



**SUPERVISIÓN Y VIGILANCIA DEL MER**

**INFORME MENSUAL DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL**

**MES DE ENERO 2017**

## Contenido

1.	INTRODUCCIÓN.....	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.....	8
2.4	TRANSACCIONES POR AGENTE-MERCADO DE OPORTUNIDAD.....	11
3.	MONITOREO DE PRECIOS .....	13
4.	PRECIOS.....	13
4.1	PRECIOS DIARIOS .....	13
4.2	PRECIOS HORARIOS .....	14
4.3	COMPARACIÓN DE PRECIOS 2014-2015.....	15
4.4	PRECIOS POR NODOS.....	16
4.5	.....	17
	PRECIOS DE COMBUSTIBLE Y MOR.....	17
5.	PRECIOS PROMEDIO DE LA ENERGÍA POR PAIS.....	18
6.	DEMANDA DE ENERGIA .....	19
7.	CAPACIDAD DE LAS INTERCONEXIONES REGIONALES.....	21
8.	ASIGNACIÓN DE DERECHOS FIRMES.....	24

## **1. INTRODUCCIÓN**

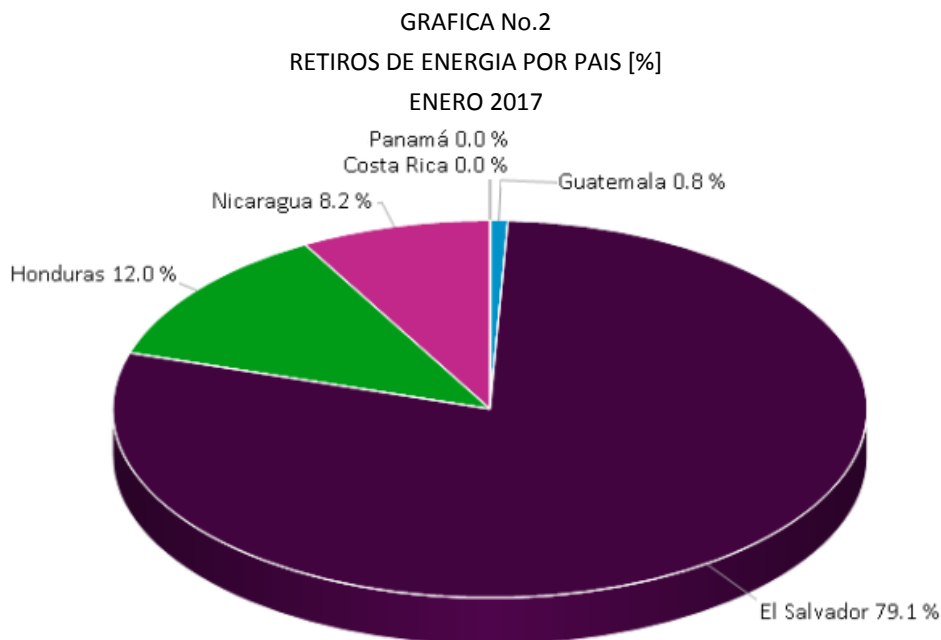
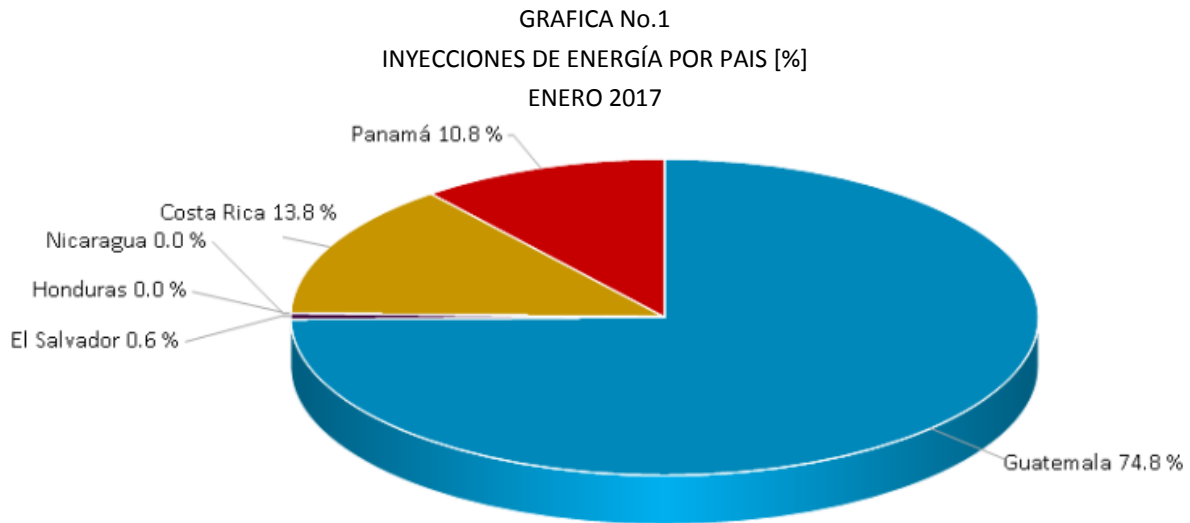
En este informe se presenta el comportamiento de las principales variables e indicadores del Mercado Eléctrico Regional (MER), lo que permite evaluar evolución del MER, a partir de las relaciones comerciales entre agentes y países, análisis de los precios bajo diferentes puntos de vista: promedios diarios del mes, promedios horarios, influencia de los bloques horarios de demanda en los precios, comparación con precios históricos y precios nodales.

## 2. TRANSACCIONES

### 2.1 TRANSACCIONES TOTALES Y POR PAIS

Se realizaron inyecciones al MER por el orden de 177,895.87 MWh, de los cuales el 74.8% corresponden a ventas de Guatemala, con 133,044.34 MWh; 13.8% a Costa Rica, que equivalen a 24,629.3 MWh y Panamá también con ventas del 10.8%.

Con respecto a los retiros, El Salvador realizó 79.1%, con 141,204.1 MWh, seguido por Honduras y Nicaragua, con 12.0% y 8.2% respectivamente, representando 21,486.85 MWh y 14,580.2 MWh. Este detalle se muestra en las gráficas No.1 y No.2.

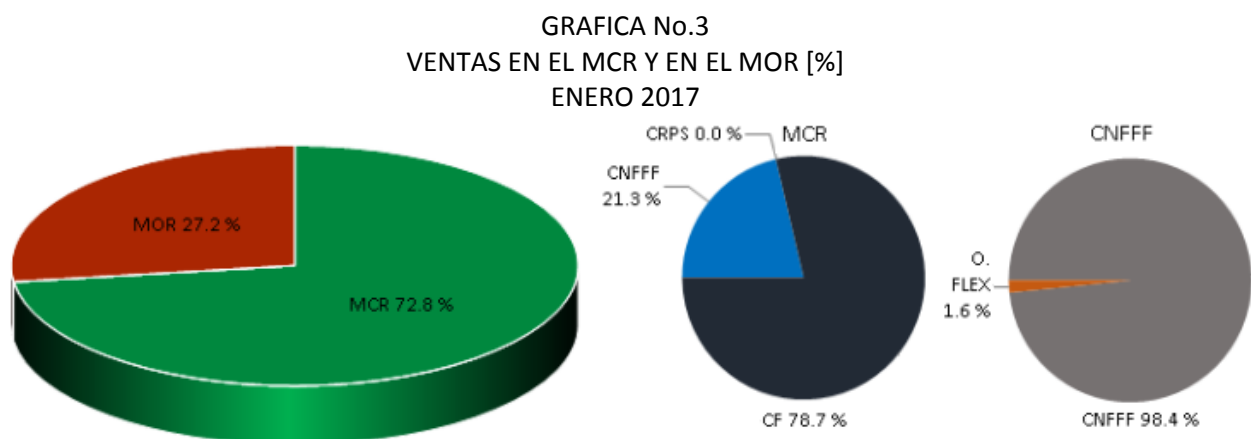


Fuente: Elaborado con información de la Base de Datos del EOR.

## 2.2 TRANSACCIONES EN CONTRATOS Y EN OPORTUNIDAD

Del total de las transacciones realizadas en el MER, un 72.8% equivalente a 129,570.4 MWh, se hicieron a través del Mercado de Contrato Regional (MCR) y un 27.1% equivalente a 48,325.4 MWh, correspondió a transacciones en el Mercado de Oportunidad Regional (MOR).

Por otra parte, a nivel del MCR se observó que de las transacciones realizadas, el 78.6% equivalente a 101,946.5 MWh se hicieron con Contratos Firme (CF), y un 21.3%, equivalente a 27,623.9 MWh se hicieron por medio de Contratos No Firmes Físicos Flexible (CNFFF). De estas últimas, el 1.6% equivalente a 443.01 MWh 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 tiene por mucho, más participación en las compras. El Salvador fue el único que realizó Ofertas de Flexibilidad, con un volumen de 443.01 MWh.

