



Comisión Regional de Interconexión Eléctrica

SUPERVISIÓN Y ANÁLISIS DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL

AÑO 2018



Agosto de 2019

Contenido

INTRODUCCIÓN.....	4
1. TRANSACCIONES DE ENERGÍA.....	5
1.1 TRANSACCIONES EN CONTRATOS Y EN OPORTUNIDAD	7
1.2 EVOLUCIÓN DE TRANSACCIONES.....	8
1.3 AGENTES AUTORIZADOS PARA REALIZAR TRANSACCIONES EN EL MER	10
1.4 TRANSACCIONES POR AGENTE MERCADO DE CONTRATOS	10
1.5 TRANSACCIONES POR AGENTE EN MERCADO DE OPORTUNIDAD	13
2. PRECIOS.....	15
2.1 PRECIOS DIARIOS AÑOS 2013 A 2018.....	15
2.2 COMPARACION DE PRECIOS MER AÑO 2018 - AÑO ANTERIOR	16
2.3 PRECIOS HORARIOS EN EL MER	16
2.4 PRECIOS COMPARATIVOS POR MERCADOS NACIONALES	17
2.5 COMPARATIVO PRECIO EXANTE MER CON TRANSACCIONES MER.....	19
2.6 PRECIOS MER - PRECIOS COMBUSTIBLE	19
3. DEMANDA	22
3.1 DEMANDA DE ENERGÍA.....	22
3.2 DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA	25
4. CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACIÓN EN LA REGIÓN.....	26
4.1 CAPACIDAD INSTALADA	26
4.2 GENERACIÓN	29
5. ANÁLISIS DE EFICIENCIA EN EL MER	32
5.1 LAS FALLAS DEL MERCADO	32

5.2	ASIGNACIÓN EFICIENTE DE RECURSOS.....	36
5.3	EMPRESAS VERTICALMENTE INTEGRADAS	41
6.	TRANSMISIÓN.....	41
6.1	MÁXIMAS TRANSFERENCIAS DE POTENCIA ENTRE ÁREAS DE CONTROL	42
6.2	RESTRICCIONES A LA TRANSMISIÓN.....	42

INTRODUCCIÓN

El Informe Anual de Supervisión del Mercado Eléctrico Regional (MER) ofrece un repaso en detalle de cómo se comportó el MER en el año 2018, cómo ha evolucionado, qué factores incidieron y cómo se puede interpretar.

La integración de los mercados de energía en América Central está avanzando poco a poco, favorecido en los últimos años por la implementación de los Contratos Firmes en el MER, lo que ha incrementado las transacciones con inyecciones que cubrieron el 5.4% del consumo de energía regional.

La falta de inversiones que replacen tecnología más costosa en algunos países y que mantienen elevados precios de energía nacionales, ha llevado al incremento de las importaciones de países tales como El Salvador y Honduras.

Además, faltan inversiones en transmisión entre algunos países lo que exigirá la movilización de los esfuerzos a todos los niveles, con carácter de urgencia, para alcanzar el objetivo de un mercado plenamente conectado y se concreten los beneficios de intercambios de energía más barata.

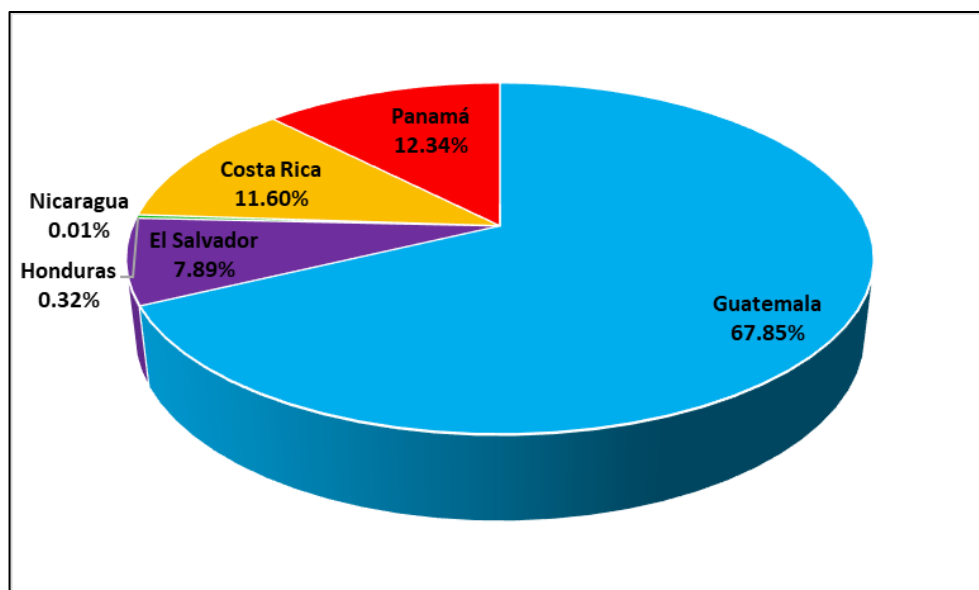
En este entorno, donde se requieren más inversiones en los países, una política energética integrada de América Central debería enfocarse en el completo desarrollo de Contratos Firmes a través de una red interconectada robusta que ayude a realizar este objetivo de la integración.

Finalmente, el numeral 2.2.9 del Libro IV del RMER establece que *“...Una vez al año tales informes contendrán la evaluación general de la CRIE sobre el estado de competencia en el MER y la eficiencia del mismo...”*, por lo cual, se añade un capítulo al presente informe con los análisis correspondientes a competencia en el MER y a su eficiencia.

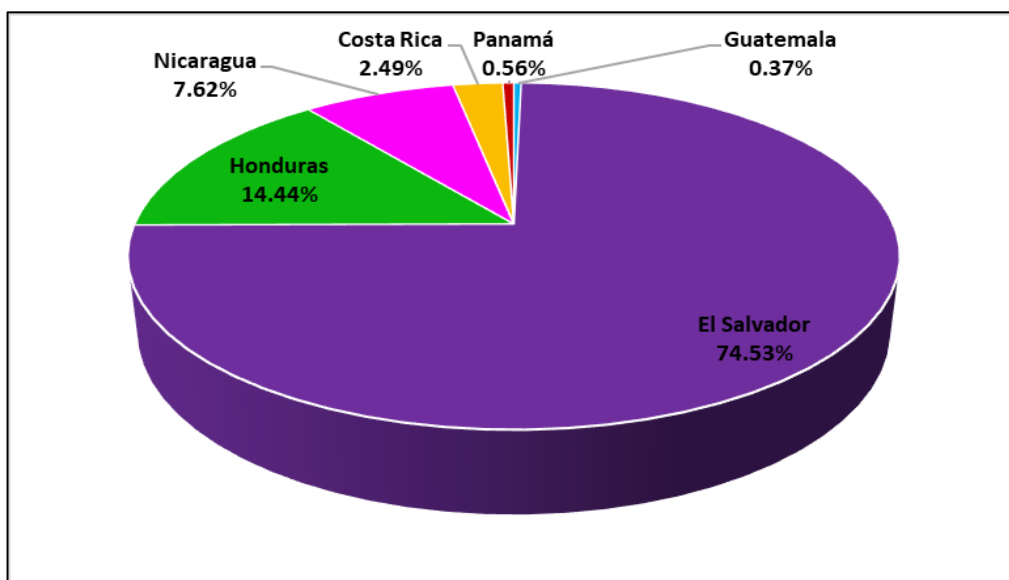
1. TRANSACCIONES DE ENERGÍA

En el año 2018 se realizaron inyecciones al MER por 2, 651.3 GWh. Un incremento de 8.4% con respecto a las inyecciones realizadas en el año 2017 por 2,446,8 GWh. El 67.8% de las inyecciones corresponden a Guatemala; 12.3% a Panamá y 11.6% a Costa Rica. Con respecto a los retiros, El Salvador retiró 74.5%, Honduras y Nicaragua, con 14.4% y 7.6% respectivamente.

GRÁFICA No.1
TRANSACCIONES DE INYECCIÓN POR PAÍS [%]
AÑO 2018



GRÁFICA No.2
TRANSACCIONES DE RETIRO POR PAÍS [%]
AÑO 2018



CUADRO No.1
 INYECCIONES POR PAÍS [GWh]
 AÑO 2018

PAÍS	INYECCIONES					
	CF	CNFFF	OFLEX	MCR	MOR	TOTAL
Guatemala	1,294.0	388.8	0.0	1,682.8	116.1	1,798.9
El Salvador	0.0	67.4	125.4	192.8	54.6	209.1
Honduras	0.0	0.0	0.0	0.0	8.4	8.4
Nicaragua	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.2
Costa Rica	121.9	0.0	0.0	121.9	147.3	307.5
Panamá	233.9	56.8	0.0	290.7	36.5	327.2
TOTAL	1,649.8	513.0	125.4	2,288.1	363.2	2,651.3

CUADRO No.2
 RETIROS POR PAÍS [GWh]
 AÑO 2018

PAÍS	RETIROS					
	CF	CNFFF	OFLEX	MCR	MOR	TOTAL
Guatemala	0.0	2.1	1.4	3.6	6.13	9.7
El Salvador	1,441.0	379.2	18.8	1,839.0	129.29	1,968.3
Honduras	246.2	81.6	0.0	327.8	53.5	381.3
Nicaragua	9.0	31.2	0.0	40.2	160.89	201.1
Costa Rica	0.0	16.0	0.0	16.0	49.75	65.7
Panamá	0.0	2.9	1.4	4.3	10.38	14.7
TOTAL	1,696.2	513.0	21.7	2,230.9	409.9	2,640.8

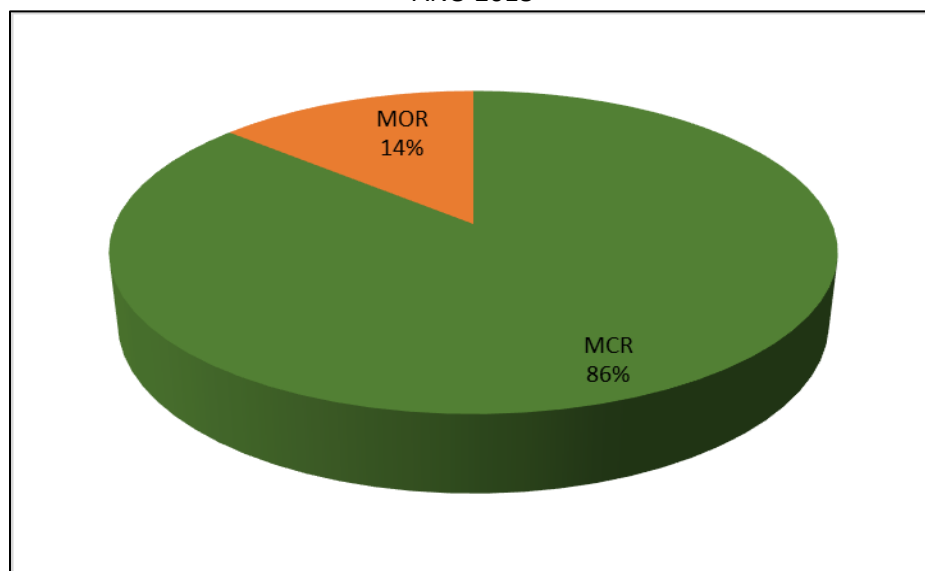
Fuente: Elaborado con información de la Base de Datos del EOR

CF: Contrato Firme; CNFFF: Contratos No Firme Físico Flexible; OFLEX: Oferta de Flexibilidad; MCR: Mercado de Contratos; MOR: Mercado de Oportunidad.

1.1 TRANSACCIONES EN CONTRATOS Y EN OPORTUNIDAD

Del total de las inyecciones, un 86% se hicieron a través del Mercado de Contrato Regional (MCR) y un 14% en el Mercado de Oportunidad Regional (MOR).

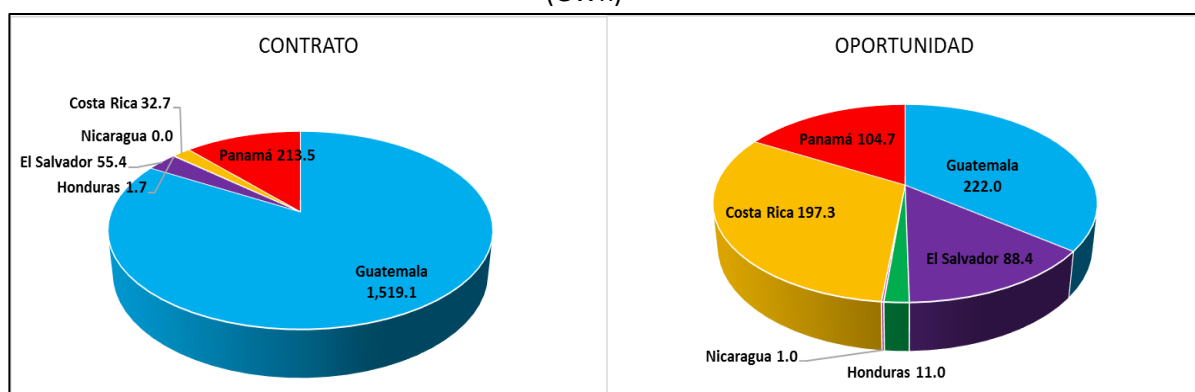
GRÁFICA No.3
VENTAS EN EL MCR Y EN EL MOR [%]
AÑO 2018



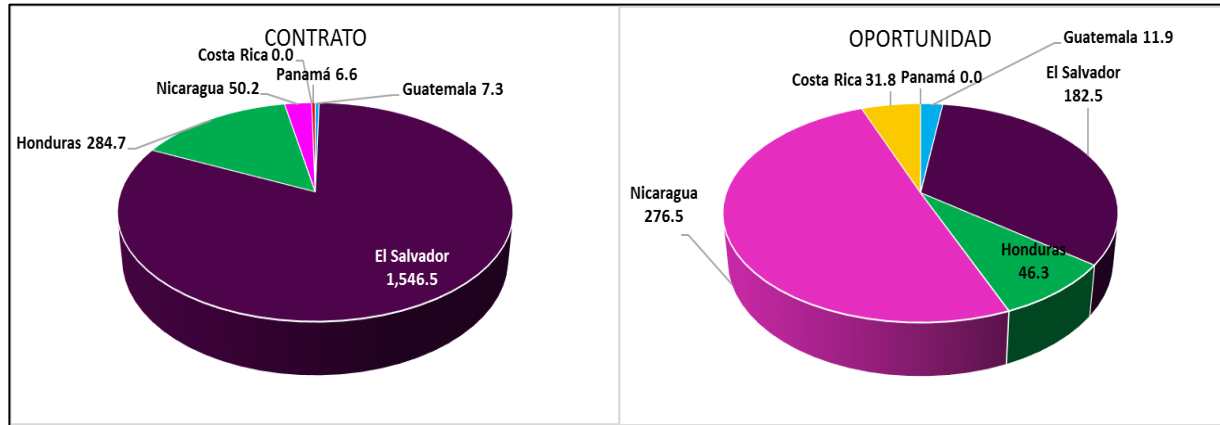
Fuente: Elaborado en base a cifras del EOR.

Guatemala fue el país que más inyecciones realizó al MER a través del MCR con 1,682.8 GWh. Con respecto al MOR, Costa Rica inyectó 147.3 GWh, Guatemala 116.1 GWh, El Salvador 54.6 GWh y Panamá, 36.48 GWh.

