



# CNEE

Comisión  
Nacional de  
Energía Eléctrica



# 2021

INFORME ESTADÍSTICO

Gerencia de **Planificación**  
*y* **Vigilancia** *de* Mercados  
**Eléctricos**

2021

**INFORME ESTADÍSTICO**

Gerencia de *Planificación*  
**y Vigilancia** de Mercados

**Eléctricos**



**Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, Centro América**

Idea, Diseño y Diagramación  
UNICOMS 2021

Derechos Reservados ®  
Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, mayo 2021



La CNEE se congratula por el  
25 aniversario de la Ley General de Electricidad  
-LGE- en este 2021.



## **Comisión Nacional de Energía Eléctrica**

### **Presidente**

Licenciado Rodrigo Estuardo Fernández Ordóñez

### **Director**

Ingeniero José Rafael Argueta Monterroso

### **Director**

Ingeniero Ángel Jesús García Martínez

## **Elaboró la Gerencia de Planificación y Vigilancia de Mercados Eléctricos**

### **Gerente de Planificación y Vigilancia de Mercados Eléctricos**

Ingeniero Fernando Alfredo Moscoso Lira

### **Jefe del Departamento de Vigilancia del Mercado Mayorista**

Ingeniero Josué Miguel Ramírez Lemus

### **Jefe del Departamento de Planificación Energética y Estudios Eléctricos**

Ingeniero Oscar Arnoldo Aldana Quiroa

### **Equipo de trabajo**

Licenciada María Alejandra Ruíz González

Ingeniero Brandon Daniel Mérida Catalán

Ingeniero Jonnathan Sttev Ramírez Castellanos

Ingeniero Dabney Ivan Mendoza Centeno

Ingeniero Arnoldo Arroyo Choc

Ingeniero Rodrigo Ovando Contenti

Ingeniero Jesús Fernando Álvarez Perén

Juan Pablo Monzón Álvarez

# 1. 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 de información, los datos contenidos en los Informes de Transacciones Económicas en los posdespachos y despachos diarios emitidos por el Operador del Sistema y del Mercado para el periodo 2016-2020. El informe también considera una parte introductoria con el fin de contextualizar indicadores socioeconómicos de Guatemala con los del subsector eléctrico.

El informe consta de tres 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<sup>1</sup> y con los dos servicios necesarios para el funcionamiento del SNI (Sistema Nacional Interconectado) 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, y la tercera parte que presenta información relativa a la Planificación Energética y Estudios Eléctricos.

Toda la información contenida en el presente informe muestra los volúmenes en potencia y energía que se comercializan en Guatemala así como entre Guatemala – México y Guatemala - Centroamérica, y trata de cuantificar y dimensionar monetariamente esos volúmenes, 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. Con lo anterior, es posible trazar tendencias de reducción o crecimiento en las operaciones de compra y venta del mercado Mayorista en sus diversos tipos de Mercado<sup>2</sup>.

---

<sup>1</sup>: Organismo Ejecutivo de la República de Guatemala, Acuerdo Gubernativo 299-98, Artículo 3

<sup>2</sup>: Ibid, Artículo 4

# 1. Índice.

## 1.1. Índice de contenido

<b>1.</b>	<b>Introducción.</b>	<b>1</b>
<b>2.</b>	<b>Índice.</b>	<b>2</b>
2.1.	Índice de contenido.	2
2.2.	Índice de gráficas.	4
<b>3.</b>	<b>Resumen del Entorno Socioeconómico en Guatemala</b>	<b>6</b>
3.1.	Datos Generales.	6
3.2.	Crecimiento Económico.	6
3.3.	Producto Interno Bruto.	7
3.4.	Tipo de cambio.	8
3.5.	Índice de Precios al Consumidor.	9
3.6.	Índice de electrificación.	11
3.7.	Inversión Extranjera Directa.	11
3.8.	Consumo de combustibles para la generación eléctrica.	12
3.9.	Marco Legal y Estructura del subsector eléctrico.	13
<b>4.</b>	<b>Mercado Eléctrico Nacional.</b>	<b>15</b>
4.1.	Datos Generales y Resumen de Indicadores.	15
4.2.	Productos del Mercado.	16
4.3.	Energía Eléctrica.	17
4.3.1.	Consumo y Generación de energía eléctrica.	17
4.3.2.	Costos Variables de Generación.	20
4.3.3.	Mercado de Oportunidad y el precio SPOT.	25
4.3.4.	Generación Forzada.	33
4.4.	Potencia.	36
4.4.1.	Capacidad en el SNI.	37
4.4.2.	Oferta.	38
4.4.3.	Demanda.	39
4.4.4.	Comparación de la Oferta y la Demanda.	42
4.4.5.	Mercado de Desvíos de Potencia.	43
4.4.6.	Capacidad Instalada.	47
4.5.	Servicios Complementarios.	48
4.5.1.	Reserva Rodante Regulante –RRR–.	48
4.5.2.	Reserva Rodante Operativa –RRO–.	49
4.5.3.	Reserva Rápida –RRA–.	55
4.5.4.	Costo Total de las Reservas remuneradas.	58
4.6.	Costo Total de la Operación.	59
4.7.	Actividad de Comercialización.	60
4.7.1.	Comercialización de la Demanda.	60
4.7.2.	Comercialización de la Oferta.	63
4.8.	Sobrecostos de potencia.	65
4.8.1.	Cargo por saldo del precio de potencia (CSPLA).	65
4.8.2.	Descuento por la Energía Utilizada para el Agente o Gran Usuario (DEULA).	67
4.8.3.	Energía excedente de las distribuidoras debido a contratos de licitación abierta (EEXLA).	69

<b>5.</b>	<b>Transacciones Internacionales.....</b>	<b>70</b>
5.1.	Mercado Eléctrico Regional.....	73
5.1.1.	Mercado de Oportunidad Regional.....	77
5.1.2.	Cargo por regulación, operación y Cargo Complementario en el MER por MWh transado.....	93
5.1.3.	Cargos por Transmisión Regional.....	97
5.2.	Interconexión Guatemala – México.....	104
5.2.1.	Energía y potencia mediante Contratos Firmes.....	104
5.2.2.	Compras y Ventas de energía de oportunidad.....	107
5.2.3.	Energía inadvertida.....	109
<b>6.</b>	<b>Generación Distribuida Renovable.....</b>	<b>111</b>
6.1.	Capacidad Instalada.....	111
6.2.	Energía Generada por la Generación Distribuida.....	114
<b>7.</b>	<b>Usuarios Autoprodutores con Excedentes de Energía.....</b>	<b>116</b>
7.1.	Evolución del número de UAEE.....	116
7.2.	Evolución de la capacidad instalada UAEE.....	117
7.3.	Distribución de la capacidad instalada de UAEE por departamento.....	119

## 1.1. Índice de gráficas

Gráfica 1. Relación entre la variación del PIB y la variación del consumo de energía eléctrica.....	7
Gráfica 2. Evolución del PIB (base 2013) período 2015-2019 .....	8
Gráfica 3. Evolución del tipo de cambio .....	9
Gráfica 4. Evolución de la variación del IPC.....	10
Gráfica 5. Comparación del IPC del Consumidor con la componente del IPC que corresponde a electricidad, gas y otros combustibles .....	10
Gráfica 6. Evolución del Índice de Electrificación de Guatemala. ....	11
Gráfica 7. Evolución de la Inversión Extranjera Directa, desagregando la componente de electricidad. ....	12
Gráfica 8. Consumo de combustibles por tipo para generación eléctrica.....	13
Gráfica 9. Consumo y producción de energía eléctrica en Guatemala. ....	17
Gráfica 10. Matriz energética de la producción .....	18
Gráfica 11. Matriz de generación en el mes de mayor y menor producción hidroeléctrica por año. ....	19
Gráfica 12. Energía producida por las tecnologías solar-fotovoltaica y eólica.....	20
Gráfica 13. CARBÓN. Evolución de los Costos Variables de generación y de la energía producida de las centrales. ....	22
Gráfica 14. BUNKER. Evolución de los Costos Variables de Generación y de la energía producida de las centrales.....	23
Gráfica 15. HIDRO. Evolución de los Costos Variables de generación y de la energía producida por las centrales, excepto Chixoy.....	24
Gráfica 16 CHIXOY. Evolución del Valor del Agua y de la energía producida, comparada con el precio SPOT .....	25
Gráfica 17. Relación de las ventas/compras de energía en el Mercado de Oportunidad con los montos recibidos. ....	26
Gráfica 18 Precio SPOT promedio mensual por banda horaria .....	27
Gráfica 19. Evolución de los recursos que definen la Unidad Generadora Marginal .....	28
Gráfica 20. Precio Spot promedio anual vrs. Costo Variable de Generación (CVG) marginal según el tipo de combustible .....	29
Gráfica 21. Energía producida y la porción vendida en el Mercado de Oportunidad por los Participantes Productores..	30
Gráfica 22. Energía comprometida y la porción comprada en el Mercado de Oportunidad por los Participantes Productores .....	31
Gráfica 23 Mayores compradores en el Mercado de Oportunidad para cumplir sus compromisos en el Mercado a Término. ....	31
Gráfica 24. Energía consumida y la porción comprada en el Mercado de Oportunidad de los Participantes Consumidores. ....	32
Gráfica 25. Energía total comprada en el Mercado de Oportunidad.....	33
Gráfica 26. Monto total de sobre costo de Generación Forzada por cada tipo.....	34
Gráfica 27. Número de horas por central con generación forzada por arranque y parada .....	35
Gráfica 28. Número de horas por central con generación forzada por el servicio de RRO.....	36
Gráfica 29. Capacidad Instalada y Efectiva Total en el SNI.....	38
Gráfica 30. Oferta Firme Eficiente, Oferta Firme y Capacidad Efectiva Total .....	39
Gráfica 31. Evolución de la Demanda Firme Total por Participante Consumidor .....	40
Gráfica 32. Demanda Firme, Demanda Firme Efectiva y Demanda Máxima mensual.....	41
Gráfica 33. Evolución de la Energía consumida y la Demanda Máxima del SNI. ....	42
Gráfica 34. Comparación de la Oferta y la Demanda por cada Año Estacional .....	43
Gráfica 35. Comportamiento del Mercado de Desvíos de Potencia.....	44
Gráfica 36. Precio de los Desvíos de Potencia Positivos.....	45
Gráfica 37. Participación en el Mercado de Desvíos de Potencia –Participantes Consumidores.....	46
Gráfica 38. Participación en el Mercado de Desvíos de Potencia – Participantes Productores.....	46
Gráfica 39. Potencia efectivamente disponible para el despacho.....	48
Gráfica 40. Servicio de Reserva Rodante Operativa .....	49
Gráfica 41. Remuneración de la Reserva Rodante Operativa y el Margen de Reserva Horario acumulado .....	50
Gráfica 42. Precio liquidado promedio ponderado y Precio SPOT promedio mensual.....	51
Gráfica 43. Variación de precios promedio semanales por central.....	52
Gráfica 44. Remuneración por central respecto MW asignados y Precio Promedio Liquidado .....	53
Gráfica 45. Pago por Participante del Servicio de RRO. ....	54
Gráfica 46. Pago por Participante del Servicio de RRO + Generación Forzada.....	54
Gráfica 47. Remuneración total en concepto de Reserva Rápida y los MW asignados por el servicio.....	56
Gráfica 48. Remuneración del servicio de RRA por Participante.....	57
Gráfica 49. Pago realizado por Participante en concepto del servicio de RRA.....	58
Gráfica 50. Costos acumulados por los servicios de RRO y RRA .....	59
Gráfica 51. Evolución del Costo Total de la Operación y el porcentaje de participación de los Contratos Existentes.....	60
Gráfica 52. Número de Grandes Usuarios representados por los Agentes Comercializadores.....	61
Gráfica 53. Energía Consumida por los Grandes Usuarios representados por los Agentes Comercializadores.....	62
Gráfica 54. Número de centrales representadas por los Agentes Comercializadores .....	64
Gráfica 55. Energía producida que es representada por los Agentes Comercializadores. ....	65
Gráfica 56. Saldo del Precio de la Potencia por agente distribuidor .....	66
Gráfica 57. Cargo del Saldo del Precio de la Potencia por tipo de participante .....	67

Gráfica 58. Abonos al DEULA, por tipo de participante del Mercado Mayorista.....	68
Gráfica 59. Cargos al DEULA, por agente Distribuidor.....	68
Gráfica 60. Excedentes de energía de las Distribuidoras.....	69
Gráfica 61. Excedentes de energía respecto de la energía total comprada en el mercado SPOT.....	70
Gráfica 62. Volúmenes de intercambio neto de Guatemala.....	72
Gráfica 63. Comparación de los costos marginales de corto plazo de los países de América Central.....	73
Gráfica 64. Compras y ventas de energía en el MER.....	74
Gráfica 65. Análisis sobre las compras y ventas de energía por País Miembro del MER, desglosado por MCR y MOR.....	75
Gráfica 66. Máxima transferencia simultánea en el Triángulo Norte, dirección Norte-Sur.....	76
Gráfica 67. Exportaciones e importaciones de Guatemala en el MER.....	77
Gráfica 68. Intercambio neto de energía en el MOR por País miembro del MER.....	78
Gráfica 69. Relación histórica entre el Precio SPOT, Precio Ex ante y Precio Ex post.....	79
Gráfica 70. Relación histórica entre el Precio SPOT y el precio ex ante medio mensual del MER, por banda horaria.....	80
Gráfica 71. Energía asignada y despachada de ofertas de inyección de energía presentado en el MOR por los Agentes del Guatemala.....	81
Gráfica 72. Volúmenes y precios de las ofertas de inyección de energía presentada por Guatemala al MOR.....	82
Gráfica 73. Relación entre los volúmenes de energía ofrecido en el MER por Agente de Guatemala, el precio SPOT y el precio ex ante.....	83
Gráfica 74. Ingresos por ventas de Energía en el MOR.....	84
Gráfica 75. Top de Agentes Exportadores de Guatemala en el MOR 2020.....	84
Gráfica 76. Diferencias en el intercambio neto de Guatemala entre el MOR y el MCR.....	86
Gráfica 77. Intercambio neto de energía en el MCR por país miembro del MER.....	87
Gráfica 78. Top de Agentes Exportadores de Guatemala en el MCR 2020.....	88
Gráfica 79. Potencia de los Derechos de Transmisión y Derechos Firmes.....	89
Gráfica 80. Energía Firme asignada, importe medio ofertado e importe medio asignado en subasta de DT y DF de vigencia anual.....	90
Gráfica 81. Energía Firme asignada, importe medio ofertado e importe medio asignado en subasta de DT y DF de vigencia mensual.....	90
Gráfica 82. Comportamiento de los precios nodales utilizados para la asignación de energía firme.....	91
Gráfica 83. Ingresos por Ventas de Derechos de Transmisión por país miembro del MER.....	92
Gráfica 84. Energía Firme por tipo de subasta de DT, asociada a la inyección de energía desde Guatemala.....	93
Gráfica 85. Cargos por regulación, operación y CC en el MER por MWh transado por país miembro del MER.....	94
Gráfica 86. Proporción por país miembro del MER.....	95
Gráfica 87. Evolución del cargo anual por regulación y su relación con el consumo anual por país miembro del MER.....	96
Gráfica 88. Evolución del cargo anual por operación y su relación con el consumo anual por país miembro del MER.....	96
Gráfica 89. Componentes del Ingreso Autorizado Regional por el SIEPAC.....	98
Gráfica 90. Cargos Variables de transmisión netos, por tipo de instalaciones y por país miembro del MER.....	99
Gráfica 91. Pago asignado por país miembro del MER en concepto de Cargo Complementario.....	100
Gráfica 92. Pago asignado por tipo de Participante del MM de Guatemala, en concepto de Cargo Complementario.....	101
Gráfica 93. Cargos y abonos a los Participantes del MM de Guatemala, en concepto de los cargos regionales de transmisión del MER.....	102
Gráfica 94. Cargos y abonos a los Participantes del MM de Guatemala, en concepto de los cargos regionales de transmisión del MER.....	103
Gráfica 95. Cargos y abonos a los Participantes del MM de Guatemala, en concepto de los cargos regionales de transmisión del MER.....	104
Gráfica 96. Importación de energía por Contratos Firmes desde la Interconexión Guatemala-México.....	105
Gráfica 97. Exportación de energía de oportunidad mediante la Interconexión Guatemala - México.....	106
Gráfica 98. Importación de energía de oportunidad desde la Interconexión Guatemala - México.....	107
Gráfica 99. Comparación de los precios nodales en los Brillantes y Tapachula, incluyendo las transacciones de energía de oportunidad.....	108
Gráfica 100. Energía inadvertida mensual en la Interconexión Guatemala - México.....	109
Gráfica 101. Energía inadvertida neta mensual en la Interconexión Guatemala - México.....	110
Gráfica 102. Energía inadvertida anual en la Interconexión Guatemala - México.....	111
Gráfica 103. Potencia instalada de los GDR's por Año.....	112
Gráfica 104. Potencia instalada de los GDR's por tecnología.....	112
Gráfica 105. Porcentaje de participación por tecnología de los GDR's.....	113
Gráfica 106. Potencia instalada por Departamento en kW.....	114
Gráfica 107. Energía anual generada por GDR's GWh.....	115
Gráfica 108. Energía Generada por centrales Fotovoltaicas y de Biogás [GWh].....	115
Gráfica 109. Energía mensual generada por GDR [GWh].....	116
Gráfica 110. Evolución del número de UAEE por Distribuidora.....	117
Gráfica 111. Evolución de la capacidad instalada de UAEE por Distribuidora.....	118
Gráfica 112. Porcentaje de la capacidad instalada de UAEE por Distribuidora.....	118
Gráfica 112. Distribución de la capacidad instalada de UAEE por Departamento.....	119

### 3. 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 con el objetivo de contextualizar los aspectos sociales y económicos del país y su relación con el subsector eléctrico.

#### 3.1. Datos Generales

**Nombre Oficial:** República de Guatemala.

**Población (2018)<sup>3</sup>:** 14, 901,286 de habitantes.

**Densidad de consumo por usuario (2020)<sup>4</sup>:**

Distribuidora	Consumo Promedio General kWh-mes	Consumo Promedio Residencial kWh-mes	Consumo Promedio Comercial kWh-mes	Consumo Promedio Industrial kWh-mes
EEGSA	211	147	5,458	27,810
DEOCSA	82	71	4,431	29,401
DEORSA	102	84	3,869	22,885

**PIB Nominal (2019)<sup>5</sup>:** USD 76, 693.9 millones

**PIB per cápita (2019)<sup>6</sup>:** USD 4, 619.0

#### 3.2. Crecimiento Económico

En la siguiente gráfica se observa la comparación del consumo de energía eléctrica y la tasa de variación del producto interno bruto de Guatemala, en la cual se puede apreciar que el año 2020 presenta una reducción del 1% y 2% respectivamente; lo anterior obedece al impacto de la pandemia COVID-19 en los diferentes sectores económicos del país.

<sup>3</sup>:Publicación del Instituto Nacional de Estadística Guatemala –INE–, XII Censo Nacional de Población y VII de Vivienda, consultado en marzo de 2021.

<sup>4</sup>: 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

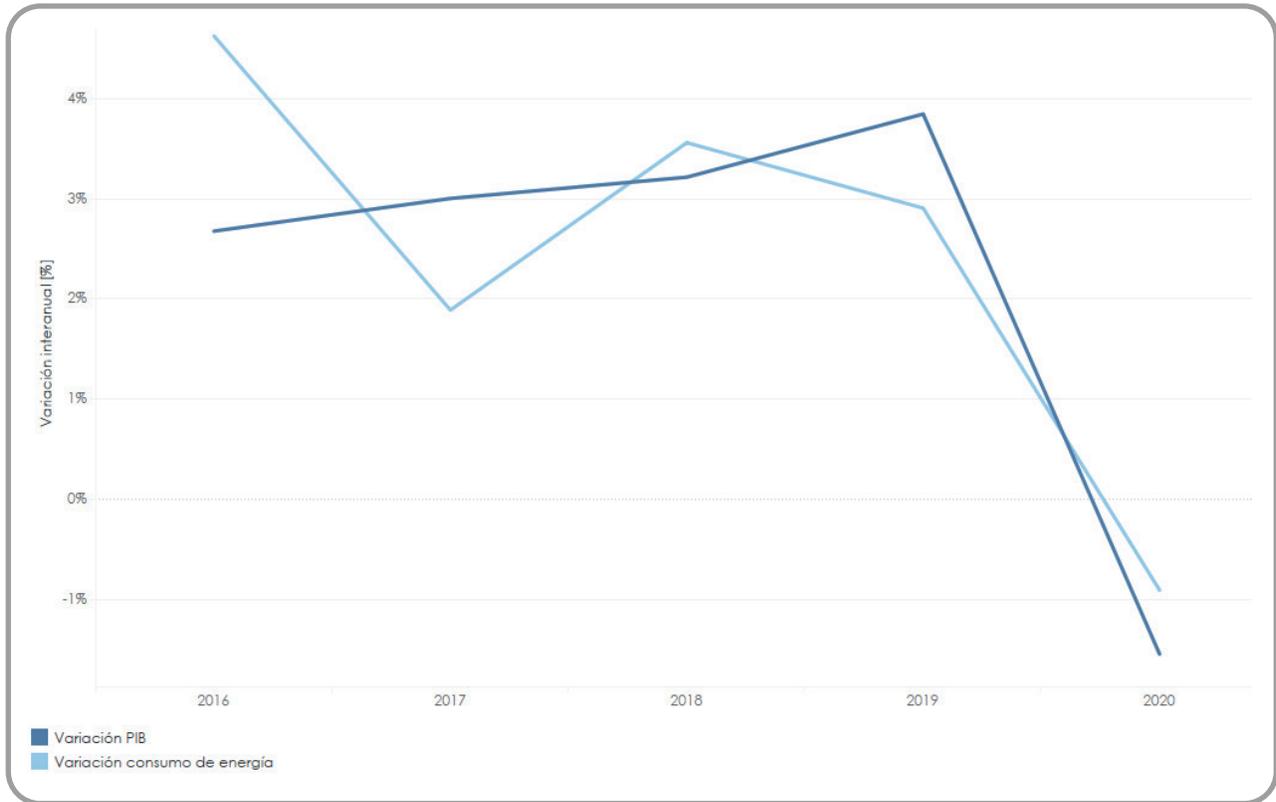
Comercial: Usuarios de Tarifas BTDp BTDfp y BTH

Industrial: Usuarios de Tarifas MTDp, MTDfp, MTH y Grandes Usuarios conectados a la Red de Distribución

<sup>5</sup>: Publicación del Banco de Guatemala, Guatemala en Cifras 2020, consultado en marzo de 2021.

<sup>6</sup>: Publicación del Banco de Guatemala, Guatemala en Cifras 2020, consultado en marzo de 2021.

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



El Producto Interno Bruto que ha sido estimado para el año 2020 es de Q 597, 898.4 millones de quetzales a valor Real<sup>7</sup>, equivalentes a Q 505, 331.0 millones de quetzales en valor Nominal del año 2013<sup>8</sup>.

### 3.3. Producto Interno Bruto

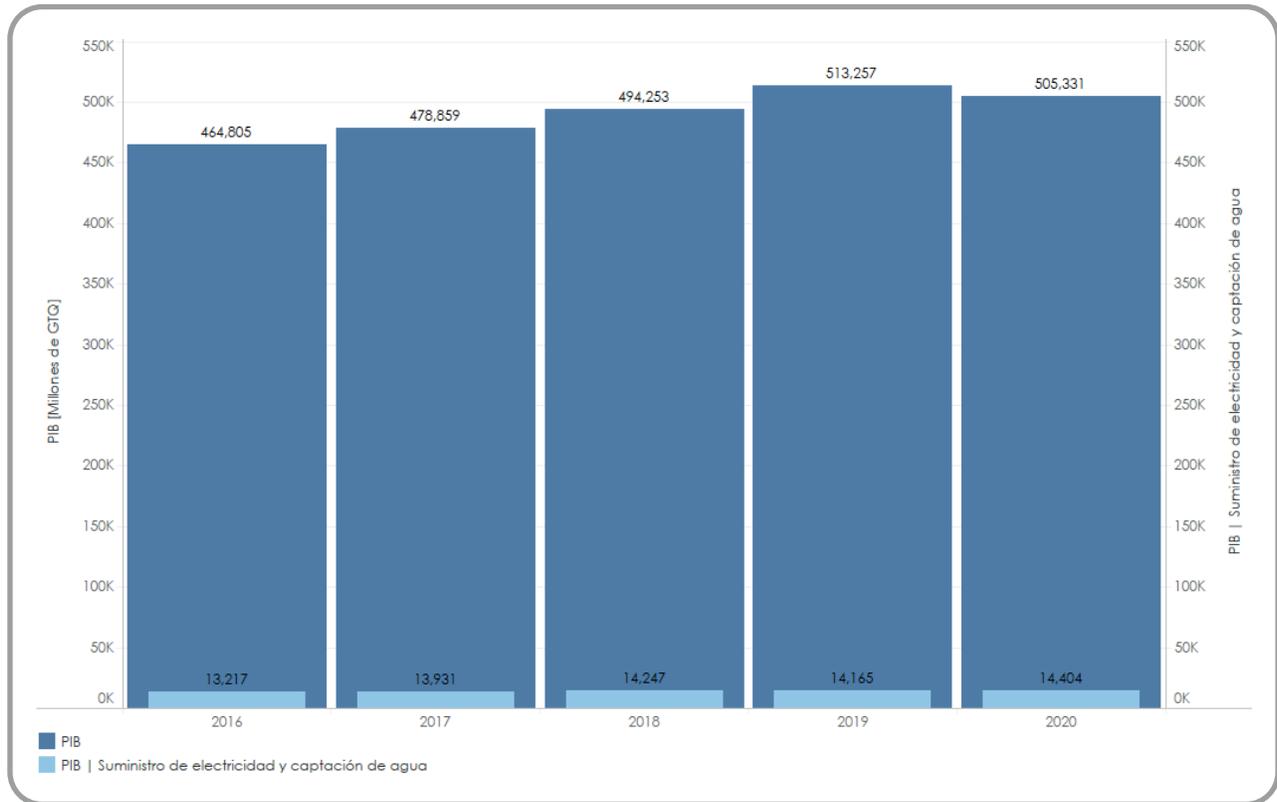
En la siguiente gráfica se muestra la evolución del PIB<sup>9</sup>, desagregando la componente que corresponde a "suministro de electricidad y captación de agua", para identificar el valor que corresponde al subsector de electricidad.

