

Boletín Estadístico

2014



Enero – Marzo
EUGLO – IMSLSO



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



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
V- Demanda de energía en el Mercado de Contratos	5-6
VI- Demanda de energía en el Mercado Regulador del Sistema	7
VII- Demanda total de energía en el Mercado Mayorista	8
VIII- Evolución de los precios en el MRS	9
IX- Comercializadores	10-11
X- Energía no servida y Pérdidas de transmisión	12
XI- Retiro de energía por nodo en la red de transmisión	13-15
XII- Interrupciones de servicio	16
XIII- Límites de voltaje	17
XIV- Programa de mantenimientos mayores	18
XV- Demanda Máxima Coincidental por Recurso	19
XVI- Curvas típicas de carga	20
Día Laboral	20
Día Sábado	21
Día Domingo	22
Estación seca	23
Estación lluviosa	24
XVII- Déficit de Reserva de Potencia	25
XVIII- Cargos del Sistema	26
XIX- Monto de Servicios Auxiliares	27
Control Automático de Generación	27



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

Cuadro No.1
(Promedio Móvil 12 M)

Mes/Año	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Enero	7.3	3.5	3.3	5.7	8.6	2.9	4.1	-0.1	3.1	1.9	2.4	1.6
Febrero	7.3	3.5	3.1	6.3	8.2	3.4	3.3	0.3	2.9	2.1	1.8	1.8
Marzo	8.0	3.0	3.0	7.0	7.5	3.2	3.8	0.2	2.6	2.1	1.4	2.6
Abril	7.2	2.7	3.9	6.4	7.4	3.8	2.7	1.0	2.0	2.1	2.5	
Mayo	6.8	2.4	4.2	6.9	6.7	3.8	2.0	1.9	1.8	1.7	2.8	
Junio	6.7	2.5	4.4	7.0	6.4	3.8	1.7	2.1	2.0	1.5	2.8	
Julio	6.1	2.4	4.9	7.2	5.9	3.7	1.3	2.2	2.1	1.5	2.8	
Agosto	5.4	2.9	4.9	7.5	5.2	4.0	0.9	2.5	2.2	1.5	2.7	
Septiembre	4.9	2.9	5.2	7.7	4.7	4.3	0.4	2.7	2.2	1.6	2.5	
Octubre	4.5	2.9	5.1	8.8	3.6	4.4	0.4	2.6	1.7	2.5	1.9	
Noviembre	4.3	2.8	5.1	9.1	3.3	4.0	0.5	2.8	1.6	2.5	2.0	
Diciembre	3.7	3.3	5.1	9.2	3.0	4.1	0.4	2.5	2.1	2.2	2.0	

Gráfico No. 1

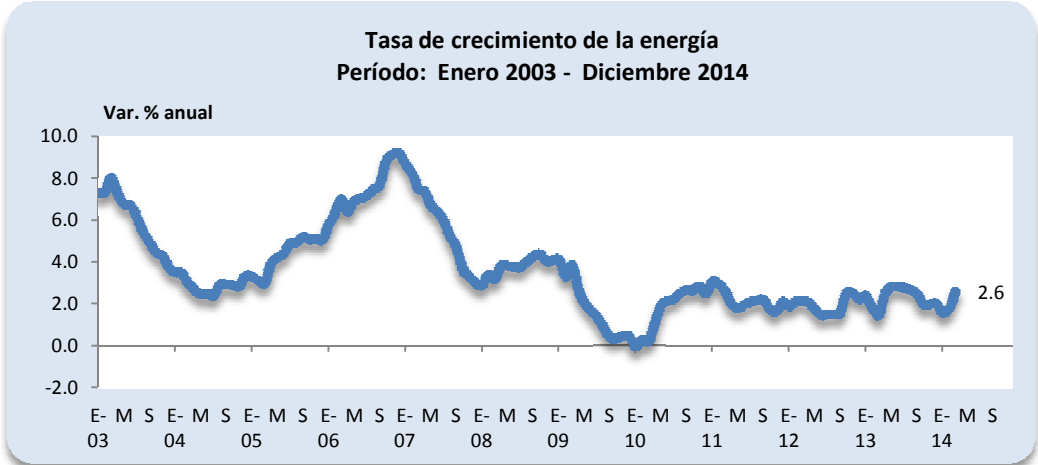
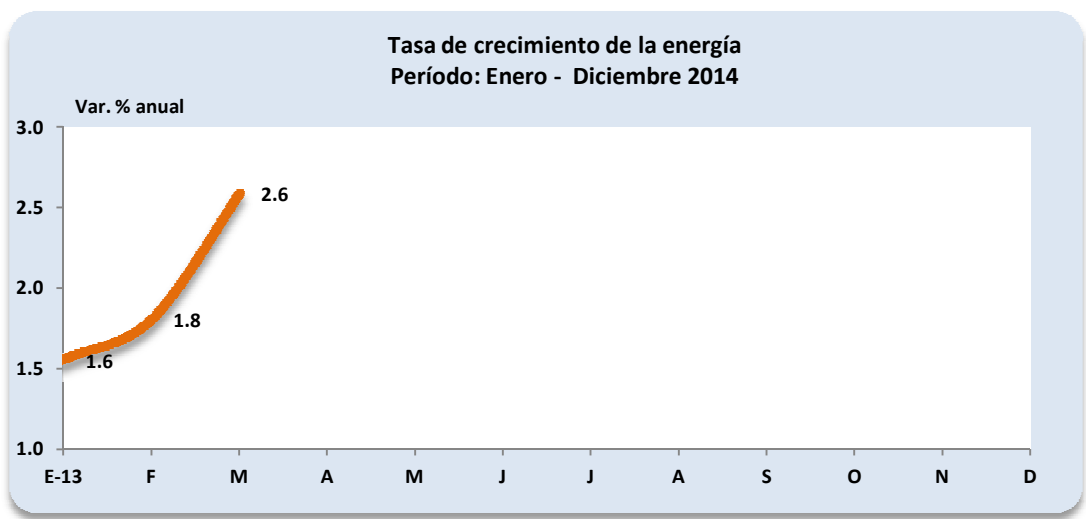


Gráfico No. 2





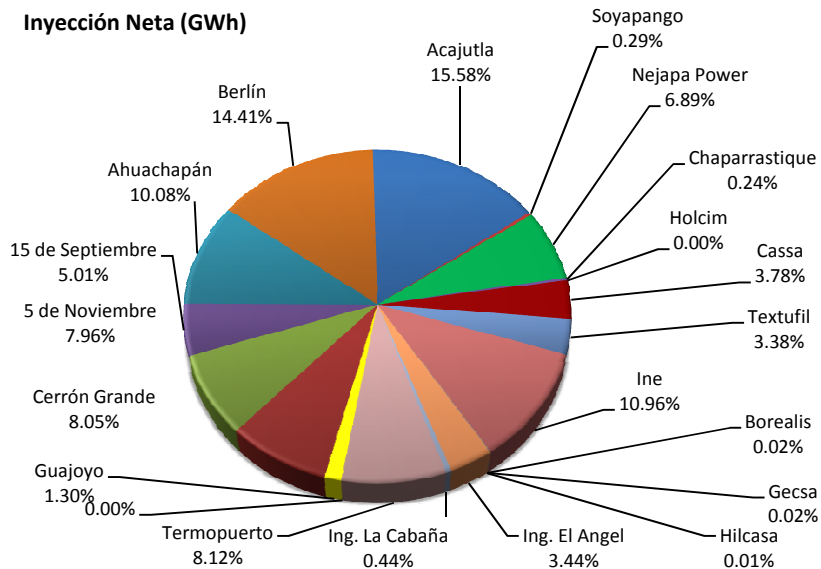
II- Inyección por planta (GWh)

Cuadro No. 2

Generadores	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
Hidroeléctrica	109.7	107.6	119.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	336.7
Guajoyo	5.7	6.2	7.7										19.6
Cerrón Grande	39.8	39.7	42.0										121.5
5 de Noviembre	38.4	38.4	43.2										120.0
15 de Septiembre	25.8	23.3	26.5										75.6
Geotérmicas	128.7	113.2	127.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	369.3
Ahuachapán	52.6	44.7	54.7										152.0
Berlín	76.1	68.5	72.7										217.3
Térmicas	219.5	262.2	320.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	801.9
Acajutla	66.8	76.9	91.2										234.9
Soyapango	0.0	0.5	3.9										4.4
Nejapa Power	4.8	38.4	60.7										104.0
Chaparrastique	1.8	1.0	0.8										3.6
Holcim	0.0	0.0	0.0										0.0
Cassa	19.7	17.5	19.8										57.1
Textufile	8.3	18.1	24.5										50.9
Ine	53.6	55.8	55.9										165.3
Borealis	0.1	0.0	0.2										0.2
Gecsa	0.0	0.1	0.3										0.3
Hilcasa	0.0	0.0	0.2										0.2
Ing. El Angel	15.8	17.0	19.0										51.9
Ing. La Cabaña	2.5	1.9	2.3										6.7
Termopuerto	45.9	35.0	41.5										122.4
Total	457.8	483.0	567.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1,507.9