GRÁFICA No. 4
TRANSACCIONES DE INYECCIÓN POR PAÍS, SEGÚN TIPO, AÑO 2018
(GWh)



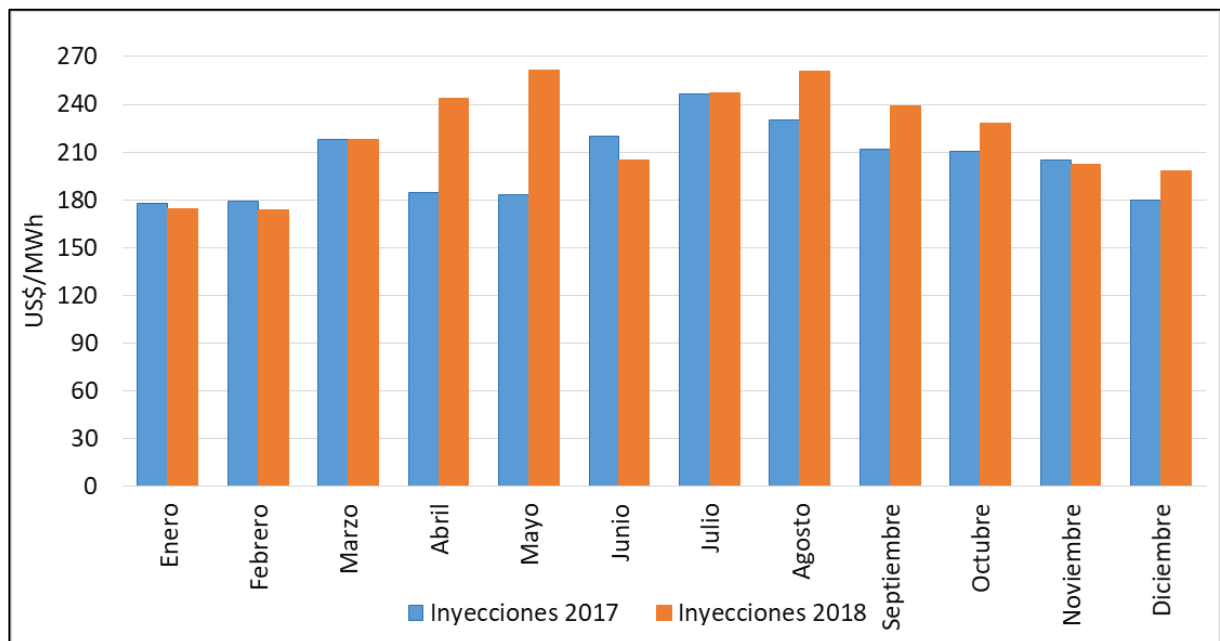
GRÁFICA No. 5
TRANSACCIONES DE RETIRO POR PAÍS, SEGÚN TIPO, AÑO 2018
(GWh)



Fuente: Elaborado en base a cifras del EOR.

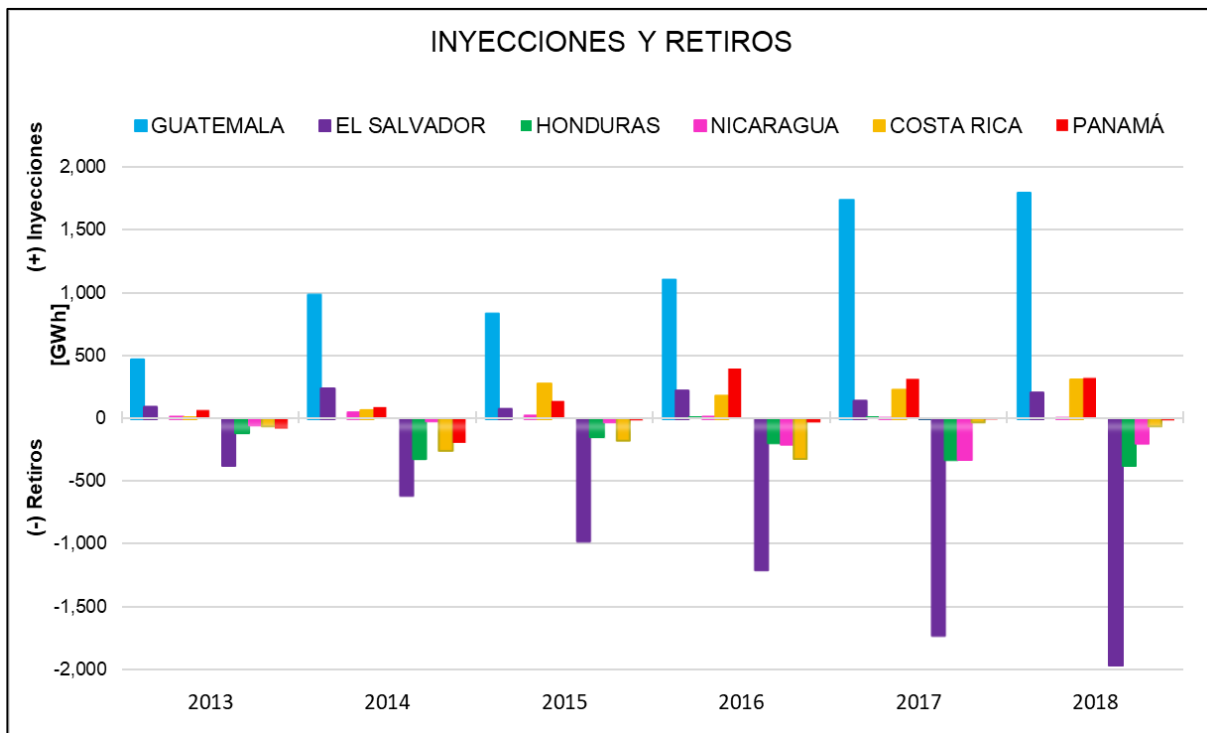
1.2 EVOLUCIÓN DE TRANSACCIONES

GRAFICA No. 6
COMPARACIÓN TRANSACCIONES DE INYECCIÓN
AÑO 2017-2018



Se muestra cómo han evolucionado las transacciones de inyección y de retiro en el MER de 2013 a 2018, en donde gráficamente se observa la tendencia creciente de inyecciones de Guatemala y de retiros de El Salvador.

GRAFICA No .7
COMPARACIÓN INYECCIONES Y RETIROS POR PAÍS [GWh]
AÑO 2013-2018



Fuente: Elaborado en base a cifras del EOR.

1.3 AGENTES AUTORIZADOS PARA REALIZAR TRANSACCIONES EN EL MER

Del año 2015 al 2018 los agentes autorizados para realizar transacciones en el MER pasaron de 215 a 237. Con respecto al año 2017, se tuvo un incremento del 2.2%. con excepción de Costa Rica y Honduras, se ha observado un incremento de agentes de Guatemala, el Salvador y Panamá.

CUADRO No. 3
EVOLUCIÓN AGENTES AUTORIZADOS
AÑO 2015-2018

País	Generadores				Distribuidores				Comercializadores				Grandes Usuarios				Total			
	2015	2016	2017	2018	2015	2016	2017	2018	2015	2016	2017	2018	2015	2016	2017	2018	2015	2016	2017	2018
Guatemala	50	52	56	56	6	6	6	6	21	21	23	24	23	23	23	23	100	102	108	109
El Salvador	7	7	8	8	7	7	7	7	25	27	31	31	1	1	1	1	40	42	47	47
Honduras	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	2	2
Nicaragua	14	14	14	15	2	2	2	2	0	0	0	0	17	17	17	17	33	33	33	34
Costa Rica	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	2	2
Panamá	38	38	40	43	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	38	38	40	43
Total	111	113	120	124	17	17	17	17	46	48	54	55	41	41	41	41	215	219	232	237

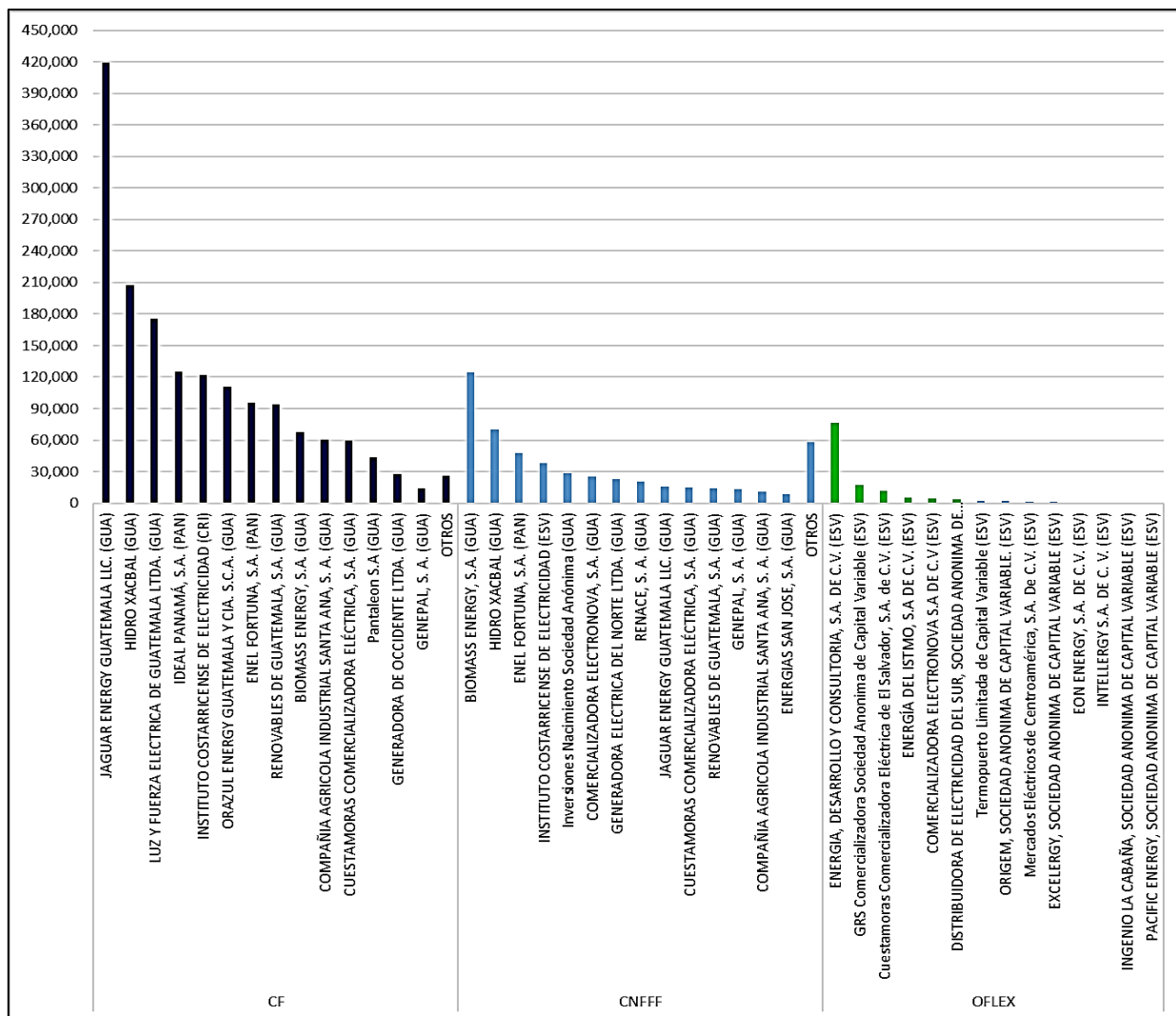
De acuerdo con el mercado de cada país se tienen los siguientes tipos de agentes:

- En Guatemala y El Salvador realizan transacciones generadoras, distribuidores, comercializadores y grandes usuarios.
- Costa Rica y Honduras, con empresas verticalmente integradas tienen un agente para comprar y otro para vender.
- En Nicaragua realizan transacciones generadoras, distribuidores y grandes usuarios.
- En Panamá solamente realizan transacciones en el MER los agentes generadores. El Transmisor ETESA puede realizar compras para la demanda.

1.4 TRANSACCIONES POR AGENTE MERCADO DE CONTRATOS

Del total de agentes autorizados para el MER, aproximadamente sólo veinte agentes realizan activamente transacciones. Las transacciones individuales realizadas por estos agentes se muestran en las siguientes gráficas:

GRÁFICA No. 8
 INYECCIONES POR AGENTE EN EL MCR [MWh]
 AÑO 2018

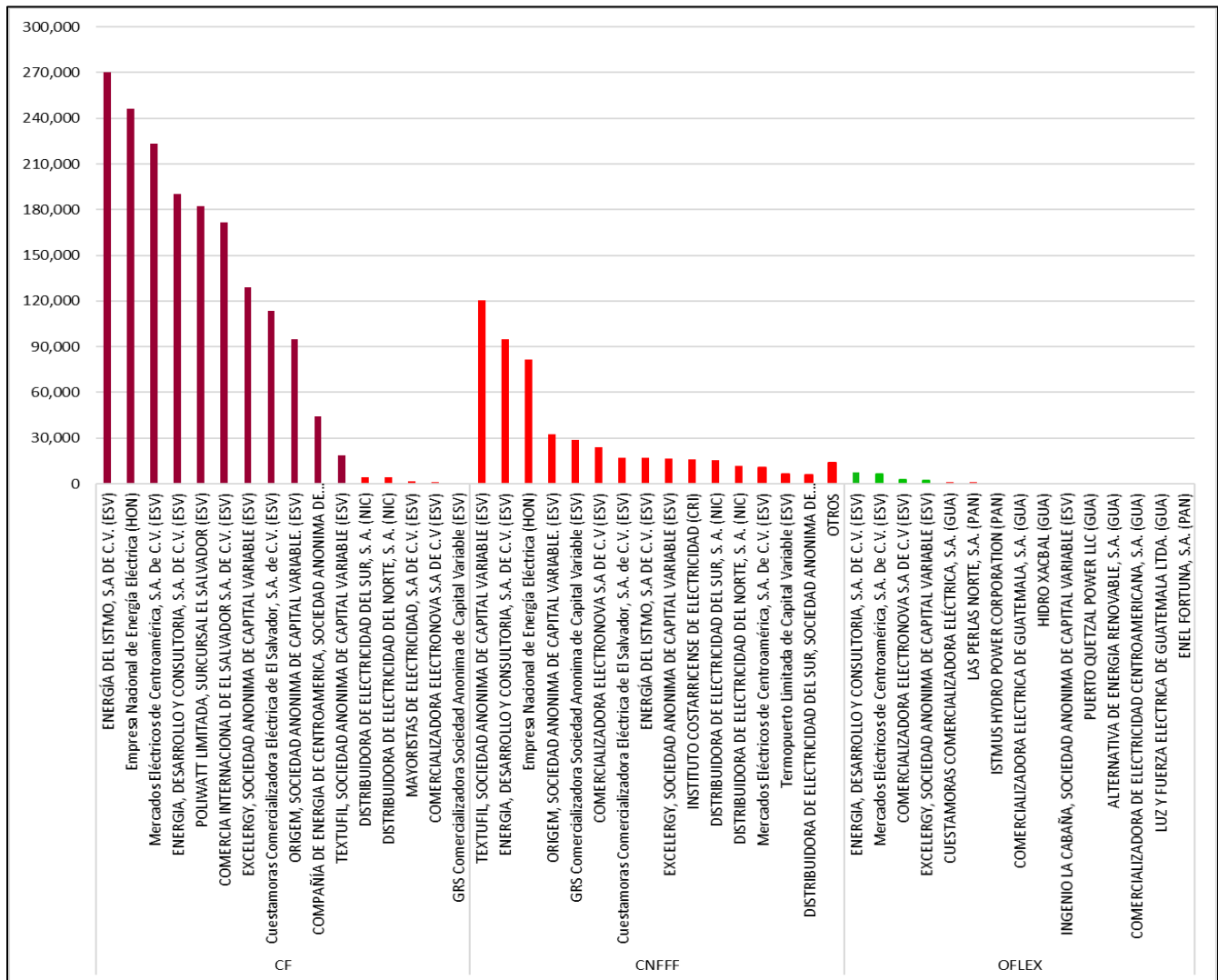


Nota: Otros corresponde a la suma de transacciones de agentes con retiros relativamente bajos.

Fuente: Elaborado en base a cifras del EOR.

CF: Contratos Regionales con Prioridad de Suministro CNFFF: Contratos No Firme Físico Flexible; O Flex: Oferta de Flexibilidad OPO: Oportunidad.