CUADRO No.1  
 INYECCIONES POR PAÍS [MWh]  
 ENERO 2017

PAÍS	INYECCIONES						
	CF	CRPS	CNFFF	CNFFF (O FLEX)	MCR	MOR	Total
Guatemala	101,946.6	0.0	11,071.8	0.0	113,018.4	20,026.0	133,044.3
El Salvador	0.0	0.0	0.0	443.0	443.0	636.0	1,079.1
Honduras	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.3	5.3
Nicaragua	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Costa Rica	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	24,629.4	24,629.4
Panamá	0.0	0.0	16,109.1	0.0	16,109.1	3,028.7	19,137.8
Total	101,946.6	0.0	27,180.9	443.0	129,570.5	48,325.4	177,895.9

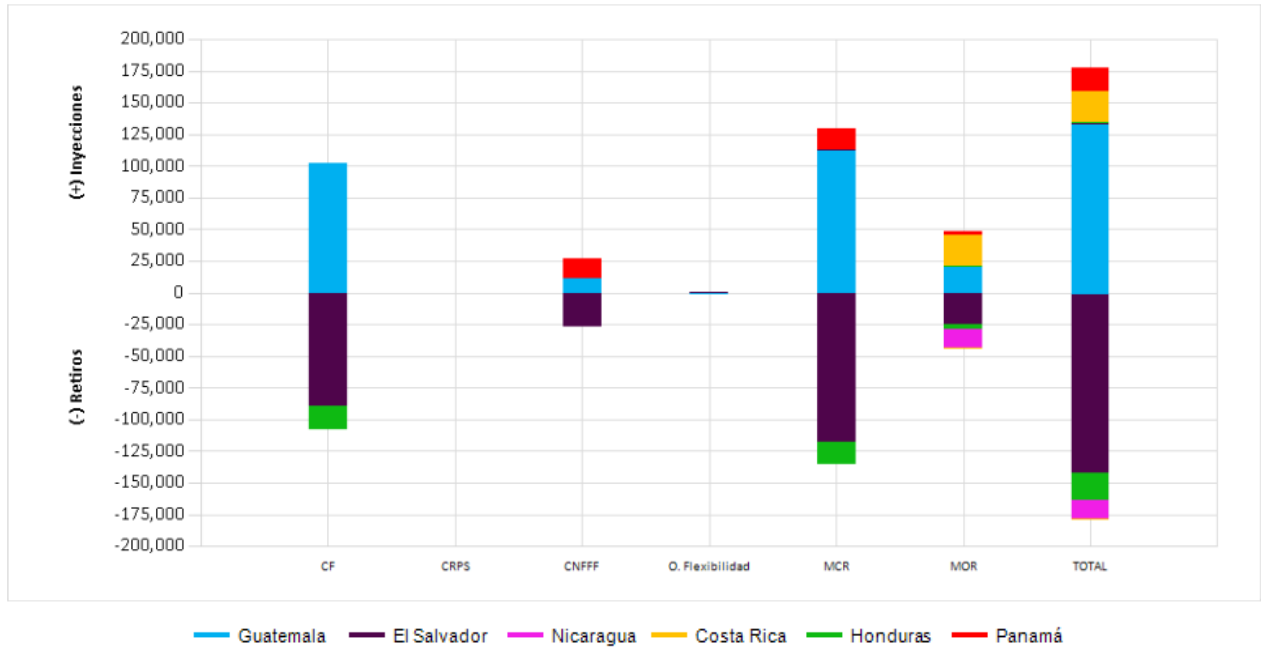
CUADRO No.2  
 RETIROS POR PAÍS [MWh]  
 ENERO 2017

PAÍS	RETIROS						
	CF	CRPS	CNFFF	CNFFF (O FLEX)	MCR	MOR	Total
Guatemala	0.0	0.0	0.0	596.4	596.4	756.6	1,353.0
El Salvador	89,670.8	0.0	27,180.9	0.0	116,851.7	24,352.5	141,204.1
Honduras	17,970.4	0.0	0.0	0.0	17,970.4	3,516.5	21,486.9
Nicaragua	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	14,580.3	14,580.3
Costa Rica	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.6	1.6
Panamá	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total	107,641.2	0.0	27,180.9	596.4	135,418.4	43,207.4	178,625.9

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

La gráfica No. 4 presenta los cuadros No.1 y No.2.

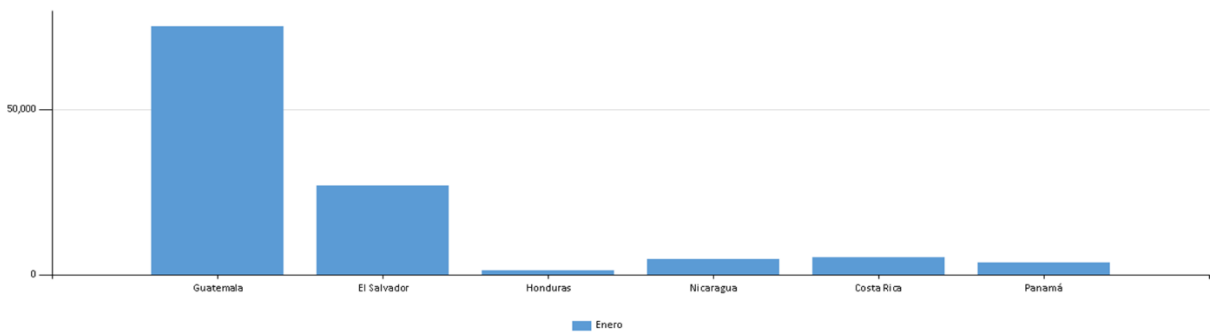
GRAFICA No.4  
 INYECCIONES Y RETIROS POR PAÍS [MWh]  
 ENERO 2017



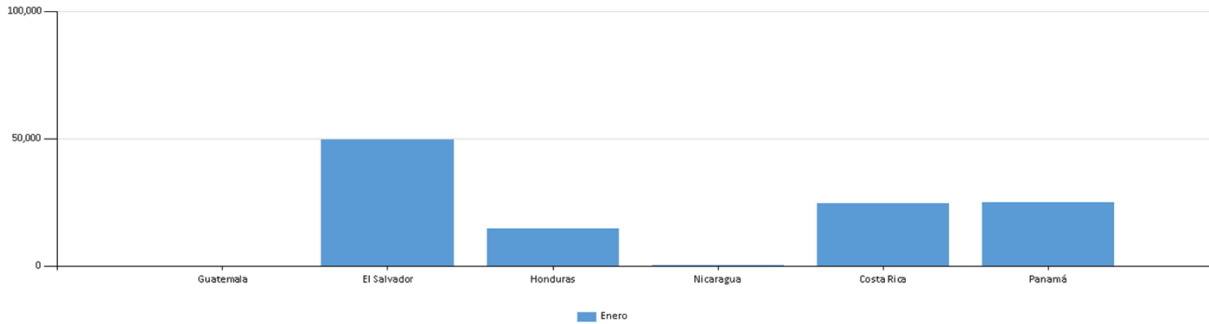
Fuente: Elaborado con información de la Base de Datos del EOR.

En las gráficas No. 5 y 6 se muestran las transacciones de inyección y de retiro por país.

GRAFICA No. 5  
 TRANSACCIONES DE INYECCIÓN ACUMULADAS POR PAÍS [MWh]  
 AÑO 2017



GRAFICA No. 6  
 TRANSACCIONES DE RETIRO ACUMULADAS POR PAÍS [MWh]  
 AÑO 2017



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

### 2.3 TRANSACCIONES POR AGENTE-MERCADO DE CONTRATOS

En las gráficas No. 7 y No. 8 se presentan las transacciones por agentes en el Mercado de Contratos.

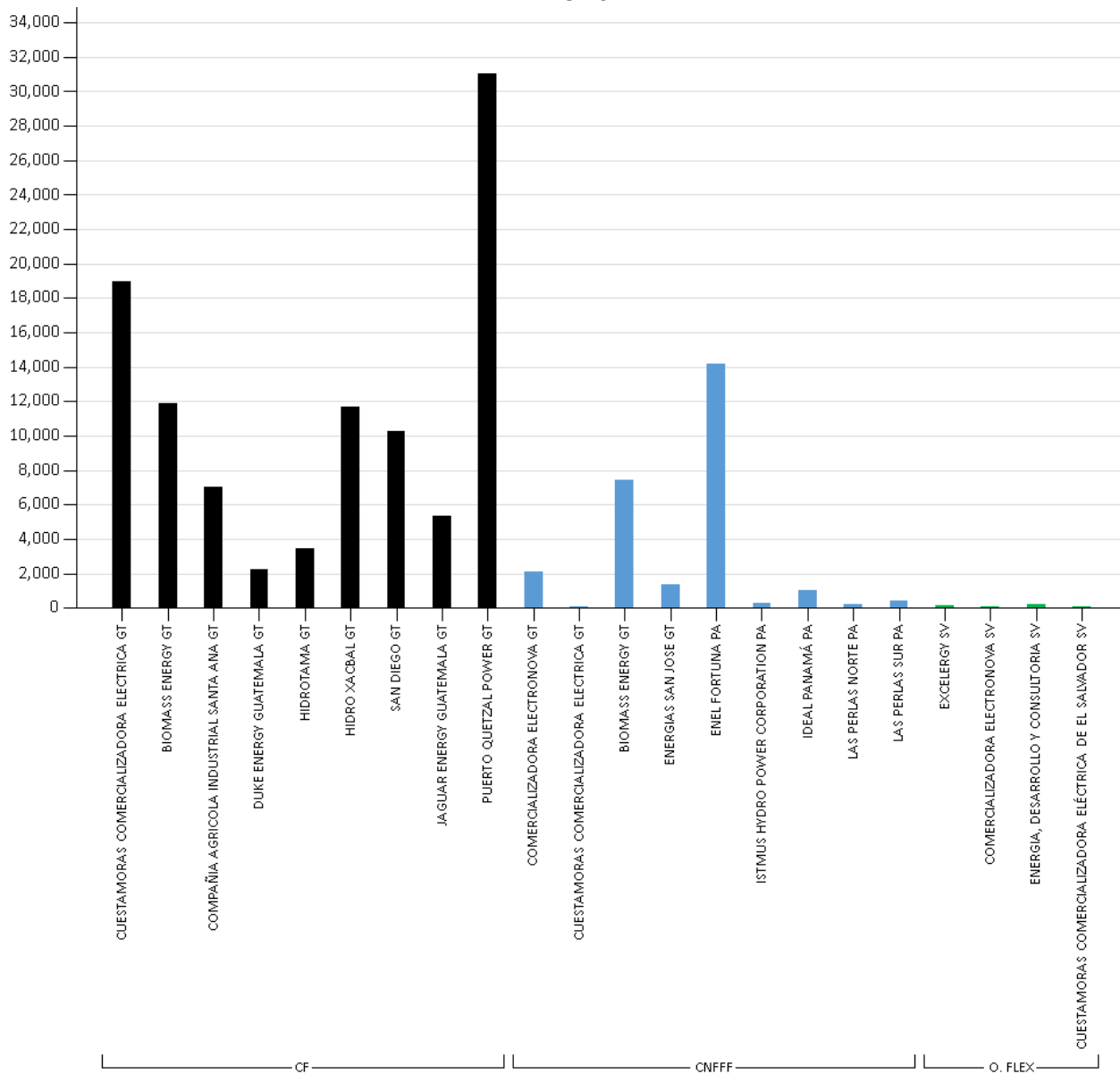
El principal vendedor en Contratos Firmes fue Puerto Quetzal Power de Guatemala, con 31,064 MWh, y el principal vendedor en CNFFF fue Enel Fortuna de Panamá, con 14,144.05 MWh.

