78</b>	<b>181</b>	<b>206</b>	<b>221</b>	<b>199</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>999</b>





### XIII- Límites de voltaje

Cuadro No. 20

FRECUCENCIA DE VIOLACIONES A LOS LIMITES DE VOLTAJE EN BARRAS Resumen Enero a Diciembre 2017					
SUBESTACION	VOLTAJES	LIMITES	DEMANDAS		
			MIN	MED	MAX
NVO. CUSCATLAN	23	>1.05	1	5	0
		<0.95	0	2	0
NEJAPA	23	>1.05	0	0	0
		<0.95	0	0	0
SAN ANTONIO	23	>1.05	0	0	0
		<0.95	0	1	0
SAN BARTOLO	23	>1.05	0	0	0
		<0.95	0	0	0
SOYAPANGO	23	>1.05	40	20	0
		<0.95	0	0	0
ACAJUTLA	34.5	>1.05	20	52	17
		<0.95	0	0	0
ATEOS	34.5	>1.05	0	0	0
		<0.95	0	0	0
15 DE SEPTIEMBRE	46	>1.05	0	0	0
		<0.95	0	0	0
ACAJUTLA	46	>1.05	0	0	0
		<0.95	57	9	2
AHUACHAPAN	46	>1.05	0	0	0
		<0.95	0	0	0
ATEOS	46	>1.05	0	0	0
		<0.95	0	0	0
CERRON GRANDE	46	>1.05	0	0	0
		<0.95	0	0	0
GUAJOYO	46	>1.05	0	0	0
		<0.95	0	0	0
OPICO	46	>1.05	0	0	0
		<0.95	0	0	0
OZATLAN	46	>1.05	0	1	0
		<0.95	0	0	0
PEDREGAL	46	>1.05	0	0	0
		<0.95	1	0	0
SANTA ANA	46	>1.05	2	2	0
		<0.95	0	0	0
SAN MIGUEL	46	>1.05	0	0	0
		<0.95	0	0	0
SONSONATE	46	>1.05	0	0	0
		<0.95	0	0	0
SOYAPANGO	46	>1.05	110	28	5
		<0.95	0	0	0
SAN RAFAEL	46	>1.05	0	0	0
		<0.95	0	0	0
SANTO TOMÁS	46	>1.05	0	0	0
		<0.95	0	0	0
TECOLUCA	46	>1.05	0	0	0
		<0.95	0	0	0
TALNIQUE	46	>1.05	0	2	0
		<0.95	0	0	0
LA UNIÓN	46	>1.05	0	0	0
		<0.95	0	0	0
SAN MATIAS	46	>1.05	0	0	0
		<0.95	0	0	0

NOTA: LAS MUESTRAS CONTABILIZADAS TIENEN UNA DURACION DE UNA HORA.

