

# Informe Estadístico 2016

Período 2012-2016

Mayo -2017



Subasta por rondas

Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala





## **Comisión Nacional de Energía Eléctrica**

### **Presidente**

Ingeniero Minor Estuardo López Barrientos

### **Director**

Ingeniero Miguel Antonio Santizo Pacheco

### **Director**

Ingeniero Julio Baudilio Campos Bonilla

### **Elaboró la Gerencia de Mercado**

#### **Gerente de Mercado**

Ingeniero Fernando Alfredo Moscoso Lira

#### **Jefe del Departamento de Vigilancia y Monitoreo del Mercado**

Ingeniero German Antonio Juárez Vidaurre

#### **Equipo de trabajo**

Ingeniero Josué Miguel Ramírez Lemus

Licenciado José Carlos Tol Méndez

Rodrigo Ovando Contenti

### **Agradecimiento especial por su apoyo en la elaboración del presente informe a los estudiantes:**

José Eduardo Mendoza Estrada

Victor Hugo Lufín Sandoval

## Introducción

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica consciente que la disponibilidad de información de manera oportuna para todos los participantes del Mercado Mayorista sin excepción, es una acción fundamental para el desarrollo del Mercado Eléctrico guatemalteco, para el aumento de la sana competencia, que produzca beneficios para el conjunto de operaciones del mercado mayorista, y para la vigilancia y monitoreo de los comportamientos. En ese sentido, el presente informe estadístico se ha elaborado tomando como fuente principal los datos contenidos en los Informes de Transacciones Económicas para el período 2012-2016 y en menor medida la contenida en los pos-despachos y despachos diarios. También el informe considera una parte introductoria con el fin de contextualizar indicadores socioeconómicos de Guatemala con los del subsector eléctrico.

El informe consta de dos grandes secciones, la primera se refiere específicamente al Mercado Mayorista en Guatemala, la cual contiene información que ha sido dividida en cuatro apartados, los que

guardan relación con los dos productos del mercado, que son Potencia y Energía, y con los dos servicios necesarios para el funcionamiento del SNI, que son los servicios complementarios y el servicio de transporte de energía eléctrica. La segunda sección se refiere a las Transacciones Internacionales ejecutadas desde el punto de vista de Guatemala, la cual contiene información que ha sido dividida en dos apartados; uno que contiene la interacción del Mercado Eléctrico guatemalteco con el Mercado Eléctrico Regional y otro que contiene la interacción con el sistema mexicano, mediante la Interconexión Guatemala-México.

Toda la información contenida en el presente informe muestra los volúmenes en potencia y energía que se transan y trata de cuantificar y dimensionar monetariamente esos volúmenes que se transan, considerando que es importante conocer la dimensión de los cargos o abonos que cada grupo de participantes paga o recibe por concepto de transacciones que realiza.





# Índice

<b>Introducción</b>	i
<b>1 . Resumen del Entorno Socioeconómico en Guatemala</b>	<b>1</b>
1.1 Datos Generales	1
1.2 Crecimiento Económico	1
1.3 Producto Interno Bruto	2
1.4 Tipo de cambio	3
1.5 Índice de Precios al Consumidor	3
1.6 Índice de electrificación	4
1.7 Inversión Extranjera Directa	5
1.8 Consumo de combustibles para la generación eléctrica	6
1.9 Marco Legal y Estructura del subsector eléctrico	6
<b>2. Mercado Eléctrico Nacional</b>	<b>9</b>
2.1 Datos Generales y Resumen de Indicadores	9
2.2 Productos del Mercado	10
2.3 Energía Eléctrica	11
2.3.1 Consumo y Generación de energía eléctrica	11
2.3.2 Costos Variables de Generación	14
2.3.3 Mercado de Oportunidad y el precio Spot	18
2.3.4 Generación Forzada	27
2.4 Potencia	30
2.4.1 Capacidad en el SNI	31
2.4.2 Oferta	31
2.4.3 Demanda	32
2.4.4 Comparación de la Oferta y la Demanda	34
2.4.5 Mercado de Desvíos de Potencia	35
2.4.6 Potencia Disponible	37
2.5 Servicios Complementarios	40
2.5.1 Reserva Rodante Regulante –RRR–	40
2.5.2 Reserva Rodante Operativa –RRO–	40
2.5.3 Reserva Rápida –RRA–	43
2.5.4 Costo Total de las Reservas remuneradas	45
2.6 Costo Total de la Operación	46
2.7 Actividad de Comercialización	48
2.7.1 Comercialización de la Demanda	48
2.7.2 Comercialización de la Oferta	50
2.8 Servicio de Transporte de Energía Eléctrica	52

<b>3. Transacciones Internacionales</b>	55
3.1 Mercado Eléctrico Regional	57
3.1.1 Mercado de Oportunidad Regional	63
3.1.2 Mercado de Contratos Regional	69
3.1.3 Cargo por operación y regulación en el MER	75
3.1.4 Cargos regionales de transmisión	78
3.2 Interconexión Guatemala-México	80
3.2.1 Energía y potencia mediante Contratos Firmes	80
3.2.2 Compras y Ventas de energía de oportunidad	81
3.2.3 Energía de emergencia	82
3.2.4 Energía inadvertida	83

## Índice de gráficas y tablas

Gráfica 1	Relación entre la variación del PIB y la variación del consumo de energía eléctrica	1
Gráfica 2	Evolución del PIB (base 2001) período 2007-2016	2
Gráfica 3	Evolución del tipo de cambio	3
Gráfica 4	Evolución de la variación acumulada del IPC	3
Gráfica 5	Comparación del IPC del Consumidor con la componente del IPC que corresponde al servicio de electricidad	4
Gráfica 6	Evolución del Índice de electrificación de Guatemala	4
Gráfica 7	Comparación de los índices de electrificación por departamento para los años 2010, 2015 y 2016	5
Gráfica 8	Evolución de la Inversión Extranjera Directa [IED] desagregando la componente de electricidad	5
Gráfica 9	Consumo de combustibles por tipo para generación eléctrica	6
Gráfica 10	Consumo y producción de energía eléctrica en Guatemala	11
Gráfica 11	Matriz energética de la producción	12
Gráfica 12	Matriz de generación en el mes de mayor y menor producción hidroeléctrica por año	13
Gráfica 13	Energía producida por las tecnologías solar-fotovoltaica y eólica	14
Gráfica 14	CARBÓN. Evolución de los Costos Variables de generación y de la energía producida de las centrales	15
Gráfica 15	BUNKER. Evolución de los Costos Variables de Generación y de la energía producida de las centrales	16
Gráfica 16	HIDRO. Evolución de los Costos Variables de generación y de la energía producida por las centrales, excepto Chixoy	17
Gráfica 17	CHIXOY. Evolución del Valor del Agua y de la energía producida, comparada con el precio Spot	18
Gráfica 18	Ventas de energía en el Mercado de Oportunidad	19
Gráfica 19	Compras de Energía en el Mercado de Oportunidad.	19
Gráfica 20	Volúmenes de energía eléctrica transada en el Mercado de Oportunidad	20

Gráfica 21	Monto de ventas al Mercado de Oportunidad	20
Gráfica 22	Monto de Compras en el Mercado de Oportunidad	21
Gráfica 23	Relación de las ventas de energía en el Mercado de Oportunidad con los montos recibido por ese concepto	21
Gráfica 24	Relación de las compras de energía en el Mercado de Oportunidad con los montos pagados por ese concepto	22
Gráfica 25	Precio Spot promedio mensual por banda horaria	22
Gráfica 26	Evolución de los recursos que definen la Unidad Generadora Marginal	23
Gráfica 27	Energía producida y la porción vendida en el Mercado de Oportunidad por los Participantes Productores	24
Gráfica 28	Energía comprometida y la porción comprada en el Mercado de Oportunidad por los Participantes Productores	25
Gráfica 29	Mayores compradores en el Mercado de Oportunidad para cumplir sus compromisos en el Mercado a Término	25
Gráfica 30	Energía consumida y la porción comprada en el Mercado de Oportunidad de los Participantes Consumidores	26
Gráfica 31	Energía total comprada en el Mercado de Oportunidad	27
Gráfica 32	Relación del monto total de sobrecosto por generación forzada y a quien se asigna el pago	28
Gráfica 33	Número de horas por central con generación forzada por arranque y parada	29
Gráfica 34	Número de horas por central con generación forzada por el servicio de RRO	30
Gráfica 35	Capacidad Instalada y Efectiva Total en MW en el SNI	31
Gráfica 36	Oferta Firme Eficiente, Oferta Firme y Capacidad Efectiva Total	32
Gráfica 37	Evolución de la Demanda Firme Total y por Participante Consumidor en MW	32
Gráfica 38	Demanda Firme, Demanda Firme Efectiva y Demanda Máxima mensual	33
Gráfica 39	Evolución de la Energía consumida y la Demanda Máxima del SNI	34
Gráfica 40	Comparación de la Oferta y la Demanda por cada Año Estacional	34
Gráfica 41	Comportamiento del Mercado de Desvíos de Potencia	35
Gráfica 42	Precio de los Desvíos de Potencia Positivos	36
Gráfica 43	Participación en el Mercado de Desvíos de Potencia	36
Gráfica 44	Monto Total de potencia efectivamente disponible de las hidroeléctricas	37
Gráfica 45	Monto Total de potencia efectivamente disponible de la turbinas de vapor	37
Gráfica 46	Potencia efectivamente disponible para el despacho	39
Gráfica 47	Servicio de Reserva Rodante Regulante	40
Gráfica 48	Remuneración de la Reserva Rodante Operativa y el Margen de Reserva Horario acumulado	41
Gráfica 49	Precio liquidado promedio ponderado y Precio Spot promedio mensual	41
Gráfica 50	Remuneración anual del servicio del RRO	42
Gráfica 51	Pago por Participante del Servicio de RRO	43
Gráfica 52	Remuneración total en concepto de Reserva Rápida y los MW asignados por el servicio	44
Gráfica 53	Remuneración del servicio de RRA por Participante	44
Gráfica 54	Pago realizado por Participante en concepto del servicio de RRA	45

Gráfica 55	Costos acumulados por los servicios de RRO y RRA	46
Gráfica 56	Evolución del Costo Total de la Operación y el porcentaje de participación de los Contratos Existentes	47
Gráfica 57	Número de Grandes Usuarios representados por los Agentes Comercializadores	48
Gráfica 58	Energía Consumida por los Grandes Usuarios representados por los Agentes Comercializadores	49
Gráfica 59	Demanda Firme representada por los Agentes Comercializadores	50
Gráfica 60	Número de centrales representadas por los Agentes Comercializadores	50
Gráfica 61	Energía producida que es representada por los Agentes Comercializadores	51
Gráfica 62	Oferta Firme Eficiente representada por los Agentes Comercializadores	51
Gráfica 63	Kilómetros de líneas de Transmisión y número de subestaciones por Agente Transportista	52
Gráfica 64	Monto Total del Peaje por el Servicio de Transporte de Energía Eléctrica	52
Gráfica 65	Remuneración recibida por Agente Transportista por concepto de Peaje del Sistema Principal	53
Gráfica 66	Remuneración recibida por Agente Transportista por concepto de Peaje de los Sistemas Secundarios	54
Gráfica 67	Pago del Peaje del Sistema Principal por Participante	54
Gráfica 68	Volúmenes de intercambio neto de Guatemala	56
Gráfica 69	Comportamiento de las transacciones en el MOR y el precio medio de referencia de combustibles	57
Gráfica 70	Comparación de los costos marginales de corto plazo de los países de América Central	58
Gráfica 71	Comparación entre las ventas de energía de Guatemala en el MOR y la evolución de la Capacidad Efectiva en el SNI	59
Gráfica 72	Análisis sobre las compras y ventas de energía por País Miembro del MER, desglosado por MCR y MOR	60
Gráfica 73	Máxima transferencia simultánea en el Triángulo Norte, dirección Norte-Sur	61
Gráfica 74	Exportaciones e importaciones de Guatemala en el MER	63
Gráfica 75	Intercambio neto de energía en el MOR por País miembro del MER	64
Gráfica 76	Comparación del precio Spot, ex ante y ex post promedio de Guatemala	65
Gráfica 77	Relación histórica entre el Precio Spot y el precio ex ante medio mensual del MER, por banda horaria	65
Gráfica 78	Energía asignada y despachada de ofertas de inyección de energía presentado en el MOR por los agentes del Guatemala	66
Gráfica 79	Volúmenes y precios de las ofertas de inyección de energía presentada por Guatemala al MOR	67
Gráfica 80	Relación entre los volúmenes de energía ofrecido en el MER por agente de Guatemala, el precio Spot y el precio ex ante	67
Gráfica 81	Precios en las ofertas de retiro asignadas en el predespacho regional, por país miembro del MER	68
Gráfica 82	Compras de energía desde el MER por Agente de Guatemala	69
Gráfica 83	Diferencias en el intercambio neto de Guatemala entre el MOR y el MCR	70

Gráfica 84	Intercambio neto de energía en el MCR por país miembro del MER	70
Gráfica 85	Energía Firme asignada en derechos de transmisión y derechos firmes por país miembro del MER	71
Gráfica 86	Energía Firme asignada, importe medio ofertado e importe medio asignado en subasta de DT y DF de vigencia anual	72
Gráfica 87	Energía Firme asignada, importe medio ofertado e importe medio asignado en subasta de DT y DF de vigencia mensual	72
Gráfica 88	Comportamiento de los precios nodales utilizados para la asignación de energía firme	73
Gráfica 89	Ingresos por Ventas de Derechos de Transmisión por país miembro del MER	73
Gráfica 90	Energía Firme por tipo de subasta de DT, asociada a la inyección de energía desde Guatemala	74
Gráfica 91	Utilización de la energía firme asignada en DT de vigencia anual, asociada a la inyección de energía desde Guatemala	75
Gráfica 92	Utilización de la energía firme asignada en DT de vigencia mensual, asociada a la inyección de energía desde Guatemala	75
Gráfica 93	Cargos de regulación y operación del MER por cada MWh transado por país miembro del MER	76
Gráfica 94	Consumo regional total de energía en América Central y la proporción por país miembro del MER	76
Gráfica 95	Evolución del cargo anual por regulación y su relación con el consumo anual por país miembro del MER	77
Gráfica 96	Evolución del cargo anual por operación y su relación con el consumo anual por país miembro del MER	77
Gráfica 97	Cargos Variables de transmisión netos, por tipo de instalaciones y por país miembro del MER	78
Gráfica 98	Pago asignado por país miembro del MER en concepto de Cargo Complementario	79
Gráfica 99	Pago asignado por Participante del MM de Guatemala, en concepto de Cargo Complementario	79
Gráfica 100	Cargos y abonos a los Participantes del MM de Guatemala, en concepto de los cargos regionales de transmisión del MER	80
Gráfica 101	Importación de energía por Contratos Firmes desde la Interconexión Guatemala-México	80
Gráfica 102	Exportación de energía de oportunidad mediante la Interconexión Guatemala-México	81
Gráfica 103	Importación de energía de oportunidad desde la Interconexión Guatemala-México	81
Gráfica 104	Comparación de los precios nodales en los Brillantes y Tapachula, incluyendo las transacciones de energía de oportunidad	82
Gráfica 105	Energía de emergencia inyectada y retirada entre el SNI y el Sistema Eléctrico Mexicano	83
Gráfica 106	Energía inadvertida mensual en la Interconexión Guatemala-México	83
Gráfica 107	Energía inadvertida anual en la Interconexión Guatemala-México	84

Tabla 1	Datos Generales del Mercado Mayorista de Guatemala	10
Tabla 2	Comparación de la Demanda Máxima anual con la DMP	33
Tabla 3	Listado de centrales hidroeléctricas puestas en operación desde el 2012	38
Tabla 4	Listado de las centrales a carbón puestas en operación desde el 2012	38
Tabla 5	Listado de los ingenios puestas en operación desde el 2012	39
Tabla 6	Fecha de finalización de los Contratos Existentes	47
Tabla 7	Datos Generales	56
Tabla 8	Resumen de la normativa regional emitida	59
Tabla 9	Escenarios de máximas transferencias en el triángulo norte en la dirección Norte-Sur	62
Tabla 10	Resumen de la normativa emitida sobre los Derechos de Transmisión y Derechos Firmes	71

# 1. Resumen del Entorno Socioeconómico en Guatemala

A continuación se presenta información estadística del entorno socioeconómico de Guatemala, mostrando la información disponible a la fecha de publicación del presente Informe Estadístico del mercado eléctrico guatemalteco, con el objetivo de contextualizar los aspectos sociales y económicos del país y su relación con el subsector eléctrico.

Distribuidora	Consumo promedio General kWh-mes	Consumo promedio residencial kWh-mes	Consumo promedio comercial kWh-mes	Consumo promedio industrial kWh-mes
EEGSA	323	151	6,149	101,226
DEOCSA	112	76	4,873	60,550
DEORSA	153	97	5,229	36,251

**PIB Nominal (2016):** USD 68,753,000,000

**PIB per cápita (2016):** USD 4,154.00

## 1.1 Datos Generales

**Nombre Oficial:** República de Guatemala.

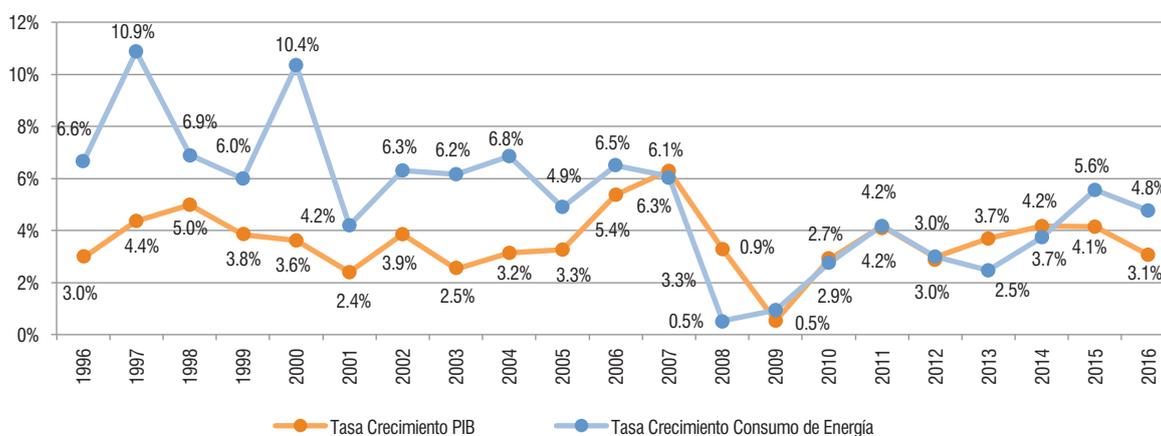
**Población (2016):** 16, 548,168.00

**Densidad de consumo por usuario (2016)<sup>1</sup>:**

## 1.2 Crecimiento Económico

Se observa en la siguiente gráfica la comparación de la tasa de crecimiento del consumo de energía eléctrica y la tasa de crecimiento del Producto Interno Bruto de Guatemala, lo que refleja que existe correlación entre ambos indicadores.

**Gráfica 1**  
Relación entre la variación del PIB y la variación del consumo de energía eléctrica



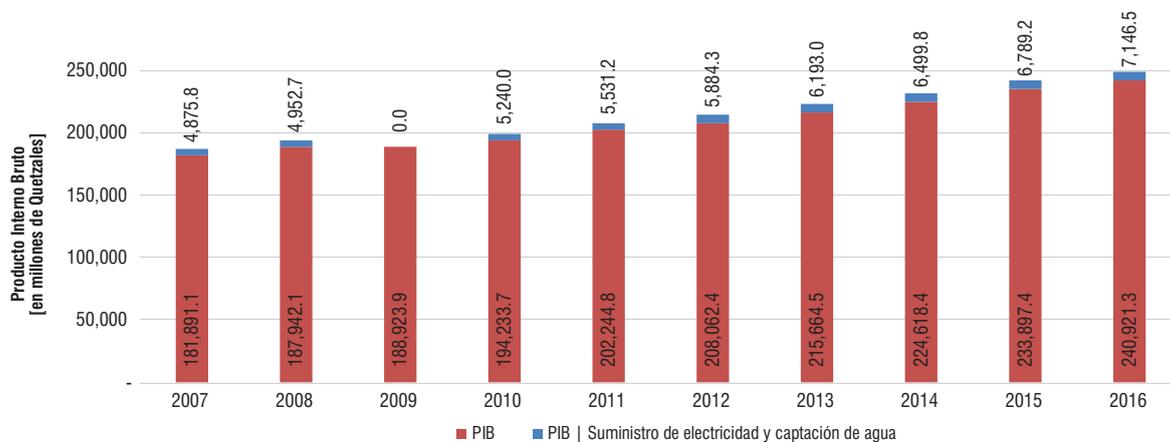
1 - El promedio general, incluye el consumo de grandes usuarios conectados a la red de la distribuidora.  
 - En la normativa vigente, los usuarios son clasificados de acuerdo a las opciones tarifarias vigentes en los pliegos tarifarios (BTS, TS, BTDp, MTDfp, etc.), y no existen las clasificaciones por tipo de consumo ("residencial", "comercial" o "industrial"). No obstante lo anterior, para efectos orientativos, en la tabla se ha aplicado una clasificación convencional de las opciones tarifarias como se indica a continuación:  
 Residencial: Usuarios de Tarifa Social y Tarifa BTS  
 Comercial: Usuarios de Tarifas BTDp BTDfp y BTH  
 Industrial: Usuarios de Tarifas MTDp, MTDfp, MTH y Grandes Usuarios conectados a la Red de Distribución

El Producto Interno Bruto estimado para el 2016 es de Q 522,664.3 millones de quetzales en valores corrientes, que equivalen a Q 248,076.4 millones de quetzales en valores constantes del año 2001<sup>2</sup>.

### 1.3 Producto Interno Bruto

En la siguiente gráfica se muestra la evolución del PIB<sup>3</sup>, desagregando la componente que corresponde a "suministro de electricidad y captación de agua", para verificar lo que corresponde al subsector de electricidad.

**Gráfica 2**  
**Evolución del PIB (base 2001) período 2007-2016**



2 Publicación del Banco de Guatemala en el siguiente enlace, <https://www.banguat.gob.gt/estaeco/boletin/envolver.asp?karchivo=boescu51> consultado en mayo de 2017.

3 Publicación del Banco de Guatemala en el siguiente enlace, [https://www.banguat.gob.gt/cuentasnac/pib2001/2.1\\_PIB\\_por\\_AE\\_constantes.xls](https://www.banguat.gob.gt/cuentasnac/pib2001/2.1_PIB_por_AE_constantes.xls) consultado en mayo de 2017.



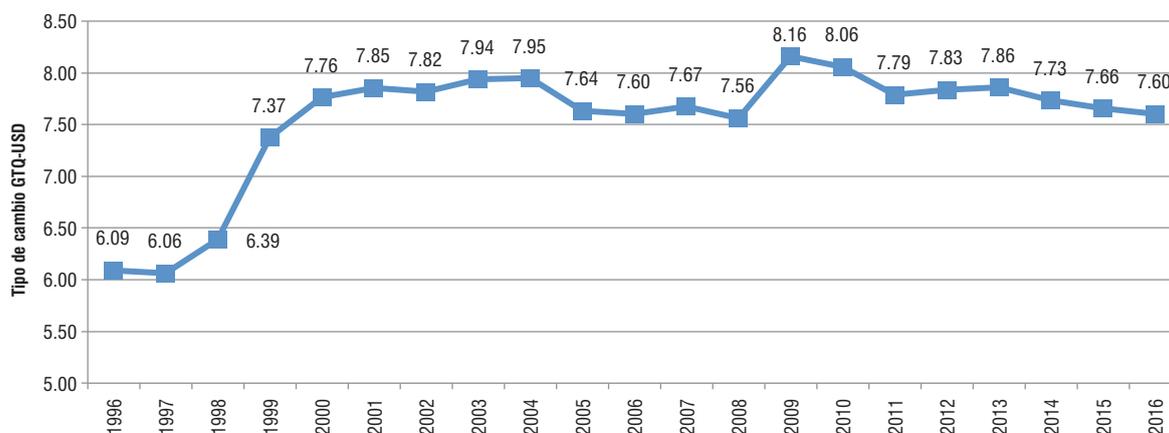
## 1.4 Tipo de cambio

El tipo de cambio en Guatemala se ha mantenido en niveles estables, con excepción del período durante el cual la crisis económica de 2008 y 2009 causó que el quetzal se depreciara por la

restricción de créditos en el sistema financiero. Posteriormente el tipo de cambio y el quetzal regresó a sus niveles anteriores, teniendo una tendencia a apreciarse.

A continuación se muestra en el gráfico la variación del tipo de cambio del quetzal contra el dólar.

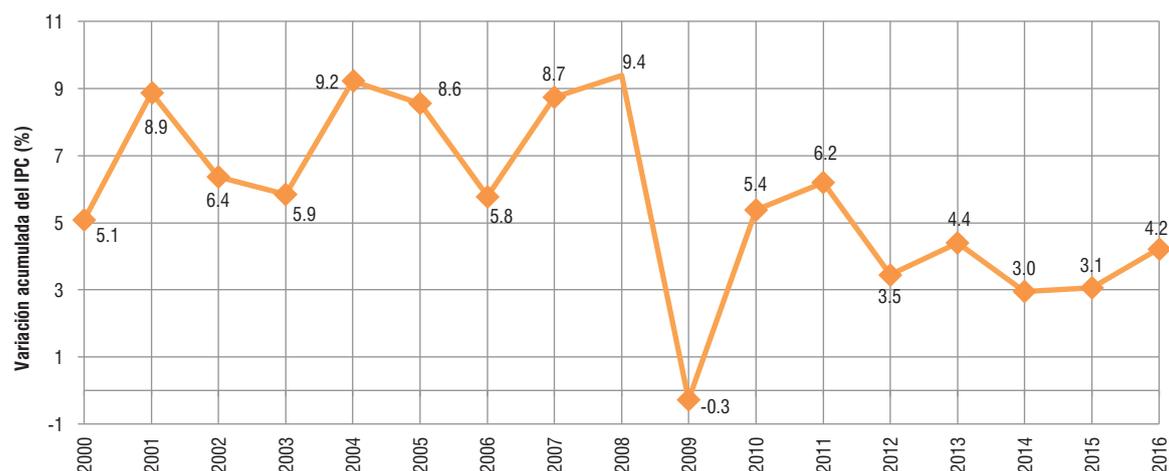
**Gráfica 3**  
Evolución del tipo de cambio



## 1.5 Índice de Precios al Consumidor

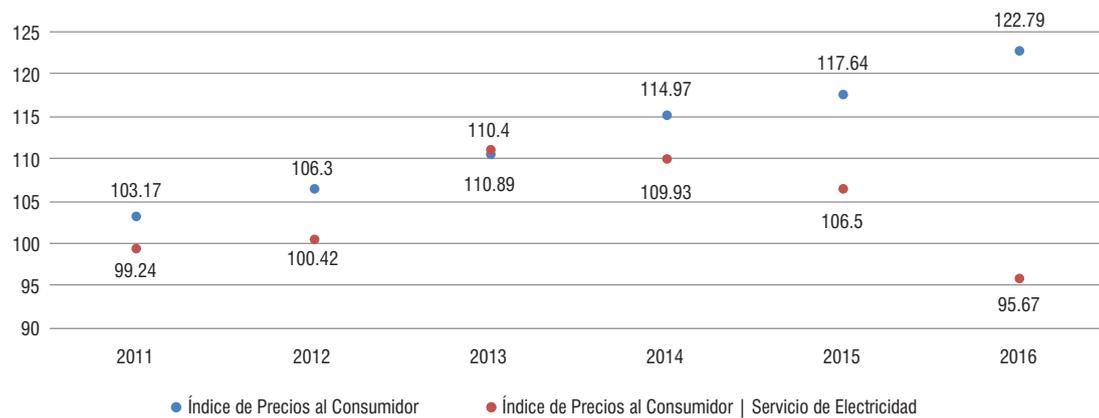
El gráfico siguiente muestra la variación del IPC<sup>4</sup> desde el año 1996 hasta la fecha:

**Gráfica 4**  
Evolución de la variación acumulada del IPC



4 Datos según el Instituto Nacional de Estadística –INE–, [www.ine.gob.gt](http://www.ine.gob.gt), consultados en mayo de 2017.

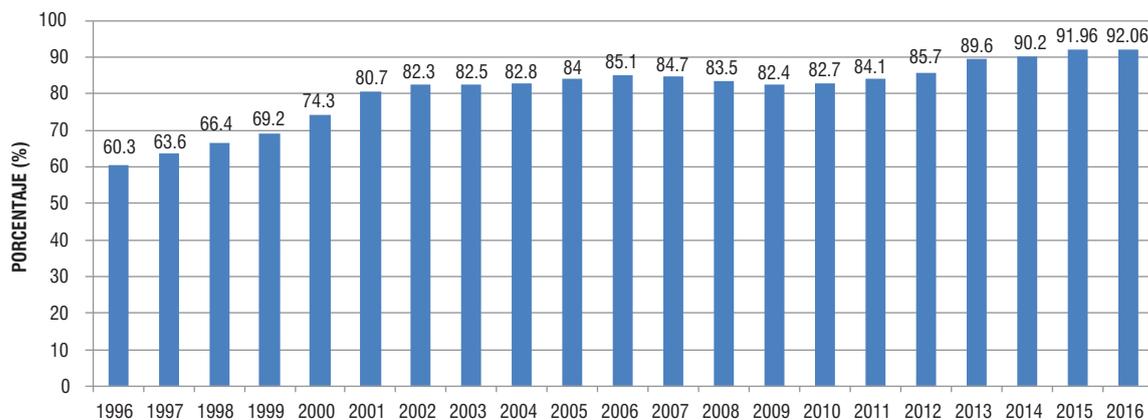
**Gráfica 5**  
Comparación del IPC del Consumidor con la componente del IPC que corresponde al servicio de electricidad



## 1.6 Índice de electrificación

Se muestra en la gráfica siguiente la evolución del índice de electrificación en Guatemala<sup>5</sup>, el cual se sitúa para el año 2016 en 92.06%.

**Gráfica 6**  
Evolución del Índice de Electrificación de Guatemala

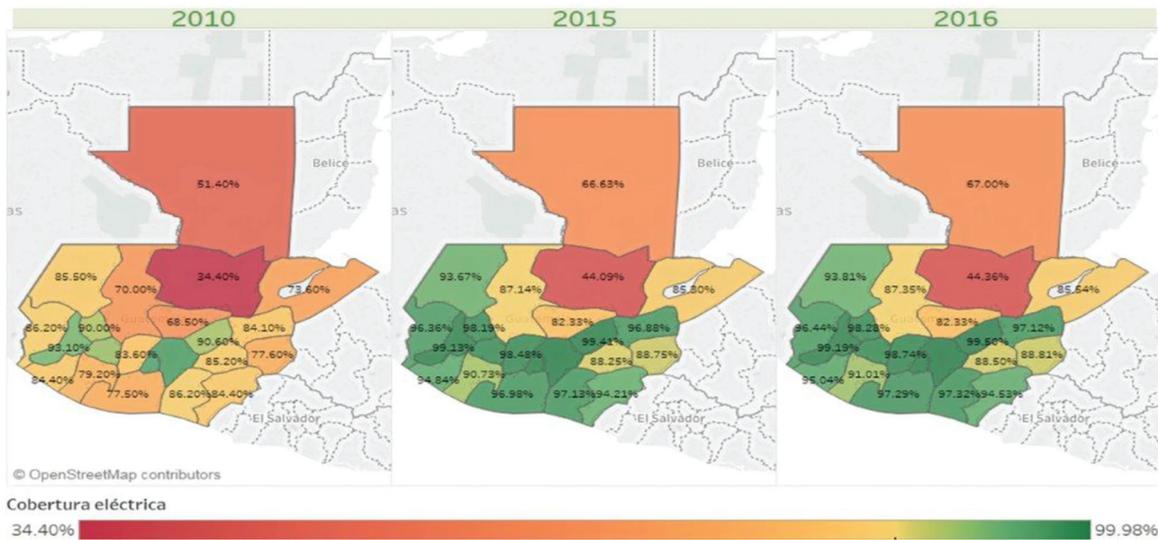


La evolución por departamento del Índice de Electrificación se muestra en los siguientes mapas, donde se observa que el departamento de

Guatemala tiene el mayor índice de electrificación y el departamento de Alta Verapaz el menor.

<sup>5</sup> Datos publicados por el Ministerio de Energía y Minas en [www.mem.gob.gt](http://www.mem.gob.gt), consultado en mayo de 2017.

**Gráfica 7**  
**Comparación de los índices de electrificación por departamento**  
**para los años 2010, 2015 y 2016**

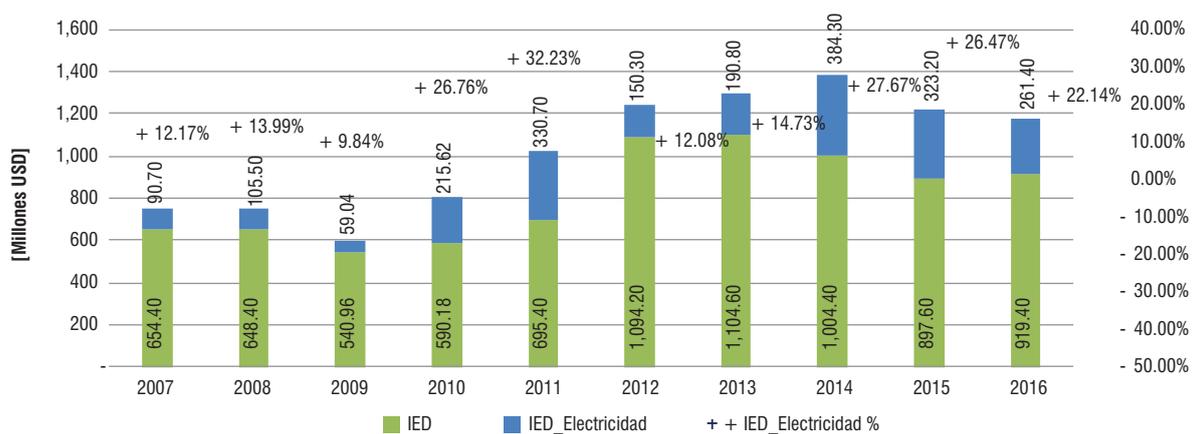


### 1.7 Inversión Extranjera Directa

Extranjera Directa<sup>6</sup>, desagregando la componente de electricidad.

En el gráfico siguiente se observa la medición que hace el Banco de Guatemala de la Inversión

**Gráfica 8**  
**Evolución de la Inversión Extranjera Directa [IED] desagregando la componente de electricidad**

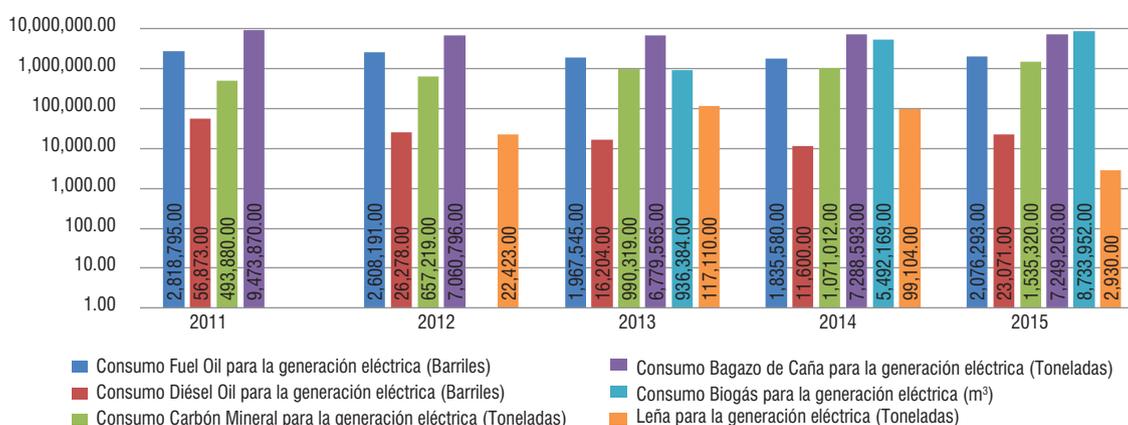


<sup>6</sup> Publicación del Banco de Guatemala en [https://www.banguat.gob.gt/inc/ver.asp?id=/Publica/v\\_man\\_bpagos/flujo\\_IED\\_2007\\_2016.htm&e=128610](https://www.banguat.gob.gt/inc/ver.asp?id=/Publica/v_man_bpagos/flujo_IED_2007_2016.htm&e=128610) consultado en mayo de 2017.

## 1.8 Consumo de combustibles para la generación eléctrica

Se presenta en la siguiente gráfica el consumo de combustibles para la generación eléctrica en Guatemala:

**Gráfica 9**  
Consumo de combustibles<sup>7</sup> por tipo para generación eléctrica



## 1.9 Marco Legal y Estructura del subsector eléctrico

La Ley General de Electricidad, es la ley fundamental en materia de electricidad en Guatemala, la cual establece los siguientes principios:

El subsector eléctrico se encuentra regido por el siguiente marco legal:

### Constitución Política de la República de Guatemala

Ley de incentivos para el desarrollo de proyectos de energía renovable. Decreto No. 52-2003

Ley General de Electricidad (Decreto No.93-96)

Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos.

Reglamento de la Ley de Incentivos para el desarrollo de proyectos de energía renovable. AG No. 211-2005

Reglamento de la Ley General de Electricidad. AG No. 256-97 y sus reformas

Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista. AG No. 299-98 y sus reformas

Procedimiento para el Registro de Agentes y Grandes Usuarios. AG-244-2003

Reglamento del MER y Resoluciones de la CRIE en el ámbito de su competencia

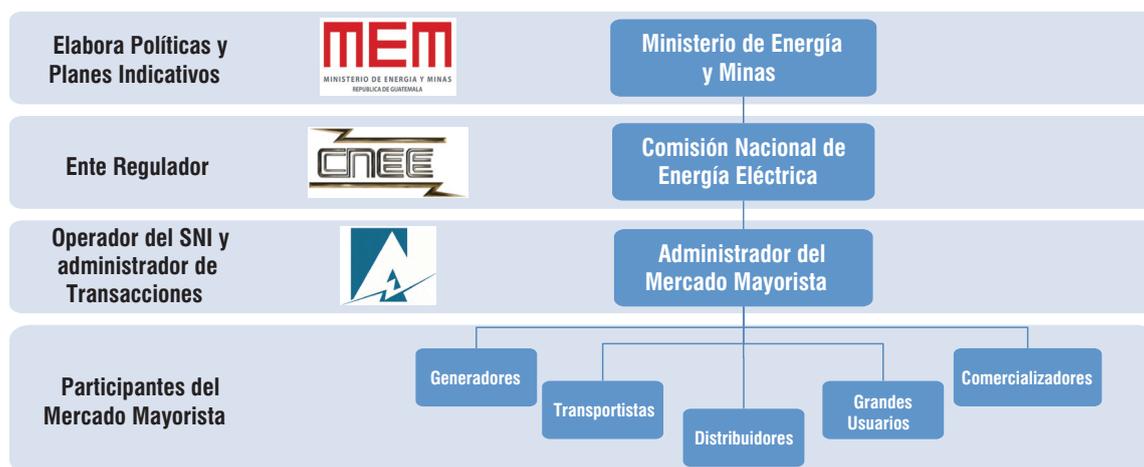
Normas Técnicas de la CNEE

Normas de Coordinación Comercial y Operativas del AMM

<sup>7</sup> Datos consultados en la página del Ministerio de Energía y Minas, [www.mem.gob.gt](http://www.mem.gob.gt), en mayo de 2017

- i. Es libre la generación de electricidad y no se requiere para ello autorización o condición previa por parte del Estado, más que las reconocidas por la Constitución Política de la República de Guatemala y las leyes del país. No obstante, para utilizar con estos fines los que sean bienes del Estado, se requerirá de la respectiva autorización del Ministerio, cuando la potencia de la central exceda de 5MW.
- ii. Es libre el transporte de electricidad, cuando para ello no sea necesario utilizar bienes de dominio público.
- iii. El transporte de electricidad que implique la utilización de bienes de dominio público y el servicio de distribución final de electricidad, estarán sujetos a autorización.
- iv. Son libres los precios por la prestación del servicio de electricidad, con la excepción de los servicios de transporte y distribución, sujetos a autorización. Las transferencias de energía entre generadores, comercializadores, importadores y exportadores que resulten de la operación del Mercado Mayorista, estarán sujetas a regulación en los términos de la Ley.

La estructura y las instituciones que conforman el subsector se muestran en el siguiente esquema:



**Ministerio de Energía y Minas –MEM–:** Es el órgano del Estado responsable de formular y coordinar las políticas, planes de Estado, programas indicativos relativos al subsector eléctrico y aplicar la Ley General de Electricidad y su reglamento para dar cumplimiento a sus obligaciones. Asimismo le corresponde atender lo relativo al régimen jurídico aplicable a la producción, distribución y comercialización de la energía y de los hidrocarburos, y a la explotación de los recursos mineros.

**Comisión Nacional de Energía Eléctrica –CNEE–:** Órgano Técnico del Ministerio encargado de cumplir y hacer cumplir la Ley General de Electricidad, velar por el cumplimiento de las

obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios, prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia, definir tarifas de transmisión y distribución, dirimir controversias entre los agentes, entre otros.

**Administrador del Mercado Mayorista –AMM–:** El Administrador del Mercado Mayorista es una entidad privada sin fines de lucro, que coordina las transacciones entre los participantes del Mercado Mayorista de Electricidad, y vela por el mantenimiento de la calidad y la seguridad del suministro de energía eléctrica en Guatemala.

El marco regulatorio del sector eléctrico guatemalteco se basa en un modelo de mercado competitivo a nivel de generación y comercialización, en el cual algunos de los pilares fundamentales es el libre acceso a las redes, la existencia de un sistema de costos, la competencia en el mercado (transacciones del día a día) y la competencia por

el mercado (licitaciones para el suministro de los usuarios finales). En aquellos segmentos en que la presencia de economías de escala da lugar a la existencia de monopolios naturales, los precios son fijados por el ente regulador sobre la base de costos económicos eficientes.



## 2. Mercado Eléctrico Nacional

La fuente de la información del presente apartado corresponde a los Informes de Transacciones Económicas emitidos por el AMM en mayor medida, y en menor medida los informes del pos-despacho y despacho diario correspondientes.

