



SUPERVISIÓN Y VIGILANCIA DEL MER

MONITOREO MENSUAL DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL

MES DE AGOSTO 2016

Contenido

1.	RESUMEN	3
2.	TRANSACCIONES	4
2.1	TRANSACCIONES TOTALES Y POR PAIS	4
2.2	TRANSACCIONES EN CONTRATOS Y EN OPORTUNIDAD.....	5
2.3	TRANSACCIONES POR AGENTE-MERCADO DE CONTRATOS.....	9
2.4	TRANSACCIONES POR AGENTE-MERCADO DE OPORTUNIDAD	12
3.	MONITOREO DE PRECIOS	14
4.	PRECIOS.....	14
4.1	PRECIOS DIARIOS	14
3.2	PRECIOS HORARIOS	15
3.3	COMPARACIÓN DE PRECIOS 2014-2015.....	15
3.4	PRECIOS POR NODOS.....	17
3.5	18
	PRECIOS DE COMBUSTIBLE Y PRECIOS DEL MER	18
5.	PRECIOS PROMEDIO DE LA ENERGÍA POR PAIS	19
6.	DEMANDA DE ENERGIA	19
7.	CAPACIDAD DE LAS INTERCONEXIONES REGIONALES.....	21
8.	ASIGNACIONES DE DERECHO FIRME, UTILIZACIÓN Y BALANCES FINANCIEROS	24

1. RESUMEN

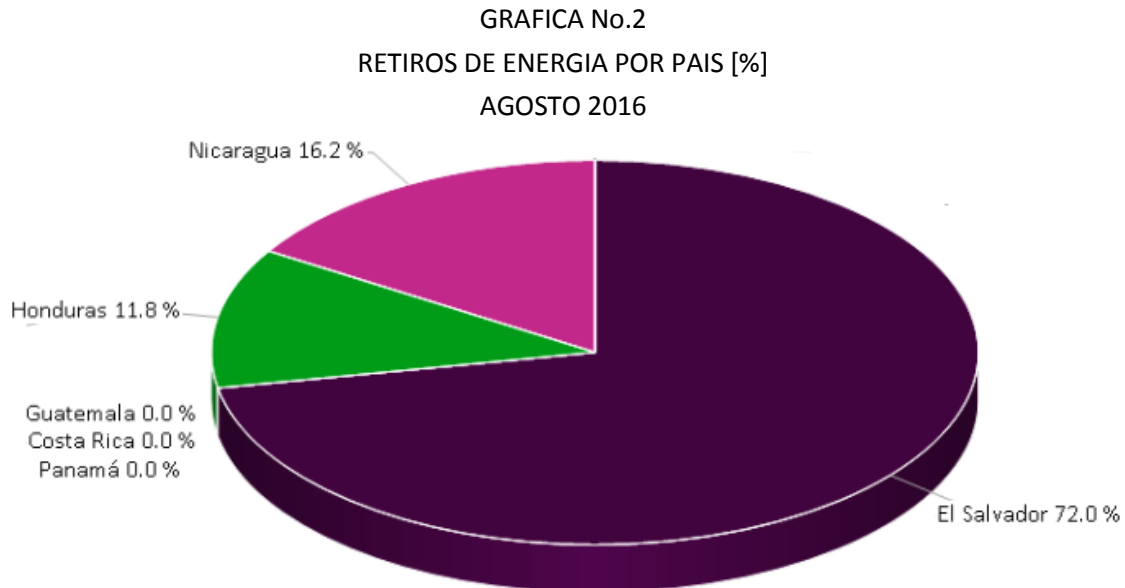
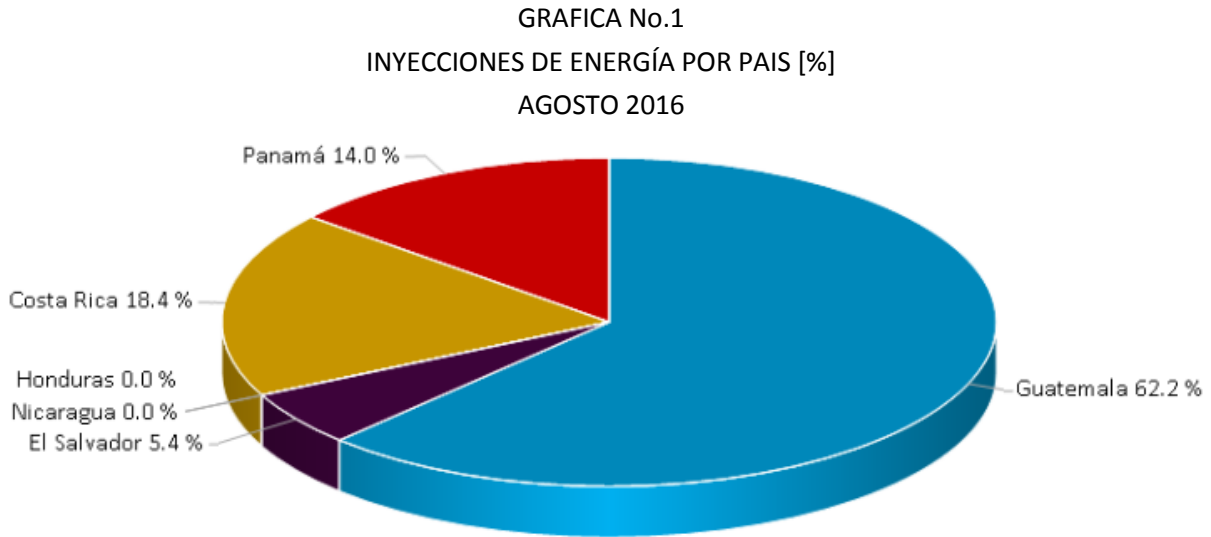
En este informe se presenta el monitoreo de las principales variables e indicadores del Mercado Eléctrico Regional (MER), del mes de agosto de 2016, lo que permite evaluar el comportamiento del MER y profundizar en análisis que correspondan sobre algún tema en particular.

- Se realizaron inyecciones al MER por el orden de 187,311.10 MWh, con un volumen de venta acumulado de enero a agosto 2016 de 1, 129,505.6 MWh. El 62.2% de las inyecciones corresponden a ventas de Guatemala, el 18.4% a Costa Rica y un 14% a Panamá. El Salvador sólo participó con el 5.4% de las inyecciones.
- El total de retiros fue de 191,025.1MWh. El Salvador realizó el 72.0% seguido por Nicaragua con 16.2% y Honduras con 11.8%. Los intercambios netos de El Salvador cubrieron aproximadamente el 23% del consumo de energía de ese país.
- En agosto 2016 las compras de Nicaragua fueron de 30,890.8 MWh, con un incremento del 110% con respecto al mes anterior y un total acumulado del año de 70,005.5 MWh. Estas compras las están realizando las distribuidoras de Nicaragua y se estima que en dicho mes cubrieron aproximadamente el 8.5% del consumo del país.
- El 75.0% de las inyecciones equivalente a 140,763.31 MWh, se hicieron a través del Mercado de Contrato Regional (MCR) y un 25%, equivalente a 46,547.79 MWh, correspondió a transacciones en el Mercado de Oportunidad Regional (MOR).
- Los agentes más dinámicos haciendo transacciones fueron el ICE de Costa Rica, con inyecciones al MER a través de CNFFF y del MOR; y retiros de Excelergy de El Salvador a través de CNFFF, Compañía de Energía de Centroamérica de El Salvador en CF y Empresa Energética Corinto de Nicaragua a través del Mercado de Oportunidad.
- En agosto de 2016 el precio promedio del MER fue de 61.40 US\$/MWh, mientras que en el mismo mes de 2015 fue de 95.80US\$/MWh. El comportamiento de los precios mensuales de cada año, permiten observar una estacionalidad en los precios del MER, con tendencia a subir durante los meses de marzo a mayo de cada año (verano) y tendencia a bajar a partir de la temporada lluviosa.
- La demanda de energía se incrementó 1.4% en julio de 2016 con respecto al mismo mes del año anterior. El retiro acumulado de energía de los países hasta julio 2016 representó el 3.5% del total de la demanda de energía de la región durante ese período.
- Finalmente, se presentan los resultados de las asignaciones anuales y mensuales de Derecho Firme (DF) del primer semestre de 2016, con la correspondiente utilización y balances financieros referente a compras, ingresos y pagos por la titularidad de los DF.

2. TRANSACCIONES

2.1 TRANSACCIONES TOTALES Y POR PAIS

Durante el mes de agosto de 2016 se realizaron inyecciones al MER por el orden de 187,311.10 MWh, de los cuales el 62.2% corresponden a Guatemala; el 18.4% a Costa Rica y el 14% a Panamá. Se hizo un volumen de 191,025.1MWh de retiros. El Salvador realizó el 72.0%, Nicaragua retiró el 16.2% y mientras que Honduras el 11.8%. Este detalle se muestra en las gráficas No.1 y No.2.

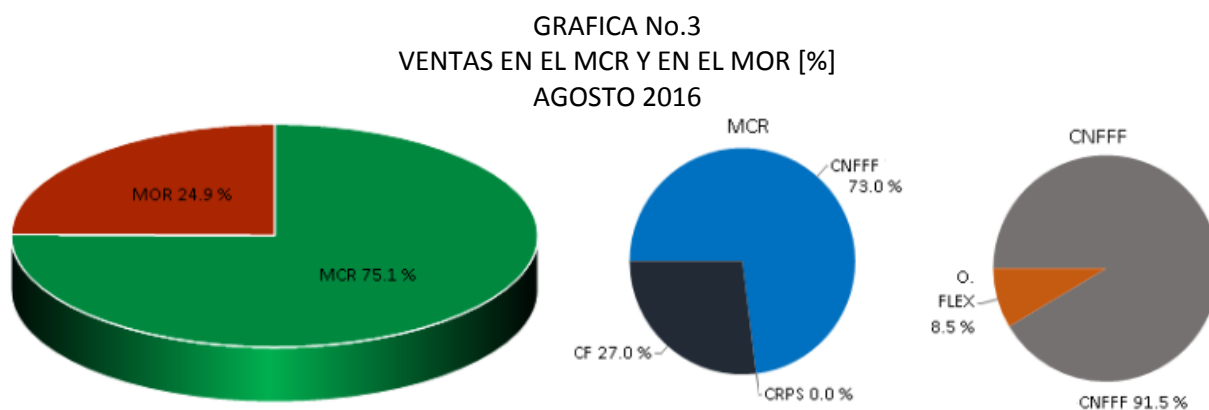


Fuente: Elaborado con información de la Base de Datos del EOR.