XIV- Cuadro de Mantenimientos Programados

Cuadro No. 21  
**SEMANA 20 DE 2016 - SEMANA 19 DE 2017**

PLANTA/UNIDAD	PROGRAMADO	DURACIÓN	REPROGRAMADO	DURACIÓN	EJECUTADO	DURACIÓN	MOTIVO			
<b>CEL</b>	<b>GUAJUJO</b>									
UNIDAD 1	28-ene-18 08:00	28-ene-18 15:00	7 horas				Cero voltaje en GUAJ por trabajo de ETESAL.			
<b>CERRON GRANDE</b>										
UNIDAD 2	25-may-17	29-may-17	5 días		25-may-17	27-may-17	3 días	Sustitución de escaleras verticales de acceso a bocatoma.		
UNIDAD 2	05-jun-17	26-jun-17	22 días		05-jun-17			Mantenimiento mayor de la unidad.		
UNIDAD 1	01-jul-17	05-jul-17	5 días	28-jun-17	02-jul-17	5 días		Inspección del rodete de turbina.		
UNIDAD 1	23-nov-17	27-nov-17	5 días					Sustitución de sellos a bujes intermedios e inspección de rodete de turbina.		
UNIDAD 2	23-abr-18	27-abr-18	5 días					Inspección rodete turbina.		
<b>5 DE NOVIEMBRE</b>										
UNIDAD 6	17-may-17	31-may-17	15 días	17-may-17	08-jun-17	23 días	17-may-17	Inspección de turbina, generador y equipo auxiliar.		
UNIDAD 7	13-jun-17	27-jun-17	15 días	Suspendido a solicitud de CEL				Inspección de turbina, generador y equipo auxiliar.		
UNIDAD 2	13-may-17	21-may-17	9 días	10-jul-17	18-jul-17	9 días		Limpieza del generador y transformador del sistema de excitación.		
UNIDAD 6	13-nov-17	27-nov-17	15 días	Suspendido a solicitud de CEL				Inspección de turbina, generador y equipo auxiliar.		
UNIDAD 7	04-dic-17	18-dic-17	15 días	04-dic-17	09-dic-17	6 días		Inspección de turbina, generador y equipo auxiliar.		
UNIDAD 2	15-ene-18	30-ene-18	16 días					Mantenimiento mayor.		
UNIDAD 4	01-mar-18	17-mar-18	17 días					Mantenimiento mayor.		
UNIDAD 5	02-abr-18	17-abr-18	16 días					Mantenimiento mayor.		
<b>15 DE SEPTIEMBRE</b>										
UNIDAD 2	06-nov-17	30-jun-18	237 días					Mantenimiento mayor frecuencia de 10 años, reparación de distribuidor y rodete de turbina.		
<b>AHUACHAPAN</b>										
UNIDAD 1	06-ago-17	27-ago-17	22 días					Mantenimiento mayor.		
UNIDAD 2	24-sep-17	15-oct-17	22 días					Mantenimiento mayor.		
UNIDAD 3	01-oct-17 08:00	01-oct-17 13:59	8 horas					Mantenimiento a subestación.		
UNIDAD 1	01-oct-17 11:00	01-oct-17 17:59	7 horas					Mantenimiento a subestación.		
<b>BERLIN</b>										
UNIDAD 2	20-nov-17	10-dic-17	21 días					Mantenimiento mayor.		
UNIDAD 4	20-nov-17	10-dic-17	21 días					Mantenimiento mayor.		
UNIDAD 3	02-dic-17 19:00	03-dic-17 20:59	26 horas					Mantenimiento a subestación.		
UNIDAD 1	03-dic-17 00:00	03-dic-17 17:59	18 horas					Mantenimiento a subestación.		
<b>ACAHUTLA</b>										
MOTOR 6	01-may-17	25-may-17	25 días		01-may-17	26-may-17	25 días	Mantenimiento mayor de 96.000 horas.		
MOTORES 1 a 9, U1, U2, U4 y U5	04-jun-17 07:00	04-jun-17 16:59	10 horas		04-jun-17 07:00	04-jun-17 17:30	11 horas	Cero voltaje en ACAJ por cambio de conductor a líneas ACAJ - SONS 01 y 02		
MOTORES 1 a 9, U1, U2, U4 y U5	11-jun-17 07:00	11-jun-17 16:59	10 horas	Suspendido a solicitud de ETESAL por condiciones climáticas desfavorables				Cero voltaje en ACAJ por cambio de conductor a líneas ACAJ - SONS 01 y 02		
MOTOR 7	10-jul-17	03-ago-17	25 días			10-jul-17		Mantenimiento mayor de 84.000 horas.		
UNIDAD 2	31-jul-17	28-oct-17	90 días					Mantenimiento mayor.		
MOTOR 3	17-ago-17	20-sep-17	35 días					Mantenimiento mayor de 84.000 horas.		
MOTOR 4	09-oct-17	29-oct-17	29 días					Mantenimiento mayor de 96.000 horas.		
MOTOR 5	13-nov-17	17-dic-17	35 días					Mantenimiento mayor de 84.000 horas.		
MOTORES 1 a 9, U4 y U5	09-dic-17 20:00	10-dic-17 19:59	24 horas					Mantenimiento de subestación.		
UNIDAD 4	20-nov-17	25-dic-17	36 días					Mantenimiento mayor.		
UNIDAD 5	12-ene-18	19-feb-18	39 días					Mantenimiento mayor.		
<b>SOYAPANGO</b>										
MOTORES 1 A 3	04-jun-17 08:00	04-jun-17 16:00	8 horas					Cero voltaje en SOYA por trabajos de ETESAL		
MOTOR 1	02-oct-17	31-oct-17	30 días					Mantenimiento mayor de 30.000 horas.		
MOTORES 1 A 3	26-nov-17 08:00	26-nov-17 14:00	6 horas					Cero voltaje en SOYA por mantenimiento a barra de 115 kV		
<b>NEJAPA POWER</b>										
MOTOR 23	15-may-17	11-jun-17	28 días	12-jun-17	09-jul-17	28 días	12-jun-17	07-jul-17	26 días	Mantenimiento mayor de motor y generador y caldera recuperadora de gases.
MOTOR 14	12-jun-17	09-jul-17	28 días	10-jul-17	06-ago-17	28 días	10-jul-17			Mantenimiento intermedio de motor y generador y pintura de chimenea.
MOTOR 15	03-jul-17	30-jul-17	28 días	Suspendido a solicitud de NEPO				Mantenimiento mayor de motor y generador.		
MOTOR 16	10-jul-17	06-ago-17	28 días	Suspendido a solicitud de NEPO				Mantenimiento mayor de motor y generador y caldera recuperadora de gases.		
MOTOR 17	31-jul-17	27-sep-17	28 días						Mantenimiento mayor de motor y generador.	
MOTOR 5	07-ago-17	03-sep-17	28 días						Mantenimiento mayor de motor y generador y caldera recuperadora de gases.	