### 2.1 Datos Generales y Resumen de Indicadores

El subsector eléctrico guatemalteco en los últimos años ha mostrado un volumen importante de transacciones económicas y crecimiento sostenido de la demanda y de la oferta. La demanda comprende además del consumo de energía en el país, la exportación de energía hacia el MER y hacia México. Así mismo, la oferta de potencia y energía comprende la generación instalada lo-

calmente, la cual incluye las nuevas inversiones producto de los procesos de licitación y la importación desde el MER y México.

Para situarse en el contexto actual del subsector eléctrico de Guatemala, se puede observar la tabla siguiente, la cual tiene algunos datos globales correspondientes a la evolución del Mercado Mayorista de Electricidad. En dicha tabla se ve que desde 2014 la demanda de energía eléctrica ha superado los 10,000 GWh anuales, de la misma forma que la demanda máxima del SNI ha superado los 1,700 MW en 2016. Asimismo, respecto a las exportaciones, estas pasaron de 195.55 GWh en 2012 a 1,334.8 GWh en 2016, lo que significa un incremento de más de 500% en los últimos cinco años.



**Tabla 1**  
**Datos Generales del Mercado Mayorista de Guatemala**

Datos Generales	2012	2013	2014	2015	2016
Producción de Energía (GWh)	8,929.27	9,537.07	10,490.46	10,886.67	11,624.82
- Energía producida SNI	8,703.47	9,270.47	9,782.26	10,301.87	10,877.91
- Energía importada total	225.80	266.59	708.20	584.79	746.92
Consumo de Energía (GWh)	8,557.01	9,178.76	10,122.01	10,485.38	11,167.50
- Energía consumida localmente total	8,361.46	8,590.90	8,915.16	9,398.17	9,832.70
- Energía exportada total	195.55	587.85	1206.85	1087.22	1334.8
Consumo Propio Generadores (GWh)	43.28	38.97	33.08	62.99	66.94
Consumo Propio de Transportistas (GWh)	4.65	5.01	5.21	5.32	7.19
Energía Transada en el Mercado a Término, Participantes Consumidores (GWh)	7,500.61	7,393.47	8,223.29	8,983.60	9,864.62
Energía Transada en el Mercado de Oportunidad, Participantes Consumidores (GWh)	1,056.57	1,785.29	1,898.72	1,501.78	1,303.26
Demanda Máxima de Potencia en el SNI (MW)	1,532.97	1,563.57	1,635.90	1,672.05	1,701.60
Factor de Carga Anual del SNI	0.67	0.67	0.68	0.71	0.70
Promedio del Precio Spot de la energía - US\$/MWH	146.55	120.96	103.66	71.06	51.69
Promedio del Precio del Desvío Positivo - US \$ / KW mes	1.65	1.64	1.82	2.27	0.78
Precio Promedio Unitario Peaje Principal - US \$ / KW mes	2.53	2.59	2.57	2.65	2.90
Precio Promedio Unitario Peaje Secundario Transmisión - US \$ / kW mes <sup>8</sup>	0.43	0.45	0.46	0.40	0.39
Precio Promedio Unitario Peaje Secundario Subtransmisión Centro - US \$ / kW mes	2.33	2.28	2.35	2.33	2.37
Precio Promedio Unitario Peaje Secundario Subtransmisión Occidente - US \$ / kW mes	2.30	2.14	2.07	1.94	1.83
Precio Promedio Unitario Peaje Secundario Subtransmisión Oriente - US \$ / kW mes	2.16	2.24	2.11	2.10	2.04
Número de Grandes Usuarios	844	853	870	898	915
Número de Usuarios del Servicio de Distribución Final	2,517,481	2,599,582	2,687,322	2,777,974	2,820,698

Tal como se muestra en la tabla anterior, el Mercado Mayorista de Electricidad de Guatemala muestra una evolución caracterizada por una mayor cantidad y volumen de transacciones internacionales, mayor número de nuevos agentes incorporados al subsector y mayores volúmenes de producción y consumo de electricidad.

## 2.2 Productos del Mercado

De acuerdo con lo establecido en el artículo 3 del RAMM, los productos que se compran y se venden en el Mercado Mayorista son:

i. **Energía Eléctrica.** El producto de energía eléctrica de transa en el Mercado de Oportunidad y en el Mercado a Término.

ii. **Potencia Eléctrica.** El producto de potencia se transa en el Mercado de Desvíos de Potencia y el Mercado a Término.

iii. **Servicios Complementarios.** Los servicios que se prestan en el Mercado son: 1) Servicio de Reserva Rodante Regulante, 2) Servicio de Reserva Rodante Operativa, 3) Servicio de Reserva Rápida, 4) Servicio de Demanda Interrumpible.

iv. **Servicios de Transporte de Energía Eléctrica.** Este servicio se remunera anticipadamente para permitir el uso del Sistema de Transmisión.

8 Refleja el precio unitario de todos los Sistemas Secundarios de Transmisión.

## 2.3 Energía Eléctrica

### 2.3.1 Consumo y Generación de energía eléctrica

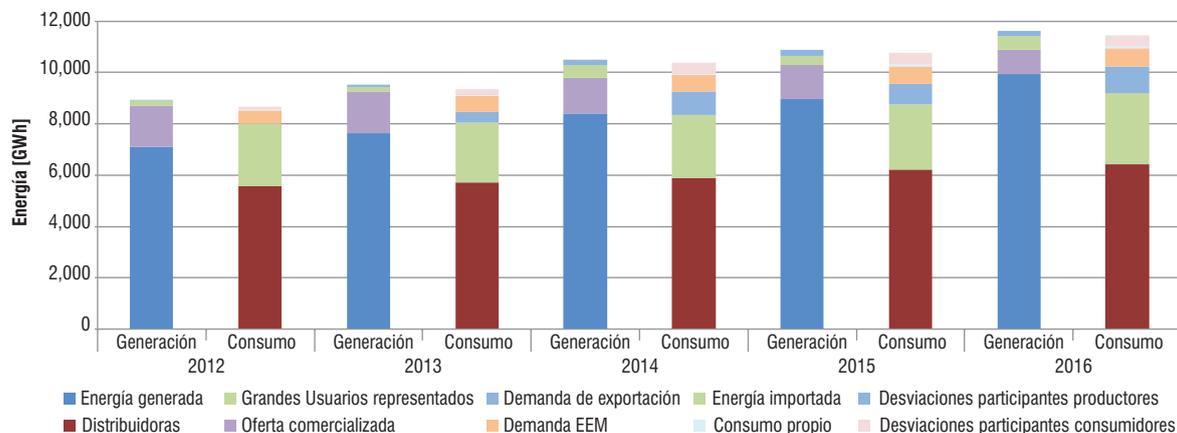
Para los años del 2012 al 2016 la demanda de electricidad fue cubierta en promedio en un 81% por energía generada localmente, mostrando una tendencia al alza, esto quiere decir que año con año la cantidad de energía consumida fue generada en mayor proporción por centrales instaladas en el país. Por su parte, las centrales locales representadas en el mercado por comercializadores han tenido una participación con tendencia a la baja, es decir, han disminuido su participación año con año, empezando con un 18% en el 2012 y terminando el 2016 con un 8% de la energía total producida.

La energía importada ha representado el 3.3% de la oferta de energía promedio para el período 2012 - 2016, representando para el 2016 un 4.6% de la oferta total de energía. Este incremento en las importaciones se debió al inicio de operaciones de la entidad Energía del Caribe.

El consumo de energía de las distribuidoras de electricidad para los años 2012 al 2016 ha representado el 60% de la energía anual consumida, con un incremento del 3.7% por año. Mientras que los Grandes Usuarios (Participantes y Representados) consumieron el 25% de la energía demandada en el Mercado Mayorista, con un incremento del 3% anual.

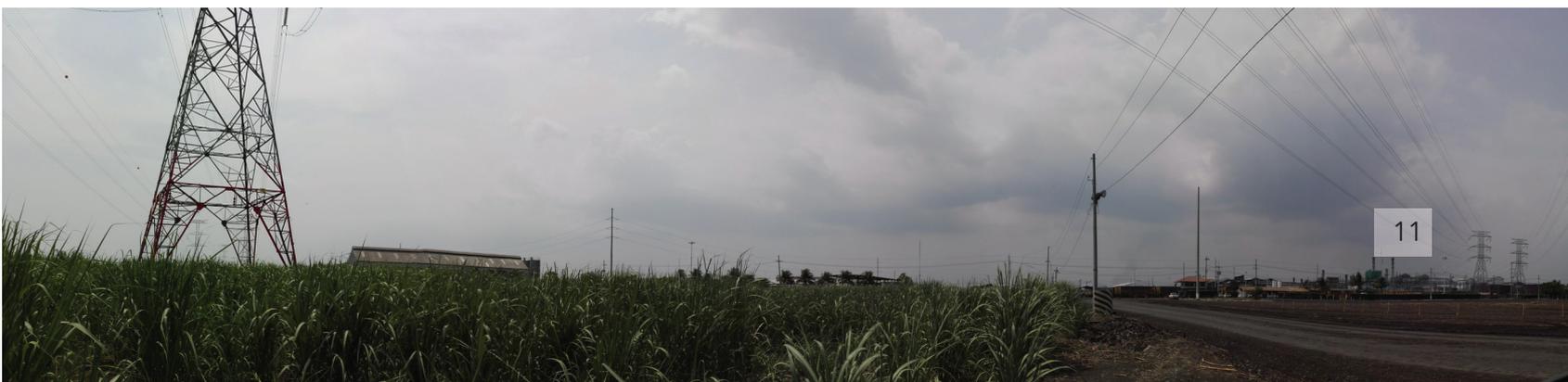
Las Empresas Eléctricas Municipales representan un 6% de la energía consumida.

**Gráfica 10**  
Consumo y producción de energía eléctrica en Guatemala

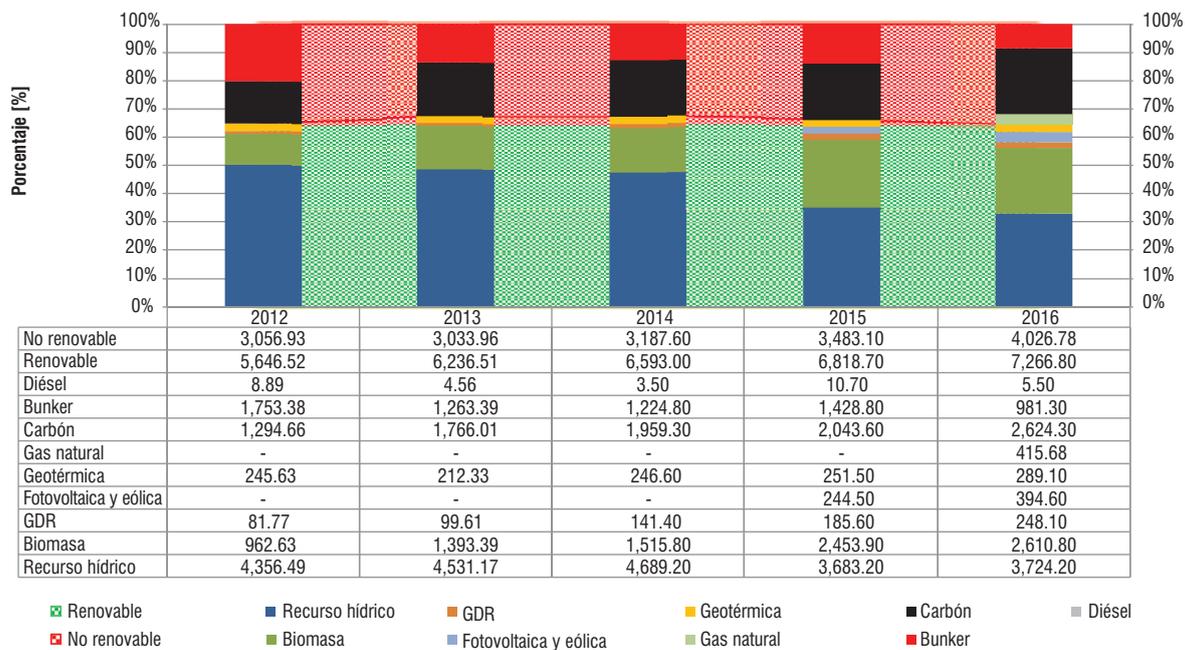


En la gráfica siguiente se puede observar que para el período 2012 a 2016 en promedio el 66% de la energía se generó con recursos renovables, destacándose una alta participación de las centrales hidráulicas en los primeros tres años (2012,

2013 y 2014) con una participación promedio anual del 50%, el cual desciende a un 34% de promedio anual para los años 2015 y 2016, debido a este último al fenómeno del niño que afectó la región.



**Gráfica 11**  
**Matriz energética de la producción**



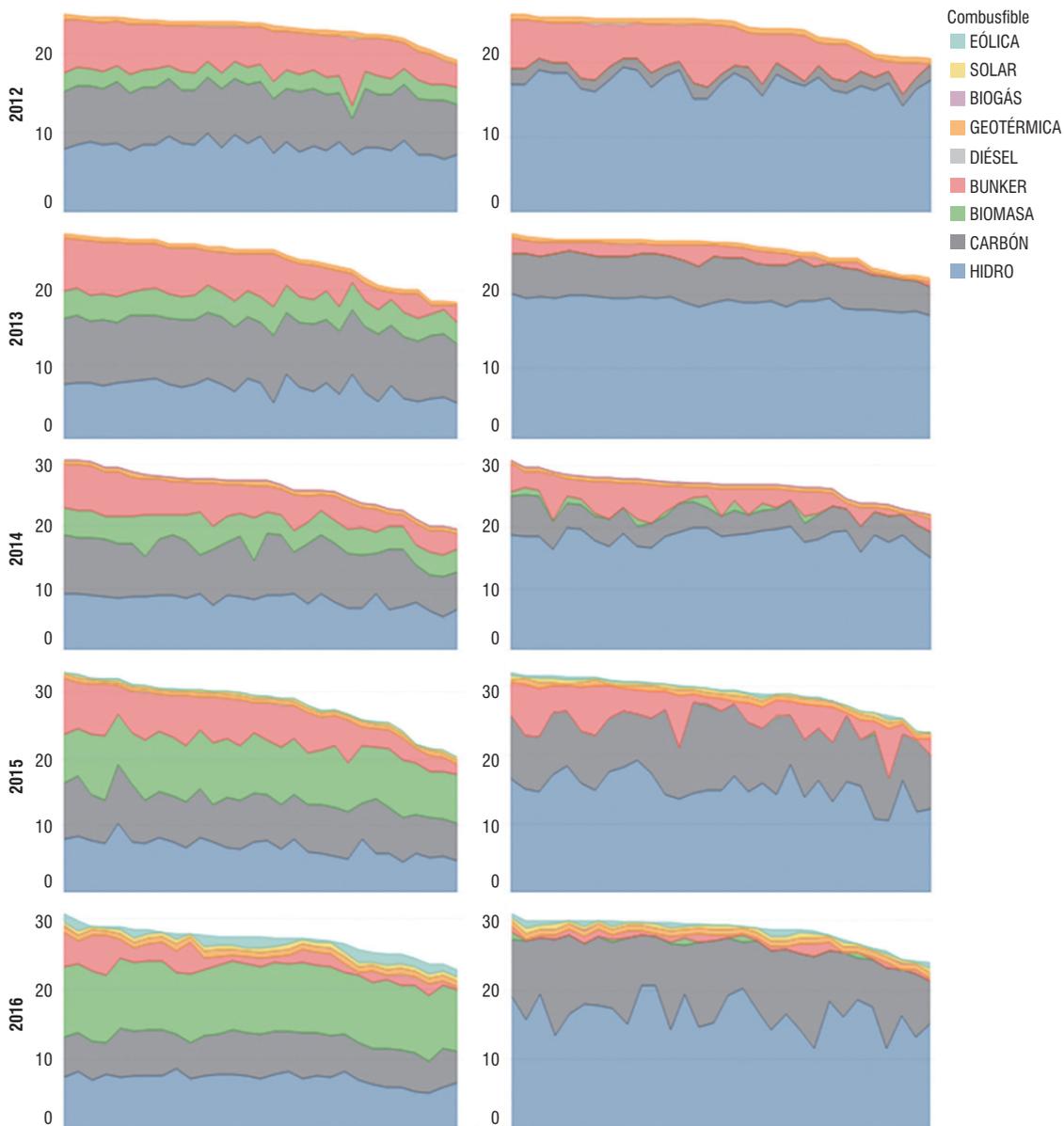
En la gráfica siguiente se muestra la composición de la matriz de generación para el mes de máximo requerimiento térmico y para el mes con

mayor aporte hidroeléctrico, en cada uno de los años de referencia.



Gráfica 12

Matriz de generación en el mes de mayor y menor producción hidroeléctrica por año

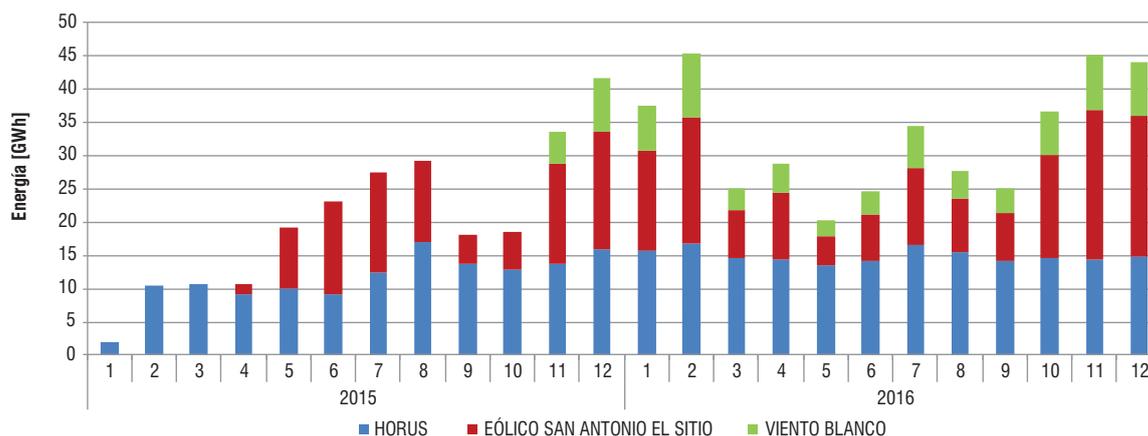


Meses de menor producción hidráulica	Meses de mayor producción hidráulica
Marzo 2012	Octubre 2012
Marzo 2013	Septiembre 2013
Abril 2014	Octubre 2014
Abril 2015	Octubre 2015
Febrero 2016	Septiembre 2016

Para los años 2015 y 2016 el parque generador incorporó tecnologías renovables variables (solar-fotovoltaica y eólica), las cuales en su conjun-

to aportaron respectivamente para cada año el 2.4% y 3.5% de la energía generada. En la gráfica siguiente se presenta la evolución mensual en el aporte energético de estas tecnologías a partir de su incorporación al SNI. Para el año 2015 las centrales Horus (solar-fotovoltaico), San Antonio el Sitio (eólico) y Viento Blanco (eólico) aportaron respectivamente, el 1.33%, 0.92% y 0.13% de la generación total. En el año 2016 estas mismas centrales aportaron el 1.74%, 1.44% y 0.65% de la generación total.

**Gráfica 13**  
Energía producida por las tecnologías solar-fotovoltaica y eólica



### 2.3.2 Costos Variables de Generación

El costo variable de generación<sup>9</sup> es el costo vinculado al volumen de energía que produce una central eléctrica, y para el caso de una central térmica en el Mercado Mayorista.

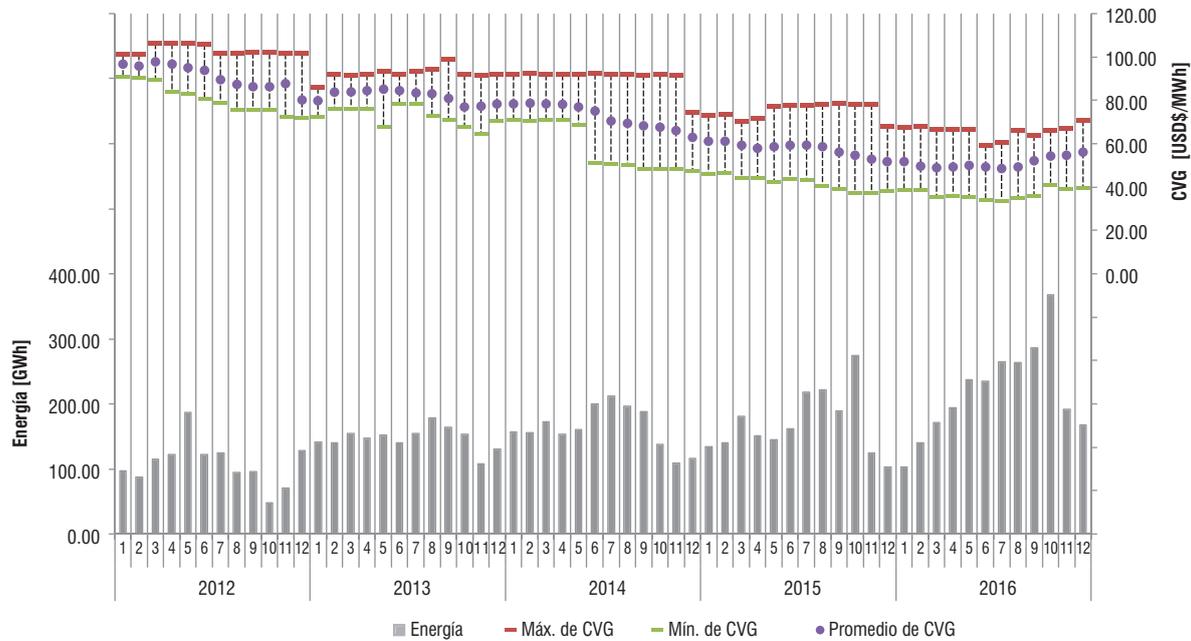
A continuación se presentan los costos variables de generación (USD\$/MWh) de las centrales generadoras presentes en el parque de generación guatemalteco de acuerdo al tipo de combustible que utilizan, así como el volumen de electricidad (GWh) producido por las centrales utilizando dichos combustibles; todo lo anterior se presenta en valores mensuales acumulados (GWh mensuales para el caso de la producción eléctrica) y en valores máximo-promedio-mínimo para los costos variables de generación (USD\$/MWh) del grupo de centrales de generación que utilizan dichos combustibles.

#### 2.3.2.1 Carbón

En la gráfica siguiente se observa que para las unidades generadoras que utilizan carbón como combustible se presentó un descenso en sus costos variables de generación, como resultado de una caída en los precios internacionales del carbón; los costos variables de generación pasaron de un valor promedio de 96.53 USD\$/MWh a inicios del 2012 a un valor promedio de 55.97 USD\$/MWh para el último mes de 2016. Como consecuencia de la reducción en sus costos variables de generación y del aumento en la capacidad instalada en el parque generador con dicha tecnología, las centrales de carbón han duplicado en 2016 el volumen de energía generada por las mismas en el año 2012.

<sup>9</sup> Conforme lo establecen los artículos 35 y 44 del RAMM y la NCC-1, se denomina costo variable de generación al costo variable calculado por el AMM con base a la metodología de costos variables de generación declarada por el generador en la Programación de Largo Plazo, e incluye el costo de combustibles, el costo asociado a los consumos propios de las máquinas, el costo de los insumos variables distintos de los combustibles y cualquier otro costo variable requerido y declarado en la metodología de costos variables de generación.

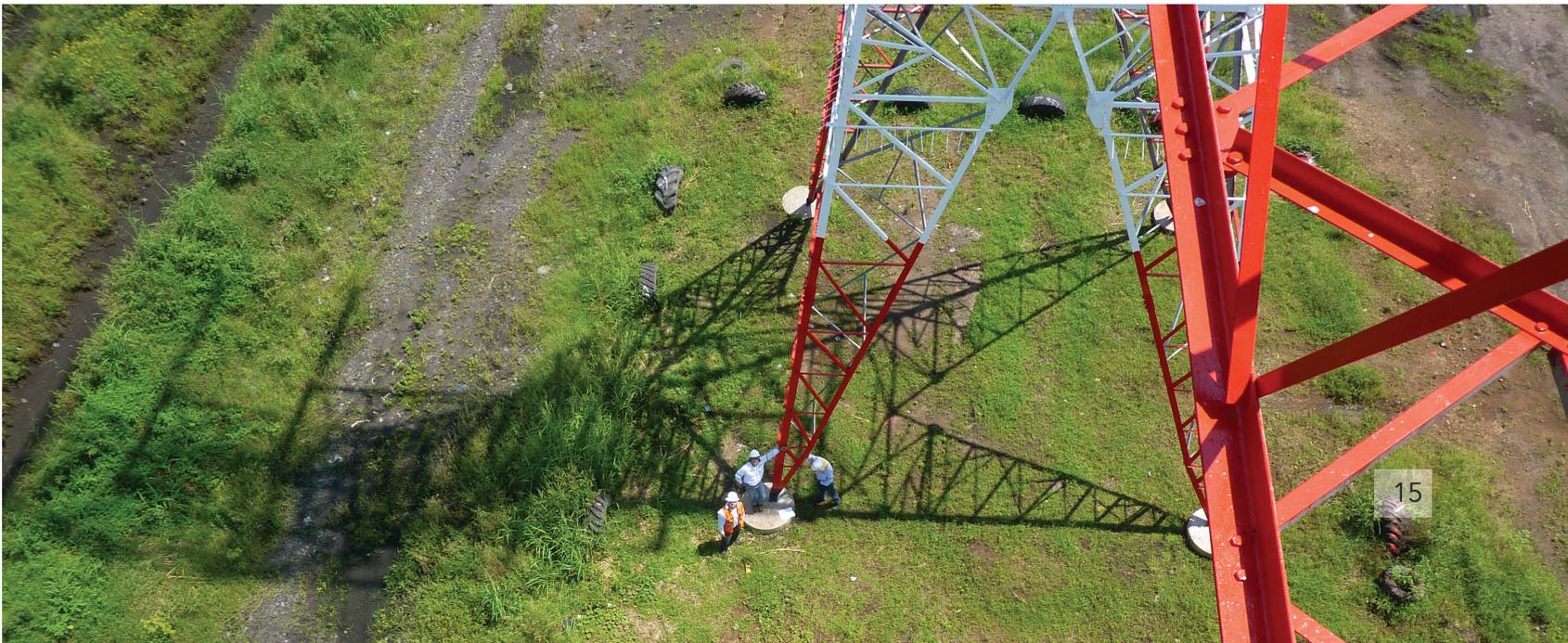
**Gráfica 14**  
**CARBÓN. Evolución de los Costos Variables de generación**  
**y de la energía producida de las centrales**



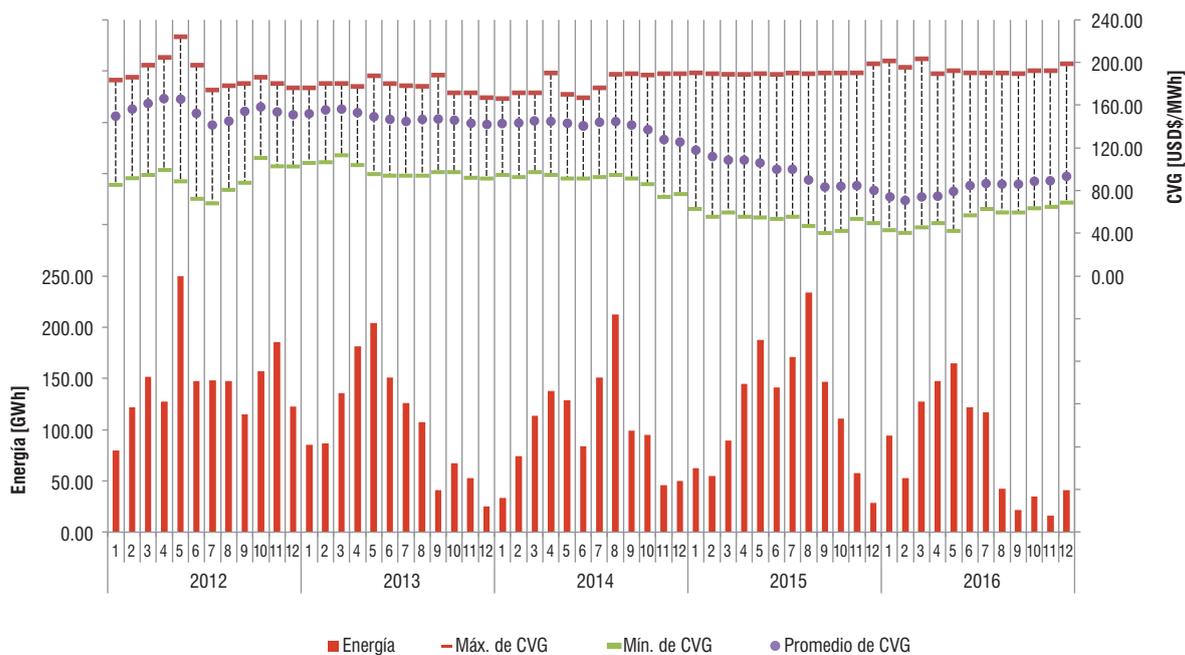
### 2.3.2.2 Bunker

De la misma forma que ocurrió con el precio internacional del carbón, el precio internacional del bunker también tuvo una caída, lo que hizo que en promedio el costo variable de generación de centrales térmicas que utilizan bunker para la producción eléctrica se redujera; la gráfica siguiente presenta la evolución del costo variable de generación de las centrales a bunker que forman parte del parque de generación nacional, donde se

observa que, no obstante la reducción del costo variable de generación promedio, el volumen de generación aportado por dichas centrales se redujo en 2016 respecto a 2012; la reducción fue en torno a un 44%. La generación con bunker fue desplazada por la incorporación de nueva generación con costos variables de generación mucho menores, esto último como consecuencia de la diversificación de la matriz energética con centrales de energía renovable.



**Gráfica 15**  
**BUNKER. Evolución de los Costos Variables de Generación y de la energía producida de las centrales**



### 2.3.2.3 Hidroeléctricas

Se observa que la producción hidroeléctrica tiene estacionalidad que coincide con las épocas secas y húmedas, siendo los máximos de generación anuales en los meses de agosto, septiembre y octubre, que coincide con la época húmeda, y los mínimos de generación anuales durante los meses de marzo y abril de cada año, que coincide con la época seca.

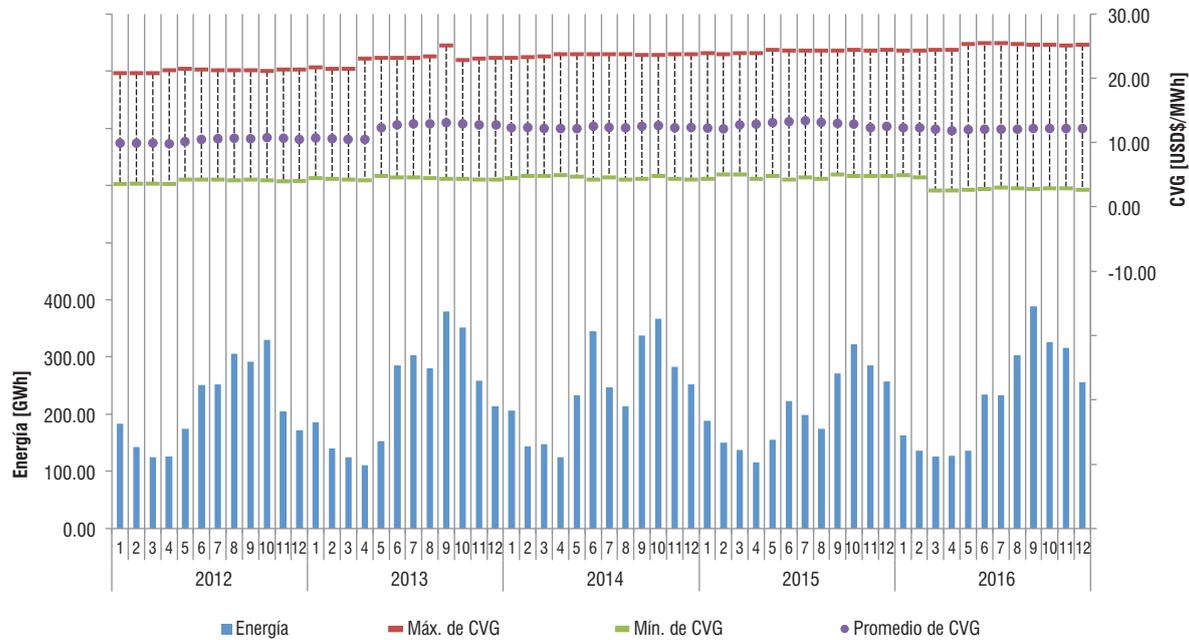
Para el caso de las centrales que no poseen embalse de regulación anual<sup>10</sup>, su costo variable de generación es igual a sus respectivos costos de ope-

ración y mantenimiento, y su producción refleja la disponibilidad de agua asociada a la estacionalidad hídrica en las cuencas de los ríos de las centrales.

La gráfica siguiente presenta los costos variables de generación y la generación de las centrales que no poseen embalse de regulación anual. Como se puede ver el costo variable de generación promedio de este grupo de centrales se mantiene prácticamente constante, toda vez que dicho costo no está asociado al consumo de combustibles fósiles y por lo tanto, no se ve afectado por la volatilidad de los precios de estos.

<sup>10</sup> La definición de cómo se clasifican las centrales de regulación anual se encuentra determinada en la NCC-1.

**Gráfica 16**  
**HIDRO. Evolución de los Costos Variables de generación**  
**y de la energía producida por las centrales, excepto Chixoy**



Por su parte, para las centrales que poseen embalse de regulación anual, como la Hidroeléctrica Chixoy, el costo variable de generación es igual al valor del agua (VA) calculado por el AMM, cuyo valor mínimo es su costo variable de operación y mantenimiento.

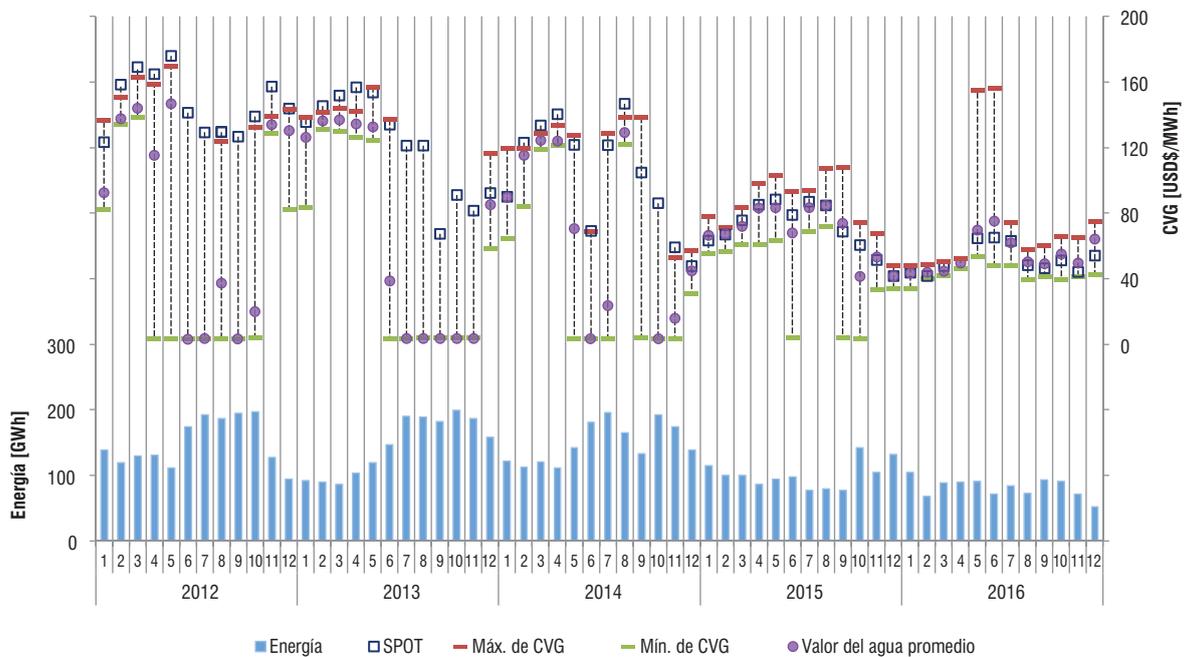
El valor del agua embalsada corresponde al costo de oportunidad en el despacho, tanto de dejar el agua en el embalse como de turbinarla. Este valor se obtiene de programas de coordinación hidrotérmica que permiten estimar el costo futuro del agua en el despacho.

La gráfica siguiente presenta Valor del Agua de la Hidroeléctrica Chixoy y su generación. Como se puede ver, existe una correspondencia entre valor del agua (VA) bajos y altos volúmenes de energía despachada, así como entre valor del agua (VA) altos y bajos volúmenes de energía despachada. Al ser una central tomadora de precio, su valor del

agua (VA) refleja el costo marginal del sistema y el efecto de la participación térmica del parque generador. También se observa que derivado de los fenómenos climáticos que en 2015 y 2016 han provocado una reducción de lluvias en la zona de influencia de la cuenca del Río Negro, –que alimenta el embalse de la Hidroeléctrica Chixoy–, y ha afectado la previsión de llenado del embalse, el agua disponible en el embalse para producción eléctrica se ha reducido, al igual que la energía asignada por el despacho.

De manera complementaria, se ha incluido el precio Spot promedio mensual de la energía, observándose que en los períodos de baja disponibilidad de agua embalsada y baja previsión de llenado, existen períodos de VA alto en los que dicho VA se corresponde con el precio Spot, lo que significa que la Hidroeléctrica Chixoy ha resultado ser la central marginal del sistema.

**Gráfica 17**  
**CHIXOY. Evolución del Valor del Agua y de la energía producida,**  
**comparada con el precio SPOT**



### 2.3.3 Mercado de Oportunidad y el precio Spot

El Mercado de Oportunidad o Mercado Spot es el conjunto de transacciones de compra y venta de energía de corto plazo. El precio de compra y venta en este mercado es el precio de oportunidad de la energía<sup>11</sup>.

En este mercado participan los agentes generadores comprando energía para cumplir sus compromisos o sus transacciones de exportación y venden sus excedentes de energía que no estén comprometidos en contratos. Los Grandes Usuarios, Distribuidores y Exportadores participan comprando la energía que demanden y no se encuentre cubierta por contratos de abastecimiento

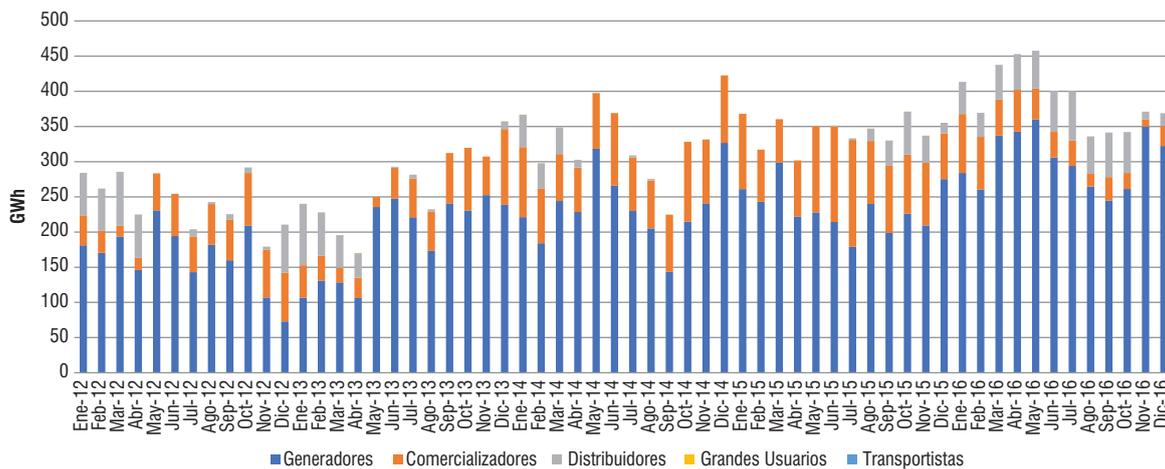
to<sup>12</sup>, o pueden vender los excedentes de energía de contratos si los tuvieran. Los transportistas participan de igual forma comprando la energía para cubrir sus consumos propios cuando estos no están cubiertos mediante contratos. De igual manera los comercializadores venden y compran según sus excedentes o faltantes en cada hora.

La gráfica siguiente muestra los volúmenes totales de energía vendida en el Mercado Spot para el período 2012-2016 por cada tipo de agente y gran usuario. Se puede observar que tanto distribuidores como grandes usuarios, ambos en menor medida, realizan ventas en el mercado de oportunidad derivado de sus excedentes de energía contratada; los generadores son los mayores vendedores de energía en el Mercado de Oportunidad.

<sup>11</sup> Precio Spot se encuentra definido en el artículo 1 del RAMM.

<sup>12</sup> Los contratos de abastecimiento se encuentran definidos en la NCC-13.

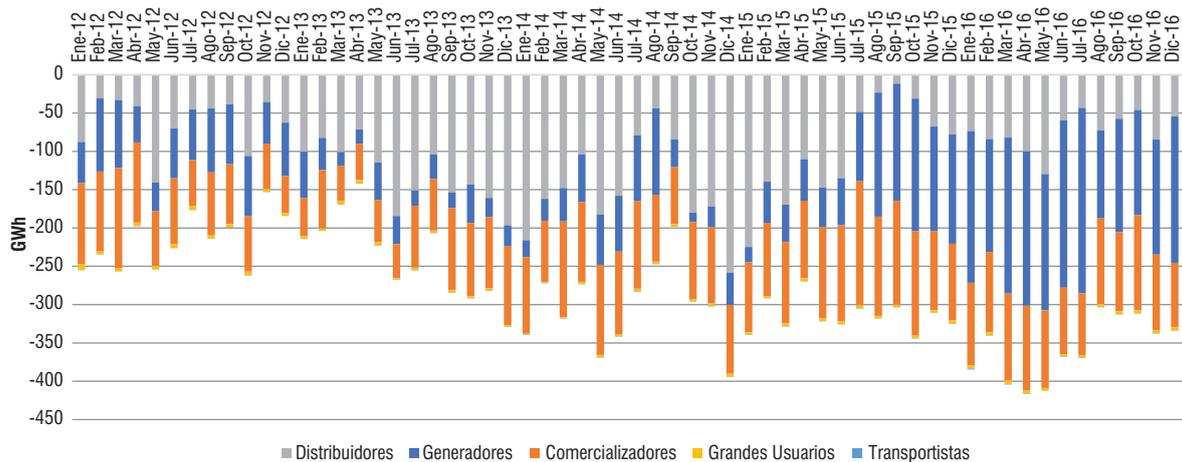
**Gráfica 18**  
**Ventas de energía en el Mercado de Oportunidad**



La gráfica siguiente presenta las compras de energía en el Mercado de Oportunidad; se observa que los distribuidores han sido los mayores compradores, sin embargo, en los últimos 2 años, sus compras en el Mercado Spot han disminuido, mientras las compras de los generadores han au-

mentado. Esta situación se explica, en parte, a partir del inicio de suministro a las empresas distribuidoras por parte de los nuevos generadores adjudicados en las contrataciones de largo plazo realizadas en los procesos de licitación de 2008 a 2013.