2.2 TRANSACCIONES EN CONTRATOS Y EN OPORTUNIDAD

Del total de las transacciones realizadas en el MER, un 75.1%, equivalente a 140,763.31 MWh, se hicieron a través del Mercado de Contrato Regional (MCR) y un 24.9% equivalente a 46,547.79 MWh, correspondió a transacciones en el Mercado de Oportunidad Regional (MOR).

A nivel del MCR se observó que el 73.0% equivalente a 102,824.07 MWh se hicieron con Contratos No Firmes Físicos Flexible (CNFFF) y un 27.0 %, equivalente a 37,939.24 MWh, se hicieron por medio de Contratos Firme (CF). De los CNFFF el 8.5% se hicieron como Ofertas de Flexibilidad. Esta distribución se presenta en la gráfica No. 3.



Fuente: Elaborado con información de la Base de Datos del EOR.

Tal y como se puede observar en los cuadros No.1 y No.2 y en la gráfica No.4, tanto Guatemala como en menor medida Costa Rica y Panamá son los países que tienen más participación en ventas, mientras que El Salvador es el principal comprador en el MER. Además, El Salvador fue el único que realizó Ofertas de Flexibilidad, con un volumen de 8,788.17 MWh de inyección, y 187.1 MWh de retiro.

CUADRO No.1
 INYECCIONES POR PAÍS [MWh]
 AGOSTO 2016

PAÍS	INYECCIONES						
	CF	CRPS	CNFFF	O FLEX	MCR	MOR	Total
Guatemala	37,939.2	0.0	56,940.3	0.0	94,879.5	21,706.8	116,586.3
El Salvador	0.0	0.0	240.0	8,788.2	9,028.2	1,120.7	10,148.9
Honduras	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Nicaragua	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Costa Rica	0.0	0.0	18,262.6	0.0	18,262.6	16,126.6	34,389.2
Panamá	0.0	0.0	18,593.0	0.0	18,593.0	7,593.7	26,186.7
Total	37,939.2	0.0	94,035.9	8,788.2	140,763.3	46,547.8	187,311.1

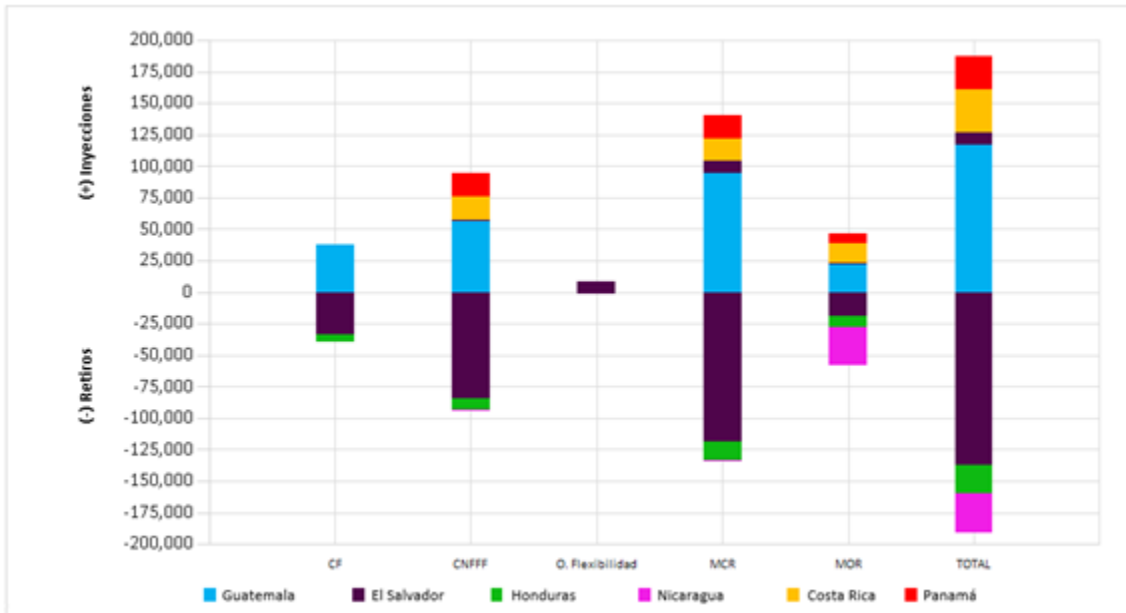
CUADRO No.2
 RETIROS POR PAÍS [MWh]
 AGOSTO 2016

PAÍS	RETIROS						
	CF	CRPS	CNFFF	O FLEX	MCR	MOR	Total
Guatemala	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
El Salvador	33,844.9	0.0	84,777.5	187.1	118,809.5	18,789.9	137,599.4
Honduras	5,294.3	0.0	8,747.9	0.0	14,042.2	8,492.7	22,534.9
Nicaragua	0.0	0.0	510.5	0.0	510.5	30,380.2	30,890.8
Costa Rica	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Panamá	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total	39,139.2	0.0	94,035.9	187.1	133,362.2	57,662.9	191,025.1

CF: Contrato Firme; CNFFF: Contratos No Firme Físico Flexible; O FLEX: Ofertas de Flexibilidad, se consideran parte de los CNFFF.

En la siguiente gráfica se recoge la información anterior:

GRAFICA No.4
 INYECCIONES Y RETIROS POR PAÍS [MWh]
 AGOSTO 2016



Fuente: Elaborado con información de la Base de Datos del EOR.

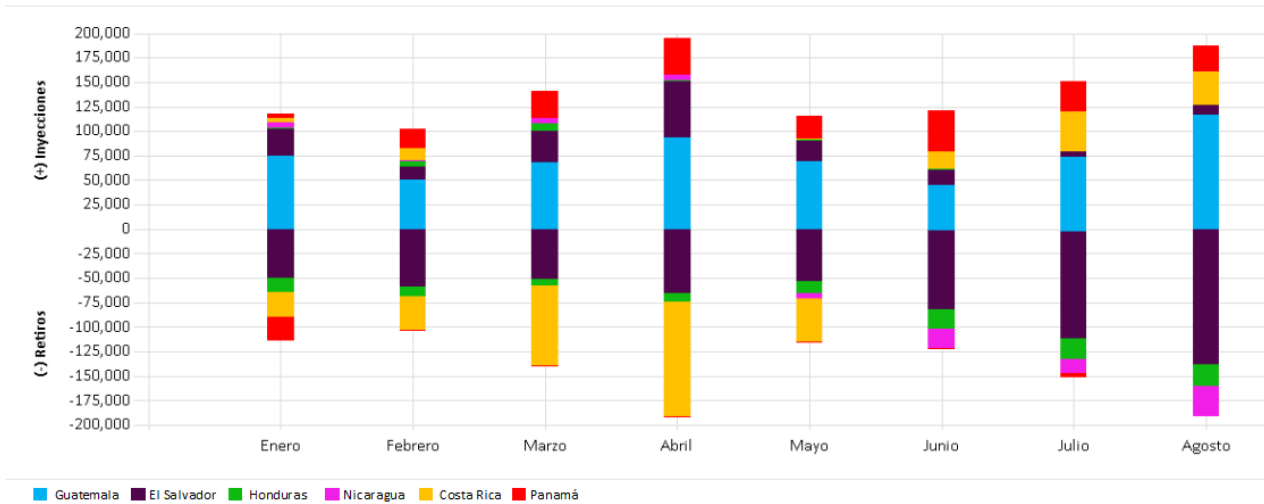
En la gráfica No. 5 se presentan las transacciones de energía mensuales correspondiente al año 2016. Las ventas en agosto aumentaron 24.2% con relación a julio. En total, las cantidades volumen de las ventas acumulado en el año ascienden a 1, 129,505.6 MWh.

Se observa un incremento mensual en las inyecciones por parte de Guatemala, mientras que El Salvador ha incrementado mensualmente los retiros en la misma proporción en que Guatemala incrementó las inyecciones. Costa Rica se ha caracterizado por hacer retiros de enero a mayo, y realizar inyecciones a partir del mes de junio.

Igualmente se observa un incremento en las compras mensuales de Nicaragua a partir de mayo, con del 110% de aumento de julio a agosto de 2016 y un 193% de incremento con respecto al mismo período del año anterior. El total acumulado del año es de 70,005.5 MWh. Las compras mensuales se presentan en el siguiente cuadro:

Retiros Nicaragua -enero a agosto 2016- [MWh]							
Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto
12.9	9.9	0.0	0.0	4,943.2	19,421.2	14,727.5	30,890.8