<sup>7</sup>:Valores con año base 2013.

<sup>8</sup>: Publicación del Banco de Guatemala en el siguiente enlace, [https://www.banguat.gob.gt/sites/default/files/banguat/cuentasnac/PIB2013/resumidos/1.1\\_PIB\\_Tasa\\_de\\_Variacion\\_AR2013.pdf](https://www.banguat.gob.gt/sites/default/files/banguat/cuentasnac/PIB2013/resumidos/1.1_PIB_Tasa_de_Variacion_AR2013.pdf) consultado en marzo de 2021.

<sup>9</sup>: Consultado en Banco de Guatemala, marzo de 2021.

**Gráfica 2. Evolución del PIB (base 2013) período 2016-2020**

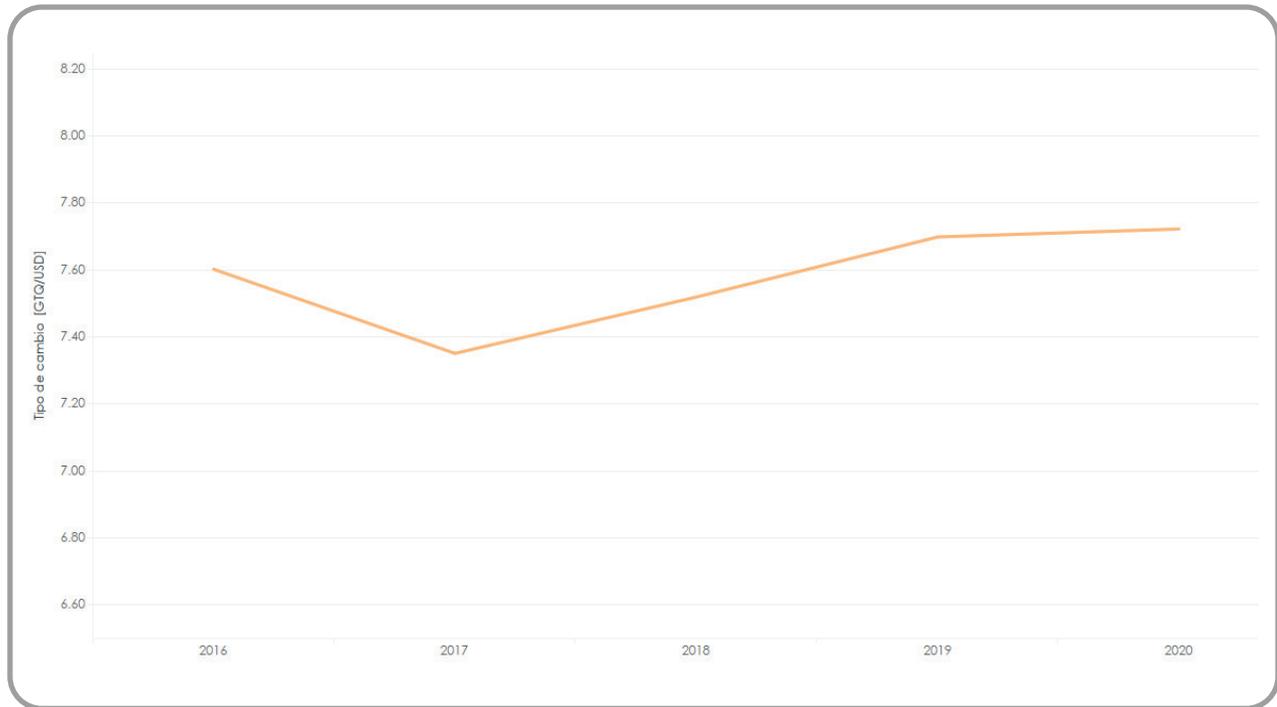


Varias actividades incidieron negativamente derivado de las medidas establecidas por el Gobierno de la República de Guatemala para la contención de la propagación del COVID-19 (relacionadas con el distanciamiento social y la restricción de la movilidad); la actividad de suministro de electricidad, agua y servicios de saneamiento, según los datos publicados por el Banco de Guatemala, solo incidieron negativamente el segundo trimestre del año 2020; para los demás trimestres esta actividad incidió positivamente en la integración del PIB.

### 3.4. Tipo de cambio

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**

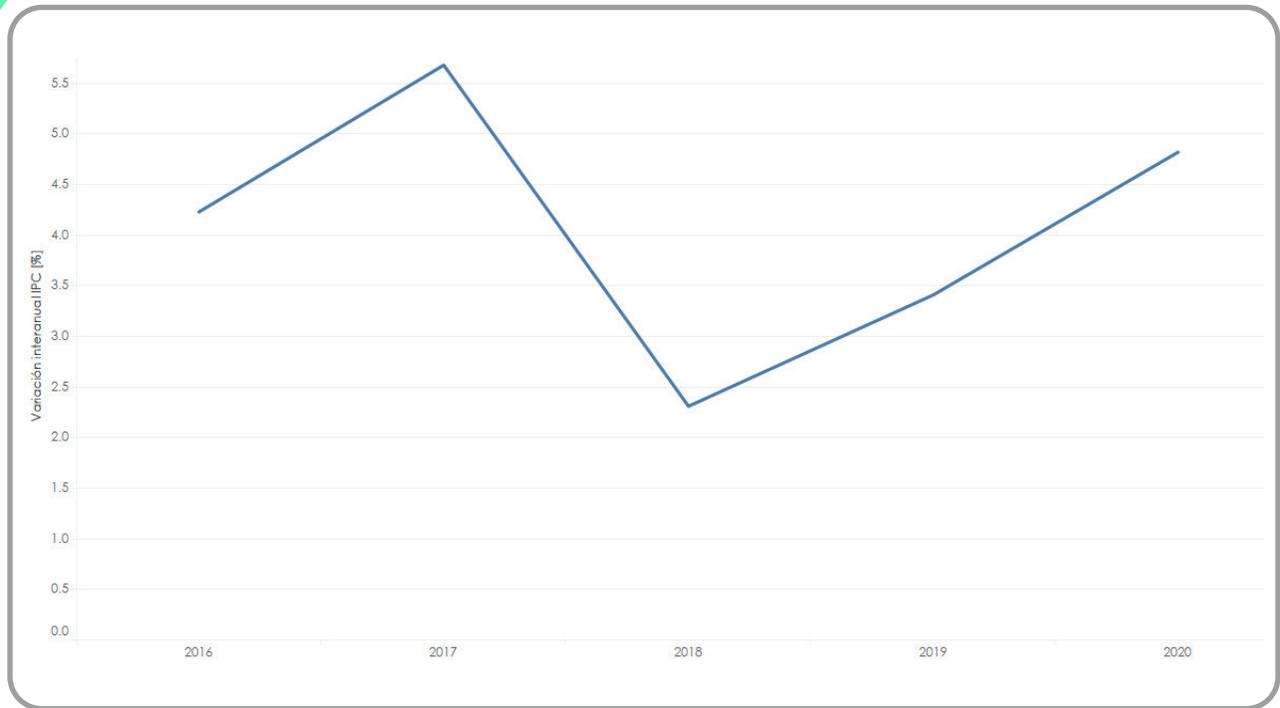


En el año 2017 hubo una apreciación significativa de la moneda local, lo cual es coincidente con el incremento en remesas enviadas desde Estados Unidos a Guatemala. Dicha tendencia pudo ser influida por la especulación política generada a partir de la toma de posesión del nuevo presidente de Estados Unidos; para el último año el tipo de cambio incrementó significativamente llegando a Q7.72 por un dólar de Estados Unidos, siendo la pandemia COVID-19 un factor que pudo haber influido en dicha depreciación de la moneda nacional.

### **3.5. Índice de Precios al Consumidor**

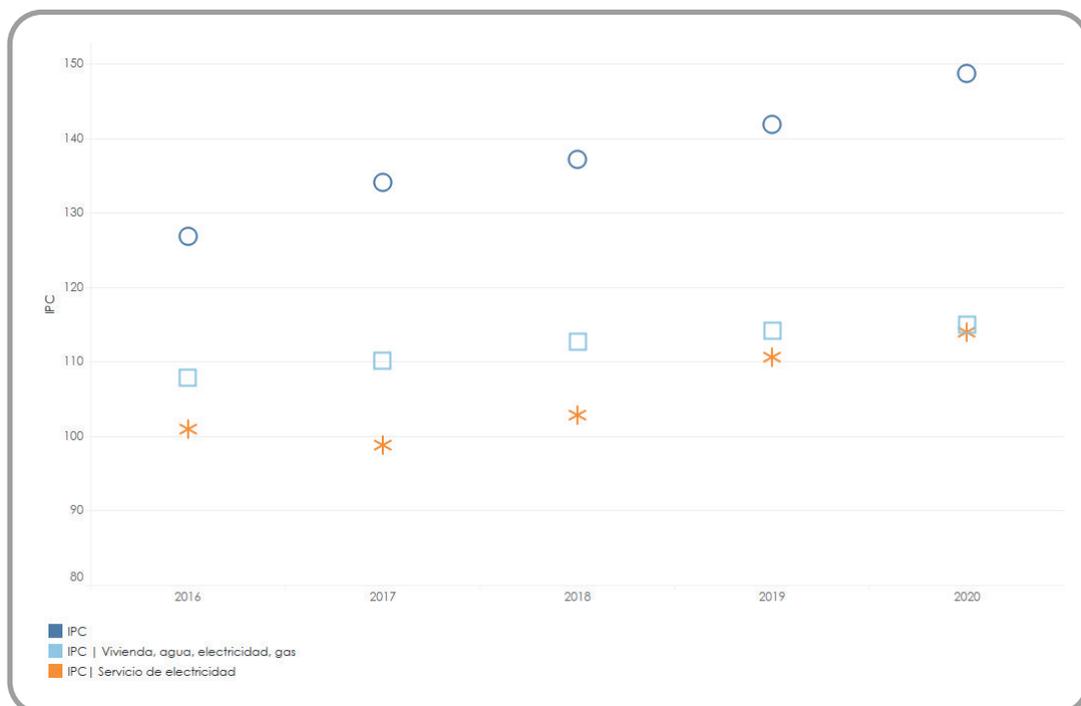
El Índice de Precio al Consumidor representa la valorización de los bienes y servicios que conforman la canasta básica del país; para el periodo del 2016 a diciembre de 2020 se observa una desaceleración en el crecimiento del nivel de precios, lo cual se refleja a partir del año 2018; lo anterior se muestra a continuación:

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



Respecto a la componente del IPC relacionada con el servicio de electricidad, se aprecia que en el año 2017 hubo variación negativa respecto al año anterior, incrementando nuevamente para los años 2018 y 2019. A pesar de las restricciones de movilidad y distanciamiento social, el IPC relacionado con el servicio de electricidad para el año 2020 tuvo un crecimiento significativo respecto al año anterior.

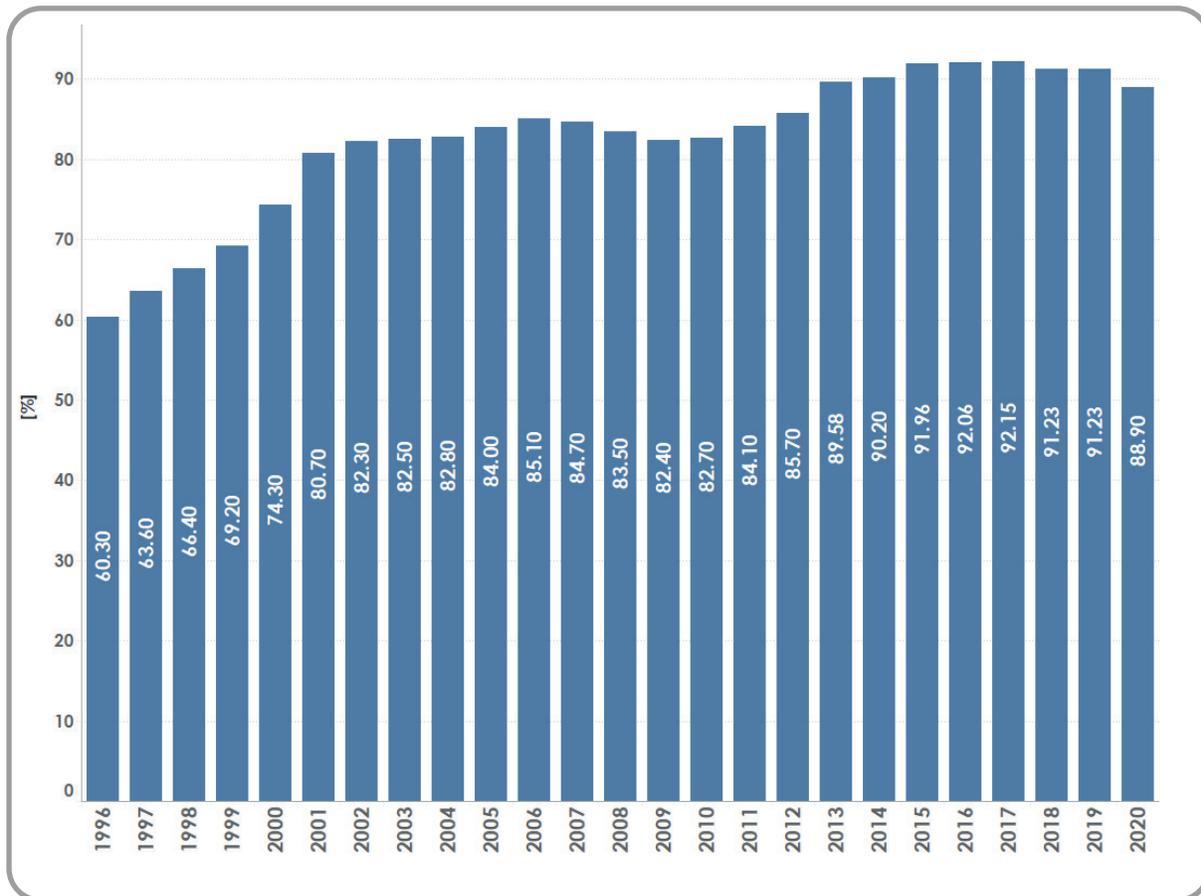
**Gráfica 5. Comparación del IPC del Consumidor con la componente del IPC que corresponde a electricidad, gas y otros combustibles**



### 3.6. Índice de electrificación

Se muestran en la Gráfica siguiente la evolución del índice de electrificación en Guatemala<sup>10</sup>, el cual se sitúa en 88.9% para el año 2020.

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



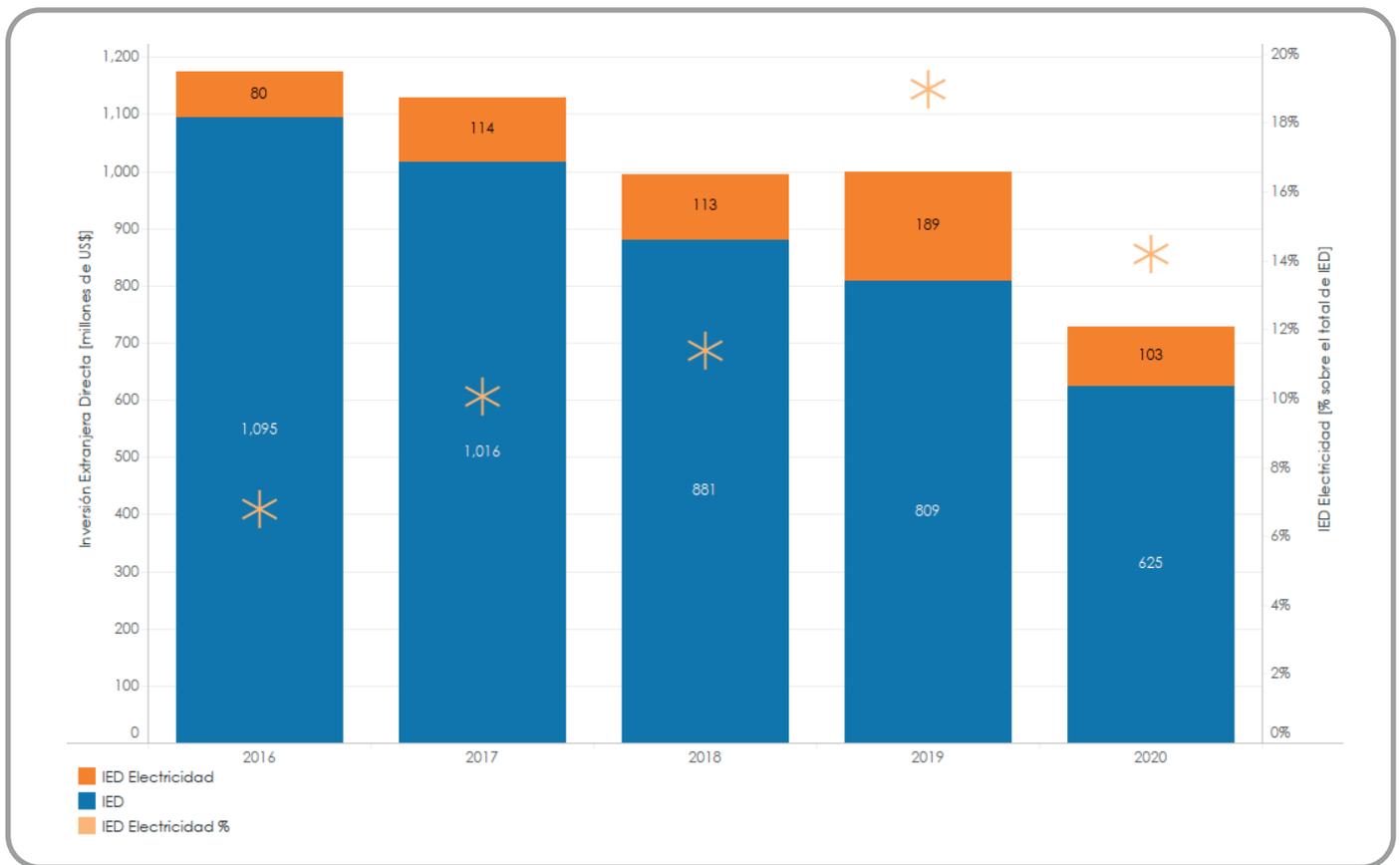
### 3.7. Inversión Extranjera Directa

En el gráfico siguiente se observa la medición que hace el Banco de Guatemala de la Inversión Extranjera Directa<sup>11</sup>, desagregando la componente de electricidad.

<sup>10</sup>: Datos estimado por el Ministerio de Energía y Minas, consultado marzo de 2021.

<sup>11</sup>: Publicación del Banco de Guatemala consultado en febrero 2020.

**Gráfica 7. Evolución de la Inversión Extranjera Directa, desagregando la componente de electricidad.**



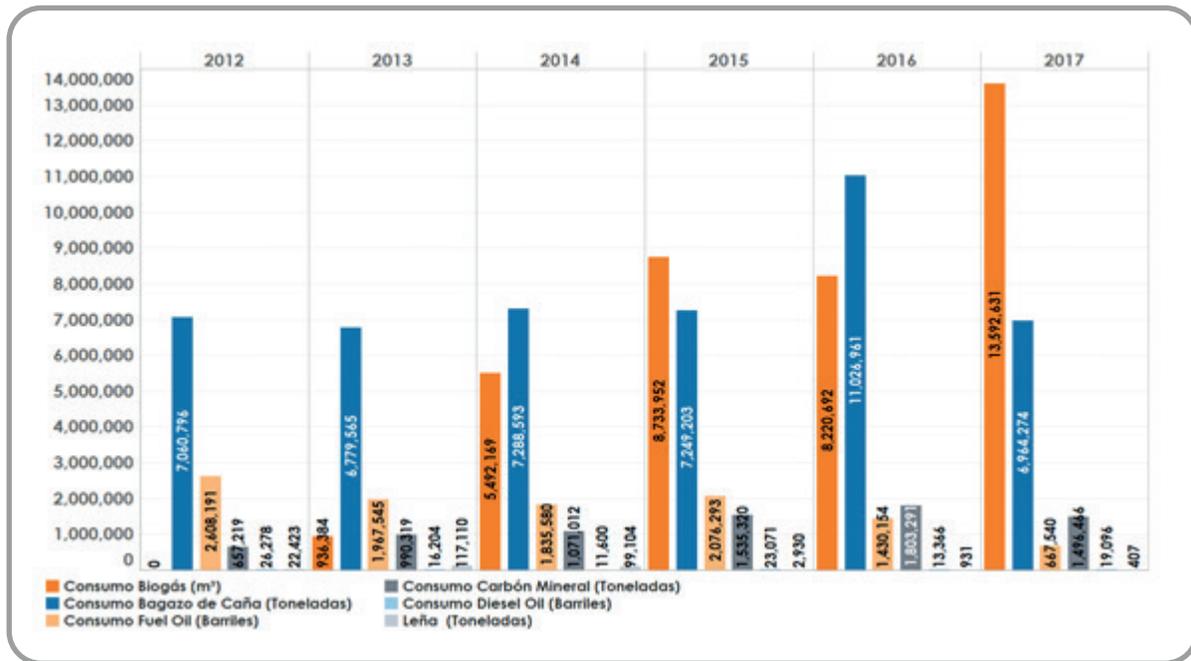
Se evidencia la disminución que ha tenido el total de la Inversión Extranjera directa desde el año 2016. No obstante, el porcentaje de participación de la inversión extranjera en el subsector eléctrico presentó un incremento significativo desde el año 2016 al 2019, pasando de un 7% a un 19% en el periodo indicado. No obstante, para el último año se ve una reducción de 5% respecto al año 2019.

### 3.8. Consumo de combustibles para la generación eléctrica

Se presenta en la siguiente gráfica el consumo de combustibles para la generación eléctrica en Guatemala<sup>12</sup>:

<sup>12</sup>: Datos estimados por el Ministerio de Energía y Minas siendo al 16 de marzo de 2018.

Gráfica 8. Consumo de combustibles<sup>13</sup> por tipo para generación eléctrica.



### 3.9. Marco Legal y Estructura del subsector eléctrico

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



<sup>13</sup>: Datos consultados la página del Ministerio de Energía y Minas, [www.mem.gob.gt](http://www.mem.gob.gt), en febrero de 2020.

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

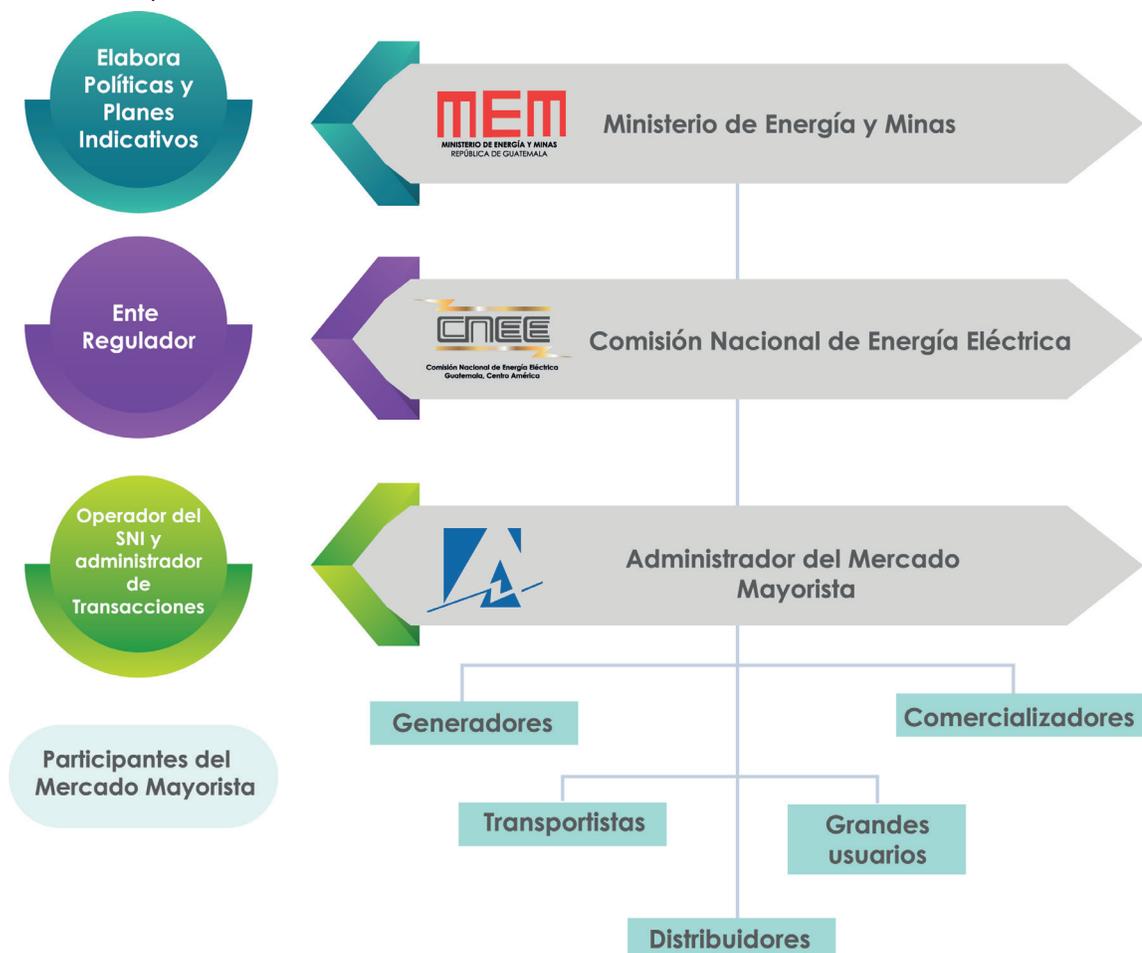
i. Es libre la generación de electricidad y no se requiere para ello autorización o condición previa por parte del Estado más que las reconocidas por la Constitución Política de la República de Guatemala y las leyes del país. No obstante, para utilizar con estos fines los que sean bienes del Estado se 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 muestra 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 MEM 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 que se fundamenta en 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.