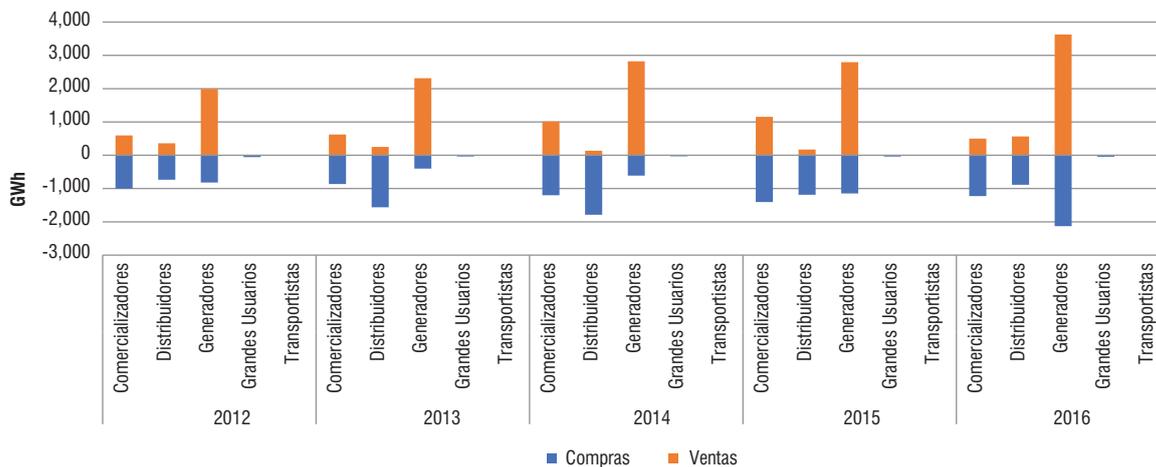
**Gráfica 19**  
**Compras de Energía en el Mercado de Oportunidad**



Al consolidar los resultados anteriores de forma anual, como se muestra en la gráfica 20, se observa que incluso los comercializadores compraron más energía en el Mercado de Oportunidad que

los distribuidores en 2012, 2015 y 2016. Dichas compras se realizaron para cumplir sus contratos en el mercado a término y realizar transacciones de exportación.

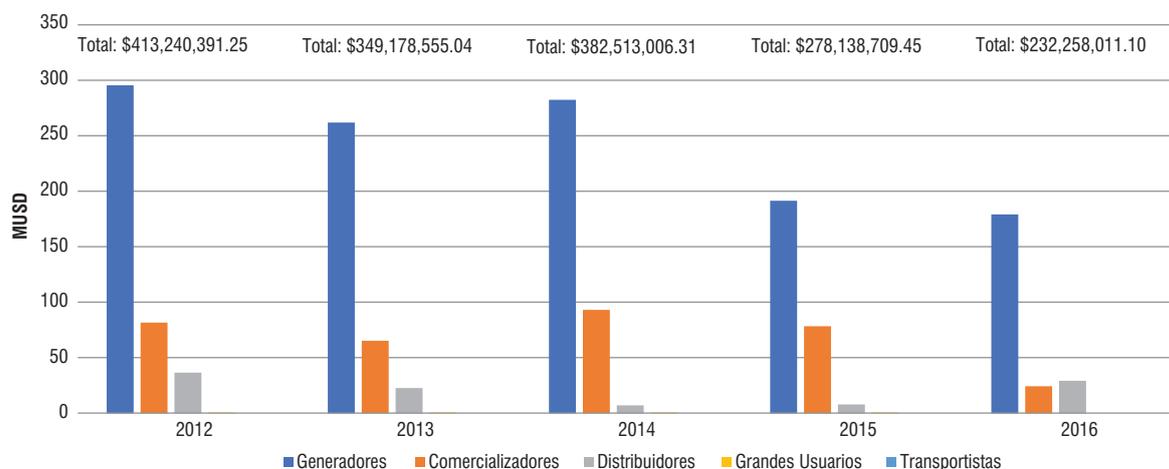
**Gráfica 20**  
Volúmenes de energía eléctrica transada en el Mercado de Oportunidad



En la gráfica siguiente, se muestra los montos monetarios consolidados anualmente recibidos por los agentes y grandes usuarios que vendieron energía en el Mercado de Oportunidad; los referidos montos han disminuido tal como se observa en la gráfica, a pesar que los volúmenes

de energía han aumentado conforme muestra la gráfica anterior. Esta disminución en los montos monetarios recibidos por los vendedores del Mercado de Oportunidad se debe principalmente a la disminución del precio spot, presentado como un promedio anual.

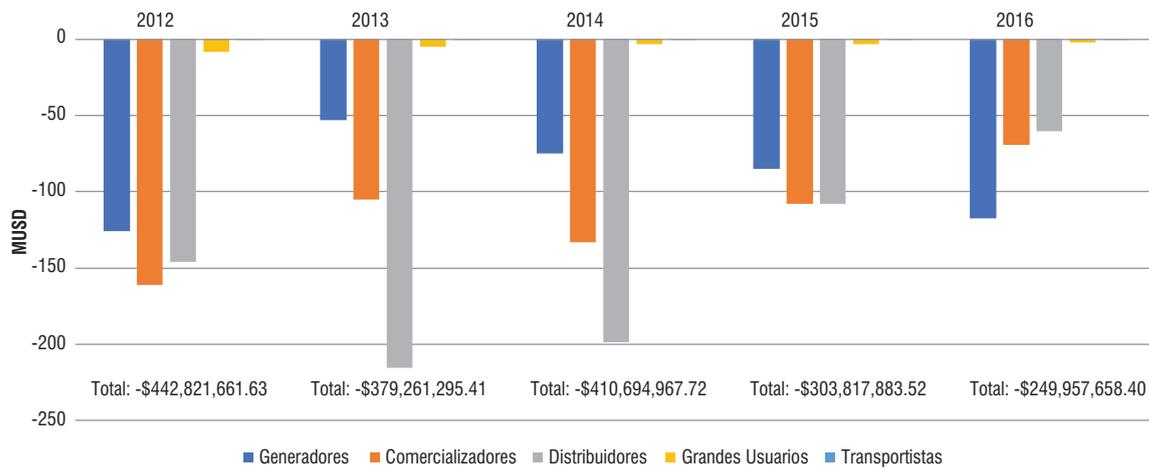
**Gráfica 21**  
Monto de ventas al Mercado de Oportunidad



Los montos pagados por la compra de energía que cada tipo de agente y gran usuario adquirió se muestran en la gráfica siguiente. Se observa que hubo una disminución en el dinero pagado

por los distribuidores debido a la disminución del Precio Spot y, como se observó en las gráficas anteriores, la disminución de sus compras en dicho mercado.

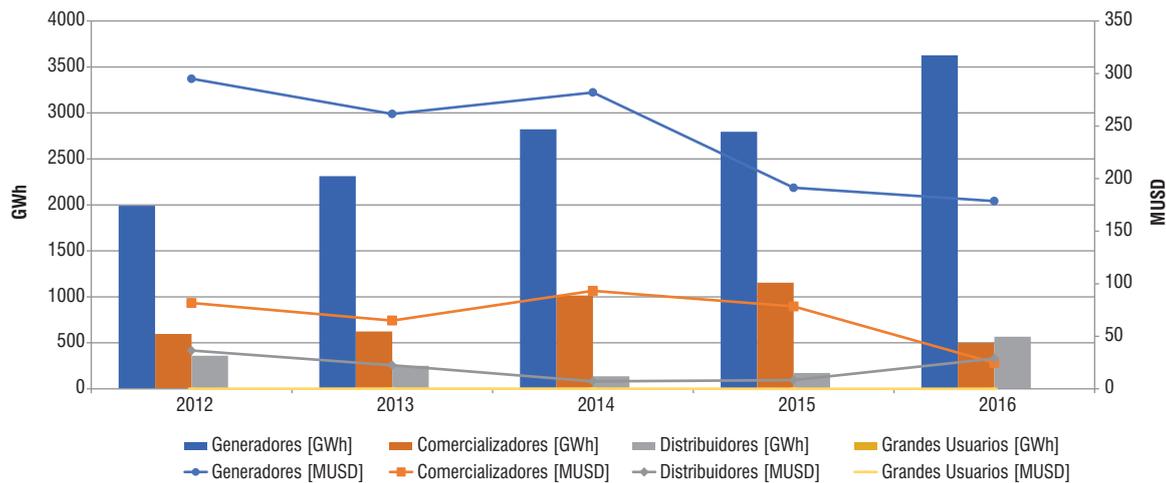
**Gráfica 22**  
Monto de Compras en el Mercado de Oportunidad



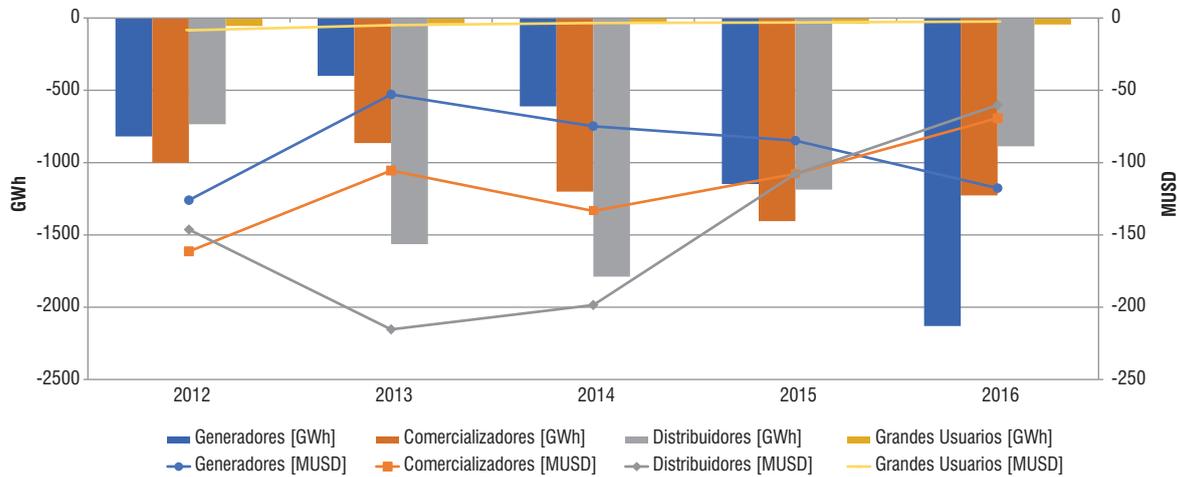
Para mejor visualización del efecto del comportamiento del precio de oportunidad de la energía en los montos monetarios relacionados con las ventas y compras en el Mercado de Oportunidad, las gráficas siguientes presentan los volúmenes de energía y montos monetarios de las ventas

y compras de energía en el Mercado Spot. No obstante que los volúmenes de energía se han incrementado, los montos monetarios muestran una disminución en los últimos cinco años por las razones expuestas en los párrafos precedentes.

**Gráfica 23**  
Relación de las ventas de energía en el Mercado de Oportunidad con los montos recibido por ese concepto



**Gráfica 24**  
**Relación de las compras de energía en el Mercado de Oportunidad con los montos pagados por ese concepto**



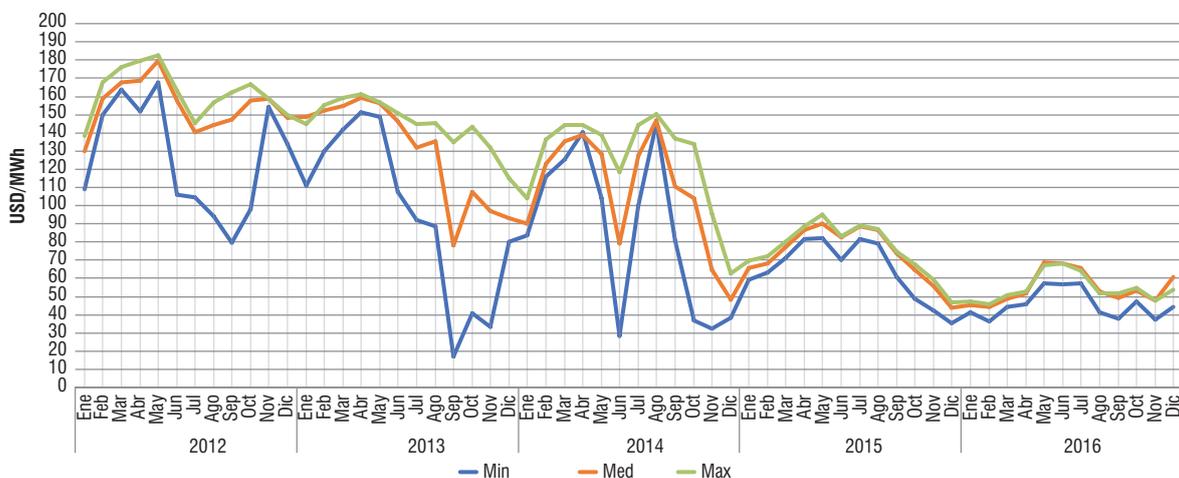
**2.3.3.1 El precio Spot y las unidades marginales**

El precio Spot o Precio de Oportunidad de la Energía varía hora a hora y es fijado por la unidad generadora marginal. En los últimos 5 años, el precio Spot ha disminuido desde valores cercanos a los 170 USD/MWh en 2012 a valores de 50 USD/MWh para 2015 en promedio, en otras palabras, una reducción en más del 60%. Esta reducción se debe a varios factores, entre ellos podemos mencionar:

- i. Disminución de los precios de combustible, lo cual afecta directamente los costos variables de las centrales térmicas con combustibles no renovables.
- ii. Nuevas centrales de generación, o ampliaciones de centrales existentes, con costos variables de generación bajos, principalmente generadores renovables y cogeneradores.
- iii. Finalización de los contratos existentes.

Este comportamiento se observa en la gráfica siguiente:

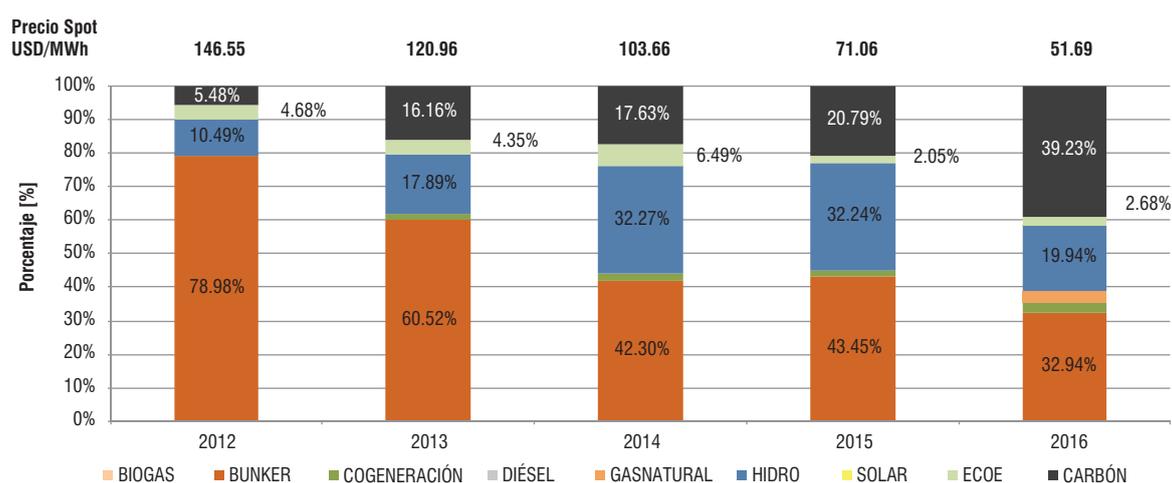
**Gráfica 25**  
**Precio Spot promedio mensual por banda horaria**



En la gráfica anterior, también se puede observar que, a partir de 2015, se reduce la diferencia promedio entre el precio Spot en las diferentes bandas. Esto se debe a la instalación de las nuevas centrales de generación y al inicio de las transacciones de los Contratos Regionales con Prioridad de Suministro (CRPS) y los Contratos Firmes (CF), cuya demanda asociada de energía es considerada en el establecimiento del precio de oportunidad de la energía; así como el incremento en el volumen de exportaciones en demanda mínima y media.

La evolución de la determinación de la Unidad Generadora Marginal<sup>13</sup> integrada anualmente se presenta en la gráfica siguiente, donde se observa que las unidades a base de carbón incrementaron la cantidad de tiempo de marginación, pasando de un 5.48% del tiempo en 2012, a un 39.23% del tiempo en 2016; en el caso de las unidades de bunker, redujeron la cantidad de tiempo que marginaron, ya que pasaron de un 78.98% del tiempo en 2012 a un 32.94% del tiempo en 2016.

**Gráfica 26**  
Evolución de los recursos que definen la Unidad Generadora Marginal



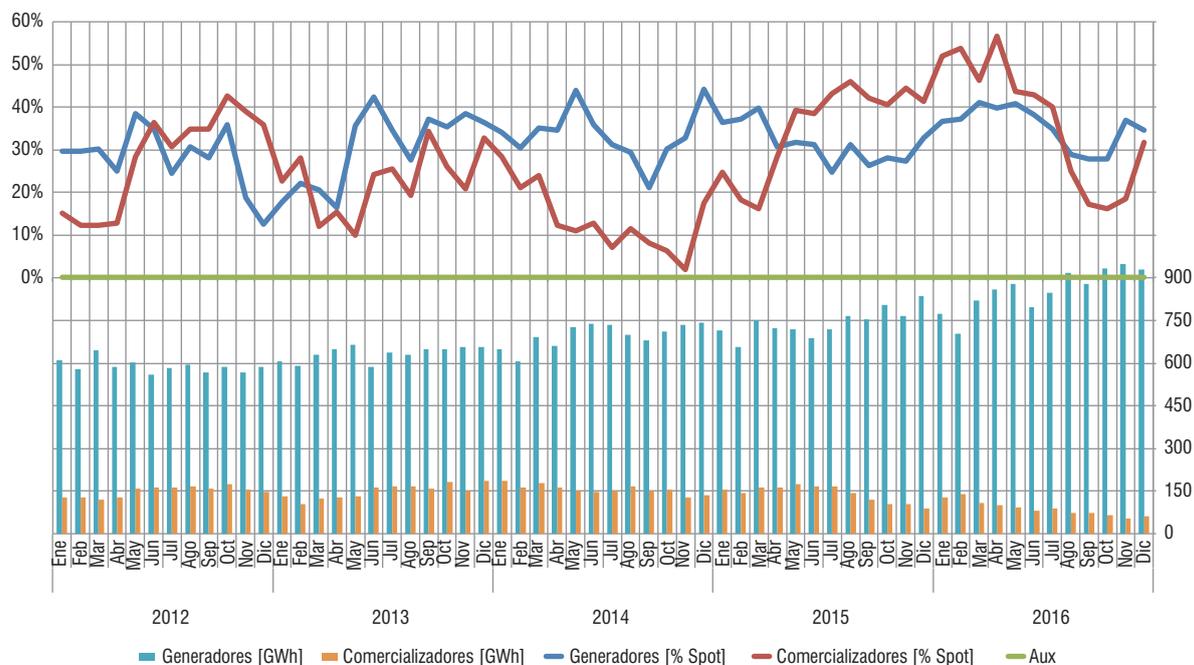
### 2.3.3.2 Mercado de Oportunidad desde el punto de vista del Participante Productor

En el Mercado Mayorista, la oferta de energía es puesta a disposición de la demanda de manera directa por los generadores que generan dicha energía, por los comercializadores que representan a las centrales a través de un contrato de comercialización de oferta, o por los importadores –que en la gran mayoría de los casos son comercializadores y/o generadores– que la traen de otros países hacia Guatemala.

La gráfica siguiente muestra en su área inferior los bloques de energía generados o producidos por los generadores y la energía producida representada por los comercializadores en cada mes. Para esos bloques de energía, el área superior de la gráfica presenta la proporción de esa energía que fue vendida en el mercado de oportunidad. Desde inicios de 2015 se tiene un incremento en la proporción de la energía producida representada por los comercializadores que se vende en el spot, no obstante, el volumen total representado por ellos ha ido disminuyendo, incluyendo la importación correspondiente a la transacción CFE-ECOE.

13 En el artículo 1 del RLGE se encuentra la definición de la Unidad Generadora Marginal.

**Gráfica 27**  
**Energía producida y la porción vendida en el Mercado de Oportunidad por los Participantes Productores**



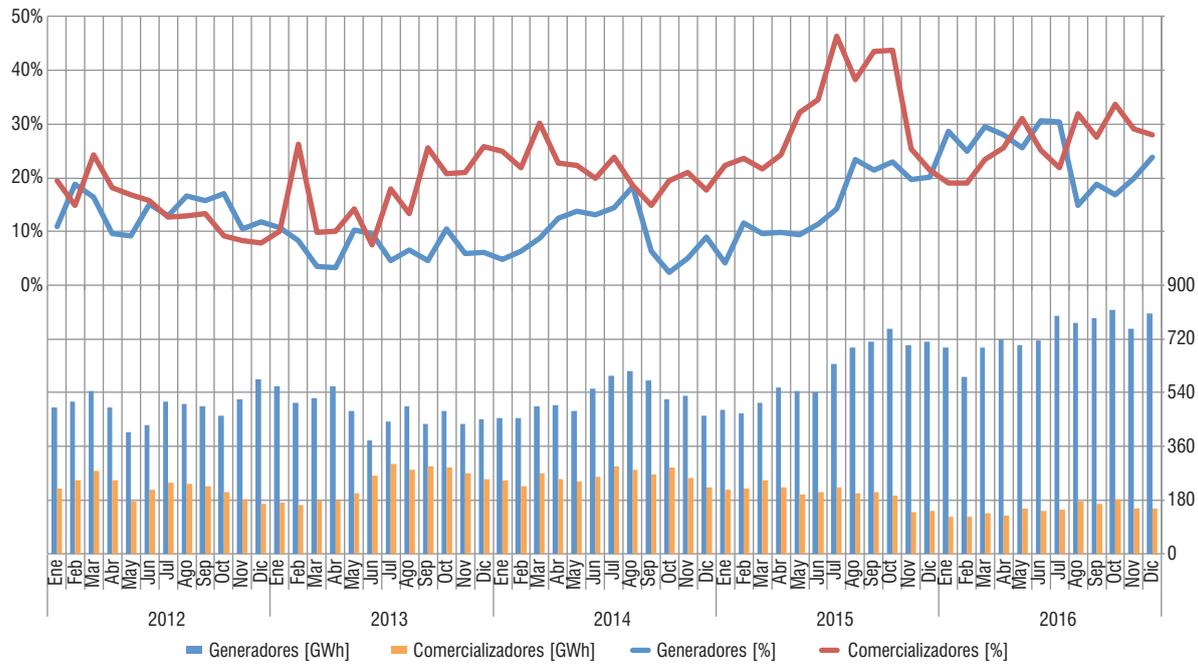
Los participantes productores adquieren compromisos de suministrar energía a través de los contratos del Mercado a Término, en los cuales se definen volúmenes y demás condiciones pactadas entre partes que son informadas al AMM<sup>14</sup>. Debido a que las reglas del despacho para optimizar el costo total de operación del mercado establecen, entre otros, que el despacho no estará condicionado o sujeto a consideraciones de despacho obligado por compra mínima a generadores, no toda la energía a suministrar por los participantes productores con contratos del mercado a término proviene de sus propias

centrales; en los casos que por despacho económico una central con contratos no abastece a su contraparte, los volúmenes de energía que no son provistos por sus centrales es adquirida por estos mediante compras al Mercado de Oportunidad. En la gráfica siguiente, se observa en el área inferior, el volumen total mensual de energía comprometida por los participantes productores mediante contratos del Mercado a Término<sup>15</sup> y, en el área superior de la gráfica, se tiene el porcentaje de dicha energía que fue adquirida por el participante productor en el Mercado de Oportunidad para cumplir sus compromisos de suministro.

14 El procedimiento para informar las condiciones se encuentra establecido en la Norma de Coordinación Comercial No. 13.

15 El Mercado a Término es el descrito en el literal b) del artículo 4 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

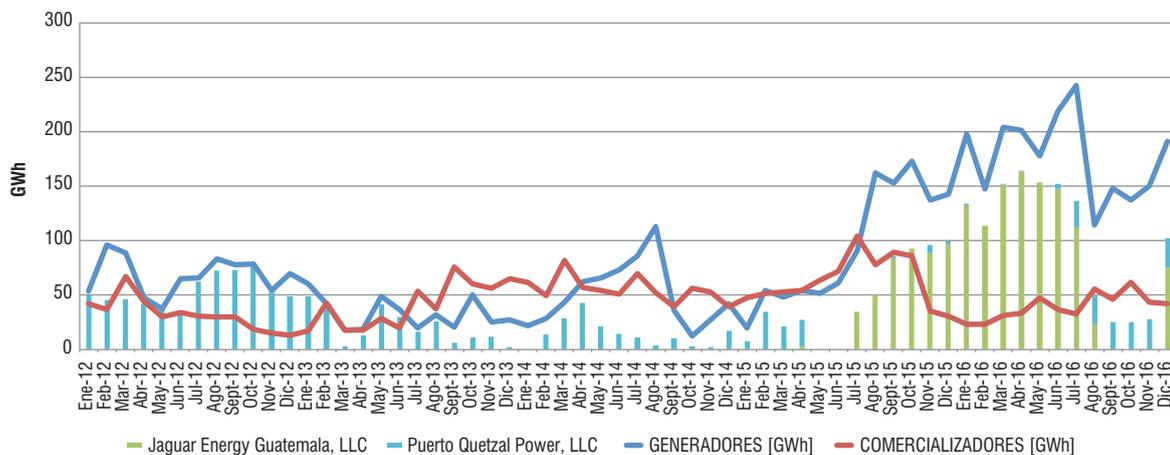
**Gráfica 28**  
**Energía comprometida y la porción comprada en el Mercado de Oportunidad por los Participantes Productores**



Como se evidencia en la gráfica anterior, los participantes productores que más volumen de energía compran en el Mercado de Oportunidad para cumplir con sus compromisos contractuales son los generadores. La gráfica siguiente presenta los volúmenes de energía totales comprados por los agentes generadores y comercializadores

para cumplir sus contratos del Mercado a Término; en dicha gráfica se observa que en los últimos cinco años, los generadores son los agentes con mayores compras de energía en el Spot para cumplir sus compromisos, siendo Puerto Quetzal Power, LLC y Jaguar Energy Guatemala, LLC los que más participan en dichas transacciones.

**Gráfica 29**  
**Mayores compradores en el Mercado de Oportunidad para cumplir sus compromisos en el Mercado a Término**

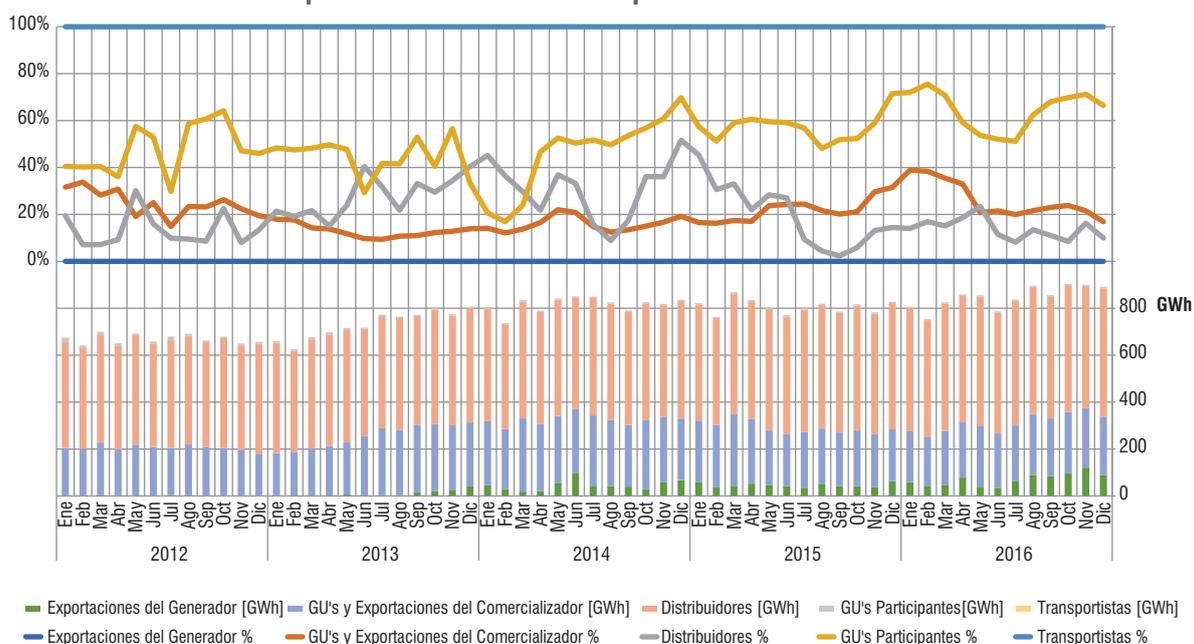


### 2.3.3.3 Mercado de Oportunidad desde el punto de vista del Participante Consumidor

Para los efectos de este apartado se identifica como consumidores de energía eléctrica a los distribuidores, grandes usuarios, transportistas (consumos propios), comercializadores (GU representados y exportaciones) y los generadores (exportaciones). Cada uno de estos consumidores tiene la opción, hora a hora, de comprar energía del Mercado de Oportunidad para abastecer su demanda si no tuviesen contratos a término

que suministren la totalidad de la misma. La gráfica siguiente presenta en su área inferior, el consumo total de los referidos y en el área superior la proporción de energía eléctrica del total de cada grupo de consumidores que se compra en el Mercado de Oportunidad. Se observa que los consumidores que compran una mayor proporción de su consumo en el Mercado Spot son los Grandes Usuarios Participantes, observándose que en el período hay meses en los cuales la proporción de sus compras en el Mercado de Oportunidad alcanzó el 75% de su consumo total.

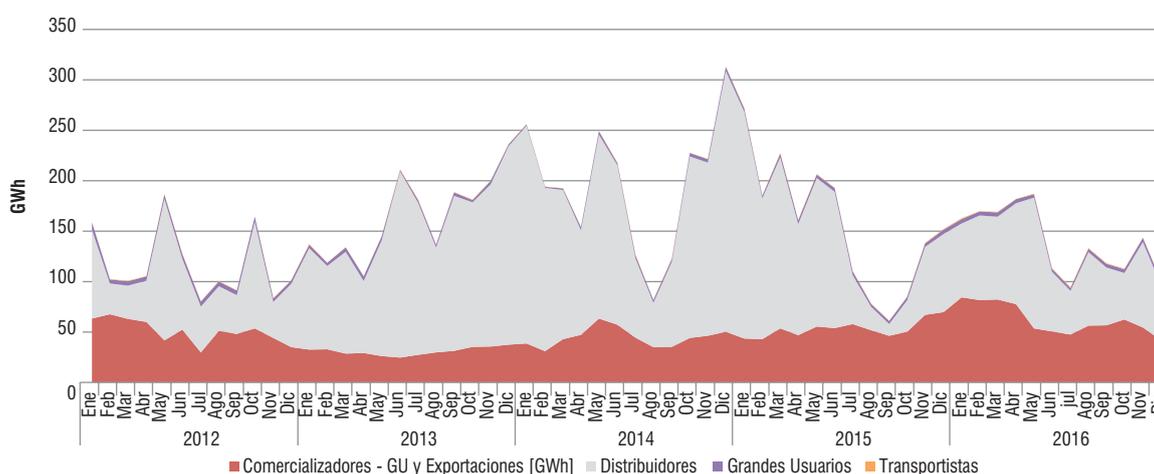
**Gráfica 30**  
Energía consumida y la porción comprada en el Mercado de Oportunidad de los Participantes Consumidores



Al observar el volumen total de energía comprada en el Mercado de Oportunidad mostrado en la gráfica siguiente, se identifica que las distribuidoras son las compradoras de los mayores volúmenes de energía en dicho mercado, seguidas por los comercializadores que abastecen el consumo

de los Grandes Usuarios Representados y sus Exportaciones. El volumen de energía comprada en el Mercado de Oportunidad por los Grandes Usuarios Participantes y por los transportistas (por consumos propios) es significativamente menor.

**Gráfica 31**  
**Energía total comprada en el Mercado de Oportunidad**



### 2.3.4 Generación Forzada

La generación forzada es la energía producida por una Unidad Generadora Forzada<sup>16</sup>, su costo variable de generación es superior al precio Spot en el nodo donde esta se conecta. El sobrecosto por generación forzada será asumido por los responsables de la restricción<sup>17</sup>. De acuerdo con la normativa, existen 11 distintas causales que dan origen a la generación forzada.

En el gráfico siguiente se presentan, el monto total de sobrecosto por generación forzada y los

porcentajes que corresponden por tipo de causal; muestran también el porcentaje del monto total que fue cubierto por cada tipo de Participante del Mercado. La gráfica consta de dos secciones circulares concéntricas; la sección circular exterior presenta el porcentaje del sobrecosto total anual que corresponde a cada tipo de causal; la sección circular interior presenta el porcentaje del sobrecosto total que fue cubierto por cada tipo de Participante del Mercado. La alineación de las dos secciones concéntricas no guarda significado ni relación entre los tipos de causales de generación forzada ni los Participantes del Mercado que los cubren.

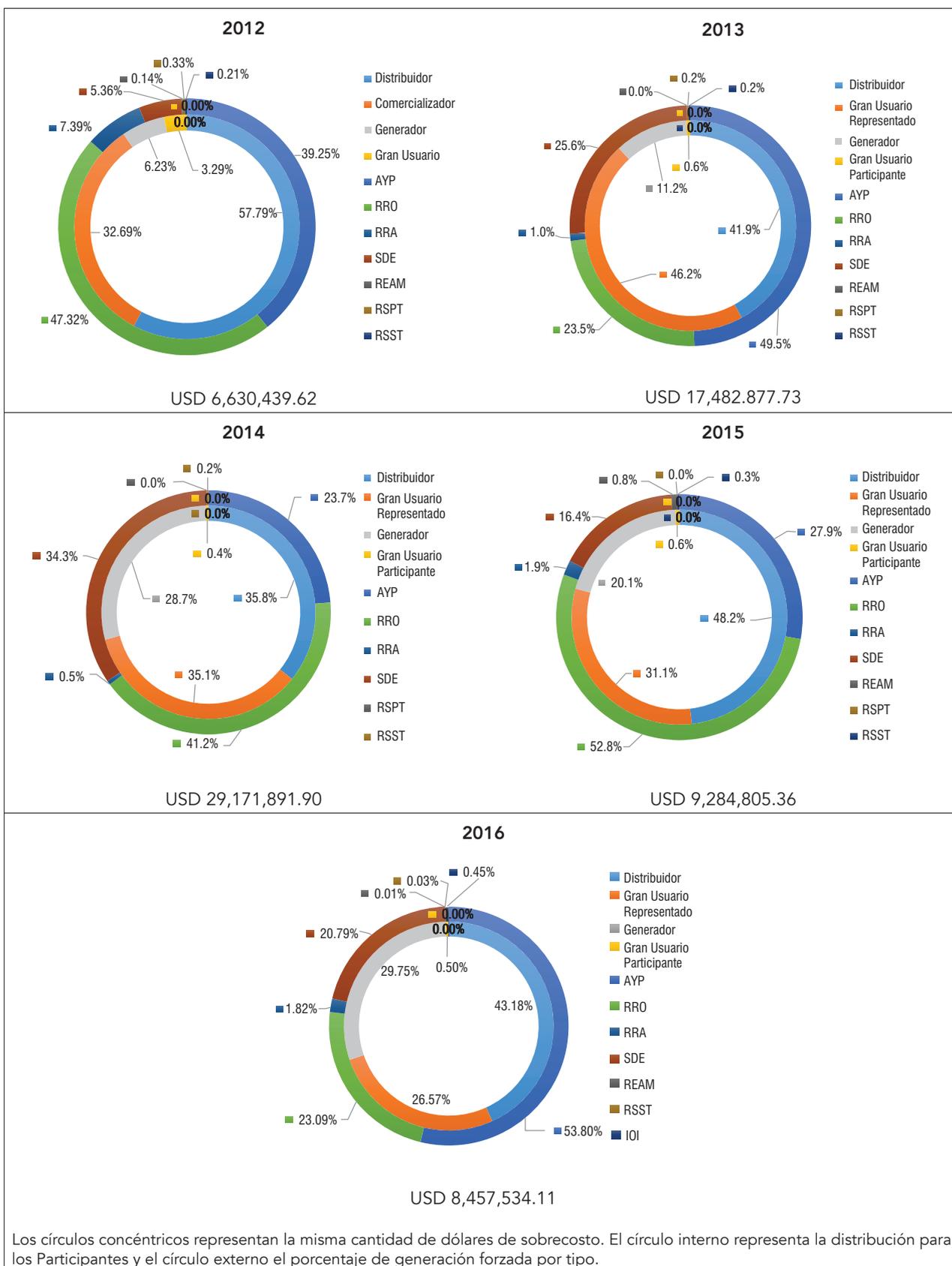
16 En el artículo 1 del RAMM se encuentra definida Unidad Generadora Forzada.

17 En la NCC-5 se establecen los motivos por los cuales existe la Generación Forzada y quién para el sobrecosto de cada motivo.



Gráfica 32

Relación del monto total de sobrecosto por generación forzada y a quien se asigna el pago



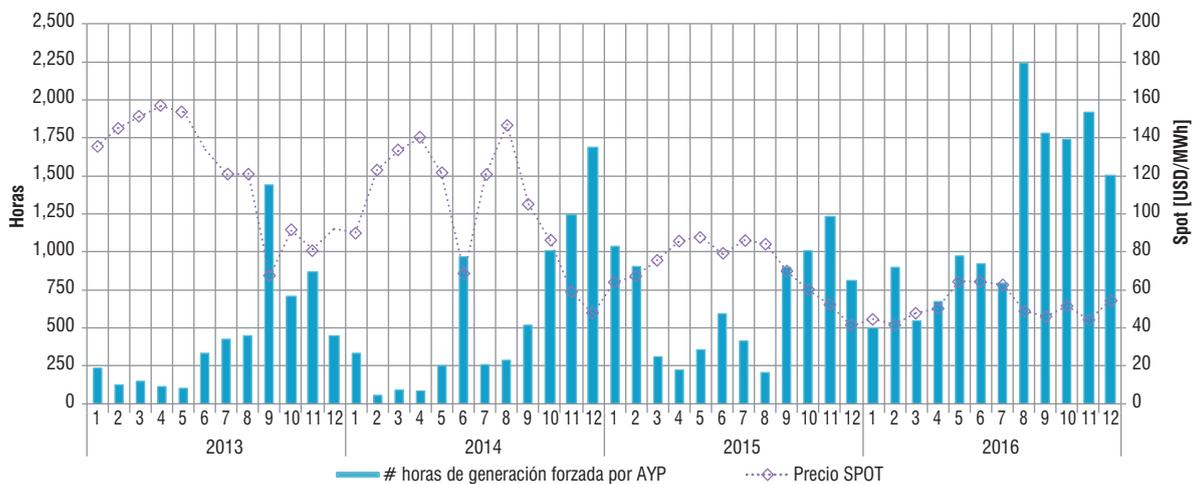
Los círculos concéntricos representan la misma cantidad de dólares de sobrecosto. El círculo interno representa la distribución para los Participantes y el círculo externo el porcentaje de generación forzada por tipo.

A continuación se presentan los resultados relacionados con los causales "por arranque y parada" y "por reserva rodante operativa" dada la importancia de su monto económico y su frecuencia de ocurrencia durante el período 2012-2016.

Para el causal "por arranque y parada" su sobrecosto anual representó el 39.25%, 49.48%, 23.71%, 27.87% y 53.80% de los montos totales producto de la generación forzada en los años 2012, 2013, 2014, 2015 y 2016, respectivamente; este causal se presenta con mayor frecuencia durante los meses en que existe un mayor aporte de generación proveniente de centrales térmicas basadas en turbinas de vapor; lo anterior se explica

por el hecho que dicha tecnología tiene restricciones de tiempos mínimos de arranque y parada así como tiempos mínimos de encendido y apagado. La gráfica siguiente presenta la frecuencia mensual de ocurrencia de generación forzada "por arranque y parada" y el comportamiento del precio Spot promedio mensual. La frecuencia de ocurrencia se presenta con detalle mensual y representa para cada mes la cantidad total de horas-central que resultó con generación forzada el parque generador. Se observa en la gráfica que para el causal "por arranque y parada" la frecuencia de ocurrencia de generación forzada y el precio Spot tienen un comportamiento inverso, ya que cuando uno aumenta el otro se reduce y viceversa.

**Gráfica 33**  
**Número de horas por central con generación forzada por arranque y parada**



El sobrecosto anual de la generación forzada "por reserva rodante operativa" representó el 47.32%, 23.49%, 42%, 52.78% y 23.09% del total de sobrecosto por generación forzada de los años 2012, 2013, 2014, 2015 y 2016 respectivamente; esto se debe a que el costo variable de generación de las centrales asignadas a la prestación del servicio de reserva rodante operativa (en su mayoría motores recíprocos que consumen bunker) es superior al costo marginal de corto plazo para el período analizado, por lo que no resultan convocadas a generar dentro del despacho económico, y se hace necesario arrancarlas,

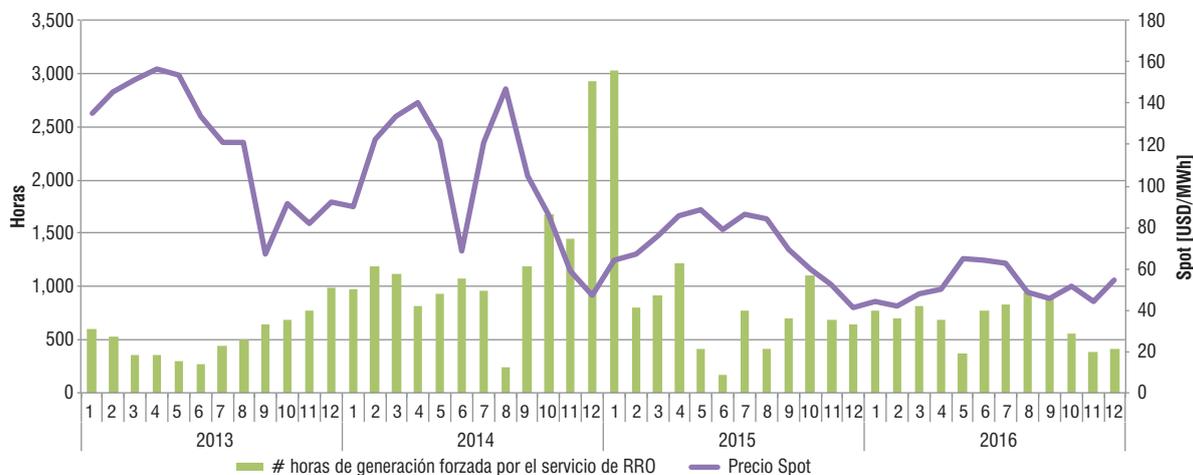
mantenerlas "rodantes" y sincronizadas al sistema a su mínimo técnico, para que puedan prestar el servicio de reserva rodante operativa.