GRÁFICA No. 9
RETIROS POR AGENTE EN EL MCR [MWh]
AÑO 2018



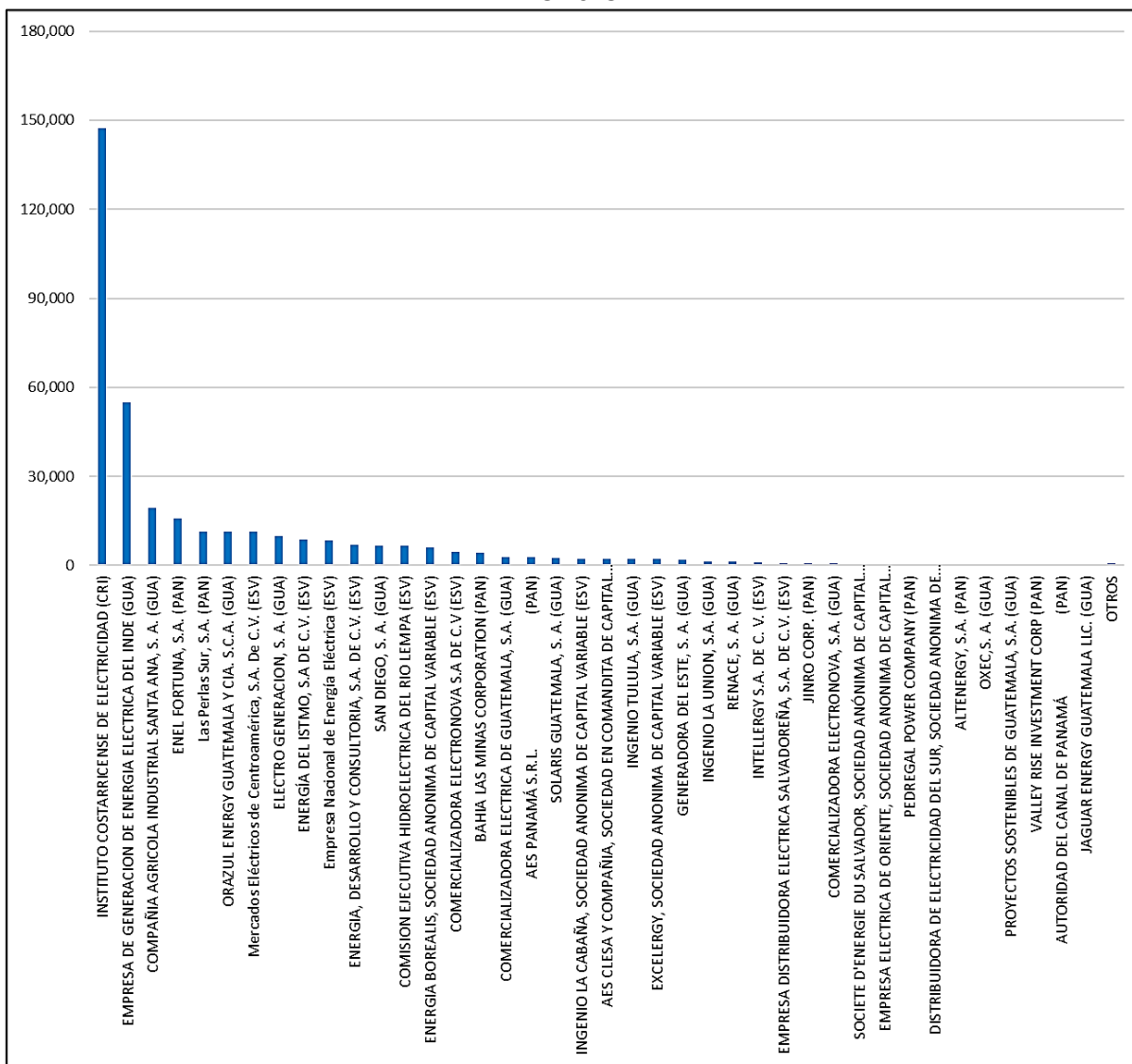
Nota: Otros corresponde a la suma de transacciones de agentes con retiros relativamente bajos.

Fuente: Elaborado en base a cifras del EOR. CF: Contratos Regionales con Prioridad de Suministro
CNFFF: Contratos No Físico Flexible; O Flex: Oferta de Flexibilidad OPO: Oportunidad.

Los agentes con más participación en Contratos Regionales fueron Jaguar Energy Guatemala LLC, con ventas en CF, y Biomass Energy S.A., con ventas en CNFFF, ambos de Guatemala; el principal comprador en CF fue Energía del Istmo, S.A. de C.V.; y Textufil, S.A. de C.V., con ventas en CNFFF, ambos de El Salvador.

1.5 TRANSACCIONES POR AGENTE EN MERCADO DE OPORTUNIDAD

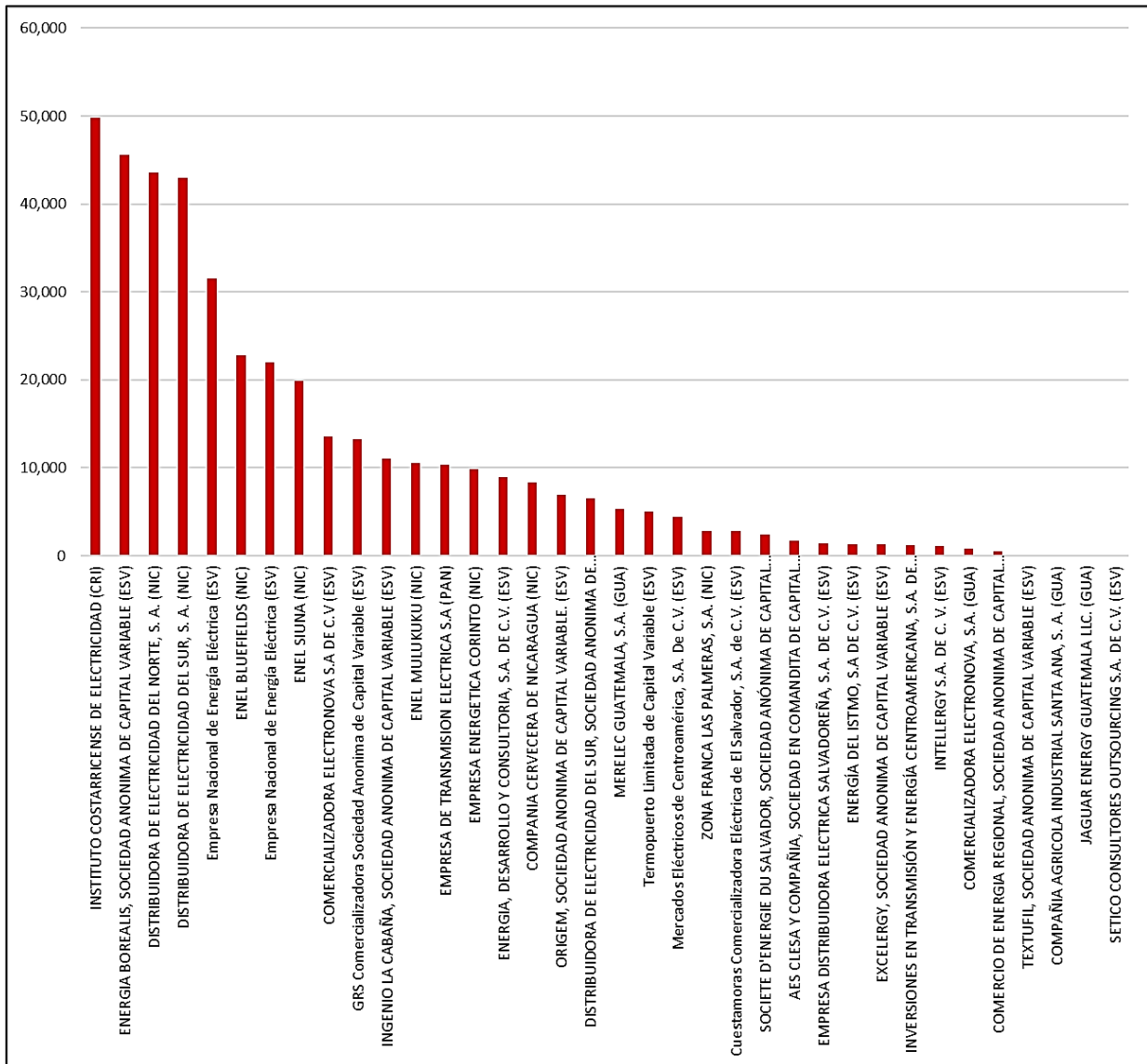
GRÁFICA No. 10
INYECCIONES POR AGENTE EN EL MOR [MWh]
AÑO 2018



Nota: Otros corresponde a la suma de transacciones de agentes con retiros relativamente bajos.

Fuente: Elaborado en base a cifras del EOR.

GRÁFICA No. 11
RETIROS POR AGENTE EN EL MOR [MWh]
AÑO 2018



Nota: Otros corresponde a la suma de transacciones de agentes con retiros relativamente bajos.
Fuente: Elaborado en base a cifras del EOR.

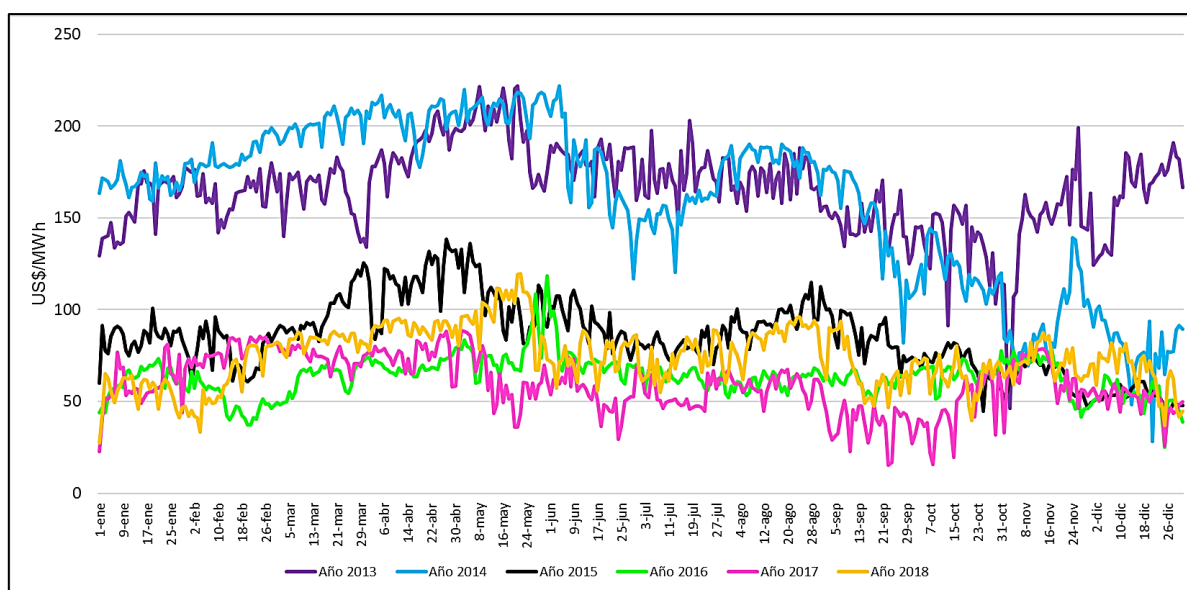
El Instituto Costarricense de Electricidad-ICE- de Costa Rica fue el agente con mayores inyecciones al MER, seguido por la Empresa de Generación de Energía Eléctrica del INDE de Guatemala; mientras que también fue el ICE de Costa Rica realizó la mayor cantidad de compras, seguido de Energía Borealis, S.A. de C.V., de El Salvador.

2. PRECIOS

2.1 PRECIOS DIARIOS AÑOS 2013 A 2018

En el año 2018, el precio promedio registrado en el MER fue de 74.12 US\$/MWh, valor menor al registrado en los años 2013, 2014, y 2015, con 165.58 US\$/MWh, 160.25 US\$/MWh y 85.24 US\$/MWh respectivamente, pero con un ligero aumento con respecto a los años 2016 y 2017, que registraron 63.66 US\$/MWh, y 59.58 US\$/MWh respectivamente, incremento que representa un 16.4% y 24.4% en el mismo orden.

GRÁFICA No. 12
PRECIO PROMEDIO DIARIO EN EL MER
AÑOS 2013-2018

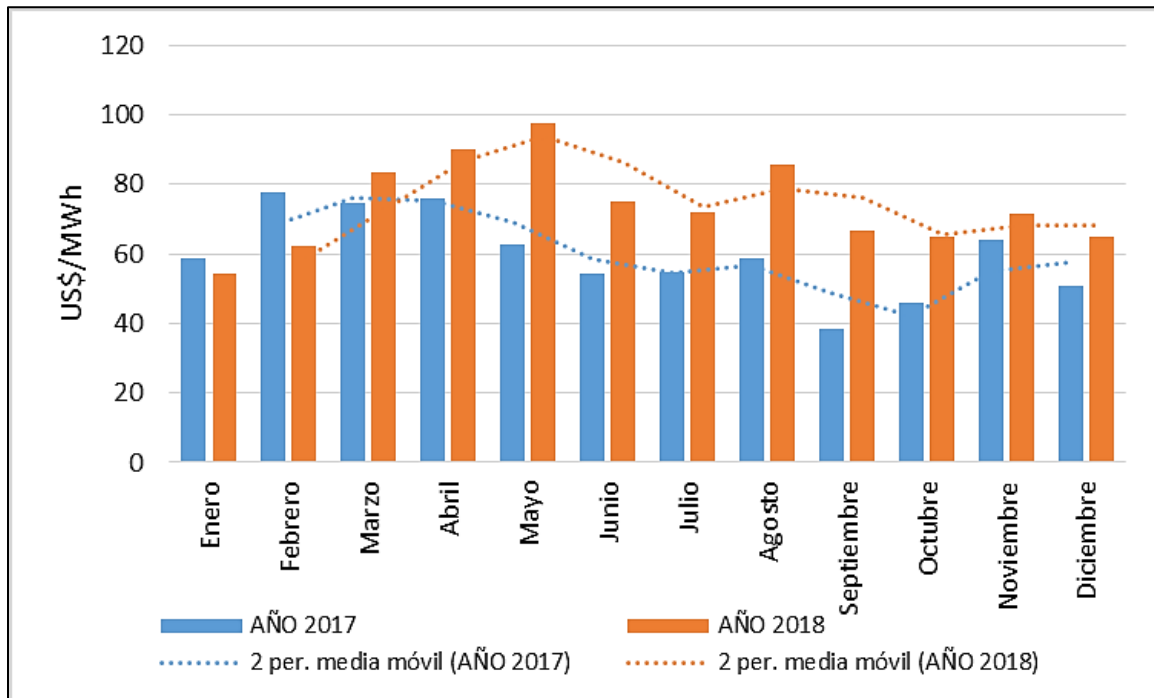


Fuente: Elaborado en base a cifras del EOR

En el mes de abril de cada año el precio ha sido muy volátil ya que es un mes afectado por las condiciones climatológicas en la región. A partir de julio de cada año, con el inicio de la temporada lluviosa los precios del MER empiezan a disminuir.

2.2 COMPARACION DE PRECIOS MER AÑO 2018 - AÑO ANTERIOR

GRÁFICA No. 13
COMPARACIÓN PRECIO PROMEDIO MENSUAL AÑOS 2017-2018

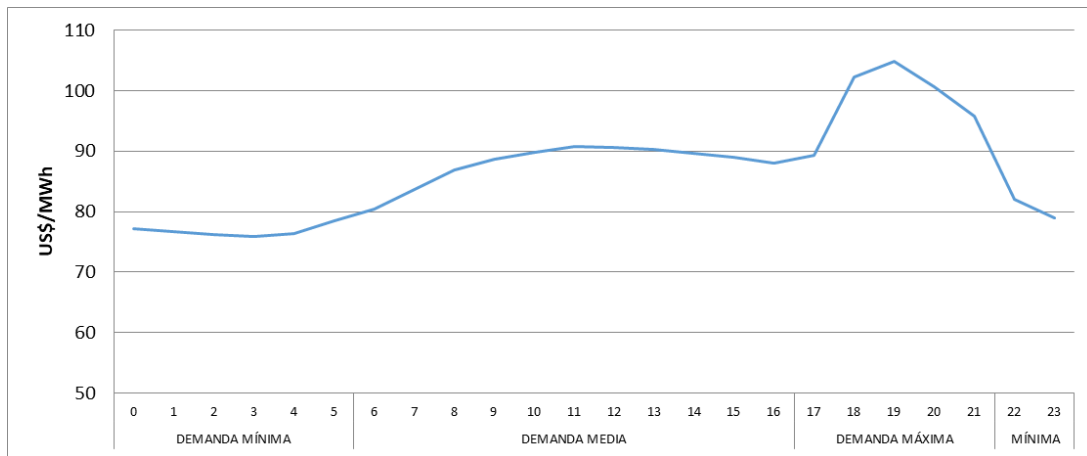


Con respecto al precio promedio anual, el año 2018 incrementó 24.4% con respecto al año anterior. La mayor diferencia de precios se dio durante el mes de mayo, con un incremento de 55%. Se observa que a partir de abril, las variaciones de precio mensual se mantienen para ambos años.