^{1/} Inyecciones provenientes de la red de distribución

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	109.7	107.6	119.4										336.7
Geotérmico	128.7	113.2	127.5										369.3
Térmico	219.5	262.2	320.3										801.9
Importaciones	79.5	39.3	19.1										137.8
Total	537.3	522.3	586.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1,645.8

Cuadro No. 4

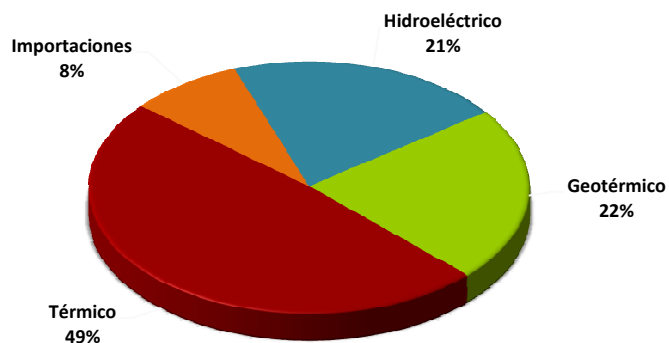
Inyección nacional por Participante de Mercado (GWh)

Participante de Mercado	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
Cel	109.7	107.6	119.4										336.7
Nejapa Power	4.8	38.4	60.7										104.0
Duke Energy	66.8	77.4	95.1										239.3
LaGeo	128.7	113.2	127.5										369.3
Holcim	0.0	0.0	0.0										0.0
Cassa	19.7	17.5	19.8										57.1
Textufile	8.3	18.1	24.5										50.9
Ine, S.A.	53.6	55.8	55.9										165.3
Chaparrastique	1.8	1.0	0.8										3.6
Borealis	0.1	0.0	0.2										0.2
Gecsa	0.0	0.1	0.3										0.3
Inmob.Apopa	0.0	0.0	0.2										0.2
Ing. El Angel	15.8	17.0	19.0										51.9
Ing. La Cabaña	2.5	1.9	2.3										6.7
Edesal ^{1/}	0.0	0.0	0.0										0.0
Termopuerto	45.9	35.0	41.5										122.4
Total	457.8	483.0	567.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1,507.9

^{1/} Inyecciones provenientes de la red de distribución

Gráfico No. 4

Inyección por Recurso (GWh)



IV- Transacciones Internacionales

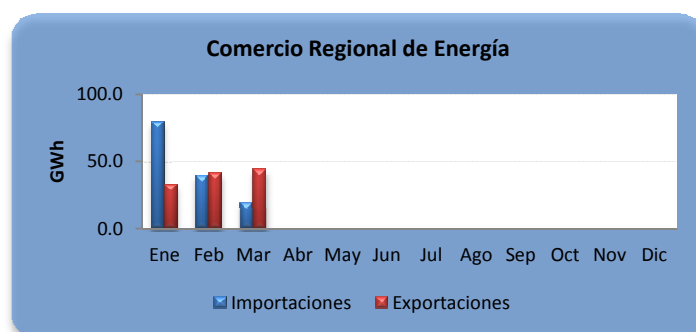
Cuadro No. 5
Importaciones (GWh)

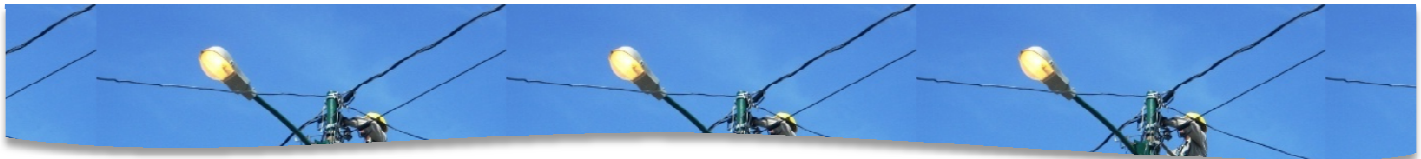
Participante de mercado	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
CENER													-
COMERCIA	7.6	2.2	0.1										9.9
DELSUR		1.0											1.0
DUKE (COM)	11.2	12.9											24.1
EDECSA	9.6	4.0	0.6										14.2
CENERGICA	0.9	0.6	0.0										1.5
ELECTRONOVA	2.0	0.0	0.4										2.5
ENERSICA	7.0	3.2	3.5										13.7
EXCELERGY			0.1										0.1
INE-COM	6.2	5.6	6.0										17.8
LAGEO													-
MERELEC	14.1	3.0	0.5										17.7
ORIGEM	9.2	0.5											9.6
POLIWATT	4.4	1.0	1.7										7.2
SAN DIEGO	0.9	1.3											2.3
AESCLESA													-
TEXTUFIL	6.0	3.9	6.1										16.1
LAGEO (COM)	0.4												0.4
Total	79.5	39.3	19.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	137.8

Cuadro No. 6
Exportaciones (GWh)

Participante de mercado	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
CENER													-
DUKE (COM)													-
EDECSA	7.6	0.3	2.2										10.1
CENERGICA	0.5	8.7	12.5										21.7
EXCELERGY	6.4	5.9	6.2										18.5
MERELEC	7.2	7.1	6.6										20.9
NEPO													-
COMERCIA	4.9	0.2	0.1										5.3
ORIGEM	0.0		0.2										0.2
ENERSICA	3.8	4.3	7.6										15.7
CLESA	2.0	13.9	7.8										23.7
POLIWATT		0.1											0.1
ELECTRONOVA		0.3	0.5										0.8
TERMOPUERTO		0.0	0.1										0.2
Total	32.5	40.9	43.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	117.2

Gráfico No. 5





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

Cuadro No. 7

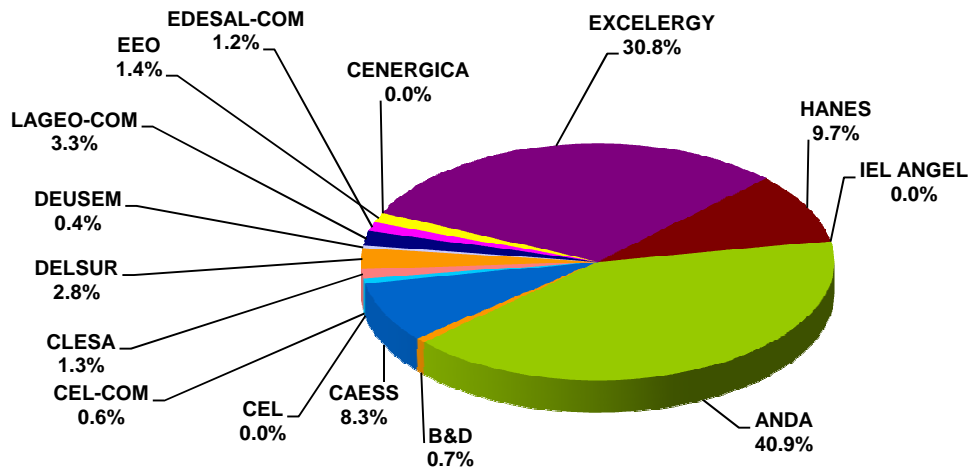
Contratos (GWh)

Participante de Mercado	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
ANDA	28.2	25.5	28.2										81.9
B&D	0.3	0.5	0.5										1.4
CAESS	5.7	5.2	5.7										16.6
CEL													0.0
CEL-COM	0.4	0.4	0.4										1.3
CLESA	0.9	0.8	0.9										2.7
DELSUR	1.6	2.3	1.6										5.5
DEUSEM	0.2	0.2	0.2										0.7
EDESAL-DIS	1.4	1.3	1.4										4.1
EDESAL-COM	0.8	0.7	0.8										2.4
EEO	1.0	0.9	1.0										2.8
CENERGICA													0.0
EXCELERGY	18.6	18.1	24.9										61.7
HANES	6.4	6.1	6.8										19.3
IEL ANGEL													0.0
LAGEO													0.0
NEPO													0.0
CX ^{1/}	-1.4	-2.6	-8.0										
Total	64.4	59.5	64.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	200.3