La gráfica siguiente presenta la frecuencia mensual de ocurrencia de generación forzada "por reserva rodante operativa" y el comportamiento del precio Spot promedio mensual. La frecuencia de ocurrencia se presenta con detalle mensual y representa para cada mes la cantidad total de horas-central que resultó con generación forzada el parque generador. Se observa en la gráfica que para el causal "por reserva rodante operativa"

la frecuencia de ocurrencia de generación forzada y el precio Spot tienen un comportamiento inverso, ya que cuando uno aumenta el otro se

reduce, y viceversa; dicho comportamiento resulta menos correlacionado que el observado en la generación forzada "por arranque y parada".

**Gráfica 34**  
**Número de horas por central con generación forzada por el servicio de RRO**



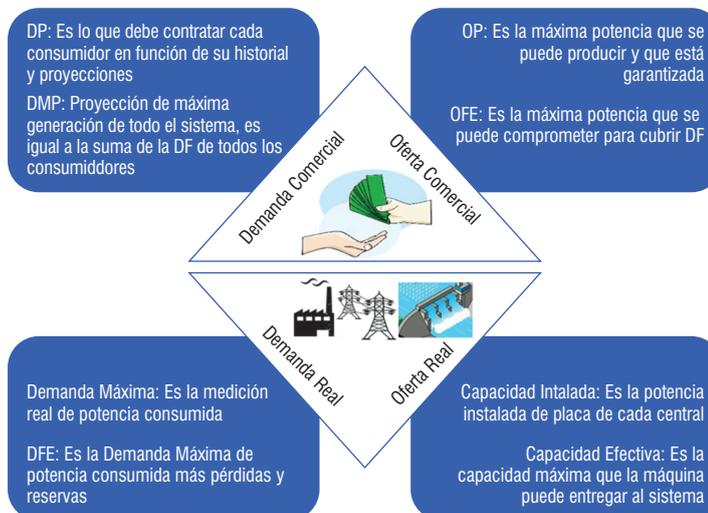
Dependiendo del tipo de causal de generación forzada de que se trate, así corresponde cubrir el sobrecosto resultante al causante de la restricción; de esa cuenta los Participantes del Mercado que cubrieron en mayor medida los sobrecostos de generación forzada fueron, de mayor a menor, los Distribuidores y los Grandes Usuarios Representados (representados por una Comercializadora que asume los compromisos comerciales de aquellos ante el AMM) y Generadores.

deberá contar con unidades generadoras debidamente calificadas con Oferta Firme Eficiente para respaldar dicha cobertura; las diferencias que surjan durante la operación del sistema entre la potencia contratada y la potencia demandada se cubren y asignan en el mercado de desvíos de potencia.

Cuando nos referimos a potencia en el Mercado Mayorista guatemalteco se entiende lo siguiente:

## 2.4 Potencia

La potencia es, al igual que la energía, un producto que se transa en el Mercado Mayorista. A través del mercado a término, los participantes productores compran y venden potencia entre sí, y los participantes consumidores compran a los participantes productores la potencia que les permite garantizar su abastecimiento y cumplir sus obligaciones normativas de cobertura de demanda; con ello, el comprador asegura tener la disponibilidad de consumir energía hasta el nivel de demanda pactado y el vendedor

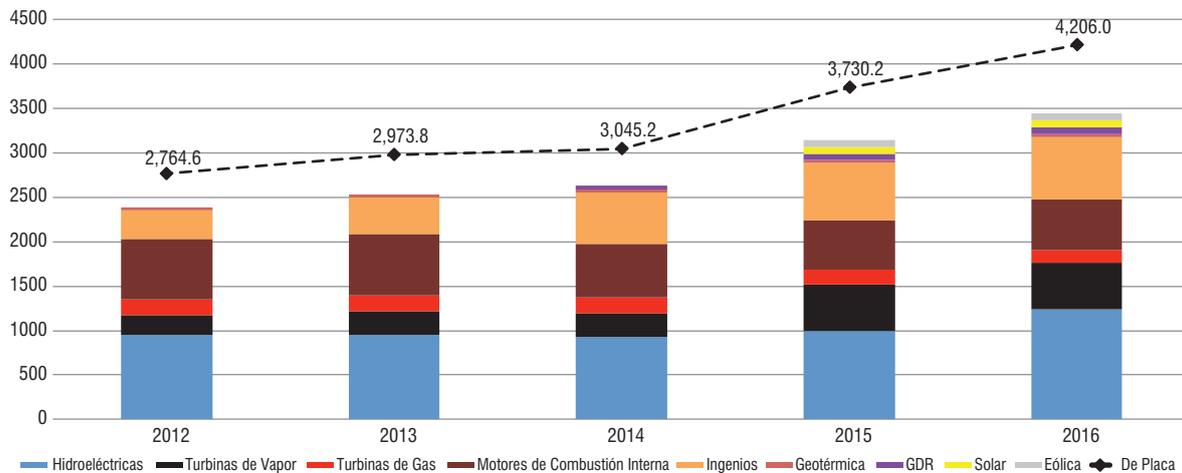


### 2.4.1 Capacidad en el SNI

Cada unidad o central generadora conectada al SNI posee una capacidad instalada de generación designada en placa, no obstante, dicha capacidad se ve modificada por las condiciones físicas y ambientales del entorno así como por

condiciones operativas, dando como resultado la capacidad que efectivamente pueden entregar al sistema. La capacidad efectiva de las unidades o centrales se denomina Potencia Máxima<sup>18</sup>. La gráfica siguiente presenta para el SNI la Capacidad Instalada total y la Capacidad Efectiva total, disgregada por tecnología.

**Gráfica 35**  
Capacidad Instalada y Efectiva Total en MW en el SNI



Se observa que para el año 2015 hubo un incremento en la capacidad efectiva total del sistema, en el orden de los 500 MW; este incremento fue debido al ingreso de nuevas centrales al SNI tales como Jaguar, Horus, San Antonio El Sitio, y los bloques 2 y 4 de Santa Ana y Trinidad, respectivamente, entre otros.

### 2.4.2 Oferta

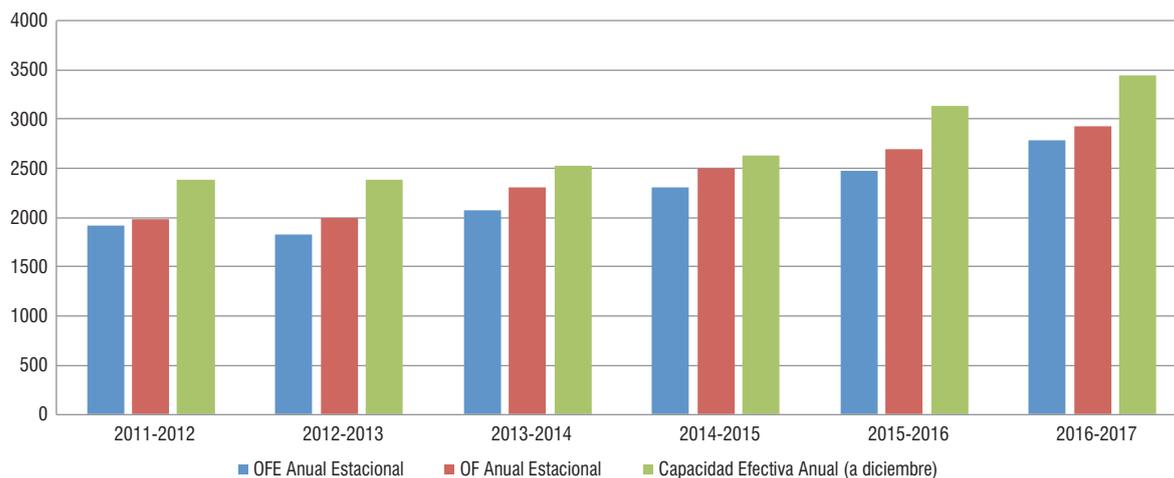
En la gráfica siguiente se observa la comparación de la Oferta Firme<sup>19</sup> y Oferta Firme Eficiente<sup>20</sup> en los últimos seis años estacionales y la capacidad efectiva para el mes de diciembre correspondiente.

<sup>18</sup> En el artículo 1 del RLGE se encuentra definido qué es Potencia Máxima.

<sup>19</sup> La Oferta Firme se encuentra definida en el artículo 1 del RAMM

<sup>20</sup> La Oferta Firme Eficiente se encuentra definida en el artículo 1 del RAMM.

**Gráfica 36**  
Oferta Firme Eficiente, Oferta Firme y Capacidad Efectiva Total

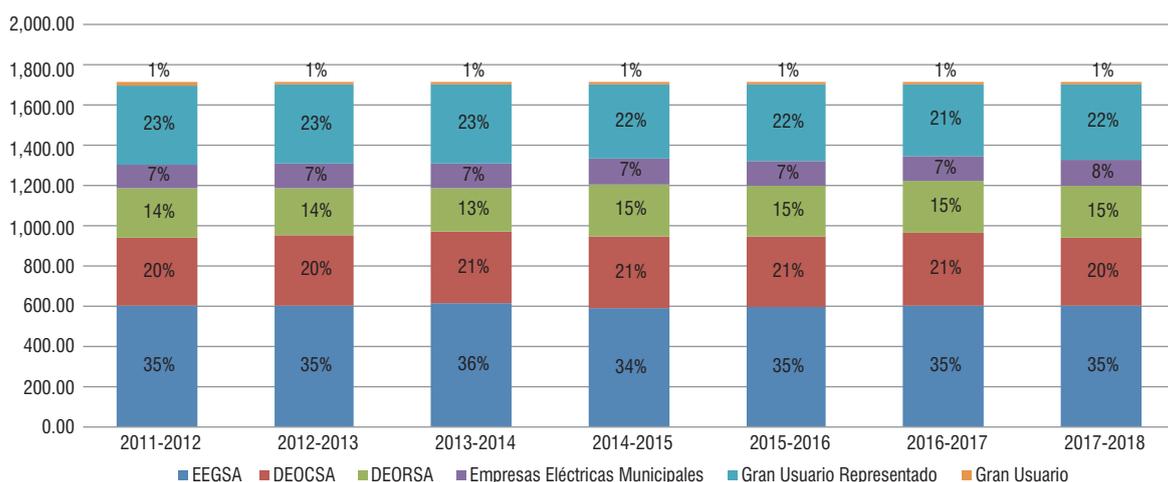


### 2.4.3 Demanda

A continuación en la gráfica se observa la Demanda Firme<sup>21</sup> histórica por año estacional, a la suma de todas las Demandas Firmes se le denomina Demanda Máxima Proyectada<sup>22</sup>. En los últimos 6 años estacionales se le ha asignado en promedio el 70% del total de Demanda Firme a

las Distribuidoras; de dicho porcentaje, Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A. ha sido asignada con el 35% quedando el otro 35% asignado entre Distribuidora de Electricidad de Oriente, S. A. y Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A. El restante 30% se ha asignado a Empresas Eléctricas Municipales (EEMs) y Grandes Usuarios.

**Gráfica 37**  
Evolución de la Demanda Firme Total y por Participante Consumidor en MW



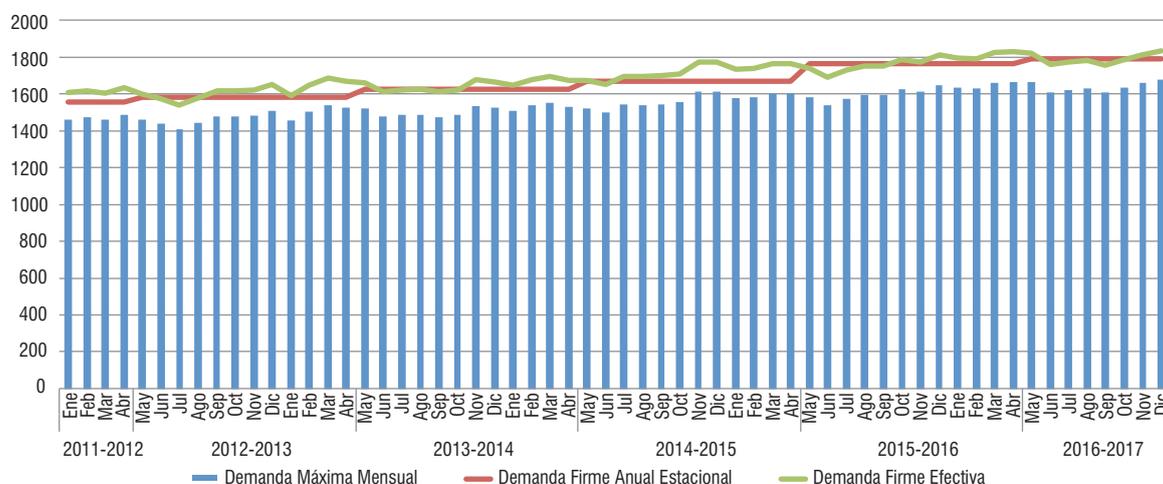
21 El artículo 1 del RAMM define Demanda Firme.

22 Conforme a los artículos 50 y 72 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista y la Norma de Coordinación Comercial No. 2 –NCC 02–, el AMM determina, para cada año estacional, la Demanda Máxima Proyectada

En la gráfica siguiente se presentan los valores de Demanda Firme, Demanda Firme Efectiva<sup>23</sup> y Demanda Máxima<sup>24</sup> mensual registrada. Cuando se hace referencia al Coeficiente de requerimiento

Adicional de la Demanda (CAD) se indica que se incluyen las pérdidas y reservas que haya determinado el AMM para cada año estacional.

**Gráfica 38**  
**Demanda Firme, Demanda Firme Efectiva y Demanda Máxima mensual**



Al comparar el valor de demanda máxima mensual de cada año con sus pérdidas y reservas respectivas (Demanda Firme Efectiva máxima

del año) y la Demanda Máxima Proyectada por el AMM (Demanda Firme del SNI), se tienen las siguientes diferencias:

**Tabla 2**  
**Comparación de la Demanda Máxima anual con la DMP**

	Demanda Máxima Anual Estacional + Reservas [MW]	DMP Anual Estacional [MW]	Diferencia
2011-2012	1582.78	1578.47	0.27%
2012-2013	1641.75	1607.30	2.14%
2013-2014	1652.60	1650.41	0.13%
2014-2015	1717.70	1691.97	1.52%
2015-2016	1775.76	1789.68	-0.78%
2016-2017	1786.68	1817.03	-1.67%

En la tabla anterior se observa que la máxima diferencia entre la proyección realizada por el AMM y el valor real de demanda máxima más reservas varía por 2.14% para el año estacional 2012-2013, siendo las demás diferencias menores.

Durante los últimos cinco años tanto del consumo de energía como de la demanda de potencia han mostrado crecimiento; la gráfica siguiente muestra la evolución de la energía anual consumida y de la demanda máxima de potencia del SNI. A

23 El artículo 1 del RAMM define Demanda Firme Efectiva.

24 El artículo 1 del RAMM define Demanda Máxima.

partir de los valores mostrados en la gráfica, se identifica que el mayor crecimiento porcentual de consumo de energía fue de 5.42% y ocurrió en el

año 2015; por su parte, el mayor crecimiento de la demanda de potencia fue de 4.63% y ocurrió en el año 2014.

**Gráfica 39**  
**Evolución de la Energía consumida y la Demanda Máxima del SNI**

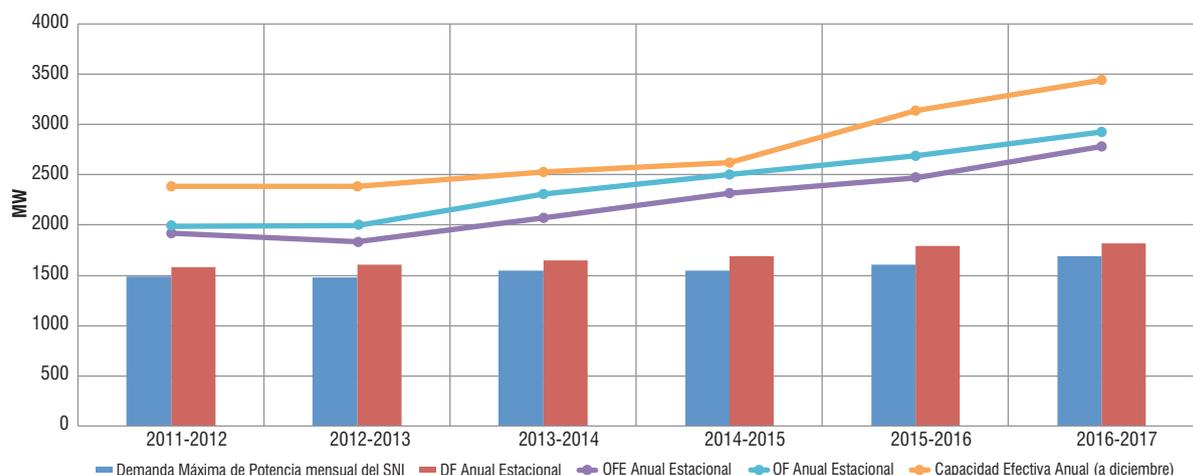


#### 2.4.4 Comparación de la Oferta y la Demanda

La gráfica siguiente permite comparar los requerimientos (demanda) de potencia del SNI y la oferta que se encuentra disponible y habilitada para cubrirla. De acuerdo a lo presentado en la referida gráfica, se observa que tanto la demanda máxima mensual registrada cada año (a la cual

se le debe aplicar el CAD para obtener la Demanda Firme Efectiva), como la Demanda Firme quedaron cubiertas por la Oferta Firme Eficiente, la Oferta Firme y la Capacidad Efectiva durante todos los años; también resulta evidente que la Oferta Firme Eficiente habilitada en el mercado para cubrir Demanda Firme se ha incrementado respecto a la Demanda Firme a partir del año estacional 2013-2014.

**Gráfica 40**  
**Comparación de la Oferta y la Demanda por cada Año Estacional**

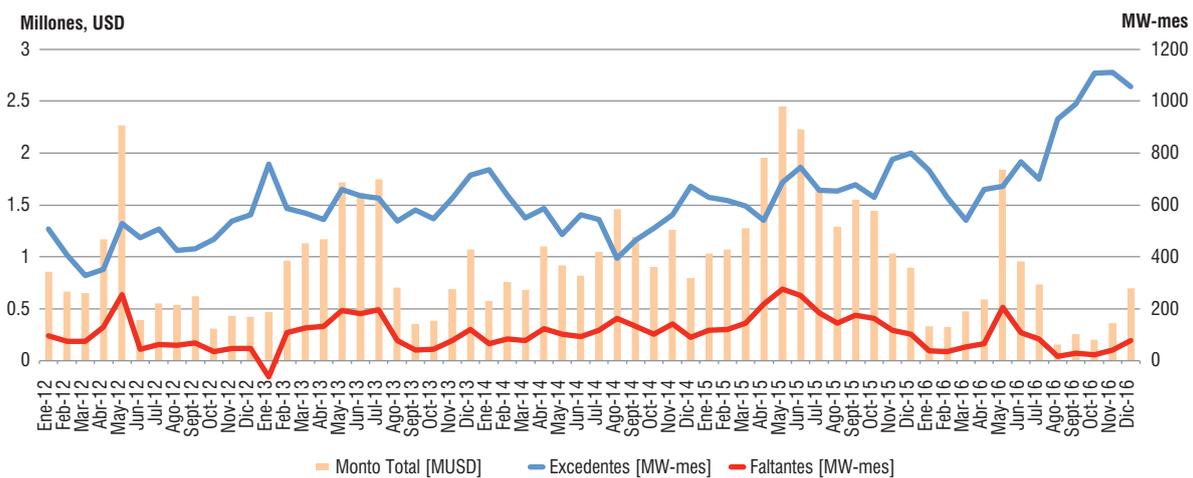


### 2.4.5 Mercado de Desvíos de Potencia

El mercado de desvíos de potencia se conforma del conjunto de asignaciones de potencia que resultan por los excedentes y faltantes de potencia comprometidos en contratos respecto a los requeridos en la operación. Cada mes, los participantes con faltantes de potencia pagan dichos faltantes al Precio de Referencia de la Potencia<sup>25</sup>, que actualmente es USD 8.9 /kW-mes, y el monto total recaudado se reparte entre los participantes

con excedentes de potencia. La gráfica siguiente presenta el monto monetario total recaudado así como los excedentes y faltantes de potencia de los participantes del mercado. Se puede observar que el monto monetario total recaudado es directamente proporcional a los faltantes de potencia de los participantes, es decir que si los faltantes de potencia disminuyen o dejan de existir, asimismo se verá reducida o desaparecerá la demanda de potencia en este mercado, y el monto recaudado.

**Gráfica 41**  
**Comportamiento del Mercado de Desvíos de Potencia**

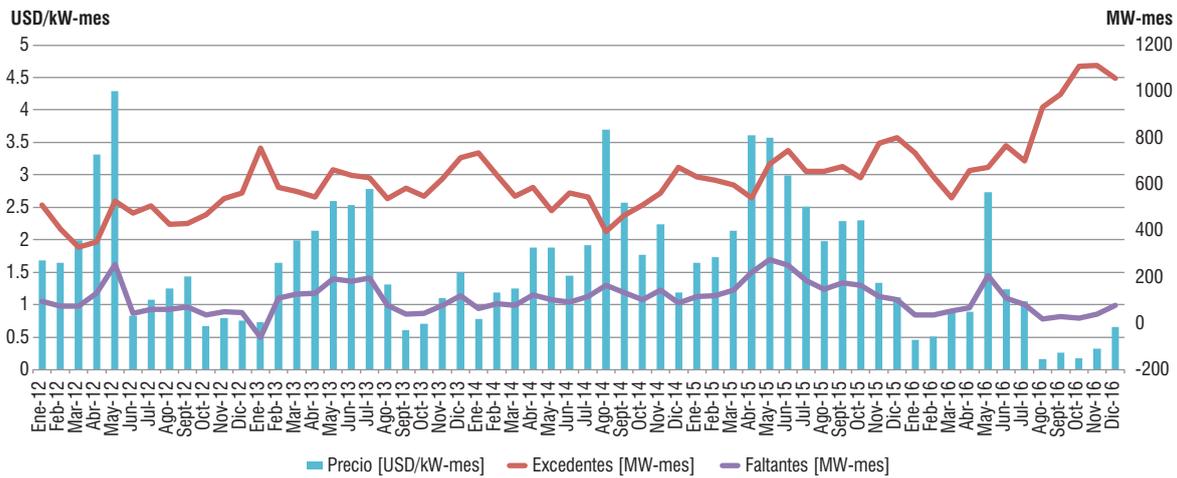


Respecto al precio de los desvíos de potencia positivos, este se determina en función del total de excedentes de potencia en el mercado y del monto total recaudado de los faltantes; esto implica que, aunque existan pocos excedentes de potencia, si el monto recaudado de los faltantes de potencia son mínimos, el precio del desvío será menor; en la gráfica siguiente se observa

lo anteriormente indicado. Se resalta lo observado durante los últimos meses de 2016, en los cuales los faltantes se han reducido y los excedentes han aumentado, esto da como resultado una considerable reducción en el precio de los desvíos de potencia positivos, los cuales para los meses indicados han sido menores a 0.5 USD/kW-mes.

25 En el artículo 1 del RAMM y en la NCC-3 se define el Precio de Referencia de la Potencia.

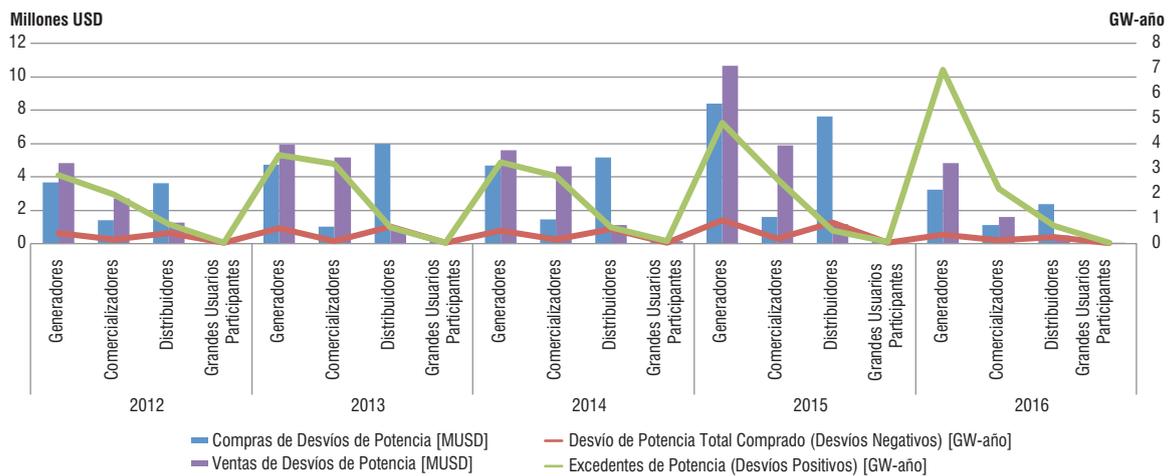
**Gráfica 42**  
**Precio de los Desvíos de Potencia Positivos**



Mensualmente, como resultado de los faltantes y excedentes de potencia, cada participante debe pagar o recibir el monto que corresponda por sus desvíos de potencia. Según se aprecia en la gráfica siguiente, en los últimos cinco años, los agentes generadores son los que presentan mayores excedentes de potencia, tomando en cuenta que son los que tienen principalmente la oferta de dicho servicio; por otro lado, los distribuidores,

debido a su demanda y los propios generadores, como resultados de los promedios mensuales ya que la potencia se transa de forma diaria, son los agentes que presentan mayores desvíos totales comprados. Para los últimos cinco años, el año 2015 ha sido el año con mayor monto de dinero recaudado por desvíos de potencia negativos con USD 17,881,218.39 y el año 2016 ha sido el menor con USD 6,921,697.68 en total.

**Gráfica 43**  
**Participación en el Mercado de Desvíos de Potencia**

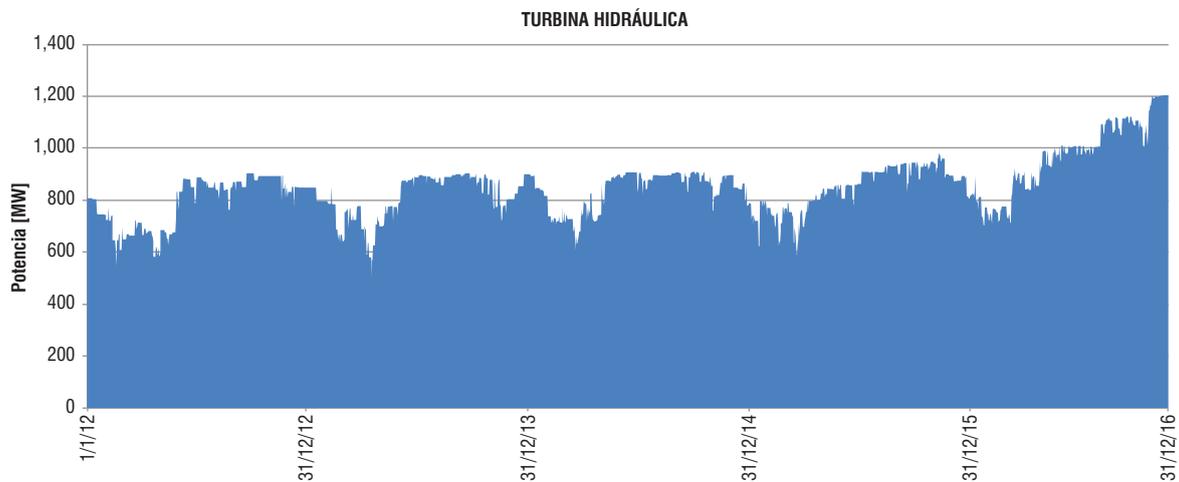


### 2.4.6 Potencia Disponible

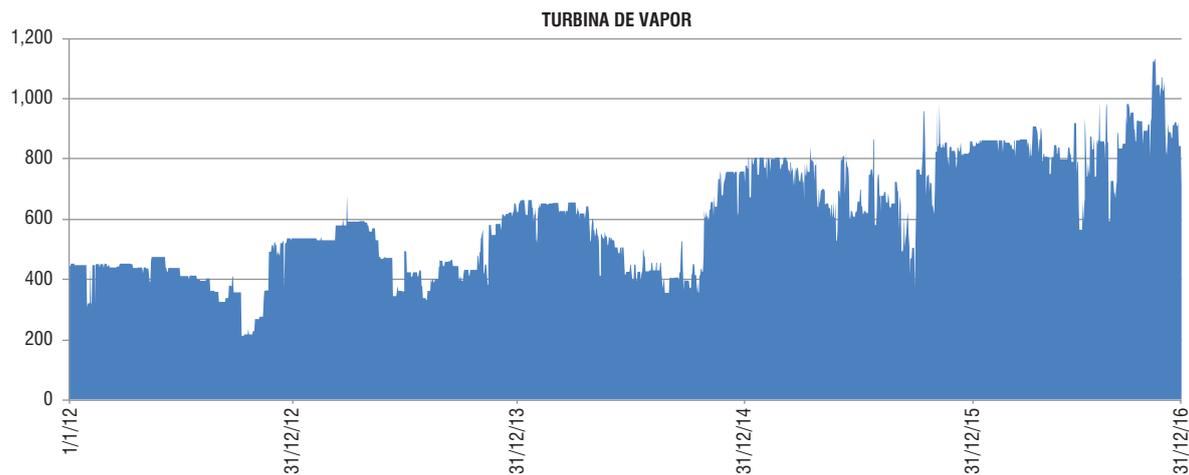
No obstante que la capacidad efectiva de origen hidroeléctrico se incrementó en 385.38 MW por la entrada en operación de nuevas centrales hidroeléctricas que se conectaron al SNI desde el

año 2012, la participación porcentual de este tipo de energía en la satisfacción de la demanda eléctrica se redujo por el fenómeno del niño antes referido; la evolución de la potencia efectiva de origen hidroeléctrico disponible para despacho económico se presenta en la gráfica siguiente.

**Gráfica 44**  
Monto Total de potencia efectivamente disponible de las hidroeléctricas



**Gráfica 45**  
Monto Total de potencia efectivamente disponible de la turbinas de vapor



A continuación, la tabla siguiente presenta el listado de centrales hidroeléctricas que se incorpo-

raron al parque generador guatemalteco desde el 2012.

**Tabla 3**  
**Listado de centrales hidroeléctricas puestas en operación desde el 2012**

Nombre	Unidades	MW de placa	MW efectivos al sistema	Fecha de instalación
PALO VIEJO	2	85	87.381	31/05/2012
VISIÓN DE AGUILA	2	2.07	2.08	29/12/2013
EL MANANTIAL 1	3	3.78	3.302	22/02/2015
EL MANANTIAL 2	8	27.42	21.861	22/02/2015
EL COBANO	2	11	8.851	29/02/2015
OXEC	2	26.1	24.838	01/11/2015
HIDROELECTRICA LA LIBERTAD	1	9.44	9.554	20/03/2016
RENACE 2	4	114.784	113.964	03/04/2016
RAAXHA	2	5.1	5.1	15/05/2016
HIDROELECTRICA LAS FUENTES 2	2	14.17	13.733	22/05/2016
HIDROELECTRICA EL CAFETAL	2	7.776	8.087	29/05/2016
RENACE 3	3	108	62.198	27/11/2016
EL RECREO 2	2	24.44	24.44	30/08/2016
<b>Total</b>	<b>35</b>	<b>439.08</b>	<b>385.389</b>	

También se han incorporado centrales termoelectricas basadas en turbinas de vapor que utilizan para la generación de vapor un solo combustible (carbón) o dos distintos combustibles (carbón-biomasa); para este último tipo de centrales, que corresponden a los ingenios cogeneradores, las centrales operan con carbón durante una parte del año (período de no zafra) y con biomasa durante la parte restante del año (período de zafra); a continuación las tablas siguientes presen-

tan respectivamente, información detallada de la nueva capacidad que se adicionó al parque generador nacional, tanto en centrales térmicas de carbón como centrales térmicas de cogeneración (carbón-bagazo de caña de azúcar).

De la misma forma la potencia disponible para despacho económico para las turbinas de vapor ha aumentado por la inclusión de nuevas plantas de carbón y cogeneración.

**Tabla 4**  
**Listado de las centrales a carbón puestas en operación desde el 2012**

Nombre	Unidades	MW de placa	MW efectivos al sistema	Fecha de instalación
LAS PALMAS II	2	83	76.347	13/05/2012
GENERADORA COSTA SUR	1	30.2	30.025	11/10/2013
JAGUAR ENERGY	2	300	265.847	21/06/2015
<b>Total</b>	<b>5</b>	<b>413.2</b>	<b>372.219</b>	

**Tabla 5**  
**Listado de los ingenios puestos en operación desde el 2012**

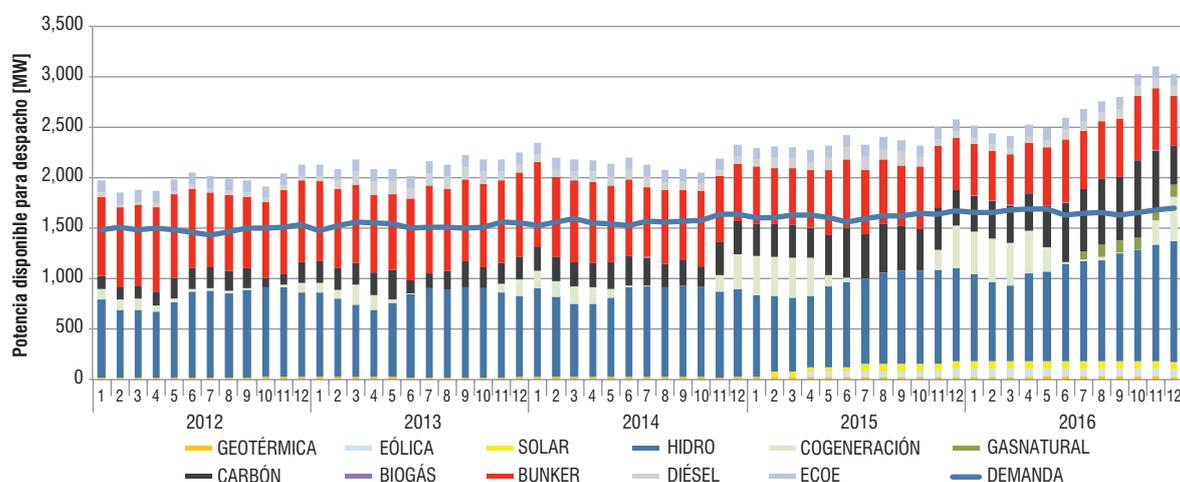
Nombre	Unidades	MW de placa	MW efectivos al sistema	Fecha de instalación
BIOMASS	2	119	95.72	14/09/2014
PANTALEÓN BLOQUE 3	1	66.8	44.258	31/06/2016
SANTA ANA BLOQUE 2	1	64.2	45.339	18/01/2015
TULULÁ 4	1	19	9.465	24/05/2013
TRINIDAD 3	1	19.8	19.409	01/10/2012
TRINIDAD 4	1	46	34.638	01/05/2015
TRINIDAD 5	1	46	46.142	30/10/2016
EL PILAR	2	10.5	0	18/03/2012
EL PILAR 3	1	22.85	12.935	01/05/2013
PALO GORDO	1	30.9	0	09/11/2013
PALO GORDO BLOQUE 2	1	46	42.981	08/11/2015
GENERADORA SANTA LUCÍA	1	44	44.889	09/11/2014
SAN ISIDRO	1	64.2	57.419	01/05/2016
<b>Total</b>	<b>15</b>	<b>599.25</b>	<b>453.195</b>	

En general se incorporaron 825.4 MW de capacidad efectiva al sistema de unidades térmicas (turbinas de vapor) en el parque generador, lo que contribuyó a un aumento del 132% (que pasó de 2,257.288 GWh en 2012 a 5,235.1 GWh en 2016) en la producción de energía por medio de esta tecnología durante el referido período.

En la gráfica se presenta la evolución mensual que ha tenido el balance de potencia, mostrando por un lado la potencia mensual promedio que se en-

contró disponible para despacho económico por tipo de tecnología, y por otro lado la demanda máxima que se registró cada mes, pudiéndose observar que en todos los meses la demanda máxima requerida ha sido excedida por la potencia disponible para despacho económico. En la evolución mensual de la oferta de potencia disponible se observa también la forma en que se ha incorporado nueva capacidad efectiva, particularmente plantas hidráulicas, solares y eólicas.

**Gráfica 46**  
**Potencia efectivamente disponible para el despacho**



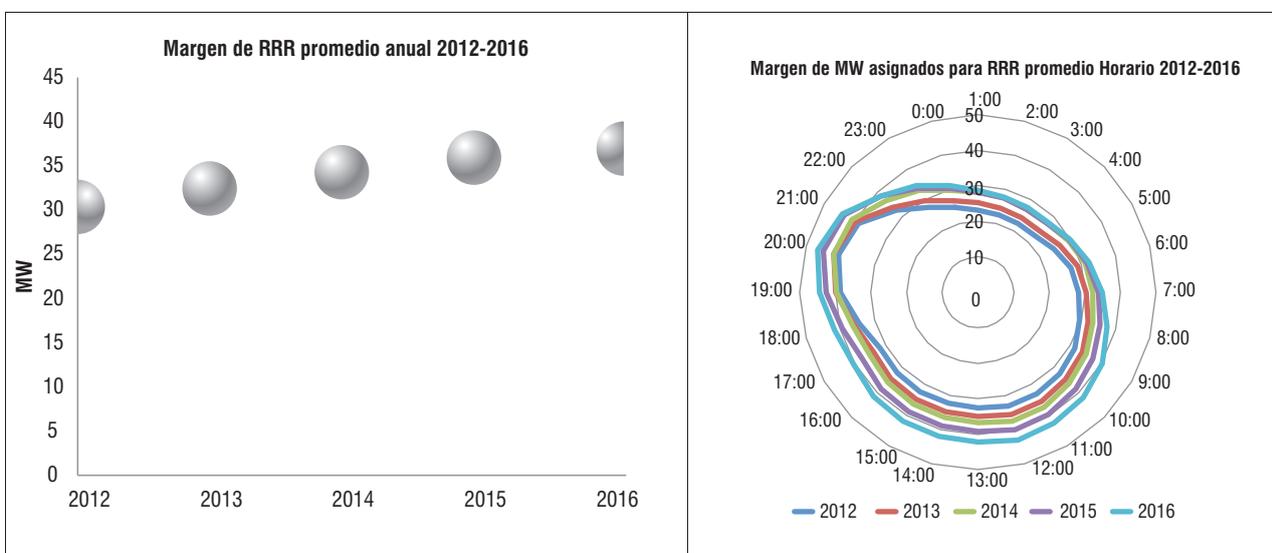
## 2.5 Servicios Complementarios

Los servicios complementarios son los servicios requeridos para el funcionamiento del SNI, con el nivel de calidad y el margen de confiabilidad, de acuerdo con lo establecido en las Normas Técnicas y en las de Coordinación. Los márgenes de reserva son calculados y asignados por el AMM de forma diaria tomando en cuenta las necesidades de reserva determinadas en las Normas de Coordinación y las ofertas realizadas por las centrales habilitadas para prestar estos servicios. A continuación se presentan las estadísticas relacionadas con las reservas operativas requeridas para el funcionamiento del SNI, estas son: Reserva Rodante Regulante, Reserva Rodante Operativa y Reserva Rápida.

### 2.5.1 Reserva Rodante Regulante –RRR–

Es la reserva que tiene como finalidad la regulación primaria de frecuencia manteniendo el equilibrio entre generación y demanda. De acuerdo con la normativa, es obligación de todas las unidades generadoras prestar esta reserva, la cual corresponde al 3% de la generación despachada en cada hora. Debido a que dicha reserva está en función de la generación, la misma varía en cada hora de acuerdo al nivel de carga del sistema; la gráfica siguiente presenta el promedio horario anual del margen de RRR en el SNI y su disponibilidad promedio horaria por año.

**Gráfica 47**  
**Servicio de Reserva Rodante Regulante**



### 2.5.2 Reserva Rodante Operativa –RRO–

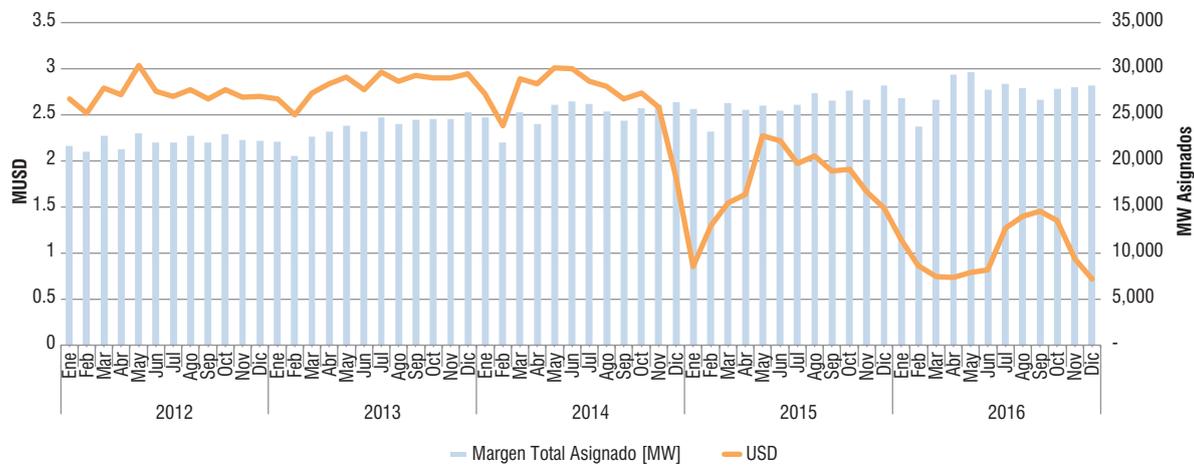
La RRO es la fracción de capacidad de una central de generación que está sincronizada al SNI pero que no está asignada a la producción de energía, sino a realizar regulación secundaria de frecuencia, cubriendo variaciones y desbalances entre demanda y generación. Esta reserva es distinta y adicional a la RRR.