MOTOR 3	29-ago-17	24-sep-17	28 días						Mantenimiento mayor de motor y generador.	
MOTOR 1	04-sep-17	01-oct-17	28 días						Mantenimiento intermedio de motor y generador y caldera recuperadora de gases.	
MOTORES 1 A 17	04-sep-17	10-sep-17	7 días						Puesta en marcha scada fase 1.	
MOTORES 1 A 17	11-sep-17	17-sep-17	7 días						Mantenimiento de subestación fase 1.	
MOTORES 18 A 27	18-sep-17	24-sep-17	7 días						Puesta en marcha scada fase 2.	
<b>HILGASA</b>										
MOTOR 4										
MOTOR 3										
MOTOR 2										
MOTOR 1										
MOTOR 16	25-sep-17	22-oct-17	28 días						Mantenimiento mayor de motor y generador.	
MOTOR 20	02-oct-17	29-oct-17	28 días						Mantenimiento intermedio de motor y generador.	
MOTOR 13	23-oct-17	19-nov-17	28 días						Mantenimiento mayor de motor y generador.	
MOTORES 18 A 27	11-dic-17	25-feb-18	77 días						Mantenimiento de subestación fase 2 y reparación de láminas de techo y segundo anillo de tanque asentamiento de fase 2.	
MOTORES 1 A 27	28-ene-18 08:00	28-ene-18 10:59	3 horas						Mantenimiento a seccionadores de línea NEJA-NEPO en extremo NEJA	
<b>TALNIQUE</b>										
MOTOR 6	13-may-17	02-jun-17	21 días	17-jun-17	30-jun-17				Mantenimiento mayor correspondiente a 48.000 horas de operación.	
MOTOR 7	08-jul-17	28-jul-17	21 días	Suspendido a solicitud de INE				Mantenimiento mayor correspondiente a 48.000 horas de operación.		
MOTOR 1	02-sep-17	22-sep-17	21 días						Mantenimiento mayor correspondiente a 48.000 horas de operación.	
MOTOR 3	14-oct-17	03-nov-17	21 días						Mantenimiento mayor correspondiente a 72.000 horas de operación.	
MOTOR 2	20-ene-18	09-feb-18	21 días						Mantenimiento mayor correspondiente a 72.000 horas de operación.	
MOTORES 1 A 3	21-ene-18	21-ene-18	9 horas						Mantenimiento anual a transformador principal elevador 1.	
MOTORES 1 A 9	28-ene-18	28-ene-18	9 horas						Mantenimiento anual a transformador principal elevador 2.	
MOTORES 1 A 9	21-oct-17 09:00	21-oct-17 17:00	8 horas						Cero voltaje en TALN por indisponibilidad de líneas ATEO-TALN (cambio de conductor) y SANT-TALN (por cercanía a líneas ATEO-TALN).	
MOTORES 1 A 9	28-oct-17 06:00	29-oct-17 18:00	36 horas						Cero voltaje en TALN por indisponibilidad de líneas ATEO-TALN (cambio de conductor) y SANT-TALN (puesta en servicio sub. El Volcán).	
MOTOR 9	31-mar-18	20-abr-18	21 días	Suspendido a solicitud de INE				Mantenimiento mayor correspondiente a 60.000 horas de operación.		
<b>TERMOPUERTO</b>										
MOTOR 2	27-may-17	02-jun-17	7 días				27-may-17		Mantenimiento de 30.000 horas del motor y generador.	
MOTORES 1 A 4	04-jun-17 07:00	04-jun-17 17:00	10 horas				04-jun-17 07:00	04-jun-17 17:38	11 horas	Cero voltaje en ACAJ por cambio de conductor a líneas ACAJ - SONS 01 y 02
MOTORES 1 A 4	11-jun-17 07:00	11-jun-17 17:00	10 horas	Suspendido a solicitud de ETESAL por condiciones climáticas desfavorables				Cero voltaje en ACAJ por cambio de conductor a líneas ACAJ - SONS 01 y 02		
MOTOR 1	22-jul-17	28-jul-17	7 días						Mantenimiento de 30.000 horas del motor y generador.	
MOTOR 4	30-sep-17	06-oct-17	7 días						Mantenimiento de 30.000 horas del motor y generador.	
MOTOR 3	11-nov-17	17-nov-17	7 días						Mantenimiento de 30.000 horas del motor y generador.	
MOTORES 1 A 4	10-dic-17 00:00	10-dic-17 23:59	24 horas						Cero voltaje en ACAJ por trabajos de ETESAL.	
<b>TEXTUFIL</b>										
MOTOR 7	03-jun-17	17-jun-17	15 días	Suspendido a solicitud de TEXTUFIL				Mantenimiento mayor (7.500 horas).		
MOTOR 6	24-jun-17	08-jul-17	15 días	Suspendido a solicitud de TEXTUFIL				Mantenimiento mayor (7.500 horas).		
MOTOR 5	16-jul-17	28-jul-17	13 días						Mantenimiento mayor (15.500 horas).	
MOTOR 1	08-ago-17	20-sep-17	13 días						Mantenimiento mayor (7.500 horas).	
MOTOR 2	18-sep-17	30-sep-17	13 días						Mantenimiento mayor (7.500 horas).	
MOTOR 4	02-oct-17	16-oct-17	15 días						Mantenimiento mayor (15.500 horas).	
MOTOR 3	23-oct-17	06-nov-17	15 días						Mantenimiento mayor (45.000 horas).	
<b>GECSA</b>										
MOTORES 1 A 3	21-may-17 08:00	21-may-17 17:59	10 horas	Suspendido a solicitud de GECSA				Mantenimiento en subestación.		
MOTOR 1	05-jun-17	18-jun-17	13 días	Suspendido a solicitud de GECSA				Mantenimiento de 12.000 hrs y de generador.		
MOTOR 2	26-jun-17	09-jul-17	13 días	Suspendido a solicitud de GECSA				Mantenimiento de generador.		
MOTOR 3	17-jul-17	06-ago-17	20 días	Suspendido a solicitud de GECSA				Mantenimiento de generador.		
<b>BOREALS</b>										
MOTORES 1 A 8	22-may-17	05-jun-17	14 días	Suspendido a solicitud de BORE				Mantenimiento en subestación.		
MOTOR 7	30-ago-17	13-sep-17	14 días						Mantenimiento de 6.000 horas.	
<b>HOLCIM</b>										
MOTOR 1	16-oct-17	28-oct-17	13 días						Mantenimiento de 6.000 horas.	