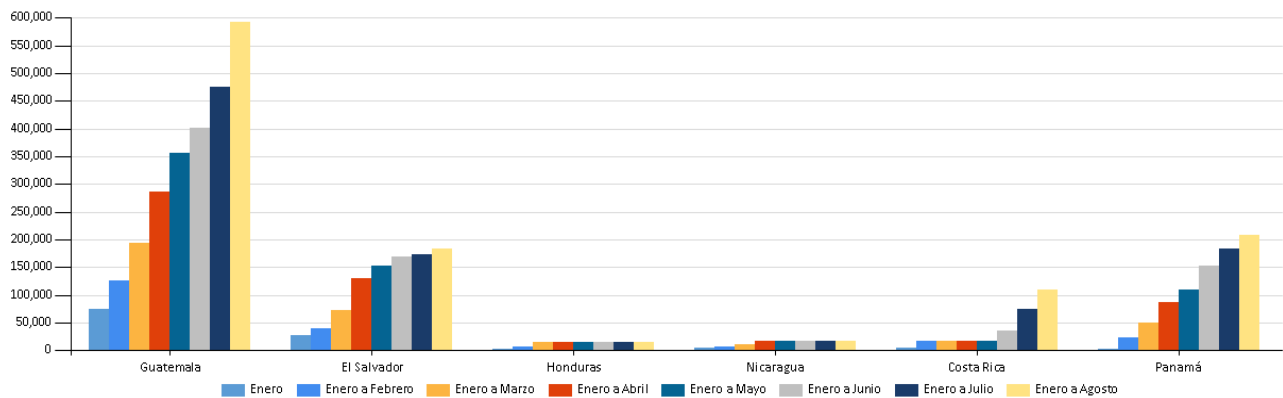
GRAFICA No. 5
 TRANSACCIONES MENSUALES EN CONTRATOS Y EN OPORTUNIDAD
 AÑO 2016



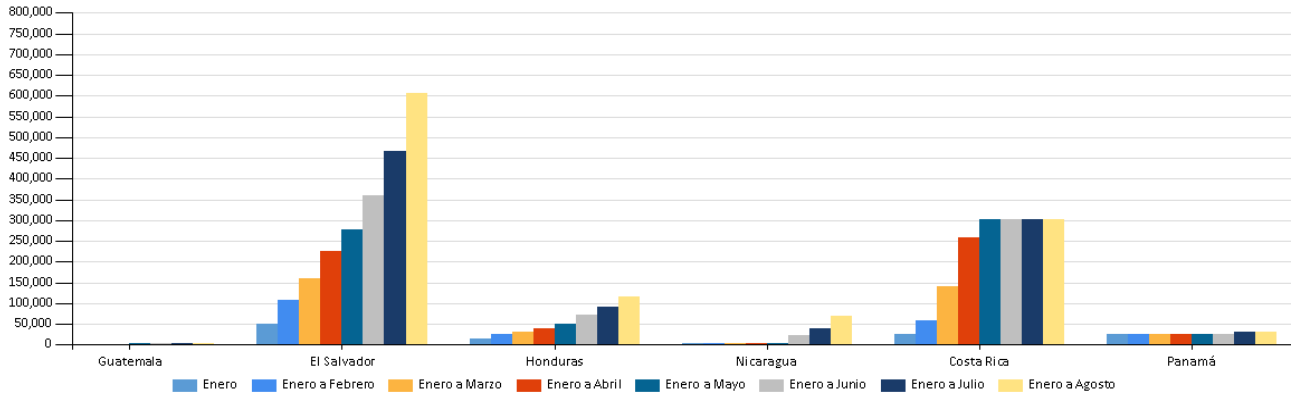
Fuente: Elaborado con información de la Base de Datos del EOR.

En las gráficas No. 6 y 7 se muestran las transacciones de inyección y de retiro acumuladas por país para el período enero a agosto 2016.

GRAFICA No. 6
 TRANSACCIONES DE INYECCIÓN ACUMULADAS POR PAÍS [MWh]
 AÑO 2016



GRAFICA No. 7
TRANSACCIONES DE RETIRO ACUMULADAS POR PAÍS [MWh]
AÑO 2016



Fuente: Elaborado con información de la Base de Datos del EOR.

2.3 TRANSACCIONES POR AGENTE-MERCADO DE CONTRATOS

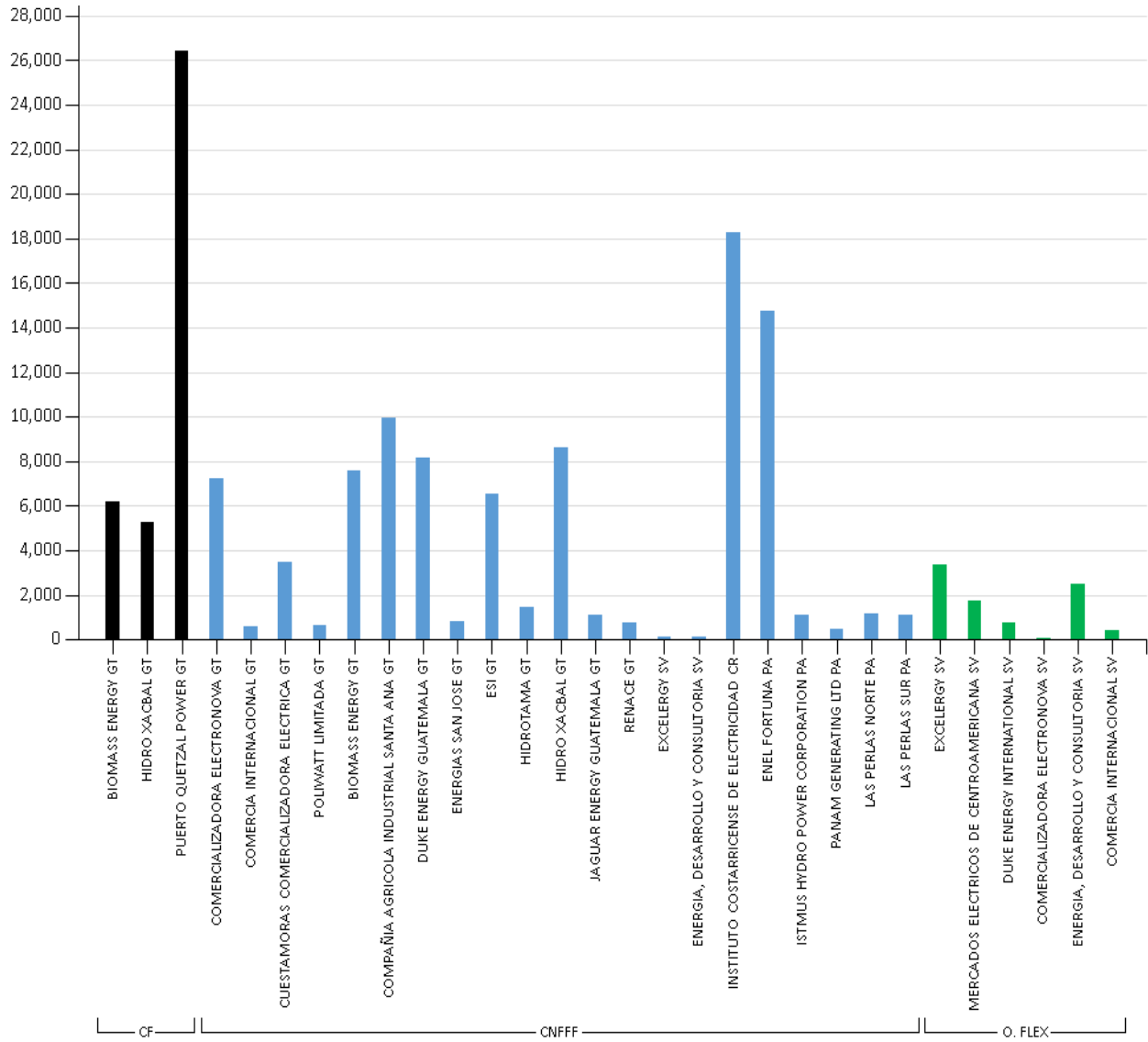
En las gráficas No. 8 y No. 9 se presentan las transacciones por agentes en el Mercado de Contratos.

El principal vendedor en Contratos Firmes fue Puerto Quetzal Power de Guatemala, con 26,444.9 MWh, y el principal vendedor en CNFFF fue el ICE de Costa Rica, con 18,262.6MWh.

El principal comprador en Contratos Firmes fue Compañía de Energía de Centroamérica de El Salvador, con 14,208.9MWh, y el principal comprador en CNFFF fue Excelergy de El Salvador, con 23,648.0MWh.

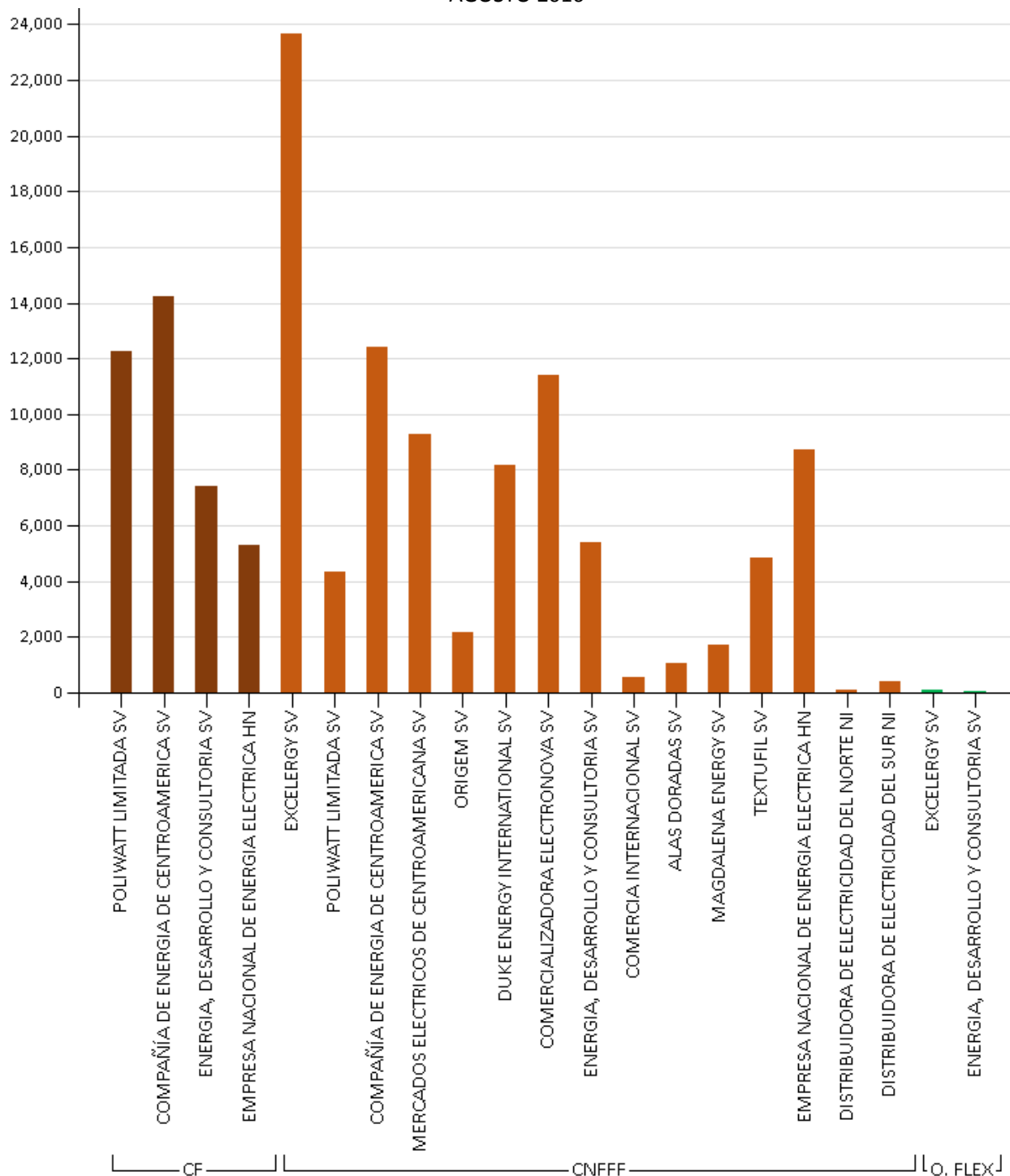
En referencia a Ofertas de Flexibilidad, se realizaron 8,788.17 MWh de ofertas de inyección, y 187.1 MWh de retiro, por medio de agentes de El Salvador.