La prestación, asignación y remuneración de la RRO se realiza conforme los criterios establecidos en las Normas de Coordinación, en virtud de ello las unidades habilitadas por el AMM para dar este servicio presentan sus ofertas, tomando en cuenta que no pueden ofertar un precio superior a dos veces el Precio de Oportunidad de la Energía promedio publicado en los Informes de Transacciones Económicas de los últimos doce meses.

La gráfica siguiente presenta el margen asignado de RRO horario, acumulado de manera mensual, y la remuneración respectiva, también acumulada de manera mensual. Se observa que el margen asignado se ha incrementado a lo largo del

tiempo mientras la remuneración respectiva se ha reducido. El margen asignado de RRO se ha incrementado de manera proporcional con la potencia generada, es decir, de manera proporcional con el crecimiento del consumo horario del SNI.

**Gráfica 48**  
**Remuneración de la Reserva Rodante Operativa y el Margen de Reserva Horario acumulado**



Por otra parte, teniendo en cuenta que el monto de la remuneración de la RRO es directamente proporcional al margen de reserva asignado y al precio ofertado, y habiéndose observado que el margen de reserva aumentó y el monto de la remuneración se redujo, la explicación para dicho resultado es que el precio a que se liquidó el servicio (el precio ofertado) se redujo en una mayor

proporción que lo que aumentó el margen de RRO asignado a lo largo del tiempo. La gráfica siguiente muestra el comportamiento histórico del precio promedio liquidado por la prestación del servicio de RRO junto con el precio Spot promedio de cada mes, observándose que este se redujo como resultado de la competencia entre oferentes y la evolución del precio Spot de la energía.

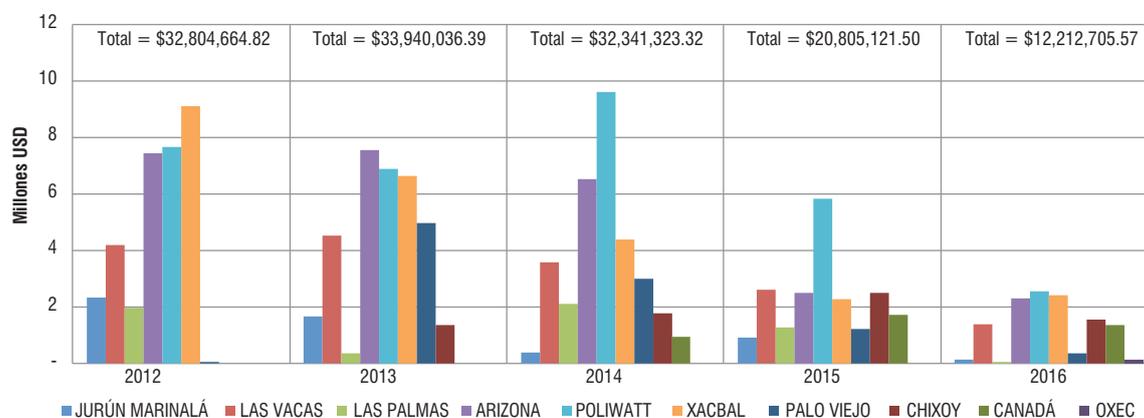
**Gráfica 49**  
**Precio liquidado promedio ponderado y Precio Spot promedio mensual**



El servicio de RRO desde el año 2015 ha sido prestado por las unidades de diez centrales de generación habilitadas por el AMM. La gráfica siguiente presenta la remuneración recibida por cada una de las diez centrales antes referidas, por

la prestación del servicio de RRO. Como se ha observado en las gráficas precedentes, el valor total remunerado por RRO se ha reducido año con año, habiendo pasado de USD 32, 804,664.82 en 2012 a USD 12, 212,705.57 en 2016.

**Gráfica 50**  
**Remuneración anual del servicio del RRO**

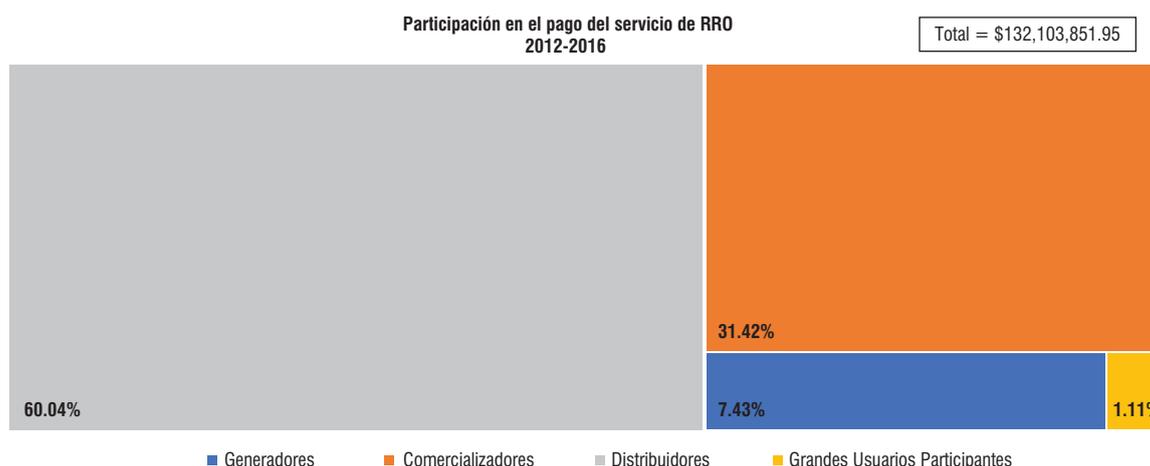
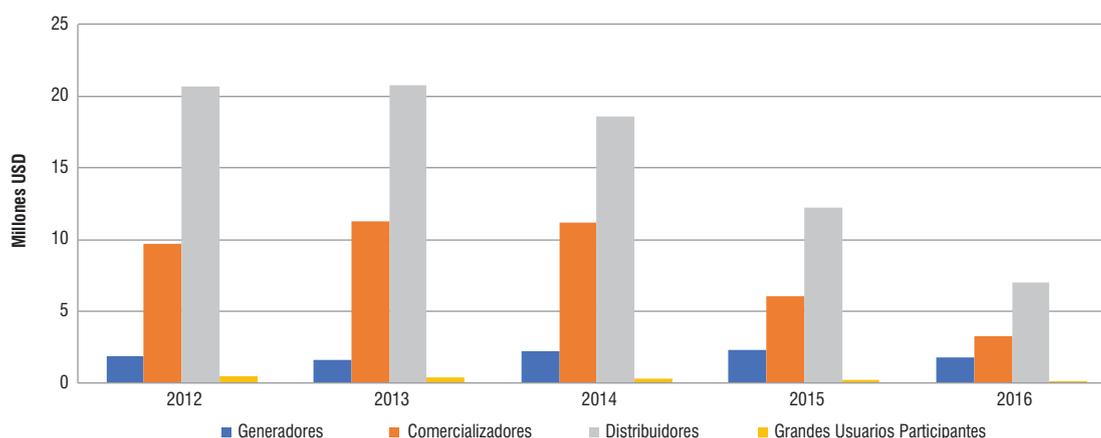


Los Participantes Consumidores son quienes pagan el servicio de RRO<sup>26</sup>. En ese sentido, las empresas distribuidoras, incluyendo las Empresa Eléctricas Municipales, han tenido una participación en el orden de 60% del pago total anual por el servicio de RRO; los comercializadores han participado en el pago cercano al 30%, y el restante 10% ha sido cubierto por los Grandes Usua-

rios Participantes y los Generadores, estos últimos por demanda de exportación. La gráfica siguiente presenta el detalle anual de los montos totales que fueron pagados cada año por los Participantes Consumidores, mientras la gráfica siguiente presenta el porcentaje del monto total por RRO del período 2012-2016 que estos cubrieron.

26 Conforme lo establece la NCC-8 el servicio de RRO se paga en proporción al consumo de energía en cada hora.

**Gráfica 51**  
**Pago por Participante del Servicio de RRO**



Al costo de la prestación del servicio de RRO es necesario sumar el sobrecosto por Generación Forzada por este motivo cuando exista.

### 2.5.3 Reserva Rápida –RRA–

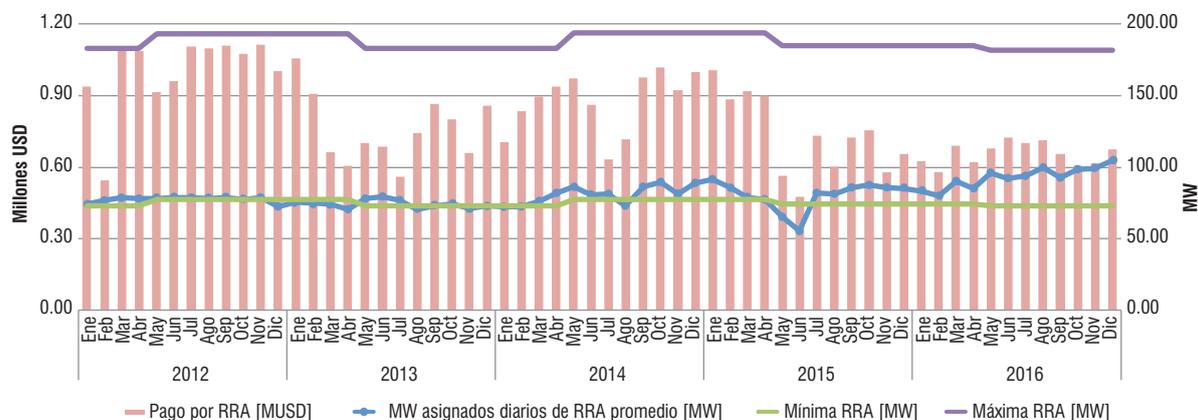
La Reserva Rápida es un servicio que tiene como finalidad contar con potencia para cubrir desbalances de generación y demanda provocados por contingencias, fallas o salidas de transmisión y generación u otro tipo de imprevistos importantes. Esta reserva se define como la generación que puede ser arrancada y conectada al SNI en un plazo no superior a una hora; puede ser proporcionada con unidades térmicas de punta o unidades hidroeléctricas que puedan entrar en servicio y alcanzar la potencia máxima dentro del tiempo límite establecido.

El margen de Reserva Rápida necesaria para el sistema es determinado por el AMM en la Programación de Largo Plazo (PLP), y se mantiene vigente durante el respectivo Anual Estacional. Para cubrir y tener disponible el referido margen de RRA, el AMM asigna de forma diaria a un conjunto de centrales económicas por los precios que ofertan, de entre las unidades habilitadas para prestar el servicio. La gráfica siguiente presenta el promedio diario de MW asignados para RRA en cada mes y el rango técnico definido en la PLP correspondiente. En dicha gráfica, se observa que existen meses en los cuales el promedio del margen de RRA asignado es menor al mínimo del rango técnico establecido en la PLP, eso ocurre debido a que no existían suficientes ofertas de unidades habilitadas para la prestación de dicho servicio.

Además permite identificar que la remuneración total por el servicio de RRA ha tenido una reducción a partir de mayo de 2015; dicha reducción es consecuencia en la baja de los precios ofertados por las

centrales habilitadas para la prestación del servicio junto con el cambio en el precio de la potencia del contrato existente correspondiente a Tampa.

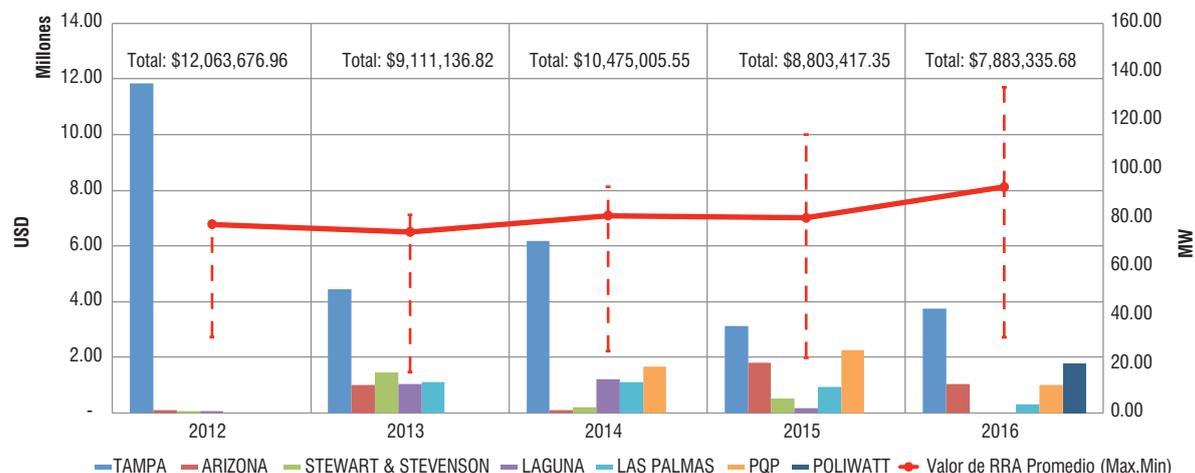
**Gráfica 52**  
Remuneración total en concepto de Reserva Rápida y los MW asignados por el servicio



La remuneración por la prestación del servicio de RRA se realiza a las unidades asignadas por el AMM para prestar este servicio. Las unidades habilitadas y asignadas que prestaron el servicio de RRA desde el 2012 son 7: Tampa, Arizona, Stewart & Stevenson, Laguna Gas, Las Palmas, PQP y Poliwatt; de las cuales la mayor participación ha sido de Tampa, como se muestra en la gráfica siguiente. En dicha gráfica, se encuentran los valores de RRA promedios anuales asignados a cada central, con

sus correspondientes máximos y mínimos anuales; también se observa que el valor de RRA asignado se ha mantenido cercano a los 80 MW diarios, a excepción del año 2016 en el cual aumentó a 93 MW en promedio. No obstante que la cantidad de potencia asignada a la prestación del RRA aumentó durante el período mostrado, el monto total remunerado se redujo, pasando de USD 12,063,676.96 en 2012 a USD 7,883,335.68 en 2016.

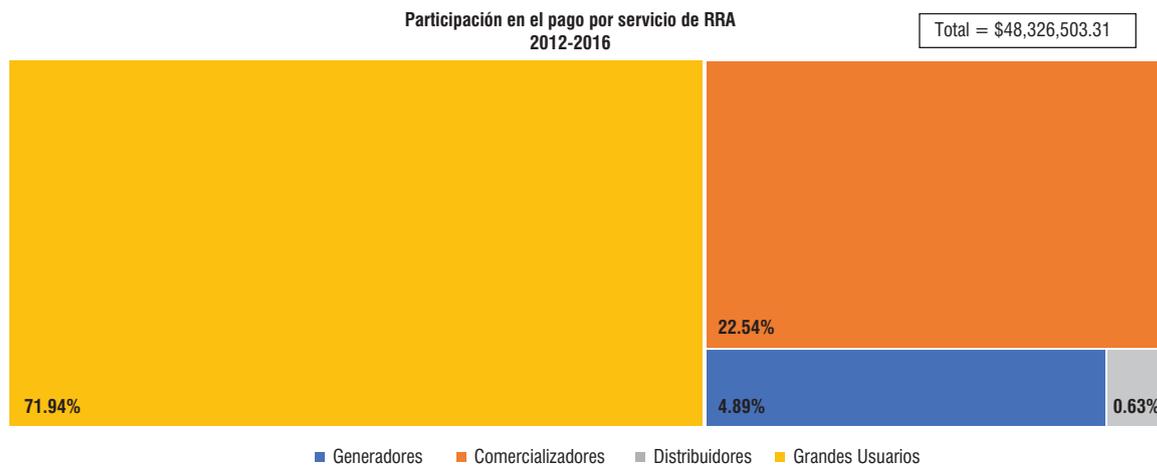
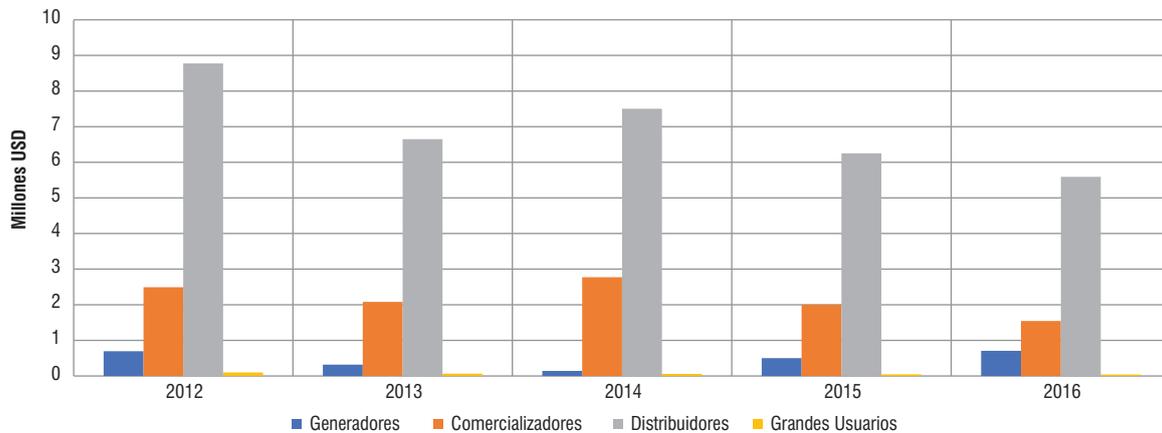
**Gráfica 53**  
Remuneración del servicio de RRA por Participante



El pago del servicio de RRA es cubierto por los participantes consumidores<sup>27</sup>. La gráfica siguiente presenta el detalle anual de los montos que fueron pagados cada año por el servicio de RRA por los Participantes Consumidores, de lo cual se tiene que más del 70% ha sido pagado por los agentes distribuidores y cerca del 20% por

los comercializadores (GU representados y exportaciones); el porcentaje restante ha sido pagado por Grandes Usuarios Participantes y por Generadores, estos últimos por su demanda de exportación; también presenta el porcentaje del monto total por RRA que estos cubrieron.

**Gráfica 54**  
**Pago realizado por Participante en concepto del servicio de RRA**



Al costo de la prestación del servicio de RRA es necesario sumar el sobrecosto por Generación Forzada por este motivo cuando exista.

### 2.5.4 Costo Total de las Reservas remuneradas

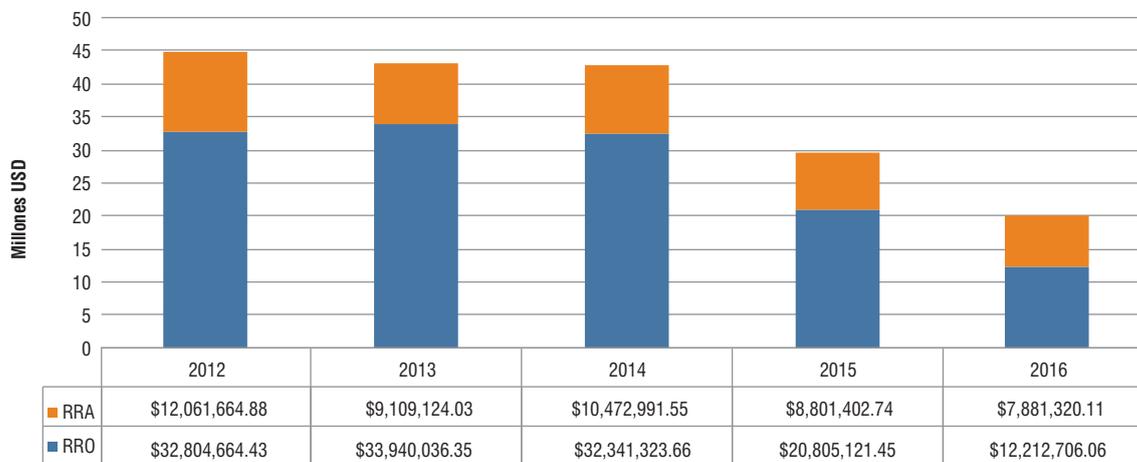
El monto de las reservas operativas para el funcionamiento del SNI durante el período 2012- 2016 ha

<sup>27</sup> Conforme lo establece la NCC-8 se paga en proporción a la demanda máxima registrada del día entre las 18 y 20 horas.

sido en total de USD 180, 430,355.26, de los cuales el 73% ha correspondido al servicio de RRO y el

27% al servicio de RRA; lo anterior es presentado con detalle anual en la gráfica.

**Gráfica 55**  
**Costos acumulados por los servicios de RRO y RRA**

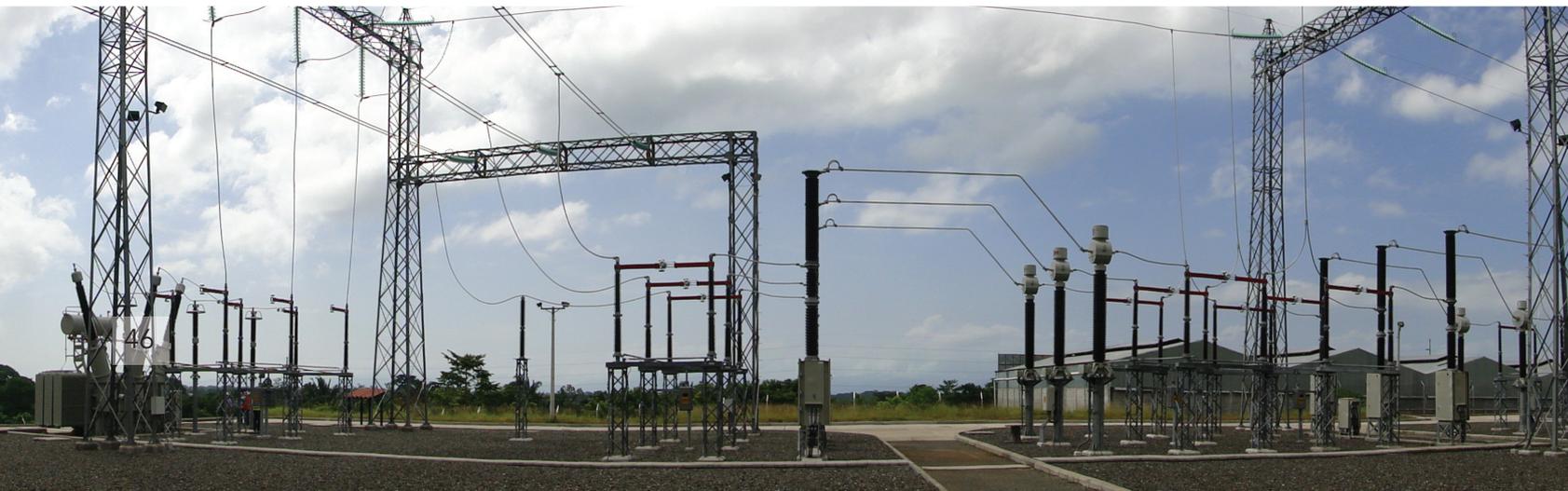


## 2.6 Costo Total de la Operación

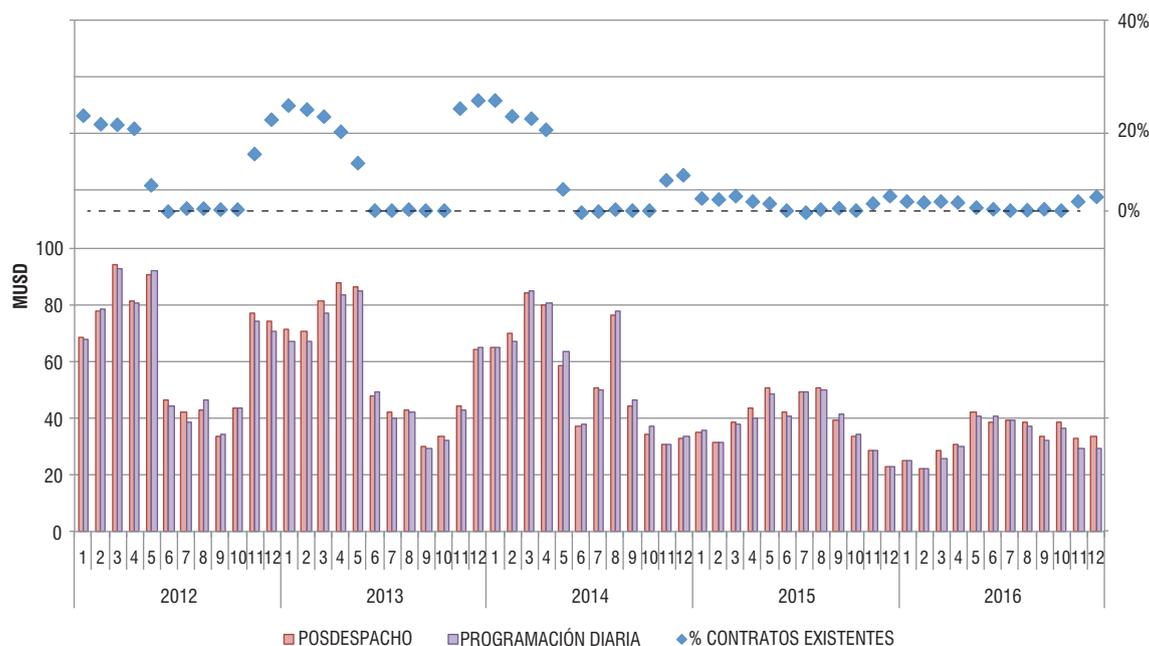
El costo total de operación es el parámetro de optimización del despacho para suministrar la energía requerida por la demanda, y se integra por el Costo Variable de Generación de cada central que sea requerida en orden de mérito hasta cubrir la demanda, los servicios complementarios y los sobrecostos por compra mínima de energía obligada en los contratos existentes según lo establecen el Artículo 43 de RAMM y el numeral 1.4.2 de la NCC-01. A continuación, la gráfica siguiente presenta un comparativo entre el costo total de operación mensual real y el programado, el cual se obtuvo al integrar para cada mes el costo total de operación horario corres-

pondiente. El área inferior de la gráfica presenta los valores del costo total de operación mensual real y programado, mientras el área superior de la gráfica presenta el porcentaje del costo total de operación que corresponde a los contratos existentes. Entre el año 2012 y el 2016 el costo total de operación se redujo 47.47%; lo anterior debido a la diversificación de la matriz energética que ha evolucionado hacia tecnologías con menores Costos Variables de Generación como se verá en la sección 4.2.2 de este informe.

Para los años 2012, 2013, 2015 y 2016 el costo total de operación anual real estuvo por encima del programado en 1%, 3.3%, 0.9% y 4.1% respectivamente, mientras que para el año 2014 estuvo por debajo de lo programado en 1.6%.



**Gráfica 56**  
**Evolución del Costo Total de la Operación y el porcentaje de participación de los Contratos Existentes**



Otra razón por la cual el costo total de operación se ha reducido es la finalización de los Contratos Existentes, cuyo parámetro integrado al referido costo total de operación es el precio de compra y no el costo variable de generación. El peso del componente de los Contratos Existentes de los ingenios representaba el 30% en promedio del costo mensual para los meses de zafra en 2012, 2013 y 2014. Para los años 2015 y 2016 el porcentaje de participación de dichos Contratos Existentes para la época de zafra se redujo ya que para esos años permanecía vigente un solo Contrato Existente de ingenios azucareros, el del Ingenio Madre Tierra, siendo su peso de participación del 3% en el costo total de operación. Durante el periodo 2012-2016 finalizaron 11 Contratos Existentes, de los cuales la mayoría finalizó en 2014; el detalle de finalización de Contratos Existentes se presenta en la tabla siguiente.

**Tabla 6**  
**Fecha de finalización de los Contratos Existentes**

Central	Fecha finalización
Inteccsa	30/07/2012
PQP	16/02/2013
Ingenio Concepción	27/04/2014
Ingenio Pantaleón	27/04/2014
Ingenio Santa Ana	27/04/2014
Ingenio Magdalena	27/04/2014
Ingenio la Unión	27/04/2014
Secacao	31/12/2014
Pasabién	30/06/2015
Tampa	13/09/2015
Ingenio Madre Tierra	31/03/2017
Orzunil	31/12/2019
Matanzas	31/12/2019

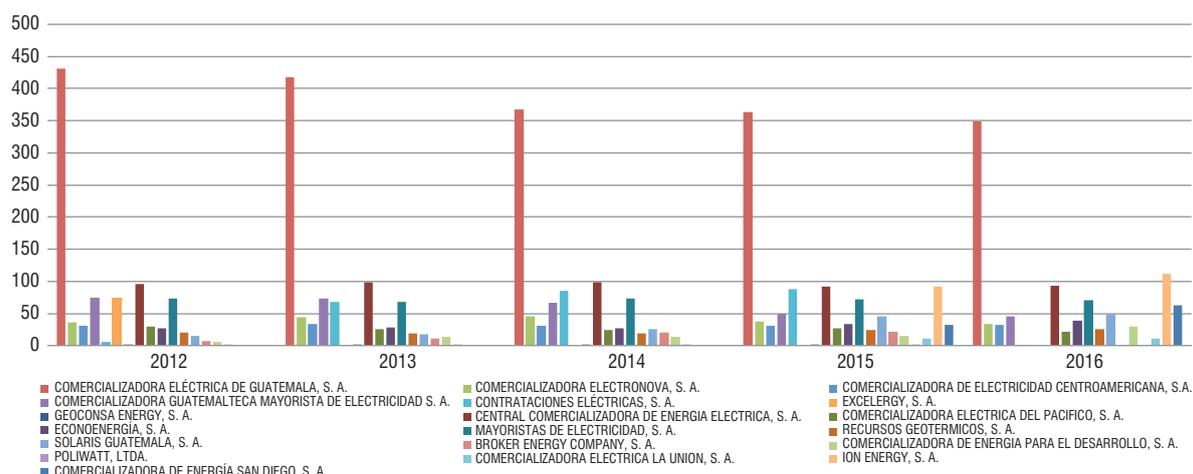
## 2.7 Actividad de Comercialización

### 2.7.1 Comercialización de la Demanda

La comercialización de la demanda es la actividad por la cual, a través de un contrato de comercialización, un agente comercializador asume

todas las responsabilidades comerciales de un Gran Usuario ante el AMM. En el Mercado Mayorista hay más de 900 Grandes Usuarios, de los cuales más del 95% del total son Grandes Usuarios Representados. En la gráfica siguiente, se presenta la cantidad máxima mensual de Grandes Usuarios Representados que tuvo cada comercializador.

**Gráfica 57**  
**Número de Grandes Usuarios representados por los Agentes Comercializadores**

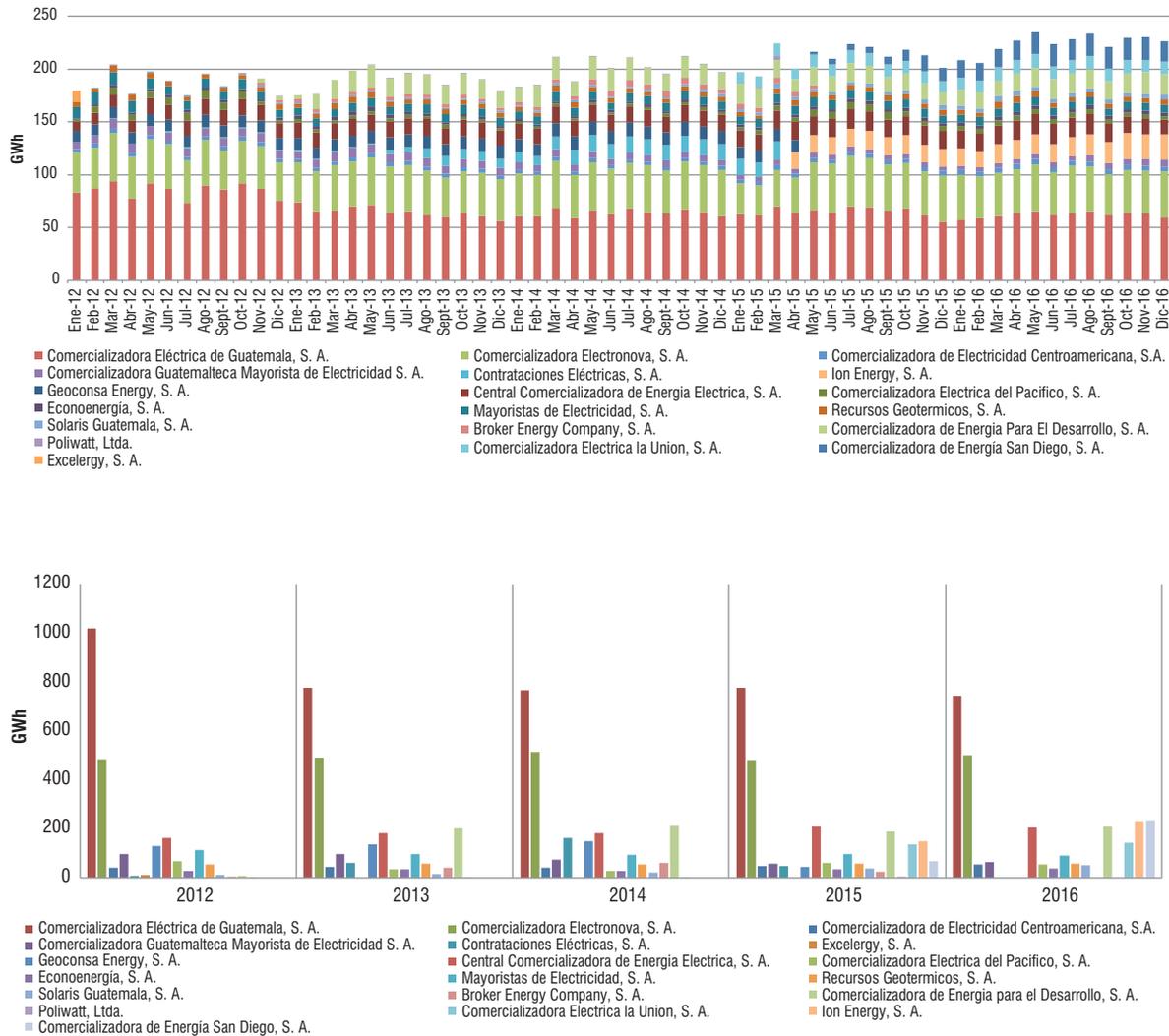


Durante el período analizado, han dejado de operar en el Mercado Mayorista varios comercializadores, siendo estos Excelergy, S. A., Contrataciones Eléctricas, S. A. y Broker Energy Company, S. A.; de la misma forma, se han incorporado nuevos comercializadores, siendo estos Comercializadora de Energía para el Desarrollo, S. A., Ion Energy, S. A. y Comercializadora de Energía San Diego, S. A., entre otros.

Los comercializadores son quienes cubren las necesidades de energía de sus Grandes Usuarios, abasteciéndolos ya sea con contratos en el mercado a término o comprando energía del Spot. En las gráficas siguiente, se observa cómo ha sido el consumo de los grandes usuarios representados por cada uno de los comercializadores, de forma mensual y anual, respectivamente.



**Gráfica 58**  
**Energía Consumida por los Grandes Usuarios representados**  
**por los Agentes Comercializadores**

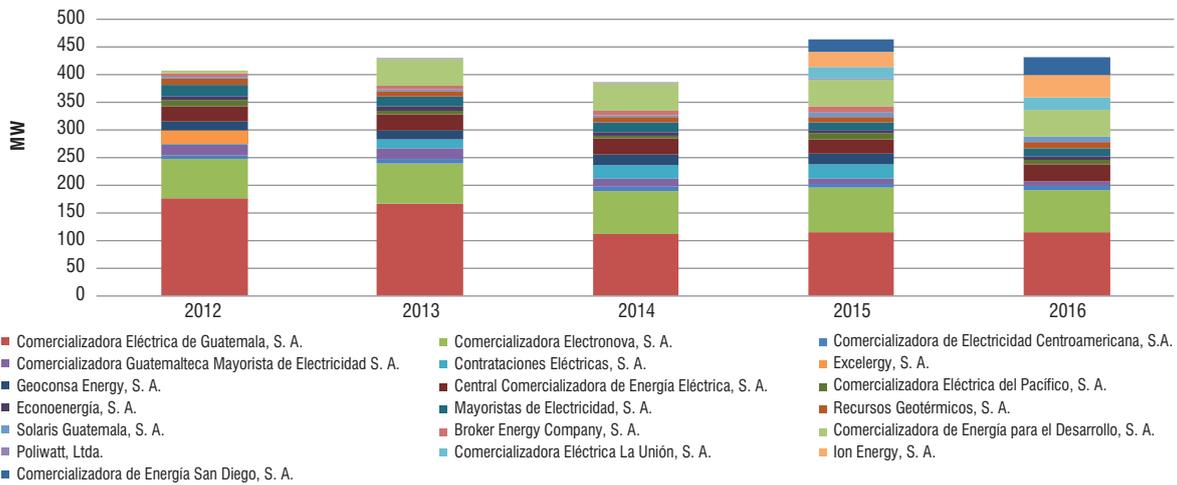


Debido a que el consumo total asignado a cada Comercializadora depende no solamente del número de los Grandes Usuarios Representados que atiende, sino del consumo energético de cada uno de estos, las gráficas anteriores permiten observar que la proporción en cantidad de Grandes Usuarios atendidos y consumo total asignado a cada una de estas, no es la misma.

Además de cubrir el consumo de energía, las Comercializadoras tienen la responsabilidad comer-

cial de cubrir la Demanda Firme de cada uno de sus Grandes Usuarios con Oferta Firme Eficiente; tal como ocurre con el consumo de energía, la Demanda Firme total a cubrir por cada Comercializadora no solo depende de la cantidad de Grandes Usuarios que atiende, sino también de la Demanda Firme de cada uno de ellos. La gráfica siguiente presenta la Demanda Firme de Grandes Usuarios que fue atendida por Comercializadoras en cada año del período 2012-2016.

**Gráfica 59**  
**Demanda Firme representada por los Agentes Comercializadores**



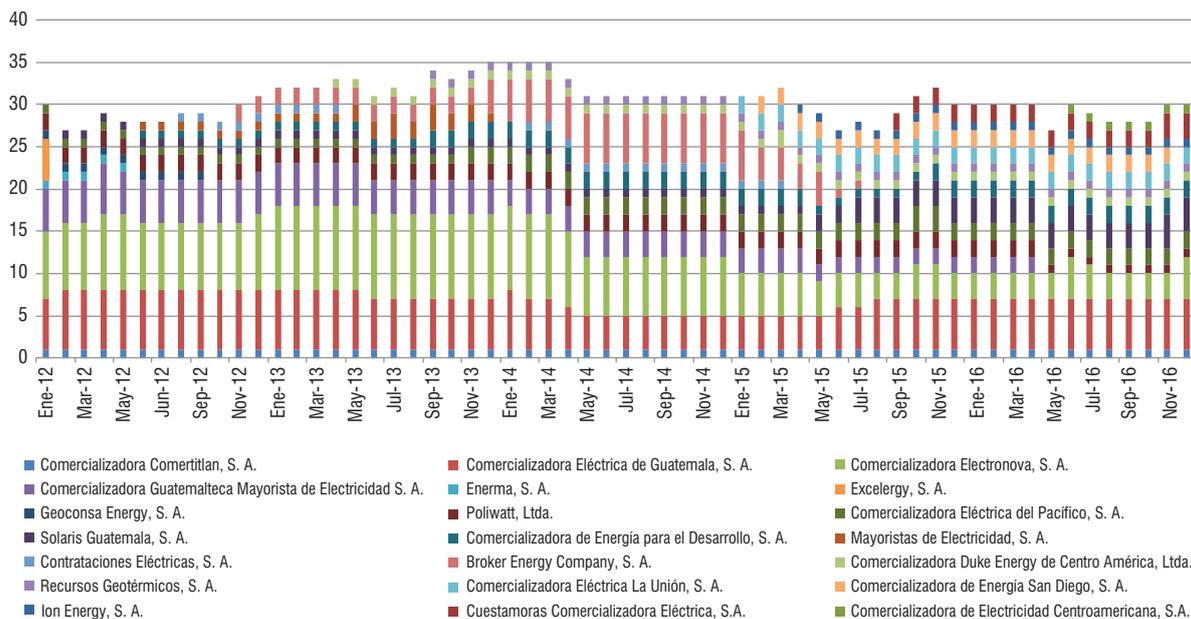
**2.7.2 Comercialización de la Oferta**

Al igual que la normativa contempla la figura de la comercialización de la demanda, también contempla la de la comercialización de la oferta, que es la actividad mediante la cual un agente comercializador, mediante un contrato de comercialización, asume las responsabilidades comerciales

de un Participante Productor por la venta total o parcial de su potencia y energía, ante el AMM.

La gráfica siguiente presenta la cantidad de centrales generadoras representadas por cada agente comercializador; se observa que la cantidad de centrales representadas por un comercializador varían a lo largo del tiempo, sin embargo, el número total de centrales que actúan representadas en el mercado se mantiene cercana a 30.

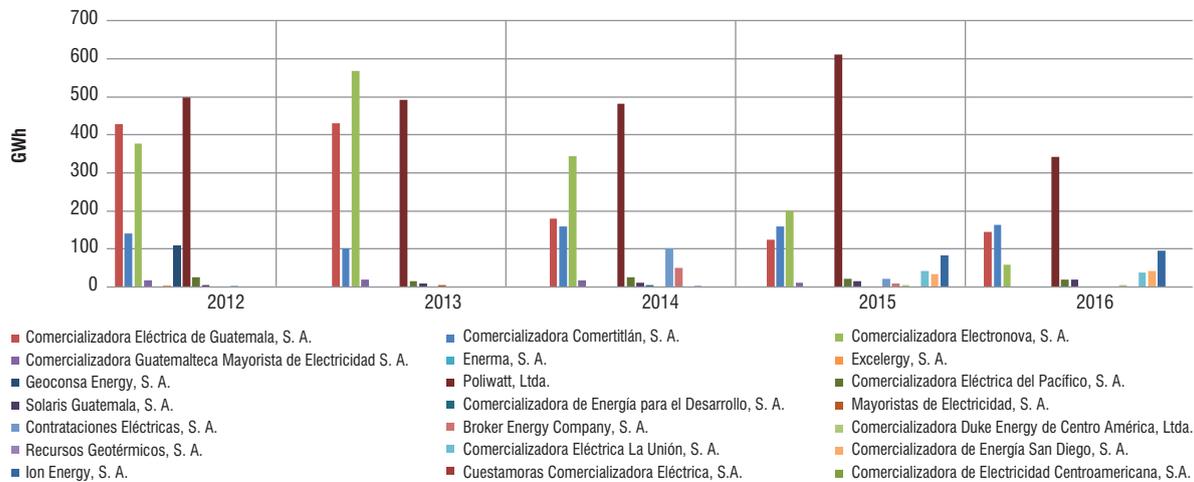
**Gráfica 60**  
**Número de centrales representadas por los Agentes Comercializadores**



Respecto al volumen de energía producida que representaron los agentes comercializadores, la gráfica siguiente muestra que a partir de 2014 Poliwatt, Ltda. es la comercializadora que repre-

senta mayor cantidad de energía; lo anterior debido a la disminución de los volúmenes de Comercializadora Eléctrica de Guatemala, S. A. y de Comercializadora Electronova, S. A.