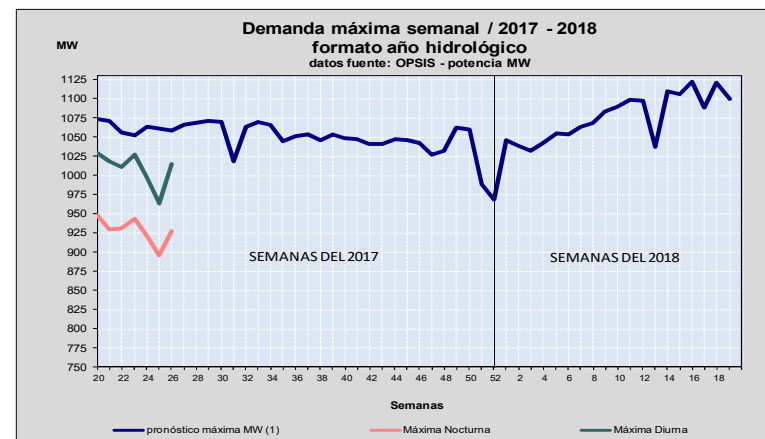
## XV- Demanda máxima coincidental por recurso

Cuadro No. 22

Demanda máxima coincidental por recurso												
DIA DEL MES	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
	5	28	7	6	8	5						
	15:00:00	14:30:00	14:30:00	11:30:00	14:30:00	14:30:00						
RECURSO	Jueves	Jueves	Jueves	Jueves	Lunes	Lunes						
15 DE SEPTIEMBRE	51	53	76	91	90	88						
5 DE NOVIEMBRE	1	33	35	85	87	107						
ACAJUTLA	119	126	134	136	92	122						
AHUACHAPAN	75	78	77	77	76	75						
ANTARES	0	0	0	0	36	28						
BERLIN	76	103	103	94	94	97						
BOREALIS	0	0	0	0	0	0						
CASSA	26	20	22	23	0	0						
CERRON GRANDE	0	67	81	77	136	68						
GECSA	11	0	0	0	0	0						
GUAJOYO	0	0	0	0	0	0						
HILCASA	0	0	0	0	0	0						
HOLCIM	0	7	7	7	7	7						
INGENIO CHAPARRASTIQUE	35	36	36	36	56	0						
INGENIO EL ANGEL	44	53	17	0	0	0						
INGENIO LA CABAÑA	18	18	16	16	0	0						
NEJAPA POWER	42	0	0	0	0	66						
SOYAPANGO	0	0	0	15	15	15						
TALNIQUE	92	78	79	79	68	87						
TERMOPUERTO	69	69	71	52	69	71						
TEXTUFIL	38	0	14	0	15	0						
IMPORTACION NETA (*)	274	278	291	293	197	196						
EXPORTACION NETA (*)	0	0	0	0	0	0						
<b>DEMANDA NACIONAL</b>	<b>971</b>	<b>1,017</b>	<b>1,058</b>	<b>1,081</b>	<b>1,037</b>	<b>1,028</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

(\*) Nota: El número positivo corresponde a importación, y un número negativo a exportación.

Gráfico No. 12



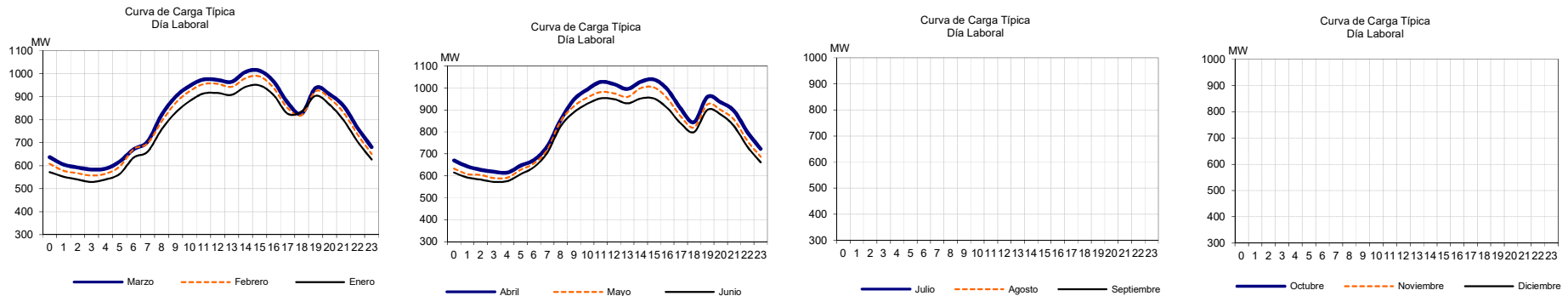
## XVI- Curvas típicas de carga

### Día Laboral

Cuadro No. 23  
Curvas típicas de carga (MW)