^{1/} CX: Contratos de Exportación

Gráfico No. 6

Demanda en Mercado de Contratos





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

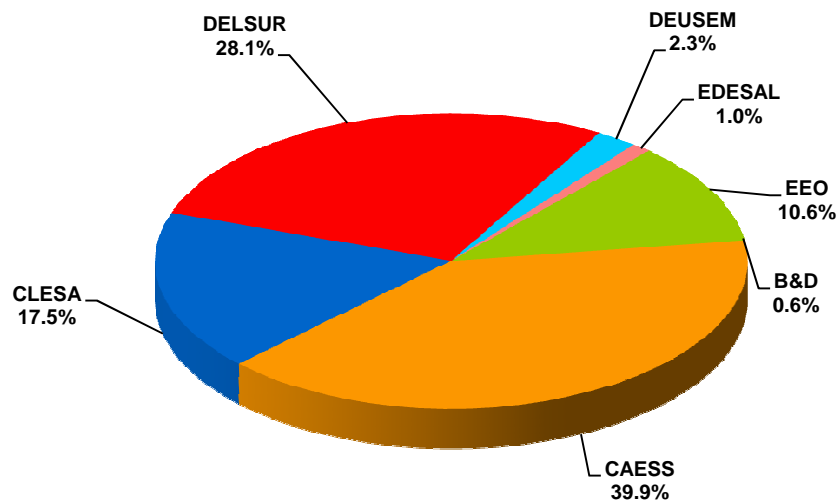
Cuadro No. 8

Contratos (GWh)

Participante de Mercado	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
B&D	2.2	2.0	2.2										6.4
CAESS	142.7	129.9	139.9										412.4
CLESA	63.9	55.9	61.6										181.5
DELSUR	98.7	91.6	100.0										290.3
DEUSEM	8.1	7.4	7.9										23.4
EDESAL	3.7	3.6	3.6										10.8
EEO	38.4	33.4	37.7										109.6
Total	357.7	323.7	352.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1,034.3

Gráfico No. 7

Demanda en Mercado de Contratos





VI- Demanda de energía en el Mercado Regulator 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
ANDA	-3.4	-2.3	-2.4										-8.1
B&D	0.1	-0.2	0.0										-0.2
BOREALIS	0.0	0.0	0.0										0.1
CAESS	21.2	30.4	41.0										92.6
CASSA	0.0	0.0	0.0										0.0
CEL	0.4	0.3	0.4										1.1
CEL-COM	0.0	0.0	0.0										0.0
CENER													0.0
CENERGICA													0.0
COMERCIA													0.0
CHAP	0.0	0.0	0.2										0.3
CLESA	8.9	13.9	17.3										40.1
DELSUR	30.8	29.3	35.2										95.2
DEUSEM	2.7	3.1	3.8										9.6
DUKE	0.3	0.2	0.2										0.7
DUKE (COM)													0.0
EDECESA													0.0
EDESAL-DIS	0.3	0.7	1.1										2.0
EDESAL-COM	0.0	0.0											0.0
EEO	9.4	11.8	14.8										36.1
EXCELERGY	0.0	-0.1	0.0										-0.1
GECSA	0.0	0.0	0.0										0.1
HANES	-0.6	-0.4	-0.2										-1.2
HILCASA	0.0		0.0										0.0
HOLCIM	1.4	1.2	2.0										4.6
IEL ANGEL	0.0	0.0	0.0										0.0
INE	0.0		0.0										0.0
LAGEO	1.1	1.0	1.1										3.2
MERELEC	0.0	0.0	0.0										0.0
NEPO	0.2		0.0										0.2
ORIGEM													0.0
TEXT	0.4	0.6	0.7										1.7
TPTO	0.0		0.0										0.0
Total	73.3	89.5	115.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	278.0

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
ANDA	24.8	23.2	25.8										73.8
B&D	2.6	2.3	2.7										7.6
BOREALIS	0.0	0.0	0.0										0.1
CAESS	169.6	165.4	186.5										521.6
CASSA	0.0	0.0	0.0										0.0
CEL	0.4	0.3	0.4										1.1
CEL-COM	0.4	0.4	0.4										1.3
CENER	0.0	0.0	0.0										0.0
HOLCIM	1.4	1.2	2.0										4.6
CHAP	0.0	0.0	0.2										0.3
CLESA	73.8	70.7	79.8										224.2
DELSUR	131.0	123.1	136.8										391.0
DEUSEM	11.1	10.7	12.0										33.8
DUKE	0.3	0.2	0.2										0.7
DUKE (COM)	0.0	0.0	0.0										0.0
EDECSA	0.0	0.0	0.0										0.0
EDESAL-DIS	5.4	5.5	6.1										16.9
EDESAL-COM	0.8	0.7	0.8										2.4
EEO	48.7	46.2	53.5										148.4
CENERGICA	0.0	0.0	0.0										0.0
EXCELERGY	18.6	18.0	24.9										61.5
GECSA	0.0	0.0	0.0										0.1
HANES	5.9	5.8	6.6										18.2
HILCASA	0.0	0.0	0.0										0.0
IEL ANGEL	0.0	0.0	0.0										0.0
INE	0.0	0.0	0.0										0.0
LAGEO	1.1	1.0	1.1										3.2
MERELEC	0.0	0.0	0.0										0.0
NEPO	0.2	0.0	0.0										0.2
TEXT	0.4	0.6	0.7										1.7
TPTO	0.0	0.0	0.0										0.0
CX ^{1/}	-1.4	-2.6	-8.0										-11.9
Total	495.3	472.7	532.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1,500.7

^{1/} CX: Contratos de Exportación



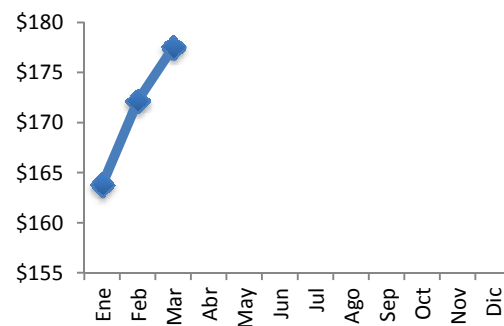
VIII- Evolución de los precios en el MRS

Cuadro No. 11

Mes	Promedio	Variaciones %			
		Mensual	Anual	Acumulada	Prom. Anual
Ene	163.80	0.63	-10.61	0.63	173.6
Feb	172.16	5.10	-7.83	5.77	172.3
Mar	177.51	3.11	-6.28	9.06	171.3
Abr					
May					
Jun					
Jul					
Ago					
Sep					
Oct					
Nov					
Dic					