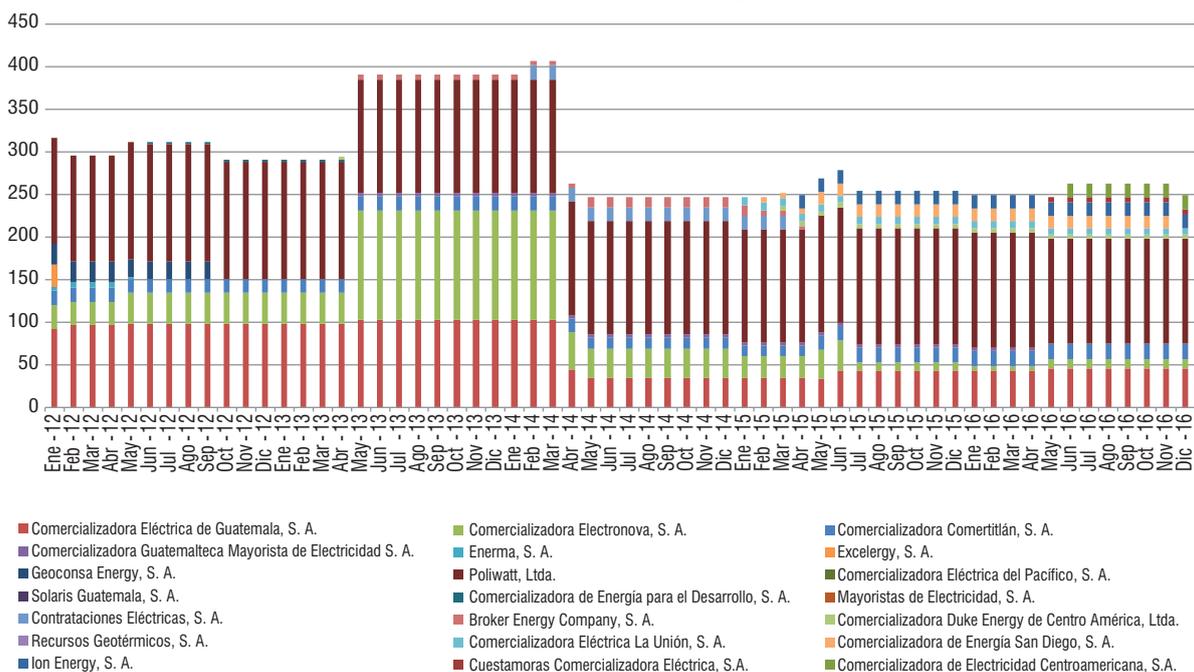
**Gráfica 61**  
Energía producida que es representada por los Agentes Comercializadores



En relación con la Oferta Firme Eficiente que representaron los agentes comercializadores, la gráfica siguiente muestra que Poliwatt, Ltda. es

la comercializadora que ha representado mayor cantidad de Oferta Firme Eficiente.

**Gráfica 62**  
Oferta Firme Eficiente representada por los Agentes Comercializadores



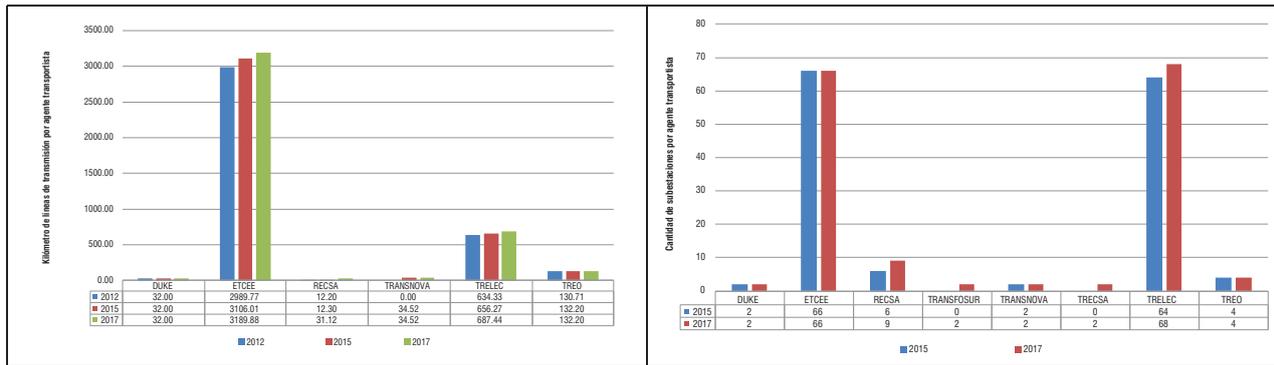
## 2.8 Servicio de Transporte de Energía Eléctrica

El sistema de transmisión es el medio físico que permite enlazar los centros de producción con los centros de consumo, haciendo posible que la electricidad pueda trasladarse desde los puntos de generación hasta los puntos de consumo (redes de distribución y Grandes Usuarios). El sistema de transmisión comprende el sistema principal y los sistemas secundarios; estos últimos son definidos por la Comisión de conformidad con lo que establece la LGE. A 2016 existen

nueve empresas transportistas autorizadas para utilizar bienes de dominio público para prestar el servicio de transporte de energía eléctrica y habilitadas en el MM.

A continuación, en las gráficas siguientes se presenta un resumen de los kilómetros de líneas de transmisión que poseen cada uno de dichos transportistas, así como el número de subestaciones que les corresponden, respectivamente; los datos presentados corresponden a los años 2012, 2015 y 2017 para las líneas de transmisión, y, 2015 y 2017 para las subestaciones.

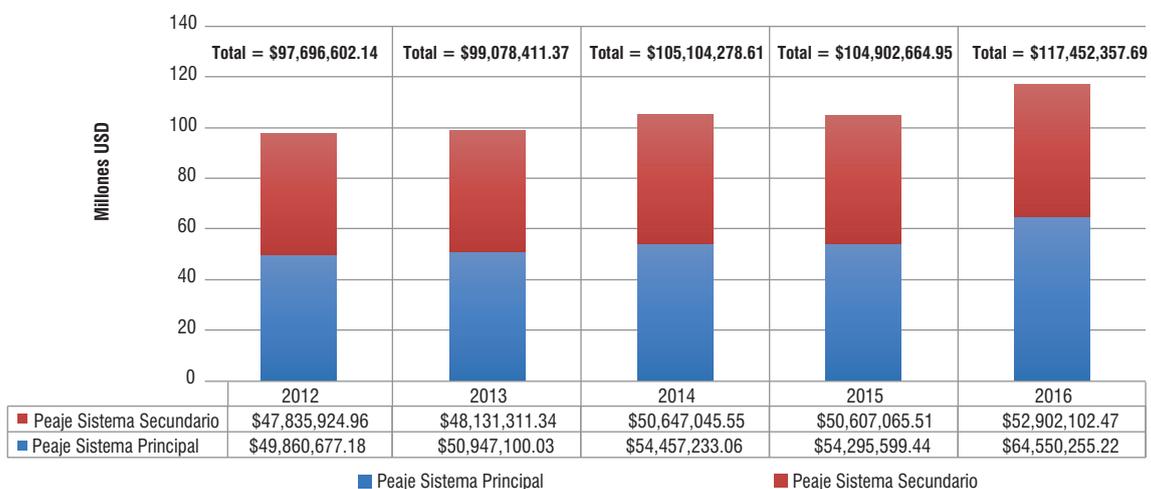
**Gráfica 63**  
Kilómetros de líneas de Transmisión y número de subestaciones por Agente Transportista



El monto del peaje que reciben los transportistas, a falta de acuerdo entre partes, es definido por la CNEE mediante resolución, tanto para el sistema principal como para los sistemas secundarios.

En ese sentido, el valor del peaje remunerado en conjunto de ambos sistemas ha rondado los 100 millones de dólares anuales, distribuidos como muestra la gráfica siguiente.

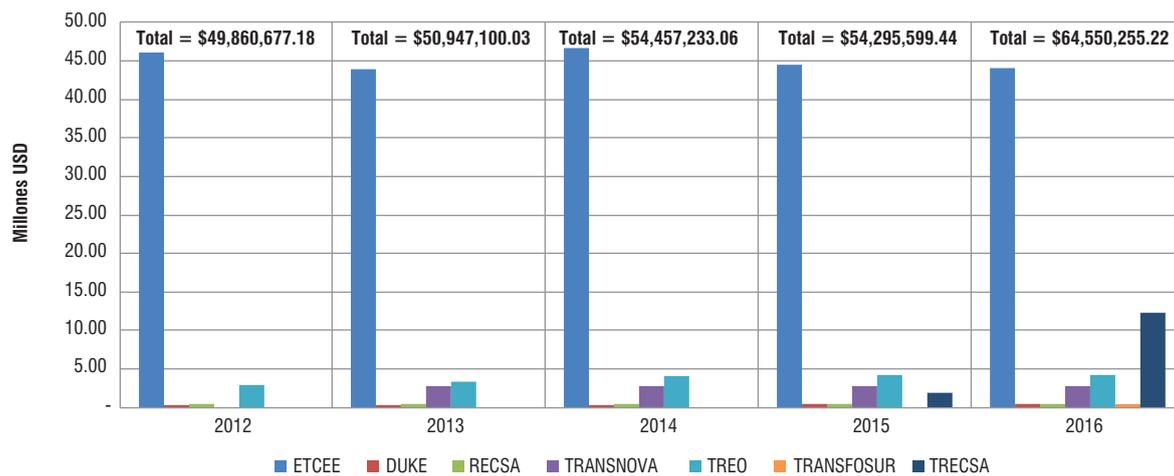
**Gráfica 64**  
Monto Total del Peaje por el Servicio de Transporte de Energía Eléctrica



El peaje del sistema principal es pagado por los Participantes Productores y por los Participantes Consumidores en función de las condiciones contractuales que se fijen y se informen por las partes al AMM a través de las planillas de contrato; asimismo, las transacciones de exportación e importación que se realicen y la Demanda Firme no cubierta de los Consumidores para los periodos de máxima demanda de cada día, también existe una asignación de pago del peaje del sistema principal.

La gráfica siguiente muestra la remuneración que cada agente transportista que posee instalaciones que pertenecen al sistema principal ha recibido por el uso de dichas instalaciones. Según se observa en dicha gráfica, ETCEE es la empresa con mayor participación en la recepción de remuneración debido a que posee la mayor cantidad de km de línea y subestaciones en dicho sistema.

**Gráfica 65**  
**Remuneración recibida por Agente Transportista por concepto de Peaje del Sistema Principal**

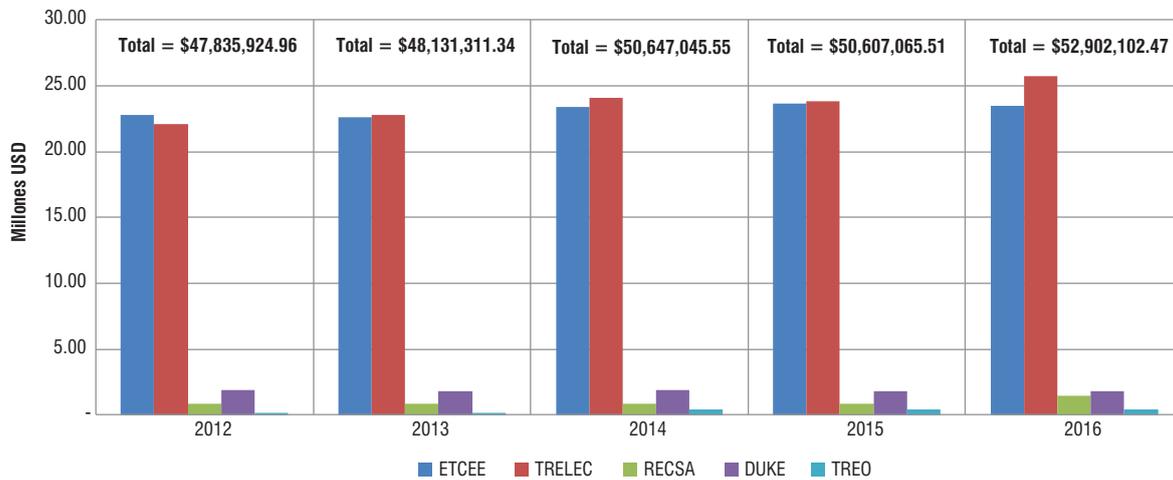


El peaje de los sistemas secundarios es pagado por los Participantes Productores y por los Participantes Consumidores que se encuentran conectados a dichas instalaciones y que las utilizan para conectarse al sistema principal, en función de la potencia y el sentido preponderante del flujo inyectado o retirado.

La remuneración que cada agente transportista, que posee instalaciones que pertenecen a los

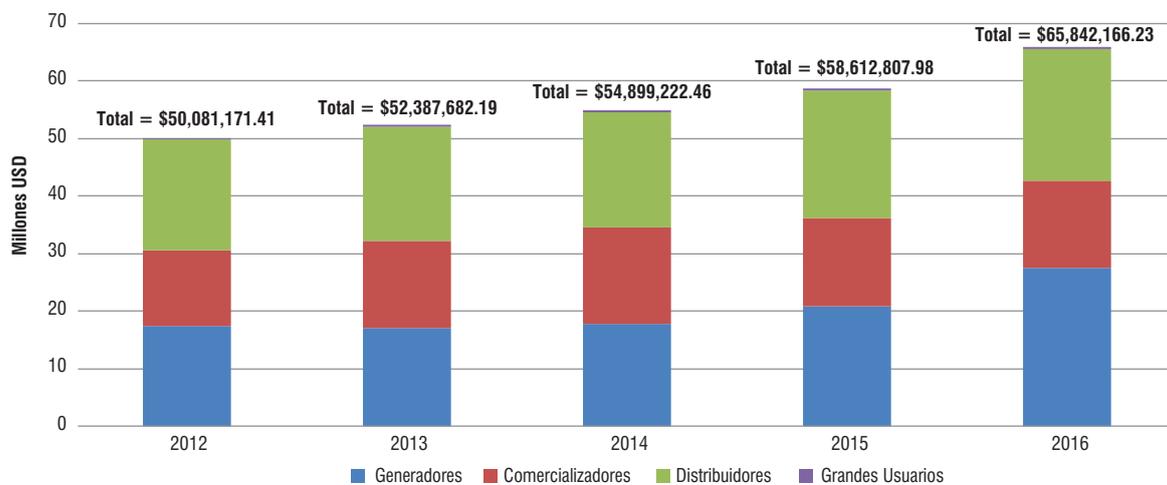
sistemas secundarios, ha recibido por el uso de dichas instalaciones se muestra en la gráfica siguiente. Según se observa en dicha gráfica, TRECSEA y ETCEE son las empresas con mayor participación en la recepción de remuneración debido a la cantidad de instalaciones (líneas y subestaciones) que poseen en dichos sistemas.

**Gráfica 66**  
Remuneración recibida por Agente Transportista por concepto de Peaje de los Sistemas Secundarios



La distribución del pago del peaje por el Sistema Principal se muestra en la siguiente gráfica:

**Gráfica 67**  
Pago del Peaje del Sistema Principal por Participante



### 3. Transacciones Internacionales

Este apartado presenta información estadística de las transacciones realizadas por los Participantes del Mercado Mayorista en interacción con el Mercado Eléctrico Regional (MER) o con el Mercado Eléctrico Mayorista Mexicano (MEMM). La información estadística presentada muestra un amplio panorama respecto al comportamiento de los Participantes del Mercado Mayorista en el marco operativo y económico de las transacciones internacionales de electricidad. En este informe se hará referencia al MER como Mercado Eléctrico Regional y al MEMM como mercado mexicano. La fuente de la información del presente apartado corresponde a la información publicada por el Ente Operador Regional (Documento de Transacciones Económicas Regional y Base de Datos Regional), la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (Resoluciones), el Administrador del Mercado Mayorista (Informe de Transacciones Económicas) y Operadores del Sistema de cada País Miembro al MER (Indicativos del Costo Marginal del sistema).

El volumen de transacciones internacionales ha mostrado un aumento progresivo en el Mercado Mayorista debido a las adecuaciones regulatorias y estructurales en la operación del MER y MEMM; dichas adecuaciones influyen en el comportamiento de los Participantes del Mercado Mayorista. En el caso de las exportaciones de energía al MER, la tasa anual de crecimiento compuesto para el período 2012-2016 registró

49.58% principalmente por la eliminación de restricciones a través del Procedimiento del Detalle Complementario (PDC) en el MER, la baja en los precios internacionales de los combustibles y el incremento de las inversiones en el subsector eléctrico.

Los dos años del período 2012-2016 con mayor volumen de exportación<sup>28</sup> de electricidad desde Guatemala (tanto hacia el MER como hacia el MEMM) fueron los años 2014 y 2016, en los cuales la exportación representó el 11.92% y 10.22%, respectivamente, de la energía total consumida en el SNI; en tanto de manera coincidente, fue también en 2014 y 2016 que se registraron los mayores volúmenes de importación<sup>29</sup> de electricidad hacia Guatemala (desde el MER y desde el MEMM), alcanzando valores equivalentes al 6.75% y 4.69% respectivamente, de la energía total producida en el SNI. Este marco refleja que el año 2014 mostró un comportamiento activo de los Participantes del Mercado Mayorista en torno a las transacciones internacionales; aunque en el 2015 se observó una reducción en el volumen de transacciones, las exportaciones e importaciones volvieron a crecer en el 2016.

A continuación, la tabla siguiente presenta un resumen de los volúmenes totales y los porcentajes de transacciones internacionales de electricidad de Guatemala (MM) con América Central (MER) y con México (MEMM).

28 Conforme lo indica la NCC-10 la exportación es una demanda adicional que se agrega al Mercado Mayorista para ser cubierta en el Despacho.

29 Conforme lo indica la NCC-10 la importación es una producción adicional proveniente de generación que no pertenece al Mercado Mayorista y que se despacha económicamente a costo variable de generación.

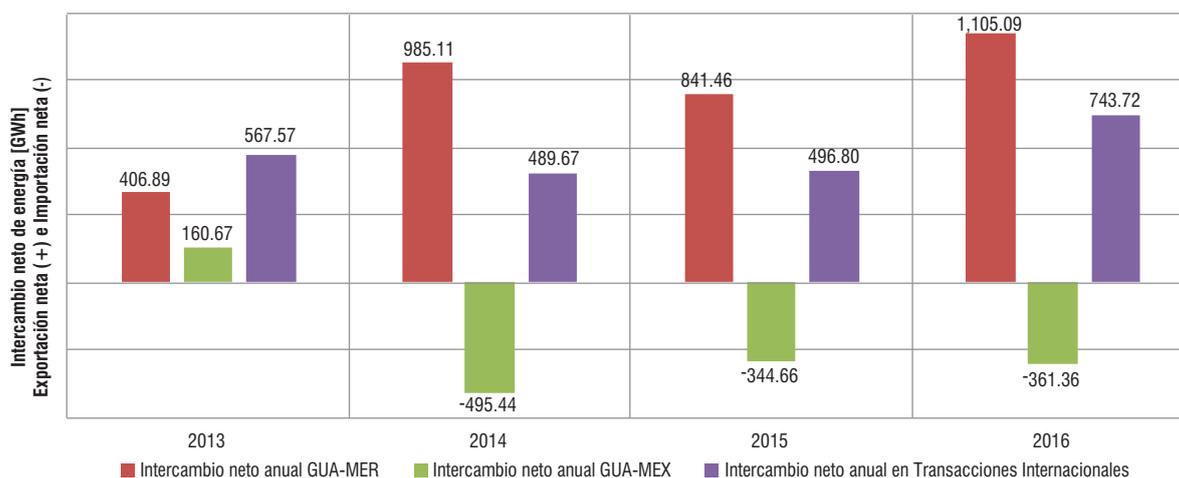
**Tabla 7**  
**Datos Generales**

	2012	2013	2014	2015	2016
Energía consumida localmente [GWh]	8,361.46	8,590.90	8,915.16	9,398.17	9,832.70
Energía exportada [GWh]	195.55	587.85	1,206.85	954.7	1,119.24
<b>Energía consumida Total (Consumida localmente+ Exportada) [GWh]</b>	<b>8,557.01</b>	<b>9,178.75</b>	<b>10,122.01</b>	<b>10,352.87</b>	<b>10,951.94</b>
% de la Exportación sobre Energía consumida Total [%]	2.29%	6.40%	11.92%	9.22%	10.22%
Energía producida localmente [GWh]	8,703.47	9,270.47	9,782.26	10,301.87	10,877.91
Energía importada [GWh]	225.80	266.59	708.20	454.38	535.74
<b>Energía producida Total (producida local + importada) [GWh]</b>	<b>8,929.27</b>	<b>9,537.06</b>	<b>10,490.46</b>	<b>10,756.25</b>	<b>11,413.65</b>
% de la Importación sobre la Energía producida Total [%]	2.53%	2.80%	6.75%	4.22%	4.69%

En general, el resultado de la interacción comercial entre los Participantes del Mercado Mayorista y los mercados regional y extra regional, ha hecho que el Mercado Mayorista guatemalteco se sitúe en una posición de exportador neto. La gráfica siguiente permite visualizar los intercambios netos de energía (exportación menos importación de energía) en las interconexiones Guatemala-México y Guatemala-América Central, así como el resultado neto de las transacciones in-

ternacionales realizadas por Guatemala con México y América Central; las exportaciones netas del país están constituidas principalmente por la energía inyectada al Mercado Eléctrico Regional, las importaciones netas están constituidas principalmente por la energía retirada mediante la interconexión Guatemala-México, y el resultado neto de las transacciones internacionales del país se obtienen a partir de las transacciones con el mercado regional y el extra regional.

**Gráfica 68**  
**Volúmenes de intercambio neto de Guatemala**



En el 2016 el intercambio neto en transacciones internacionales incrementó 49.70% respecto al año anterior y 51.88% respecto al 2014. En los registros históricos del subsector eléctrico guatemalteco se observa que la exportación neta del año 2016 hacia el MER superó los 1,000 GWh; este valor equivale al 10% de la demanda de energía eléctrica del Sistema Nacional Interconectado del mismo año.

Los resultados indicados son el producto de la participación de los Participantes del Mercado Mayorista en transacciones internacionales motivada en gran medida por la oferta adicional que se agregó en el SNI, producto de las licitaciones, y los precios internacionales de los combustibles fósiles.

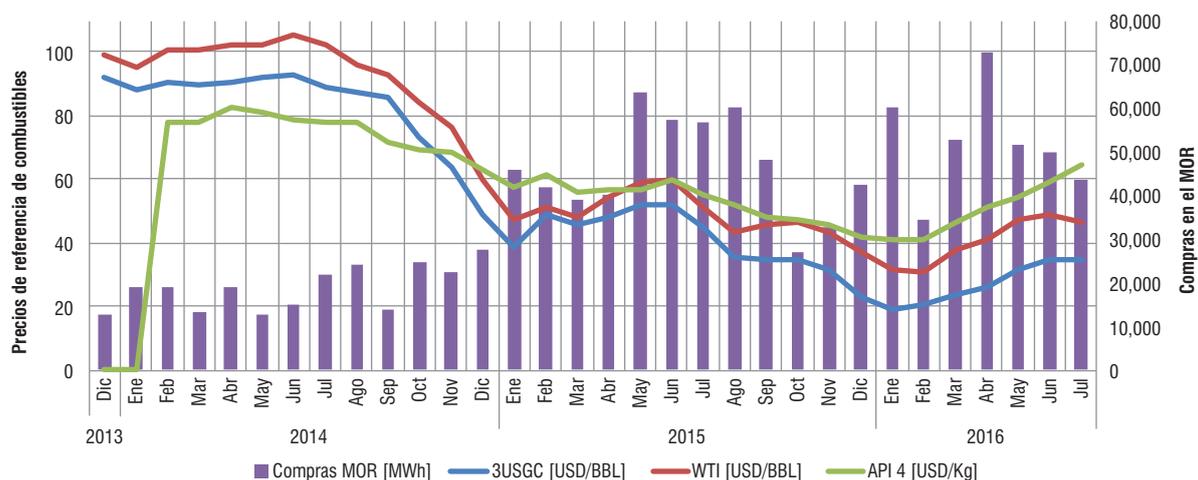
### 3.1 Mercado Eléctrico Regional

Los Participantes del Mercado Mayorista han hecho uso de los derechos que les otorga el MER de forma progresiva a causa de tres factores que impactan individual y distintamente a cada uno de los Países Miembros al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central: la baja en los precios internacionales de combustibles

fósiles, incrementó de la Oferta en Guatemala y determinadas acciones del regulador regional.

El comportamiento de los precios internacionales del crudo, de los derivados líquidos del petróleo y del carbón marcan el costo y precio de la electricidad en los sistemas eléctricos en América Central, ya que la generación térmica representa una porción significativa en la matriz energética en cada uno de los países, y cada país tiene una composición distinta de capacidad térmica en su parque generador. En ese sentido, la gráfica siguiente permite apreciar que, dada la actual composición del parque generador térmico de cada país de América Central, existe una relación entre los precios del crudo WTI, el bunker con referencia US Gulf 3% y el carbón según su procedencia. A partir de la referida gráfica, se infiere una fuerte causalidad inversa entre el volumen de transacciones en el Mercado de Oportunidad Regional (MOR) y el precio de los combustibles antes identificados. Los volúmenes de transacciones en el MOR<sup>30</sup> son significativamente<sup>31</sup> impactados por el precio de los referidos combustibles, ya que el volumen de transacciones en dicho mercado incrementa en la medida que disminuye el precio del combustible.

**Gráfica 69**  
Comportamiento de las transacciones en el MOR y el precio medio de referencia de combustibles



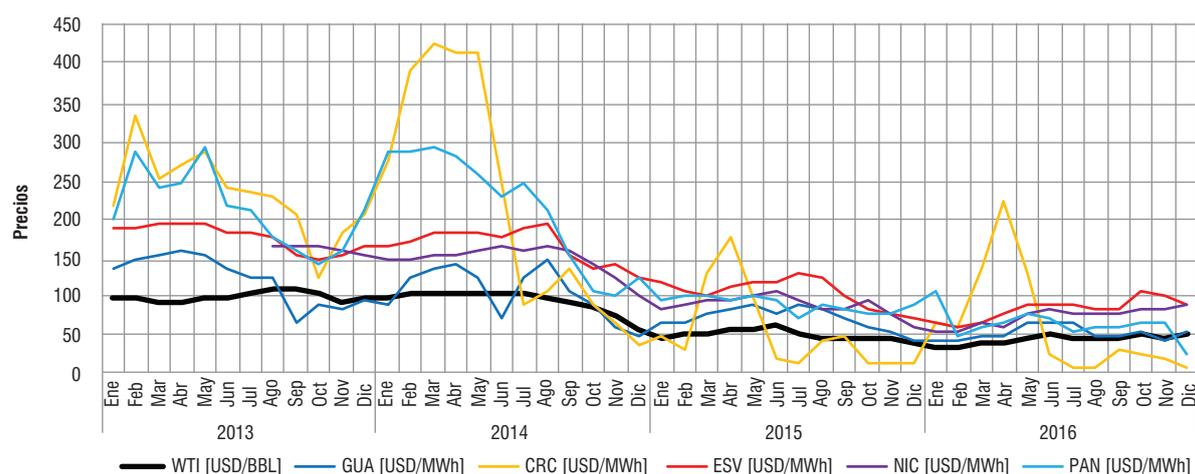
30 El Mercado de Oportunidad Regional se encuentra definido en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional

31 A un nivel de confianza del 95% en el período diciembre 2013 a julio 2016.

Con referencia a lo anterior, el precio del crudo WTI también influye en el Costo Marginal de Corto Plazo (Precio de Oportunidad de Energía, o equivalente) de cada País Miembro del MER<sup>32</sup> cuya composición del parque generador tenga un peso importante en tecnologías térmicas. Tal como se observa en la gráfica siguiente, el Costo Marginal de Corto Plazo mantiene causalidad directa con el comportamiento del precio del

crudo WTI para dichos países. Se ha evidenciado estadísticamente que el Costo Marginal de Corto Plazo, de cada país, es impactado directamente por el precio del combustible mencionado; el cambio en el precio del crudo ocasiona, en promedio y en diferentes intensidades, el mismo comportamiento en el Costo Marginal de Corto Plazo de cada sistema eléctrico representado en la mencionada gráfica.

**Gráfica 70**  
**Comparación de los costos marginales de corto plazo de los países de América Central**



En este mismo orden, el sostenido aumento de la Oferta en el subsector eléctrico guatemalteco también impacta en su participación en el MER. La gráfica siguiente permite apreciar el comportamiento de las ventas de energía realizadas por Participantes del Mercado Mayorista al Mercado de Oportunidad Regional (MOR) y la evolución de la Capacidad Efectiva en el SNI. Derivado a que la oferta total se ha ampliado de tal for-

ma que aquellas plantas generadoras eficientes mantienen alta participación en la actividad de generación eléctrica, resulta que las plantas menos eficientes son oferentes potenciales para presentar ofertas de oportunidad en el MOR, con mínimo precio que están dispuestos a recibir, el cual, en muchos de los casos, es atractivo para las contrapartes en los demás Países Miembros al MER.

32 Debido a la falta de información pública, no fue posible evaluar el Sistema Eléctrico Hondureño.

**Gráfica 71**  
**Comparación entre las ventas de energía de Guatemala en el MOR y la evolución de la Capacidad Efectiva en el SNI**



En la tabla siguiente se presenta la referencia de varios eventos normativos que el Regulador Re-

gional ha emitido y que son la base de la información estadística:

**Tabla 8**  
**Resumen de la normativa regional emitida**

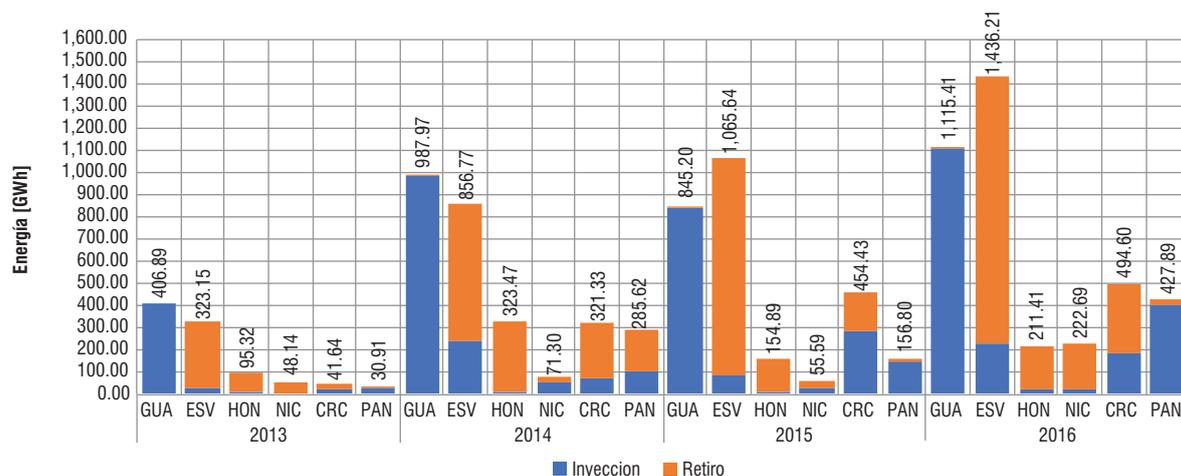
Evento	Fecha	Resolución CRIE
Aprobación del Procedimiento del Detalle Complementario del MER (PDC).	03/07/2012	CRIE-09-2012
Emisión de la Metodología Transitoria de Cálculo, Conciliación, Facturación y Liquidación del Peaje, Cargo Variable de Transmisión y del Cargo Complementario de los Cargos por uso de la red de Transmisión Regional.	16/11/2012	CRIE-NP-20-2012
Finaliza período de transición de la implementación de la normativa regional, y entra en operación el PDC.	01/06/2013	CRIE-NP-09-2013
Emisión de la Normativa para incluir la inyección programada de los Contratos No Firmes Físico Flexibles (CN-FFF), en el proceso de posdespacho.	28/03/2014	CRIE-09-2014
Definición de la Energía Firme relativa a los Contratos Firmes.	25/08/2014	CRIE-18-2014
Determinación de estudios de corto plazo de seguridad operativa para fijar las máximas transferencias entre los Países Miembros.	26/08/2014	CRIE-19-2014
Emisión de procedimiento para la determinación de la capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre cualquier par de Países Miembros del MER para los estudios de planificación regional de mediano y largo plazo.	05/09/2014	CRIE-P-20-2014
Inicio de aplicación de los criterios de Vigilancia de Mercado establecidos en los numerales 2.8.9.5 y 2.8.9.6 del Libro IV en el RMER.	05/09/2014	CRIE-P-21-2014
Emisión del Procedimiento de Aplicación de los Contratos Regionales con Prioridad de Suministro y Derechos Firmes.	02/10/2014	CRIE-26-2014
Modificación al cálculo de IVDT y descuento de CVT para el pago de la Renta de Congestión.	26/06/2015	CRIE 20-2015
Emisión del Procedimiento de Aplicación de los Contratos Firmes y Derechos Firmes.	13/11/2015	CRIE 46-2015
Aprobación del "Método de Medias Móviles" para el cálculo de los precios mínimos aceptables en las ofertas de subasta de Derechos Firmes.	20/11/2015	CRIE-51-2015
Modificación al cálculo de IVDT.	20/11/2015	CRIE-51-2015
Emisión del Procedimiento de Consultas Públicas de la CRIE.	16/03/2016	CRIE 09-2016
Extensión del PDC por 12 meses más.	25/04/2016	CRIE 31-2016
Emisión de los Criterios Técnicos Adicionales a incorporar en la realización de los estudios eléctricos que realicen los solicitantes que tramiten solicitudes de conexión a la RTR sobre Proyectos de Energías Renovables Variables.	28/07/2016	CRIE-42-2016
Reforma al Procedimiento para Tramitar el acceso a la RTR.	04/10/2016	CRIE-57-2016
Emisión de los requerimientos específicos de conexión a la Línea SIEPAC.	08/11/2016	CRIE 62-2016
Emisión del procedimiento para el ajuste regulatorio para realizar la conciliación de desviaciones por el neto de área de control.	25/11/2016	CRIE 68-2016

Hechas las consideraciones anteriores, la gráfica siguiente presenta un resumen de las transacciones realizadas en el MER por cada País Miembro, por tipo de mercado. En el lado izquierdo de la referida gráfica se presenta el porcentaje de participación en transacciones anuales de cada país miembro por tipo de mercado (Mercado de Oportunidad Regional –MOR– y Mercado de Contratos Regional –MCR–, resaltando la mayor

participación de cada país con celda de color verde; a mayor intensidad de tonalidad verde, mayor es la participación que se identifica. En el lado derecho de la misma se presenta una gráfica de barras que indica el total de energía transada por cada País Miembro al MER; el dato ubicado en la parte superior de cada columna equivale al total anual de compras –retiro– y ventas –inyección– de energía por país en GWh.

**Gráfica 72**  
**Análisis sobre las compras y ventas de energía por País Miembro del MER, desglosado por MCR y MOR**

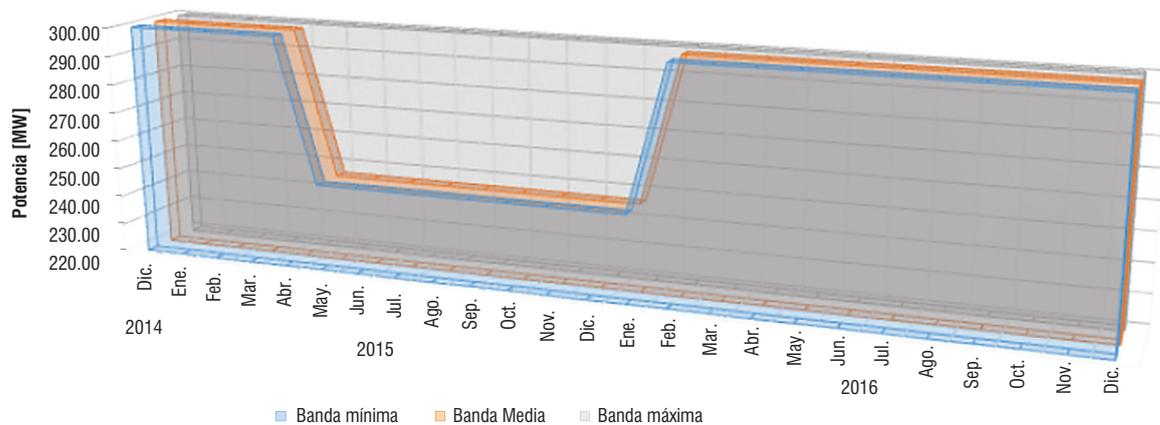
Año	Mercado	Transacción	GUA	ESV	HON	NIC	CRC	PAN
2013	MOR	Ventas (iny.)	5.93%	0.67%	3.08%	2.26%	16.68%	25.05%
		Compras (ret.)	0.00%	5.19%	6.87%	0.55%	48.43%	23.90%
	MCR	Ventas (iny.)	94.07%	6.49%	0.00%	0.00%	24.95%	49.15%
		Compras (ret.)	0.00%	87.65%	90.04%	97.19%	9.94%	1.90%
<b>2013 Total</b>			<b>100.00%</b>	<b>100.00%</b>	<b>100.00%</b>	<b>100.00%</b>	<b>100.00%</b>	<b>100.00%</b>
2014	MOR	Ventas (iny.)	11.28%	2.58%	1.22%	66.03%	19.80%	8.07%
		Compras (ret.)	0.00%	8.14%	35.40%	2.07%	21.70%	1.25%
	MCR	Ventas (iny.)	88.57%	25.20%	0.05%	2.67%	1.90%	26.43%
		Compras (ret.)	0.14%	64.08%	63.33%	29.23%	56.59%	64.24%
<b>2014 Total</b>			<b>100.00%</b>	<b>100.00%</b>	<b>100.00%</b>	<b>100.00%</b>	<b>100.00%</b>	<b>100.00%</b>
2015	MOR	Ventas (iny.)	21.49%	5.15%	1.57%	38.38%	54.57%	43.19%
		Compras (ret.)	0.22%	25.84%	80.83%	48.25%	30.63%	0.00%
	MCR	Ventas (iny.)	78.29%	2.59%	0.18%	0.32%	7.48%	45.90%
		Compras (ret.)	0.00%	66.42%	17.42%	13.05%	7.32%	10.91%
<b>2015 Total</b>			<b>100.00%</b>	<b>100.00%</b>	<b>100.00%</b>	<b>100.00%</b>	<b>100.00%</b>	<b>100.00%</b>
2016	MOR	Ventas (iny.)	22.89%	2.17%	7.64%	8.03%	27.78%	26.46%
		Compras (ret.)	0.35%	13.19%	28.26%	80.02%	39.10%	2.00%
	MCR	Ventas (iny.)	76.65%	13.42%	0.00%	0.00%	8.86%	66.53%
		Compras (ret.)	0.11%	71.22%	64.10%	11.95%	24.25%	5.01%
<b>2016 Total</b>			<b>100.00%</b>	<b>100.00%</b>	<b>100.00%</b>	<b>100.00%</b>	<b>100.00%</b>	<b>100.00%</b>



Las compras y ventas de energía que realiza Guatemala en el MER, están sujetas a la capacidad operativa calculada semestralmente por el Operador Regional bajo las indicaciones establecidas en la Resolución CRIE-P-19-2014. En la gráfica siguiente se presenta el registro de la máxima transferencia simultánea en el Triángulo Norte (Guatemala-El Salvador-Honduras) en dirección

Norte-Sur (sentido de exportación de Guatemala hacia el MER) por banda horaria. Aunque los valores sean definidos semestralmente, en dicha gráfica se presenta el valor mínimo horario publicado en el informe diario del EOR y que considera la programación de eventos de corto plazo, como por ejemplo, los mantenimientos programados en la red.

**Gráfica 73**  
**Máxima transferencia simultánea en el Triángulo Norte, dirección Norte-Sur**



En el sentido Norte a Sur, se presenta el caso de exportación de energía desde Guatemala hacia el resto del SER mediante las interconexiones Guatemala-El Salvador y Guatemala-Honduras. En la particularidad de este caso, la gráfica anterior muestra que el SNI podrá enviar hasta un máximo de 300 MW en la banda máxima, considerando los flujos simultáneos hacia El Salvador y Honduras. El Estudio de Máximas Capacidades

de Transferencia de Potencia entre áreas de control del SER, actualizado a noviembre 2016, detalla la curva de la frontera de posibilidades de transferencia simultánea entre Guatemala - Honduras y Guatemala - El Salvador sin y con el resto del SER; los resultados para las transferencias de Norte a Sur (sentido de exportación desde Guatemala hacia el MER) se resumen en los escenarios mostrados en la tabla siguiente.