## **4. Mercado Eléctrico Nacional**

La fuente de la información del presente apartado corresponde a los Informes de Transacciones Económicas, informes del posdespacho, despacho diario, capacidad instalada, demanda firme y oferta firme eficiente emitidos por el AMM.

### **4.1. Datos Generales y Resumen de Indicadores**

El subsector eléctrico guatemalteco en los últimos años ha mostrado 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 (Mercado Eléctrico Regional) y hacia México. Asimismo, la oferta de potencia y energía comprende la generación instalada localmente, la cual incluye las nuevas inversiones producto de los procesos de licitación y la importación proveniente de México principalmente.

El contexto actual del subsector eléctrico de Guatemala se muestra mediante datos globales en la Tabla 1, mismos en los que se aprecia la evolución del Mercado Mayorista de Electricidad al año 2020. La demanda de energía eléctrica para el año 2020 se redujo considerablemente respecto al año 2019; sin embargo, la demanda máxima del SNI del 2020 fue superior respecto al año 2019, alcanzando un valor de 1,787.2 MW. Respecto a exportaciones de energía, el valor máximo registrado es de 2,500.38 GWh para el año 2018, el siguiente año es el 2019 con un valor de energía exportada de aproximadamente 2,171.35 GWh.

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

Datos Generales	2016	2017	2018	2019	2020
Producción de Energía (GWh)	11,624.82	12,381.28	13,348.12	13,342.59	12,176.96
- Energía producida SNI	10,877.91	11,489.90	12,522.39	12,228.23	11,122.03
- Energía importada total	746.92	891.38	825.73	1,114.36	1,007.91
Consumo de Energía (GWh)	11,167.50	11,876.17	12,875.35	12,847.80	11,708.83
- Energía consumida localmente total	9,832.70	10,018.41	10,374.97	10,676.46	10,579.71
- Energía exportada total	1334.8	1,857.76	2,500.38	2,171.35	1,063.49
Consumo Propio Generadores (GWh)	66.94	94.52	68.70	78.37	85.39
Consumo Propio de Transportistas (GWh)	7.19	8.02	7.15	8.06	8.03
Energía Transada en el Mercado a Término, Participantes Consumidores (GWh)	9,864.62	9,823.75	11,811.91	12,020.94	9,671.56
Energía Transada en el Mercado de Oportunidad, Participantes Consumidores (GWh)	1,303.26	2,052.42	1,536.21	824.55	2,037.27
Demanda Máxima de Potencia en el SNI (MW)	1,701.60	1,749.50	1,762.50	1,785.60	1,787.20
Factor de Carga Anual del SNI	0.7	0.73	0.70	0.73	0.74
Promedio del Precio Spot de la energía - US\$/MWh	51.69	51.48	62.36	63.32	41.14
Promedio del Precio del Desvío Positivo - US \$ / KW mes	0.78	0.38	0.42	0.279	0.47
Precio Promedio Unitario Peaje Principal - US \$ / KW mes	2.9	2.86	2.89	3.15	3.56
Precio Promedio Unitario Peaje Secundario Transmisión - US \$ / kW mes <sup>14</sup>	0.39	0.43	0.445	0.495	0.53
Precio Promedio Unitario Peaje Secundario Subtransmisión Centro - US \$ / kW mes	2.37	2.34	2.321	2.412	2.68
Precio Promedio Unitario Peaje Secundario Subtransmisión Occidente - US \$ / kW mes	1.83	1.85	1.868	1.984	1.99
Precio Promedio Unitario Peaje Secundario Subtransmisión Oriente - US \$ / kW mes	2.04	1.96	1.948	1.966	2.10
Número de Grandes Usuarios	915	1,063	1,092	1,118	1,140
Número de Usuarios del Servicio de Distribución Final	2,820,698	3,088,936	3,224,223	3,297,304	3,374,452

## 4.2. Productos del Mercado

De acuerdo a 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 se 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; y 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.

<sup>14</sup>: Refleja el precio unitario de todos los Sistemas Secundarios de Transmisión

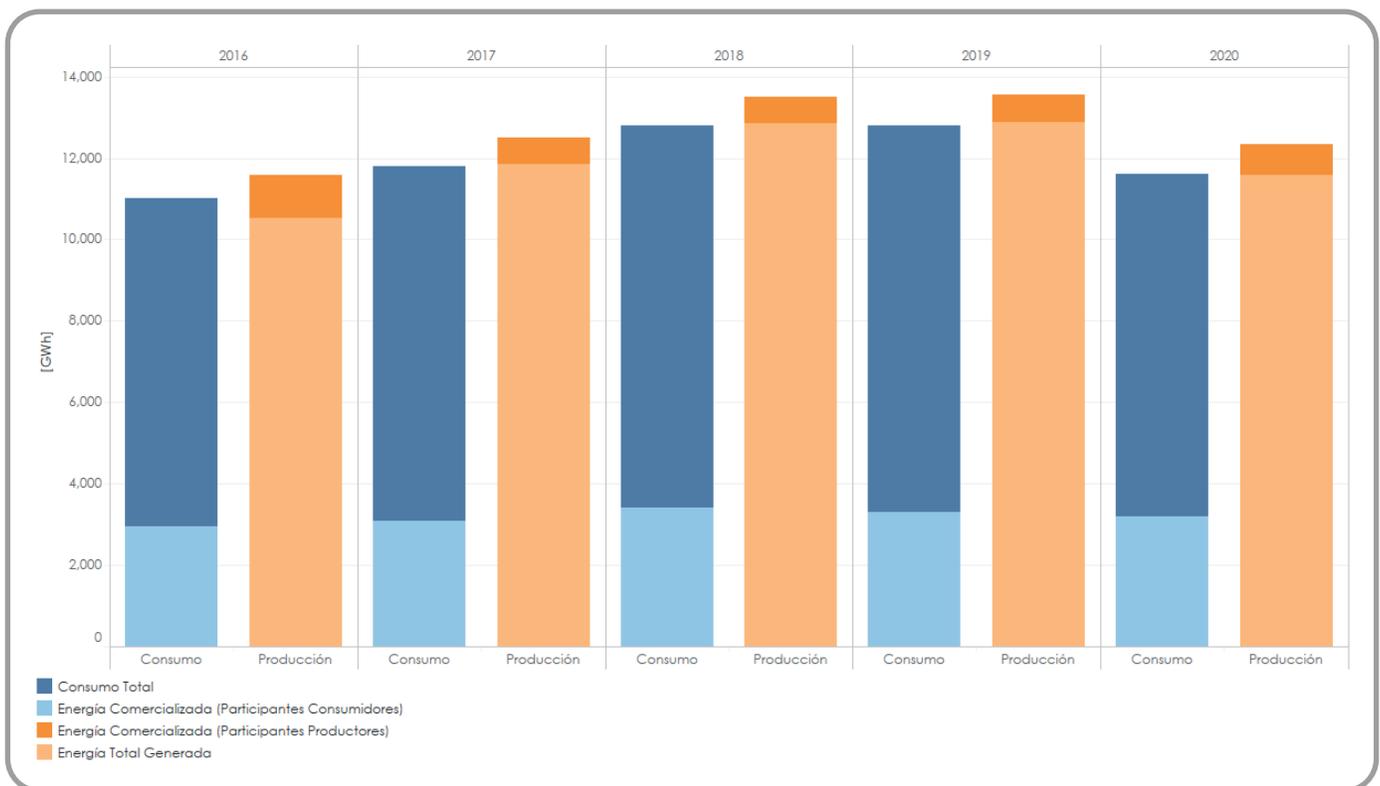
### 4.3. Energía Eléctrica

#### 4.3.1. Consumo y Generación de energía eléctrica

La energía total generada se ha incrementado en los últimos años. En el año 2015 el total generado fue de 9,098 GWh incrementado para el año 2019 a un valor aproximado de 12,892 GWh. De igual forma que la energía total generada, el consumo total incrementó en el periodo de análisis, llegando para el 2019 a un consumo de 9,495 GWh. No obstante, para el año 2020 se observa una reducción considerable del consumo y generación de energía, lo cual fue acorde al factor pandemia que generó restricciones de movilidad y distanciamiento social.

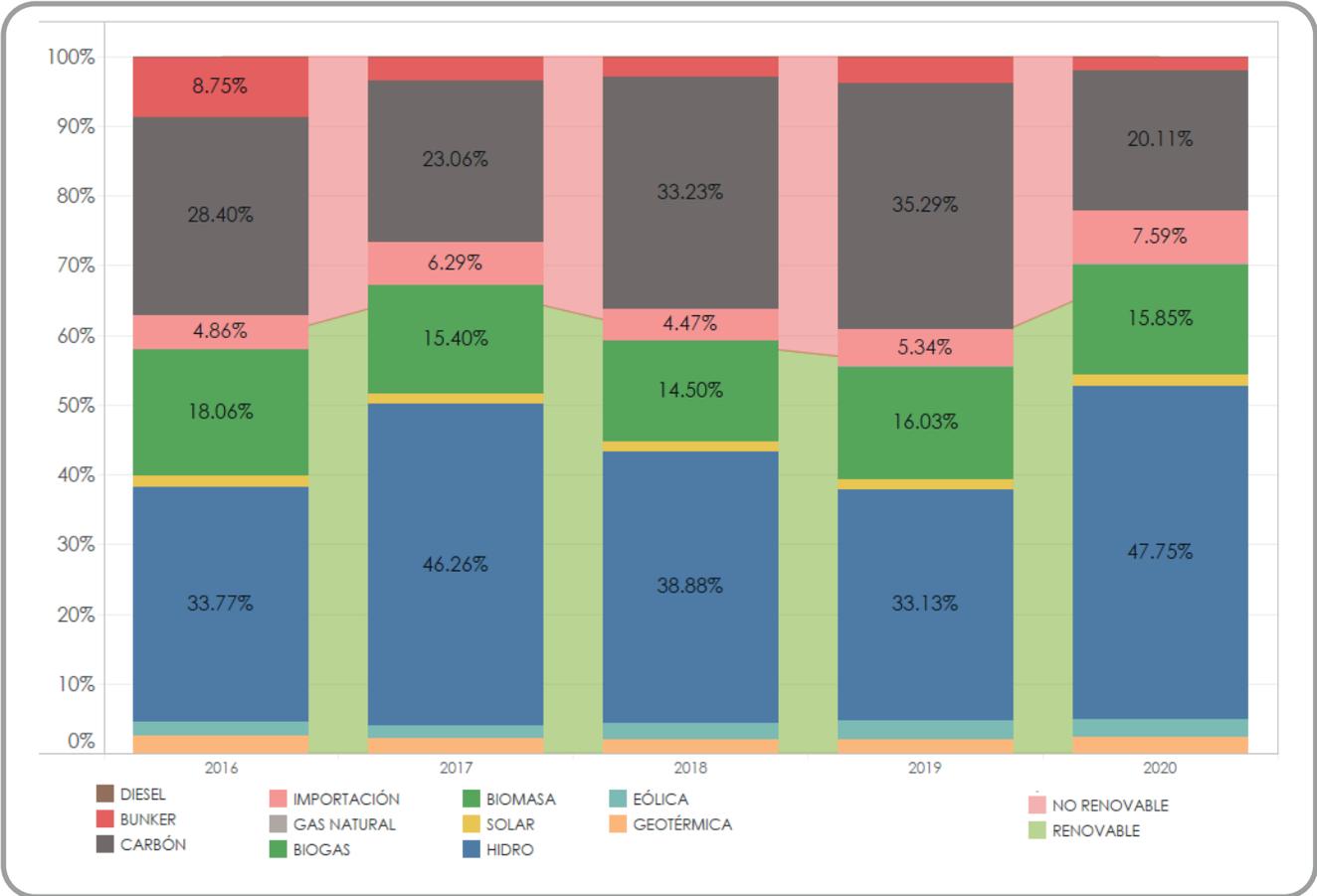
La siguiente gráfica muestra la relación entre la energía consumida y la producción de la misma. La energía comercializada por los participantes consumidores y la energía comercializada por los participantes productores, en el último año tuvieron una reducción significativa respecto al año 2019.

**Gráfica 9. Consumo y producción de energía eléctrica en Guatemala.**



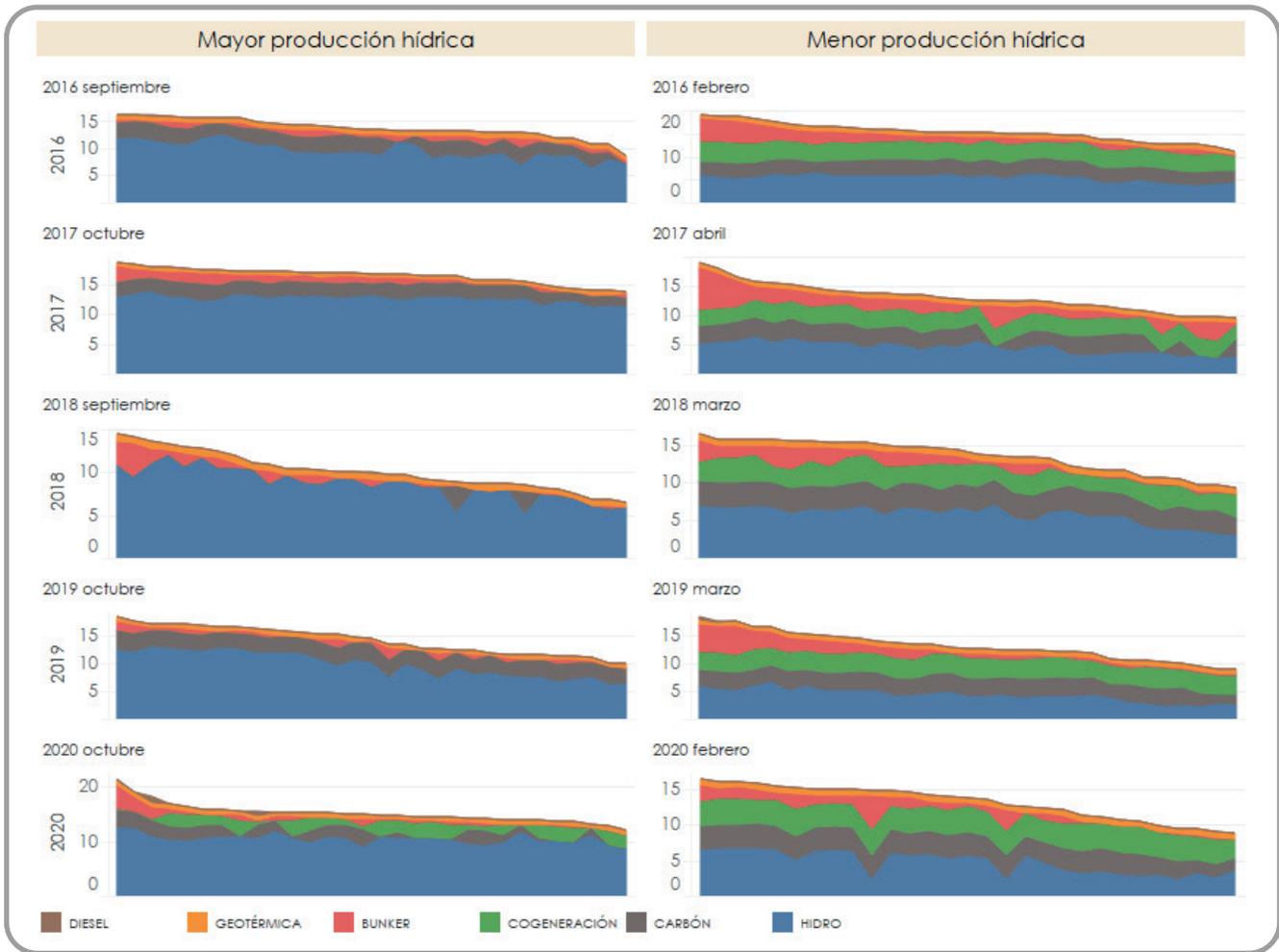
Durante el periodo del 2016 al 2020 se observa que el año 2020 fue el año donde la participación de energías renovables fue la más alta (70.31%) y en promedio, para el periodo en cuestión, el 62% de la energía producida fue con recurso renovable. Por otro lado, el año con menor aporte de recurso renovable fue el 2019 (55.49%), debido al aporte hidroeléctrico como consecuencia del fenómeno El Niño que afectó a la región.

**Gráfica 10. Matriz energética de la producción**



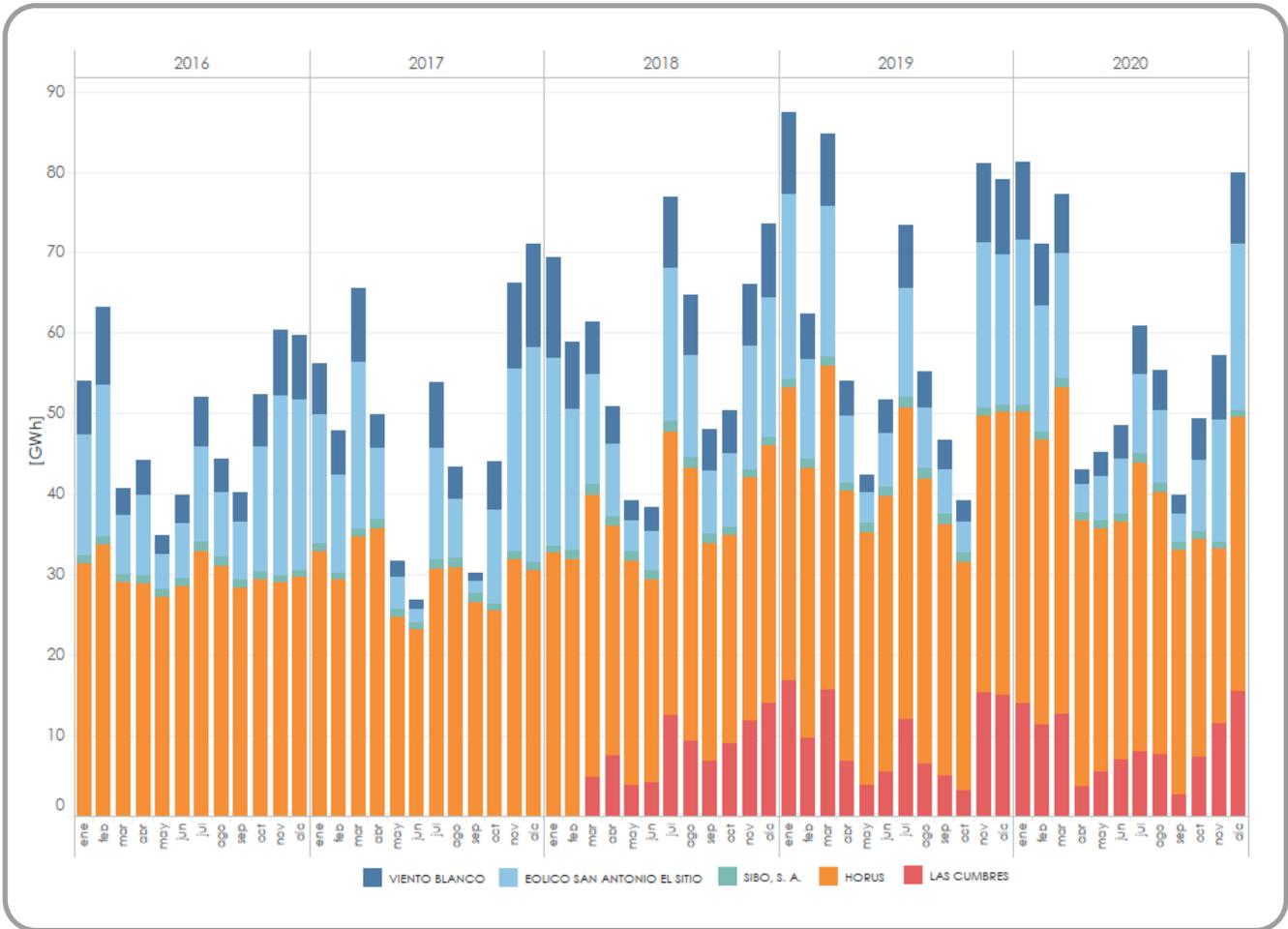
En la gráfica siguiente se muestra la composición de la matriz de generación para los meses con mayor y menor aporte hidroeléctrico en cada uno de los años de referencia.

**Gráfica 11. Matriz de generación en el mes de mayor y menor producción hidroeléctrica por año.**



A partir del año 2015, en el parque de generación se incorporaron tecnologías renovables variables (solar-fotovoltaica y eólica), las cuales se han incrementado a partir de dicho año. Para el año 2020 la energía generada con este tipo de tecnología representa un 4.29%, incrementando un 0.09% respecto al año 2019.

**Gráfica 12. Energía producida por las tecnologías solar-fotovoltaica y eólica.**



En la gráfica anterior se puede observar la evolución mensual en el aporte energético de las centrales Horus (solar-fotovoltaico), San Antonio el Sitio (eólico) y Viento Blanco (eólico). Se aprecia que a partir del 2018 ingreso la central Las Cumbres, misma que ha sido significativa en la generación con este recurso.

### 4.3.2. Costos Variables de Generación

El costo variable de generación<sup>15</sup> de las centrales son utilizados en el Mercado Mayorista para realizar las programaciones anuales-estacionales, semanales y diarias para calcular el costo total de operación, el Precio de Oportunidad de la Energía, la asignación de reservas y los sobrecostos de unidad generadora forzada.

A continuación se presentan los costos variables de generación (USD/MWh) de las

<sup>15</sup>:Conforme lo establece el artículo 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



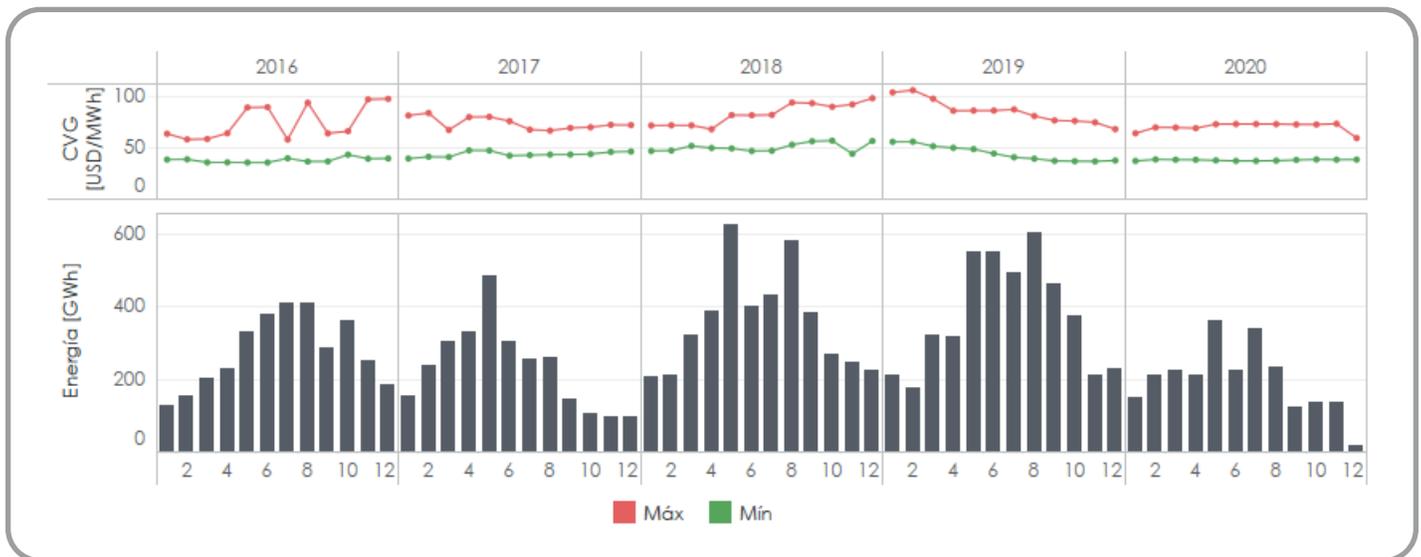
centrales generadoras presentes en el parque de generación guatemalteco de acuerdo al tipo de combustible que utilizan así como el volumen de energía (GWh) producida por ellas utilizando dichos combustibles. Todo lo anterior se presenta en valores mensuales acumulados (GWh mensuales para el caso de la producción de energía) y en valores máximo-promedio-mínimo para los costos variables de generación (USD/MWh) del grupo de centrales generadoras que utilizan dichos combustibles.