Gráfico No. 8

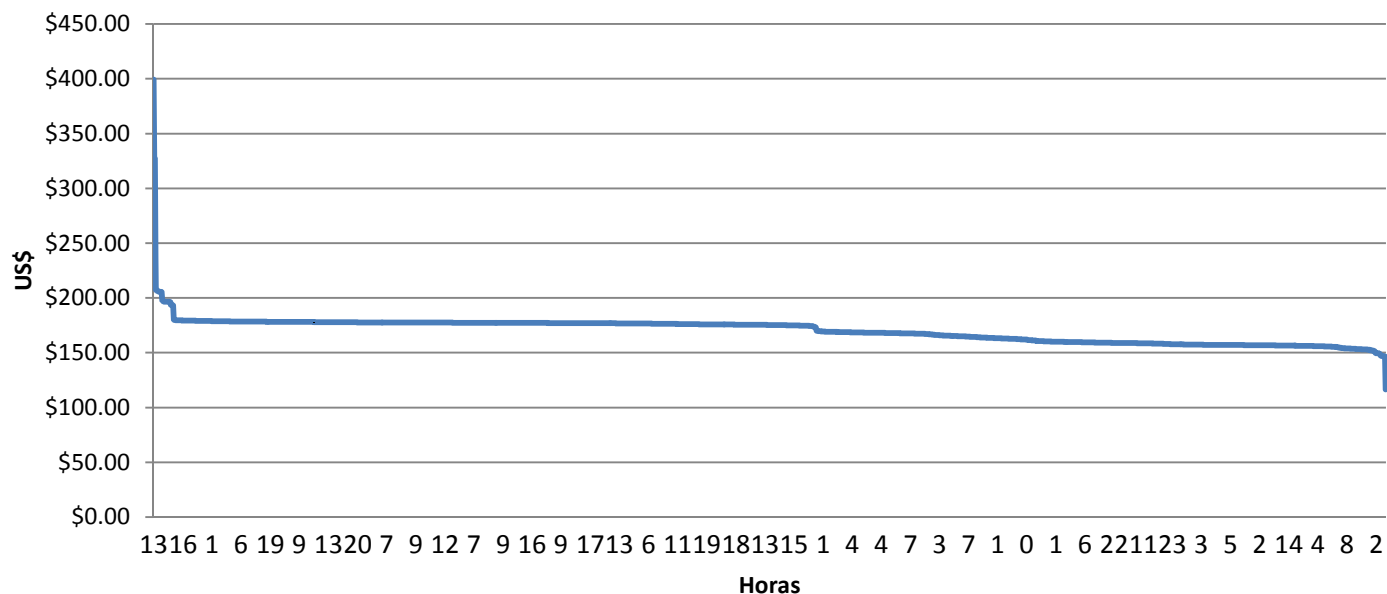
Precios Promedios Mensuales



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

Curva de Duración de Precios MRS
Período: Ene- Mar 2014



IX- Comercializadores

Cuadro No. 12

Participante de Mercado	Inyecciones (GWh)												Total
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
BOREALIS	0.1	0.0	0.2										0.2
CENER	0.0	0.0	0.0										0.0
CHAPARRASTIQUE	1.8	1.0	0.8										3.6
DUKE (COM)	11.2	12.9	0.0										24.1
EDECSA	9.6	4.0	0.6										14.2
CENERGICA	0.9	0.6	0.0										1.5
ELECTRONOVA	2.0	0.0	0.4										2.5
ENERSICA, S.A. DE C.V.	7.0	3.2	3.5										13.7
Excelergy S.A.	0.0	0.0	0.1										0.1
GECSA	0.0	0.1	0.3										0.3
HILCASA	0.0	0.0	0.2										0.2
INE S.A. DE C.V. (COM)	6.2	5.6	6.0										17.8
LA CABAÑA	2.5	1.9	2.3										6.7
MERELEC	14.1	3.0	0.5										17.7
ORIGEM S.A. de C.V.	9.2	0.5	0.0										9.6
Poliwatt El Salvador S.A.	4.4	1.0	1.7										7.2
SAN DIEGO	0.9	1.3	0.0										2.3
TEXTUFIL	14.4	22.0	30.6										67.0
COMERCIA	7.6	2.2	0.1										9.85
LAGEO (COM)	0.4	0.0	0.0										0.4
Total	92.2	59.4	47.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	198.8



IX- Comercializadores

Cuadro No. 13

Participante de Mercado	Retiros (GWh)												Total	
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic		
ABRUZZO S.A. DE C.V.	0.0	0.0	0.0											0.0
BOREALIS	0.0	0.0	0.0											0.1
CEL - Comercializadora	0.4	0.4	0.4											1.3
CENER	0.0	0.0	0.0											0.0
CHAPARRASTIQUE	0.0	0.0	0.2											0.3
DUKE (COM)	0.0	0.0	0.0											0.0
EDECSA	7.6	0.3	2.2											10.1
EDESAL S.A. de C.V. (COM)	0.8	0.7	0.8											2.4
CENERGICA	0.5	8.7	12.5											21.7
Excelergy S.A.	25.0	23.9	31.1											80.0
GECSA	0.0	0.0	0.0											0.1
HILCASA	0.0	0.0	0.0											0.0
MERELEC	7.2	7.1	6.6											20.9
TEXTUFIL	0.4	0.6	0.7											1.7
COMERCIA	4.9	0.2	0.1											5.3
ORIGEM	0.0		0.2											0.2
ENERSICA	3.8	4.3	7.6											15.7
POLIWATT		0.1												0.1
ELECTRONOVA		0.3	0.5											0.8
Total	50.7	46.7	63.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	160.6

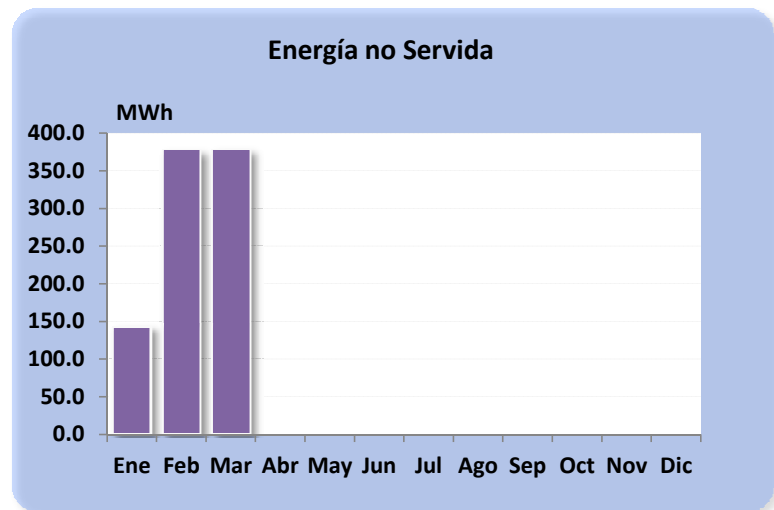


X- Energía no servida y Pérdidas de transmisión

Cuadro No. 14

Gráfico No. 10

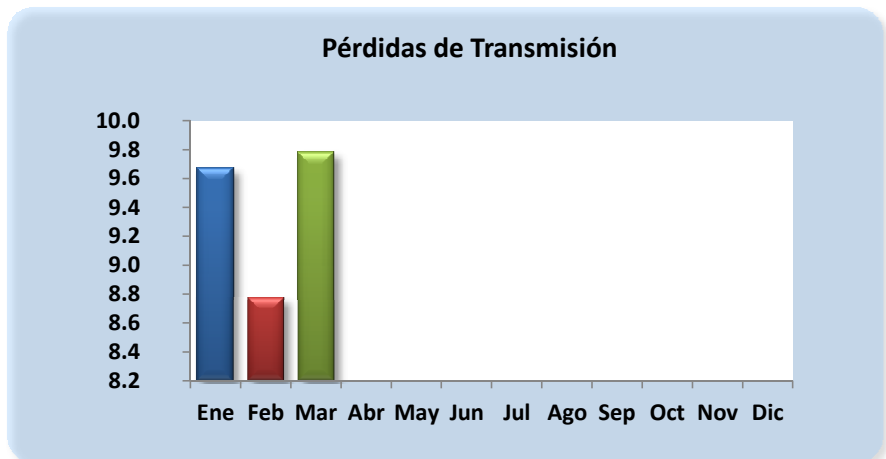
Energía no Servida		
Mes	MWh	% Var. Mensual
Ene	143.7	0.0%
Feb	377.8	162.9%
Mar	378.1	0.1%
Abr		
May		
Jun		
Jul		
Ago		
Sep		
Oct		
Nov		
Dic		
Total	899.5	



Cuadro No. 15

Gráfico No. 11

Pérdida de Trasmisión		
Mes	GWh	% Var. Mensual
Ene	9.7	0.0%
Feb	8.8	-9.2%
Mar	9.8	11.5%
Abr		
May		
Jun		
Jul		
Ago		
Sep		
Oct		
Nov		
Dic		





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
	Sub-Total	0.3	0.2	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7
LaGeo	Ahuachapán	1.1	1.0	1.1										3.1
	Berlín	0.0	0.0	0.0										0.0
	Sub-Total	1.1	1.0	1.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.2
Holcim	Ateos	0.0	0.0	0.0										0.0
	Guajoyo	1.4	1.2	2.0										4.6
	Nuevo Cuscatlán	0.0	0.0	0.0										0.0
	Opico	0.0	0.0	0.0										0.0
	El Pedregal	0.0	0.0	0.0										0.0
Sub-Total	1.4	1.2	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.6	
Cassa	Sonsonate	0.0	0.0	0.0										0.0
	Sub-Total	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
INE	Talnique	0.0	0.0	0.0										0.0
	Sub-Total	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
El Angel	El angel	0.0	0.0	0.0										0.0
	Sub-Total	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
Invinter	Sicepasa	0.0	0.0	0.0										0.0
	Sub-Total	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
ANDA	Nejapa	18.9	17.5	19.3										55.7
	Santa Ana	5.9	5.6	6.4										18.0
	San Miguel	0.0	0.0	0.0										0.1
	Sub-Total	24.8	23.2	25.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	73.8
Consorcio	Acajutla	0.0	0.0	0.0										0.0
	Sub-Total	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
Ing. El Angel	El Angel	0.0	0.0	0.0										0.0
	Sub-Total	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
Hanesbrands	Opico	5.9	5.8	6.6										18.2
	Sub-Total	5.9	5.8	6.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	18.2
Termopuerto	Termopuerto	0.0	0.0	0.0										0.0
	Sub-Total	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 Distribuidor	Ateos	0.0	0.0	0.0										0.0
	Sub-Total	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
American Park	Ateos	0.0	0.0	0.0										0.0
	Sub-Total	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
TOTAL GENERAL		495.3	472.7	532.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1,500.7

^{2/} Valores corresponden al consumo propio

^{3/} Desde el 22/07/2013 09:00 a.m.