El principal comprador en Contratos Firmes fue ORIGEM de El Salvador, con 23,110 MWh, y el principal comprador en CNFFF fue MERELEC de El Salvador, con 6,178.4 MWh.

En referencia a Ofertas de Flexibilidad, se realizaron 443.01 MWh de inyección de El Salvador.

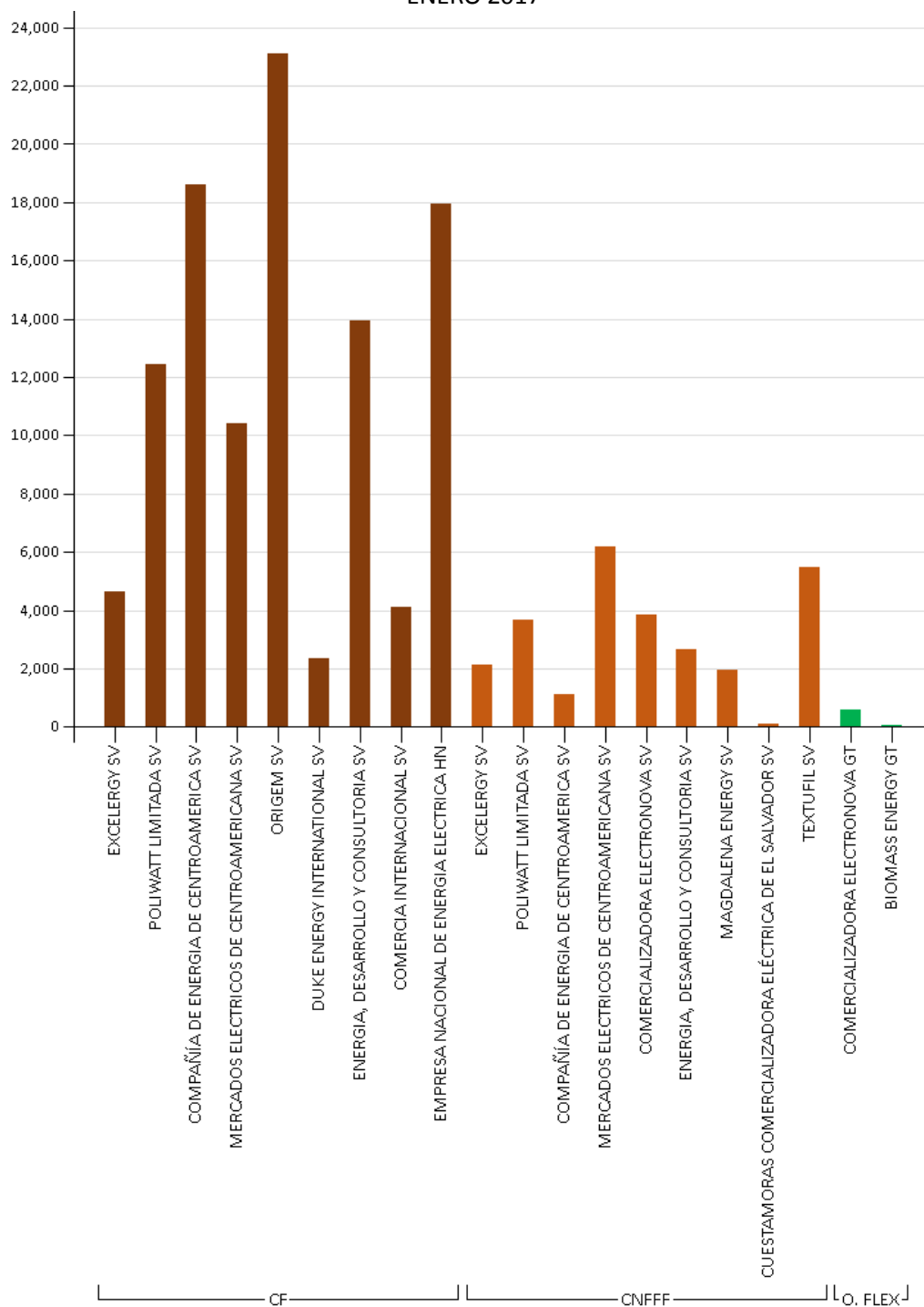


GRAFICA No. 7  
 INYECCIONES POR AGENTE EN EL MCR [MWh]  
 ENERO 2017



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. 8  
 RETIROS POR AGENTE EN EL MCR [MWh]  
 ENERO 2017

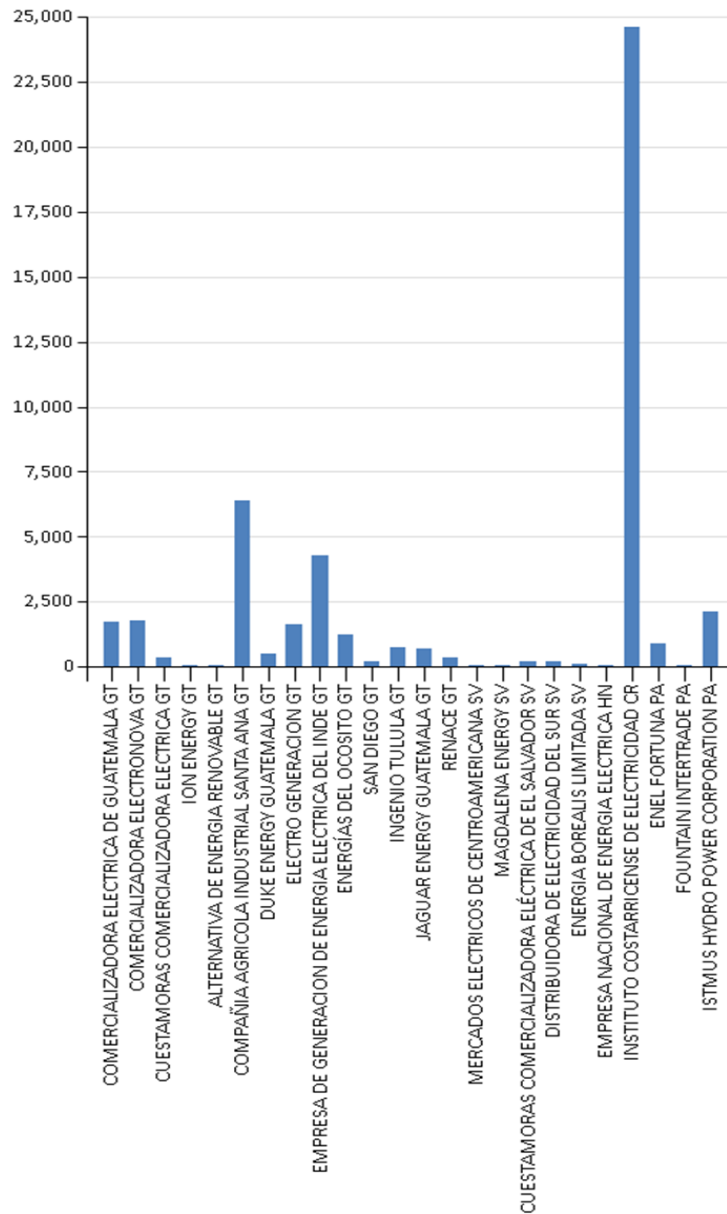


Fuente: Elaborado con información de la Base de Datos del EOR. CF: Contrato Firme. CNFFF: Contratos No Firme Físico Flexible; O. FL: Ofertas de Flexibilidad