#### **4.3.2.1. Carbón**

El comportamiento de los Costos Variables de Generación -CVG- de las centrales que utilizan carbón para la generación de energía eléctrica ha sido estable durante los años 2016 al 2020 debido a las condiciones de compra del mismo. Existen grandes plantas carboneras que debido a las relaciones contractuales con las Distribuidoras del país, han gestionado acuerdos de compra de volúmenes considerables de carbón. Esto estabiliza los precios de compra; sin embargo, en algunas ocasiones pequeñas centrales carboneras realizan compras de corto plazo de carbón lo que incrementa los costos de compra y por ende se refleja en los CVG de dichas centrales. La diferencia entre el CVG máximo y el mínimo radica en lo antes expuesto ya que existen centrales 100% carbón y centrales que utilizan carbón durante la época de no zafra.

La producción de energía de las centrales carboneras está ligada directamente a la programación de las mismas, la cual a su vez está ligada con el comportamiento de la demanda en horizontes semanales y la disponibilidad de los recursos renovables. Durante el año 2020 la producción de energía mediante centrales carboneras se redujo debido a la reducción de la demanda por los efectos de las medidas de confinamiento y reducción de movilidad motivadas por la propagación del virus SARSCOV2. Adicionalmente, como se explica más adelante, el año 2020 tuvo condiciones favorables para el aprovechamiento del recurso hidráulico. El despacho se redujo 47% respecto del 2019.

**Gráfica 13. CARBÓN. Evolución de los Costos Variables de generación y de la energía producida de las centrales.**

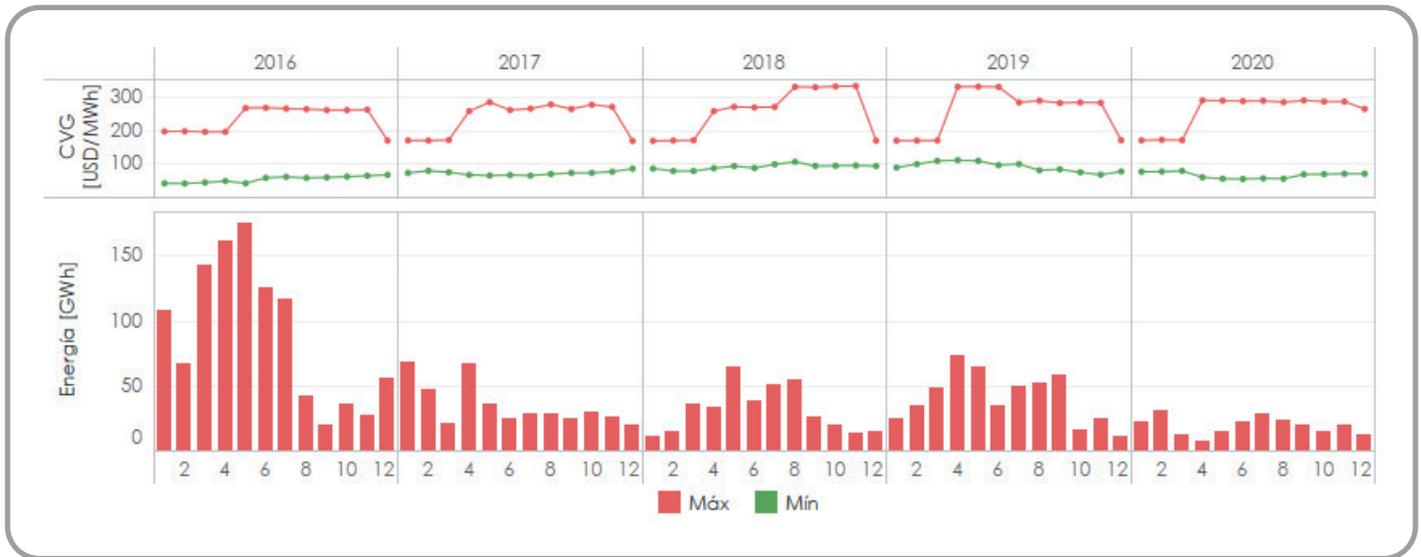


#### 4.3.2.2. Bunker

Los Costos Variables de Generación -CVG- de las centrales que utilizan bunker para la generación de energía eléctrica están ligados directamente a los indicadores de combustibles derivados de petróleo. En Guatemala el despacho de centrales que utilizan bunker se ha visto reducido desde el año 2014 debido al incremento de la participación de otras fuentes de generación. No obstante, debido a sus características estas centrales prestan servicios de Reserva Rodante Operativa y Reserva Rápida.

La diferencia entre los CVG máximo y mínimo radica en que existen centrales que declaran costos de inventario superiores a 150 USD/ MWh, mismos que en su momento fueron validados por el Administrador del Mercado Mayorista y por bajo despacho quedaron rezagados hasta la fecha. El despacho se redujo 53% respecto el 2019.

**Gráfica 14. BUNKER. Evolución de los Costos Variables de Generación y de la energía producida de las centrales.**



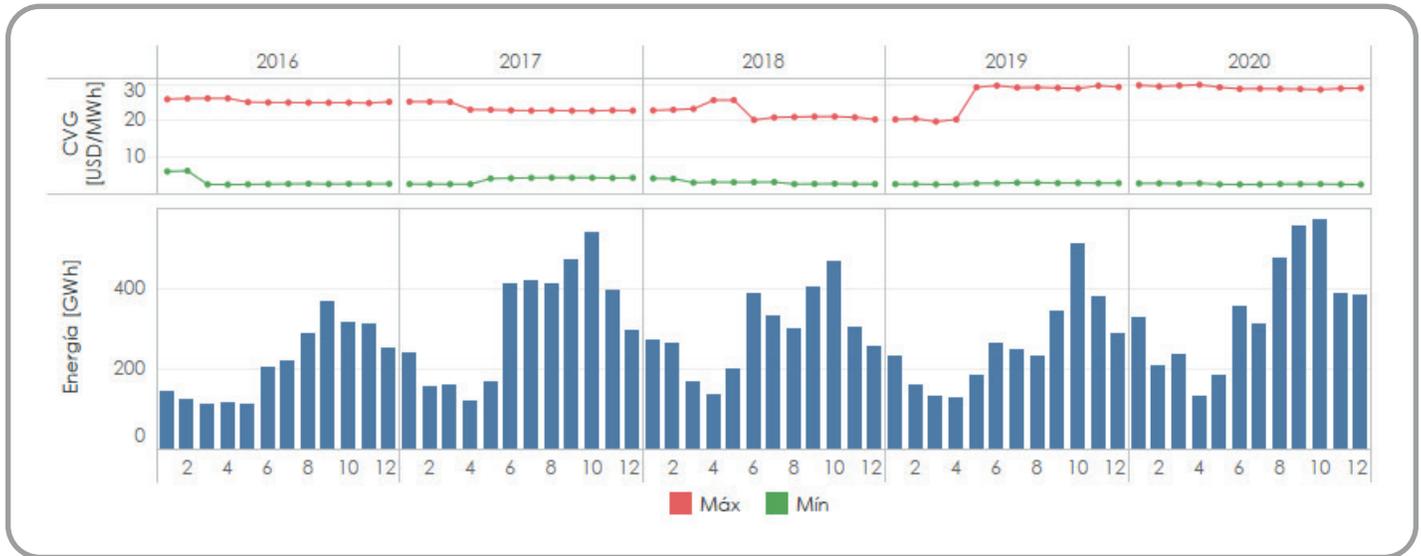
#### 4.3.2.3. Hidroeléctricas

Se observa que la producción hidroeléctrica del parque generador de Guatemala tiene estacionalidad que está fuertemente relacionadas con las época seca y húmeda del país, presentando los máximos de generación anuales en los meses de agosto, septiembre y octubre (época húmeda) y los mínimos de generación anuales en los meses de marzo y abril de cada año (época seca).

Los Costos Variables de Generación -CVG- de las centrales hidroeléctricas están compuestos únicamente por la porción de Operación y Mantenimiento (O&M), por lo tanto el valor de O&M dependerá del tamaño y configuración de las centrales, mismo que puede ser modificado únicamente al inicio de cada Año Estacional. Las centrales hidroeléctricas, dependiendo de la capacidad para almacenar agua, son clasificadas como de regulación diaria, semanal, mensual o anual; en el caso de no poseer capacidad de almacenamiento se denominan como “filo de agua”. Estas últimas, al no poseer capacidad de almacenamiento, turbinan el recurso cuando está disponible.

El año 2020 presentó condiciones hidrológicas favorables para la generación de energía eléctrica, lo que implicó un incremento de 33 % respecto del 2019. No obstante, debido a las condiciones meteorológicas en la región por los efectos de los huracanes ETA y IOTA, se incrementaron las lluvias y en consecuencia de los caudales, llevando a las centrales que se ubican en la vertiente del atlántico a salir de operación por seguridad operativa.

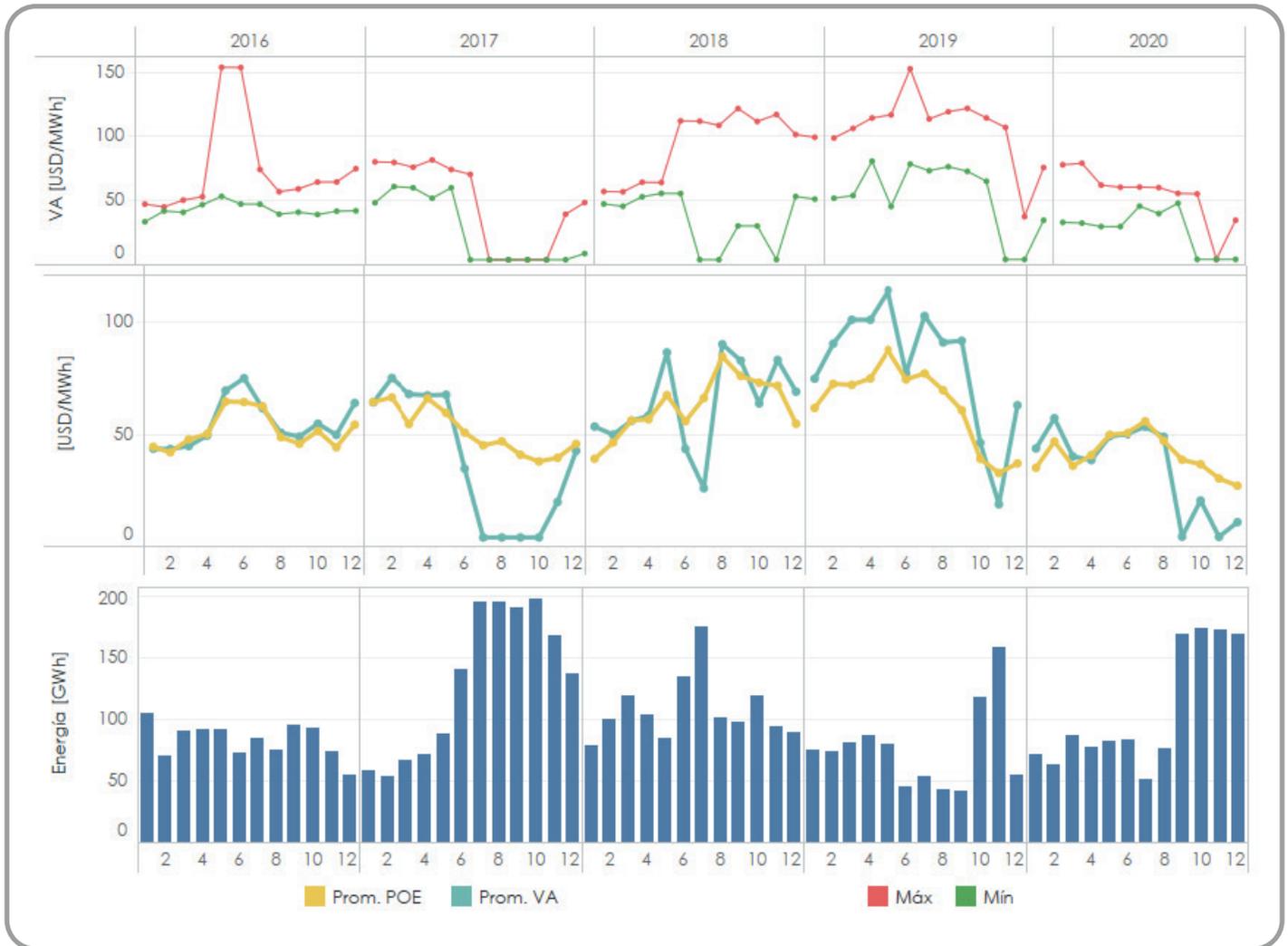
**Gráfica 15. HIDRO. Evolución de los Costos Variables de generación y de la energía producida por las centrales, excepto Chixoy**



Las centrales hidroeléctricas clasificadas como de capacidad de regulación mensual o anual son optimizadas utilizando la política de uso del agua que resulte de las predicciones de las condiciones hidrológicas para las cuencas del país, las cuales varían dependiendo de la evolución de las condiciones meteorológicas. Esto permite gestionar el recurso hídrico a lo largo de cada Año Estacional y colocar los paquetes de energía para así obtener el menor costo total de la operación.

El valor del agua es el indicador de abundancia o escases del agua almacenada en los embalses de regulación anual o mensual y en los meses de escases tiene un comportamiento similar al del precio SPOT, lo que sugiere que por la condición de escases el recurso es marginal. Por otra parte, en los meses de invierno cuando el recurso es abundante, el valor del agua es similar o igual a los costos de O&M de las centrales hidroeléctricas. Como se observa en el gráfico durante los meses de septiembre a diciembre, los valores del agua son reducidos y a su vez el volumen de energía producida es mayor. Caso contrario en los meses de enero a mayo de todos los años en el que el recurso hidráulico es limitado y el valor del agua se incrementa. El despacho de estas centrales Chixoy y Jurún Marinalá se incrementó en 40% y 9% para el 2020.

**Gráfica 16 CHIXOY. Evolución del Valor del Agua y de la energía producida, comparada con el precio SPOT**



### 4.3.3. Mercado de Oportunidad y el precio SPOT

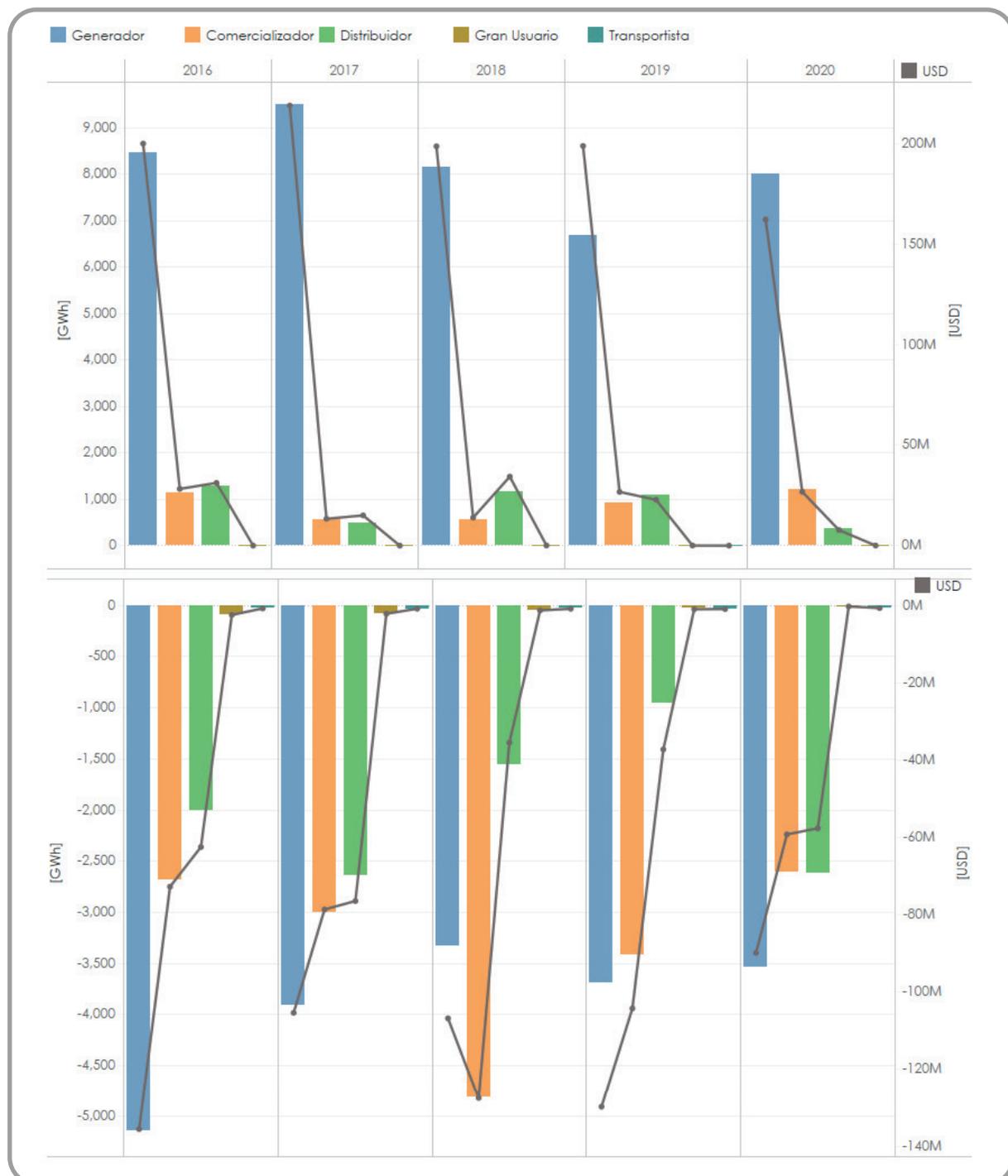
El Mercado de Oportunidad o Mercado Spot es el conjunto de transacciones de compra y venta de energía de corto plazo; dichas transacciones se liquidan al precio de oportunidad de la energía<sup>16</sup>.

En este mercado participan todos los Agentes; en él compran y venden faltantes y excedentes de energía. Para visualizar los efectos de las ventas y compras en el Mercado de Oportunidad sobre el comportamiento del Precio de Oportunidad de la Energía, en las gráficas siguientes se presentan los volúmenes de energía y montos monetarios de las ventas y compras de energía en el Mercado de Oportunidad. En las referidas gráficas se puede apreciar que entre los valores monetarios y la energía vendida o comprada la relación es directamente proporcional, es decir a mayor volumen de energía vendida o comprada mayores son los valores monetarios.

<sup>16</sup>:Precio SPOT se encuentra definido en el artículo 1 del RAM

Asimismo, se puede apreciar que para todo el periodo analizado los mayores compradores y vendedores de energía en el Mercado de Oportunidad son los Agentes Generadores ya que existen plantas mercantes y Agentes Generadores que realizan transacciones de exportación. Seguido de estos están los agentes Comercializadores y demás Participantes Consumidores quienes en su mayoría realizan compras. Esto puede variar dependiendo de la estrategia comercial de cada Participante Consumidor y sus niveles de demanda horarios.

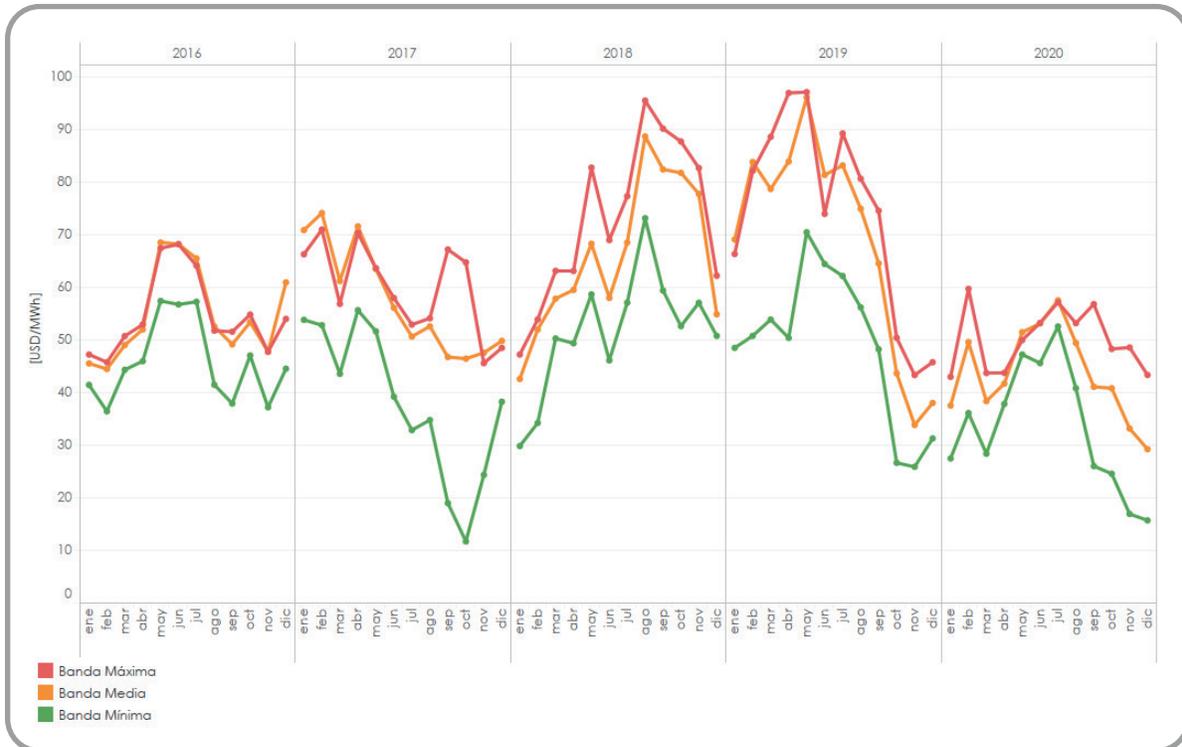
**Gráfica 17. Relación de las ventas/compras de energía en el Mercado de Oportunidad con los montos recibidos.**



### 4.3.3.1. 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 que haya sido despachada por el Administrador del Mercado Mayorista<sup>17</sup>.

**Gráfica 18 Precio SPOT promedio mensual por banda horaria**



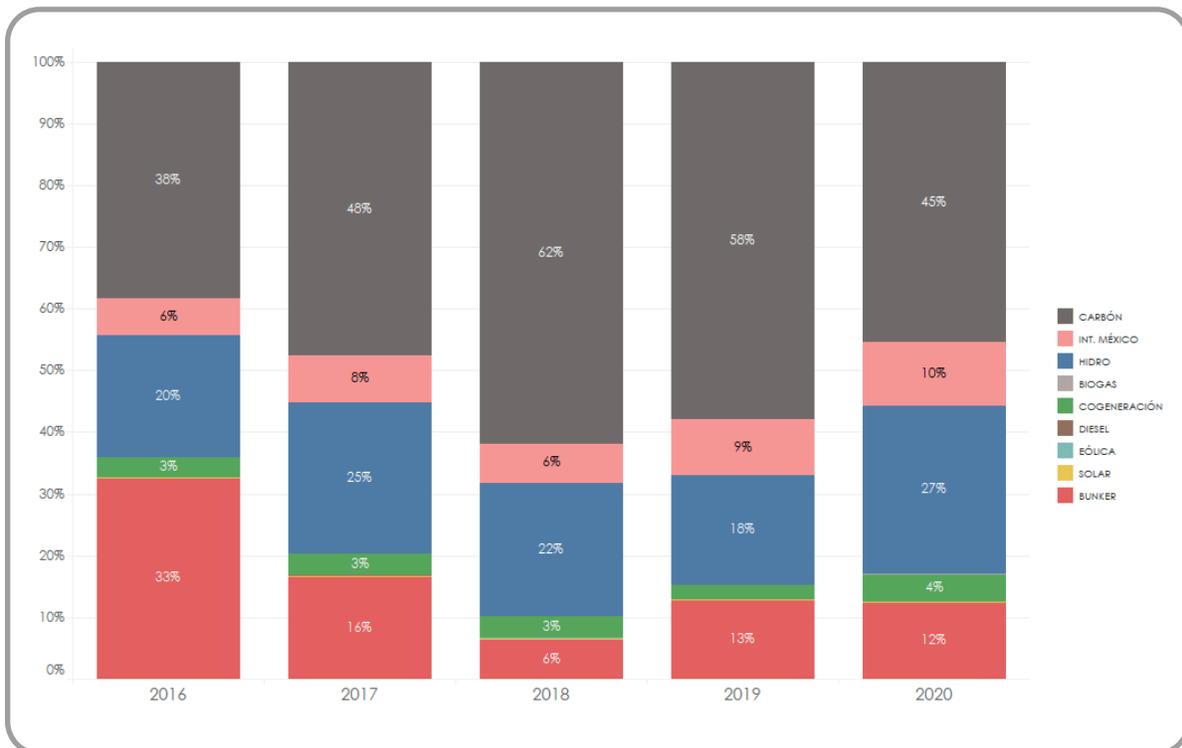
El comportamiento de los precios SPOT es directamente proporcional a la disponibilidad de los recursos y la asignación de los mismos para la generación de energía eléctrica, así como de los niveles de demanda y restricciones operativas del sistema. Al ser la última unidad/central convocada para abastecer la demanda nacional es la que fija el precio SPOT y la tendencia del mismo está ligada estrechamente al costo del combustible o valor asociado del recurso que se utiliza para generar energía eléctrica. Por lo tanto, como se evidencia en los gráficos, a mayor participación de centrales que utilizan combustibles fósiles, mayor el precio SPOT.

Es evidente que a mayor participación de centrales que utilizan recursos renovables el precio SPOT se reduce. Sin embargo, la reducción en los costos de producción de energía, por la diversificación de la matriz de energía eléctrica al implementar

<sup>17</sup>:Reglamento del AMM, Artículo 1

tecnologías que tienen como recurso primario recursos renovables, no se deben interpretar como señal para incrementar indiscriminadamente dichas tecnologías, ya que esto podría poner en riesgo la seguridad operativa de los sistemas eléctricos ya que estas últimas carecen de certeza en la gestión de los recursos y son variables en su disponibilidad.