GRAFICA No. 8
 INYECCIONES POR AGENTE EN EL MCR [MWh]
 AGOSTO 2016



Fuente: Elaborado con información de la Base de Datos del EOR. CF: Contrato Firme. CNFFF: Contratos No Firme Físico Flexible; O. FLEX: Ofertas de Flexibilidad

GRAFICA No. 9
 RETIROS POR AGENTE EN EL MCR [MWh]
 AGOSTO 2016

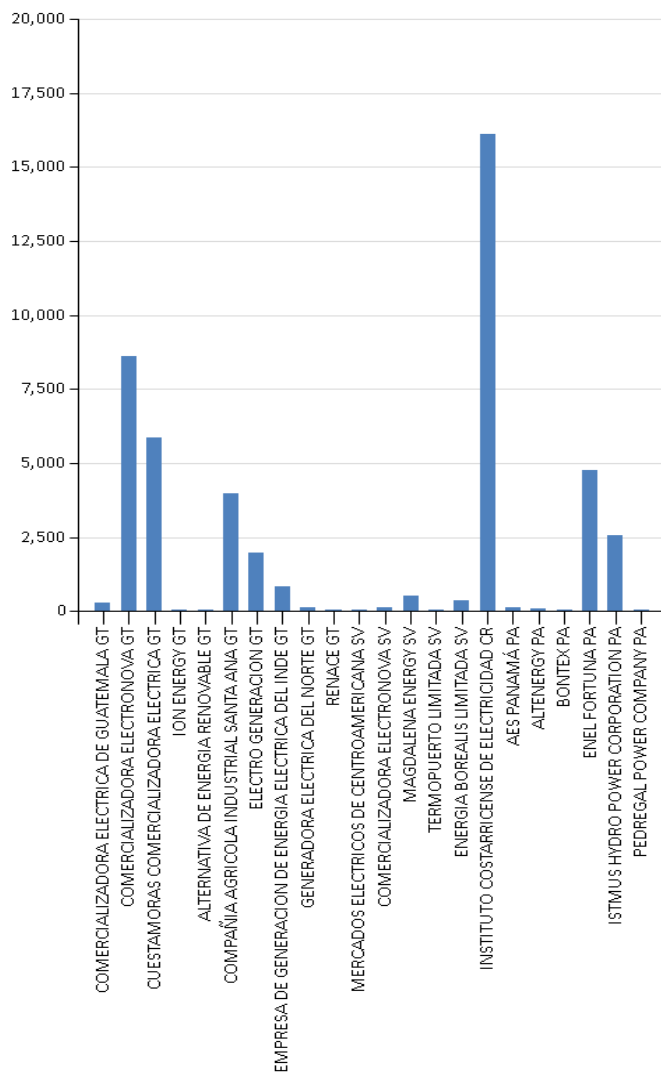


Fuente: Elaborado con información de la Base de Datos del EOR. CF: Contrato Firme. CNFFF: Contratos No Firme Físico Flexible; O. FL: Ofertas de Flexibilidad

2.4 TRANSACCIONES POR AGENTE-MERCADO DE OPORTUNIDAD

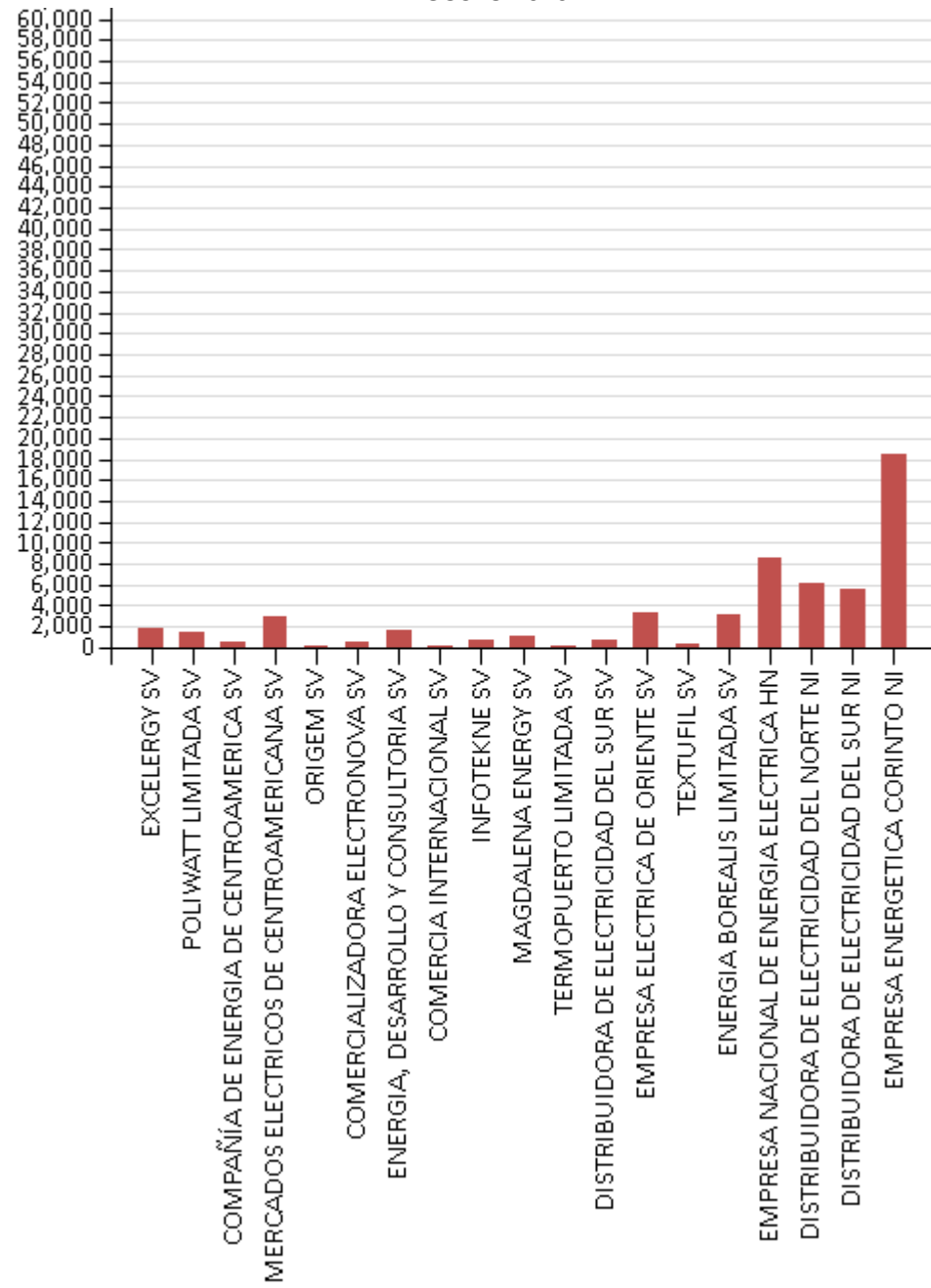
A nivel del Mercado de Oportunidad Regional, el principal vendedor fue el ICE de Costa Rica, con 16,126.5 MWh. El principal comprador fue la Empresa Energética Corinto de Nicaragua con 18,565.7 MW. En las gráficas No. 10 y 11 se presentan las inyecciones y retiros, por agente, en el Mercado de Oportunidad Regional, correspondientes al mes de agosto 2016.

GRAFICA No. 10
 INYECCIONES POR AGENTE EN EL MOR [MWh]
 AGOSTO 2016



Fuente: Elaborado con información de la Base de Datos del EOR.

GRAFICA No. 11
 RETIROS POR AGENTE EN EL MOR [MWh]
 AGOSTO 2016



Fuente: Elaborado con información de la Base de Datos del EOR.

3. MONITOREO DE PRECIOS

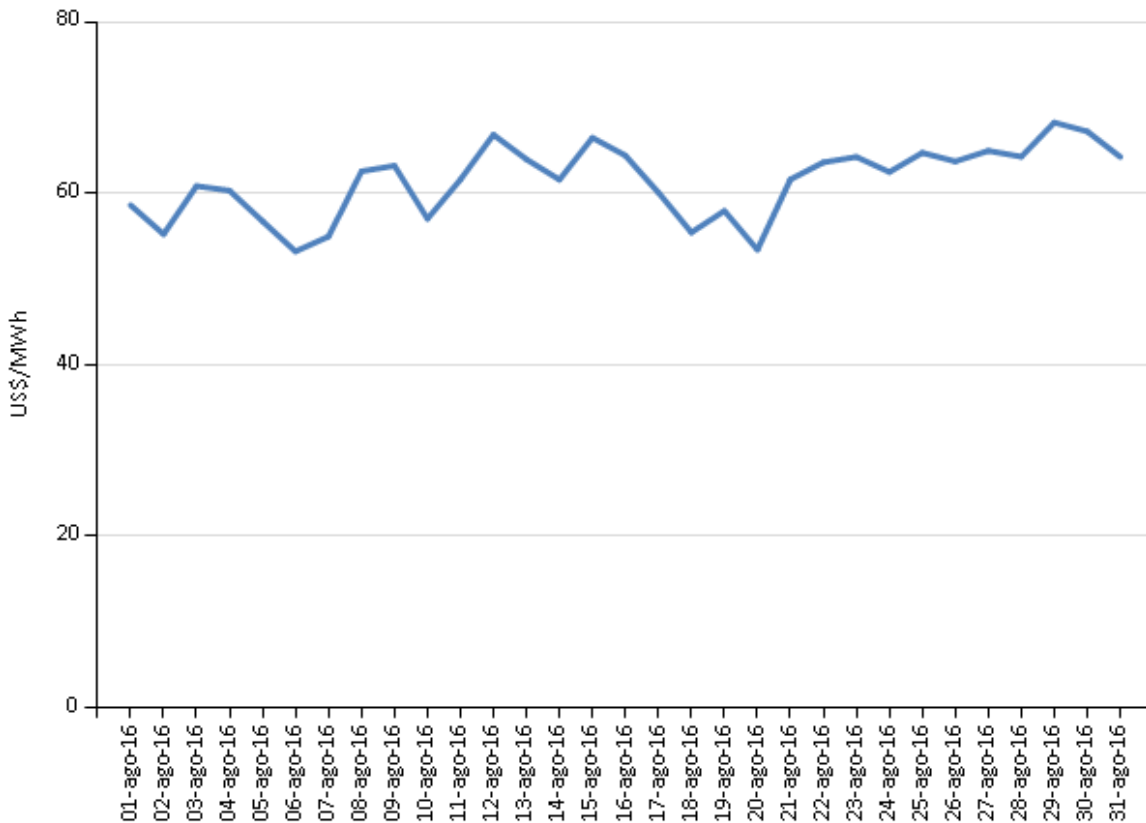
En el mes de agosto, no hubo ofertas en el MER por encima de US\$500/MWh, siendo las más altas las ofertas realizadas por el ICE de Costa Rica, por US\$494/MWh. Dicho precio fue sustentado con el costo variable del agente que inyecta en dicho nodo, el cual corresponde a Moin 2, una planta térmica con costos de 436.40US\$/MWh.