## 2.4 TRANSACCIONES POR AGENTE-MERCADO DE OPORTUNIDAD

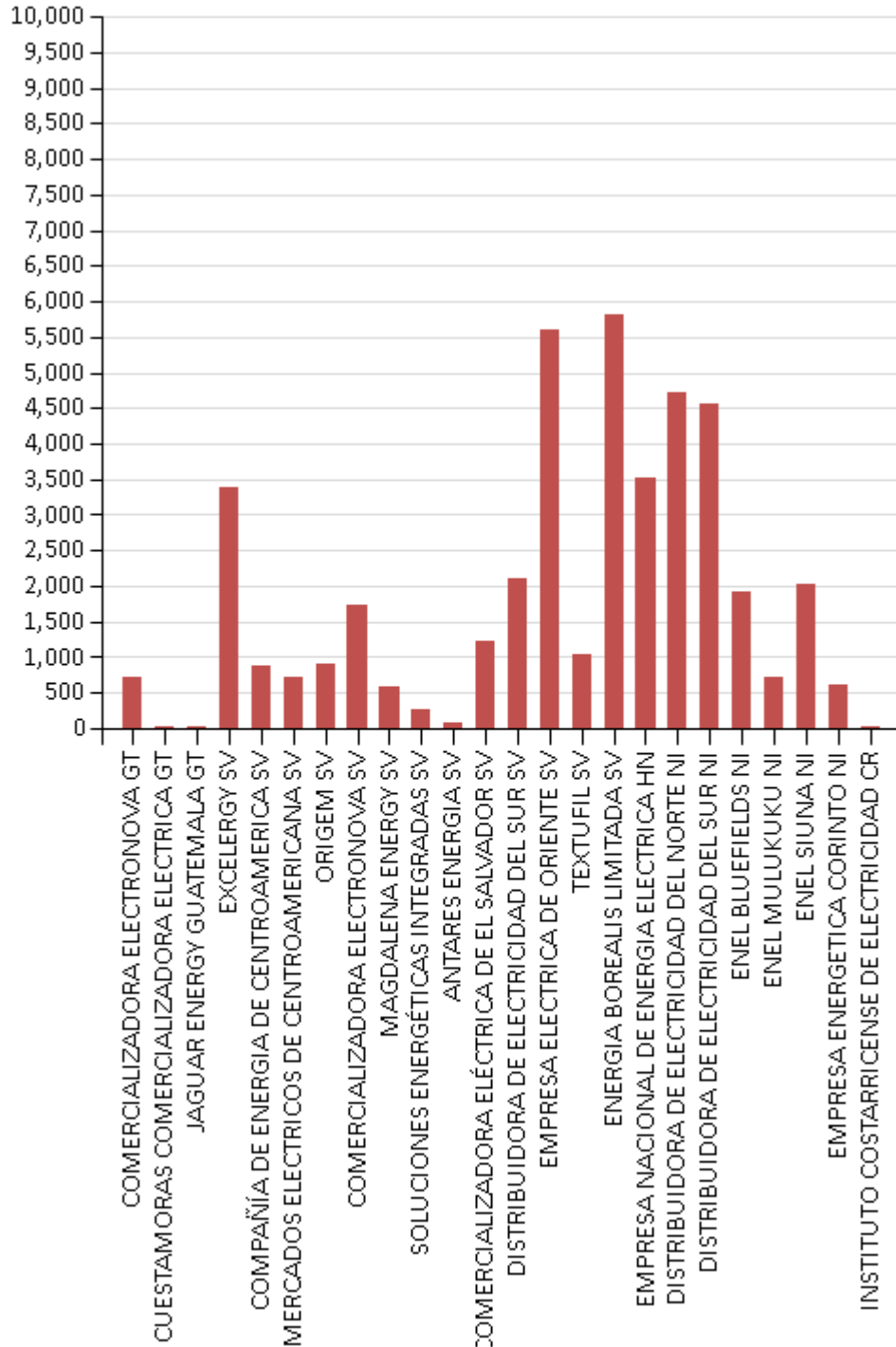
A nivel del Mercado de Oportunidad Regional, el principal vendedor fue el Instituto Costarricense de Electricidad ICE de Costa Rica, con 24,629.3 MWh, seguido por la Compañía Agrícola Industrial Santa Ana de Guatemala, con 6,412.1 MWh. Los principales compradores fueron BOREALIS y la Empresa Electrica de Oriente de El Salvador, con 5,805.1 MW y 5,611.3 MWh respectivamente. En las gráficas No. 9 y 10 se presentan las inyecciones y retiros, por agente, en el Mercado de Oportunidad Regional.

GRAFICA No. 9  
 INYECCIONES POR AGENTE EN EL MOR [MWh]  
 ENERO 2017



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

GRAFICA No. 10  
 RETIROS POR AGENTE EN EL MOR [MWh]  
 ENERO 2017

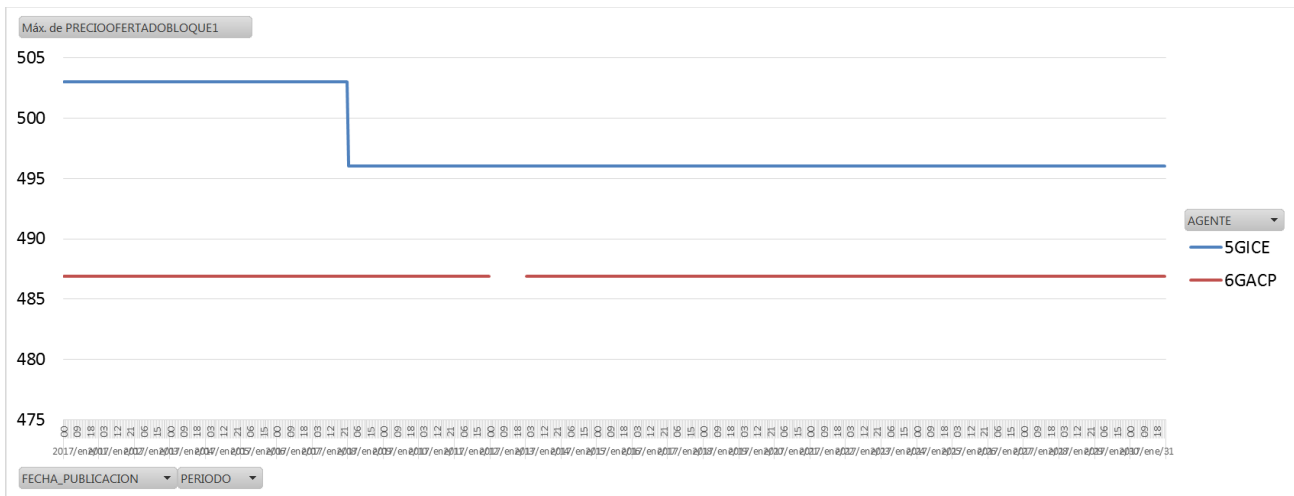


Fuente: Elaborado con información de la Base de Datos del EOR.

### 3. MONITOREO DE PRECIOS

Durante el mes, el agente ICE (5GICE) de Costa Rica y la Autoridad del Canal de Panamá (6GACP) presentaron ofertas de inyección en el MOR con precios de hasta 503 US\$/MWh y de 486.87 US\$/MWh respectivamente. Estas ofertas fueron hechas por los agentes en el nodo La Caja en Costa Rica (53,004), y en el nodo Cáceres en Panamá (6,018).

GRAFICA No. 11  
PRECIOS ALTOS EN EL MOR [MWh]  
ENERO 2017

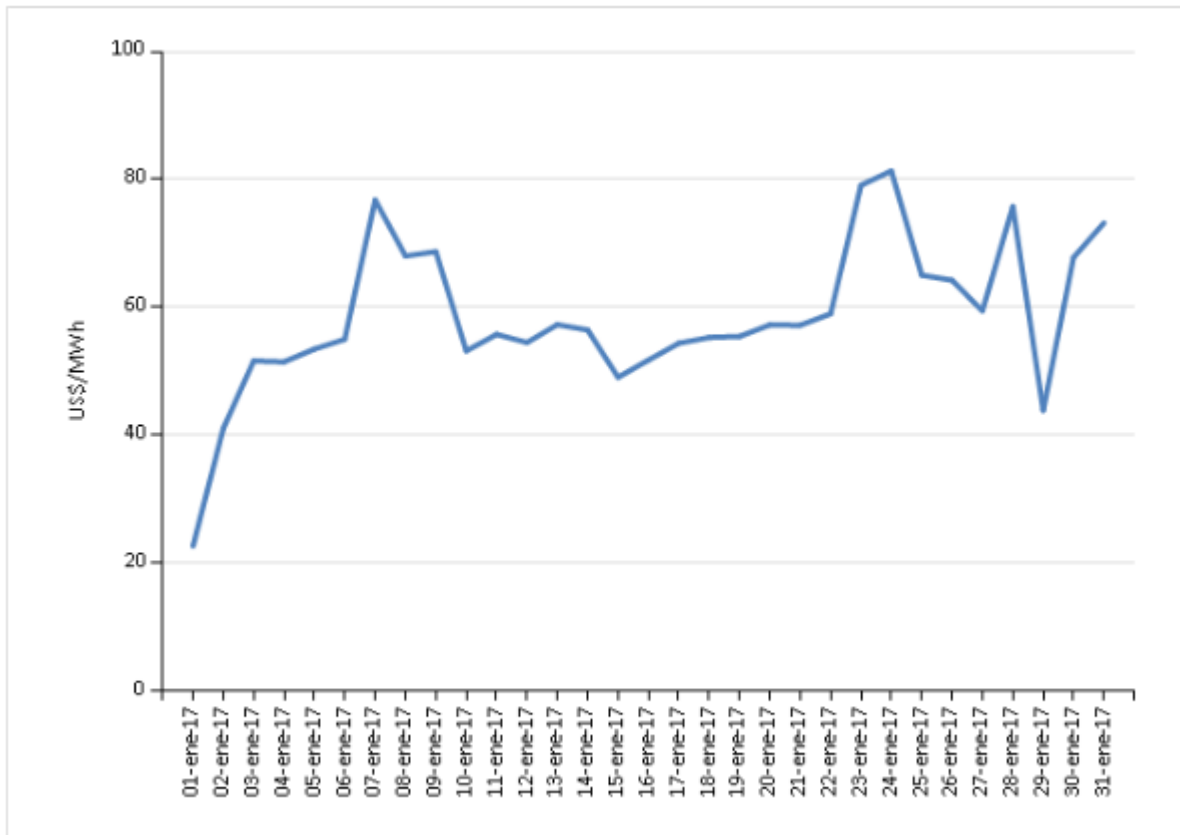


## 4. PRECIOS

### 4.1 PRECIOS DIARIOS

El precio promedio diario en el MOR fue de 58.55 US\$/MWh, siendo el promedio diario máximo registrado de 81.34 US\$/MWh y el mínimo de 22.6 US\$/MWh. El comportamiento de dicho precio se observa en la gráfica No.12:

GRAFICA No. 12  
 PRECIO PROMEDIO DIARIO EN EL MOR  
 ENERO 2017

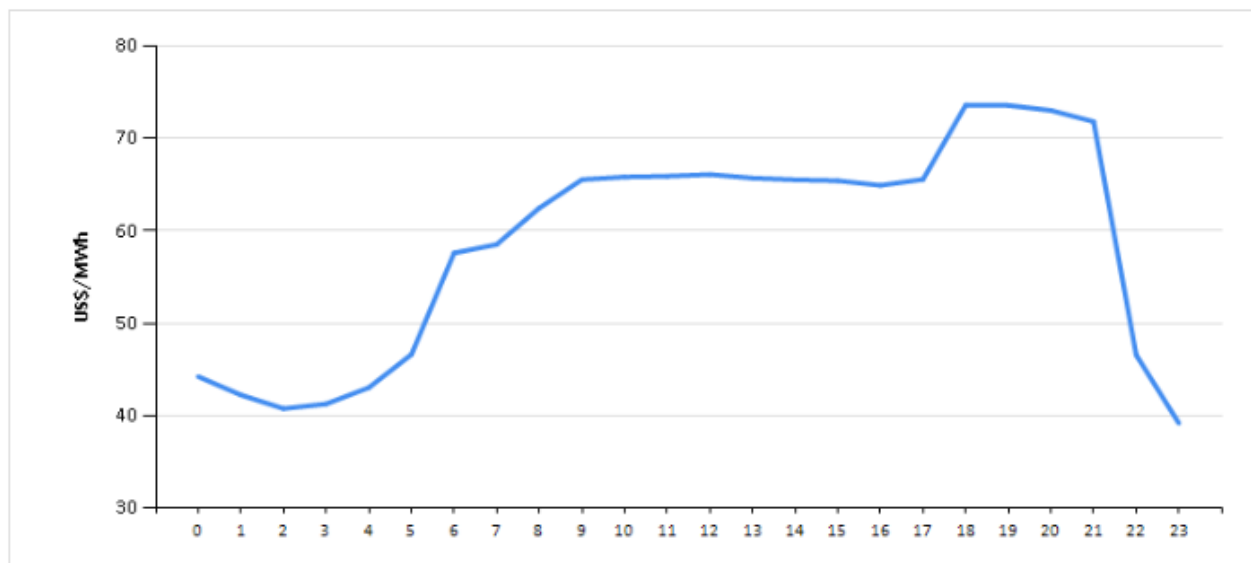


Fuente: Elaborado con información de la Base de Datos del EOR. El cálculo de los precios diarios incluye todos los nodos.

## 4.2 PRECIOS HORARIOS

Al realizar una comparación de 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 42.95 US\$/MWh; en lo que respecta al bloque horario de demanda media, el precio promedio es de 63.89 US\$/MWh; y para el bloque horario de demanda máxima es de 71.56 US\$/MWh. Esta tendencia de precios puede observarse en la gráfica No. 13.

GRAFICA No. 13  
PRECIO PROMEDIO HORARIO EN EL MOR  
ENERO 2017

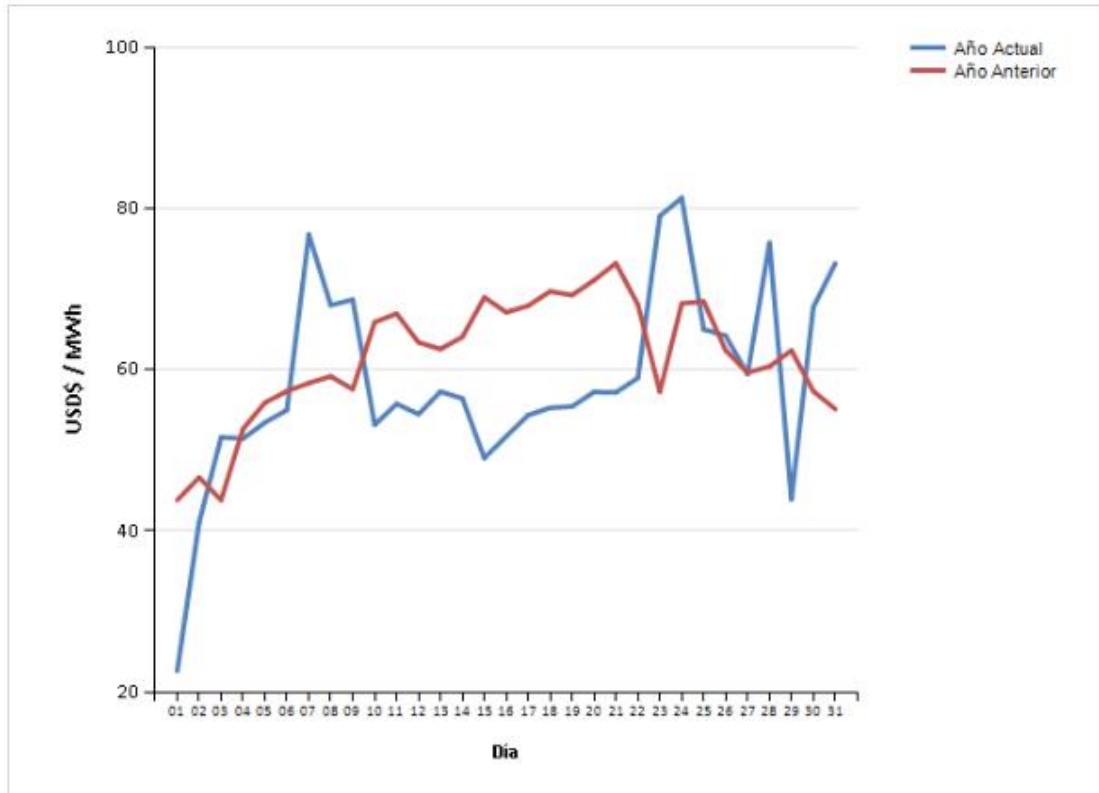


Fuente: Elaborado con información de la Base de Datos del EOR. El cálculo de los precios horario incluye todos los nodos.

### 4.3 COMPARACIÓN DE PRECIOS 2016-2017

A continuación se presenta una comparación de precios para este mes en los años 2016 y 2017. En el 2016 el precio promedio en el MOR fue de 61.46 US\$/MWh, mientras que en el 2017 el precio promedio es de 58.55 US\$/MWh. En general, los precios del año 2017 disminuyeron con respecto al mismo mes del año anterior, siendo 4.72 % menor respecto al valor promedio. En la gráfica No. 14 se presenta el comportamiento de los precios promedio diarios en el MOR de los meses de enero de 2016 y 2017.

GRAFICA No. 14  
 PRECIO PROMEDIOS DIARIOS EN EL MOR  
 ENERO 2016-2017



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

#### 4.4 PRECIOS POR NODOS

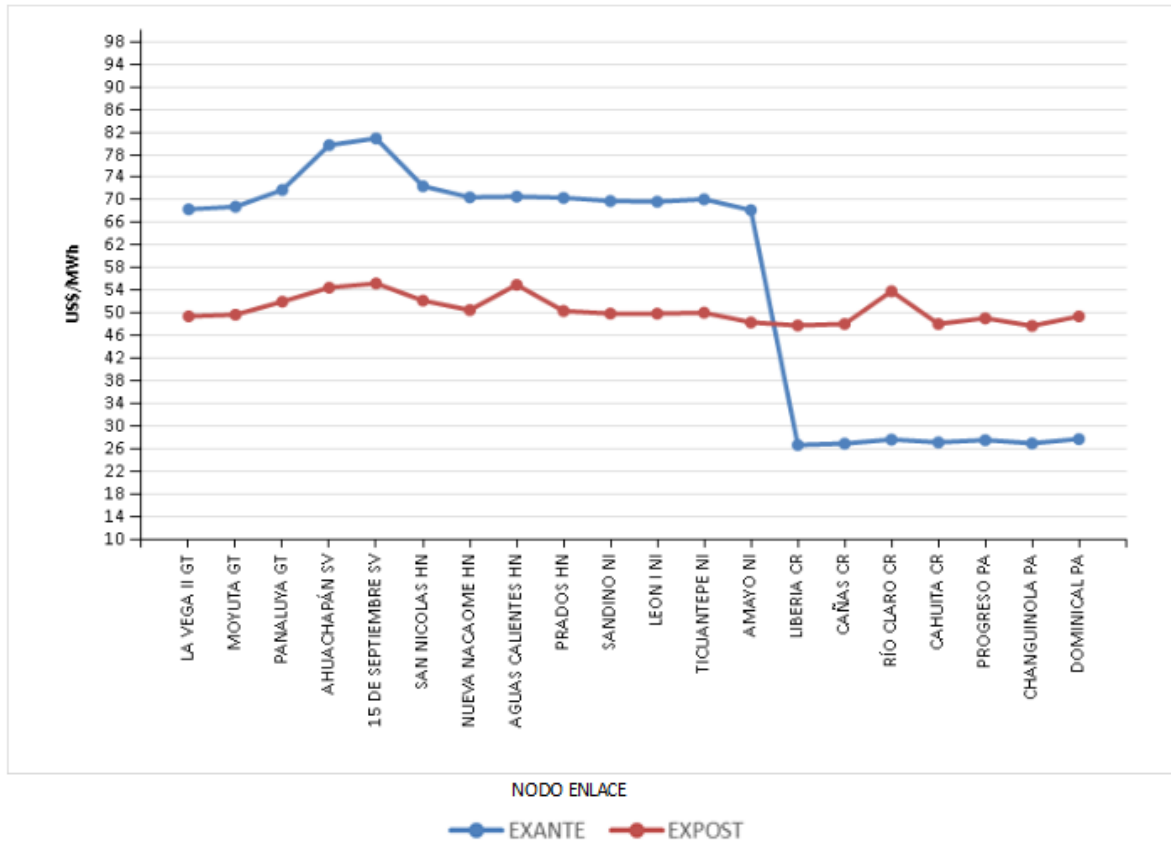
En la gráfica No. 15 se muestran los precios promedio Exante (predespacho) y los precios promedio Expost (posdespacho) correspondientes al mes para cada uno de los nodos de enlace. Los precios Exante determinan la programación de las inyecciones y retiros, y en relación a los precios Expost, estos son utilizados para remunerar las desviaciones que ocurren en tiempo real.