2.3 PRECIOS HORARIOS EN EL MER

En demanda máxima se incrementan los precios lo que reflejan el mayor consumo que se da en la región cuando se exige más energía del MER. En 2018 en las horas punta del sistema (desde las 16:59 horas hasta las 21:59 horas) el precio medio fue de 70.80US\$/MWh. En las horas valle (de las 22:00 horas a 6:00 de la mañana), el precio fue de 43.99 US\$/MWh; mientras que en horas de demanda media el precio promedio fue de 64.85US\$/MWh, lo que es importante como señal económica para abastecimiento de grandes usuarios en la región.

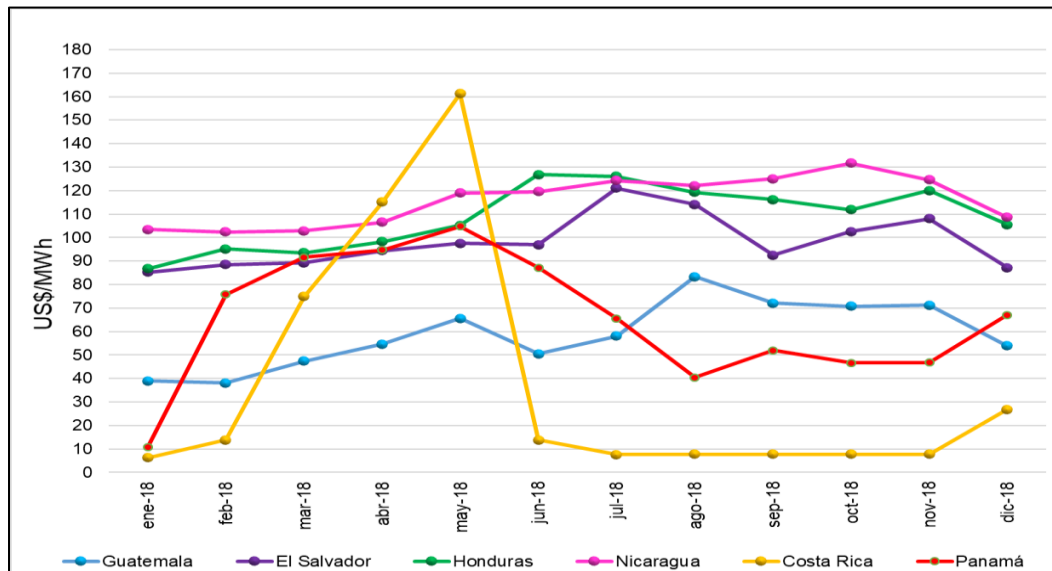
GRÁFICA No. 14
PRECIO PROMEDIO HORARIO EN EL MER
AÑO 2018



Fuente: Elaborado en base a cifras del EOR. Incluye todos los nodos.

2.4 PRECIOS COMPARATIVOS POR MERCADOS NACIONALES

GRÁFICA No. 15
PRECIOS PROMEDIO DEL PREDESPACHO NACIONAL AÑO 2018



Fuente: Elaborado en base a datos de los operadores nacionales.

Guatemala

PRECIO DEL MERCADO ELÉCTRICO AÑO 2018: **58.66** US\$/MWh

- + **83.36** US\$/MWh agosto 2018 (precio más alto)
- **38.04** US\$/MWh febrero 2018 (precio más bajo)

El Salvador

PRECIO DEL MERCADO ELÉCTRICO AÑO 2018: **98.09** US\$/MWh

- + **120.97** US\$/MWh julio 2018 (precio más alto)
- **85.28** US\$/MWh enero 2018 (precio más bajo)

Honduras

PRECIO DEL MERCADO ELÉCTRICO AÑO 2018: **108.70** US\$/MWh

- + **126.86** US\$/MWh julio 2018 (precio más alto)
- **86.65** US\$/MWh enero 2018 (precio más bajo)

Nicaragua

PRECIO DEL MERCADO ELÉCTRICO AÑO 2018: **115.83** US\$/MWh

- + **131.70** US\$/MWh octubre 2018 (precio más alto)
- **102.38** US\$/MWh febrero 2018 (precio más bajo)

Costa Rica

PRECIO DEL MERCADO ELÉCTRICO AÑO 2018: **37.54** US\$/MWh

- + **161.21** US\$/MWh mayo 2018 (precio más alto)
- **6.21** US\$/MWh enero 2018 (precio más bajo)

Panamá PRECIO DEL MERCADO ELÉCTRICO AÑO 2018: **65.24** US\$/MWh

- + **104.72** US\$/MWh mayo 2018 (precio más alto)
- **10.63** US\$/MWh enero 2018 (precio más bajo)

Los precios de los países del Norte (Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua) tienen similar comportamiento a través de los meses

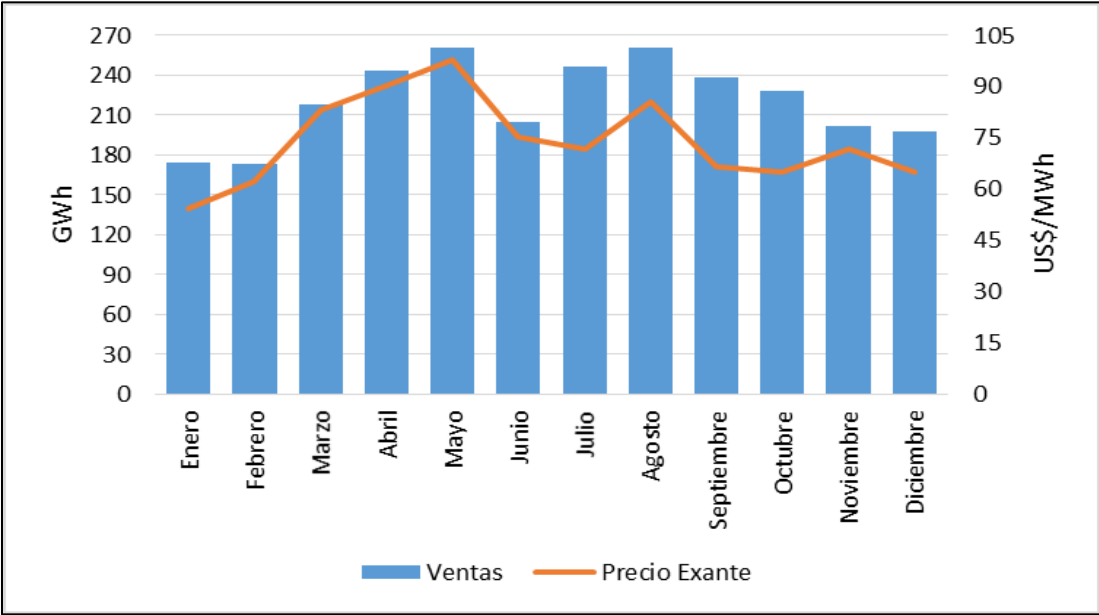
Los precios de Costa Rica y Panamá (CMS) reflejan la dependencia de estos países de la generación hidroeléctrica, con CMS más altos en época seca disminuyendo los precios durante el segundo semestre con la época lluviosa.

Los CMS de Costa Rica son precios regulados y no producto de un despacho económico y mantiene en su plantel plantas térmicas que son puestas en la programación semanal

cuando requieren comprar energía del MER. Al igual que Honduras, dentro se consideran los precios de los contratos internos, aunque como generación forzada.

2.5 COMPARATIVO PRECIO EXANTE MER CON TRANSACCIONES MER

GRÁFICA No. 16
COMPARACIÓN DE PRECIOS EXANTE CON TRANSACCIONES MER AÑO 2018

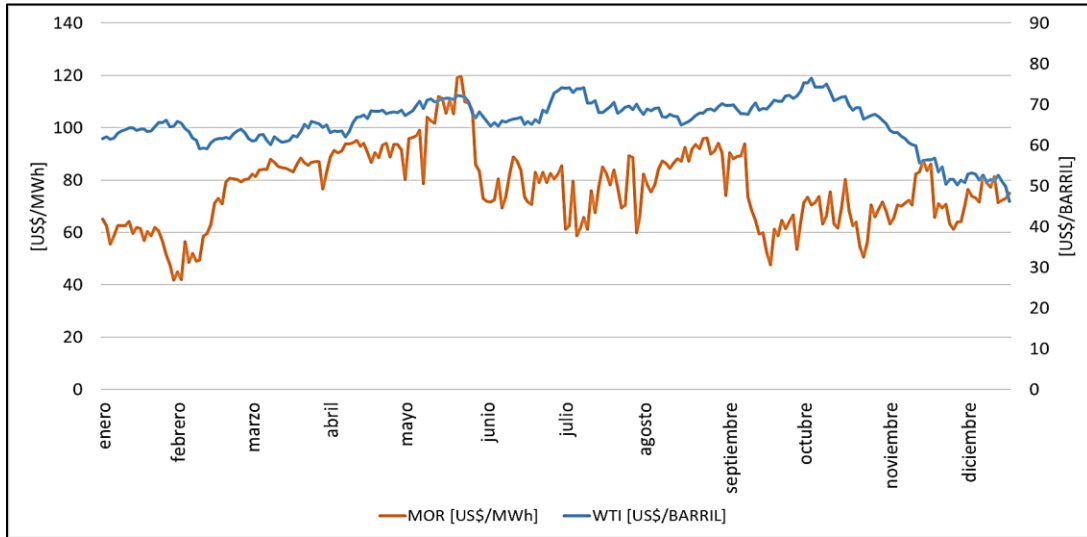


La anterior gráfica muestra la relación entre el precio y el volumen de ventas en el MER. Dicha gráfica muestra que la compra de energía en los meses de marzo, abril y mayo de 2018 corresponde a una demanda inelástica, lo que significa que la compra o requerimiento de energía no fue sensible ante el incremento en el precio del MER.

2.6 PRECIOS MER - PRECIOS COMBUSTIBLE

Se presenta la relación de precios internacionales de combustible, utilizando como referencia el precio del WTI, con respecto a los precios del MER. El crudo West Texas Intermediate (WTI) es una mezcla de varios petróleos crudos locales estadounidenses. Se extrae y procesa en Estados Unidos, y se refina principalmente en la costa del golfo de México. El petróleo WTI se utiliza como referencia principal en el mercado petrolero de Estados Unidos.

GRÁFICA No. 17
RELACIÓN PRECIOS COMBUSTIBLE – PRECIOS MER
AÑO 2018



Fuente: <http://www.eia.gov> y Ente Operador Regional

CORRELACION PRECIO DEL MER CON OTRAS ENERGÍAS PRIMARIAS

CUADRO No. 4
PRECIO MER VS PRECIO COMBUSTIBLES
AÑO 2018

Mes	Precio Exante US\$/MWh	WTI \$/Barril	COAL SA \$/TM	DIESEL \$/Galon	Gas US \$per MM Metric BTU
Enero	54.43	63.67	97.48	2.07	3.88
Febrero	62.18	62.17	92.68	1.94	2.67
Marzo	83.21	62.76	89.5	1.93	2.69
Abril	90.20	66.32	92.32	2.08	2.76
Mayo	97.67	69.98	101.89	2.23	2.78
Junio	75.23	67.52	103.88	2.15	2.94
Julio	71.93	70.84	106.02	2.14	2.8
Agosto	85.63	67.99	98.48	2.15	2.96
Septiembre	66.50	70.21	102.14	2.25	3
Octubre	64.96	70.75	100.34	2.33	3.29
Noviembre	71.58	56.67	91.58	2.05	4.14
Diciembre	65.05	48.95	95.41	1.8	3.95

Correlaciones:	PRECIO	WTI	CARBON	DIESEL	GAS
PRECIO MER	1	0.2989	- 0.0295	0.1821	- 0.5253
WTI		1	0.5545	0.8182	-0.3273
CARBON			1	0.4	-0.4
DIESEL				1	0.1091
GAS					1

- El análisis de correlación general debe dar como resultado un número entre -1 y 1, para poder determinar si existe o no correlación entre las variables.
- Un coeficiente = 0 indica que las variables son independientes;
- Las correlaciones cuyo coeficiente estén más cerca de -1 o 1 serán más fuertes.
- Correlaciones directas: donde ambas variables aumentan o disminuyen simultáneamente y el coeficiente es positivo.
- Correlaciones inversas: cuando una variable aumenta, la otra disminuye y el coeficiente es negativo.

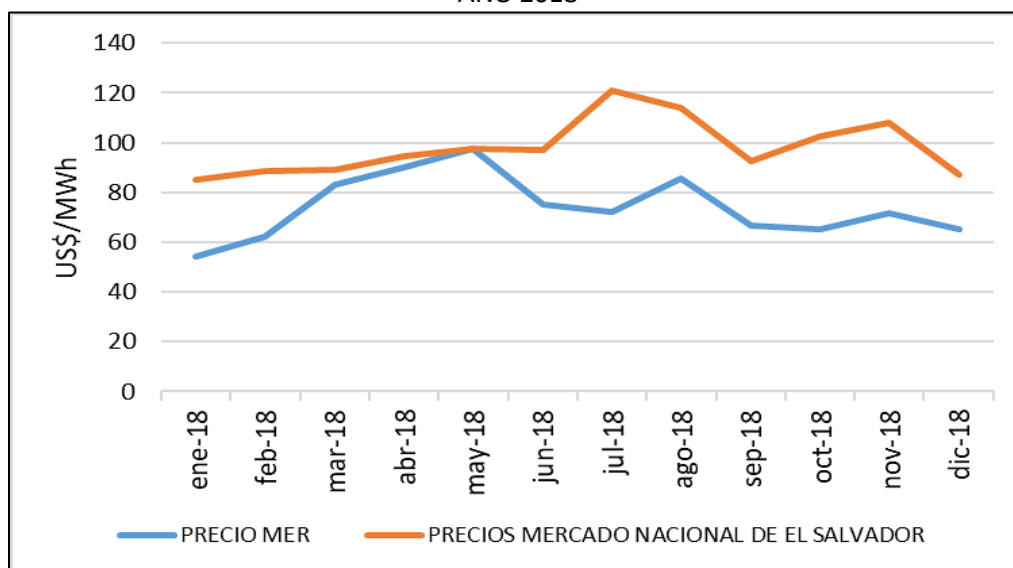
Se presenta un análisis del año completo incluyendo otras fuentes de energía primaria. Los resultados de las correlaciones entre el precio del MER y precios de los combustibles, indican una débil correlación.

Sin embargo, dicha correlación es más fuerte durante el primer semestre del año, cuando la generación hidroeléctrica es escasa y es menor su influencia en los precios:

CORRELACIÓN	WTI	CARBON	DIESEL	GAS
PRECIO MER	0.75	0.73	0.88	0.17

En la gráfica 18 se muestra el precio del MER y precios de mercado de El Salvador del año 2018, ambos presentan una tendencia similar, estimándose que los retiros de El Salvador contribuyen en gran medida al establecimiento de precios del MER.