4. PRECIOS

4.1 PRECIOS DIARIOS

El precio promedio diario en el MOR para el mes de agosto 2016 fue de 61.41 US\$/MWh, siendo el promedio diario máximo registrado de 68.25 US\$/MWh y el mínimo de 53.21 US\$/MWh. El comportamiento de dicho precio se observa en la gráfica No.12:

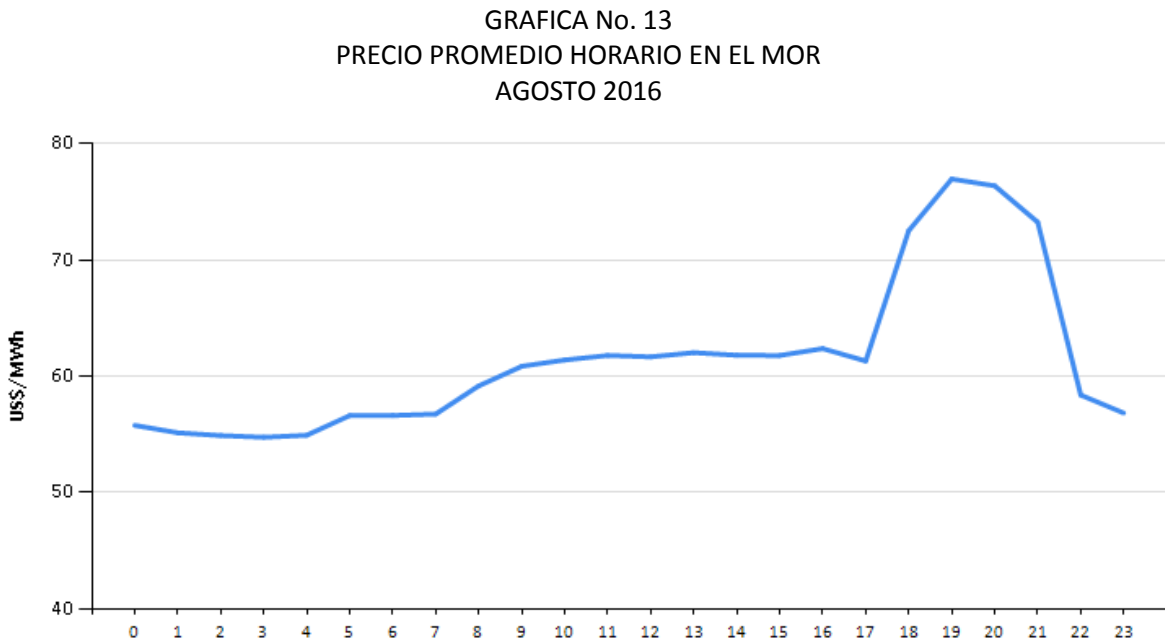
GRAFICA No. 12
PRECIO PROMEDIO DIARIO EN EL MOR
AGOSTO 2016



Fuente: Elaborado con información de la Base de Datos del EOR. El cálculo de los precios diarios incluye todos los nodos.

3.2 PRECIOS HORARIOS

Los precios en el MOR a nivel de los diferentes bloques horarios de demanda, se encuentra que el precio promedio correspondiente al bloque horario de demanda mínima es de 55.90 US\$/MWh; en lo que respecta al bloque horario de demanda media, el precio promedio es de 60.80 US\$/MWh; y para el bloque horario de demanda máxima es de 74.70 US\$/MWh, este precio se explica porque en este período se presentan ofertas de precios más altas. Estos precios promedios pueden observarse en la gráfica No. 13.

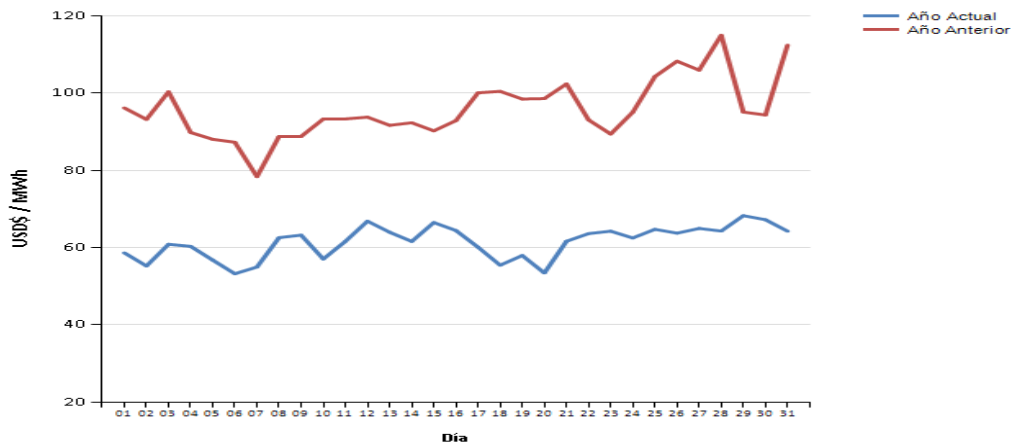


Fuente: Elaborado con información de la Base de Datos del EOR. El cálculo de los precios horario incluye todos los nodos.

3.3 COMPARACIÓN DE PRECIOS 2014-2015

A continuación se presenta una comparación de precios para el mes de agosto en los años 2015 y 2016. En agosto de 2015 el precio promedio en el MOR fue de 95.80US\$/MWh, mientras que en agosto de 2016 el precio promedio fue de 61.40 US\$/MWh. Los precios registrados en el mes de agosto del 2016 disminuyeron 36% con respecto al mismo mes del año anterior. En la gráfica No. 14 se presenta este comportamiento de los precios.

GRAFICA No. 14
 PRECIO PROMEDIOS DIARIOS EN EL MOR
 AGOSTO 2015-2016

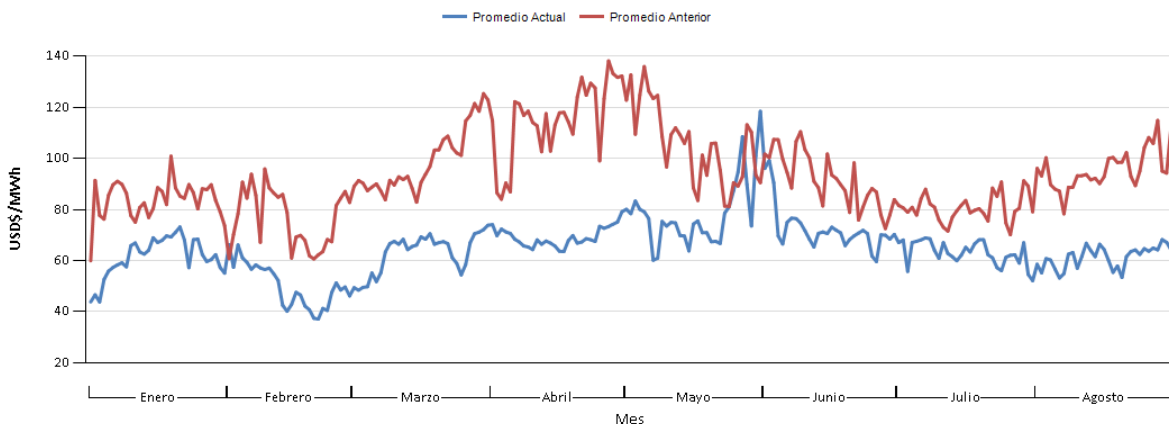


Fuente: Elaborado con información de la Base de Datos del EOR.

Para observar la tendencia de precios, en la gráfica No. 15 se presenta el precio promedio diario en el MOR correspondientes al período enero a agosto de los años 2015 y 2016. El precio promedio para el período enero-agosto de 2016 es de 61.40 US\$/MWh, mientras que para igual período de 2015 fue de 95.80 US\$/MWh.

En esta gráfica se puede observar la estacionalidad de los precios del MER, con tendencia a subir durante los meses de marzo a mayo de cada año (verano), y tendencia a bajar a partir del mes de junio con el inicio de la temporada lluviosa.

GRAFICA No. 15
 PRECIO PROMEDIO DIARIO EN EL MOR ENERO-MARZO
 AÑOS 2015 – 2016



Fuente: Elaborado con información de la Base de Datos del EOR.