XII- Interrupciones de servicio

Cuadro No. 17

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Líneas de 230 kV(*)	8	8	4										20
Líneas de 115 kV	10	9	26										45
Circuitos de 46 kV	59	51	75										185
Circuitos de 34.5 kV	4	0	7										11
Circuitos de 23 kV	12	5	15										32
TOTALES	93	73	127	0	0	0	0	0	0	0	0	0	293

(*) 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
Mantenimientos en Líneas de transmisión a 115 kV	9	7	13										29
Fallas en Líneas de Transmisión a 115 kV	1	2	13										16
Mantenimientos en Líneas de Transmisión a 230 kV Internas (1)	0	3	2										5
Fallas en Líneas de Transmisión a 230 kV Internas (1)	3	2	0										5
Aperturas por otras causas en LT a 230 kV Internas (3)	2	0	0										2
Mantenimientos en Líneas de Interconexión (2)	3	2	2										7
Fallas en Líneas de Interconexión (2)	0	1	0										1
Operación del EDLI (2)	0	0	0										0
Aperturas por otras causas en Línea de Interconexión (3)	0	0	0										0
Mantenimiento de Circuitos de Distribución	28	22	35										85
Fallas en Circuitos de Distribución	47	34	62										143
TOTALES	93	73	127	0	0	0	0	0	0	0	0	0	293

(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.

Cuadro No. 19

RESPONSABLE	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
ANDA	2	3	3										8
B&D	0	0	1										1
CAESS	9	4	8										21
CASSA	0	0	0										0
HOLCIM	2	3	2										7
CLESA	6	8	17										31
DELSUR	20	19	24										63
EEO	19	6	29										54
DEUSEM	5	1	0										6
EDESAL	3	0	4										7
ETESAL	19	22	32										73
NEJAPA POWER	0	0	0										0
HANES	1	0	1										2
UT	2	0	0										2
LAGEO	0	0	0										0
DUKE ENERGY	0	0	3										3
INE	0	0	0										0
TERMOPUERTO	1	0	0										1
GUATEMALA	0	2	1										3
HONDURAS	0	1	0										1
NICARAGUA	0	0	0										0
COSTA RICA	0	0	0										0
PANAMA	0	0	0										0
EPR	4	4	2										10
TOTALES	93	73	127	0	0	0	0	0	0	0	0	0	293



XIII- Límites de voltaje

Enero - Marzo

Cuadro No. 20

ENTREGAS A 34.5 Kv						
VOLTAJES	SUBESTACION					
	ACAJUTLA			ATEOS		
	DEMANDA			DEMANDA		
	min	med	max	min	med	max
>1.05	0	1	1	0	0	0
<0.95	0	0	0	0	0	0

ENTREGAS A 23 Kv															
VOLTAJES	SUBESTACION														
	NVO. CUSCATLAN			SAN BARTOLO			NEJAPA			SAN ANTONIO			SOYAPANGO		
	DEMANDA			DEMANDA			DEMANDA			DEMANDA			DEMANDA		
	min	med	max	min	med	max	min	med	max	min	med	max	min	med	max
>1.05	32	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	38	0
<0.95	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

ENTREGAS A 46 Kv																
VOLTAJES	SUBESTACION															
	SONSONATE			SANTO TOMAS			OPICO			SOYAPANGO			ATEOS			
	DEMANDA			DEMANDA			DEMANDA			DEMANDA			DEMANDA			
	min	med	max	min	med	max	min	med	max	min	med	max	min	med	max	
>1.05	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	5	10	0	0	0
<0.95	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

VOLTAJES	SUBESTACION														
	SAN MIGUEL			TECOLUCA			15 DE SEPT.			S. R. CEDROS			CERRON GRANDE		
	DEMANDA			DEMANDA			DEMANDA			DEMANDA			DEMANDA		
	min	med	max	min	med	max	min	med	max	min	med	max	min	med	max
>1.05	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<0.95	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

VOLTAJES	SUBESTACION														
	GUAJOYO			SANTA ANA			AHUACHAPAN			ACAJUTLA			OZATLAN		
	DEMANDA			DEMANDA			DEMANDA			DEMANDA			DEMANDA		
	min	med	max	min	med	max	min	med	max	min	med	max	min	med	max
>1.05	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14	3	0	0	0
<0.95	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

VOLTAJES	SUBESTACION								
	PEDREGAL			LA UNION			TALNIQUE		
	DEMANDA			DEMANDA			DEMANDA		
	min	med	max	min	med	max	min	med	max
>1.05	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<0.95	0	0	0	0	0	0	0	0	0