**Gráfica 19. Evolución de los recursos que definen la Unidad Generadora Marginal**

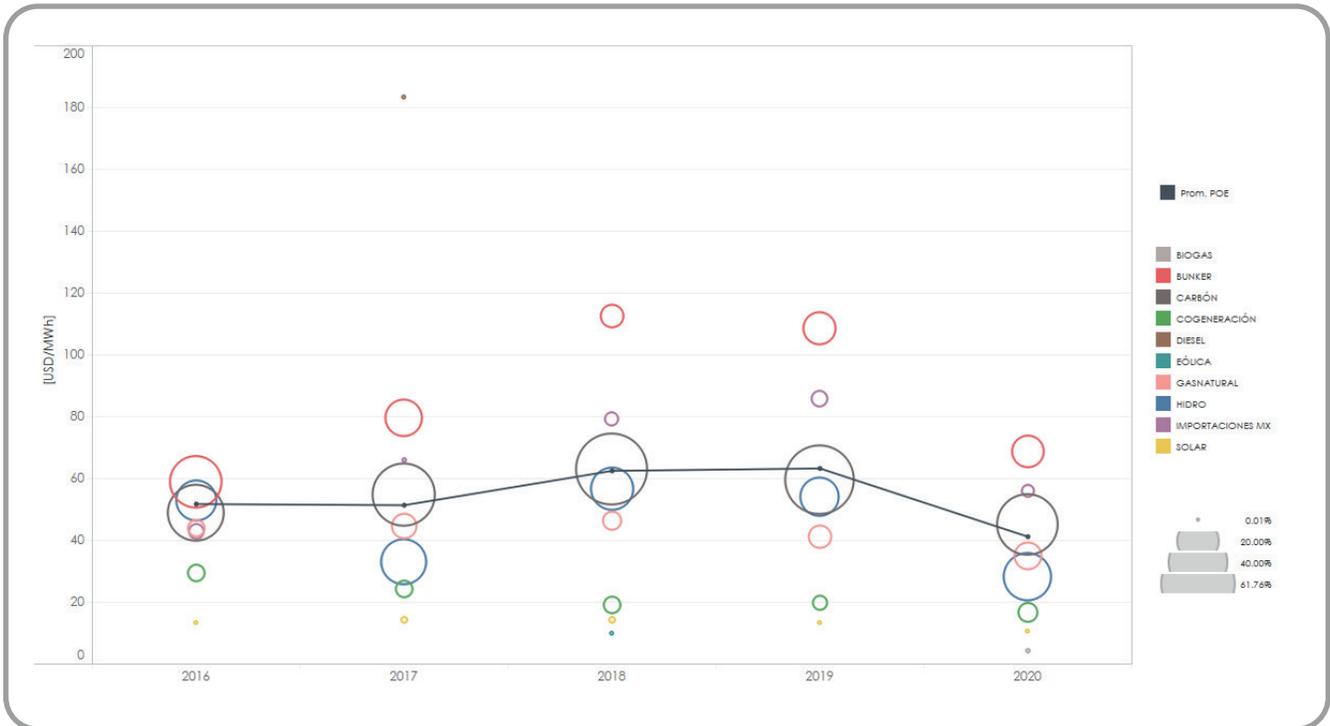


En la gráfica se puede observar que a partir del año 2016 las centrales que utilizan carbón incrementaron su participación en la fijación del precio SPOT seguido de las centrales Hidroeléctricas y las centrales bunker, las cuales marginaron en promedio para el año 2020 27% y 12% de las horas del año 2020.

La gráfica siguiente se compone de:

- Línea: evolución del precio Spot Promedio anual
- Círculo: CVG marginal promedio por cada tipo de combustible
  - Color de círculo: indica el tipo de combustible
  - Tamaño de círculo: indica el número de horas en el año en las cuales marginó el tipo de combustible

**Gráfica 20. Precio Spot promedio anual vrs. Costo Variable de Generación (CVG) marginal según el tipo de combustible**



Como se evidencia en los gráficos, los recursos marginales son en su mayoría tecnologías con combustibles fósiles asociados; esto demuestra el desplazamiento de dichas tecnologías por el incremento de tecnologías con recursos primarios renovables y en consecuencia una reducción en el precio SPOT durante las épocas de mayor parcelación hidroeléctrico principalmente.

#### 4.3.3.2. Mercado de Oportunidad desde el punto de vista del Participante Productor

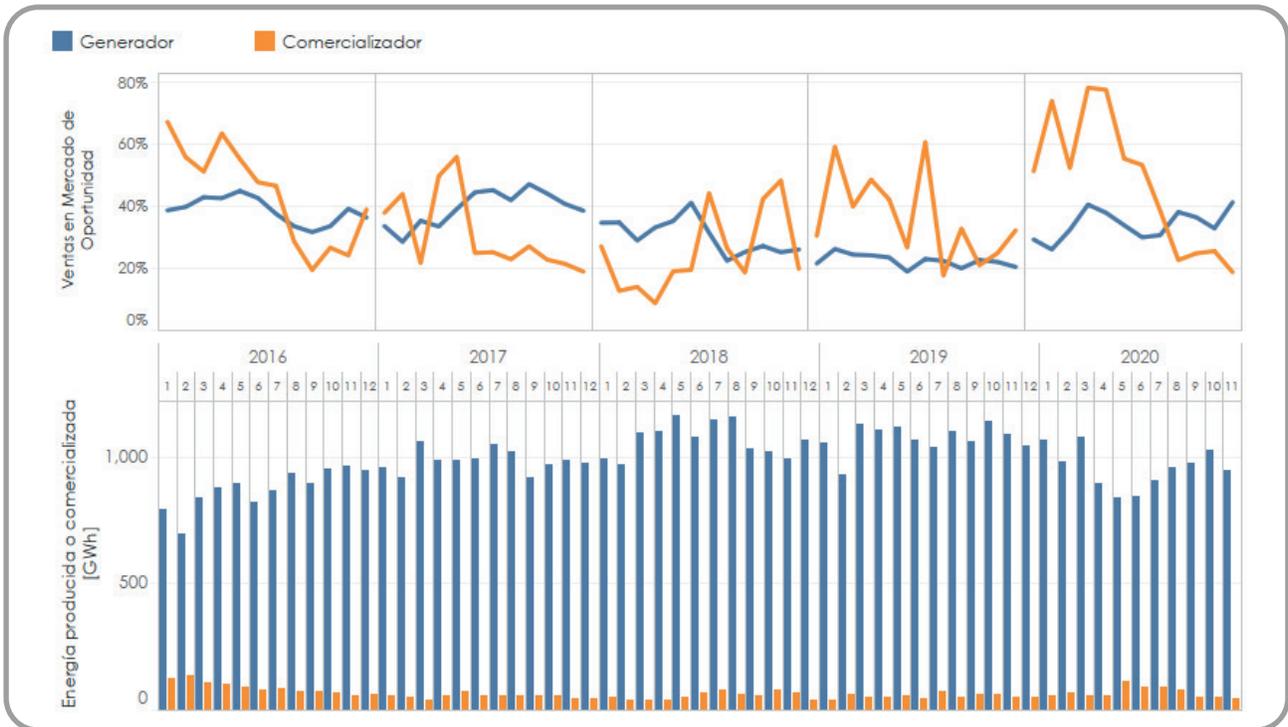
En el Mercado Mayorista, la oferta de energía es puesta a disposición de la demanda de manera directa por:

- las centrales generadoras;
- los comercializadores que representan a las centrales a través de un contrato de comercialización de oferta; y
- Los importadores (que en la gran mayoría de los casos son comercializadores y/o generadores) que retiran desde el Mercado Eléctrico Regional y la interconexión GT-MX, y hacia Guatemala.

La Gráfica siguiente muestra en su área inferior los bloques de energía 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.

Se puede observar que en el año 2020 la energía vendida en el mercado de oportunidad por parte de los Agentes Comercializadores tuvo un incremento durante los primeros meses y para los meses siguientes a junio se redujo hasta en un 55%.

**Gráfica 21. Energía producida y la porción vendida en el Mercado de Oportunidad por los Participantes Productores**

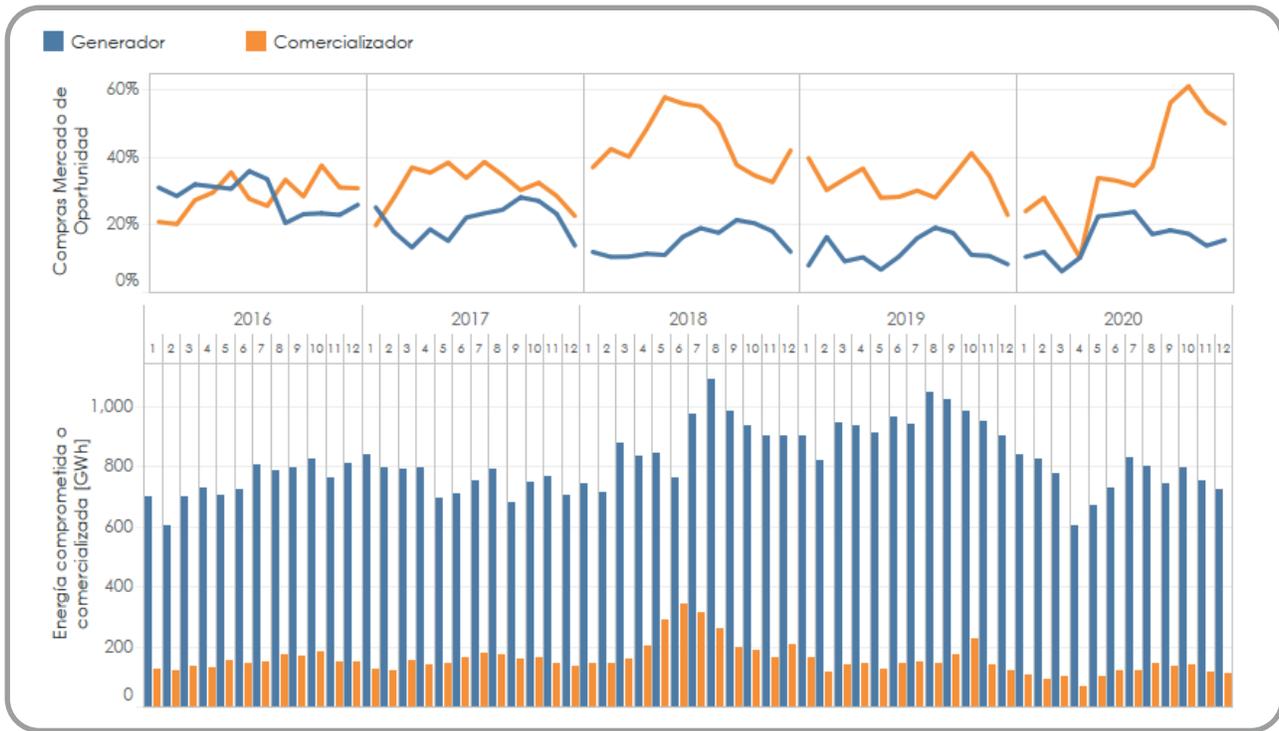


Los participantes productores adquieren compromisos de suministrar energía a través de los contratos del Mercado a Término, en los cuales se definen volúmenes y demás condiciones pactadas entre partes que son informadas al AMM.

Las reglas del despacho utilizadas para minimizar el costo total de operación del mercado establecen, entre otros, que el despacho no estará condicionado a consideraciones de despacho obligado por compra mínima a generadores. Debido a lo anterior, 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, son adquiridos mediante compras al Mercado de Oportunidad.

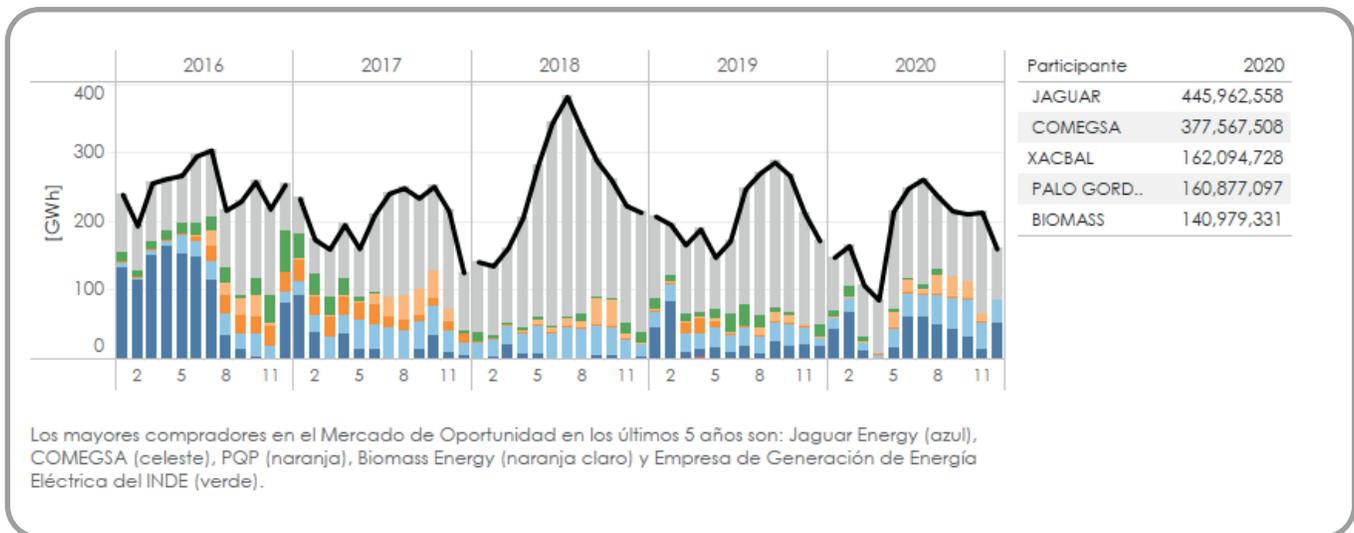
En la siguiente gráfica se observa en el área inferior el volumen total mensual de energía comprometida por los participantes productores mediante contratos del Mercado a Término. En el área superior de la gráfica se tiene el porcentaje de dicha energía que fue adquirida por el participante productor en el Mercado de Oportunidad para cumplir sus compromisos de suministro.

**Gráfica 22. Energía comprometida y la porción comprada en el Mercado de Oportunidad por los Participantes Productores**



Se puede observar que los volúmenes de las compras de energía de los Participantes Productores en el Mercado de Oportunidad son variables debido a que generalmente dichas compras son realizadas como consecuencia de las transacciones de exportación que realizan estos Participantes y estas transacciones dependen de la intención de compra de los mercados eléctricos de los países vecinos.

**Gráfica 23 Mayores compradores en el Mercado de Oportunidad para cumplir sus compromisos en el Mercado a Término.**

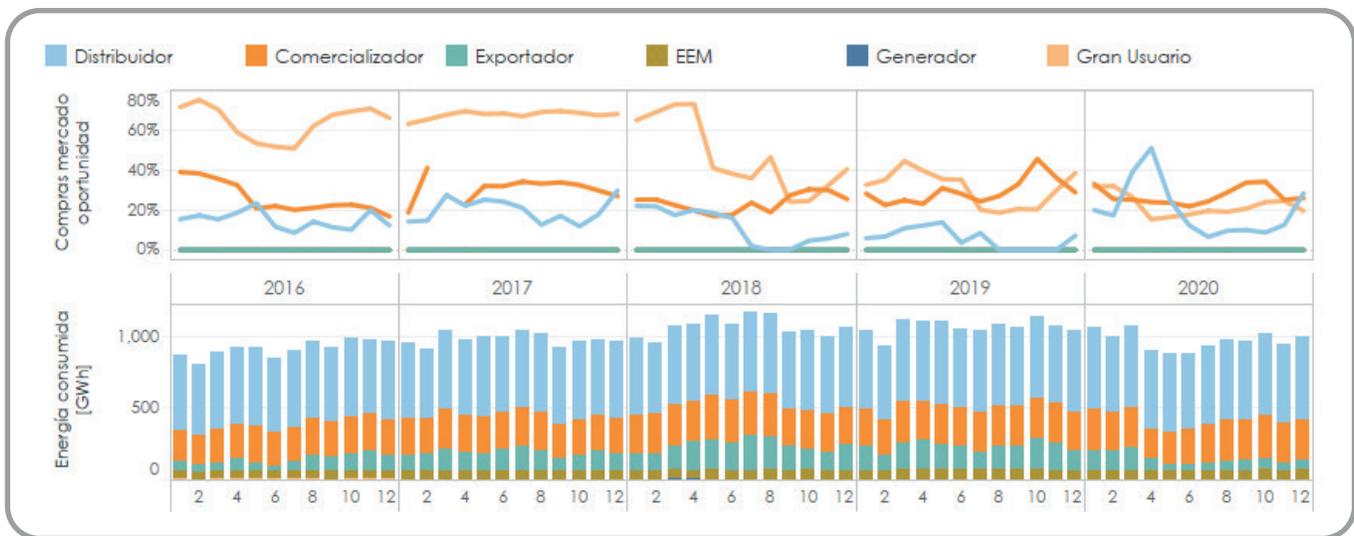


### 4.3.3.3. Mercado de Oportunidad desde el punto de vista del Participante Consumidor

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 suministre la totalidad de la misma.

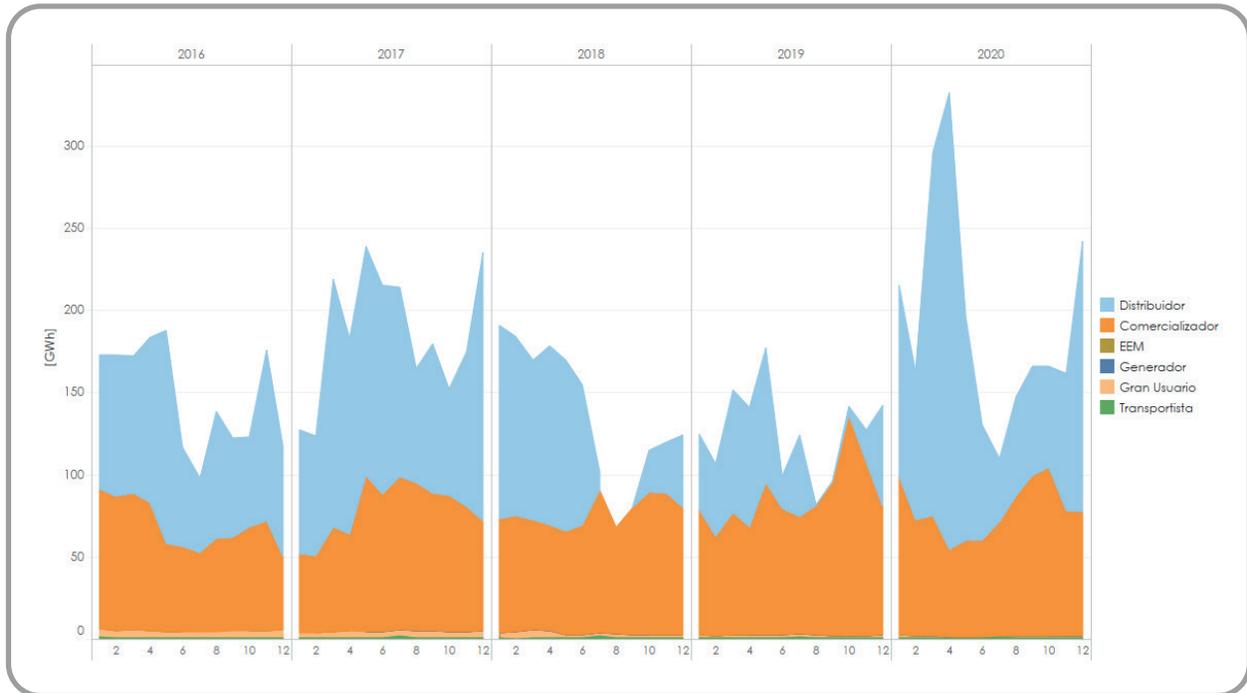
Se observa que durante los años 2016 al 2018, los Grandes usuarios Participantes decidieron tener compras de hasta el 76% de su energía en el Mercado de Oportunidad; no obstante, a partir de mediados del 2018 dicha tendencia se redujo, probablemente a la decisión de contratarse para no estar expuestos a las variaciones del precio SPOT. Por otra parte, se observa que los comercializadores mantienen la tendencia de hacer compras entre el 20% y 30% de sus requerimientos en el mercado de oportunidad.

**Gráfica 24. Energía consumida y la porción comprada en el Mercado de Oportunidad de los Participantes Consumidores.**



Se observa para el año 2020 una clara tendencia a la reducción en las compras durante los meses en los que existieron medidas de confinamiento y restricción de movilidad en el país. Esto impactó directamente en el consumo de energía eléctrica y por ende en las compras del Mercado de Oportunidad.

**Gráfica 25. Energía total comprada en el Mercado de Oportunidad.**



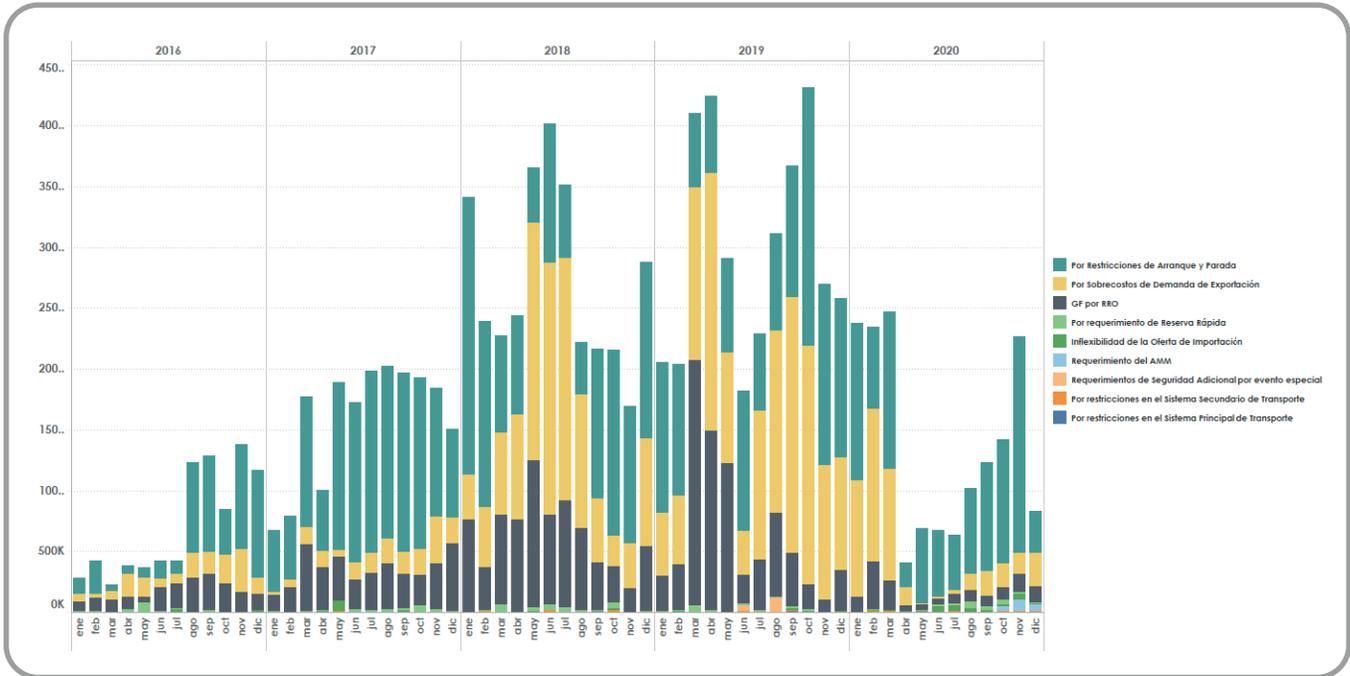
#### **4.3.4. Generación Forzada.**

La Generación Forzada es el resultado de convocar unidades/centrales para generar energía eléctrica por una razón distinta a su costo variable; esto quiere decir que el operador del sistema convoca generación que no necesariamente sigue el orden de mérito. El sistema eléctrico opera bajo la premisa de mantener las condiciones de calidad y seguridad operativa, entonces en ocasiones es necesario contar con centrales que por sus características permiten dar continuidad a las premisas antes mencionadas.

El sobrecosto correspondiente será asumido por los responsables de la restricción. De acuerdo a la normativa, existen 11 distintas causales que dan origen a la generación forzada.

En el gráfico siguiente se presenta el monto total de sobrecosto por generación forzada y los montos que corresponden por tipo de causal. Se observa que en los últimos años las causas con mayor participación en los costos de Generación Forzada son por Restricciones de Arranque y Parada y por Sobrecostos de Demanda de Exportación; asimismo, se puede apreciar que los montos de sobre costos de Generación Forzada han incrementado a partir del año 2017 llegando a un monto total de 34, 384,855 millones de dólares estadounidenses para el año 2019. Siendo el valor del año 2020, 54% inferior al año anterior.