**Tabla 9**  
**Escenarios de máximas transferencias en el triángulo norte en la dirección Norte-Sur**

Banda horaria / Destino de importación	Límites de importación simultánea El Salvador-Honduras desde Guatemala	Límites de importación simultánea El Salvador-Honduras-Resto del SER desde Guatemala
<b>Banda mínima o valle</b>		
<b>Banda media</b>		
<b>Banda máxima o pico</b>		

En el orden de las ideas anteriores, la participación de Guatemala en el MER ha mostrado una evolución progresiva según registros de transacciones económicas. La gráfica siguiente presenta en detalle, el total de energía comercializada según el tipo de transacción y de agente. La notoriedad de la evolución exportadora de Guatemala ha registrado cambios importantes en la participación de los Agentes del MER<sup>33</sup> según su cla-

sificación. En primer lugar, la aplicación del PDC permitió, por la eliminación de restricciones contenidas en el RMER, incrementar la exportación de energía, así como dar un mejor tratamiento a las desviaciones de control de energía en ambos sentidos. También puede apreciarse una alternancia entre Agentes Comercializadores y Agentes Generadores en la participación que tienen en el volumen de exportaciones de Guatemala al

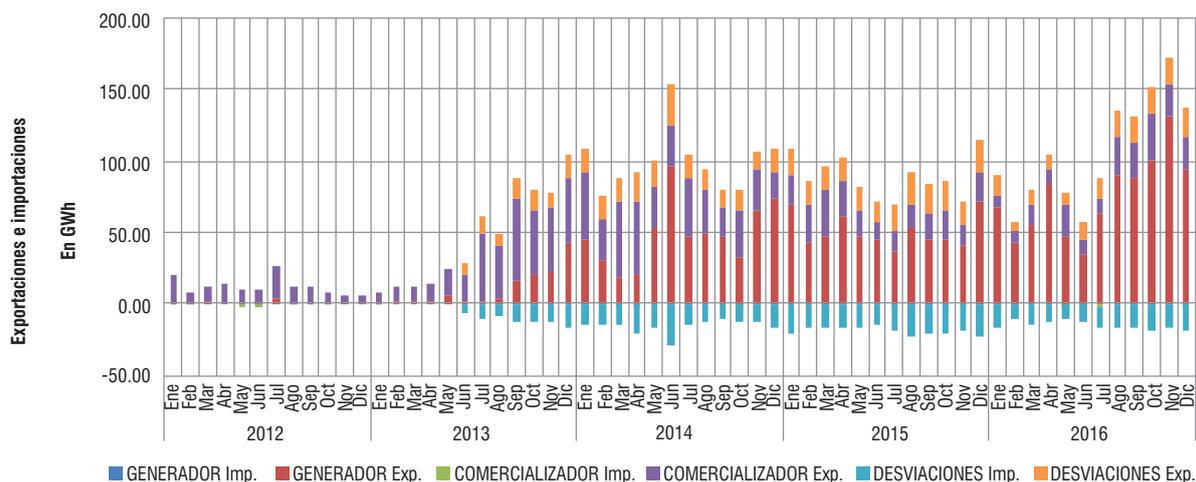
33 El Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central establece quiénes, según la voluntad de los Estados Miembros, son considerados Agentes del MER.

MER, siendo notorio un período de transición de abril a julio de 2014, en que se invierte la participación de estos dos tipos de Agentes en el volumen de exportaciones desde Guatemala. Por

último, en 2016 las exportaciones de Guatemala al MER totalizaron más de 1,300 GWh (incluye desviaciones), dato que equivale al 13% de la demanda del SNI en ese mismo año.

**Gráfica 74**  
**Exportaciones e importaciones de Guatemala en el MER**

Año	2012	2013	2014	2015	2016
Importaciones [GWh]	0.03	-	1.43	1.87	4.77
Exportaciones [GWh]	148.24	478.09	986.43	843.23	1,110.04
Crecimiento Importaciones [%]				30.77	155.16
Crecimiento Exportaciones [%]		222.51	106.32	-14.52	31.64
Crecimiento Anual Compuesto Importaciones [%]					179.40
Crecimiento Anual Compuesto Exportaciones [%]					49.58



### 3.1.1 Mercado de Oportunidad Regional

Es un mercado de corto plazo constituido por ofertas de oportunidad de inyección y retiro de energía. La presentación de ofertas de inyección de energía proviene de generación no despachada o despachada parcialmente (sin formar parte de las reservas del sistema nacional), por tanto, la presentación de ofertas de retiro de energía proviene del reemplazo de generación despachada en el predespacho nacional, ofertas para atender déficit nacional o por demanda no atendida por precio en el predespacho nacional.

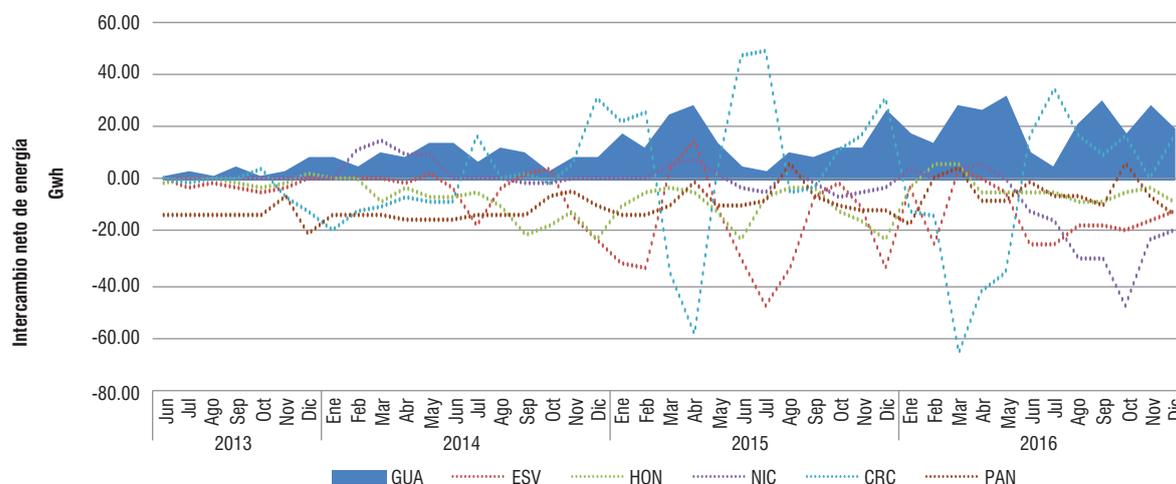
#### 3.1.1.1 Intercambio de energía

A continuación, la gráfica siguiente presenta el saldo neto (importador o exportador) de cada País Miembro del Mercado Eléctrico Regional de acuerdo a las transacciones mensuales realizadas por estos en el MOR para el período 2013 - 2016. Esta gráfica permite identificar que existe un comportamiento variable sobre el resultado neto (importador o exportador) de algunos países a lo largo del período analizado. Guatemala mantiene su resultado neto de exportador en el MOR, aunque no siempre resulta ser el mayor

exportador, véase por ejemplo las exportaciones registradas en junio y julio del 2015, donde Costa Rica resultó ser el mayor exportador neto de la región. En relación con la importación de energía, se observa una alta variabilidad en la magnitud del resultado neto por país para los meses presentados; las transacciones en el MOR

se realizan por la existencia de diferenciales entre costos marginales de corto plazo (precios Spot) de los países del MER, y ese diferencial se genera por situaciones de escasez de potencia (indisponibilidades, déficit hídricos, etc.) o por la composición relativa del parque generador de cada País Miembro respecto a los demás.

**Gráfica 75**  
Intercambio neto de energía en el MOR por País miembro del MER



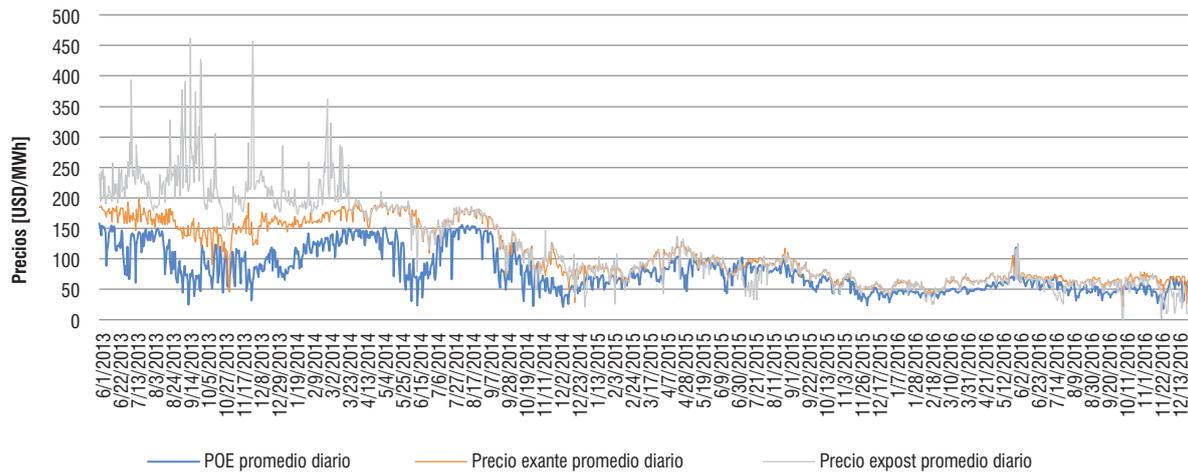
### 3.1.1.2 Los precios ex ante y el Precio Spot de Guatemala

Como se ha mencionado previamente, el precio ex ante se forma a partir de las ofertas presentadas por los Agentes del MER. La gráfica siguiente presenta el comportamiento histórico del POE medio diario y los precios ex ante y ex post cal-

culados en los nodos de enlace de control de Guatemala (Panaluya, La Vega II y Moyuta); se observa que a partir de enero de 2015 se reduce la dispersión existente entre dichos precios, manteniendo su valor por debajo de 100 USD/MWh desde septiembre 2015 hasta diciembre 2016, a excepción de un breve periodo entre mayo y junio de 2016.



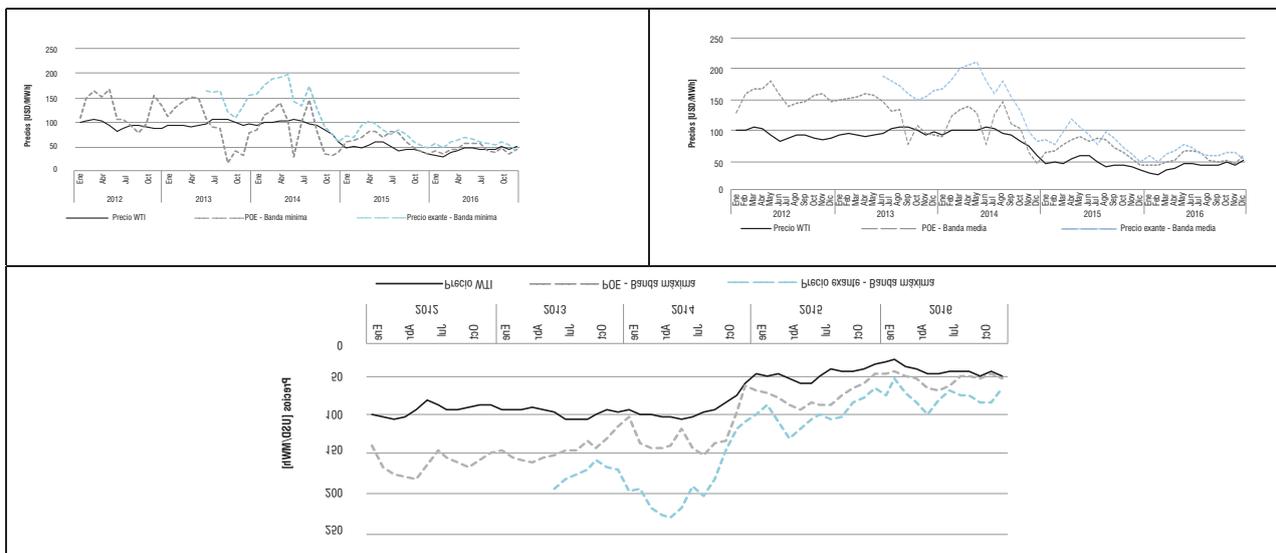
**Gráfica 76**  
**Comparación del precio Spot, ex ante y ex post promedio de Guatemala**



El precio Spot de Guatemala y los precios ex ante del MER muestran diferentes comportamientos en las tres bandas horarias. La gráfica siguiente presenta los comportamientos de los precios por banda horaria y, como referencia, el precio del crudo WTI. Se aprecia, principalmente que los precios en la banda mínima registran bajas relativas a las demás bandas horarias, principalmente el precio Spot. Para todas las bandas horarias, las diferencias se atenúan a principios del 2015, el cual coincide con la operación de los Contratos Regionales con Prioridad de Suministro (CRPS).

Por otro lado, también se observa la relación de los referidos precios y el precio del crudo WTI por banda horaria. En ese sentido, los precios ex ante y precio Spot en las bandas media y máxima mostraron comportamientos similares con el precio del crudo a partir del 2015. Este comportamiento es menor en la banda mínima cuando la demanda regional está en los niveles inferiores de consumo, permitiendo ofertar a precios en función de otras fuentes de producción distintas al crudo.

**Gráfica 77**  
**Relación histórica entre el Precio Spot y el precio ex ante medio mensual del MER, por banda horaria**

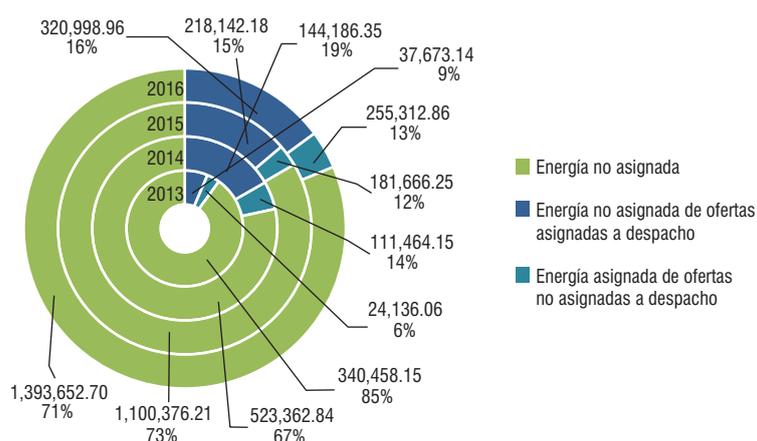


### 3.1.1.3 Ofertas de Inyección en el MOR

El modelo de optimización formulado en el Predespacho Regional tiene el objetivo de maximizar el beneficio social del MER e implica que el modelo de despacho podrá asignar o no la oferta de energía de forma completa, parcial o nula tanto para las ofertas de inyección como en ofertas de retiro en el

MOR. Respecto al estado de las ofertas de inyección en el MOR, la gráfica muestra que el 14% de la energía ofertada fue completamente asignada al predespacho regional en el 2016, 4% de la energía ofertada fue parcialmente asignada en ese mismo año, y un poco más del 80% registró no ser asignada al predespacho regional. Situaciones similares ocurrieron en los años 2014 y 2015.

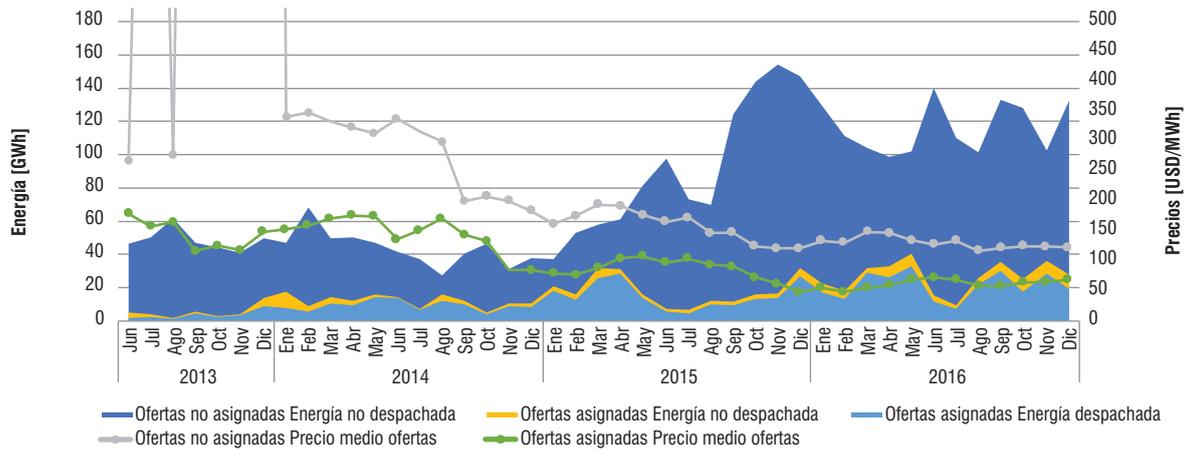
**Gráfica 78**  
Energía asignada y despachada de ofertas de inyección de energía presentado en el MOR por los agentes de Guatemala



En este mismo sentido, la gráfica siguiente presenta el comportamiento histórico de los volúmenes y precios de energía ofertada a inyectar en el MOR bajo la clasificación descrita en la anterior. Se puede apreciar la diferencia promedio entre los precios de las ofertas de inyecciones asignadas y no asignadas al predespacho regional y cómo esta diferencia ha disminuido en el 2016. Por otro lado,

la proporción entre los volúmenes de las ofertas de inyección de energía no asignada ha incrementado a mediados del 2015; para el año 2014, el volumen de las ofertas de inyección de energía no asignada representó el 78% de la energía total ofertada, y que aumentó 3% para el año 2016.

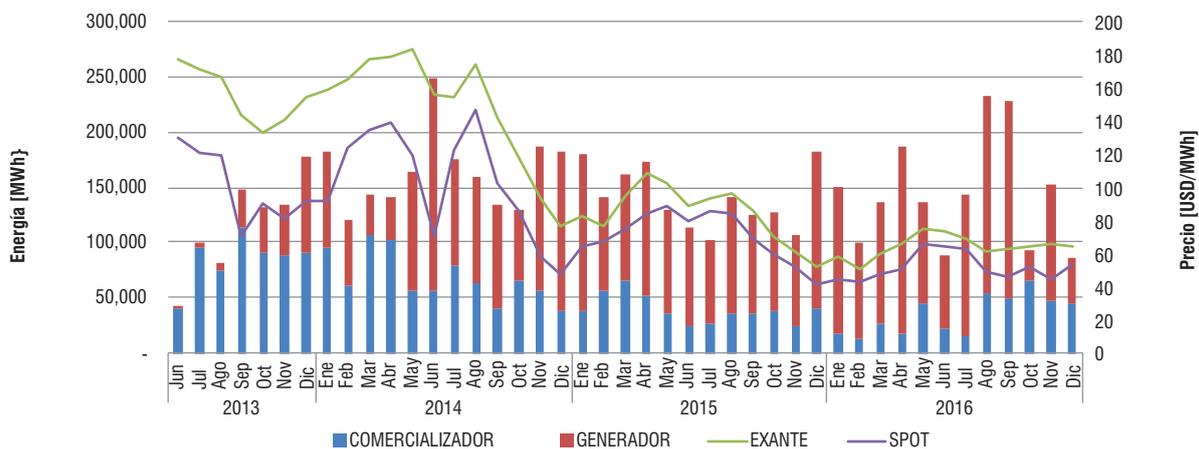
**Gráfica 79**  
**Volúmenes y precios de las ofertas de inyección de energía**  
**presentada por Guatemala al MOR**



Los resultados de las ofertas asignadas y no asignadas, permitieron identificar patrones importantes en las ofertas de inyección de energía. La gráfica siguiente presenta el resultado neto de la exportación de energía de Guatemala al MOR para el período 2013-2016, así como el POE de Guatemala y los precios ex ante del MER. Resulta apreciable que en la referida gráfica existe un *trade-off* en el volumen de participación entre los Agentes Generadores y los Agentes Comercializadores en el período de abril a julio de

2014. Un hecho relevante observable es que el comportamiento presentado por ambos tipos de Participantes (Comercializador y Generador) viene acompañado con un cambio relativo en los precios ex ante. En el período transitorio (abril a julio de 2014), el *spread* (entre el POE y precio ex ante) disminuyó en promedio, 15.30 MWh. Posterior a este período, el *spread* se reduce en promedio en 13.47 USD/MWh en el 2015 y 12.43 USD/MWh en el 2016.

**Gráfica 80**  
**Relación entre los volúmenes de energía ofrecido en el MER por**  
**agente de Guatemala, el precio Spot y el precio ex ante**

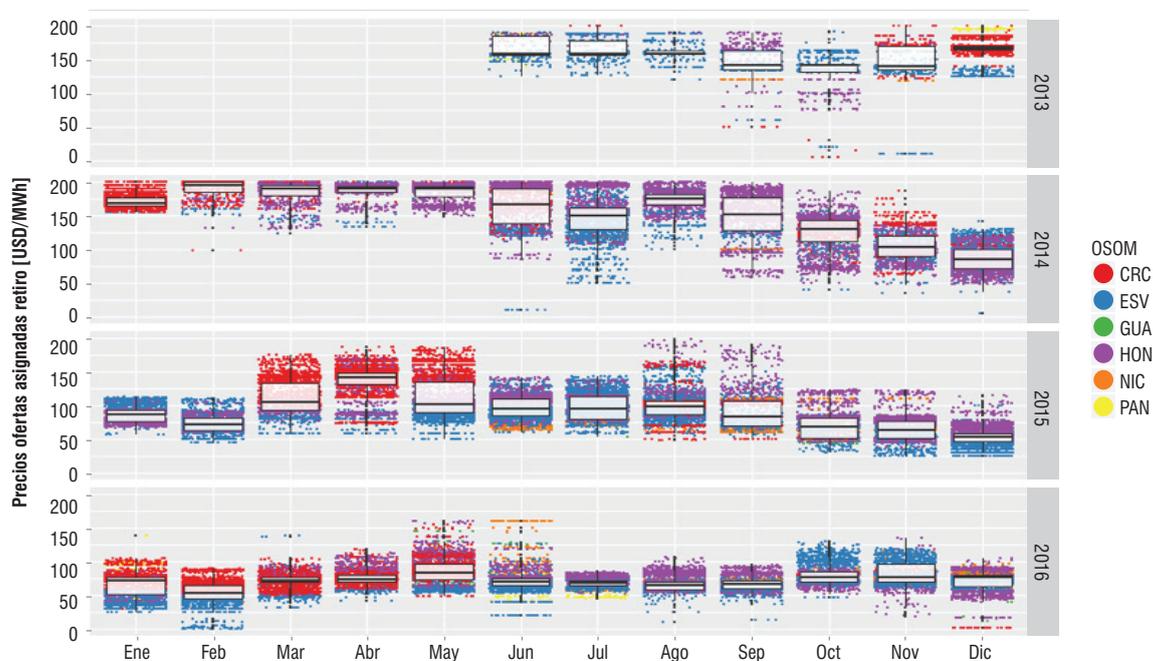


### 3.1.1.4 Ofertas de retiro en el MOR

Las ofertas para retiro de energía en el MOR constituyen la contraparte económica para las ofertas de inyección, para que ambas resulten asignadas en el despacho regional; se incentivan por el objetivo de los Importadores de reducir su costo de suministro a través de abastecerse de energía de una fuente más económica externa al sistema eléctrico del país en el que se encuentran, o por arbitrar el diferencial existente entre el precio de la energía en el MOR y el Costo Marginal de Corto Plazo del Sistema a donde se transfiere la importación.

La gráfica siguiente presenta los precios de retiro ofertados al MOR por los Agentes de cada País Miembro en las ofertas de retiro asignadas al predespacho regional; para cada mes en los años presentados se ha asignado una cantidad de puntos que corresponden a la cantidad de ofertas asignadas, y un color para cada grupo de puntos que identifica al País Miembro al que pertenecen los Agentes que presentaron ofertas de retiro. Los puntos en cada mes, se distribuyen de acuerdo al nivel de precios presentado.

**Gráfica 81**  
Precios en las ofertas de retiro asignadas en el predespacho regional, por país miembro del MER



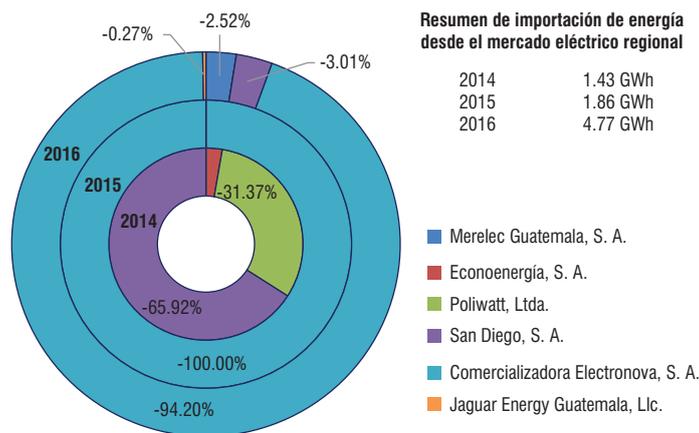
En la gráfica anterior puede apreciarse comportamientos específicos de los Agentes de cada País Miembro. Las ofertas de retiro presentadas por Costa Rica están fuertemente influenciadas por el efecto de la estacionalidad hidrológica de su parque generador, ya que la mayoría de sus ofertas de retiro son presentadas en la época estacional seca. Este comportamiento es consistente con el objetivo de obtener el menor costo de suministro mediante abastecerse de energía

de una fuente más económica externa al sistema eléctrico del país del Agente, ya que el costo de generación hidráulica de Costa Rica se incrementa en esa época debido a la escasez del recurso hídrico, y por tanto, buscan alternativas más económicas para suministrar su Demanda Nacional. En caso opuesto, el Agente del Sistema Eléctrico Hondureño ha mostrado mayor participación en ofertas de retiro en la época estacional lluviosa.

Lo que respecta a las compras de energía en el MOR por Agentes guatemaltecos, la gráfica siguiente presenta la energía total anual retirada desde el MOR, por Agente del MER. En el 2014 se registró cerca de 1.50 GWh en compras de energía, las cuales fueron realizadas principalmente por San Diego, S.A. En el 2015 se registró un incremento de 0.43 GWh respecto al año an-

terior, por compras de energía realizadas en su totalidad por la Comercializadora Electronova, S.A. En el año siguiente, las compras de energía aumentaron en 156.45% respecto al 2015, debido por la diversa participación de Agentes Guatemaltecos donde se reitera alta participación por la Comercializadora Electronova, S.A.

**Gráfica 82**  
**Compras de energía desde el MER por Agente de Guatemala**



### 3.1.2 Mercado de Contratos Regional

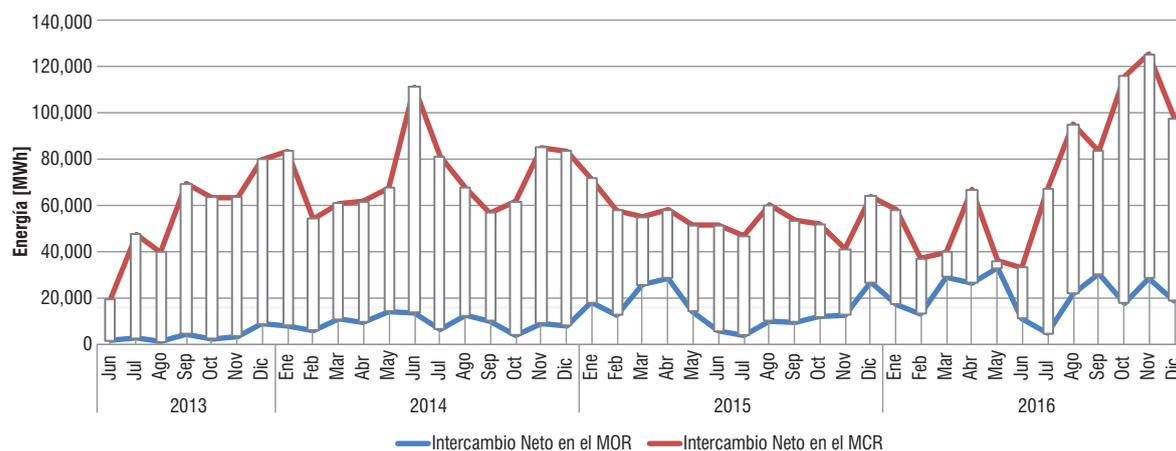
Es un mercado de mediano plazo, integrado por instrumentos de inyección y retiro de energía para cumplir con los compromisos contractuales acordados entre partes (Agentes) localizados en distinto País Miembro. Los instrumentos habilitados para realizar transacciones en este mercado son: el Contrato No Firme Físico Flexible (CNFFF) y el Contrato Firme (CF). Este último fue denominado Contrato Firme del MER (CF<sub>MER</sub>) en la normativa guatemalteca.

#### 3.1.2.1 Intercambio neto de energía

Para el caso de Guatemala, los volúmenes de energía transados en el Mercado de Contratos

Regional (MCR) han superado los volúmenes de transacciones realizados en el MOR. La gráfica siguiente permite apreciar los volúmenes de transacciones realizados en ambos mercados en términos de intercambio neto de energía de Guatemala, así como la diferencia entre estos. El mes en que más cercanos estuvieron los valores de los intercambios netos en ambos mercados ocurrió en mayo de 2016, donde el MCR superó en 3 GWh a las transacciones en el MOR; y el mes en que hubo mayor diferencia entre ellos fue junio de 2014 en el que el intercambio neto del MCR superó en 97 GWh al MOR. Otro hecho relevante ocurrió en noviembre de 2016 cuando Guatemala registró el volumen máximo de intercambio neto de energía en el MCR, totalizando 125 GWh.

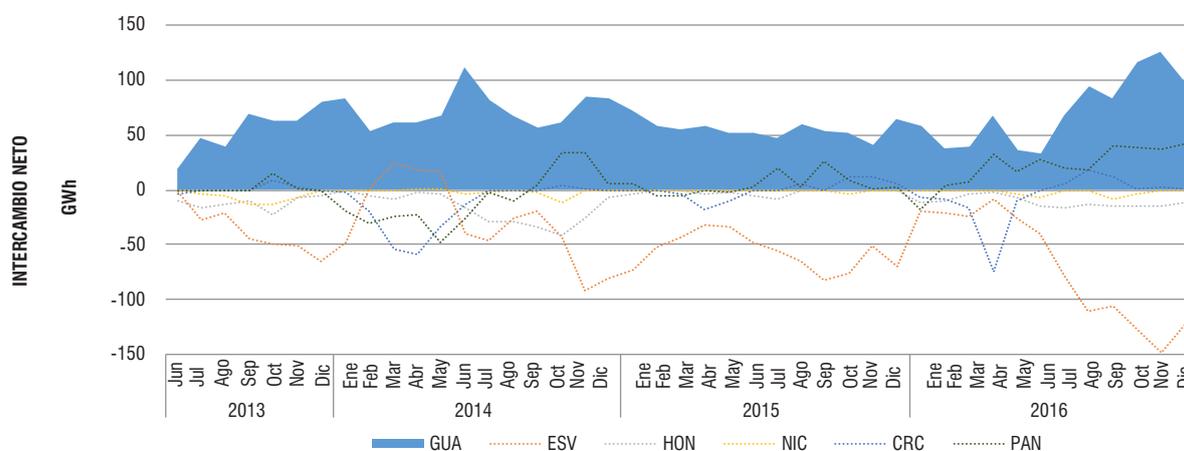
**Gráfica 83**  
Diferencias en el intercambio neto de Guatemala entre el MOR y el MCR



La gráfica siguiente detalla el intercambio neto mensual en el MCR por cada País Miembro. En comparación con los intercambios netos de los demás Países Miembros, se observa claramente que la participación de Guatemala en el MCR es como Exportador neto de energía. Es observable

que la demanda de energía en el MCR está compuesta principalmente por el Sistema Eléctrico Salvadoreño, el cual registró volúmenes máximos de importación neta de energía en octubre y noviembre de 2016, totalizando 126 GWh y 147.5 GWh respectivamente.

**Gráfica 84**  
Intercambio neto de energía en el MCR por país miembro del MER



### 3.1.2.2 Subastas de Derechos de Transmisión y Derechos Firmes

En el período 2012-2016, la evolución progresiva del MER permitió habilitar el uso de Derechos de Transmisión (DT) y Derechos Firmes (DF). En la

Tabla siguiente se presenta un resumen de varios eventos relacionados con los Derechos Firmes del MER.

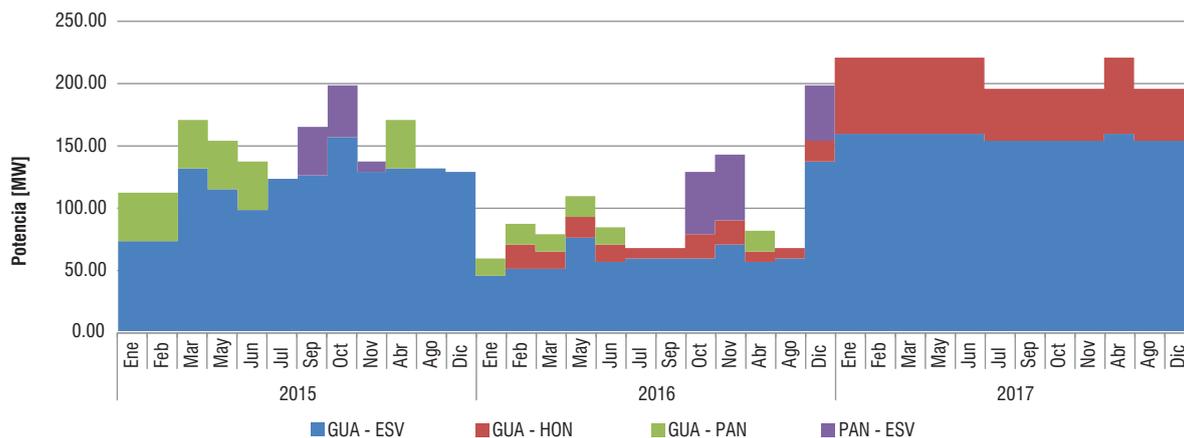
**Tabla 10**  
**Resumen de la normativa emitida sobre los Derechos de Transmisión y Derechos Firmes**

Resolución	Autorización
CNEE-42-2010	En Guatemala se emiten las modificaciones a la Norma de Coordinación Comercial Número 10, Exportación e Importación de Energía Eléctrica.
CRIE-P-17-2012	Se suspende temporalmente el mecanismo de asignación de los Derechos de Transmisión.
CRIE-P-04-2014	Se aprueba el mecanismo transitorio para la asignación de Derechos Firmes de Transmisión en los Contratos con Prioridad de Suministro.
CNEE-294-2014 y CNEE-293-2014	En Guatemala se aprueba para un primer paquete de norma la armonización de las modificaciones de la Normativa Regional en la Normativa Nacional.
CRIE-P-18-2014	Se emite la definición de la Energía Firme.
CRIE-P-26-2014	Se emite el Procedimiento de Aplicación de los Contratos Regionales con Prioridad de Suministro y Derechos Firmes (derogación de la resolución CRIE-P-2014 y literal a) de la resolución CRIE-P-17-2012).
CRIE-20-2015	Se modifican los literales pertenecientes al Procedimiento de Aplicación de los Contratos Regionales con Prioridad de Suministro y Derechos Firmes y sus respectivos anexos.
CRIE 46-2015	Se aprueba el Procedimiento de Aplicación de los Contratos Firmes y Derechos Firmes (deroga CRIE-P-18-2014, CRIE-P-26-2014 y CRIE-20-2015).
CRIE 51-2015	Se aprueba la aplicación temporal "Método de Medias Móviles" para el cálculo de los precios mínimos aceptables de ofertas en el Procedimiento de aplicación de los Contratos Firmes y Derechos Firmes.
CNEE-335-2015	En Guatemala se aprueba para un segundo paquete de normas la armonización de las modificaciones de la Normativa Regional en la Normativa Nacional.

Determinados hechos en la modificación en la normativa regional y la consecuente armonización con la normativa de parte de Guatemala, permitieron una nueva dinámica en la asignación de energía firme en el MCR. La gráfica siguiente muestra el total de energía firme asignada para

$CF_{MER}$ , y en su momento los CRPS, por los Países que inyectan y retiran energía firme. La mayor participación en energía firme ocurre entre Guatemala y El Salvador según registros históricos e información correspondiente al año 2017.

**Gráfica 85**  
**Energía Firme asignada en derechos de transmisión y derechos firmes por país miembro del MER**



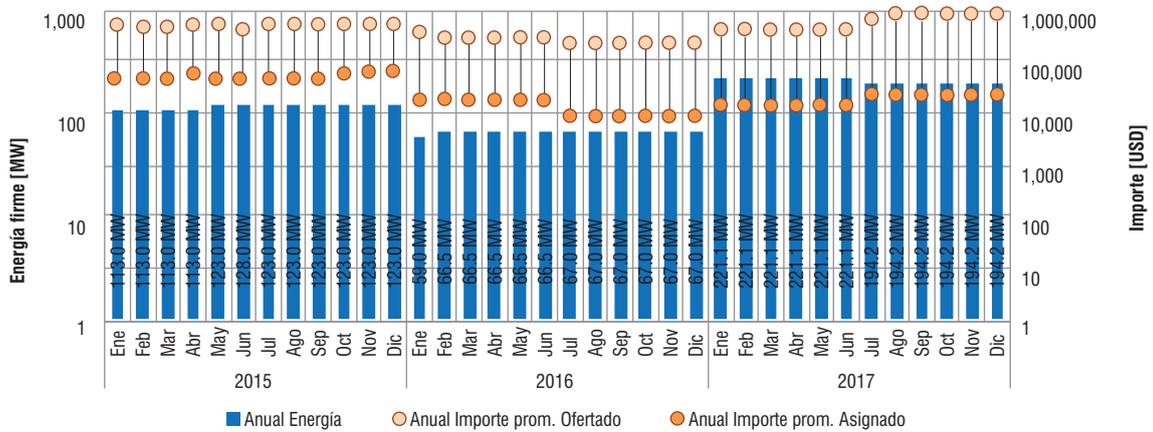
La asignación de la energía firme responde a los resultados de las subastas de DT y DF de vigencia anual y mensual. Los resultados de la

asignación se derivan de los mecanismos desarrollados según modificaciones en la normativa regional. La gráfica siguiente presenta la energía

firmas asignadas en el proceso de subastas de Derechos Firmes y Derechos de Transmisión anuales (expresada en función de la potencia máxima asociada), el importe promedio ofertado por los Agentes del MER y el importe promedio asignado

mediante el mecanismo de subasta. Debido a las diferencias entre los importes ofertados y los importes asignados, la escala para los importes fue ajustada a un orden logarítmico.

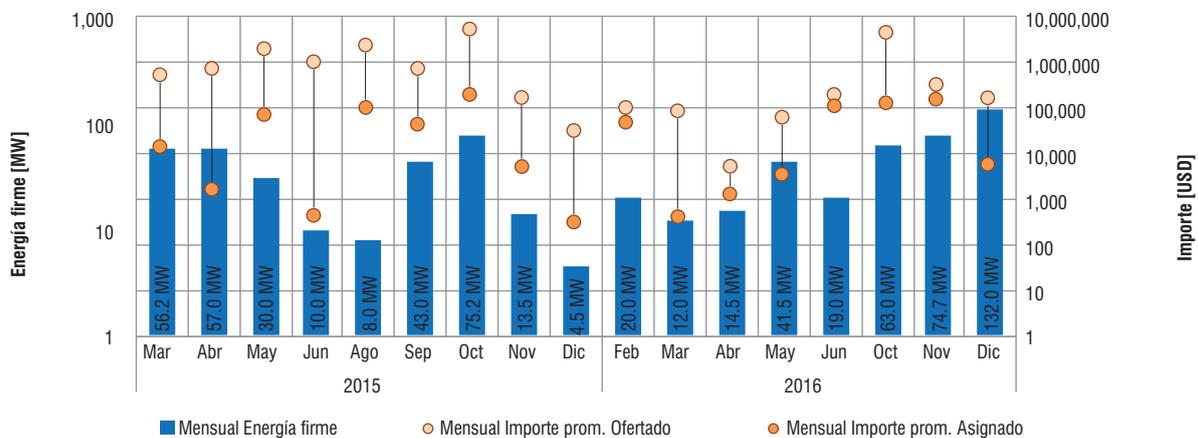
**Gráfica 86**  
Energía Firme asignada, importe medio ofertado e importe medio asignado en subasta de DT y DF de vigencia anual



La gráfica siguiente muestra la energía firme asignada en el proceso de subastas de DT y DF mensuales (expresada en función de la potencia máxima asociada), el importe promedio ofertado

por los agentes y el importe promedio asignado mediante el mecanismo de subasta. Al igual que en la gráfica anterior, la escala para los importes fue ajustada a un orden logarítmico.

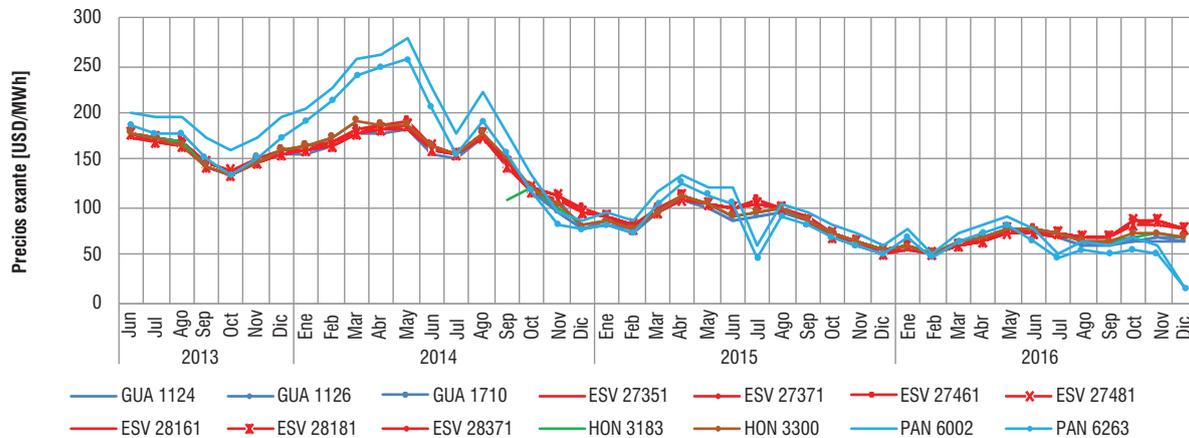
**Gráfica 87**  
Energía Firme asignada, importe medio ofertado e importe medio asignado en subasta de DT y DF de vigencia mensual



Un componente importante en los mecanismos de subasta para DT y DF lo constituyen los precios en los nodos de inyección y retiro. La gráfica siguiente muestra el comportamiento de los pre-

cios nodales ex ante de aquellos nodos en que el mecanismo de subastas asignó energía firme en subastas de DT y DF de vigencia mensual y anual.