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

XIV- Cuadro de Mantenimientos Programados

SEMANA 20 DE 2013 - SEMANA 19 DE 2014

	PLANTA/UNIDAD	PROGRAMADO	DURACIÓN	REPROGRAMADO	DURACIÓN	EJECUTADO	DURACIÓN	MOTIVO			
CEL	CERRON GRANDE										
	UNIDAD 1	29-jun-13	01-jul-13	3 DIAS			29-jun-13	04-jul-13	6 DIAS	Inspeccion rodete de turbina	
	UNIDAD 2	13-may-13	03-jun-13	22 DIAS			13-may-13	08-jun-13	27 DIAS	Mantenimiento mayor y reparación del alabe #9 (entre alabe y corona del rodete de turbina)	
	5 DE NOVIEMBRE										
	UNIDAD 2	11-ene-14	26-ene-14	16 DIAS	01-feb-14	16-feb-14	16 DIAS	01-feb-14	16-feb-14	16 DIAS	Mantenimiento mayor
UNIDAD 4	22-feb-14	09-mar-14	16 DIAS	21-feb-14	08-mar-14	16 DIAS	21-feb-14	07-mar-14	15 DIAS	Inspección del generador	
UNIDAD 5	01-feb-14	16-feb-14	16 DIAS	11-ene-14	26-ene-14	16-ene-00	11-ene-14	26-ene-14	16 DIAS	Mantenimiento mayor	
15 DE SEPTIEMBRE											
UNIDAD 1	04-nov-13	31-may-14	209 DIAS	22-nov-13	31-may-14	191 DIAS	22-nov-13			Mantenimiento mayor- reemplazo de cojinete de empuje del generador-Corrección de fuga de aceite del sistema de control y cambio de bujes de los alabes del rodete	
LAGEO	AHUACHAPAN										
	UNIDAD 2	09-jun-13	07-jul-13	29 DIAS			09-jun-13	05-jul-13	27 DIAS	Mantenimiento mayor	
	UNIDAD 3										
DUKE ENERGY	BERLIN										
	UNIDAD 2	14-oct-13	03-nov-13	21 DIAS			14-oct-13	02-nov-13	20 DIAS	Mantenimiento mayor	
	UNIDAD 4	14-oct-13	03-nov-13	21 DIAS			14-oct-13	03-nov-13	21 DIAS	Mantenimiento mayor	
BERL	27-oct-13	27-oct-13	9 HORAS			27-oct-13	27-oct-13	1 DIAS	Mantenimiento subestación		
DUKE ENERGY	ACAJUTLA										
	MOTOR 4	13-jul-13	08-ago-13	27 DIAS			13-jul-13	08-ago-13	27 DIAS	Mantenimiento de 72,000 horas	
	MOTOR 5	12-oct-13	07-nov-13	27 DIAS			12-oct-13	07-nov-13	27 DIAS	Mantenimiento de 72,000 horas	
	MOTOR 6	31-ago-13	26-sep-13	27 DIAS			31-ago-13	26-sep-13	27 DIAS	Mantenimiento de 72,000 horas	
	MOTOR 9	18-may-13	21-jun-13	35 DIAS			18-may-13	20-jun-13	34 DIAS	Mantenimiento de 60,000 horas	
	UNIDAD 2	05-oct-13	10-nov-13	37 DIAS			05-oct-13	05-nov-13	32 DIAS	Mantenimiento mayor de 8,000 horas	
UNIDAD 5	13-ago-13	04-oct-13	53 DIAS				Suspendido por la Planta		Mantenimiento mayor (paso de gases calientes)		
SOYAPANGO											
MOTOR 2	01-jul-13	28-jul-13	28 DIAS			01-jul-13	03-ago-13	34 DIAS	Mantenimiento de 32.000 horas		
NEJAPA POWER											
MOTOR 1	03-nov-13	10-nov-13	7.5 DIAS			03-nov-13	12-nov-13	10 DIAS	Mantenimiento intermedio de motor y generador		
MOTOR 2	29-sep-13	06-oct-13	7.5 DIAS			29-sep-13	07-oct-13	9 DIAS	Mantenimiento intermedio de motor y generador		
MOTOR 5	08-dic-13	23-dic-13	16 DIAS			08-dic-13	20-dic-13	13 DIAS	Mantenimiento mayor de motor y generador		
MOTOR 6	17-nov-13	02-dic-13	16 DIAS	24-nov-13	08-dic-13	15 DIAS	24-nov-13	06-dic-13	13 DIAS	Mantenimiento mayor de motor y generador	
MOTOR 7	16-jun-13	23-jun-13	7.5 DIAS			15-jun-13	26-jun-13	12 DIAS	Mantenimiento intermedio de motor y generador		
MOTOR 8	14-jul-13	29-jul-13	16 DIAS			14-jul-13	29-jul-13	16 DIAS	Mantenimiento mayor de motor y generador		
MOTOR 9	12-may-13	19-may-13	7.5 DIAS			12-may-13	19-may-13	8.0 DIAS	Mantenimiento intermedio de motor y generador		
MOTOR 13	26-may-13	10-jun-13	16 DIAS			26-may-13	07-jun-13	13 DIAS	Mantenimiento mayor de motor y generador		
MOTOR 18	18-ago-13	25-ago-13	7.5 DIAS			18-ago-13	26-ago-13	9.0 DIAS	Mantenimiento intermedio de motor y generador		
MOTOR 19	15-sep-13	22-sep-13	7.5 DIAS			15-sep-13	24-sep-13	10.0 DIAS	Mantenimiento intermedio de motor y generador		
MOTOR 21	30-jun-13	07-jul-13	7.5 DIAS			30-jun-13	09-jul-13	10.0 DIAS	Mantenimiento intermedio de motor y generador		
MOTOR 23	13-oct-13	28-oct-13	16 DIAS			13-oct-13	28-oct-13	16 DIAS	Mantenimiento mayor de motor y generador		
MOTOR 24	01-sep-13	08-sep-13	7.5 DIAS			01-sep-13	07-sep-13	7.0 DIAS	Mantenimiento intermedio de motor y generador		
MOTOR 26	04-ago-13	11-ago-13	7.5 DIAS			04-ago-13	11-ago-13	8.0 DIAS	Mantenimiento intermedio de motor y generador		
NEPO	18-ago-13	18-ago-13	12 HORAS			18-ago-13	18-ago-13	12 HORAS	Mantenimiento cuchillas de subestación y repriete de barras (indisponible 144 MW)		
NEPO	16-ago-13	18-ago-13	2.5 DIAS			16-ago-13	18-ago-13	2.5 DIAS	Mantenimiento de transformador y reparación de interruptor de potencia (indisponibles 54 MW)		
HILCASA	HILCASA										
	MOTOR 1	28-oct-13	02-nov-13	6 DIAS			Suspendido por la Planta			Mantenimiento de 3,000 horas	
	MOTOR 2	21-oct-13	26-oct-13	6 DIAS			Suspendido por la Planta			Mantenimiento de 3,000 horas	
	MOTOR 3	14-oct-13	19-oct-13	6 DIAS			Suspendido por la Planta			Mantenimiento de 3,000 horas	
MOTOR 4	07-oct-13	12-oct-13	6 DIAS			Suspendido por la Planta			Mantenimiento de 3,000 horas		
INE	TALNIQUE										
	MOTOR 1	22-jun-13	12-jul-13	21 DIAS	13-jul-13	02-ago-13	21 DIAS	13-jul-13	08-ago-13	27 DIAS	Mantenimiento de 48,000 horas
	MOTOR 2	27-jul-13	16-ago-13	21 DIAS	16-nov-13	06-dic-13	21 DIAS	16-nov-13	09-dic-13	24 DIAS	Mantenimiento de 48,000 horas
	MOTOR 3	31-ago-13	20-sep-13	21 DIAS	21-sep-13	11-oct-13	21 DIAS	21-sep-13	16-oct-13	26 DIAS	Mantenimiento de 48,000 horas
	MOTOR 4	12-abr-14	26-abr-14	15 DIAS							Mantenimiento de 36,000 horas
	MOTOR 5	08-mar-14	22-mar-14	15 DIAS							Mantenimiento de 36,000 horas
	MOTOR 9	02-feb-14	16-feb-14	15 DIAS							Mantenimiento de 36,000 horas
	MOTORES 1 a 3	19-ene-14	19-ene-14	9 HORAS							Mantenimiento anual Transformador No. 1 115/13.8 kV
	MOTORES 4 a 9	26-ene-14	26-ene-14	9 HORAS							Mantenimiento anual Transformador No. 2 115/13.8 kV
TEXTUFIL	TEXTUFIL										
	MOTOR 3	31-ago-13	09-sep-13	10 DIAS			31-ago-13	10-sep-13	11 DIAS	Mantenimiento de 30,000 horas	
	MOTOR 4	28-sep-13	07-oct-13	10 DIAS			28-sep-13	08-oct-13	11 DIAS	Mantenimiento de 45,000 horas	
	MOTOR 5	14-sep-13	23-sep-13	10 DIAS	17-sep-13	26-sep-13	10 DIAS	17-sep-13	26-sep-13	10 DIAS	Mantenimiento de 15,000 horas
	MOTOR 6	18-may-13	27-may-13	10 DIAS			18-may-13	25-may-13	8 DIAS	Mantenimiento de 7,500 horas	
	MOTOR 7	01-jun-13	12-jun-13	12 DIAS			01-jun-13	08-jun-13	8 DIAS	Mantenimiento de 7,500 horas	
	BOREALIS										
MOTOR 1	18-sep-13	02-oct-13	15 DIAS			Suspendido por la Planta			Mantenimiento 6,000 horas		
MOTOR 4	23-oct-13	06-nov-13	15 DIAS			Suspendido por la Planta			Mantenimiento 6,000 horas		
MOTOR 8	14-ago-13	28-ago-13	15 DIAS			Suspendido por la Planta			Mantenimiento 6,000 horas		



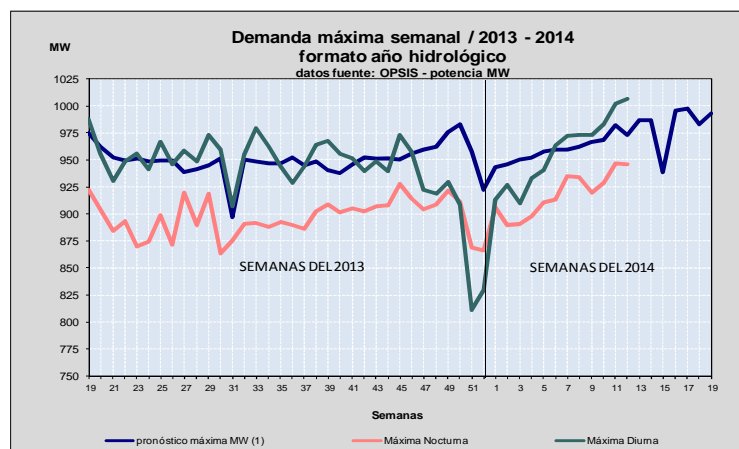
XV- Demanda máxima coincidental por recurso