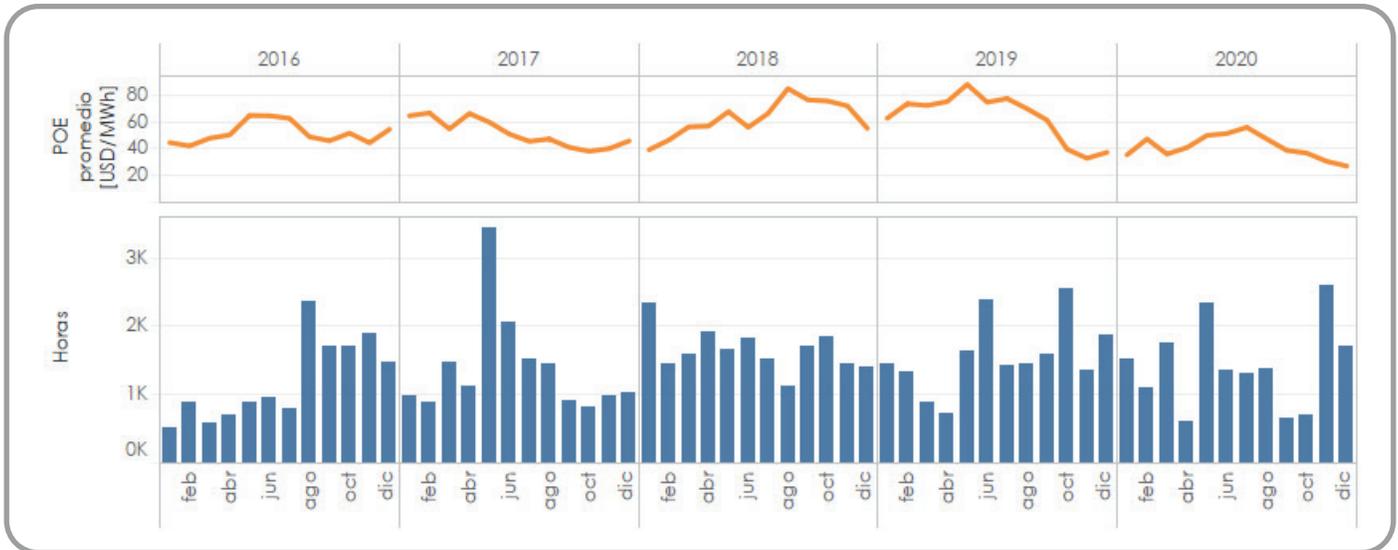
**Gráfica 26. Monto total de sobre costo de Generación Forzada por cada tipo**



Para el causal “arranque y parada” su sobrecosto anual representó el 60% de los montos totales producto de la generación forzada para el año 2020. 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.

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 una significativa tendencia de comportamiento inverso respecto a la frecuencia de ocurrencia de generación forzada y el precio Spot ya que cuando uno aumenta el otro se reduce y viceversa.

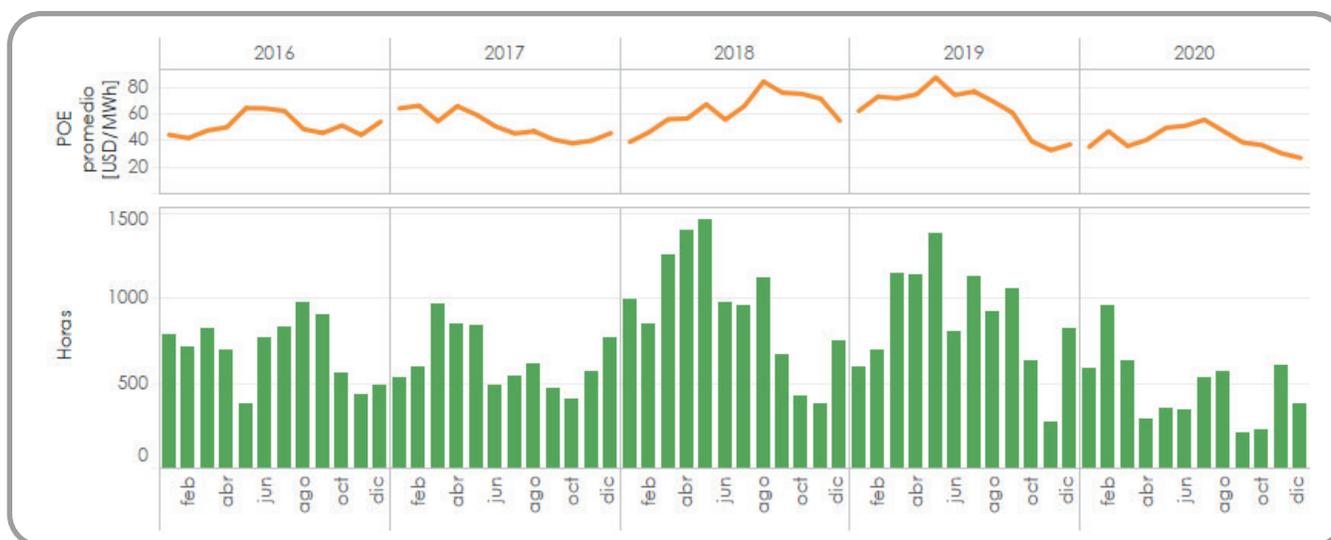
**Gráfica 27. Número de horas con generación forzada por arranque y parada**



El sobrecosto anual de la generación forzada por “reserva rodante operativa” representó el 9.4% del total de sobre costo por generación forzada para el 2020. Para la asignación del Servicio Complementario de RRO se toma en consideración el Costo Variable de Generación y el Precio de la oferta del servicio, procurando obtener el mínimo costo; dicho esto, la tecnología de turbina hidráulica es quien mayor presta este servicio. En ocasiones, para brindar el servicio de RRO la unidad generadora “hidro” o motores reciprocantes son despachados exclusivamente para regular la reserva y no participar dentro del despacho económico de generación.

La gráfica siguiente presenta la frecuencia mensual de ocurrencia de generación forzada por “reserva rodante operativa” y el comportamiento del precio de oportunidad de la energía 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 que 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 28. Número de horas con generación forzada por el servicio de RRO**

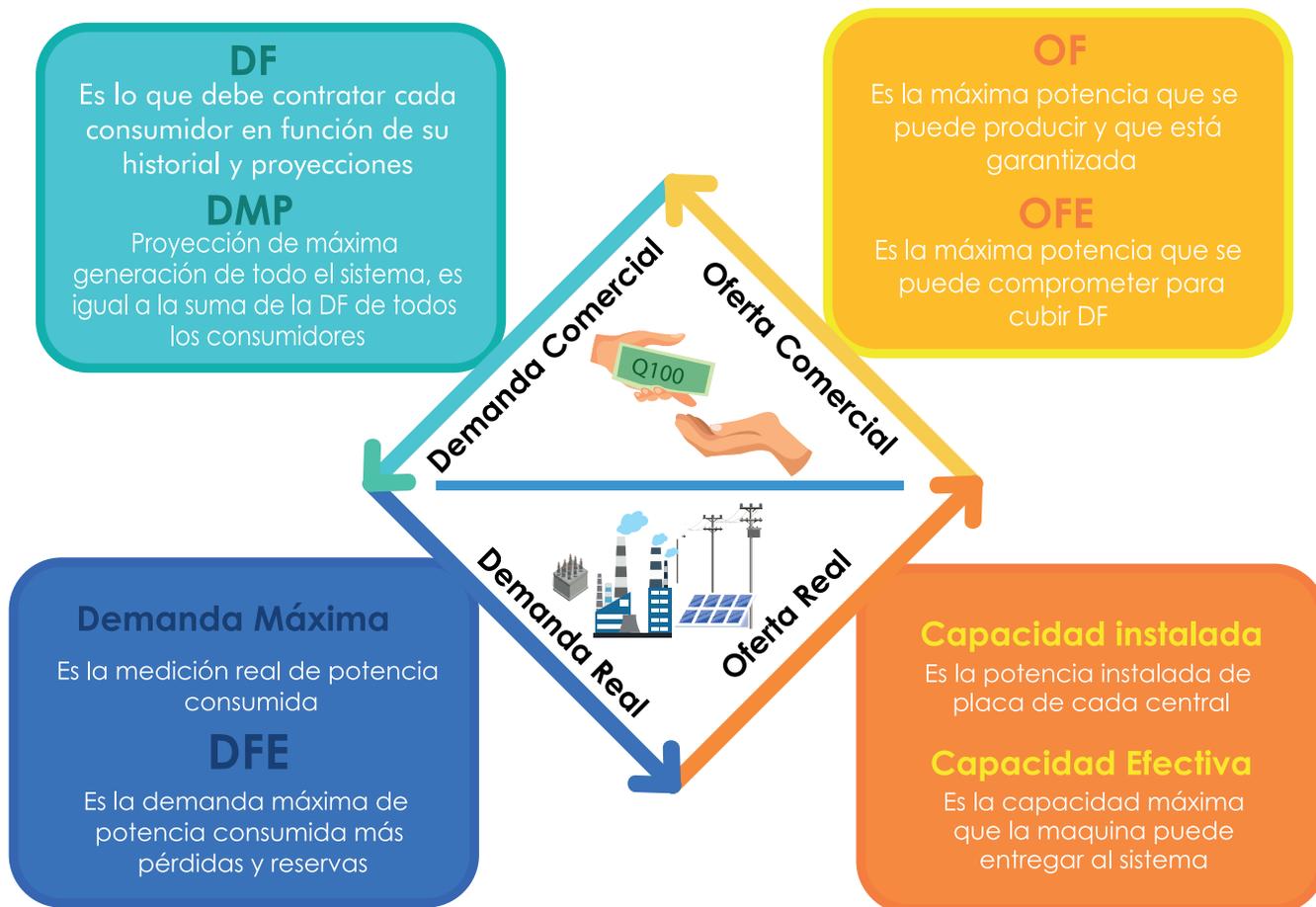


#### 4.4. Potencia

La potencia es, al igual que la energía, un producto que se transa en el Mercado Mayorista a través del Mercado a Término. Desde el punto de vista de la demanda, los Participantes Consumidores compran a los Participantes Productores el producto potencia que le permite cumplir la obligación que la regulación les impone de tener contratada la Demanda Firme; la Demanda Firme solo se puede cubrir con el producto potencia que venden los Participantes Productores que, desde el punto de vista de la oferta, se denomina Oferta Firme Eficiente para cubrir Demanda Firme; sin embargo, también existe Oferta Firme Eficiente que no califica para cubrir la Demanda Firme.

Dicho producto lo utiliza la oferta para cubrir la demanda de exportación. También desde el punto de vista de la oferta, los Participante Productores compran y venden el producto potencia entre sí, dependiendo de los compromisos que tengan para cubrir Demanda Firme o demanda de exportación. Por otro lado, es evidente que siempre existirán diferencias o desviaciones entre la operación real y los compromisos de potencia suscritos por lo que 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.

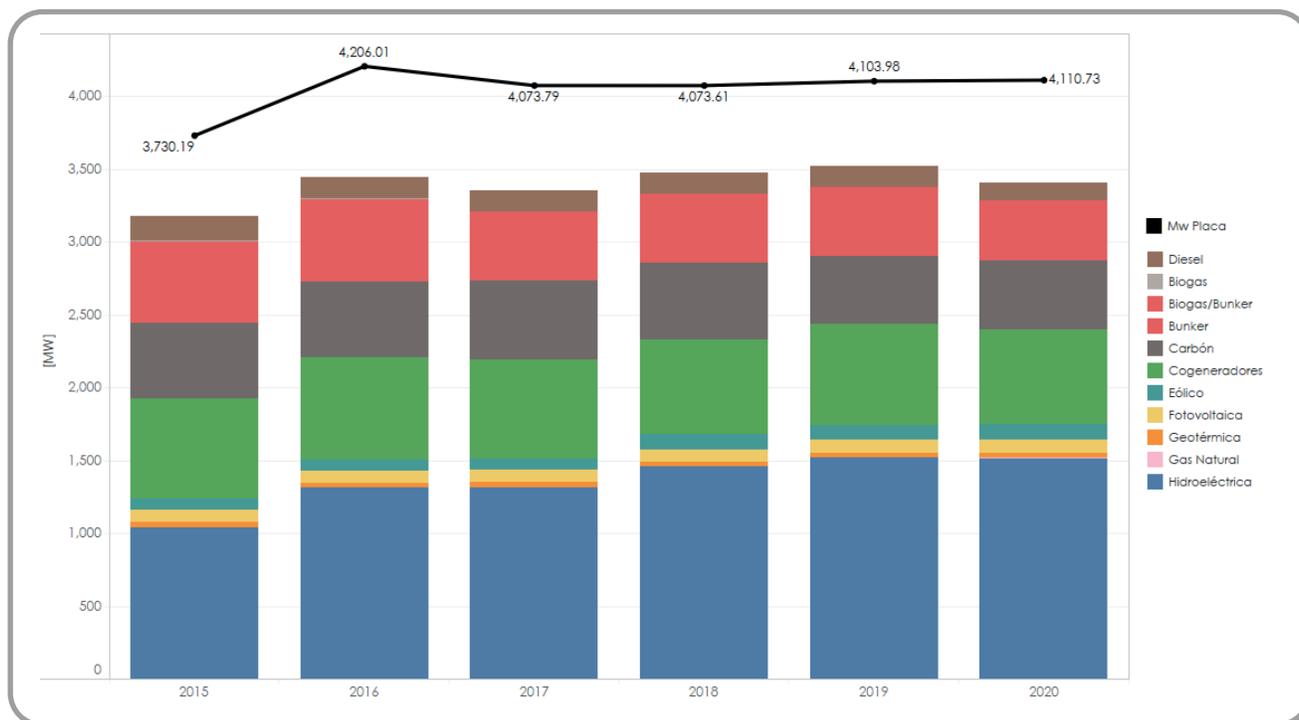
Cuando nos referimos a potencia en el Mercado Mayorista Guatemalteco se entiende lo siguiente:



#### 4.4.1. Capacidad en el SNI

Conforme la normativa a cada central generadora conectada al SNI se le practica una prueba de Potencia Máxima por lo menos una vez cada 3 años para determinar la capacidad real que efectivamente pueden entregar o que se encuentra disponible. A la sumatoria de dichas capacidades se le conoce como capacidad efectiva en MW. La evolución de esta se muestra en el siguiente gráfico comparándola con la capacidad de placa declarada.

**Gráfica 29. Capacidad Instalada y Efectiva Total en el SNI**



Aunque la capacidad efectiva total en el Sistema Nacional Interconectado se redujo en un poco más de 112MW durante el año 2020 respecto del año 2019, durante el año 2020 se adicionó un total de 6.75MW de nuevos proyectos y hubo incrementos de capacidad de varias centrales como el Ingenio La Unión que fue un poco más de 27MW. La reducción consiste principalmente en los resultados de las pruebas de potencia máxima para las centrales que se encuentra disponibles y el retiro de varias centrales en el Sistema Nacional Interconectado entre las que se incluyen unidades de la central Las Palmas y el Ingenio Concepción. Además, se realizó la desconexión de la central COENESA.

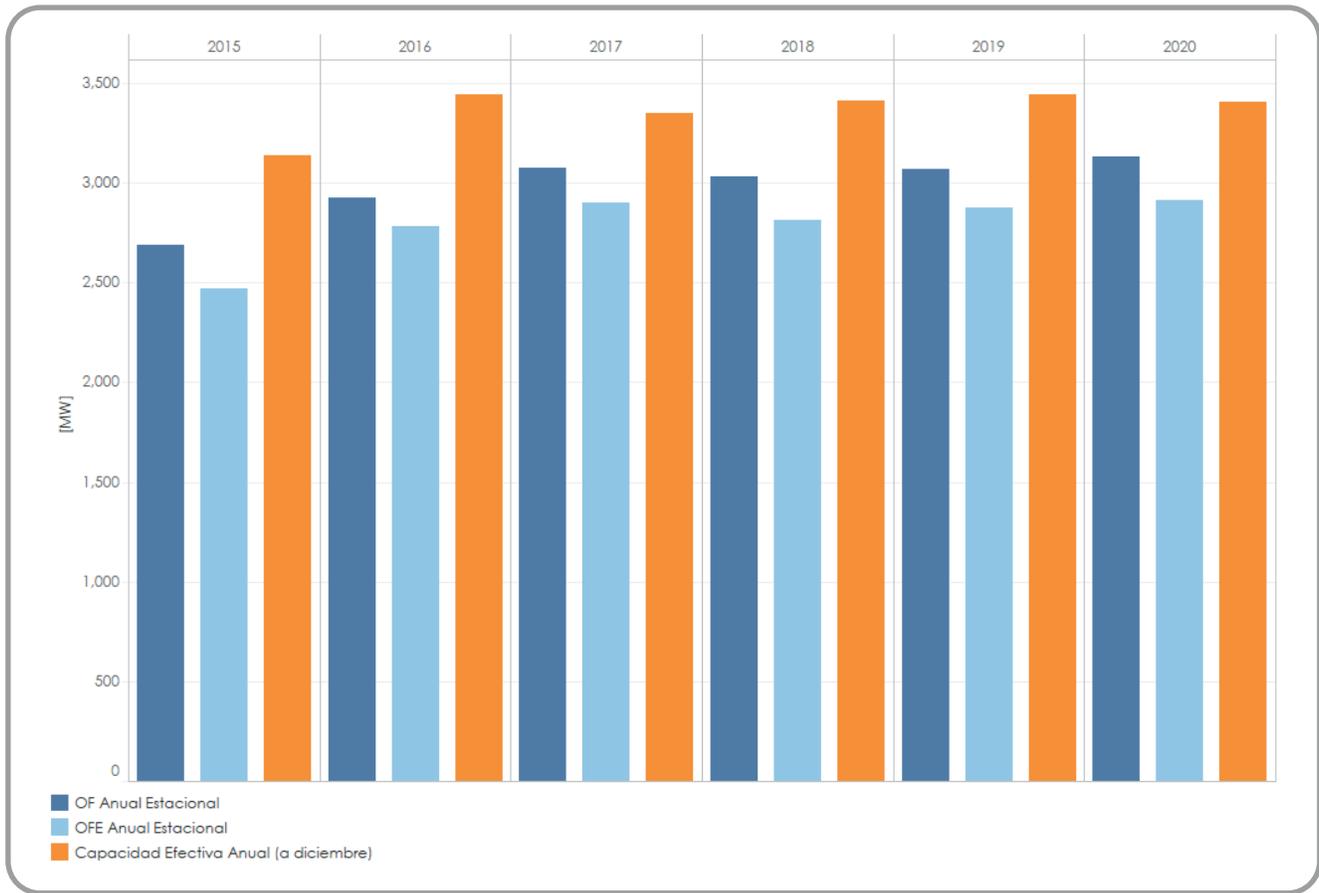
#### 4.4.2. Oferta

En la Gráfica siguiente se observa la comparación de la Oferta Firme (OF) y Oferta Firme Eficiente (OFE)<sup>18</sup> en los últimos 5 años estacionales y la capacidad efectiva para el mes de diciembre correspondiente. Por otra parte, se compara la capacidad de comprometer potencia en contratos (OFE) respecto de la OF; el promedio de los últimos cinco años de la relación entre la OFE y OF es superior al 95% manifestando que la capacidad de las unidades generadoras de suscribir contratos<sup>19</sup> es plena.

<sup>18</sup>: La Oferta Firme y la Oferta Firme Eficiente se encuentran definidas en el artículo 1 del RAMM.

<sup>19</sup>: Véase Norma de Coordinación Comercial 13

**Gráfica 30. Oferta Firme Eficiente, Oferta Firme y Capacidad Efectiva Total**



Adicionalmente, al realizar la relación entre la Oferta Firme y la capacidad efectiva, se puede determinar el promedio ponderado de la disponibilidad de la potencia que efectivamente se puede disponer para el despacho. Se observa que esa capacidad efectiva en el año 2020 estuvo disponible en promedio casi el 91% contra un poco más del 89% en el año 2019.

#### 4.4.3. Demanda

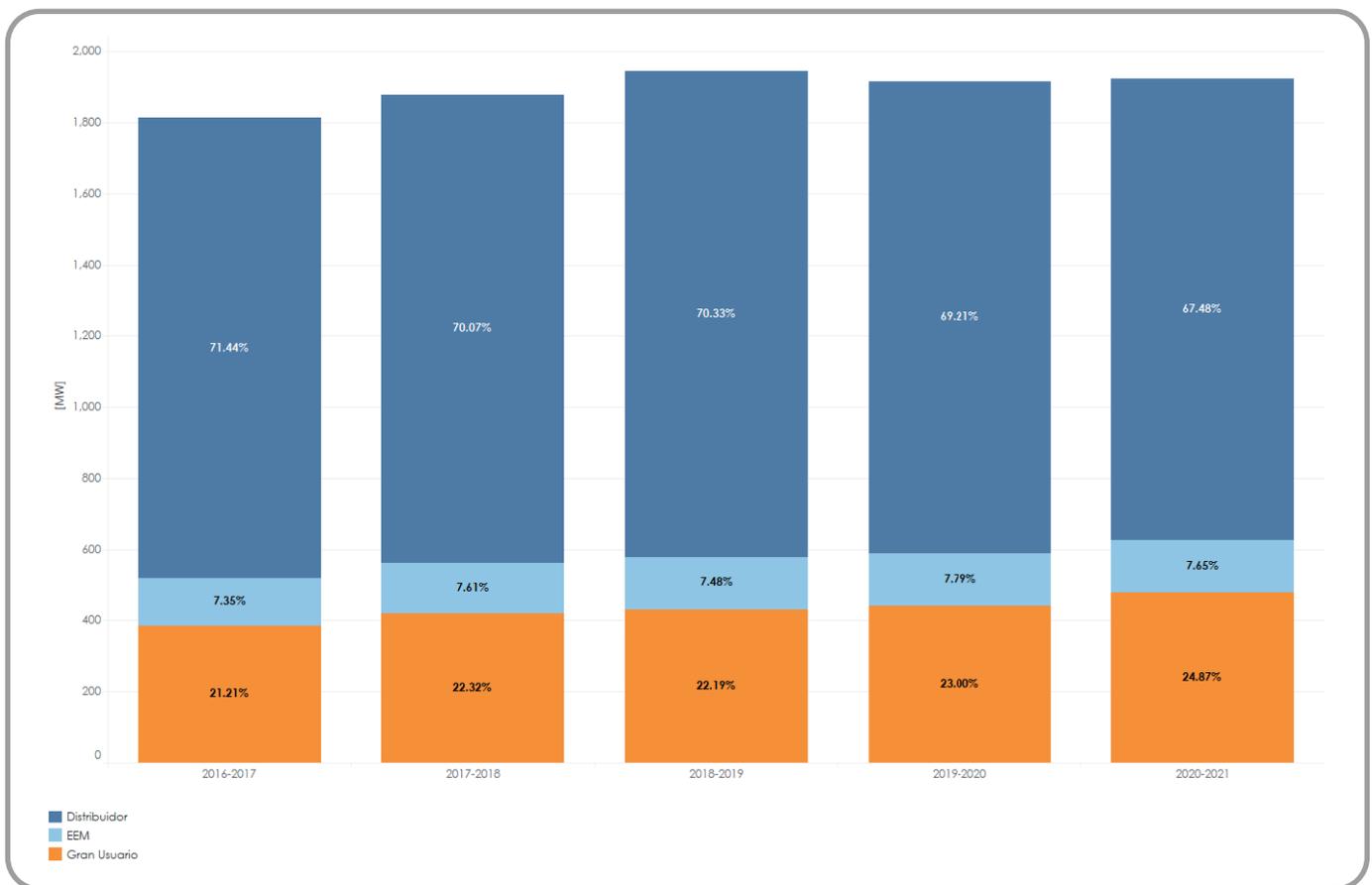
Se conoce como demanda al requerimiento de capacidad de todas las instalaciones eléctricas de los participantes consumidores conectados al SNI y es obligación de ellos contratar la capacidad necesaria para cubrir sus necesidades de potencia. El monto de potencia que deben contratar se calcula para el periodo y hora de demanda máxima proyectada para cada año estacional. Al valor del producto potencia que resulta de la proyección para cada participante consumidor se le conoce como Demanda Firme<sup>20</sup>. En ese sentido, a la suma de todas las Demandas Firmes se le denomina Demanda Máxima Proyectada<sup>21</sup> y esta debe ser cubierta con contratos que cuenten con OFE.

<sup>20</sup>: El artículo 1 del RAMM define Demanda Firme.

<sup>21</sup>: Conforme el artículo 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

Aproximadamente e históricamente alrededor del 70% de la DF total corresponde a las empresas Distribuidoras; sin embargo, para el año estacional 2020-2021 quedó en 68.9% que se compone 34.9% Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A., 19.6% Distribuidora de Electricidad de Occidente, S. A., y 14.4% Distribuidora de Electricidad de Oriente, S. A.; esta baja se explica como una menor participación de la demanda máxima de parte de los usuarios del servicio de distribución final de las distribuidoras. El 31.1% restante de la DF corresponde a las Empresas eléctricas municipales y los Grandes Usuarios (Representados y Participantes), siendo 7.8%, y 23.3%, respectivamente; lo anteriormente descrito se observa en la siguiente gráfica. Es de hacer notar la que la Demanda Firme de los Grandes Usuario no varió relativamente entre el año 2020 respecto del año 2019.