GRÁFICA No. 18
COMPARACIÓN PRECIO MER – PRECIOS MERCADO EL SALVADOR
AÑO 2018



3. DEMANDA

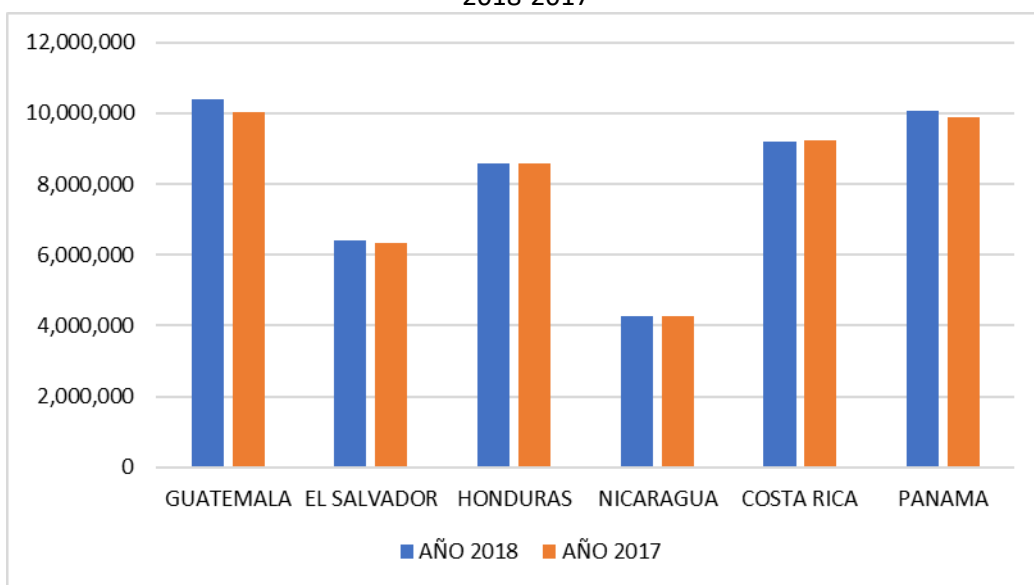
3.1 DEMANDA DE ENERGÍA

Por lo general se relaciona la demanda de energía con el Producto Interno Bruto o crecimiento económico de cada país. En 2018 la demanda de energía eléctrica aumentó en un 1.2% respecto a la registrada en el año anterior. Este incremento corresponde al crecimiento vegetativo de demanda de energía en la región y la disminución aparente de consumo de energía en Costa Rica, donde la generación distribuida atiende gran parte de la demanda nacional.

Cuadro No. 5
DEMANDA DE ENERGÍA EN LOS PAÍSES DE LA REGIÓN [MWh]
2018-2017

PAÍS	AÑO 2018	AÑO 2017	%Crecimiento
GUATEMALA	10,374,969.6	10,018,413.9	3.6%
EL SALVADOR	6,399,541.9	6,324,116.1	1.2%
HONDURAS	8,572,986.0	8,576,634.2	0.0%
NICARAGUA	4,280,812.5	4,269,025.7	0.3%
COSTA RICA	9,191,715.2	9,223,000.6	-0.3%
PANAMA	10,060,871.6	9,885,468.6	1.8%
TOTAL	48,880,896.6	48,296,659.1	1.2%

Gráfica No. 19
DEMANDA DE ENERGÍA EN LOS PAÍSES DE LA REGIÓN [MWh]
2018-2017



Fuente: Elaborado con información del EOR.

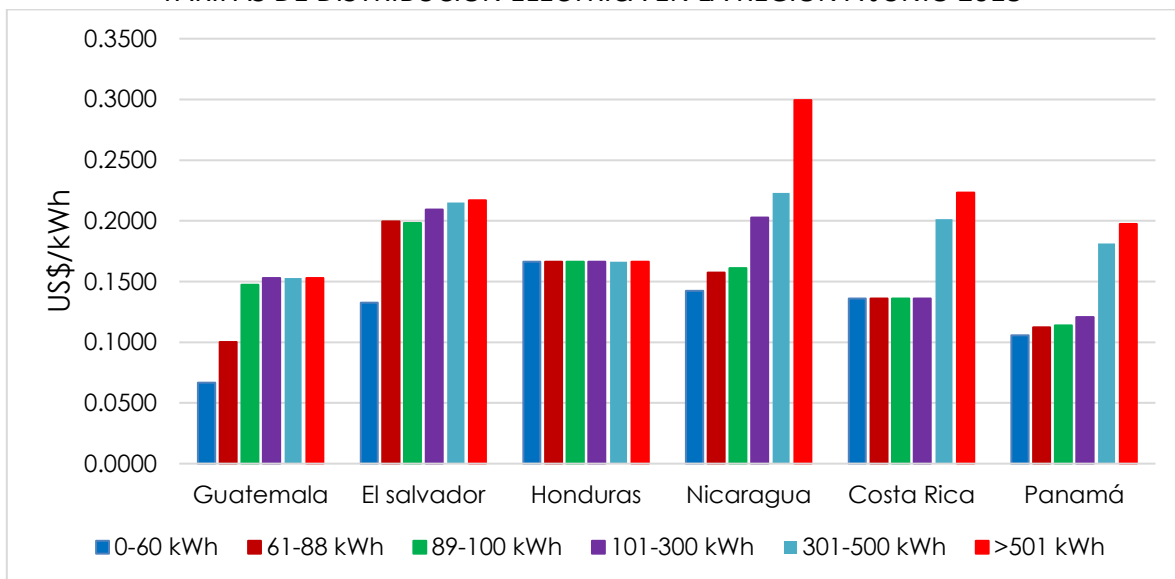
CUADRO No.6
CUBRIMIENTO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA POR PAÍS [MWh]
AÑO 2018-2017

PAIS	DEMANDA 2017	DEMANDA 2018	Retiros Netos 2017	Retiros Netos 2018	%Cubrimiento de la Demanda 2017	%Cubrimiento de la Demanda 2018
El Salvador	6,333.1	6,399.5	1,585.3	1,759.3	25.0%	27.5%
Honduras	8,626.6	8,573.0	318.4	372.9	3.7%	4.3%
Nicaragua	4,260.4	4,280.8	325.6	200.9	7.6%	4.7%

Fuente: Elaborado con información del EOR

Los retiros en el MER representaron un 5.4% de la demanda regional. El Salvador cubrió su demanda nacional con dichos retiros, en un 27.5%, representando un aumento del 10% con respecto al año anterior.

GRÁFICA No. 20
TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN LA REGIÓN A JUNIO 2018



Fuente: elaborado con información publicada por Reguladores Nacionales

CUADRO No. 7
TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN LA REGIÓN A JUNIO 2018

Rango	Consumo a simular	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
0-60 kWh	60	0.0668	0.1327	0.1664	0.1423	0.136	0.1056
61-88 kWh	88	0.1002	0.1995	0.1664	0.1574	0.136	0.1123
89-100 kWh	99	0.1474	0.1982	0.1664	0.161	0.136	0.1139
101-300 kWh	200	0.153	0.2092	0.1664	0.2026	0.136	0.1208
301-500 kWh	500	0.153	0.2151	0.1664	0.223	0.2015	0.1814
>501 kWh	1000	0.153	0.217	0.1664	0.2995	0.2233	0.1975

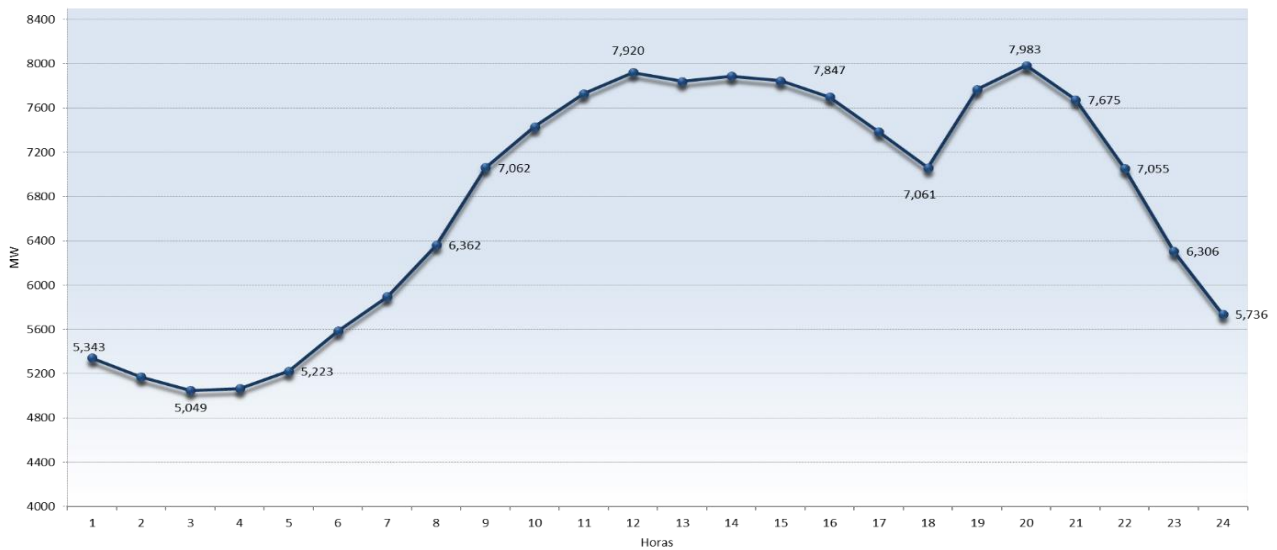
Fuente: elaborado con información publicada por Reguladores Nacionales

3.2 DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA

La demanda máxima en el SER se registró el 24 de abril de 2018 a las 19:00 horas, registrando un total de 7,983.32MW.

GRÁFICA No. 21

Demanda Máxima del SER
Fecha: 24-Abril-2018



Fuente: EOR

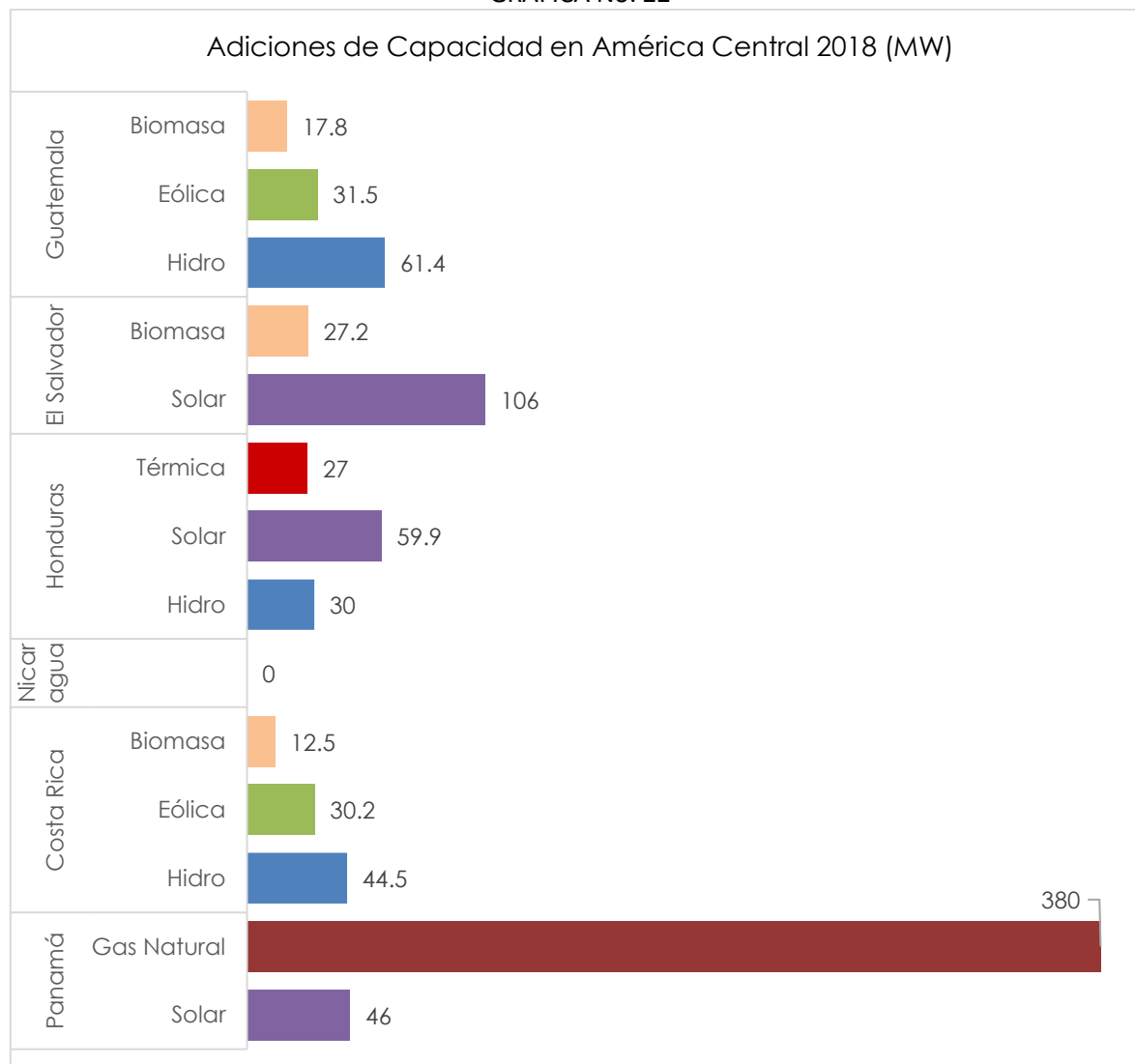
4. CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACIÓN EN LA REGIÓN

4.1 CAPACIDAD INSTALADA

En el año 2018 la capacidad instalada en América Central fue de 18,040.7 MW lo que representa un incremento de 6.8% con respecto al año 2017.

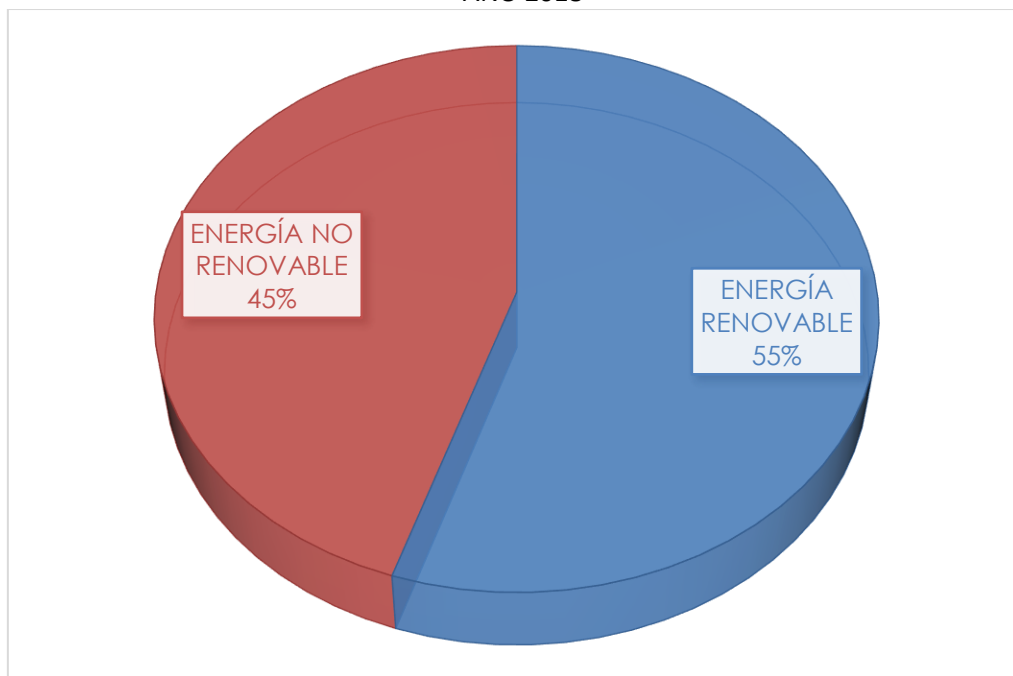
De 2017 a 2018 se ha adicionado a la matriz energética de la región un total de 1,150 MW según se presenta en la siguiente gráfica. Se hace especial mención a la incorporación de la planta AES Gas Natural Atlántico en Panamá con una capacidad instalada de 380 MW.