Cuadro No. 22

Demanda máxima coincidental por recurso												
RECURSO	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
DIA DEL MES	14:00	14:30	14:30									
	Miércoles	Lunes	Miércoles									
GUAJOYO	12	14	12									
HOLCIM	0	0	0									
CERRON GRANDE	83	144	143									
5 DE NOVIEMBRE	80	69	80									
15 DE SEPTIEMBRE	90	90	90									
AHUACHAPAN	71	68	74									
BERLIN	104	103	103									
ACAJUTLA	133	143	158									
SOYAPANGO	0	15	15									
NEJAPA POWER	20	126	129									
CASSA	25	25	28									
TEXTUFIL	41	31	34									
TALNIQUE	94	95	84									
GECSA	0	0	10									
BOREALIS	0	0	12									
HILCASA	0	0	6									
TERMOPUERTO	51	68	52									
INGENIO EL ANGEL	27	26	8									
INGENIO LA CABAÑA	3	3	3									
INGENIO CHAPARRASTIQUE	2	2	0									
IMPORTACION NETA(*)	97	0	0									
EXPORTACION NETA (*)	0	47	34									
DEMANDA NACIONAL	933	973	1007	0	0	0	0	0	0	0	0	0

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

Gráfico No. 12





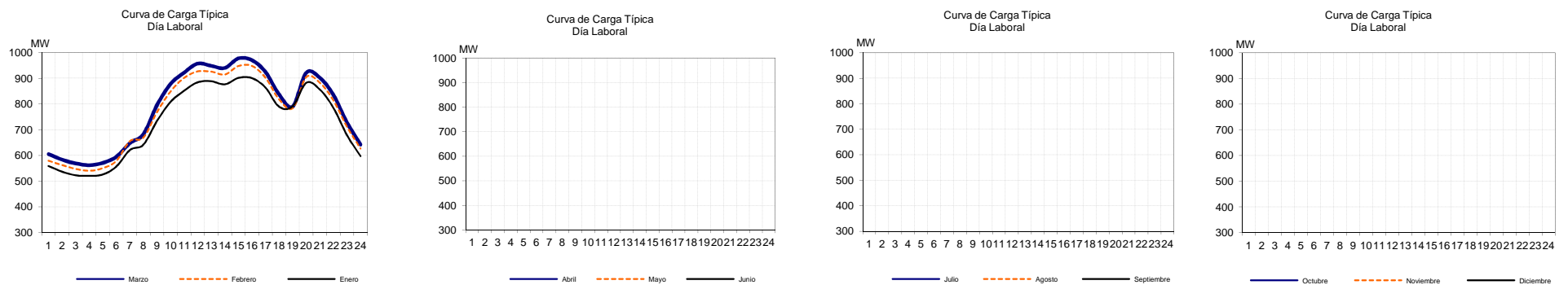
XVI- Curvas típicas de carga

Día Laboral

Cuadro No. 23
Curvas típicas de carga (MW)

HORA	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1	559	580	605									
2	537	563	583									
3	523	548	569									
4	521	541	562									
5	526	551	571									
6	557	579	595									
7	621	656	648									
8	642	670	683									
9	734	769	796									
10	808	849	878									
11	851	902	922									
12	884	927	957									
13	888	926	948									
14	876	915	940									
15	901	948	977									
16	900	948	970									
17	863	902	924									
18	789	818	837									
19	791	784	790									
20	882	905	921									
21	856	883	902									
22	785	814	836									
23	679	712	729									
24	597	627	642									

Gráfico No. 13



XVI- Curvas típicas de carga

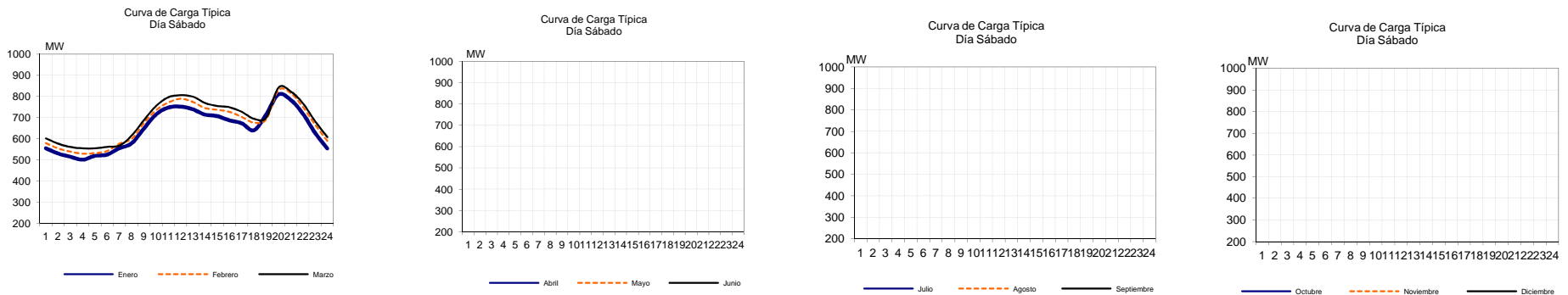
Día Sábado

Cuadro No. 24

Curvas típicas de carga (MW)

HORA	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1	555	579	601									
2	530	554	576									
3	515	539	560									
4	501	529	554									
5	519	532	554									
6	525	542	561									
7	555	577	567									
8	578	599	614									
9	647	673	687									
10	714	735	755									
11	747	771	796									
12	752	789	806									
13	739	774	799									
14	714	745	769									
15	707	737	755									
16	687	727	749									
17	673	703	727									
18	640	676	694									
19	714	692	699									
20	809	829	842									
21	784	816	824									
22	719	750	767									
23	628	666	682									
24	554	589	607									

Gráfico No. 14





XVI- Curvas típicas de carga

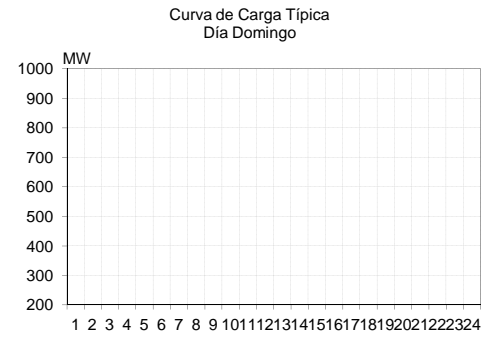
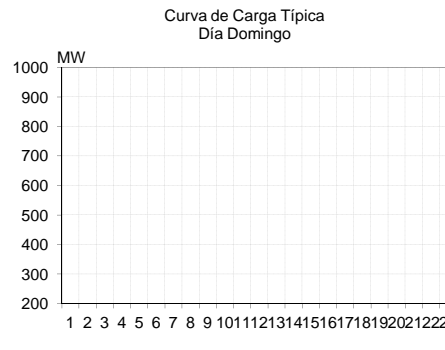
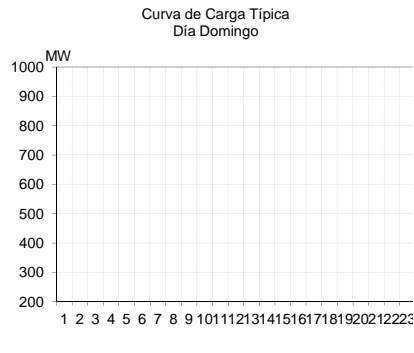
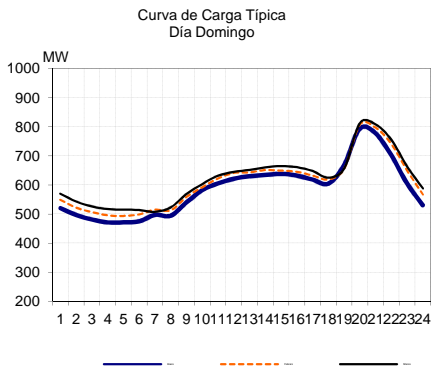
Día Domingo

Cuadro No. 25

Curvas típicas de carga (MW)

HORA	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1	520	549	570									
2	496	522	543									
3	481	507	526									
4	471	496	517									
5	471	494	515									
6	475	499	514									
7	497	515	508									
8	494	513	523									
9	540	559	569									
10	582	592	603									
11	605	622	632									
12	621	641	645									
13	630	643	652									
14	634	651	660									
15	638	649	665									
16	632	645	661									
17	618	632	648									
18	604	619	625									
19	668	655	656									
20	793	807	813									
21	777	796	808									
22	702	740	755									
23	605	649	663									
24	530	567	588									