Los precios Exante en los nodos de enlace promediaron 56.09 US\$/MWh, mientras que los precios Expost promediaron 50.56 US\$/MWh, con diferencias de hasta 26.23 US\$/MWh en los nodos de Costa Rica.

Estas diferencias se deben a que los precios exante se fijan de acuerdo a lo establecido en el RMER mientras que los precios expost se fijan en base al PDC utilizando menos variables que el RMER; por lo tanto estos precios no son comparables.



GRAFICA No. 15  
PRECIO EXANTE POR NODO DE ENLACE  
ENERO 2017



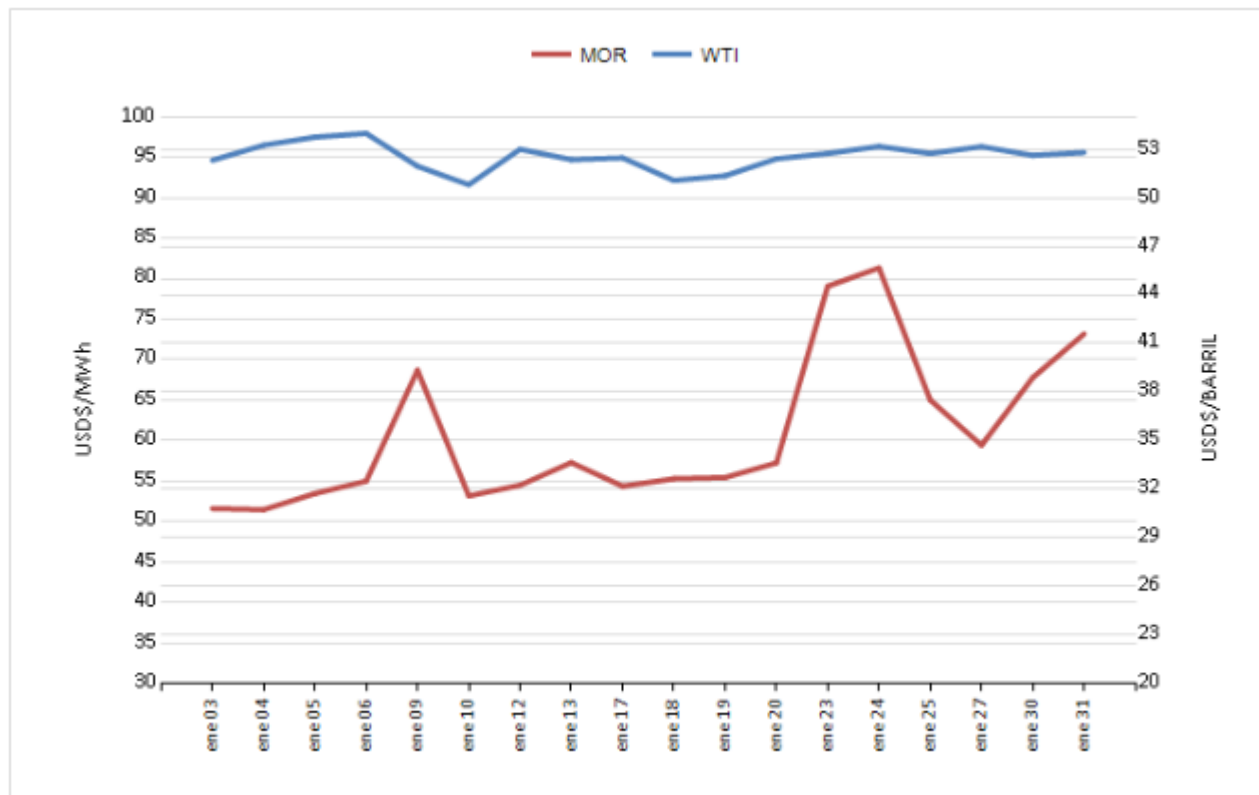
Fuente: Elaborado con información de la Base de Datos del EOR.

#### 4.5 PRECIOS DE COMBUSTIBLE Y MOR

Se toma como referencia el precio promedio por barril de petróleo del WTI (West Texas Intermediate), a partir de la información publicada por el Energy Information Administration (EIA). Se observa que el precio promedio del barril de petróleo fue de 52.56 US\$/barril, con tendencia a subir, mientras que el MOR fue de 60.75 US\$/MWh. El coeficiente de correlación de dichos precios es de 0.14, lo cual indica que los precios del MER no dependieron de los precios del combustible.

En la gráfica No. 16 se presenta el comportamiento diario de ambos precios correspondientes.

GRAFICA No. 16  
 RELACIÓN PRECIOS COMBUSTIBLE – PRECIOS MOR  
 ENERO 2017



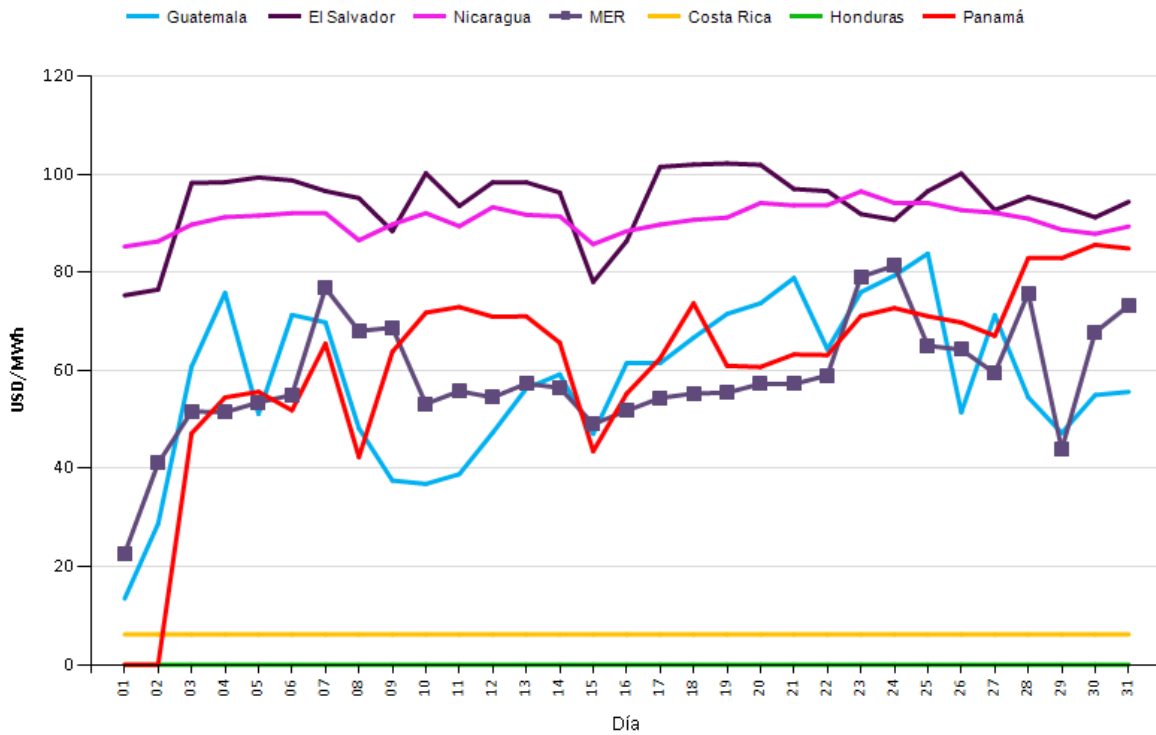
Fuente: <http://www.eia.gov> y con información de la Base de Datos del EOR.

## 5. PRECIOS PROMEDIO DE LA ENERGÍA POR PAIS

En la gráfica No. 17 se presentan los precios promedio por día en cada sistema eléctrico nacional. Los precios más bajos fueron presentados por Costa Rica. Este último presentó un precio de 6.15 US\$/MWh durante todo el mes, mientras que Panamá tuvo precios de 0 US\$/MWh durante los días 1 y 2. Por otro lado, El Salvador y Nicaragua presentaron los precios más altos, llegando a 102.21 US\$/MWh para El Salvador.