HORA	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0	572	608	637	670	633	615						
1	552	578	605	643	608	592						
2	540	567	592	628	604	583						
3	529	557	583	619	590	573						
4	540	565	587	615	592	576						
5	564	596	618	647	628	608						
6	635	672	671	673	657	640						
7	661	697	705	735	720	706						
8	758	792	821	855	850	827						
9	831	873	900	948	918	890						
10	881	924	947	994	957	929						
11	914	955	975	1028	982	953						
12	916	956	973	1018	976	950						
13	908	943	965	996	960	930						
14	943	981	1008	1029	1000	953						
15	949	988	1013	1039	1003	953						
16	907	938	966	994	953	909						
17	826	850	874	906	871	839						
18	836	820	826	845	821	800						
19	904	924	938	960	926	901						
20	865	893	910	935	900	880						
21	797	830	859	896	856	827						
22	704	735	763	799	759	733						
23	627	651	681	723	687	662						

Gráfico No. 13



## XVI- Curvas típicas de carga

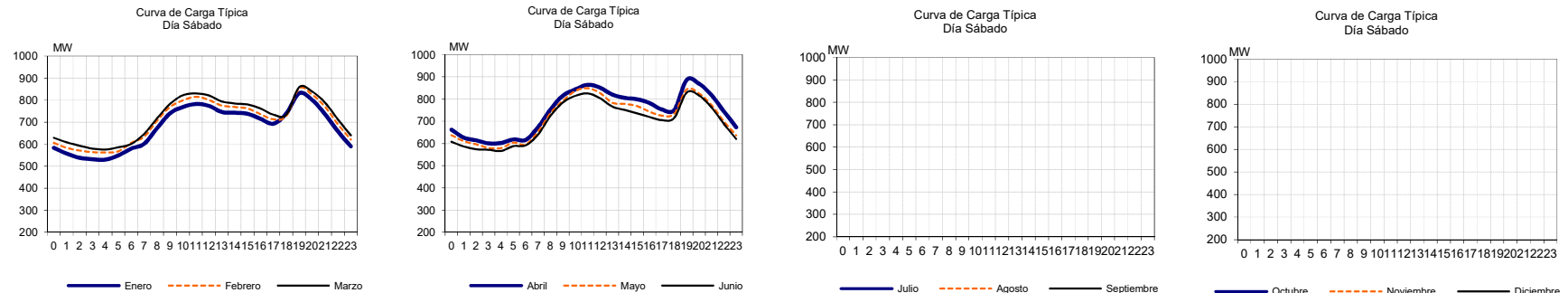
### Día Sábado

Cuadro No. 24

Curvas típicas de carga (MW)

HORA	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0	583	606	629	662	637	608						
1	557	583	608	626	610	586						
2	538	571	593	614	596	574						
3	532	564	580	600	580	571						
4	530	562	576	602	579	566						
5	549	568	586	618	604	588						
6	580	606	601	616	595	591						
7	602	634	647	673	653	640						
8	673	707	718	753	736	724						
9	740	769	783	815	792	784						
10	769	799	822	843	836	814						
11	782	815	830	864	849	825						
12	774	801	821	851	827	804						
13	746	775	794	820	783	766						
14	743	769	785	805	778	751						
15	738	762	780	799	768	735						
16	715	736	762	782	743	719						
17	693	713	734	753	725	705						
18	739	728	734	751	734	715						
19	831	853	859	886	843	829						
20	801	825	839	869	825	816						
21	736	770	789	818	773	763						
22	658	690	712	745	700	689						
23	590	621	640	673	636	620						