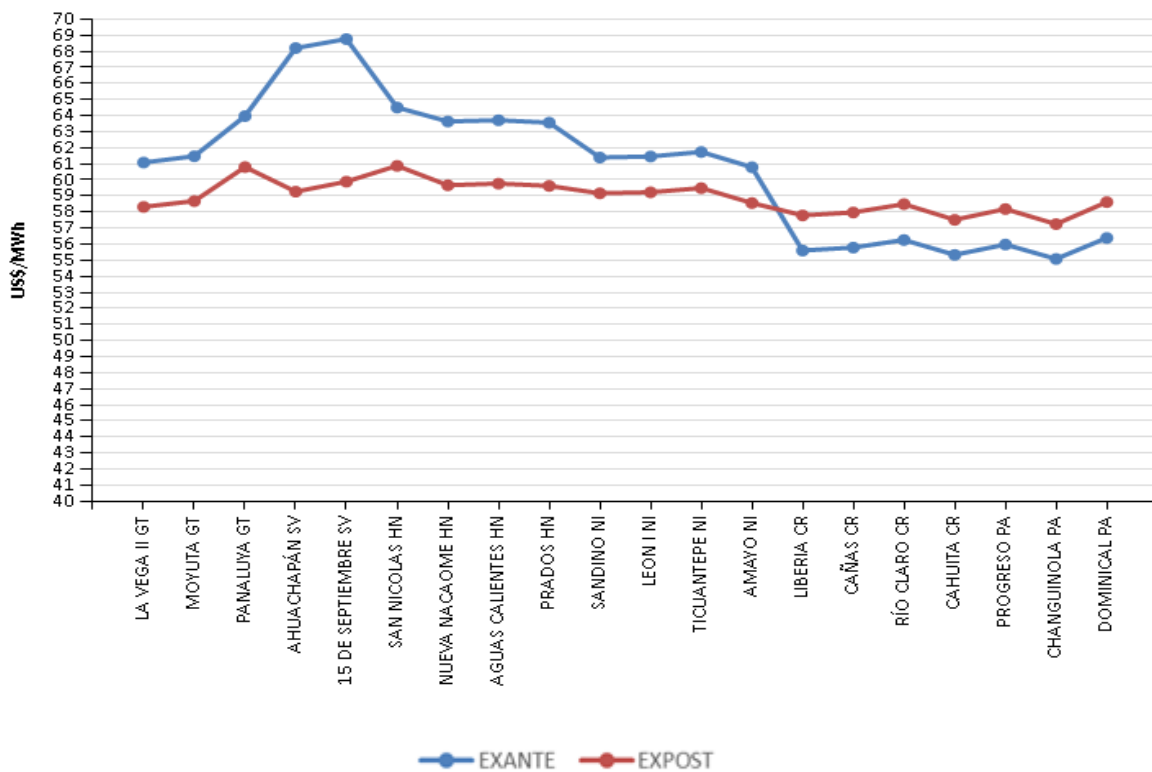
3.4 PRECIOS POR NODOS

En la gráfica No. 16 se muestran los precios promedio Exante (predespacho) y los precios promedio Expost (posdeshpacho) correspondientes al mes de agosto 2016, para cada uno de los nodos de enlace. Los precios Exante determinan la programación de las inyecciones y retiros, y los precios Expost son utilizados para remunerar las desviaciones que ocurren en tiempo real.

Los precios Exante en los nodos de enlace promediaron 60.63 US\$/MWh, mientras que los precios Expost promediaron 58.95 US\$/MWh.

Sobre estos precios nodales, se debe tener en cuenta que las reglamentaciones vigentes permiten hacer ofertas en cualquier nodo de la RTR o en los nodos de enlace entre áreas de control, con los cuales se forman los precios exante; mientras que para los precios expost, se utilizan los datos de mediciones de los retiros netos reales en los nodos de enlace.

GRAFICA No. 16
PRECIO EXANTE POR NODO DE ENLACE
AGOSTO 2016

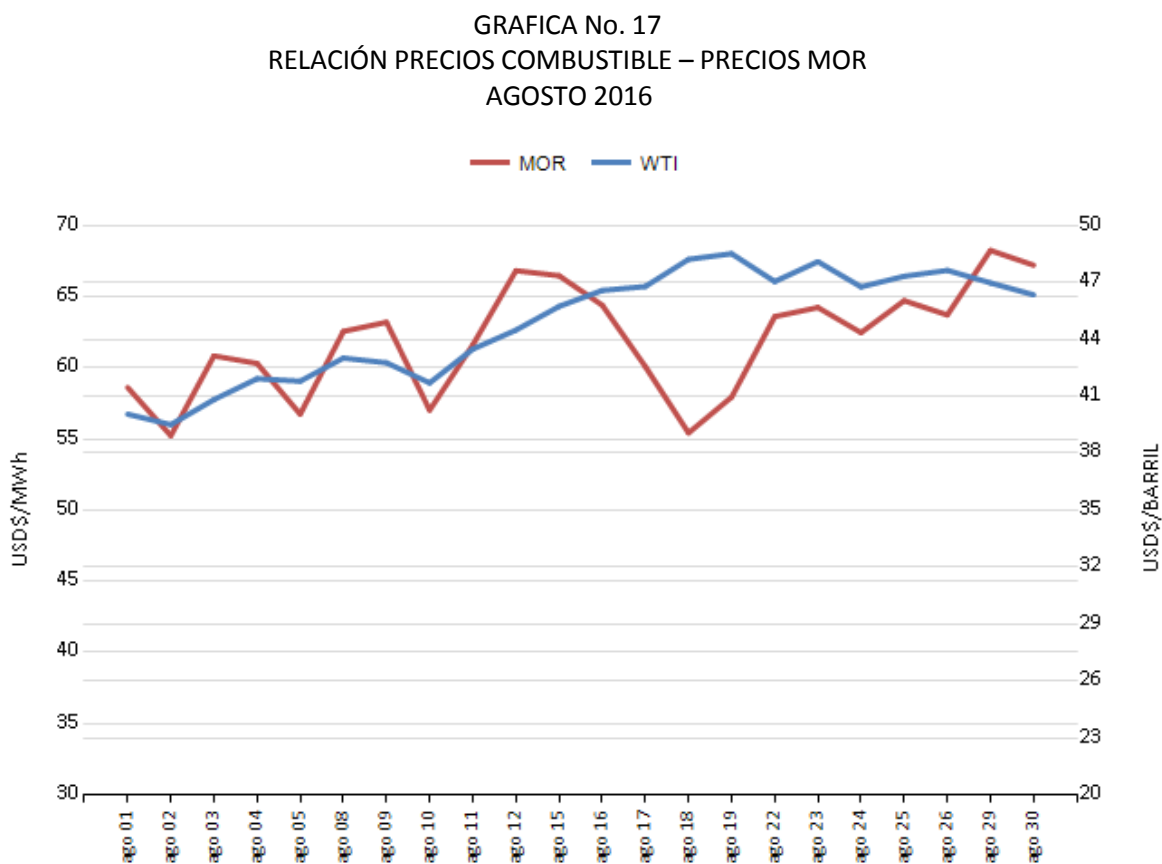


Fuente: Elaborado con información de la Base de Datos del EOR.

3.5 PRECIOS DE COMBUSTIBLE Y PRECIOS DEL MER

Se incluye el comportamiento del precio del combustible en relación con los precios observados en el MER. Para tales efectos, se toma como referencia el precio promedio por barril de petróleo del WTI (West Texas Intermediate). Para el mes de agosto de 2016, el precio promedio del barril de petróleo fue de 44.80 US\$/barril, con tendencia a subir a partir del 16 de agosto. Mientras que el precio del MER fue de 61.89 US\$/MWh. El coeficiente de correlación de dichos precios es de 0.43, lo cual indica que los precios del MER no dependieron de los precios del combustible.

En la gráfica No. 17 se presenta el comportamiento diario de ambos precios correspondiente al mes de agosto de 2016.

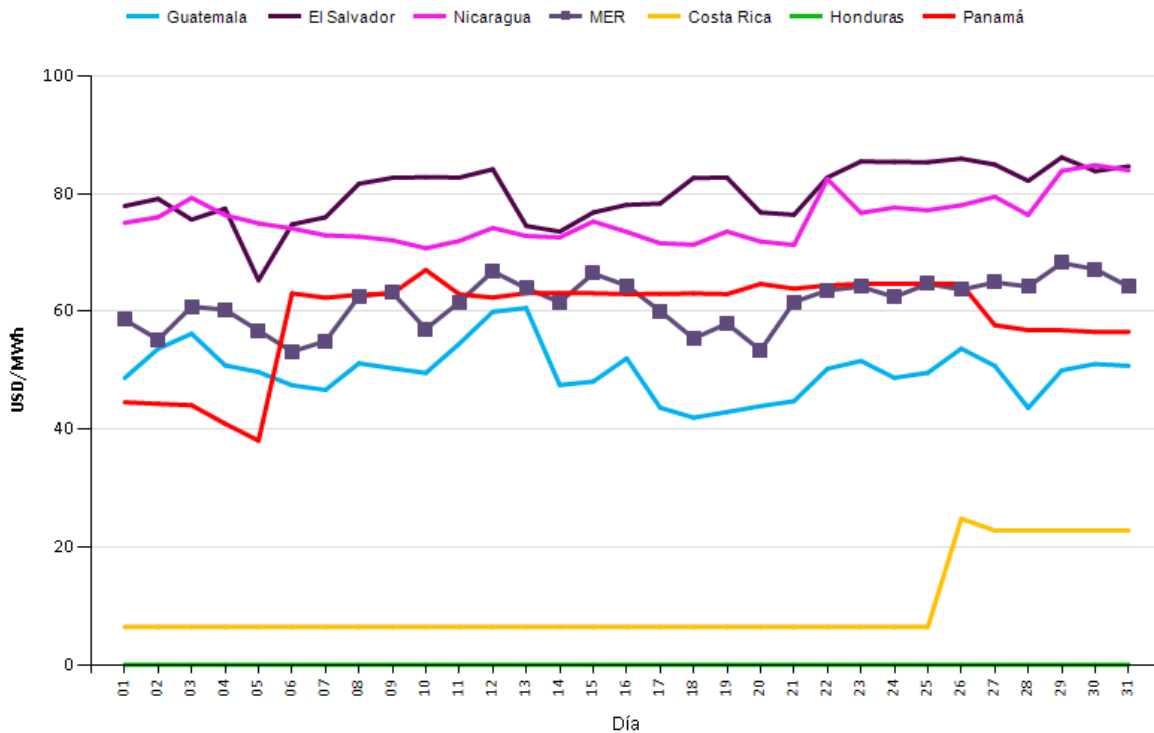


Fuente: <http://www.eia.gov> y con información de la Base de Datos del EOR.

5. PRECIOS PROMEDIO DE LA ENERGÍA POR PAIS

En la gráfica No. 18 se presentan los precios promedio diario en cada sistema eléctrico nacional del mes de agosto. Para este mes, El Salvador presenta los precios más altos en la región, con un promedio de 80US\$/MWh. Costa Rica, presenta los precios más bajos con US\$6.39/MWh hasta el 25 del mes.