La gráfica muestra que el precio del MER fue marcado por los precios de los mercados nacionales de Guatemala y Panamá.

GRAFICA No. 17  
 PRECIO PROMEDIO DIARIO EN EL PREDESPACHO POR SISTEMA ELECTRICO NACIONAL  
 ENERO 2017

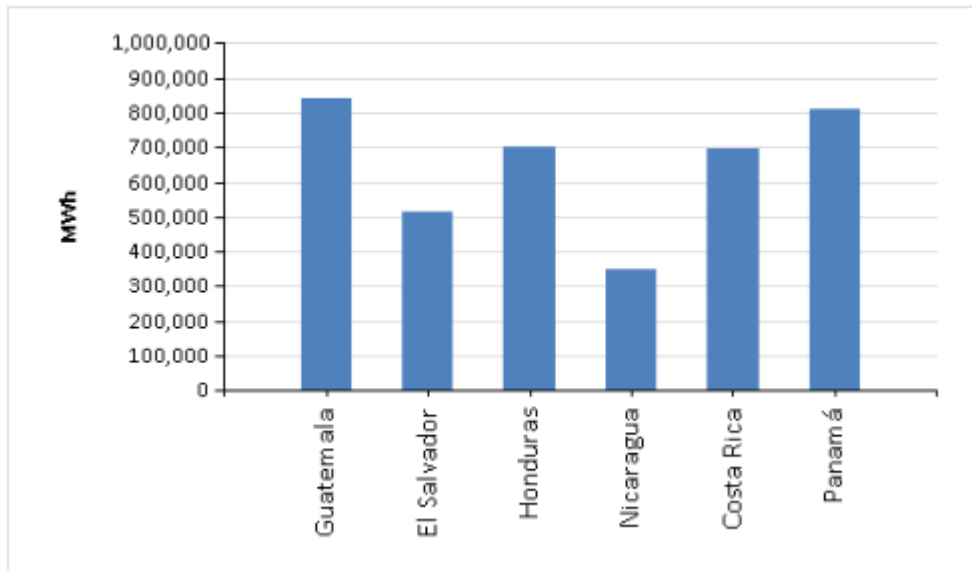


Fuente: Elaborado en base a información de la página web de cada OS/OM.

## 6. DEMANDA DE ENERGIA

Las estadísticas de demanda final de energía para cada uno de los países del MER que se disponen a la fecha corresponden al mes de diciembre 2016. Durante ese mes se registró un consumo total de energía de 3,913,746.3 MWh en los países de la región. El consumo individual por país se muestra en la gráfica No. 18.

GRAFICA No. 18  
 DEMANDA DE ENERGIA EN LOS PAISES DE LA REGIÓN  
 DICIEMBRE 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 diciembre 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, evidenciándose que a nivel regional se experimentó una variación porcentual de 0.97% con respecto al 2015.

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

País	Demanda	Demanda Anterior	Incremento
Guatemala	839,480	802,219	4.64%
El Salvador	516,862	516,514	0.07%
Honduras	702,112	692,832	1.34%
Nicaragua	346,456	351,364	-1.40%
Costa Rica	697,246	750,736	-7.13%
Panamá	811,591	838,601	-3.22%
<b>Total</b>	<b>3,913,746</b>	<b>3,952,266</b>	<b>-0.97%</b>

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

Guatemala presentó el mayor crecimiento de su consumo con respecto al mismo mes del año anterior, con 4.64%, contrario a Costa Rica, que presentó un decrecimiento de 7.13%.

## 7. CAPACIDAD DE LAS INTERCONEXIONES REGIONALES

Las capacidades de las interconexiones regionales de la gráfica No. 19, 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 estudio elaborado en noviembre 2016 por el EOR. Por otro lado, el cuadro N.6 presenta las causas de las modificaciones a las máximas transferencias de potencia establecidas.

CUADRO No.5  
MÁXIMAS TRANSFERENCIAS DE POTENCIA ESTABLECIDAS POR PERÍODO DE DEMANDA  
ENERO 2017

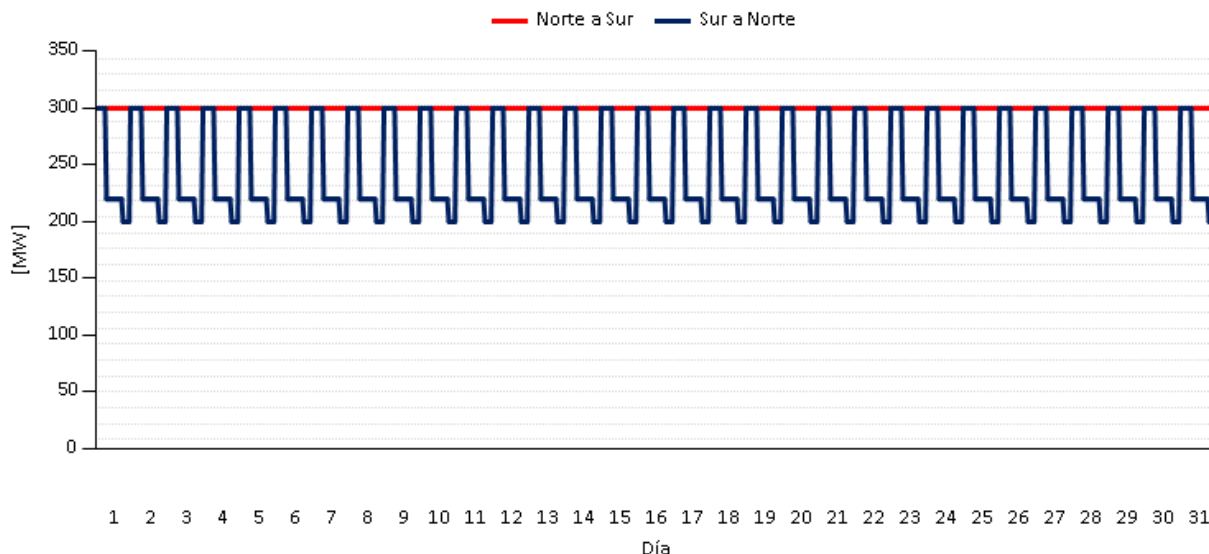
Período de Demanda	GUATEMALA-EL SALVADOR + GUATEMALA-HONDURAS + EL SALVADOR-HONDURAS (MW)		HONDURAS- NICARAGUA (MW)		NICARAGUA- COSTA RICA (MW)		COSTA RICA - PANAMÁ (MW)	
	N→S	S→N	N→S	S→N	N→S	S→N	N→S	S→N
<b>Demanda Mínima</b>	300	200	150	90	150	90	0	260
<b>Demanda Media</b>	300	220	140	180	190	90	0	230
<b>Demanda Máxima</b>	300	300	200	210	210	90	0	290

CUADRO No.6  
 MODIFICACIONES A LAS MÁXIMAS TRANSFERENCIAS DE POTENCIA GESTIONADAS POR EL EOR  
 ENERO 2017

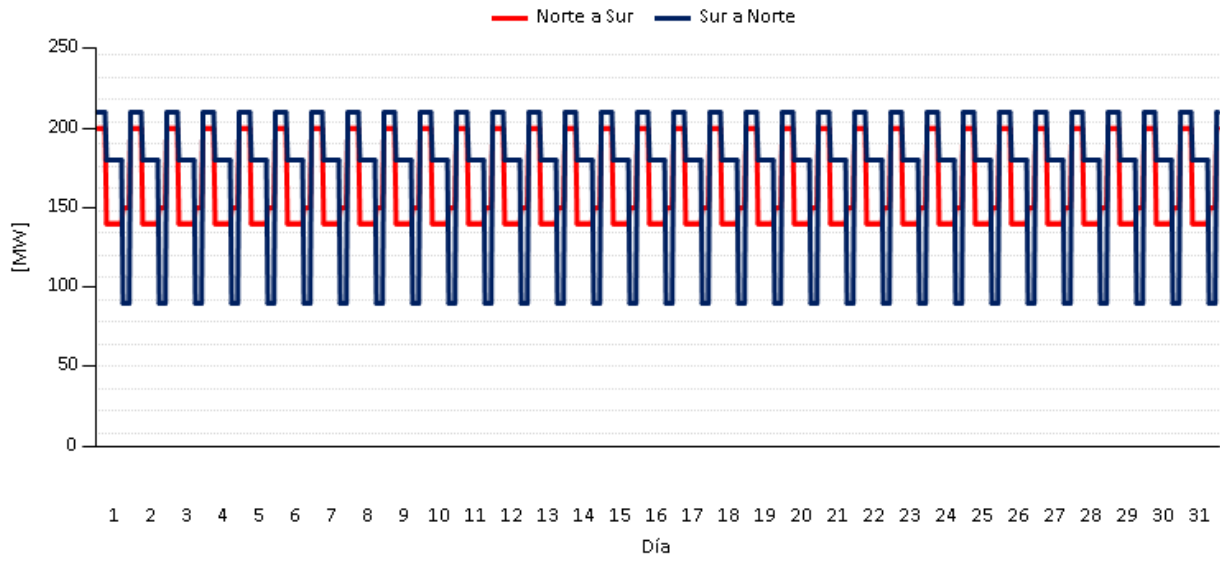
Desde	Hasta	Horario	causa
01/01/2017	01/01/2017	00:00-17:59, 21:00-23:00	Restricción a la importación total de el salvador en los periodos de 00:00 a 05:59 en 100MW, de 06:00 a 07:59 en 70MW, de 08:00 a 09:59 en 100MW, de de 10:00 a 17:59 mas la 21:00 en 190 y de 22:00 a 23:59 en 100MW, para garantizar el cumplimiento del mont
02/01/2017	02/01/2017	00:00-08:59	Restricción a la importación total de El Salvador en los periodos de 00:00 a 05:59 en 110MW, de 06:00 a 08:59 en 170MW, para garantizar el cumplimiento del monto de reserva rodante como lo indica el RMER.
13/01/2017	31/01/2017	00:00-23:59	Restricción a la máxima transferencia SN entre Nicaragua-Costa Rica a 50 MW debido al incremento del despacho de generación Eólica del área de control de Nicaragua.
29/01/2017	29/01/2017	09:00 - 17:59	Restricción a la Importacion NS a 240 MW, importacion SN a 260 MW e importacion total a 240 MW en El Salvador debido al mantenimiento del transformador 2 230 /115kV de Subestación Nejapa solicitado por El Salvador. Restricción solicitada por El Salvador.