Gráfico No. 14







## XVI- Curvas típicas de carga

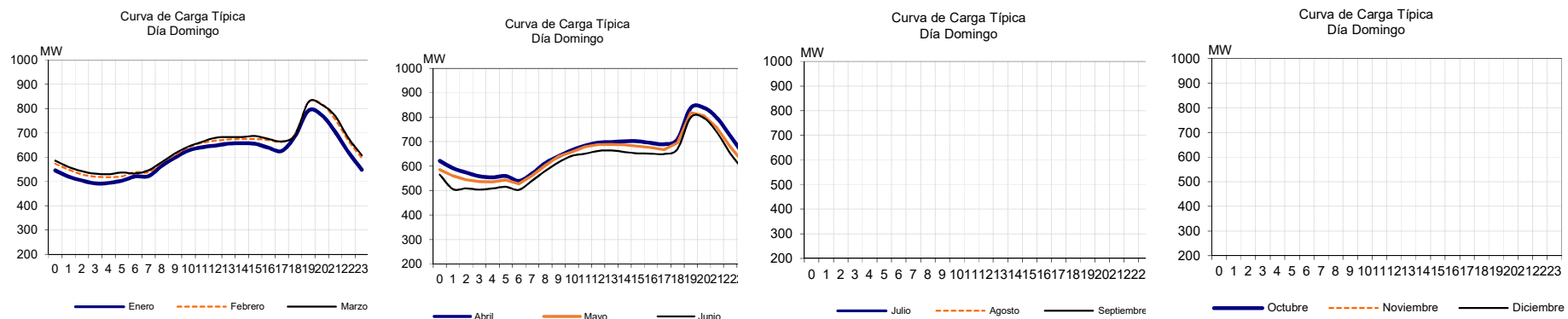
### Día Domingo

Cuadro No. 25

Curvas típicas de carga (MW)

HORA	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0	546	573	586	622	586	566						
1	520	549	560	592	561	506						
2	504	529	542	574	545	509						
3	492	520	532	559	537	504						
4	494	518	530	554	536	509						
5	503	521	537	560	544	516						
6	521	539	533	540	528	504						
7	522	538	546	570	562	541						
8	565	579	580	613	603	581						
9	599	610	616	641	640	616						
10	628	641	644	666	658	642						
11	641	659	663	684	680	651						
12	648	668	680	696	688	663						
13	656	673	683	699	689	665						
14	658	675	683	702	687	658						
15	655	675	687	702	682	653						
16	639	671	675	695	676	651						
17	626	663	665	690	668	650						
18	688	694	691	710	696	670						
19	792	827	827	838	819	799						
20	773	818	816	839	806	797						
21	705	756	770	797	757	737						
22	620	667	678	724	680	652						
23	548	597	608	648	614	584						

Gráfico No. 15





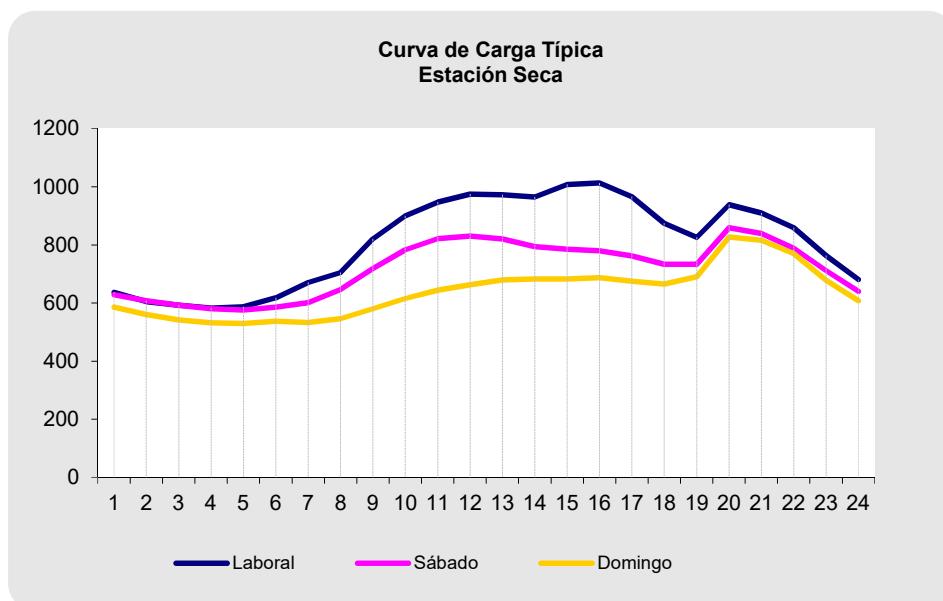
## XVI- Curvas típicas de carga estación seca

Cuadro No. 26

Hora	Laboral	Sábado	Domingo
1	637	629	586
2	605	608	560
3	592	593	542
4	583	580	532
5	587	576	530
6	618	586	537
7	671	601	533
8	705	647	546
9	821	718	580
10	900	783	616
11	947	822	644
12	975	830	663
13	973	821	680
14	965	794	683
15	1008	785	683
16	1013	780	687
17	966	762	675
18	874	734	665
19	826	734	691
20	938	859	827
21	910	839	816
22	859	789	770
23	763	712	678
24	681	640	608