**Gráfica 31. Evolución de la Demanda Firme Total por Participante Consumidor**



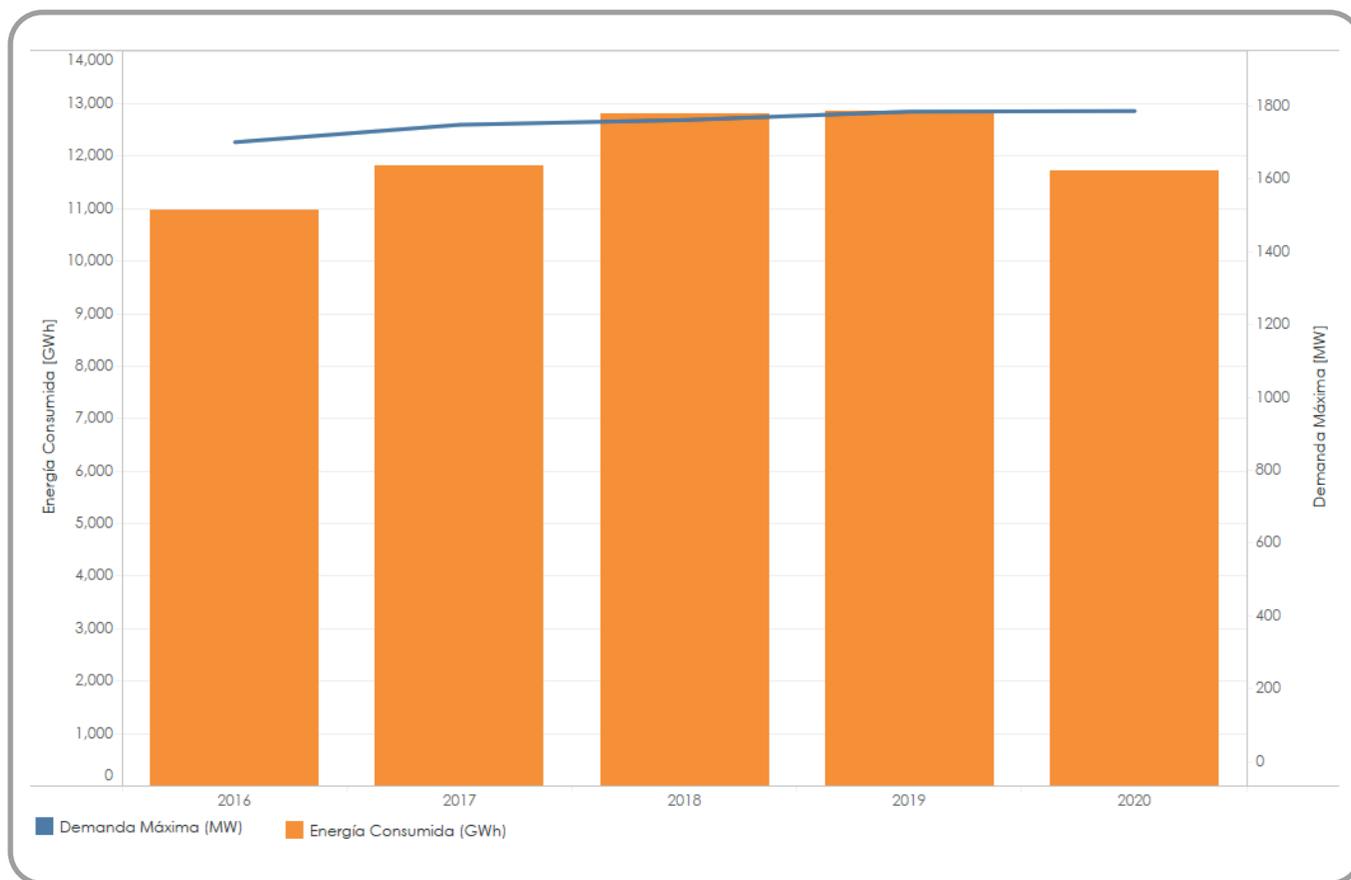
En la gráfica siguiente se presentan los valores de Demanda Firme, Demanda Firme Efectiva y Demanda Máxima mensual registrada. Cuando se hace referencia al Coeficiente de requerimiento Adicional de la Demanda (CAD) se indica que se incluyen las pérdidas y reservas que haya determinado el AMM para cada año estacional. El comportamiento de la Demanda Firme para los Años Estacionales 2016-2017, 2017-2018 y 2018-2019 fue hacia el alza; sin embargo, para el año estacional 2019-2020, incluso el año estacional 2020-2021, la Demanda Firme se redujo. Asimismo, se puede observar que para la mayoría de periodos la Demanda Firme es superior a las Demanda Firme Efectiva, lo que garantiza que los Participantes Consumidores tienen cobertura total sobre sus requerimientos. Se observa una drástica reducción de la Demanda Firme Efectiva para los meses de marzo a agosto, producto de las medidas gubernamentales adoptadas por la pandemia del COVID19.

**Gráfica 32. Demanda Firme, Demanda Firme Efectiva y Demanda Máxima mensual.**



En el siguiente gráfico se puede observar el comportamiento histórico del consumo de energía eléctrica anual y la demanda máxima asociada a cada año. Para el año 2020 hubo una reducción del consumo en casi 9% respecto del 2019 como consecuencia de la pandemia del COVID 19; sin embargo, la máxima demanda consumida en MW del año 2020 fue 1787.2 MW respecto de los 1,785.6 MW del año 2019.

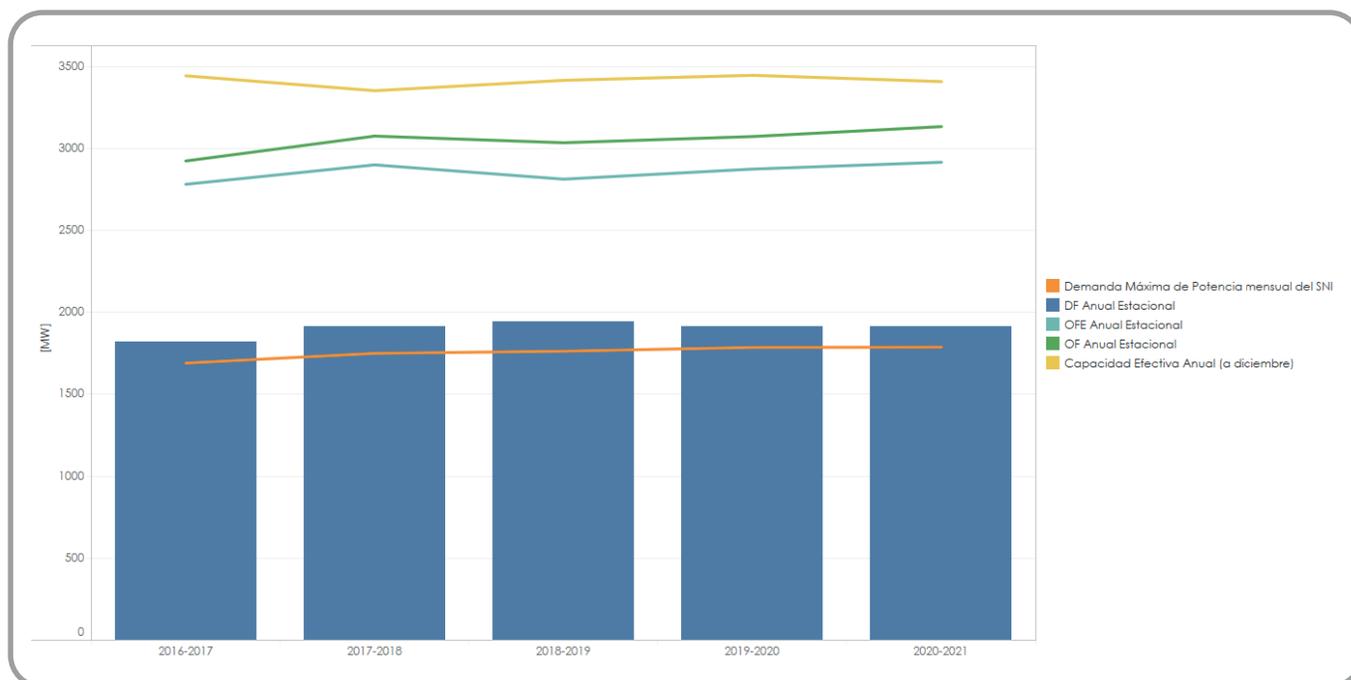
**Gráfica 33. Evolución de la Energía consumida y la Demanda Máxima del SNI.**



#### 4.4.4. Comparación de la Oferta y la Demanda

La siguiente gráfica 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 en 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.

**Gráfica 34. Comparación de la Oferta y la Demanda por cada Año Estacional**



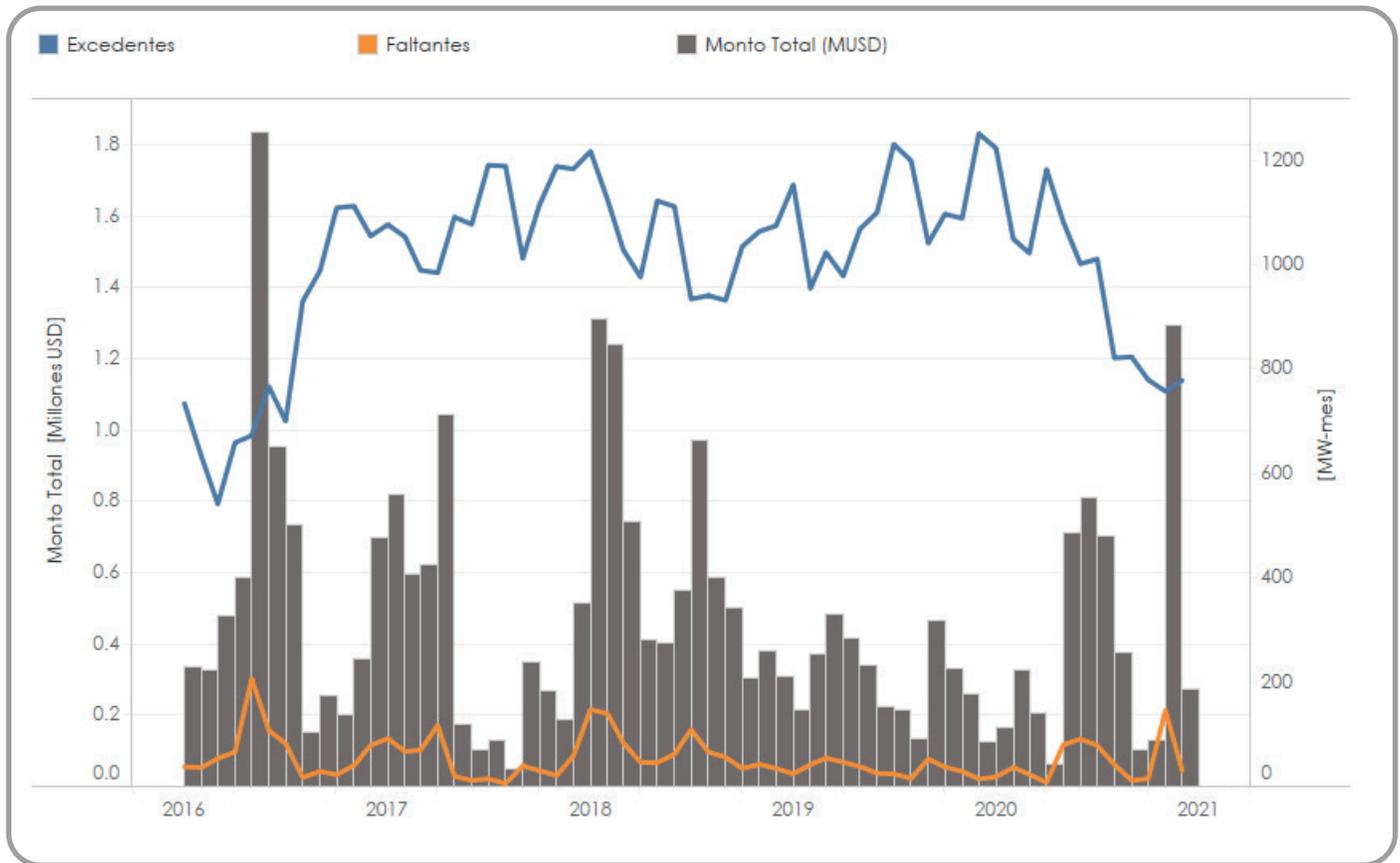
#### 4.4.5. Mercado de Desvíos de Potencia

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 que actualmente es USD 8.9 /kW-mes y el monto total recaudado se reparte entre los participantes con excedentes de potencia que no está comprometida.

La siguiente gráfica presenta el monto total recaudado así como los excedentes y faltantes de potencia de los participantes del mercado; asimismo, se aprecia que los excedentes se han incrementado debido a la adición de nueva capacidad instalada. De forma contraria los faltantes se ha reducido debido a la decisión de los agentes de contratarse de manera efectiva.

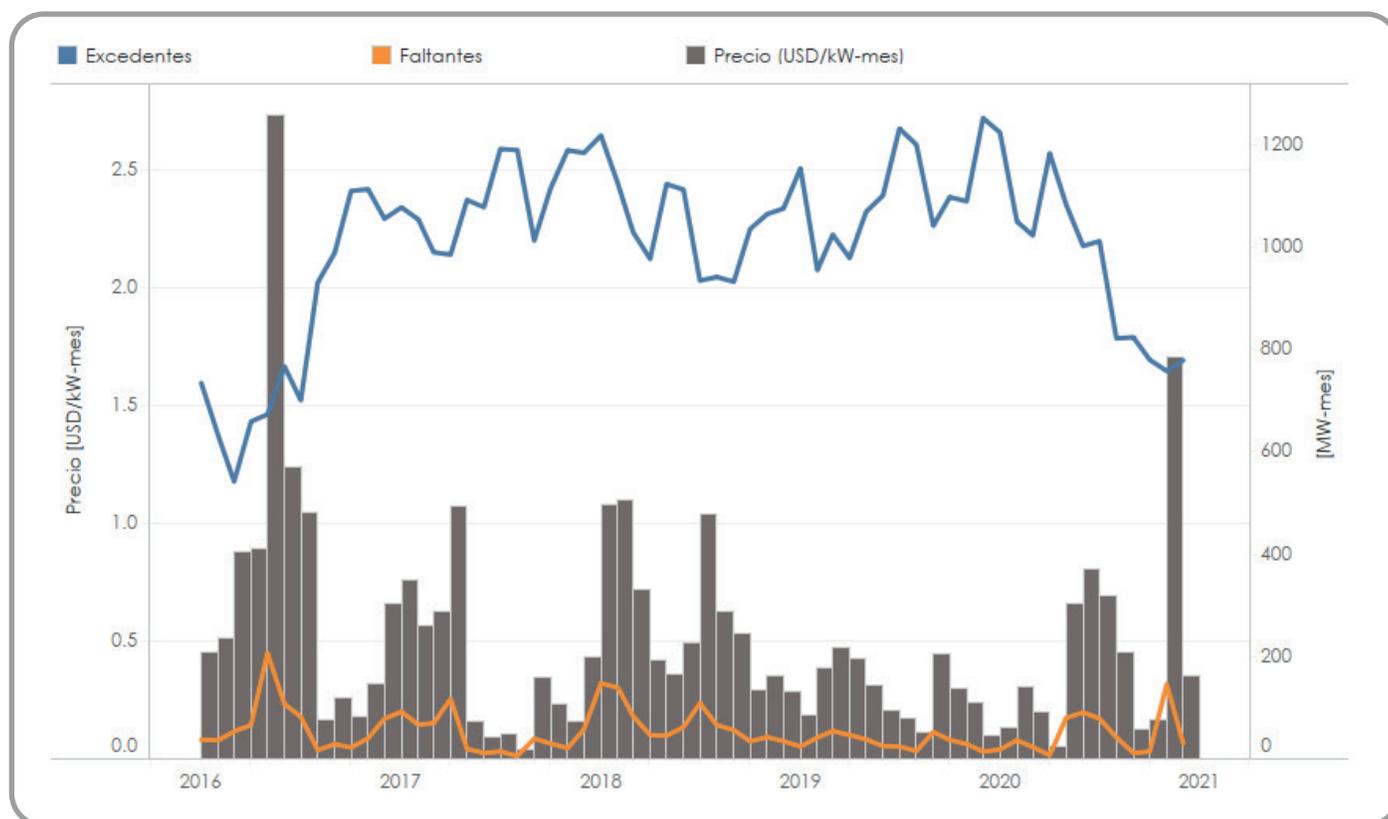
En la referida gráfica se puede observar que el monto monetario total recaudado es directamente proporcional a los faltantes de potencia de los participantes, es decir que si los faltantes de potencia disminuyen o dejan de existir la demanda de potencia se verá reducida o desaparecerá en dicho mercado así como el monto recaudado. En el año 2016, el monto total recaudado fue de US\$6.9 millones, mientras que en el año 2019 el monto total descendió a un valor de US\$3.6 millones; sin embargo, para el año 2020 es US\$5.2 millones por las razones que se indican a continuación:

**Gráfica 35. Comportamiento del Mercado de Desvíos de Potencia**



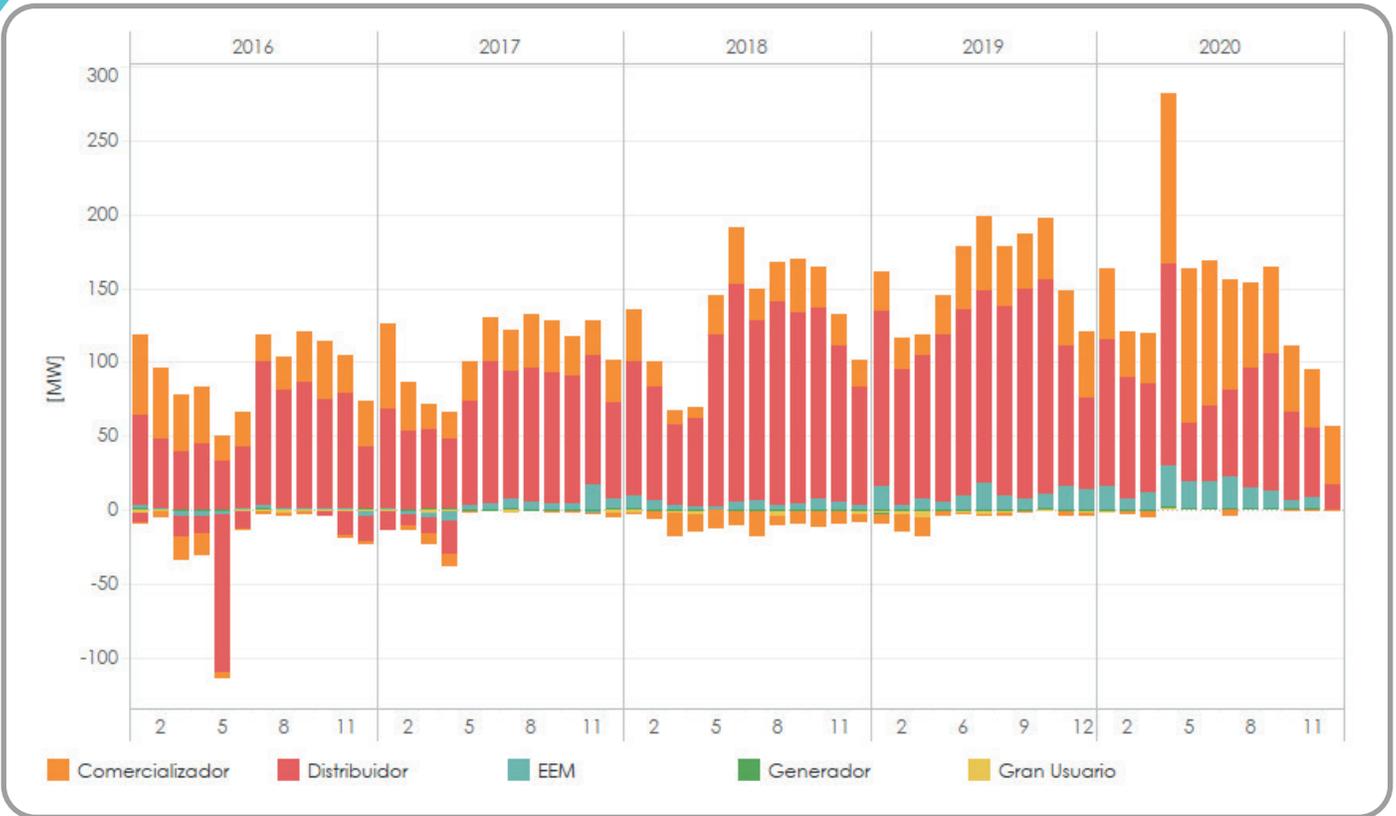
Respecto al precio de los desvíos de potencia positivos, este se determina en función del total de excedentes de potencia en el mercado y del monto total recaudado de los faltantes; esto implica que, aunque existan pocos excedentes de potencia, si el monto recaudado de los faltantes de potencia es mínimo, el precio del desvío será menor. Lo anteriormente descrito se observa en la mayoría de los meses de los años del 2016 al 2019, 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 el periodo indicado han sido menores a 1 USD/kW-mes en la mayoría de los meses. Para el caso del año 2020 se observa una reducción del excedente y un incremento en el monto total recaudado, el cual coincide con la indisponibilidad de varias centrales por las tormentas IOTA y ETA y la indisponibilidad de la central San José durante ese mes. Para los meses de mayo, junio y julio de 2020 los montos recaudados son producto de la compra de potencia en el Mercado de Desvíos de Potencia de parte de las Distribuidoras para concluir con la licitación abierta que se tenía en curso.

Gráfica 36. Precio de los Desvíos de Potencia Positivos.

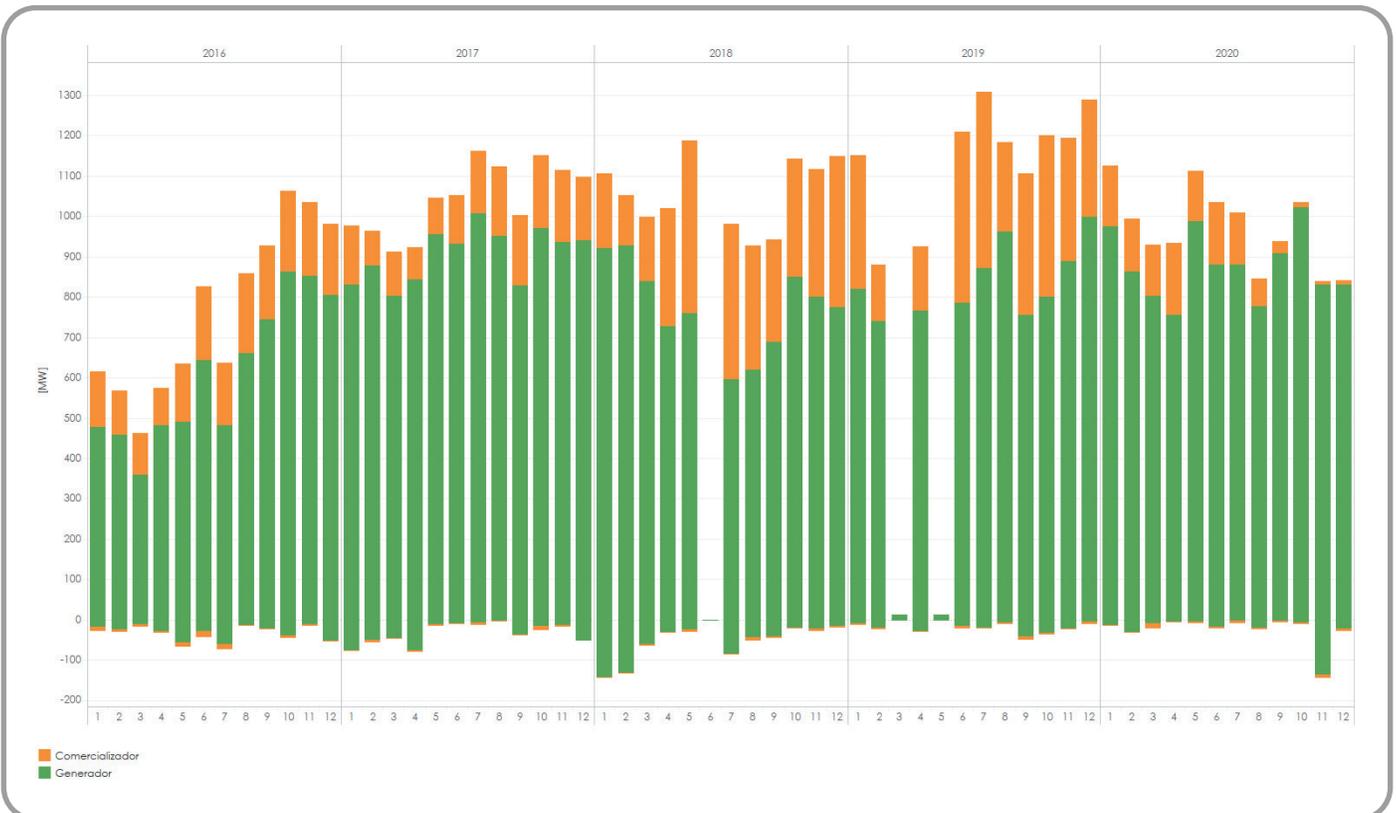


En el siguiente gráfico se puede observar el comportamiento del mercado de desvíos de potencia en donde se aprecia que en la mayoría de meses y años predominan los desvíos positivos como consecuencia de los excedentes debido al incremento de la capacidad del parque generador nacional. Sin embargo, el comportamiento individual de la Demanda Firme Efectiva de cada Participante Consumidor, en ocasiones supera el valor de Demanda Firme contratado lo que hace al Participante incurrir en desvíos de potencia negativo como se observa en algunos meses.

**Gráfica 37. Participación en el Mercado de Desvíos de Potencia – Participantes Consumidores.**



**Gráfica 38. Participación en el Mercado de Desvíos de Potencia – Participantes Productores.**



De la misma manera, los Participantes Consumidores pueden incurrir en desvíos de potencia negativos por falta de cubrimiento de Demanda Firme. Estos casos generalmente ocurren cuando los valores de Oferta Firme Eficiente para el cubrimiento de Demanda Firme son inferiores al calculado y asignado por el Administrador del Mercado Mayorista. Las faltas de cubrimiento constituyen una falta a lo establecido en la normativa ya que es obligación de los Participantes Consumidores contratar el 100% de la Demanda Firme asignada cada Año Estacional.