GRAFICA No.19  
 MÁXIMAS TRANSFERENCIAS DE POTENCIA DIARIAS ENTRE ÁREAS DE CONTROL  
 ENERO 2017

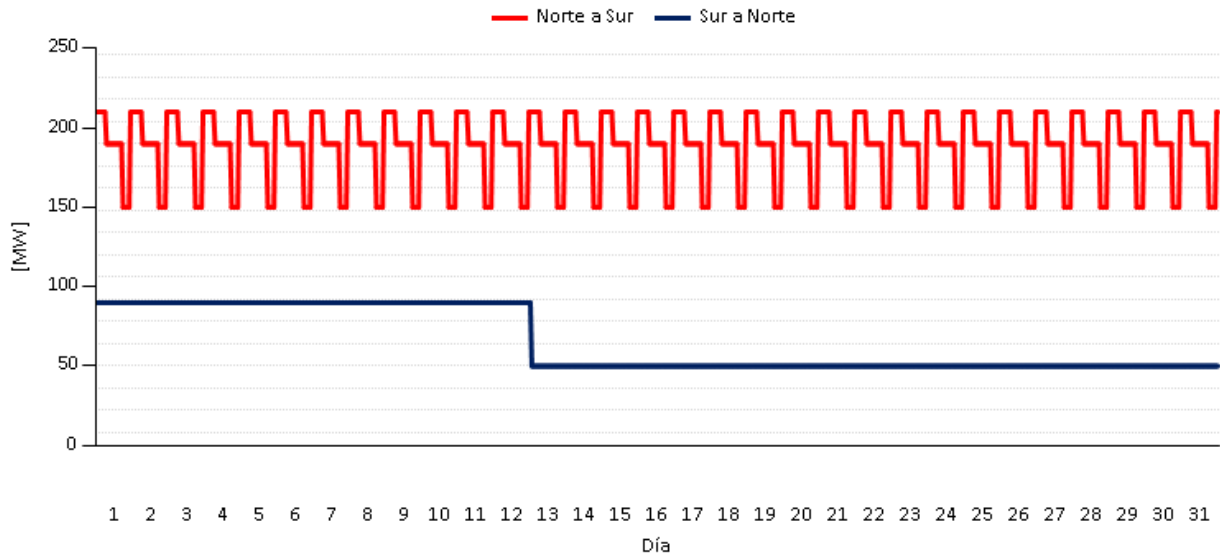
**Guatemala-El Salvador-Honduras**



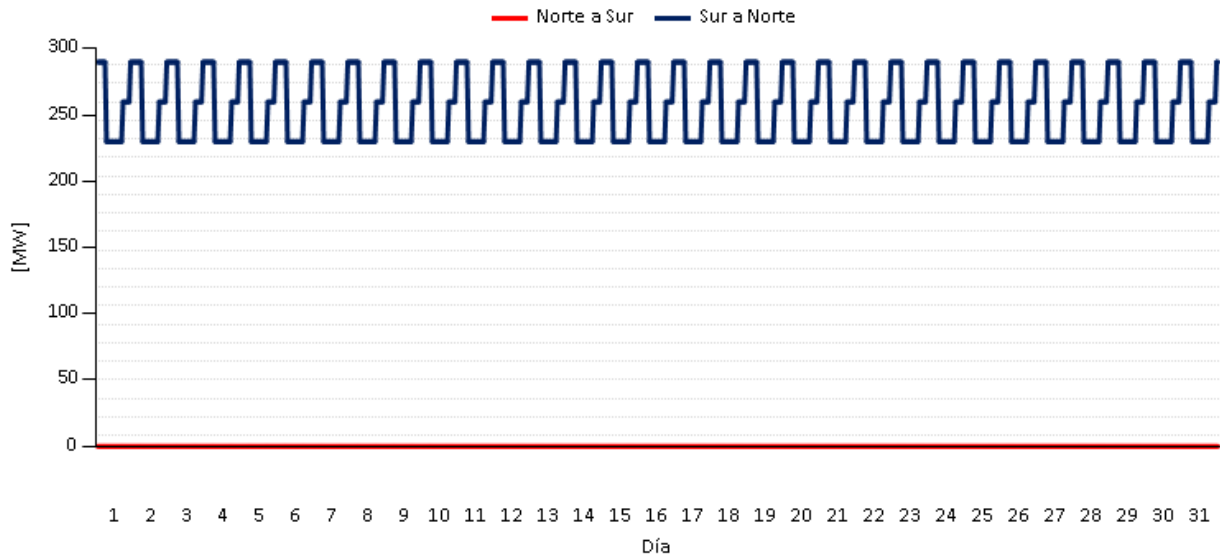
### Honduras-Nicaragua



### Nicaragua-Costa Rica



## Costa Rica-Panamá



## 8. ASIGNACIÓN DE DERECHOS FIRMES

Se presenta a continuación en los cuadros No. 7 y No. 8 las asignaciones de Derecho Firme (DF) anual A1701 y A1607, así como la asignación mensual de enero 2017.

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

ASIGNACIÓN A1607 (enero – junio 2017)

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
	<b>52.515</b>	<b>103.284</b>		<b>IVDT=</b>	<b>\$1,810,766.64</b>	



ASIGNACIÓN A1701 (enero – junio 2017)

AGENTE	POTENCIA [MW]	NODO		Pago DF
	enero - junio	Inyección	Retiro	enero - junio
EXCELERGY (ESAL)	5	1126	28181	\$ 33,317
MERELEC (ESAL)	5	1124	27481	\$ 34,088
MERELEC (ESAL)	9	1124	28161	\$ 63,703
ORIGEM (ESAL)	5	1126	28181	\$ 33,317
CUESTAMORAS (GUA)	20	1124	28181	\$ 128,802
EDECSA (ESAL)	5	1124	27461	\$ 33,752
EDECSA (ESAL)	5	1124	27461	\$ 33,752
HIDRO XACBAL (GUA)	16.816	1126	28161	\$ 122,787
SAN DIEGO (GUA)	40	1710	3183	\$ 83,519
EDECSA (ESAL)	5	1124	27461	\$ 33,752
	<b>115.816</b>		<b>IVDT=</b>	<b>\$600,788.96</b>

ASIGNACIÓN A1701 (julio – diciembre 2017)

AGENTE	POTENCIA [MW]	NODO		Pago DF
	julio - diciembre	Inyección	Retiro	julio - diciembre
DUKE (ESAL)	42.24	1126	28161	\$ 185,734
CUESTAMORAS (GUA)	20	1124	28181	\$ 77,650
EXCELERGY (ESAL)	5	1126	27371	\$ 21,010
EXCELERGY (ESAL)	5	1126	28161	\$ 21,986
EXCELERGY (ESAL)	5	1126	28181	\$ 20,048
EXCELERGY (ESAL)	5	1124	27371	\$ 20,375
EXCELERGY (ESAL)	5	1126	28181	\$ 20,048
MERELEC (ESAL)	5	1124	27481	\$ 20,621
MERELEC (ESAL)	9	1124	28161	\$ 38,430
ORIGEM (ESAL)	5	1126	28181	\$ 20,048
TEXTUFIL (ESAL)	10	1126	27351	\$ 43,114
EDECSA (ESAL)	5	1124	27461	\$ 20,422
EDECSA (ESAL)	5	1124	27481	\$ 20,621
EDECSA (ESAL)	5	1124	27461	\$ 20,422
EDECSA (ESAL)	5	1124	27461	\$ 20,422
PACIFIC ENERGY (ESAL)	2	1124	28161	\$ 8,540
HIDRO XACBAL (GUA)	28	1126	28161	\$ 123,119
SAN DIEGO (GUA)	40	1710	3183	\$ 47,108
EXCELERGY (ESAL)	5	1126	28181	\$ 20,048
	<b>211.24</b>		<b>IVDT=</b>	<b>\$769,766.12</b>

CUADRO No.8  
DERECHOS FIRME MENSUAL [MW]  
ENERO 2017

AGENTE	POTENCIA [MW]	NODO		Pago DF [US\$]
	VIGENCIA EN ENERO 2017 (ASIGNADO MES ANTERIOR) M1701	Inyección	Retiro	
	No hubo asignación			
AGENTE	POTENCIA [MW]	NODO		Pago DF [US\$]
	ASIGNADOS EN ENERO 2017 (VIGENCIA SIGUIENTE MES) M1702	Inyección	Retiro	
	No hubo asignación			