**Gráfica 88**  
Comportamiento de los precios nodales utilizados para la asignación de energía firme

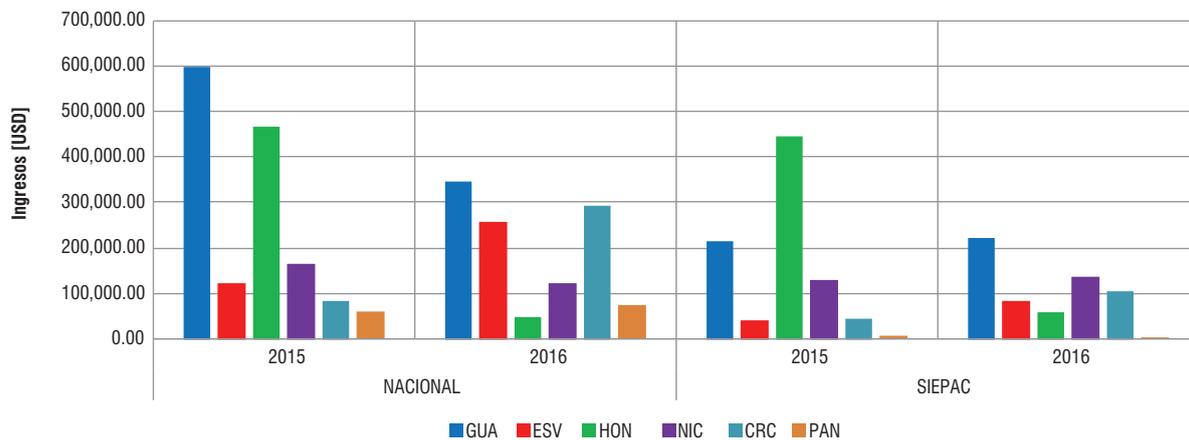


### 3.1.2.3 Ingresos por Ventas de Derechos de Transmisión

Como resultado de las asignaciones de DT y DF existen montos totales, por país, que debe pagar

el Agente comprador del DT/DF al Agente Transmisor; la gráfica siguiente presenta los resultados del período 2015 - 2016 por tipo de transmisión.

**Gráfica 89**  
Ingresos por Ventas de Derechos de Transmisión por país miembro del MER



### 3.1.2.4 Utilización de DT y DF asociados a energía inyectada desde Guatemala

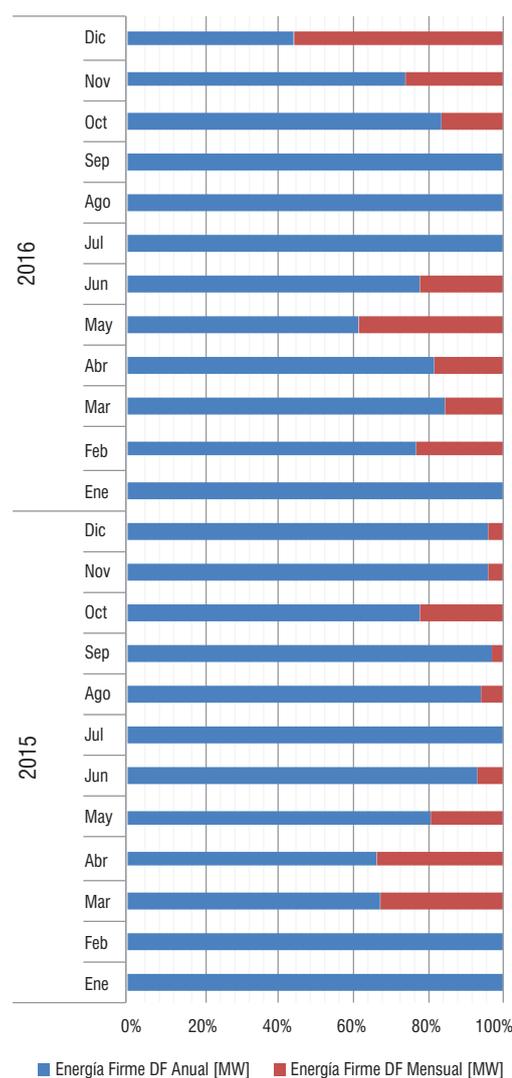
La gráfica siguiente presenta la participación de Guatemala en DT y DF; puede apreciarse también la energía firme asignada por tipo de subasta. Dos hechos vale la pena resaltar: primero, la alta participación en energía firme asignada en

subastas de DF de vigencia anual, la cual ocupa el 60%-80% de la energía total asignada; el segundo es la disminución de energía firme asignada en subastas de DF de vigencia anual, resultando 45% menor en 2016 la energía firme asignada respecto a 2015. Este comportamiento no es notorio en la energía firme asignada en subastas de DF de vigencia mensual.

Gráfica 90

#### Energía Firme por tipo de subasta de DT, asociada a la inyección de energía desde Guatemala

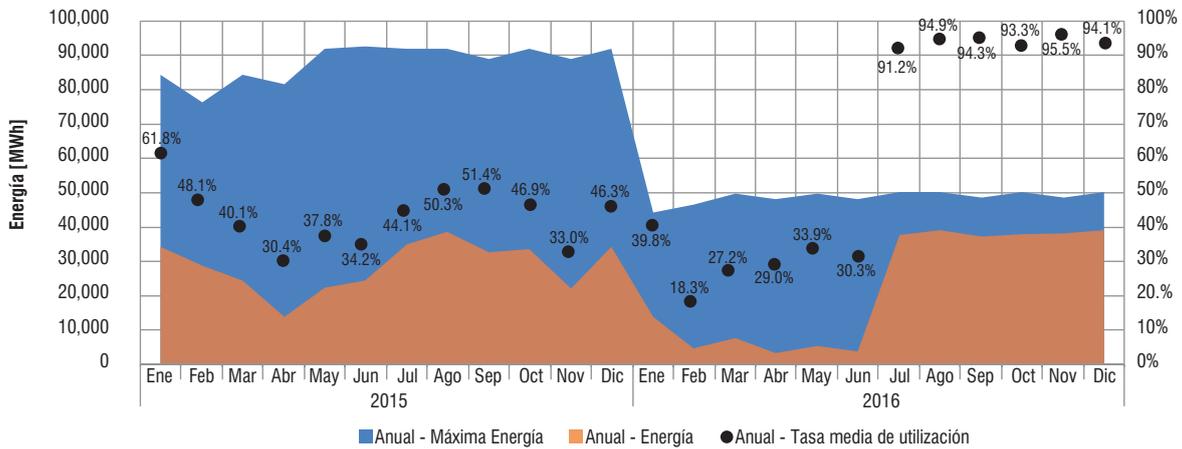
Año	Mes	Energía Firme DF Anual [MW]	Energía Firme DF Mensual [MW]	Energía Firme Total [MW]
2015	Ene.	113.03		113.03
2015	Feb.	113.03		113.03
2015	Mar.	113.03	56.25	169.28
2015	Abr.	113.03	56.96	169.99
2015	May.	123.03	30.00	153.03
2015	Jun.	128.03	10.00	138.03
2015	Jul.	123.03		123.03
2015	Ago.	123.03	8.00	131.03
2015	Sep.	123.03	3.47	126.50
2015	Oct.	123.03	34.71	157.74
2015	Nov.	123.03	4.50	127.53
2015	Dic.	123.03	4.50	127.53
2016	Ene.	59.00		59.00
2016	Feb.	66.50	20.00	86.50
2016	Mar.	66.50	12.00	78.50
2016	Abr.	66.50	14.50	81.00
2016	May.	66.50	41.50	108.00
2016	Jun.	66.50	19.01	85.51
2016	Jul.	67.02		67.02
2016	Ago.	67.02		67.02
2016	Sep.	67.02		67.02
2016	Oct.	67.02	13.00	80.02
2016	Nov.	67.02	24.00	91.02
2016	Dic.	67.02	87.00	154.02
<b>Energía Firme Total [MW]</b>		<b>2,234.97</b>	<b>439.39</b>	<b>2,674.37</b>



La gráfica siguiente detalla el nivel de utilización de los DT y DF de vigencia anual asociados a inyección de energía desde Guatemala. Es relevante identificar la utilización registrada en el último

semestre del 2016, la cual sobrepasó el 90% de utilización. Una parte importante de este aumento corresponde a un incremento en energía inyectada en la banda máxima.

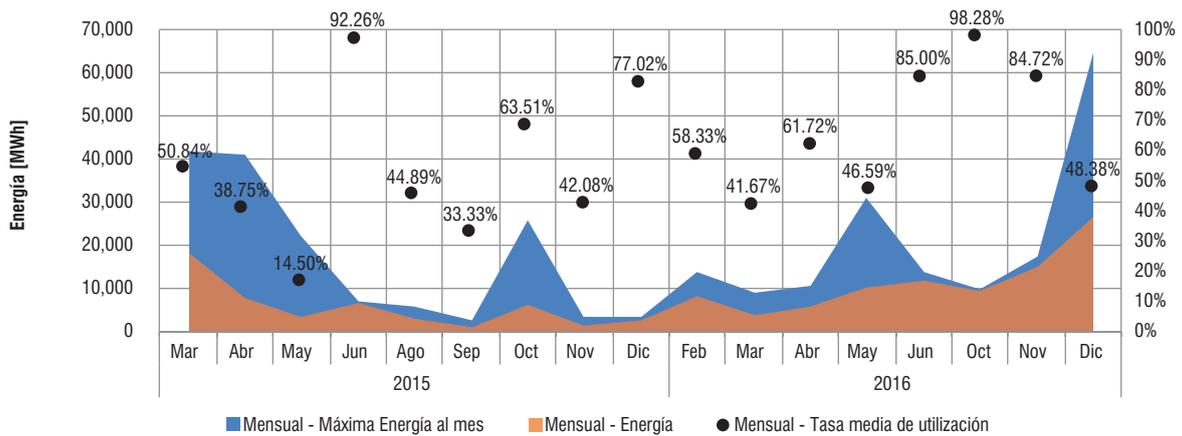
**Gráfica 91**  
**Utilización de la energía firme asignada en DT de vigencia anual,**  
**asociada a la inyección de energía desde Guatemala**



Por otra parte, la gráfica siguiente presenta la utilización de los DT y DF de vigencia mensual asociados a inyección de energía desde Guatemala. Un hecho relevante se observa en diciembre de 2016, el cual reporta el mes con mayor energía inyectada en DF desde Guatemala, resultando

en 26,526.81 MWh. Esta cifra mantiene relación con la energía firme asignada en la subasta de DF correspondiente en este mes, la cual está asociada a una potencia equivalente a 87 MW. No obstante, de esta potencia asignada, se inyectó el 48.38% en energía.

**Gráfica 92**  
**Utilización de la energía firme asignada en DT de vigencia mensual,**  
**asociada a la inyección de energía desde Guatemala**

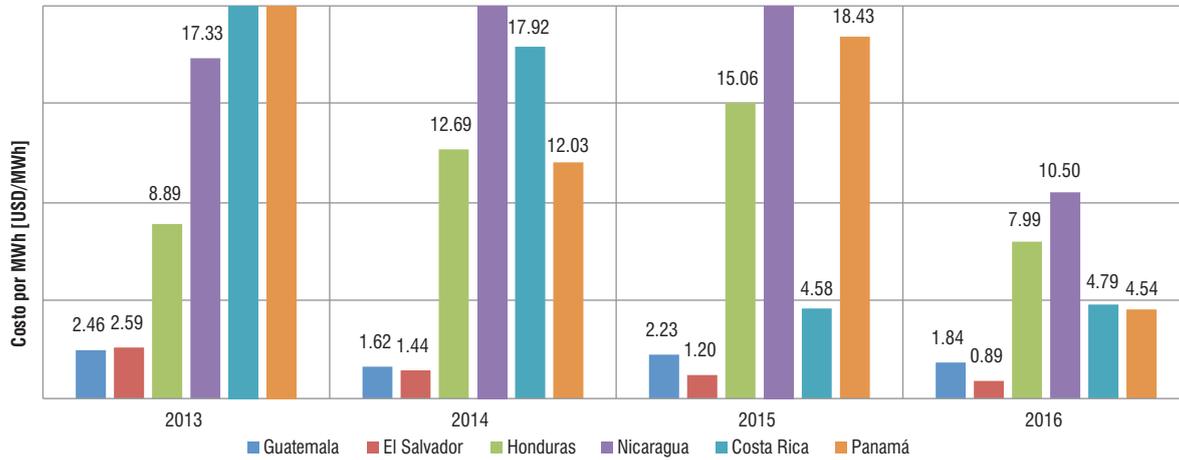


### 3.1.3 Cargo por operación y regulación en el MER

En el MER, los cargos de regulación y operación corresponden al costo de funcionamiento del re-

gulador y el operador regional. En ese sentido, a continuación, la gráfica siguiente presenta un indicador que permite representar dichos cargos en función a la energía transada (compras y ventas) anualmente en el MER por País Miembro, tanto las ventas como las compras de energía.

**Gráfica 93**  
**Cargos de regulación y operación del MER por cada MWh transado por país miembro del MER**

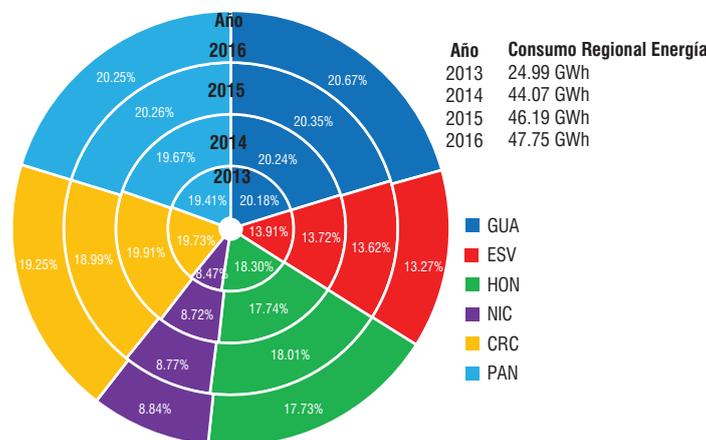


En la gráfica anterior se aprecia el comportamiento de los cargos mencionados en referencia a las ventas y compras de energía anualmente, a partir de la aplicación del PDC. Este indicador varía principalmente por la magnitud de transacciones de energía en el MER; es decir, mayores volúmenes de energía transada en un año reducen los cargos unitarios (por cada MWh) por regulación y operación del MER por País Miembro. Para efectos de apreciación de este indicador, en la gráfica anterior se delimita hasta un máximo de 16 USD/MWh ya que la mayoría del comportamiento muestra estar por debajo de 10 USD/MWh. En el caso de

Guatemala, el costo regional anual por MWh en el año 2016 es de 1.84 USD/MWh.

Los cargos de regulación y operación del MER se distribuyen en proporción al consumo de energía en el sistema eléctrico de cada País Miembro del MER según los artículos 54 y 67 del Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central. La gráfica siguiente presenta los consumos totales de energía en los Países Miembros del MER para los años 2013 a 2016, y la proporción de ese consumo total que corresponde porcentualmente a cada País Miembro.

**Gráfica 94**  
**Consumo regional total de energía en América Central y la proporción por país miembro del MER**

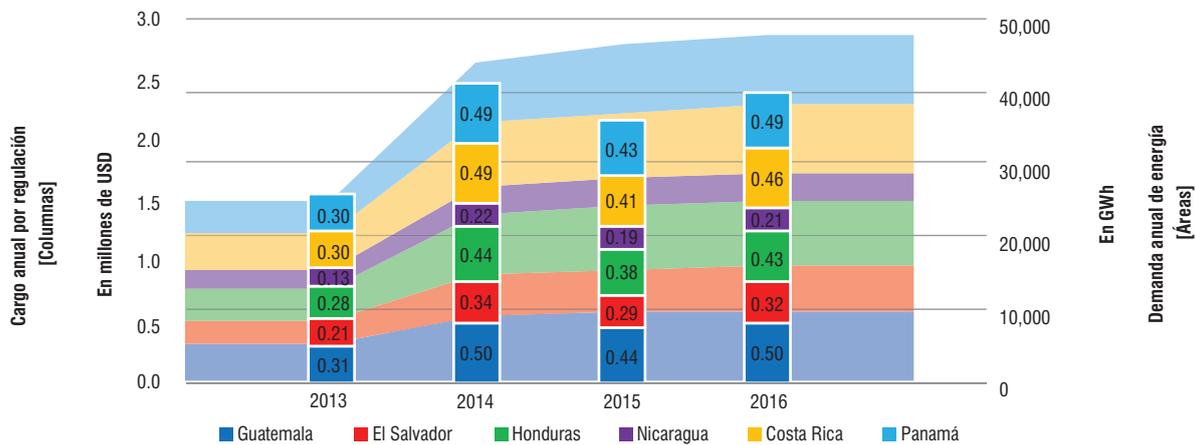


Los cambios observados en el consumo proporcional de energía muestran incrementos de consumo en los sistemas eléctricos de Guatemala, Nicaragua y Panamá desde el 2013, y una disminución en los sistemas eléctricos de El Salvador, Honduras y Costa Rica. En el caso de Guatemala, el consumo de energía en proporción al consumo regional, ascendió 0.49% de 2013 a 2016.

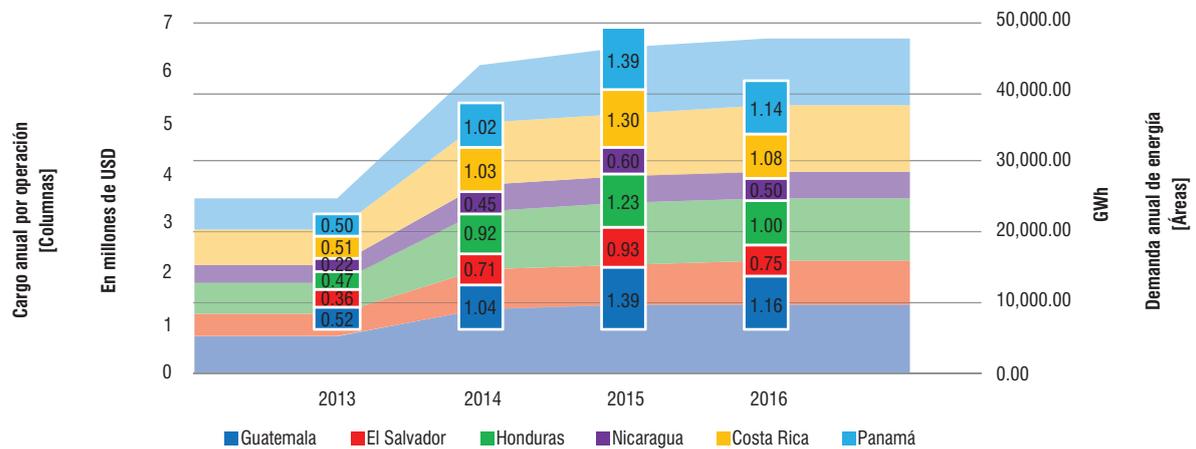
En referencia a la proporcionalidad mostrada en la gráfica precedente, se debe mencionar que los cargos por regulación y operación del MER asig-

nados proporcionalmente al consumo de energía por País Miembro, pueden variar por año debido al monto autorizado en el presupuesto anual de cada una de las dos entidades regionales, así también como los montos disponibles en demás fuentes de financiamiento. En ese sentido, las dos gráficas siguientes muestran respectivamente, para el cargo anual por regulación y para el cargo anual por operación, las variaciones que ocurren entre los cargos regionales y el consumo de energía por cada País Miembro.

**Gráfica 95**  
Evolución del cargo anual por regulación y su relación con el consumo anual por país miembro del MER



**Gráfica 96**  
Evolución del cargo anual por operación y su relación con el consumo anual por país miembro del MER



### 3.1.4 Cargos regionales de transmisión

En referencia a la resolución CRIE-19-2012 y al artículo 14 del Tratado Marco, las tarifas o cargos regionales por el uso y disponibilidad de la red de transmisión regional están constituidos por los cargos variables de transmisión (CVT), el peaje y el cargo complementario (CC).

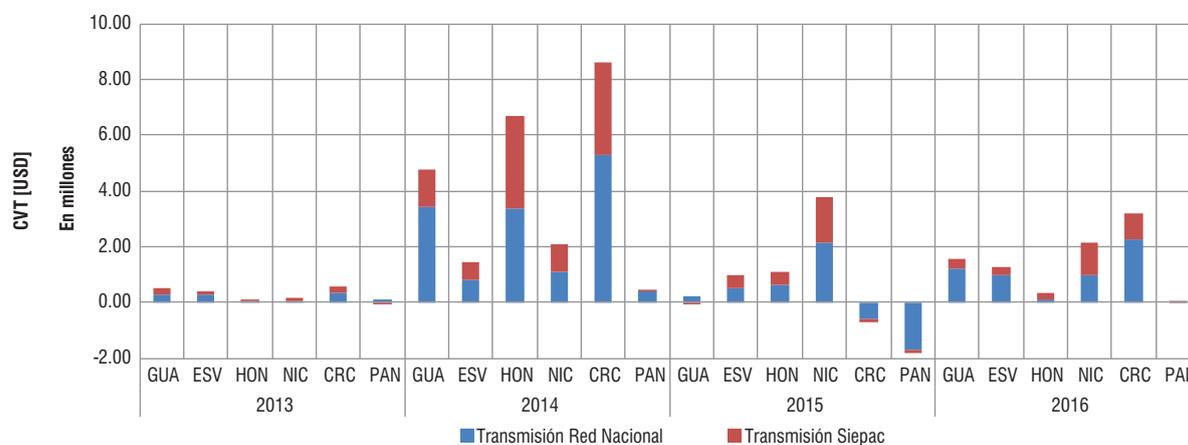
#### 3.1.4.1 Cargos Variables de Transmisión

Según el numeral 9.6 de la Norma de Coordinación Comercial No. 9 (NCC-09), los cargos adicionales al VEI, que se deriven del uso de las instalaciones de la Red de Transmisión Nacional que el EOR utilice en el informe de predespacho

regional diario serán acreditados a los Participantes del Mercado Mayorista que hayan realizado pagos por peaje por el uso de dichas instalaciones, en proporción a los pagos por peaje efectuados en el mes.

En ese mismo sentido, la gráfica siguiente presenta los totales mensuales que se han asignado a cargos variables de transmisión por Guatemala, y los demás países de América Central, según instalaciones que correspondan a la Red de Transmisión de cada país y las instalaciones que correspondan al Primer Sistema de Interconexión Regional de los Países de América Central (SIEPAC).

**Gráfica 97**  
**Cargos Variables de transmisión netos, por tipo de instalaciones y por país miembro del MER**

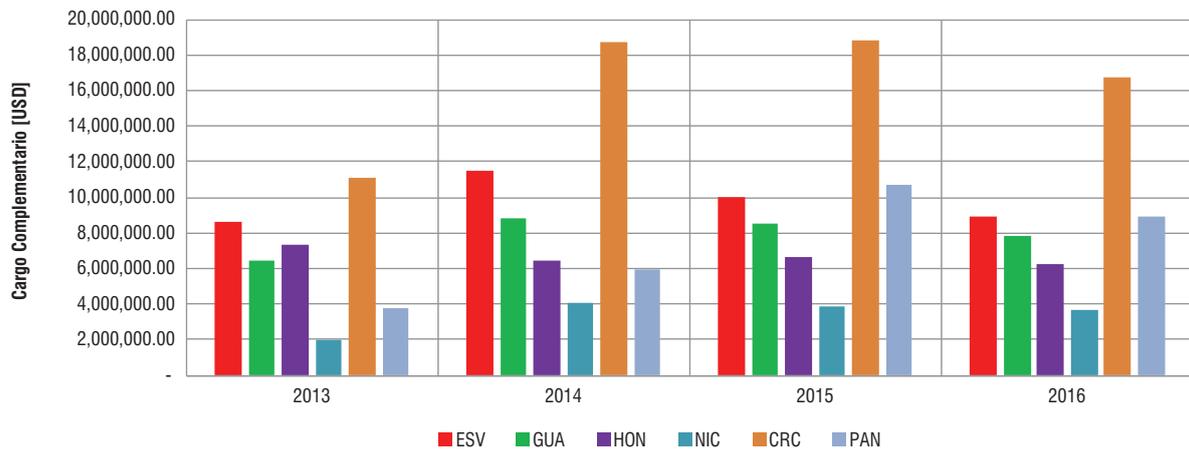


Cabe anotar que el CVT suprime los Cargos Variables de Transmisión por Derechos de Transmisión ( $CVT_{DT}$ ), ya que éstos son conciliados con los cargos por Renta de Congestión. En el caso de Costa Rica y Panamá en el 2015, el CVT resultó ser negativo, lo cual puede interpretarse en términos de que los flujos y pérdidas por Derechos de Transmisión fueron mayores a los flujos de energía y sus pérdidas asociadas a los cargos por transmisión por transacciones en el MOR y MCR. Otra anotación importante es que el  $CVT_{DT}$  entró en vigencia a partir del 26 de junio de 2015 (fecha de publicación de la resolución CRIE-20-2015).

#### 3.1.4.2 Peaje y Cargo Complementario

Los cargos por el uso de la RTR (CURTR) se constituyen por el Cargo Complementario y el Peaje. La gráfica siguiente presenta el monto anual que cada País Miembro pagó en concepto de cargo complementario. Cabe mencionar que el cargo complementario corresponde al saldo faltante de la proporción mensual del Ingreso Anual Autorizado, por País Miembro.

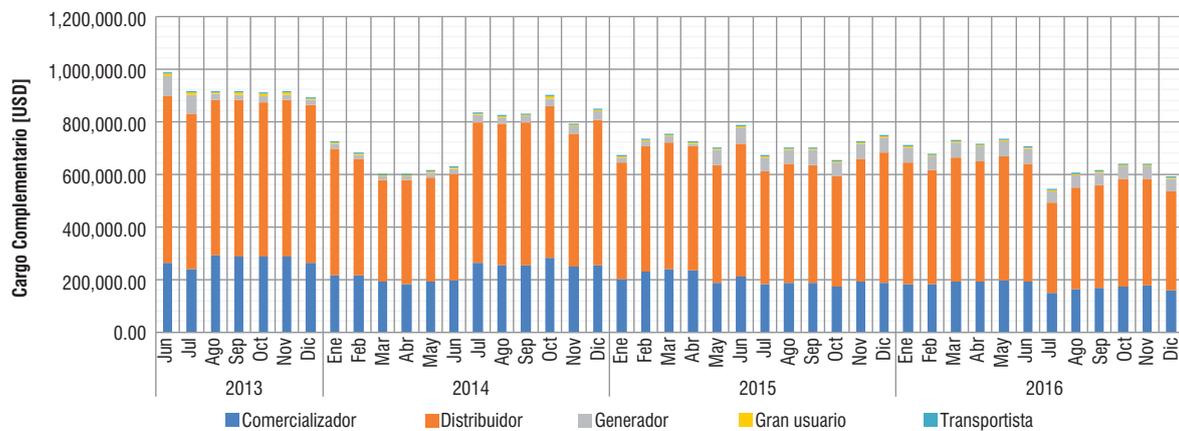
**Gráfica 98**  
**Pago asignado por país miembro del MER en concepto de Cargo Complementario**



En cuanto a lo que le correspondió pagar a los Participantes del Mercado Mayorista de Guatemala, la gráfica siguiente muestra el monto que

cada uno pagó bajo la denominación de cargo complementario.

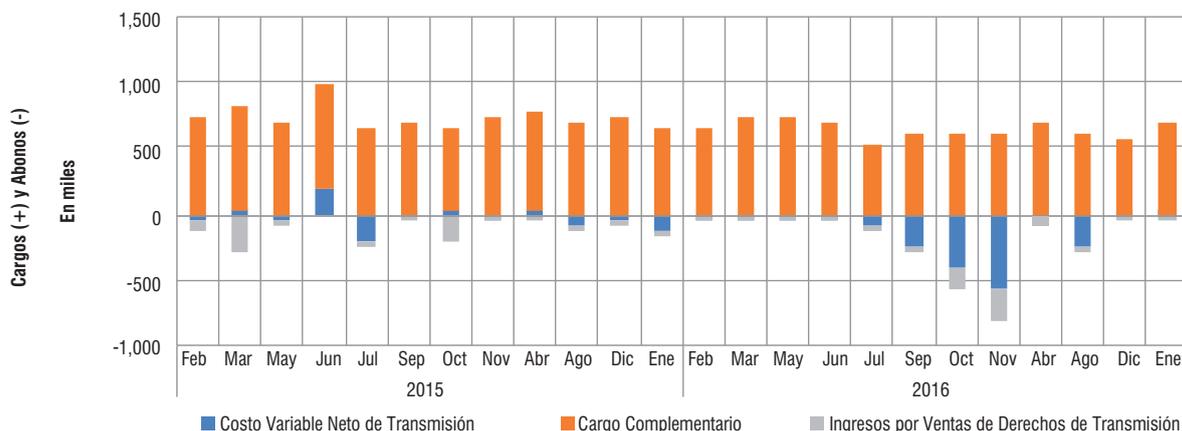
**Gráfica 99**  
**Pago asignado por Participante del MM de Guatemala, en concepto de Cargo Complementario**



Respecto a los cargos regionales de transmisión que le correspondió cargar y abonar a los Participantes del Mercado Mayorista de Guatemala, a continuación, se detalla la suma mensual por

tipo de cargo, lo que se muestra que en solo noviembre del 2016, el CVT más el IVDT pagaron el Cargo Complementario.

**Gráfica 100**  
Cargos y abonos a los Participantes del MM de Guatemala,  
en concepto de los cargos regionales de transmisión del MER



### 3.2 Interconexión Guatemala-México

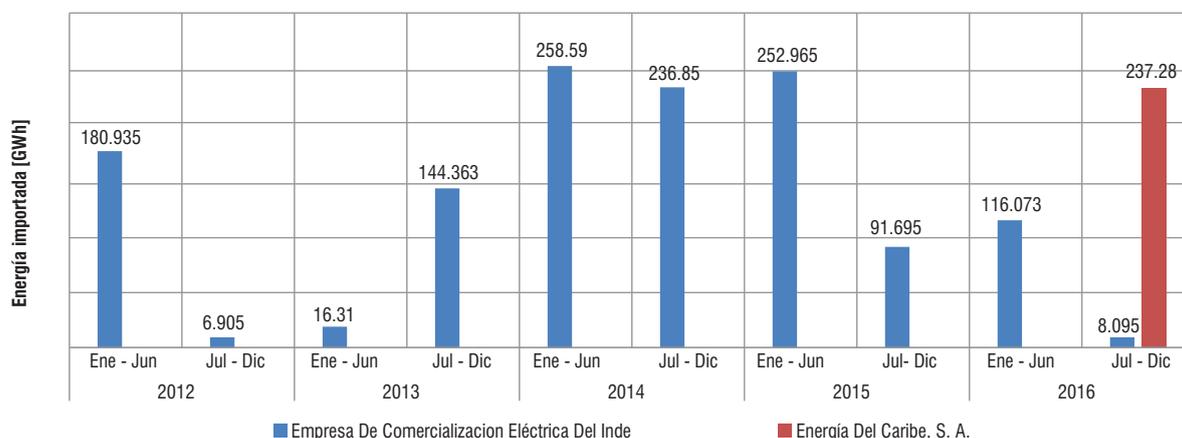
La interconexión Guatemala-México inició operación comercial el 10 de octubre de 2010; por esta interconexión circula energía que es transada mediante contratos firmes y mediante transacciones de oportunidad entre ambos países.

#### 3.2.1 Energía y potencia mediante Contratos Firmes

Las transacciones registradas por contratos firmes corresponden a los siguientes contratos fir-

mes: 1) Contrato de compraventa de potencia firme y energía eléctrica asociada por 120 MW suscrito entre el INDE y la CFE, y 2) Contrato Firme de importación de potencia y energía eléctrica mediante transacción internacional por una capacidad de 120 MW adjudicada a Energías del Caribe, S.A. en el Proceso de Licitación Abierta PEG-2-2012. La gráfica siguiente presenta el total de energía importada por cada uno de estos contratos para el período 2012-2016.

**Gráfica 101**  
Importación de energía por Contratos Firmes desde la Interconexión Guatemala-México



### 3.2.2 Compras y Ventas de energía de oportunidad

Las reformas del subsector eléctrico mexicano que lo hacen compatible al Mercado Mayorista guatemalteco, junto con las condiciones comerciales presentes entre los mercados eléctricos de los dos países, han propiciado la realización de transacciones de oportunidad en compras y ventas de energía entre ambos países. Los Participantes del Mercado Mayorista guatemalteco

que han realizado ventas de oportunidad hacia el Mercado Eléctrico Mayorista Mexicano son: Comercializadora Electronova, S. A., Comercializadora Merelec Guatemala, S. A., y Generadora Puerto Quetzal Power, LLC.

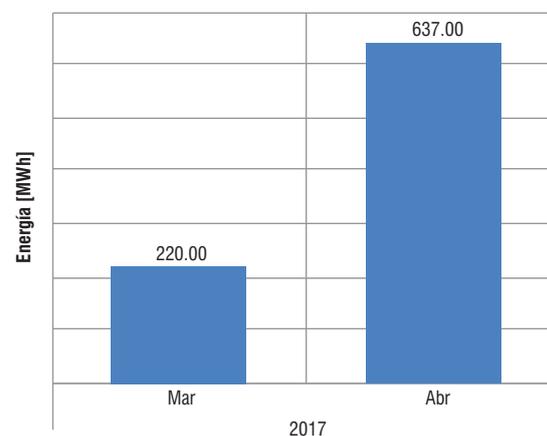
La gráfica siguiente presenta el total de energía exportada en el mercado de oportunidad hacia México, la cual representó 84 MWh exportados en el 2016 y 544.91 MWh en el 2017 registrados al 24 de abril de 2017.

**Gráfica 102**  
Exportación de energía de oportunidad mediante la Interconexión Guatemala-México



Por otra parte, en el 2017 se registraron las primeras ofertas de importación de energía por oportunidad de México hacia Guatemala, que totalizaron 857 MWh al 24 de abril de 2017. De estas importaciones desde México, 74.33% fueron realizadas por Comercializadora Electronova, S. A. y 25.67% por Comercializadora Merelec Guatemala, S. A. Los montos totales se aprecian en la gráfica siguiente.

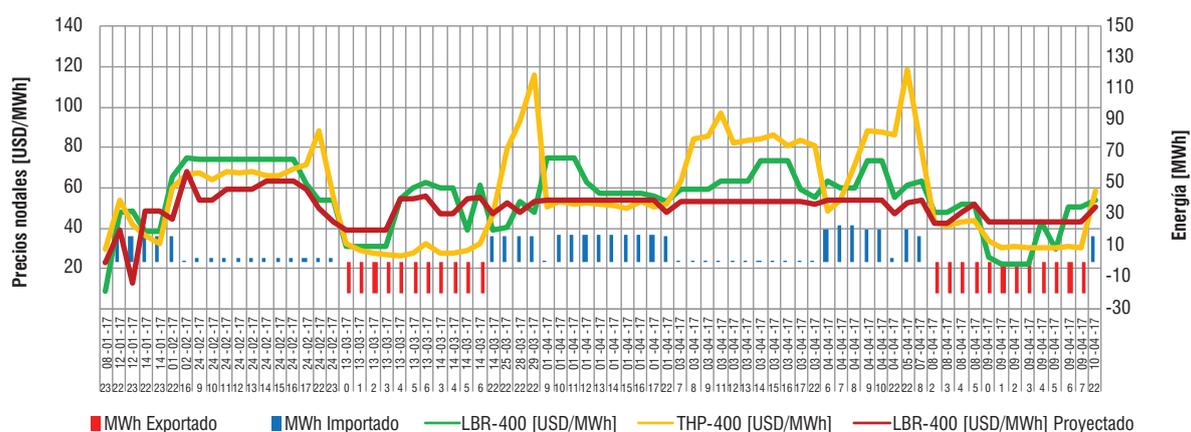
**Gráfica 103**  
Importación de energía de oportunidad desde la Interconexión Guatemala-México



En un breve análisis respecto a los precios y la energía ofertada, la gráfica siguiente permite apreciar la relación entre los precios nodales en las subestaciones que interconectan los Sistemas Eléctricos de Guatemala y México. De enero a abril de 2017, puede apreciarse que las transacciones de exportación desde Guatemala

ocurren, principalmente, cuando el precio nodal Los Brillantes (LBR-400) está por debajo del precio nodal Tapachula Potencia (THP-400); en forma inversa, las transacciones de importación hacia Guatemala ocurren cuando el precio nodal Los Brillantes está por arriba del precio nodal Tapachula Potencia.

**Gráfica 104**  
**Comparación de los precios nodales en Los Brillantes y Tapachula, incluyendo las transacciones de energía de oportunidad**



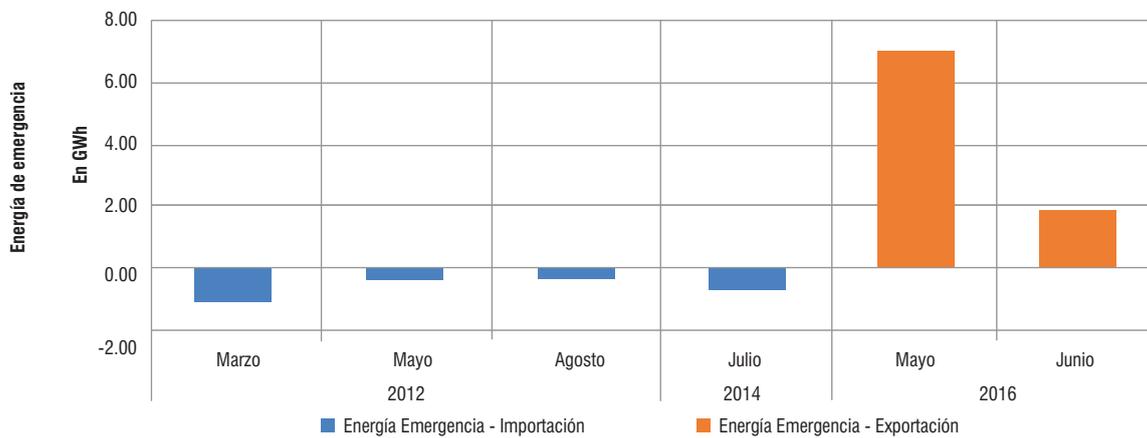
### 3.2.3 Energía de emergencia

La gráfica siguiente presenta la energía inyectada y retirada entre los sistemas eléctricos interconectados de México y Guatemala por motivo de emergencia. El caso más reciente se originó en el Sistema Eléctrico Mexicano, luego de colapsar dos estructuras en la línea de transmisión Angostura-Tapachula Potencia. El SNI guatemalteco su-

ministró energía eléctrica en el período del 24 de mayo al 2 de junio de 2016 por un total de 9.1 GWh. En el 2014, el Sistema Eléctrico Mexicano suministró 450 MWh al sistema Occidental del SNI derivado a trabajos programados en la línea 230 kV Palo Gordo-Siquinalá-Escuintla. La indicación de importación y exportación en la siguiente gráfica, hacen referencia a la transacción desde Guatemala.



**Gráfica 105**  
Energía de emergencia inyectada y retirada entre el SNI y el Sistema Eléctrico Mexicano

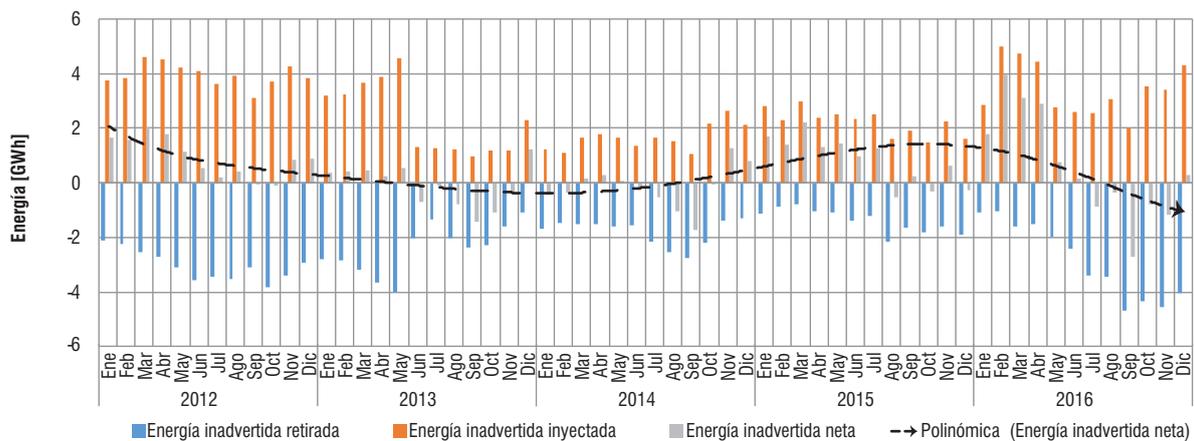


### 3.2.4 Energía inadvertida

Esta energía es el resultado de la diferencia entre los registros de medición y el intercambio neto programado. La coordinación operativa entre los Operadores de Mercado y Sistema de cada

país, prevé mantener el menor valor posible de energía inadvertida respetando los criterios de calidad, seguridad y desempeño. La gráfica siguiente presenta la energía inadvertida mensual inyectada, retirada y neta.

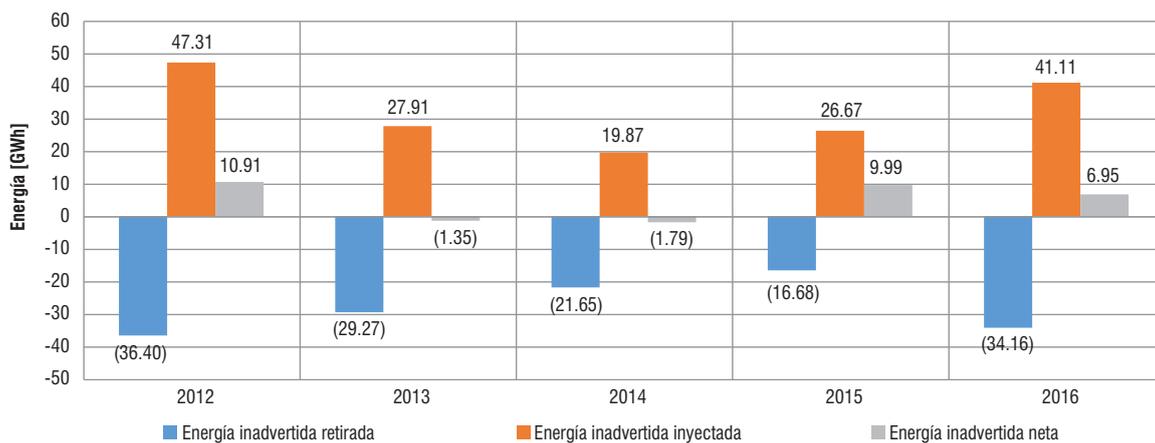
**Gráfica 106**  
Energía inadvertida mensual en la Interconexión Guatemala-México



La diferencia entre la energía retirada e inyectada cada mes, en la mayoría de casos resulta estar en  $\pm 2$  GWh. En los años 2015 y 2016 se registraron los valores más altos de inyección y retiro en energía inadvertida. Debido a los valores que ocurren en el comportamiento mensual, la

gráfica siguiente permite visualizar la energía inadvertida neta registrada cada año. Los valores más altos en energía inadvertida ocurrieron en el 2012 y 2015, por un volumen neto de 10.91 GWh y 9.99 GWh, respectivamente.

**Gráfica 107**  
**Energía inadvertida anual en la Interconexión Guatemala-México**







Comisión Nacional de Energía Eléctrica