Nota: corresponde al mes de Marzo 2017

Gráfico No. 16





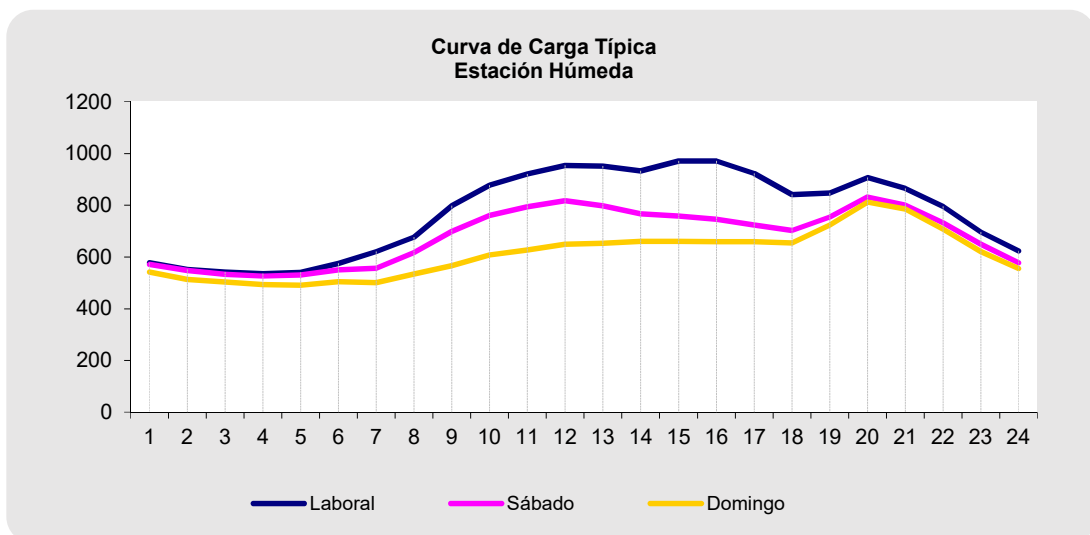
## XVI- Curvas típicas de carga estación húmeda

Cuadro No. 27

Hora	Laboral	Sábado	Domingo
1	577	572	542
2	552	548	513
3	542	533	503
4	536	526	494
5	541	530	491
6	575	550	505
7	621	556	501
8	677	617	534
9	798	699	567
10	877	761	607
11	920	794	627
12	954	818	649
13	951	798	653
14	933	767	661
15	971	758	661
16	971	746	659
17	923	724	659
18	841	703	654
19	847	755	724
20	907	832	812
21	865	800	785
22	795	732	707
23	696	649	621
24	623	578	555

Nota: corresponde al período Septiembre-2016

Gráfico No. 17





## XVII - Déficit de Reserva de Potencia

Cuadro No. 28

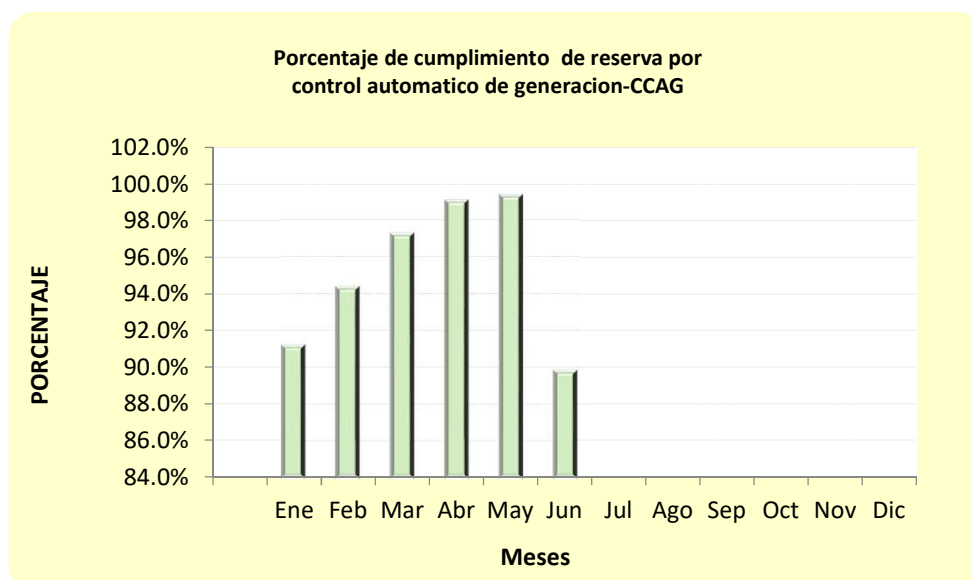
### Cumplimiento de reserva por control automático de generación-CCAG por mes

Mes	% de cumplimiento
Ene	91.17%
Feb	94.34%
Mar	97.24%
Abr	99.03%
May	99.33%
Jun	89.79%
Jul	
Ago	
Sep	
Oct	
Nov	
Dic	
<b>PROMEDIO</b>	<b>95.15%</b>

Límite del indicador: 90%

NOTA: A partir de enero 2015 se deja de publicar la estadística "Total de horas con déficit de reserva" Promedio de reserva y Margen de Reserva mínima alcanzada. Esta información se sustituye por el que se detalla en este cuadro, el cual paso a ser parte de los indicadores de calidad de la UT en 2015.