Gráfico No. 15





XVI- Curvas típicas de carga estación seca

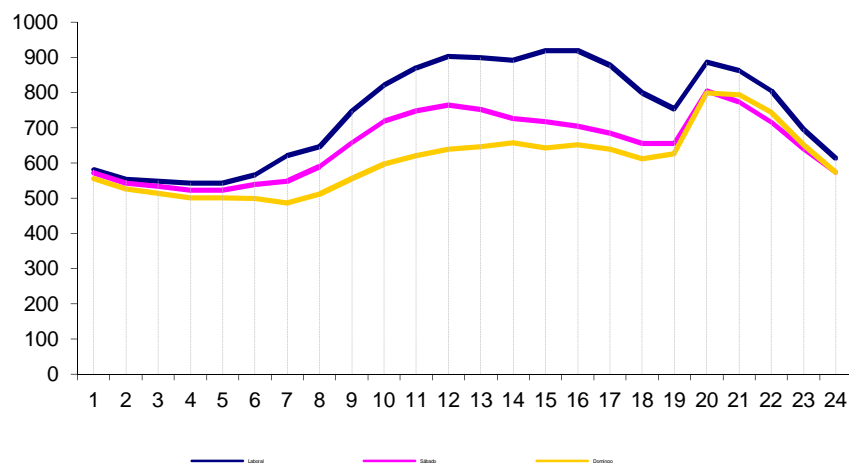
Cuadro No. 26

Hora	Laboral	Sábado	Domingo
1	581	572	555
2	553	542	526
3	549	534	514
4	542	522	501
5	542	523	501
6	567	539	499
7	620	549	487
8	647	590	512
9	747	658	555
10	821	719	598
11	870	749	620
12	902	765	639
13	899	752	647
14	891	727	658
15	919	718	643
16	919	705	652
17	878	684	639
18	800	655	611
19	753	655	626
20	886	805	799
21	863	774	793
22	805	716	742
23	696	641	651
24	613	573	574

Nota: corresponde al mes de Marzo 2013

Gráfico No. 16

Curva de Carga Típica
Estación Seca





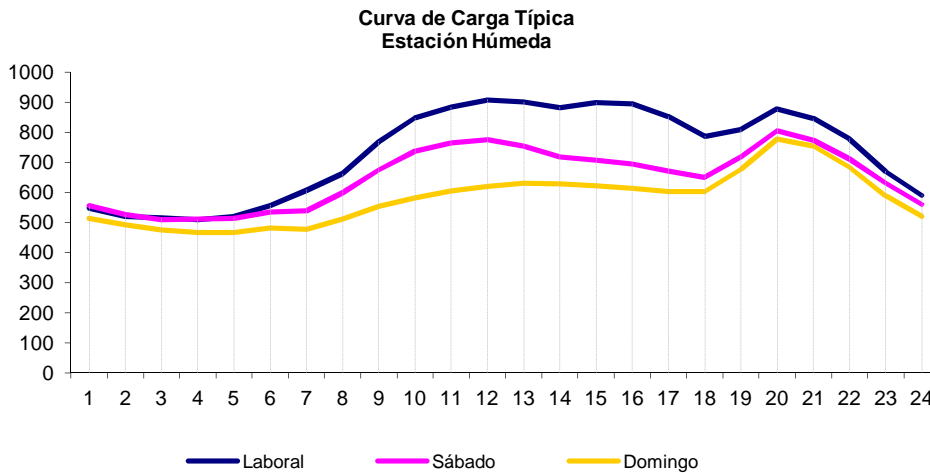
XVI- Curvas típicas de carga estación húmeda

Cuadro No. 27

Hora	Laboral	Sábado	Domingo
1	548	555	514
2	520	526	491
3	515	509	474
4	509	510	467
5	519	512	466
6	556	534	481
7	607	538	476
8	663	598	511
9	769	674	554
10	846	736	581
11	883	764	605
12	907	774	620
13	901	753	629
14	882	718	627
15	898	706	621
16	894	694	613
17	852	671	603
18	786	649	603
19	809	717	676
20	876	805	777
21	844	773	754
22	777	710	684
23	669	629	588
24	590	560	520

Nota: corresponde al período Septiembre-2013

Gráfico No. 17



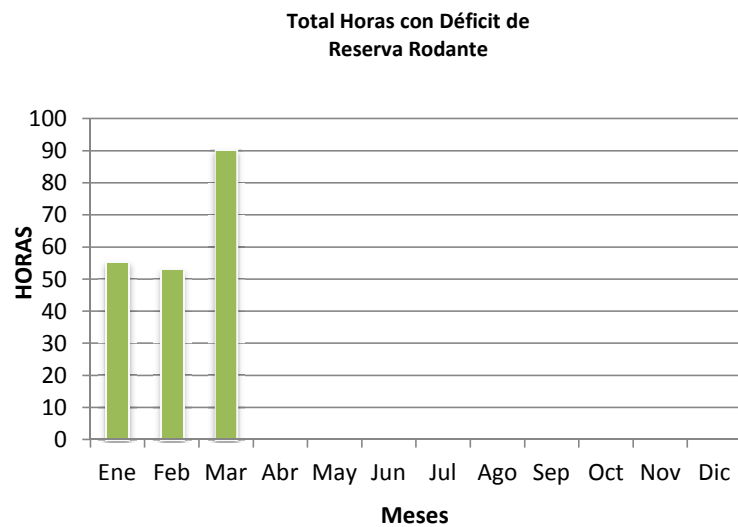
XVII - Déficit de Reserva de Potencia

Cuadro No. 28

Mes	Total de horas con déficit de reserva (*)	Promedio de reserva	Margen Reserva Mínima Alcanzada
Ene	55.2	2.5%	1.0%
Feb	53.0	2.6%	1.4%
Mar	90.2	2.5%	1.1%
Abr			
May			
Jun			
Jul			
Ago			
Sep			
Oct			
Nov			
Dic			
TOTAL	198.4		

NOTA: EL REQUERIMIENTO MINIMO DE RESERVA RODANTE ES EL 7% DE LA DEMANDA
 (*) LAS MUESTRAS QUE HAN SIDO CONTABILIZADAS TIENEN UNA DURACIÓN DE MEDIA HORA
 LA MAYORIA DE LAS VIOLACIONES SON DEBIDAS A DEFICIT DE RESERVA POR ENTRADAS Y SALIDAS DE MAQUINAS.

Gráfico No. 18





XVIII- Cargos del Sistema

Cuadro No. 29

Meses	SIGET	UT	CUST	FLDDP/MR	FLEMG	PTRANSIS
Enero	\$284,527.48	\$422,275.09	\$2,623,862.90	\$13,321.67	\$0.00	\$1,466,948.93
Febrero	\$282,047.73	\$419,142.60	\$2,600,995.05	\$138,375.30	\$0.00	\$1,398,161.49
Marzo	\$316,540.89	\$470,438.61	\$2,927,194.87	\$35,662.57	\$0.00	\$1,622,286.80
Abril						
Mayo						
Junio^{1/}						
Julio						
Agosto						
Septiembre						
Octubre						
Noviembre						
Diciembre						
TOTAL	\$883,116.10	\$1,311,856.30	\$8,152,052.82	\$187,359.54	\$0.00	\$4,487,397.22

^{1/} A partir de Junio 2013 : Monto Remanente

^{3/} Valores sin IVA

Cuadro No. 29-A

Meses	REACTIVOS	ACVOLTAJE	COMP_EFI	RFC	CCT	TOTAL
Enero	\$6,931.64	\$4,571.42	\$92,373.58	\$0.00	\$2,545,511.46	\$7,460,324.17
Febrero	\$5,587.00	\$4,571.42	\$54,153.34	\$0.00	\$2,497,091.90	\$7,400,125.83
Marzo	\$6,172.59	\$4,565.27	\$66,874.51	\$0.00	\$1,798,871.54	\$7,248,607.66
Abril						\$0.00
Mayo						\$0.00
Junio						\$0.00
Julio						\$0.00
Agosto						\$0.00
Septiembre						\$0.00
Octubre						\$0.00
Noviembre						\$0.00
Diciembre						\$0.00
TOTAL	\$18,691.23	\$13,708.11	\$213,401.43	\$0.00	\$6,841,474.90	\$22,109,057.65

^{1/} Valores calculados según el ROBCP.



XIX -Monto de Servicios Auxiliares

Cuadro No. 30

Meses	Control Automático de Generación
Enero	\$642,185.40
Febrero	\$757,381.23
Marzo	\$945,444.10
Abril	
Mayo	
Junio	
Julio	
Agosto	
Septiembre	
Octubre	
Noviembre	
Diciembre	
TOTAL	\$2,345,010.72



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 www.ut.com.sv