GRÁFICA No. 22



Del total de la capacidad instalada en la región, el 55% de la capacidad corresponde a energía renovable y el 45% a no renovable.

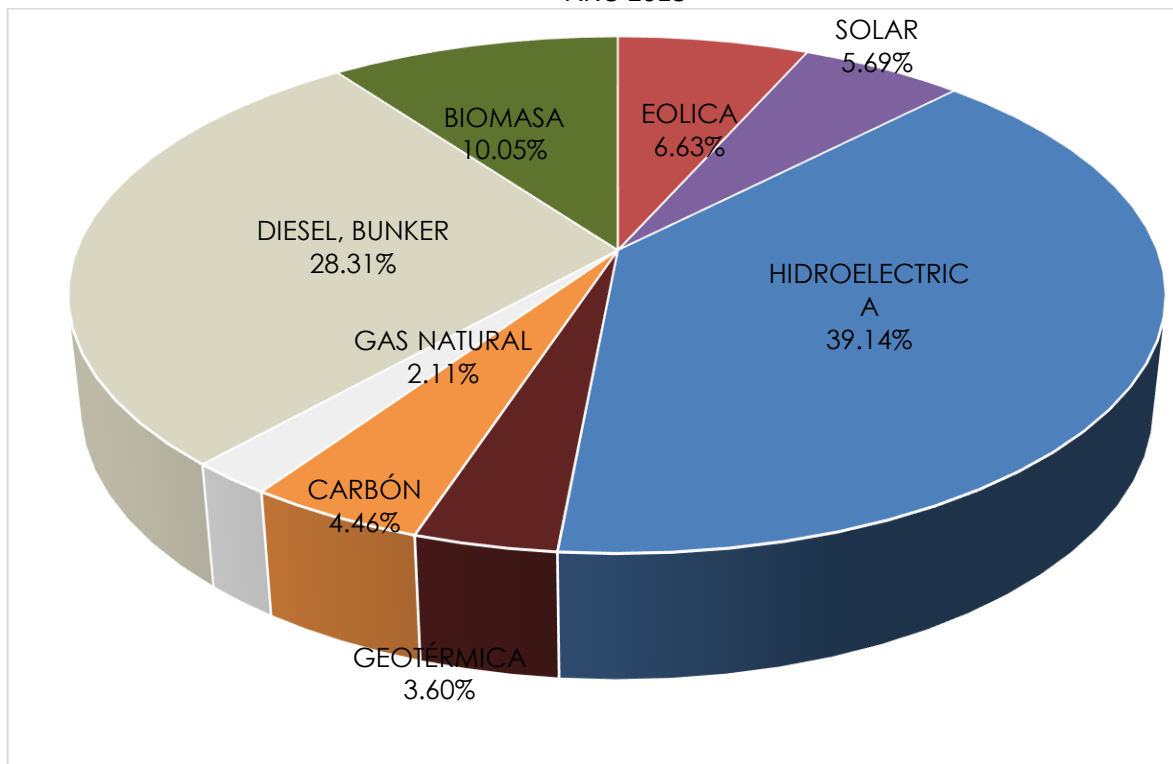
GRÁFICA No. 23
DISTRIBUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA EN LOS PAISES, RENOVABLE Y NO RENOVABLE
AÑO 2018



En detalle, el 39% de la capacidad instalada corresponde a hidroeléctricas; 6.6% a energía eólica, 5.6% a energía solar, mientras que el 28% proviene de tecnología derivados de petróleo y otros térmicos con el 17%.

La distribución de la capacidad instalada por tecnología se presenta en la gráfica No. 23 y el cuadro No. 7, mientras que la evolución de la capacidad instalada de los años 2013 al 2018 se puede apreciar en la gráfica No. 24.

GRÁFICA No. 24
DISTRIBUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA EN LOS PAISES, POR TECNOLOGÍA
AÑO 2018

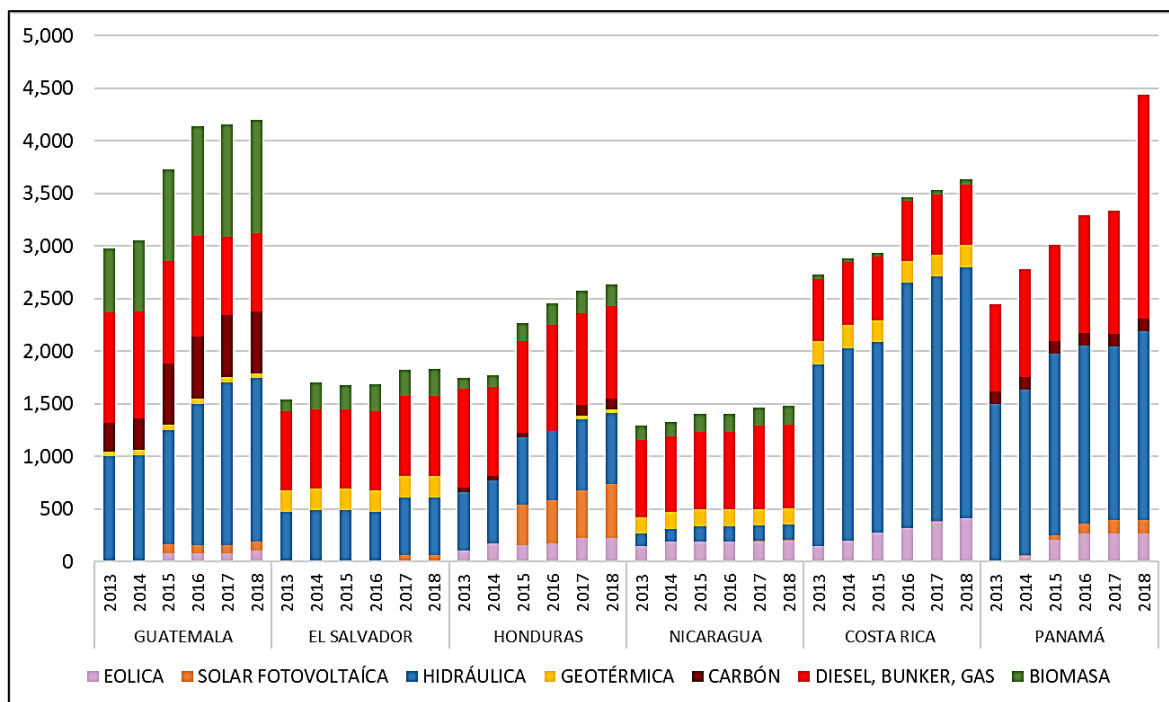


CUADRO No. 8
CAPACIDAD INSTALADA POR TECNOLOGÍA Y POR PAÍS [MW] AÑO 2018

TECNOLOGÍA	GUATEMALA	EL SALVADOR	HONDURAS	NICARAGUA	COSTA RICA	PANAMÁ	TOTAL
EOLICA	107.4	0.0	225.0	186.2	407.8	270.0	1,196.4
SOLAR	92.5	215.7	510.8	14.0	5.4	189.0	1,027.4
HIDROELECTRICA	1,500.0	574.4	695.8	142.5	2,372.6	1,776.7	7,062.0
GEOTÉRMICA	49.2	204.4	35.0	154.5	206.9	0.0	650.0
CARBÓN	584.7	0.0	99.8	0.0	0.0	120.0	804.5
GAS NATURAL						380.0	380.0
DIESEL, BUNKER	743.0	756.6	861.1	793.6	571.7	1,382.0	5,108.0
BIOMASA- COGENERACIÓN	1,076.1	297.5	209.7	176.6	52.5	0.0	1,812.4
TOTAL	4,152.9	2,048.6	2,637.2	1,467.4	3,616.9	4,117.7	18,040.7

Fuente: Elaborado en base a información de los OS/OM y Reguladores Nacionales.

GRÁFICA No. 25
EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA EN LOS PAÍSES, POR TECNOLOGÍA [MW]
AÑO 2013-2018



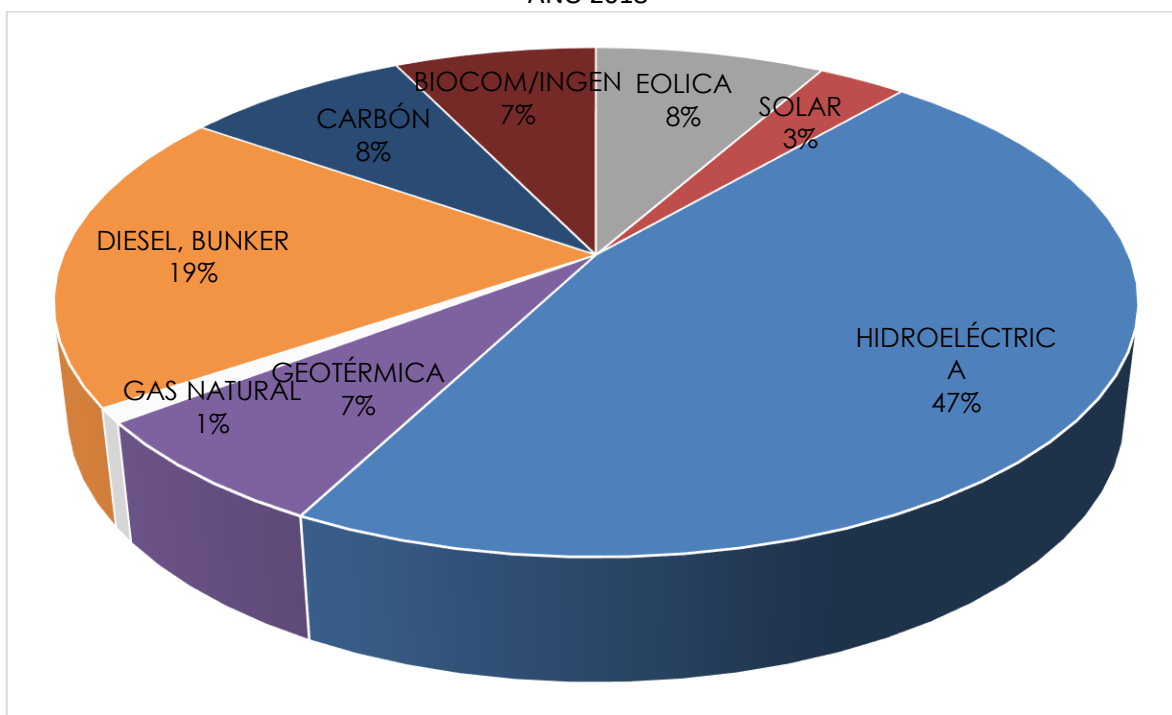
Fuente: Elaborado en base a información de los OS/OM y Reguladores Nacionales.

4.2 GENERACIÓN

El mix de energía hidráulica, biomasa, eólica, solar de los países de la región ha contribuido con la disminución de los precios en el MER y la energía térmica con las reservas que se requieren para suplir energía cuando es escasa la energía renovable.

En el año 2018 se registraron excedentes hidroeléctricos importantes al MER debido al volumen total de generación de dicha tecnología de 25,895.8 GWh, que correspondió al 49.59% de la generación total.

GRÁFICA No. 26
DISTRIBUCIÓN DE LA GENERACIÓN EN LOS PAISES, POR TECNOLOGÍA
AÑO 2018

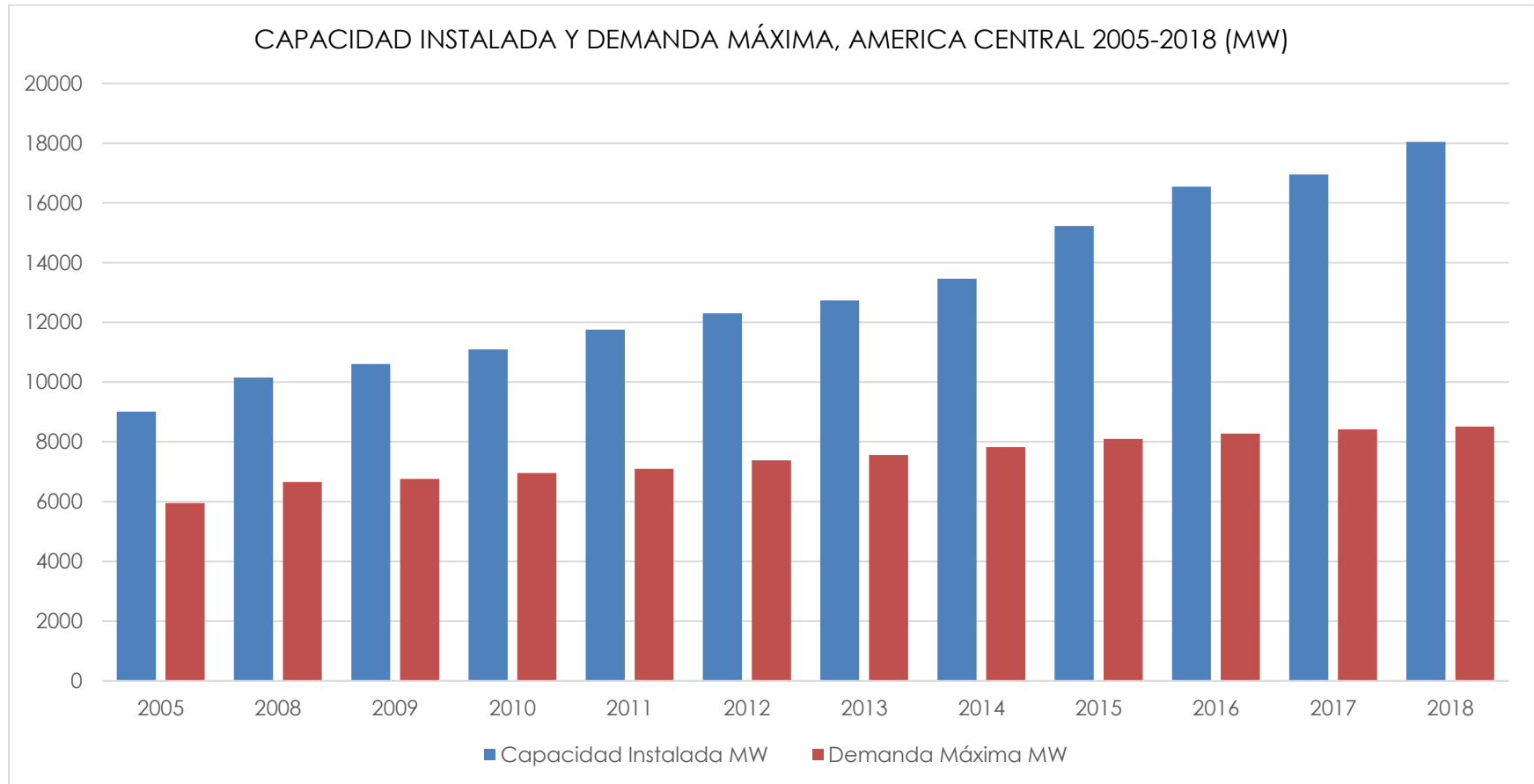


CUADRO No. 9
GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA Y POR PAÍS [GWh] AÑO 2018

TECNOLOGÍA	GUATEMALA	EL SALVADOR	HONDURAS	NICARAGUA	COSTA RICA	PANAMÁ	TOTAL
EOLICA	319.5	0.0	928.7	787.2	1,798.9	483.0	4,317.3
SOLAR FOTOVOLTAÍCA	208.3	129.3	1,269.6	21.8	9.9	179.3	1,818.2
HIDROELÉCTRICA	5,191.0	1,543.7	3,261.8	401.2	8,342.9	5,696.0	24,436.6
GEOTÉRMICA	249.8	1,437.2	297.1	725.5	968.6	0.0	3,678.2
GAS NATURAL						487.2	487.2
DIESEL, BUNKER	415.5	1,179.6	3,690.5	1,785.7	158.6	3,613.6	10,843.5
CARBÓN	3,902.0					358.0	4,260.0
BIOCOM/INGENIOS	2,235.6	488.7	695.2	458.5	76.7	0.0	3,954.7
TOTAL	12,521.7	4,778.5	10,142.9	4,179.9	11,355.6	10,817.1	53,795.7

Fuente: Elaborado en base a información de los OS/OM y Reguladores Nacionales.