Gráfico No. 18





## XVIII- Cargos del Sistema

Cuadro No. 29

Meses	SIGET	UT	CUST	MR	FLEMG	PTRANSMIS
<b>Enero</b>	\$288,934.14	\$346,890.11	\$3,421,792.94	-\$25,825.19	\$0.00	\$778,001.18
<b>Febrero</b>	\$275,912.24	\$330,633.05	\$3,267,576.93	\$4,044.47	\$0.00	\$769,063.11
<b>Marzo</b>	\$315,337.38	\$377,294.83	\$3,734,481.55	\$6,232.38	\$0.00	\$925,311.10
<b>Abril</b>	\$302,741.56	\$362,123.07	\$3,585,311.61	\$374,368.67	\$0.00	\$874,691.68
<b>Mayo</b>	\$321,821.55	\$385,347.62	\$3,811,272.35	\$1,111,844.23	\$0.00	\$902,373.27
<b>Junio</b>	\$293,798.61	\$351,179.03	\$3,479,401.95	\$44,728.61	\$0.00	\$789,461.64
<b>Julio</b>						
<b>Agosto</b>						
<b>Septiembre</b>						
<b>Octubre</b>						
<b>Noviembre</b>						
<b>Diciembre</b>						
<b>TOTAL</b>	<b>\$1,798,545.48</b>	<b>\$2,153,467.71</b>	<b>\$21,299,837.33</b>	<b>\$1,515,393.16</b>	<b>\$0.00</b>	<b>\$5,038,901.99</b>

<sup>1/</sup> Valores sin IVA

Cuadro No. 29-A

Meses	REACTIVOS	ACVOLTAJE	COMP_EFI	RFC	CCT	TOTAL
<b>Enero</b>	\$15,795.65	\$4,571.42	\$229,735.50	\$0.00	\$698,124.27	\$5,758,020.02
<b>Febrero</b>	\$18,042.31	\$4,571.42	\$174,186.47	\$0.00	\$668,583.85	\$5,512,613.85
<b>Marzo</b>	\$26,429.78	\$4,571.42	\$147,567.00	\$0.00	\$672,582.50	\$6,209,807.94
<b>Abril</b>	\$23,259.82	\$4,571.42	\$88,195.51	\$0.00	\$677,586.13	\$6,292,849.48
<b>Mayo</b>	\$21,759.91	\$4,571.42	\$59,611.85	\$0.00	\$733,150.33	\$7,351,752.53
<b>Junio</b>	\$24,218.09	\$4,571.42	\$76,389.05	\$0.00	\$929,219.68	\$5,992,968.08
<b>Julio</b>				\$0.00		\$0.00
<b>Agosto</b>				\$0.00		\$0.00
<b>Septiembre</b>				\$0.00		\$0.00
<b>Octubre</b>				\$0.00		\$0.00
<b>Noviembre</b>				\$0.00		\$0.00
<b>Diciembre</b>				\$0.00		\$0.00
<b>TOTAL</b>	<b>\$129,505.56</b>	<b>\$27,428.53</b>	<b>\$775,685.38</b>	<b>\$0.00</b>	<b>\$4,379,246.76</b>	<b>\$37,118,011.90</b>

<sup>1/</sup> Valores calculados según el ROBCP.





## XIX -Monto de Servicios Auxiliares

Cuadro No. 30

Meses	Reserva Primaria	Control Automático de Generación CAG
<b>Enero</b>	\$0.00	\$395,570.67
<b>Febrero</b>	\$0.00	\$347,987.73
<b>Marzo</b>	\$3,134.34	\$394,210.93
<b>Abril</b>	\$16,982.31	\$383,710.03
<b>Mayo</b>	\$14,915.42	\$465,849.91
<b>Junio</b>	\$10,835.22	\$389,548.02
<b>Julio</b>		
<b>Agosto</b>		
<b>Septiembre</b>		
<b>Octubre</b>		
<b>Noviembre</b>		
<b>Diciembre</b>		
<b>TOTAL</b>	<b>\$45,867.29</b>	<b>\$2,376,877.30</b>

## XX -Costo de Racionamiento<sup>1/</sup>

Semana ROBCP	Costo de Racionamiento	Semana ROBCP	Costo de Racionamiento
1	\$219.49	27	\$224.44
2	\$219.49	28	\$224.44
3	\$219.49	29	\$224.44
4	\$219.49	30	\$224.44
5	\$219.49	31	
6	\$221.29	32	
7	\$221.29	33	
8	\$221.29	34	
9	\$221.29	35	
10	\$221.15	36	
11	\$221.15	37	
12	\$221.15	38	
13	\$221.15	39	
14	\$224.16	40	
15	\$224.16	41	
16	\$224.16	42	
17	\$224.16	43	
18	\$224.69	44	
19	\$224.69	45	
20	\$224.69	46	
21	\$224.69	47	
22	\$224.69	48	
23	\$224.43	49	
24	\$224.43	50	
25	\$224.43	51	
26	\$224.43	52	

<sup>1/</sup> Disposición transitoria aprobada en Acuerdo 421-E-2011. Vigente hasta que SIGET apruebe un nuevo valor

## Unidad de Transacciones, S.A.

Km 12 ½ carretera al Puerto de La Libertad, Nuevo Cuscatlán, Departamento de La Libertad, El Salvador, Centroamérica  
Tel. 2521-7300  
Fax. 2521-7301

Correo: [conciliacion@ut.com.sv](mailto:conciliacion@ut.com.sv) [www.ut.com.sv](http://www.ut.com.sv)