GRAFICA No. 18
PRECIO PROMEDIO DIARIO EN EL PREDESPACHO POR SISTEMA ELECTRICO NACIONAL
AGOSTO 2016



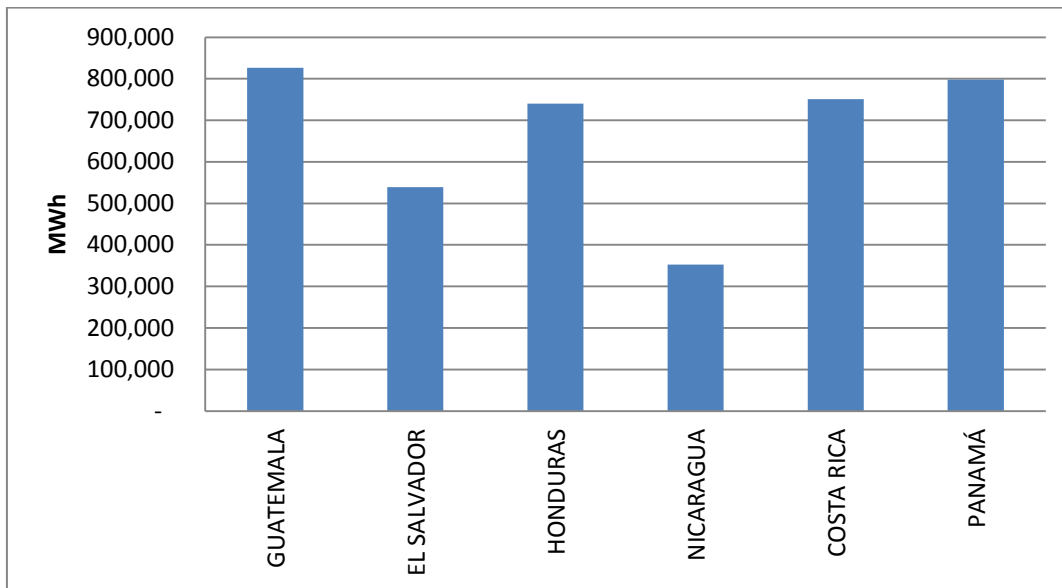
Sin datos para Honduras.

Fuente: Elaborado en base a información de la página web de cada OS/OM.

6. DEMANDA DE ENERGIA

La información de demanda de energía para cada uno de los países del MER corresponde al mes de julio 2016. Durante ese mes se registró un consumo total de energía de 4, 006,795 MWh en los países de la región. El consumo individual por país se muestra en la gráfica No. 19.

GRAFICA No. 19
DEMANDA DE ENERGIA EN LOS PAISES DE LA REGION
JULIO 2016



Fuente: Elaborado con información de la Base de Datos del EOR.

En el cuadro No. 4 se presentan las estadísticas de demanda final de energía eléctrica de cada uno de los países de la región, correspondiente al mes de julio de los años 2015 y 2016. En dicho cuadro también se muestra la variación porcentual que experimentó la demanda con respecto al mismo mes del año anterior de 1.41% con respecto al 2015.

CUADRO No.4
DEMANDA POR PAÍS [MWh]
JULIO 2015 – 2016

PAIS	JULIO 2015	JULIO 2016	Incremento
GUATEMALA	809,364	826,373	2.10%
EL SALVADOR	554,822	539,140	-2.83%
HONDURAS	735,481	740,044	0.62%
NICARAGUA	342,118	352,758	3.11%
COSTA RICA	703,456	750,886	6.74%
PANAMÁ	805,787	797,593	-1.02%
TOTAL	3,951,028	4,006,795	1.41%

Fuente: Elaborado con información de la Base de Datos del EOR.

Costa Rica incrementó su consumo en 6.74%, seguido de Nicaragua y Guatemala, con 3.11% y 2.1 % respectivamente. El Salvador y Panamá presentaron un decrecimiento de su consumo con respecto al mismo mes del año anterior.

7. CAPACIDAD DE LAS INTERCONEXIONES REGIONALES

Las capacidades de las interconexiones regionales de la gráfica No. 20, se extraen de las publicaciones diarias de las Máximas Transferencias de Potencia que realiza el Ente Operador Regional. En el cuadro No. 5 se muestran las Máximas Transferencias de Potencia establecidas para cada área de control considerando el último elaborado en agosto 2016 por el EOR.

CUADRO No.5
MÁXIMAS TRANSFERENCIAS DE POTENCIA ESTABLECIDAS POR PERÍODO DE DEMANDA
AGOSTO 2016

Período de Demanda	GUATEMALA-EL SALVADOR + GUATEMALA-HONDURAS + EL SALVADOR-HONDURAS (MW)		HONDURAS- NICARAGUA (MW)		NICARAGUA- COSTA RICA (MW)		COSTA RICA - PANAMÁ (MW)	
	N→S	S→N	N→S	S→N	N→S	S→N	N→S	S→N
Demanda Mínima	300	200	140	70	110	140	0	250
Demanda Media	300	220	210	160	170	130	0	220
Demanda Máxima	300	300	170	220	210	90	0	280

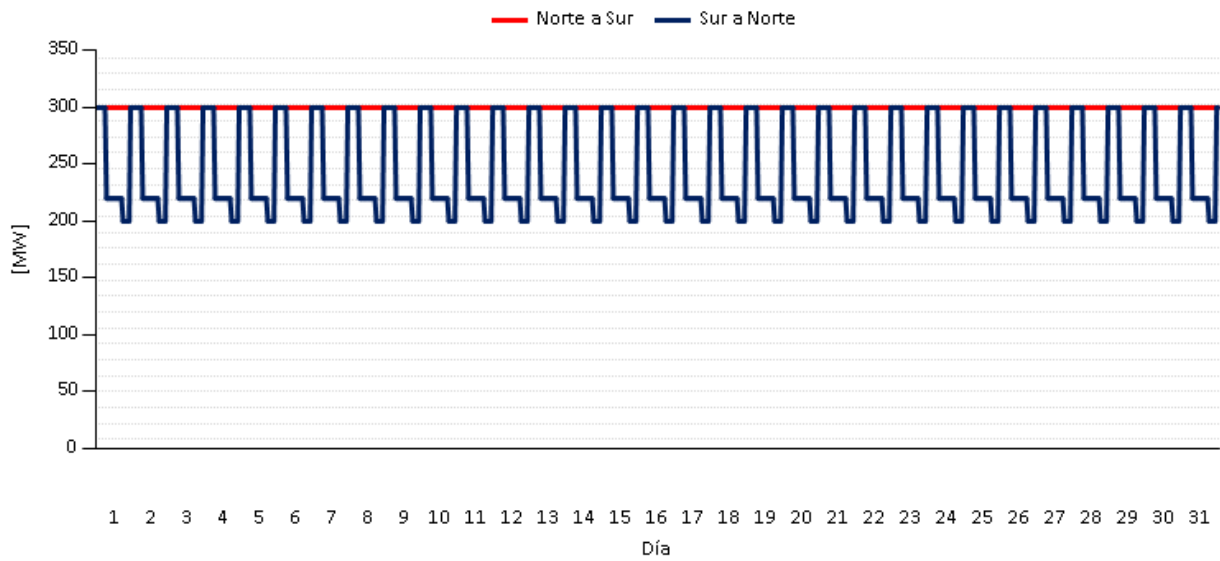
Las variaciones más importantes que se dieron a las máximas transferencias fueron las siguientes:

CUADRO No.6
MODIFICACIONES A LAS MÁXIMAS TRANSFERENCIAS DE POTENCIA GESTIONADAS POR EL EOR
AGOSTO 2016

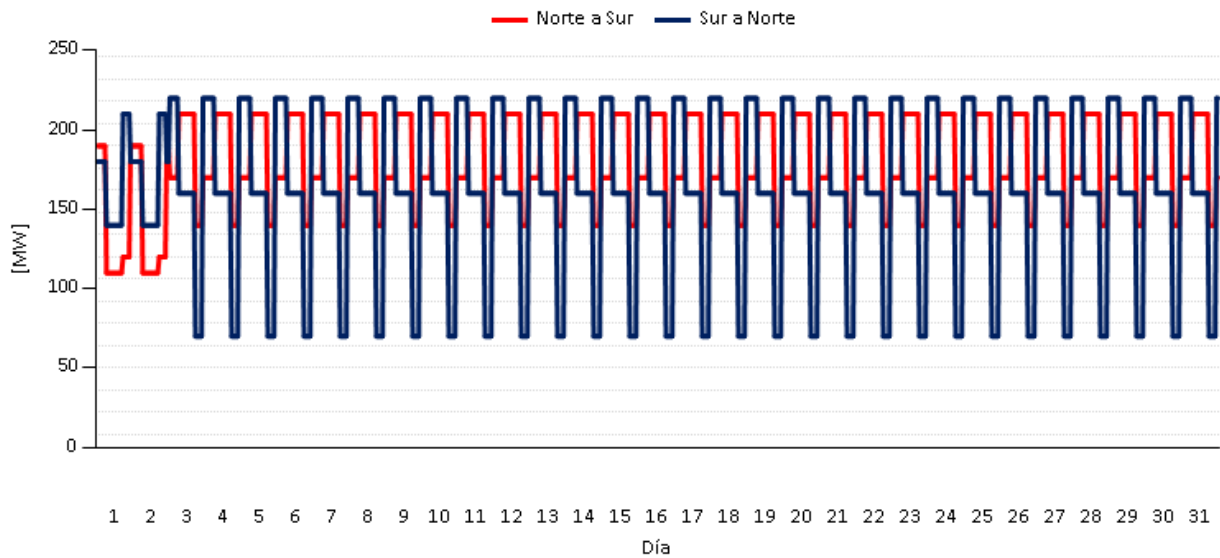
Desde	Hasta	Horario	causa
06/08/2016	07/08/2016	00:00 a 01:59	Restricción al porteo e importación Norte-Sur de Costa Rica debido a ejecución de mantenimiento programado en la Subestación Cañas Barra B 230 KV, con numero de SOLMANT 385. Mantenimiento solicitado por Costa Rica.
		23:00 a 23:59	Restricción al porteo e importación Norte-Sur de Costa Rica debido a ejecución de mantenimiento programado en la Subestación Cañas Barra B 230 KV, con numero de SOLMANT 385. Mantenimiento solicitado por Costa Rica.