GRÁFICA No. 27



5. ANÁLISIS DE EFICIENCIA EN EL MER

De acuerdo con el numeral 2.2.9 del Libro IV del RMER, la CRIE elaborará y publicará una vez al año informes que contendrán la evaluación general sobre el MER y el estado de competencia y la eficiencia del mismo.

5.1 LAS FALLAS DEL MERCADO

Existen referentes con el cual se puede comparar el desempeño del mercado, pues un mercado competitivo está sujeto a que su funcionamiento y la fijación de los precios, no siempre se establece a través del libre juego de la oferta y de la demanda. Un fallo del mercado se produce cuando este no es eficiente en la asignación de los recursos disponibles, de acuerdo con un modelo de competencia perfecta. Entre las principales fallas de mercado, en el MER se analizan las siguientes:

- Poder de mercado, como la posibilidad que tienen los agentes de influir en los precios, producto de una alta concentración. Por lo general esta concentración conlleva precios mayores a los de competencia perfecta.
- La existencia de empresas o agentes, con características de monopolio dentro de sus países, donde todos los servicios los provea una sola empresa, y donde podrían existir transferencias y subsidios entre las actividades de negocio.
- Las restricciones de transmisión eléctrica que pueden afectar el despacho óptimo de energía incrementando los precios en el mercado.

Las fallas del mercado y una deficiente asignación de recursos son razones que justifican la intervención del regulador en el mercado a través de diferentes medidas, entre otras, la imposición de cargos, reasignación de costos o regulación de precios.

a) Análisis de estructura y concentración de mercados

Se toman las referencias establecidas en el citado Libro IV, en el numeral 2.8.6 sobre la Estructura del Mercado, para lo cual la CRIE realizará los siguientes análisis relacionados con la estructura y concentración del Mercado:

b) Evaluar la composición del Mercado usando índices u otras medidas cuantitativas de concentración de mercados.

Para este propósito se considerarán las participaciones de mercado de los agentes del MER. Dichas participaciones se medirán en función de las inyecciones que se realizan al MER.

Existen diversos factores que pueden colocar a un Agente en posición de ejercer poder de mercado, tal como se explica a continuación:

1. Tener una participación de mercado significativa que le permita influenciar los precios del mismo. La estimación de concentraciones está determinada por las inyecciones totales a nivel regional que refleja mejor su participación en lugar de la capacidad instalada total en un país específico.
2. Agentes privados pueden poseer o controlar unidades de generación y/o de distribución en varios países del MER, por lo que es importante supervisar las participaciones económicas en el mercado en toda la región.

Adicionalmente, en el Informe de Diseño de Detalle del MER se propone la evaluación de la composición del mercado usando el índice HHI u otras medidas cuantitativas de concentración.

El Índice Herfindahl - Hirschmann (HHI) se define como un índice del grado de concentración del mercado, calculado como la suma de las cuotas de mercado al cuadrado de las n empresas del Mercado. Tiene como ventaja que utiliza toda la información proporcionada por las cuotas de mercado de las n empresas del mercado. Al ponderar al cuadrado da más importancia a las empresas más grandes.

Como referencia las instituciones encargadas de competencia en los E.E.U.U. utilizan los siguientes valores: “desconcentradas” (H menor a 1.000), “moderadamente concentradas” (H entre 1.000 y 1.800) y “altamente concentradas” (H superior a 1.800).

c) Evaluar las participaciones de mercado de los agentes, midiendo la participación combinada de los agentes más grandes del Mercado. Se realizan análisis de los cuatro y ocho agentes que más inyectan al MER.

En el siguiente cuadro se presentan estimaciones para los agentes con más inyecciones en el MER en 2018:

CUADRO No. 10
ANÁLISIS DE CONCENTRACIÓN EN EL MER

No.	Agente	Cantidad Inyectada (MWh)	Participación Porcentual (%)	Cuadrado de Participación Porcentual
1	JAGUAR ENERGY GUATEMALA	435.855	16.44	270.3
2	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	307.484	11.60	134.6
3	HIDRO XACBAL	277.291	10.46	109.4
4	BIOMASS ENERGY	192.251	7.25	52.6
5	LUZ Y FUERZA ELECTRICA DE GUATEMALA	176.110	6.64	44.1
6	ENEL FORTUNA	158.421	5.98	35.8
7	IDEAL PANAMÁ	125.411	4.73	22.4
8	ORAZUL ENERGY GUATEMALA	122.487	4.62	21.3
9	RENOVABLES DE GUATEMALA	108.379	4.09	16.7
10	ENERGIA, DESARROLLO Y CONSULTORIA	91.392	3.45	11.9
11	COMPAÑIA AGRICOLA INDUSTRIAL SANTA ANA	90.727	3.42	11.7
12	CUESTAMORAS COMERCIALIZADORA ELÉCTRICA	74.314	2.80	7.8
13	EMPRESA DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA DEL INDE	54.865	2.07	4.3
14	PANTALEON	44.053	1.66	2.8
15	INVERSIONES NACIMIENTO	28.825	1.09	1.2
16	GENEPAL	27.813	1.05	1.1
17	GENERADORA DE OCCIDENTE	27.278	1.03	1.1
18	COMERCIALIZADORA ELECTRONOVA	26.635	1.00	1.0
19	GENERADORA ELECTRICA DEL NORTE	22.549	0.85	0.7
20	RENACE	22.050	0.83	0.7
	Sub total	2,414.19	91.1	
	Resto	237.01	8.94	
	Total	2,651.20	100.0	
			IHH	751.3
			C4	45.8
			C8	67.7

De acuerdo con la Estructura:

Dentro del análisis estructural, el examen de la cuota de mercado suele ser la primera aproximación para determinar si una empresa muestra una posición dominante. En términos generales una cuota por debajo del 30% - 35% se considera que no da lugar a poder de mercado; aunque por sí sola no es representativa, debiéndose tomar en cuenta otros elementos por lo que se deben realizar análisis adicionales como el número de agentes, ofertas de precios, tecnologías, situación geográfica, etc.

De acuerdo con el HHI:

Tomando las referencias antes mencionadas, de los siguientes valores “desconcentradas” (H menor a 1.000), “moderadamente concentradas” (H entre 1.000 y 1.800) y “altamente concentradas” (H superior a 1.800), con un HHI de 751.3, en forma general se considera que el MER no está concentrado, explicado por la gran cantidad de agentes participando en el MER.

C4 (Coeficiente de concentración de las cuatro empresas más grandes):

Si $C4 > 60\%$, el conjunto de empresas se encuentra altamente concentrado (Pereyra y Triunfo, 1999).

Si $25\% \leq C4 \leq 50\%$, se encuentra moderadamente concentrado.

Si $C4 < 25\%$ del total de operaciones, el conjunto de empresas no está concentrado;

De acuerdo con los resultados, con un C4 de 45.8%, el MER se encuentra moderadamente concentrado.

C8 (Coeficiente de concentración de las ocho empresas más grandes) :

Si $C8 < 25\%$, el conjunto de empresas no está concentrado;

Si $25\% \leq C8 \leq 50\%$, se encuentra moderadamente concentrado.

Si $C8 > 50\%$ el conjunto de empresas está altamente concentrado

De acuerdo con los resultados y con la participación combinada de los agentes con más inyecciones, con un C8 de 67.7%, el MER se encuentra altamente concentrado.

Entre el 99% y el 100% de las inyecciones al MER de las cuatro u ocho empresas con mayor concentración, realizan estas transacciones por medio del Mercado de Contrato Regional (MCR), de acuerdo con la reglamentación del MER, los precios de los contratos no son conocidos.

Esta situación de falta de conocimiento de los costos y precios de contratos imposibilita el cálculo de beneficios que las empresas estén obteniendo, el cual puede medirse en referencia al costo medio de largo plazo ($p > \min \text{CMeLP}$).

Por otra parte, algunos agentes con Contratos Firmes han tomado la decisión estratégica de hacer ofertas de inyección al MER a 0\$/MWh, para efectos de asegurarse de entregar físicamente la energía de su contrato a su contraparte.

CUADRO No. 11
ENERGÍA PEDESPACHADA A PRECIOS 0\$/MWh, AÑO 2018

NOMBRE	PAIS	ENERGÍA PREDESPACHADA A 0\$/MWh	ENERGIA TOTAL INYECTADA AL MER	% CON RESPECTO AL TOTAL
INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	COSTA RICA	121,864.0	307,484	40%
RENOVABLES DE GUATEMALA, S. A.	GUATEMALA	94,235.0	108,374	87%
ORAZUL ENERGY GUATEMALA Y CIA. S.C.A.	GUATEMALA	92,992.4	122,487	76%
JAGUAR ENERGY GUATEMALA LLC.	GUATEMALA	75,199.3	435,855	17%
ENEL FORTUNA, S.A.	PANAMA	71,267.5	158,421	45%
LUZ Y FUERZA ELECTRICA DE GUATEMALA LTDA.	GUATEMALA	27,657.3	176,110	16%
GENERADORA DE OCCIDENTE LTDA.	GUATEMALA	27,258.0	27,278	100%
IDEAL PANAMÁ, S.A.	PANAMA	24,466.4	125,411	20%
XOLHUITZ PROVIDENCIA, S. A.	GUATEMALA	1,698.0		
COMERCIALIZADORA ELECTRONOVA, S.A.	GUATEMALA	1,029.4		
PUERTO QUETZAL POWER LLC	GUATEMALA	930.0		
TOTAL		538,598.3	1,461,420	50%

En 2018, del total de 2,651,200 MWh de energía inyectada al MER, aproximadamente el 20% se inyectó a 0\$/MWh.

Estas ofertas de 0\$/MWh o cercanas a ese precio, cuando se presenta alguna restricción en el SER y por la operación de Contratos Firmes y de acuerdo con el modelo de despacho del MER, han fijado precios nodales a precios inusualmente bajos.

5.2 ASIGNACIÓN EFICIENTE DE RECURSOS

El Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central se ha desarrollado con el fin de que los beneficios derivados del MER lleguen a todos los habitantes de los países de la región. En ese sentido, para se cumpla este objetivo, se debe maximizar el bienestar de la sociedad, a través de una asignación eficiente de recursos, produciéndose al menor costo posible

En este sentido, la asignación extraordinaria de Rentas de Congestión producto de la participación en el MCR, con Contratos Firmes, es un indicio de ineficiencia en la asignación de recursos en el MER. Para maximizar el bienestar de la demanda, deben utilizarse adecuadamente todos los recursos produciéndose el menor costo posible; sin embargo, se han ocasionado sobre costos importantes en el MER a través de generación de Cargos Variables de Transmisión (CVT's).

En los siguientes cuadros se muestra el detalle de Rentas de Congestión generadas por subasta cerrada y por agente, desde 2015 a junio 2018, incluyendo el cargo de transmisión (CMORC) que deben pagar los agentes por operar su contrato, inversiones en DT, así como la operación de los contratos.

Asignaciones / año	Renta de Congestión Contratos Firmes (A) US\$	Cargos de Transmisión Contratos Firmes (B) US\$	Excedente (A-B) US\$	Inversión por adquisiciones de DT (C) US\$ (*)	Resultado (A-B) - C US\$	Uso DT	MWh Operados como CF
Vigencia Anual	126,798,168	89,897,269	36,900,899	37,741,896	(840,997)	54%	4,407,917
A1501 (2015)	6,328,492	2,360,574	3,967,918	2,777,733	1,190,184	33%	295,311
A1507 (2015)	758,610	347,167	411,443	632,783	(221,340)	20%	66,450
A1601 (2016)	2,425,963	358,423	2,067,540	11,328	2,056,212	10%	47,357
A1607 (2016)	8,321,671	6,425,368	1,896,303	1,810,767	85,537	76%	515,209
A1701 (2017)	19,761,037	13,882,944	5,878,093	8,204,641	(2,326,548)	59%	840,011
A1707 (2017)	23,386,302	20,728,553	2,657,748	1,946,070	711,679	68%	728,062
A1801 (2018)	26,271,893	17,293,065	8,978,827	6,712,751	2,266,077	58%	732,924
A1807 (2018)	39,544,201	28,501,174	11,043,027	15,650,316	(4,607,289)	57%	1,182,593
Vigencia Mensual	9,443,949	6,139,826	3,361,709	2,750,910	553,213	54%	335,225
M1502 (2015)	350	-	350	941	(591)	0%	-
M1503 (2015)	72,412	7,901	64,511	63,173	1,338	9%	3,799
M1504 (2015)	109,851	24,551	85,300	241,906	(156,605)	19%	7,695
M1505 (2015)	(66,438)	(2,342)	(64,096)	134	(64,229)	5%	1,079
M1506 (2015)	78,318	76,658	1,660	14	1,646	83%	6,000
M1508 (2015)	39,269	21,448	17,821	17,438	383	34%	2,853
M1509 (2015)	175,921	173,800	2,121	172,363	(170,242)	95%	29,298
M1510 (2015)	98,999	79,113	19,886	534,486	(514,600)	44%	24,624
M1511 (2015)	7,661	5,307	2,355	511	1,843	31%	3,047
M1512 (2015)	6,027	4,539	1,488	28	1,461	77%	2,579
M1602 (2016)	31,394	19,037	12,357	209	12,148	58%	8,120
M1603 (2016)	28,132	11,722	16,410	117	16,293	42%	3,720
M1604 (2016)	27,143	12,191	14,952	42	14,910	57%	5,899
M1605 (2016)	15,346	13,659	1,687	0	1,687	33%	10,201
M1606 (2016)	19,429	24,102	(4,673)	7,462	(12,135)	87%	11,873
M1610 (2016)	924,697	660,154	264,543	369,887	(105,344)	68%	31,868
M1611 (2016)	1,397,803	1,314,558	83,244	365,234	(281,990)	89%	47,622
M1612 (2016)	2,691,396	1,009,808	1,681,588	5,440	1,676,147	43%	39,292
M1707 (2017)	70,215	70,215	0	36,714	(36,714)	100%	1,222
M1708 (2017)	226,766	226,766	-	57,330	(57,330)	100%	19,508
M1710 (2017)	32,648	29,256	3,392	28,533	(25,141)	95%	15,565
M1711 (2017)	675,818	236,605	439,213	575,543	(136,330)	62%	16,585
M1712 (2017)	1,524,506	1,431,689	92,818	270,984	(178,167)	96%	27,107
M1808 (2018)	802,552	647,816	154,736	2,271	152,465	55%	9,381
M1811 (2018)	453,734	41,275	412,460	148	412,311	33%	6,292
M1903 (2019)	61,064	3,080	57,984	2,953	55,032	3%	118
M1904 (2019)	9,553,450	6,191,742	(399)	2,745,106	616,603	54%	337,967
Total general	136,351,618	96,089,010	40,262,608	40,487,001	(224,394)	54%	4,745,884

(*) Incluye descuento reintegros realizados por el EOR a los agentes titulares de DF en aplicación a la resolución CRIE-37-2017