GRAFICA No.20
MÁXIMAS TRANSFERENCIAS DE POTENCIA DIARIAS ENTRE ÁREAS DE CONTROL
AGOSTO 2016

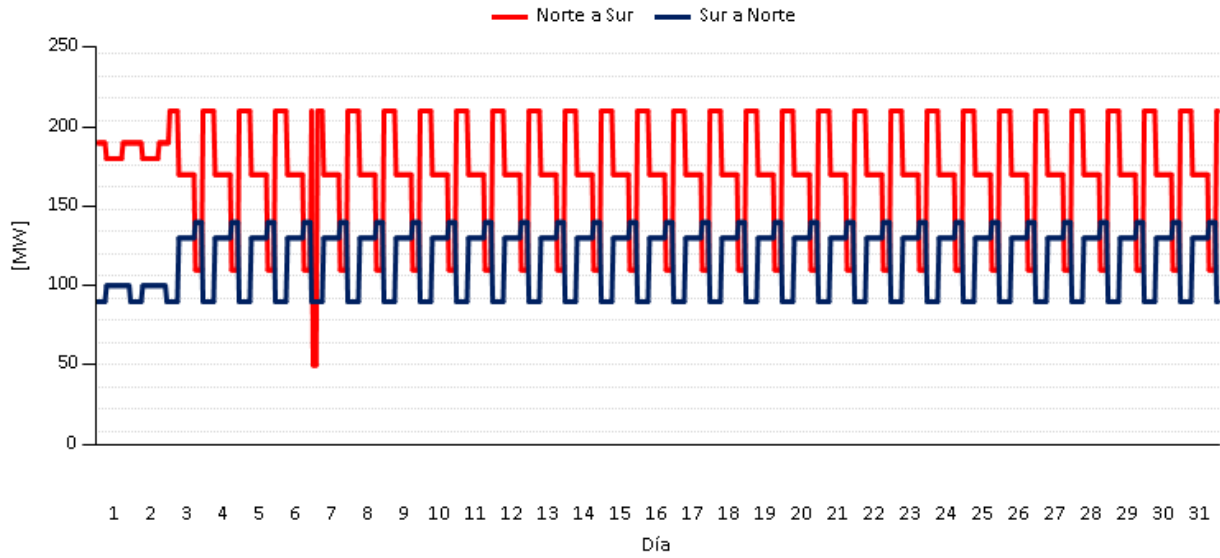
Guatemala-El Salvador-Honduras



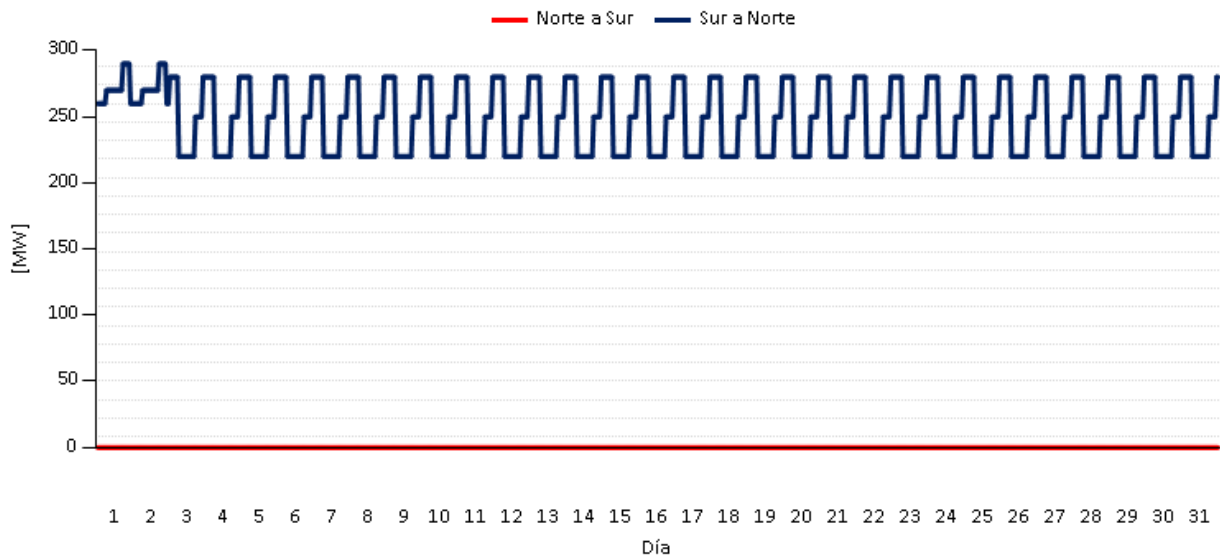
Honduras-Nicaragua



Nicaragua-Costa Rica



Costa Rica-Panamá



8. ASIGNACIONES DE DERECHO FIRME, UTILIZACIÓN Y BALANCES FINANCIEROS

En el cuadro No. 7 se muestran las asignaciones anuales de Derecho Firme (DF) A1601 y A1607. En relación a la asignación mensual, en agosto no hubo asignaciones. En el cuadro No.8, se presentan las Capacidades Operativas para la asignación de Derechos Firmes del mes de agosto.

CUADRO No.7
ASIGNACIÓN DE DERECHOS FIRME ANUAL [MW]
AÑO 2016

ASIGNACIÓN A1601

AGENTE	POTENCIA [MW]		NODO		Pago DF	
	enero - junio 2016	julio - diciembre 2016	Inyección	Retiro	enero - junio	julio - diciembre
HIDROXACBAL (GUA)	33	33	1126	28161	\$ 7,064	\$ 3,753
EDECSA (SAL)	5	5	1126	28181	\$ 2,245	\$ 663
MERELEC (SAL)	7.5	7.5	1126	28161	\$ 1,605	\$ (1,779)
SAN DIEGO (GUA)	15	0	1124	6263	\$ (2,224)	\$ -
	60.5	45.5		IVDT=	\$11,327.76	

ASIGNACIÓN A1607

AGENTE	POTENCIA [MW]		NODO		Pago DF	
	julio - diciembre 2016	enero - junio 2017	Inyección	Retiro	julio - diciembre	enero - junio
HIDRO XACBAL (GUA)	7.116	21	1126	3300	\$ 72,640	\$ 154,515
EXCELERGY (ESAL)	0	10	1126	28161	\$ -	\$ 113,980
POLIWATT (ESAL)	19	19	1126	28181	\$ 270,353	\$ 196,210
CENERGICA (ESAL)	21.399	30	1126	28161	\$ 337,817	\$ 341,940
ORIGEM (ESAL)	0	10	1126	28181	\$ -	\$ 103,268
DEI (ESAL)	0	8.284	1126	28161	\$ -	\$ 94,423
EDECSA (ESAL)	5	5	1126	27481	\$ 72,896	\$ 52,724
	52.515	103.284		IVDT=	\$1,810,766.64	

CUADRO No.8
CAPACIDAD OPERATIVA PARA ASIGNACIÓN DE DERECHOS FIRMES [MW]
AGOSTO 2016

	GUATEMALA - EL SALVADOR	GUATEMALA - HONDURAS	EL SALVADOR - HONDURAS	HONDURAS - NICARAGUA	NICARAGUA - COSTA RICA	COSTA RICA - PANAMÁ
Norte-Sur	90	70	10	40	110	0
Sur-Norte	160	100	110	60	40	140

Adicionalmente, en el Cuadro No. 9 se presenta la asignación de derechos firmes del primer trimestre 2016, integrando tanto las asignaciones anuales como las mensuales en MW, la suma del costo de los DF y su utilización al primer semestre 2016. En el cuadro No. 10 se presenta el balance financiero de los DF al primer semestre de 2016.

CUADRO No.9
ASIGNACIÓN DE DERECHOS FIRME [MW]
PRIMER SEMESTRE 2016

Adquisición de Contratos de Derechos Firmes año 2016

Agentes	MES	Energía						Costo de Derechos adquiridos [US\$]	Energía Asociada a la potencia [MWh Semestre]	Utilización % de Utilización	
		Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio				
Guatemala		48.00	68.00	60.00	62.50	69.50	67.01	16,422.88	272,635.92	45,152.54	16.6%
SAN DIEGO S.A.		15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.87	5,185.14	66,147.12	7,860.00	11.9%
HIDRO XACBAL, S.A.		33.00	53.00	45.00	42.00	49.00	45.64	11,320.22	194,476.80	27,937.04	14.4%
BIOMASS ENERGY, S.A.		-	-	-	5.50	5.50	5.50	(82.48)	12,012.00	9,355.50	77.9%
El Salvador		12.50	12.50	12.50	12.50	32.50	12.50	2,734.70	69,480.00	20,377.50	29.3%
POLIWATT LIMITADA, SUCURSAL EL SALVADOR		-	-	-	-	5.00	-	0.05	3,720.00	-	0.0%
MERCADOS ELÉCTRICOS DE CENTROAMÉRICA S.A. DE C.V.		7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	(173.37)	32,760.00	1,882.50	5.7%
ENERGÍA, DESARROLLO Y CONSULTORÍA, S.A. DE C.V.		5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	2,908.34	21,840.00	15,975.00	73.1%
COMERCIALIZADORA ELECTRONOVA S.A DE C.V		-	-	-	-	15.00	-	(0.32)	11,160.00	2,520.00	22.6%
Total general		60.50	80.50	72.50	75.00	102.00	79.51	19,157.58	342,115.92	65,530.04	19.15%

CUADRO No.10
BALANCE DE COMPRA DE DERECHO FIRME [US\$]
AÑO 2016

Balance de Compra de Derechos Firmes

Agentes	Costo de Derechos adquiridos	Renta de Congestión Recibida Asociada a Compra de DF	CMORC Asociado a DF	Resultado sobre Adquisición DF
Guatemala	(16,422.88)	488,446.89	(191,163.08)	280,860.93
SAN DIEGO S.A.	(5,185.14)	280,813.40	(107,022.00)	168,606.26
HIDRO XACBAL, S.A.	(11,320.22)	202,573.87	(78,964.37)	112,289.28
BIOMASS ENERGY, S.A.	82.48	5,059.62	(5,176.71)	(34.62)
El Salvador	(2,734.70)	8,466.55	(18,198.80)	(12,466.95)
POLIWATT LIMITADA, SUCURSAL EL SALVADOR	(0.05)	1,084.20	-	1,084.15
MERCADOS ELÉCTRICOS DE CENTROAMÉRICA S.A. DE C.V.	173.37	12,117.75	(637.50)	11,653.62
ENERGÍA, DESARROLLO Y CONSULTORÍA, S.A. DE C.V.	(2,908.34)	24,360.10	(20,992.25)	459.51
COMERCIALIZADORA ELECTRONOVA S.A DE C.V	0.32	(29,095.50)	3,430.95	(25,664.23)
Total general	(19,157.58)	496,913.44	(209,361.88)	268,393.98

CMORC: Cargo en el Mercado de Oportunidad Regional Asociado al Cumplimiento del Compromiso Contractual.

De acuerdo a las normativas vigentes, durante el período de validez del derecho, el Titular tiene el derecho pero no la obligación de inyectar potencia en un nodo de la RTR y a retirar potencia en otro nodo de la RTR. Además, el derecho a percibir o la obligación de pagar una Renta de Congestión.

Se denomina Renta de Congestión al resultado de la diferencia entre el producto del precio nodal de retiro, resultante del predespacho, menos el producto del precio nodal de inyección resultante del predespacho por la potencia de inyección.