Agentes Titulares de DF.	Renta de Congestión Contratos Firmes (A) US\$	Cargos de Transmisión Contratos Firmes (B) US\$	Excedente (A-B) US\$	Inversión por adquisiciones de DT (C) US\$ (*)	Resultado (A-B) - C US\$	Uso DT	MWh Operados como CF
Guatemala	32,089,807	17,306,645	14,783,162	11,704,933	3,078,229	42%	1,351,347
HIDRO XACBAL, S.A.	14,594,987	8,379,368	6,215,620	5,330,385	885,235	44%	573,575
SAN DIEGO S.A.	7,152,527	1,880,096	5,272,431	3,001,904	2,270,527	17%	148,978
CUESTAMORAS COMERCIALIZADORA ELECTRICA, S.A.	2,978,201	1,466,067	1,512,134	1,242,289	269,845	54%	96,804
. RENOVABLES DE GUATEMALA, S. A.	2,892,087	2,522,141	369,946	1,008,463	(638,517)	70%	91,862
JAGUAR ENERGY GUATEMALA LLC	2,617,737	1,846,715	771,022	656,910	114,112	71%	173,073
BIOMASS ENERGY, S.A.	955,636	770,997	184,639	171,701	12,938	61%	143,121
ORAZUL ENERGY GUATEMALA Y CIA. S.C.A.	430,322	337,782	92,540	281,672	(189,132)	63%	112,185
XOLHUITZ PROVIDENCIA, S. A.	361,364	96,395	264,969	10,433	254,536	21%	3,617
PUERTO QUETZAL POWER LLC	92,461	(86)	92,546	(7,709)	100,256	9%	3,951
COMERCIA INTERNACIONAL, S.A.	10,756	7,013	3,743	(240)	3,983	60%	3,942
COMERCIALIZADORA ELECTRONOVA. S.A.	3,378	156	3,222	8,184	(4,962)	5%	240
MERELEC GUATEMALA, S.A.	350	-	350	941	(591)	0%	-
El Salvador	84,492,396	59,274,875	25,217,521	27,614,779	(2,397,258)	57%	2,920,39
ENERGÍA DEL ISTMO, S.A DE C.V.	14,785,307	9,717,785	5,067,522	5,959,433	(891,911)	69%	524,258
ENERGÍA, DESARROLLO Y CONSULTORÍA, S.A. DE C.V.	14,589,267	10,652,498	3,936,769	4,449,671	(512,902)	63%	370,309
POLIWATT LIMITADA, SUCURSAL EL SALVADOR	12,025,722	8,819,230	3,206,492	5,859,241	(2,652,748)	51%	487,125
MERCADOS ELÉCTRICOS DE CENTROAMÉRICA S.A.	8,818,688	4,606,721	4,211,966	2,294,491	1,917,476	42%	241,331
ORIGEM S.A. DE C.V.	8,595,367	6,459,533	2,135,835	1,542,607	593,228	56%	273,630
EXCELERGY, S.A. DE C.V.	8,407,121	5,974,024	2,433,097	1,782,280	650,817	55%	345,700
CUESTAMORAS COMERCIALIZADORA ELÉCTRICA ELS	6,550,272	4,560,822	1,989,450	2,103,991	(114,541)	56%	160,176
CENERGICA S.A. DE C.V.	4,216,560	3,719,016	497,544	1,076,597	(579,053)	67%	254,928
ORAZUL ENERGY COMERCIALIZADORA DE EL SALVADOR, (ANTERIORMENTE DUKE ENERGY INTERNACIONAL)	3,733,478	2,975,131	758,347	1,259,894	(501,547)	53%	153,272
TEXTUFIL, SOCIEDAD ANONIMA DE CAPITAL VARIABLE	1,815,850	1,497,808	318,042	763,246	(445,203)	77%	84,272
EMPRESA ELECTRICA DE ORIENTE, S.A.	358,819	25,501	333,318	208,974	124,344	7%	522
COMERCIALIZADORA ELECTRONOVA S.A DE C.V	345,498	125,888	219,610	110,092	109,518	30%	10,309
PACIFIC ENERGY, SOCIEDAD ANONIMA DE CAPITAL	150,029	94,919	55,110	50,925	4,185	67%	5,918
AES CLESA Y COMPAÑÍA, S.A..	43,030	19,193	23,837	(277)	24,115	32%	1,200
GRS COMERCIALIZADORA S.A. DE C.V.	21,348	4,810	16,538	12,749	3,789	17%	149
ENERGÍA Y SERVICIOS DEL ISTMO CENTROAMERICANO	15,348	10,405	4,943	33,754	(28,811)	62%	3,547
COMERCIALIZADORA SAN DIEGO, S.A. DE C.V.	11,109	11,592	(483)	86,038	(86,521)	61%	3,724
COMERCIO DE ENERGÍA REGIONAL, S.A. DE C.V.	9,582	-	9,582	21,074	(11,493)	0%	-
DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DEL SUR, S.A. DE C.V.	0.49	-	0	-	0.49	0%	-
Costa Rica	1,926,031	1,891,403	34,628	368,506	(333,879)	98%	25,833
INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	1,926,031	1,891,403	34,628	368,506	(333,879)	98%	25,833
Panamá	17,843,383	17,616,086	227,297	798,783	(571,486)	96%	448,335
IDEAL PANAMÁ, S.A.	8,946,953	8,928,162	18,792	507,953	(489,161)	100%	244,988
ENEL FORTUNA, S.A.	8,744,170	8,687,925	56,245	313,997	(257,751)	93%	203,347
PANAM GENERATING LTD	152,260	-	152,260	(23,166)	175,426	0%	-
Total general	136,351,618	96,089,010	40,262,608	40,487,001	(224,394)	54%	4,745,884

(*) Incluye descuento reintegros realizados por el EOR a los agentes titulares de DF en aplicación a la resolución CRIE-37-2017

Fuente: Elaborado por S&V con información publicada por el EOR DTER y DTER-DT

Agentes (Titulares y Contrapartes)	Potencia Asignada	
Asignaciones	Semestre 1 (2018)	Semestre 2 (2018)
⊖ A1707	182.00	
⊖ CENERGICA S.A. DE C.V.(TITULAR) [EI SALVADOR]	10.00	
PUERTO QUETZAL POWER LLC(CONTRAPARTE) [GUATEMALA]	10.00	
⊖ ENEL FORTUNA, S.A.(TITULAR) [PANAMÁ]	25.00	
MERCADOS ELÉCTRICOS DE CENTROAMÉRICA S.A. DE C.V.(CONTRAPARTE) [EI SALVADOR]	25.00	
⊖ ENERGÍA, DESARROLLO Y CONSULTORÍA, S.A. DE C.V.(TITULAR) [EI SALVADOR]	10.00	
BIOMASS ENERGY, S.A.(CONTRAPARTE) [GUATEMALA]	5.00	
JAGUAR ENERGY GUATEMALA LLC.(CONTRAPARTE) [GUATEMALA]	5.00	
⊖ EXCELERGY, S.A. DE C.V.(TITULAR) [EI SALVADOR]	4.00	
RENOVABLES DE GUATEMALA, S. A.(CONTRAPARTE) [GUATEMALA]	4.00	
⊖ HIDRO XACBAL, S.A.(TITULAR) [GUATEMALA]	49.00	
COMERCIA INTERNACIONAL DE EL SALVADOR S.A. DE C.V.(CONTRAPARTE) [EI SALVADOR]	28.00	
EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELECTRICA(ENEE)(CONTRAPARTE) [HONDURAS]	21.00	
⊖ IDEAL PANAMÁ, S.A.(TITULAR) [PANAMÁ]	14.00	
MERCADOS ELÉCTRICOS DE CENTROAMÉRICA S.A. DE C.V.(CONTRAPARTE) [EI SALVADOR]	14.00	
⊖ JAGUAR ENERGY GUATEMALA LLC.(TITULAR) [GUATEMALA]	20.00	
ENERGÍA, DESARROLLO Y CONSULTORÍA, S.A. DE C.V.(CONTRAPARTE) [EI SALVADOR]	20.00	
⊖ ORAZUL ENERGY COMERCIALIZADORA DE EL SALVADOR, S.A. DE C.V.(TITULAR) [EI SALVADOR]	0.00	
DUKE ENERGY GUATEMALA Y CIA. S.C.A.(CONTRAPARTE) [GUATEMALA]	0.00	
⊖ POLIWATT LIMITADA, SUCURSAL EL SALVADOR(TITULAR) [EI SALVADOR]	20.00	
PUERTO QUETZAL POWER LLC(CONTRAPARTE) [GUATEMALA]	20.00	
⊖ SAN DIEGO S.A.(TITULAR) [GUATEMALA]	30.00	
DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DEL NORTE, S. A.(CONTRAPARTE) [NICARAGUA]	24.00	
ENEL BLUEFIELDS(CONTRAPARTE) [NICARAGUA]	6.00	
⊖ A1801	84.72	202.00
⊖ CUESTAMORAS COMERCIALIZADORA ELÉCTRICA DE EL SALVADOR, S.A. de C.V.(TITULAR) [EI SALVADOR]	9.11	25.00
COMPAÑIA AGRICOLA INDUSTRIAL SANTA ANA, S. A.(CONTRAPARTE) [GUATEMALA]	9.11	20.00
CUESTAMORAS COMERCIALIZADORA ELECTRICA, S.A.(CONTRAPARTE) [GUATEMALA]	-	5.00
⊖ ENERGÍA DEL ISTMO, S.A DE C.V.(TITULAR) [EI SALVADOR]	20.00	40.00
JAGUAR ENERGY GUATEMALA LLC.(CONTRAPARTE) [GUATEMALA]	20.00	40.00
⊖ ENERGÍA, DESARROLLO Y CONSULTORÍA, S.A. DE C.V.(TITULAR) [EI SALVADOR]	10.00	10.00
INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD(CONTRAPARTE) [COSTA RICA]	10.00	10.00
⊖ EXCELERGY, S.A. DE C.V.(TITULAR) [EI SALVADOR]	-	15.00
COMPAÑIA AGRICOLA INDUSTRIAL SANTA ANA, S. A.(CONTRAPARTE) [GUATEMALA]	-	10.00
RENOVABLES DE GUATEMALA, S. A.(CONTRAPARTE) [GUATEMALA]	-	5.00
⊖ JAGUAR ENERGY GUATEMALA LLC.(TITULAR) [GUATEMALA]	15.00	15.00
EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELECTRICA(ENEE)(CONTRAPARTE) [HONDURAS]	15.00	15.00
⊖ MERCADOS ELÉCTRICOS DE CENTROAMÉRICA S.A. DE C.V.(TITULAR) [EI SALVADOR]	1.57	5.00
LAS PERLAS SUR, S.A.(CONTRAPARTE) [PANAMÁ]	1.57	5.00
⊖ ORAZUL ENERGY GUATEMALA Y CIA. S.C.A.(TITULAR) [GUATEMALA]	10.25	30.00
EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELECTRICA(ENEE)(CONTRAPARTE) [HONDURAS]	10.25	30.00
⊖ ORIGEM S.A. DE C.V.(TITULAR) [EI SALVADOR]	-	25.00
BIOMASS ENERGY, S.A.(CONTRAPARTE) [GUATEMALA]	-	13.00
COMPAÑIA AGRICOLA INDUSTRIAL SANTA ANA, S. A.(CONTRAPARTE) [GUATEMALA]	-	10.00
RENOVABLES DE GUATEMALA, S. A.(CONTRAPARTE) [GUATEMALA]	-	2.00
⊖ POLIWATT LIMITADA, SUCURSAL EL SALVADOR(TITULAR) [EI SALVADOR]	13.80	15.00
LUZ Y FUERZA ELECTRICA DE GUATEMALA LTDA.(CONTRAPARTE) [GUATEMALA]	13.80	15.00
⊖ PUERTO QUETZAL POWER LLC(TITULAR) [GUATEMALA]	-	10.00
EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELECTRICA(ENEE)(CONTRAPARTE) [HONDURAS]	-	10.00
⊖ RENOVABLES DE GUATEMALA, S. A.(TITULAR) [GUATEMALA]	5.00	10.00
EXCELERGY, S.A. DE C.V.(CONTRAPARTE) [EI SALVADOR]	5.00	10.00
⊖ XOLHUITZ PROVIDENCIA, S. A.(TITULAR) [GUATEMALA]	-	2.00
MAYORISTAS DE ELECTRICIDAD, S.A DE C.V.(CONTRAPARTE) [EI SALVADOR]	-	2.00
Total general	266.73	202.00

5.3 EMPRESAS VERTICALMENTE INTEGRADAS

El Tratado Marco permite la participación de empresas verticalmente integradas en el MER. Tanto el ICE en Costa Rica como la ENEE en Honduras, han avanzado en lograr alguna separación de costos de sus actividades de negocio.

El MER se ha diseñado para desarrollar un mercado eléctrico competitivo, donde todos los participantes, especialmente los generadores, participen o compitan en condiciones similares, promoviéndose la desintegración vertical, con un objetivo de llegar a establecer el mecanismo de licitaciones en el MER, con contratos entre generadores y distribuidores en la región.

En los casos particulares de mercados donde existe una sola empresa participando en el MER, las cantidades de energía ofertada influirá en los precios, ocasionando que un grupo de posibles ofertantes sean desplazados. Esto adicional a la asimetría de información donde los agentes de países que han desarrollado su mercado eléctrico, desconocen información fundamental para hacer ofertas en condiciones de competencia.

6. TRANSMISIÓN

Mediante la Resolución CRIE-20-2014 la CRIE fijó en 300MW la capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre cualquier par de países miembros del Mercado Eléctrico Regional.

El Sistema Eléctrico Regional (SER) fue diseñado para transferir 300 MW entre países a través de la Línea SIEPAC; no obstante, los límites de transferencias actuales entre países varían entre 60MW y 300MW. Las restricciones más críticas se han detectado en la Red de Transmisión Regional (RTR) de Honduras, Nicaragua y Panamá, lo que ha ocasionado limitaciones a las transacciones de energía.

El presente análisis tiene como fin presentar el avance en la construcción de los refuerzos necesarios en la RTR para alcanzar la capacidad de transferencia requerida de 300 MW entre las áreas de control.

6.1 MÁXIMAS TRANSFERENCIAS DE POTENCIA ENTRE ÁREAS DE CONTROL

En el siguiente cuadro se muestran las Máximas Capacidades de Potencia entre áreas de control, actualizado por el EOR al mes de diciembre de 2018:

Cuadro No. 12
MÁXIMAS CAPACIDAD DE TRANSFERENCIA ENTRE ÁREAS DE CONTROL
MES DE DICIEMBRE DE 2018

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	300	180	90	180	110	0	230
Demanda Media	300	300	180	100	210	120	0	230
Demanda Máxima	300	300	200	220	210	110	0	250

Fuente: EOR

6.2 RESTRICCIONES A LA TRANSMISIÓN

De acuerdo con la supervisión que la Unidad de Vigilancia del MER realiza de todas las variables relacionadas con estas restricciones, se ha observado lo siguiente:

- a) Honduras: En 2018 se observó un patrón de fallas que involucró las líneas de transmisión Pavana - Santa Lucía – Prados – en Honduras y Nicaragua en el Sur por la limitación de la línea que provoca que haya restricciones, quedando saturado el sistema nacional. La línea de SIEPAC Aguacaliente - Sandino queda apoyando con el transporte de esta energía.

b) Panamá: Según explicaciones de ETESA, se han presentado restricciones en la red de transmisión desde el occidente del país que corresponde principalmente a la falta de compensación reactiva a la vez que se presentan bajos niveles de voltaje y reserva de potencia reactiva, los cuales provocan se provocan cuando se transfiere gran cantidad de energía desde las plantas hidroeléctricas ubicadas en el occidente hacia los principales centros de carga en la ciudad de Panamá y Colón.

Esta situación se agudiza en los meses de época lluviosa, cuando los generadores hidroeléctricos ubicados en el occidente del país se encuentran en estado de vertimiento, y por lo cual se limitan las importaciones desde el MER, sobre todo los segundos semestres de cada año.

c) Nicaragua: Cuando existe transferencia de potencia alrededor de 300MW, y en situaciones de contingencia de alguna de las L/T Cañas-Ticuantepé (SIEPAC) o Amayo-Masaya, se producen sobrecargas en el sistema 230 kV que podrían llevar al colapso al sistema nacional. Se requiere realizar los refuerzos necesarios en el Sistema de Nacional de Transmisión (SNT) para el transporte de la generación eólica actual de forma confiable.

Esta situación ha limitado la capacidad de transmisión en la región de una forma permanente por los últimos cinco años, sobre todo durante los segundos semestres de cada año, cuando el volumen de generación hidroeléctrica se incrementa en el sur. Se estima que durante el segundo semestre del 2017 y del 2018, se desplazó un total 481,455MWh y 21,948.36 MWh respectivamente, con precios competitivos de entre 50 y 70 US\$/MWh.