#### 4.4.6. Capacidad Instalada

##### 4.4.6.1. Hidroeléctricas:

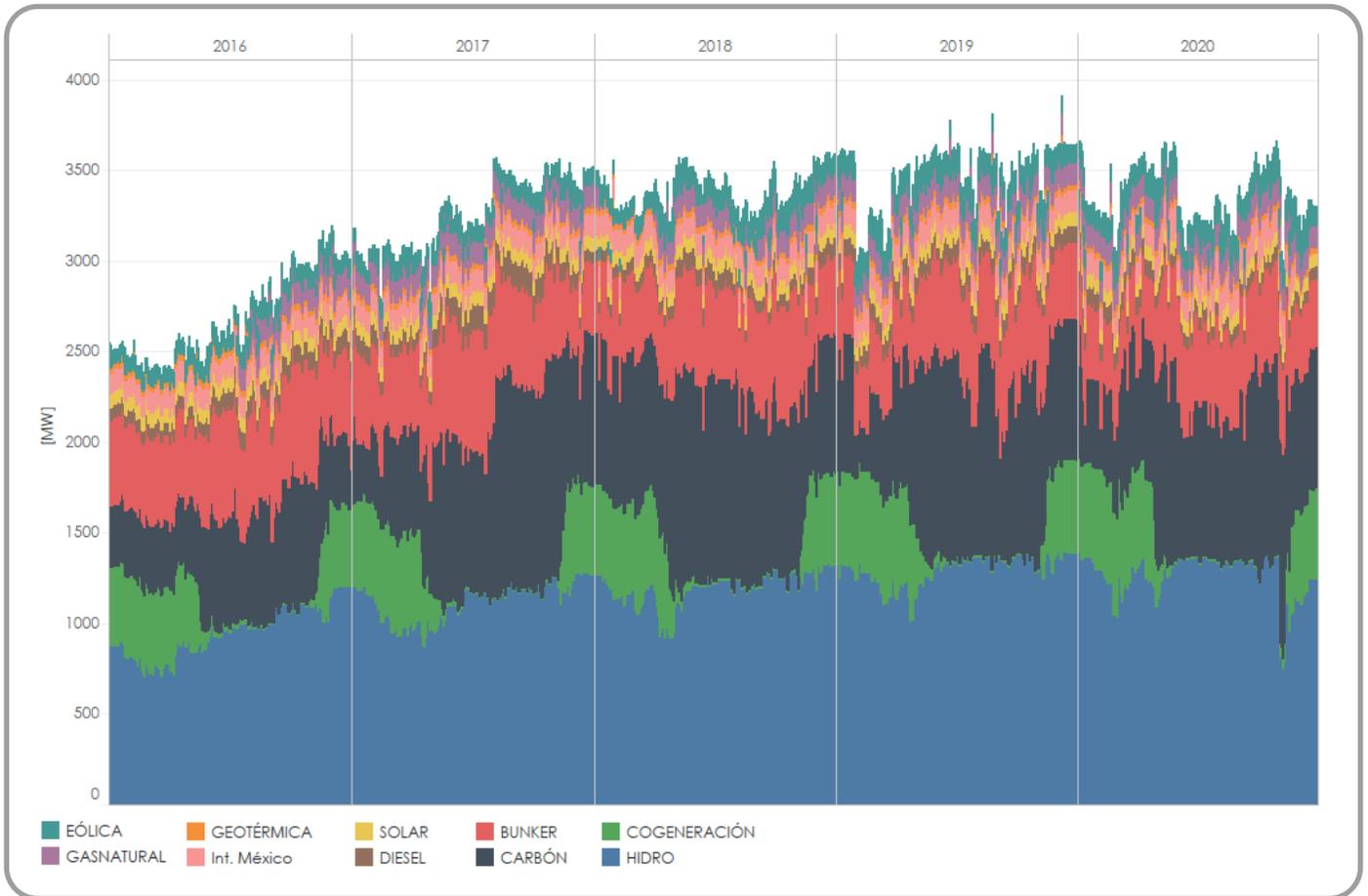
A continuación se muestra un listado de las centrales hidroeléctricas que se incorporaron al parque generador guatemalteco desde 2019.

**Tabla 2. Listado de centrales hidroeléctricas puestas en operación desde el 2019**

NOMBRE	MW de placa	MW efectivos al sistema	Fecha de instalación
RENACE IV	57.000	53.082	24 de enero de 2019
EL MANANTIAL IV	16.103	14.64	16 junio de 2019
HIDROELECTRICA LA MEJANA	2.000	2.000	2 de febrero de 2019
HIDROELECTRICA HIDROSAN II	1.500	1.500	2 de enero de 2020
HIDROELECTRICA LOS ENCuentros	1.250	1.250	11 de noviembre de 2020

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 encontró 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, de protecciones del sistema de transporte, entre otros. La siguiente gráfica presenta la cantidad porcentual de dichas causas invocadas por EEGSA, DEOCSA y DEORSA:

**Gráfica 39. Potencia efectivamente disponible para el despacho.**



## 4.5. Servicios Complementarios.

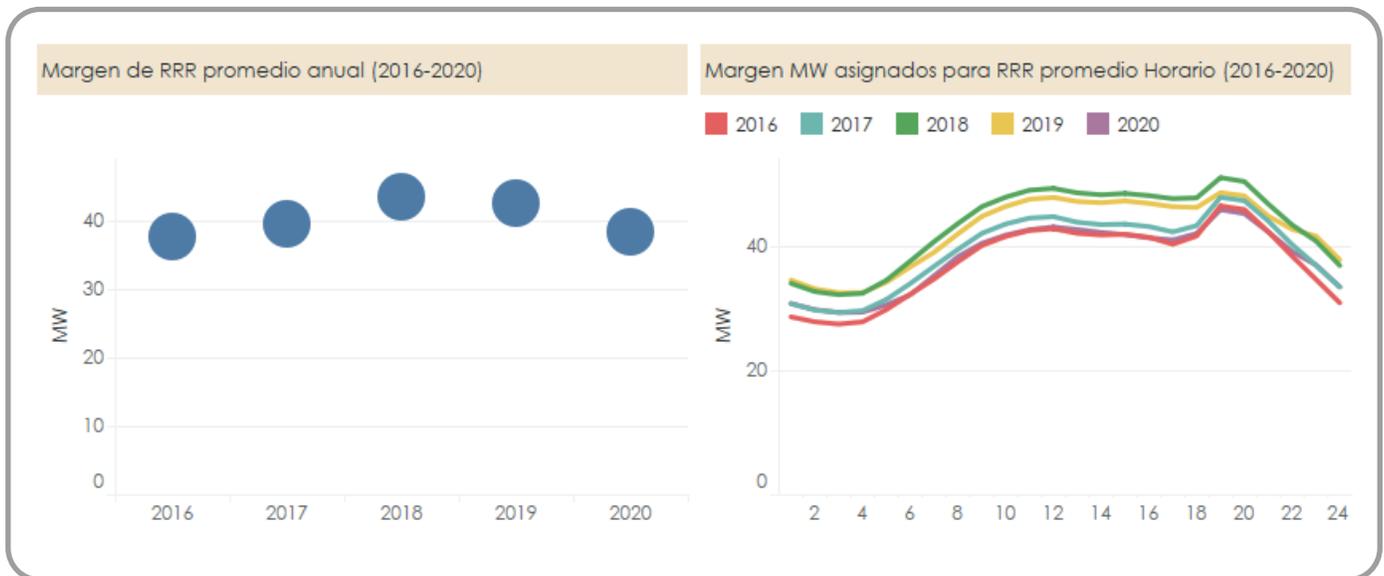
Los servicios complementarios son los servicios requeridos para el funcionamiento del SNI para mantener el nivel de calidad y el margen de confiabilidad establecido en las Normas Técnicas y de Coordinación. Los márgenes de reserva son calculados y asignados por el AMM de forma diaria tomando en cuenta las necesidades de reserva determinadas con base 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: Reserva Rodante Regulante, Reserva Rodante Operativa y Reserva Rápida.

### 4.5.1. Reserva Rodante Regulante –RRR–

Es la porción de capacidad de una central/unidad en reserva que tiene como finalidad la regulación primaria de frecuencia. Esto permite mantener el equilibrio entre generación y demanda. De acuerdo a la normativa, es deber 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 cada hora de acuerdo al nivel de carga del sistema; a continuación, se muestra un resumen de las cantidades de MW asignados para prestar dicho servicio.

**Gráfica 40. Servicio de Reserva Rodante Regulante**



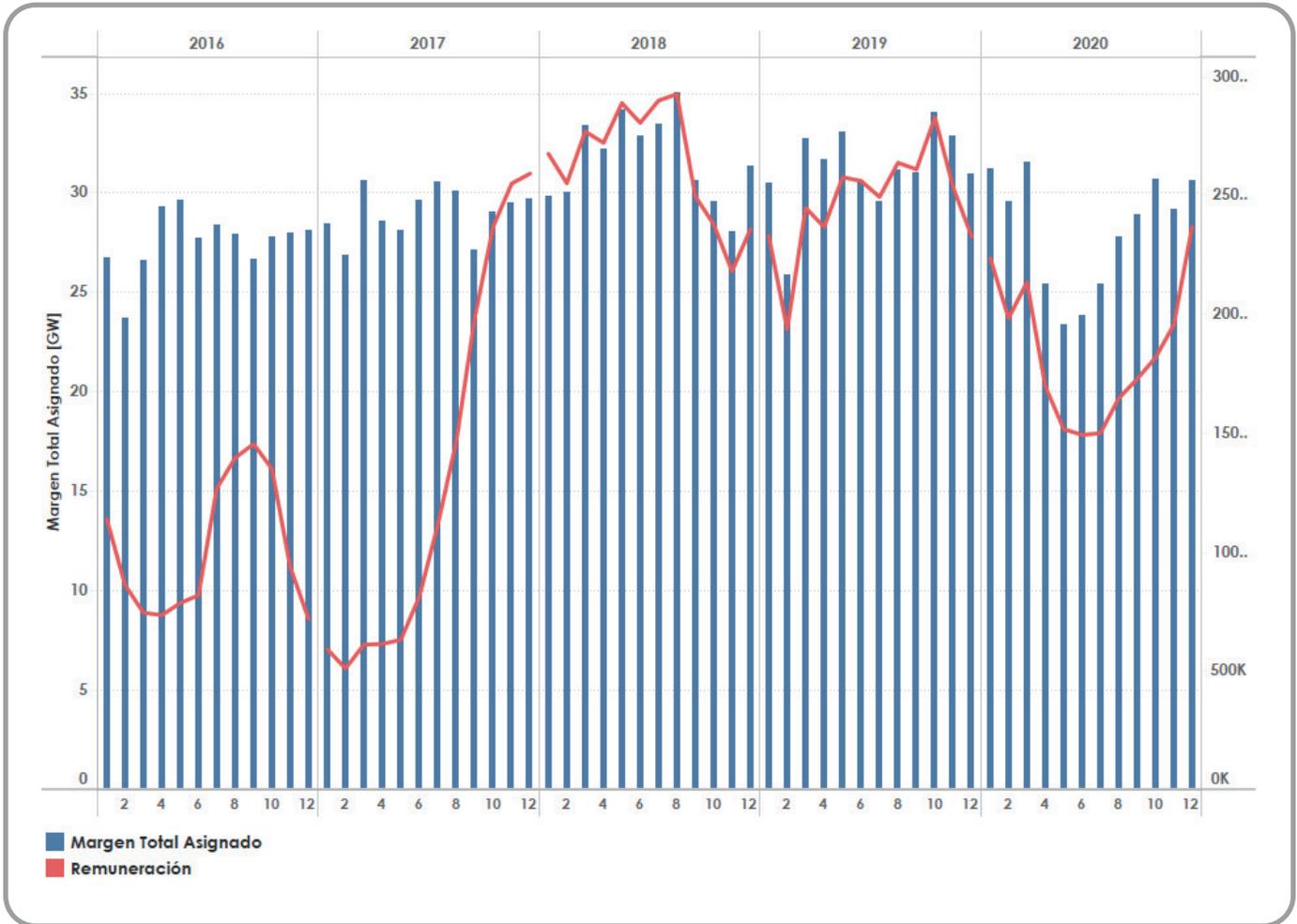
#### 4.5.2. Reserva Rodante Operativa –RRO–

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.

Esta reserva es un servicio y la prestación, asignación y remuneración de la misma se realiza conforme los criterios establecidos en las Normas de Coordinación. Este servicio es prestado por unidades habilitadas por el AMM para tal fin y el mismo es ofertado semanalmente tomando en cuenta que el precio no puede ser superior a 2 veces el Precio de Oportunidad de la Energía promedio publicado en los Informes de Transacciones Económicas de los últimos doce meses.

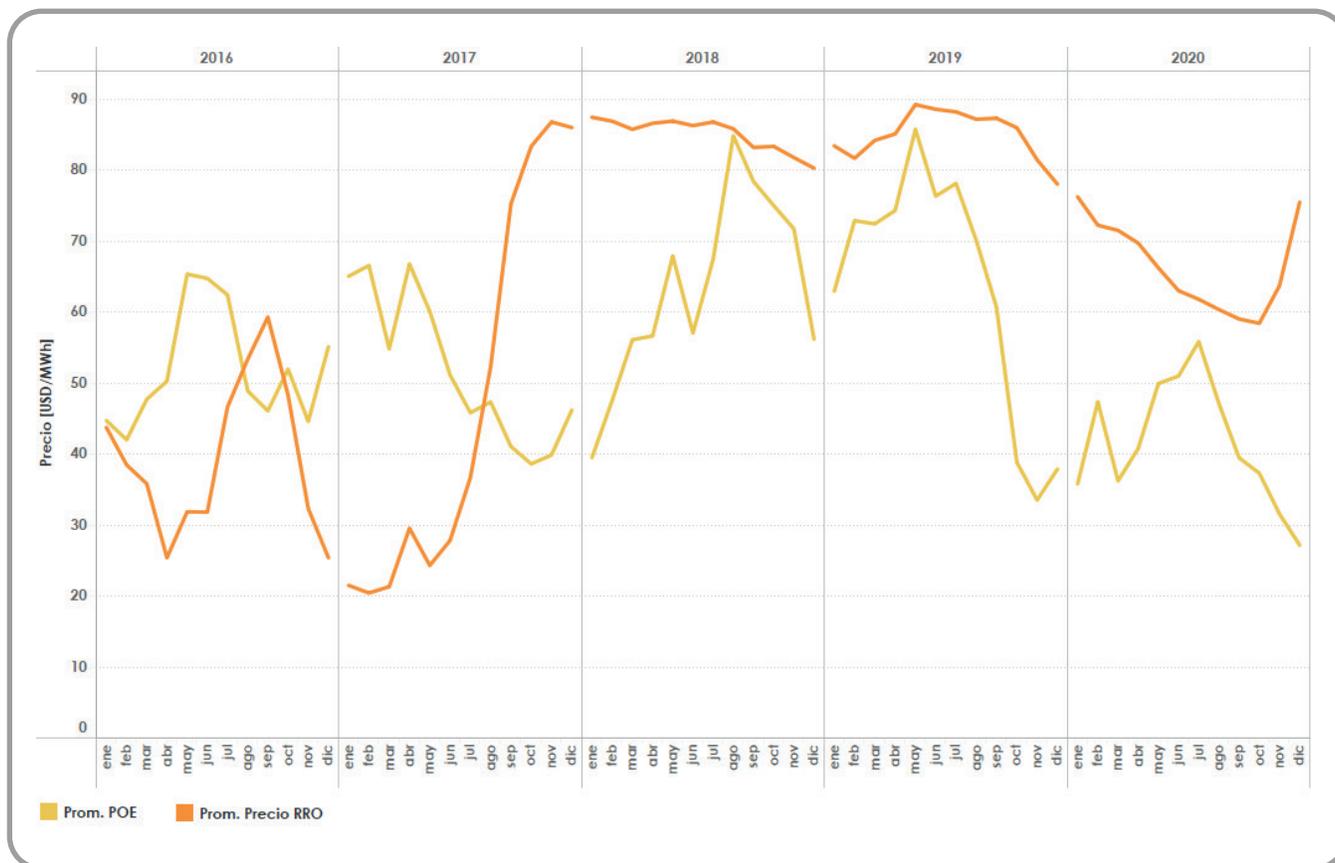
La siguiente gráfica presenta el margen asignado de RRO horario acumulado de manera mensual y la remuneración respectiva, también acumulada de manera mensual. Se observa que los márgenes asignados varían alrededor de 10% intermensualmente y por otra parte la remuneración en algunos casos incrementó hasta en un 50% su valor, lo que indica que la remuneración está estrechamente ligada con los precios de la oferta y no la cantidad de oferta requerida y asignada.

**Gráfica 41. Remuneración de la Reserva Rodante Operativa y el Margen de Reserva Horario acumulado**



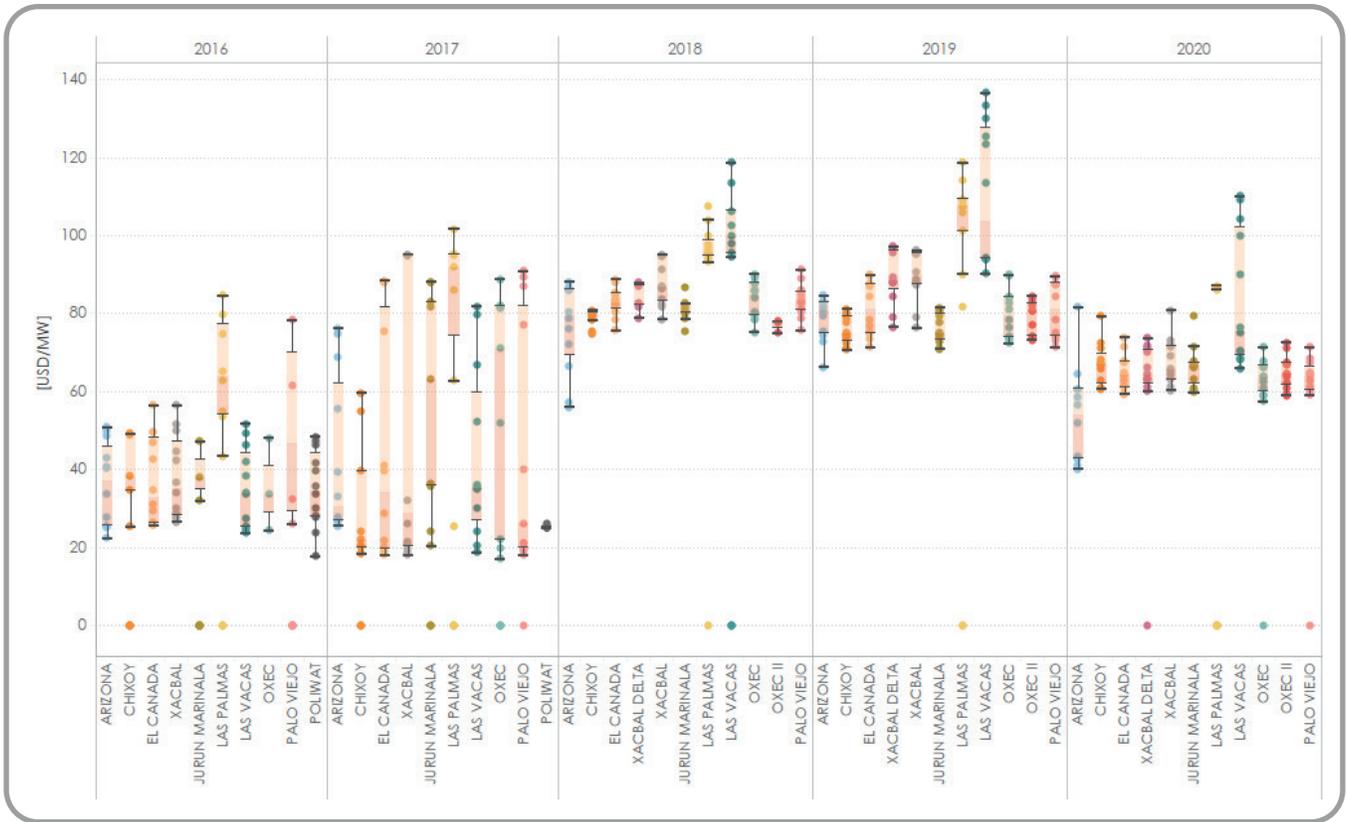
El monto de la remuneración de la RRO es directamente proporcional al margen de reserva asignado y al precio ofertado, habiéndose observado que el margen de reserva aumentó a un nivel constante. La variabilidad de la remuneración se explica por la variabilidad del precio al que se liquidó el servicio (el precio ofertado). Es importante destacar que los poseedores de centrales habilitadas para la prestación del servicio de RRO ofertan sus márgenes en la programación semanal y son asignadas en la programación diaria como resultado de la optimización en el despacho económico. A continuación, se observa la comparación entre el precio promedio liquidado de las ofertas asignadas para la prestación de RRO y el precio promedio SPOT para el periodo 2016–2020.

**Gráfica 42. Precio liquidado promedio ponderado y Precio SPOT promedio mensual**



La variación de los precios de las ofertas para la prestación del servicio de RRO depende de la estrategia comercial de cada Participante y el precio máximo que establecen los Informes de Transacciones Económicas. En este sentido, el servicio de RRO fue prestado por las unidades de 11 centrales de generación habilitadas por el AMM. En la siguiente gráfica se presenta la variación de precios semanales liquidados por central en cada año.

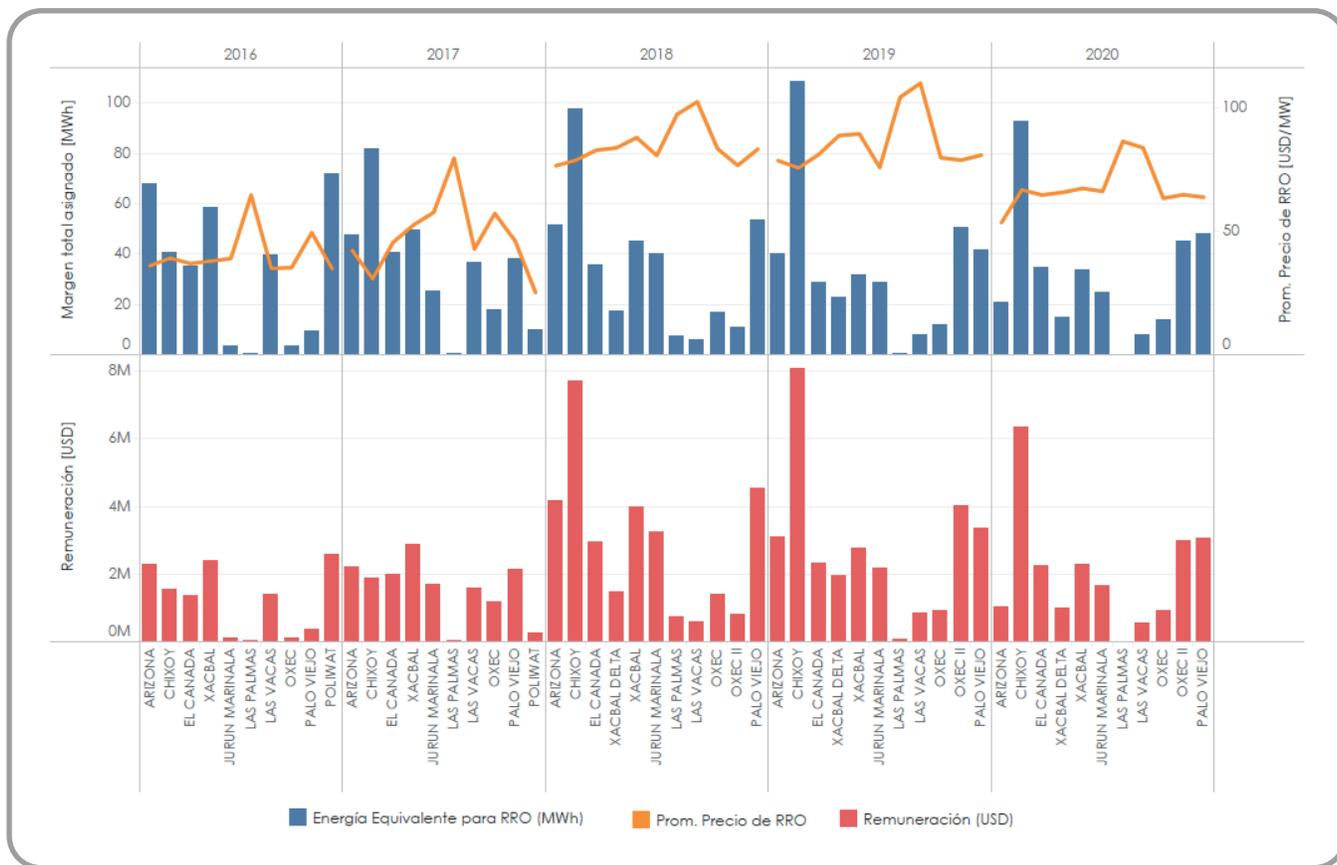
**Gráfica 43. Variación de precios promedio semanales por central**



En la gráfica anterior se observa que para los años 2016 y 2017, la dispersión de valores de las ofertas es alta y los valores de las ofertas oscilan entre los 30 y 75 USD\$/MWh. Mientras que para los años 2018 al 2020, los datos se concentran y rondan 60 y 100 USD\$/MWh.

La siguiente gráfica presenta la remuneración recibida por cada central por la prestación del servicio de RRO respecto el margen asignado total y el precio promedio de cada central. La remuneración del servicio de RRO se incrementó en más del 100% para los años 2018 y 2019 respectivamente y en 80 % para el 2020 comparado con el año 2016. No obstante, la energía asociada a los márgenes ofertados se incrementó en 15%, 13% y 2% para los años 2018, 2019 y 2020 respectivamente, lo que indica un claro aumento en los precios ofertados.

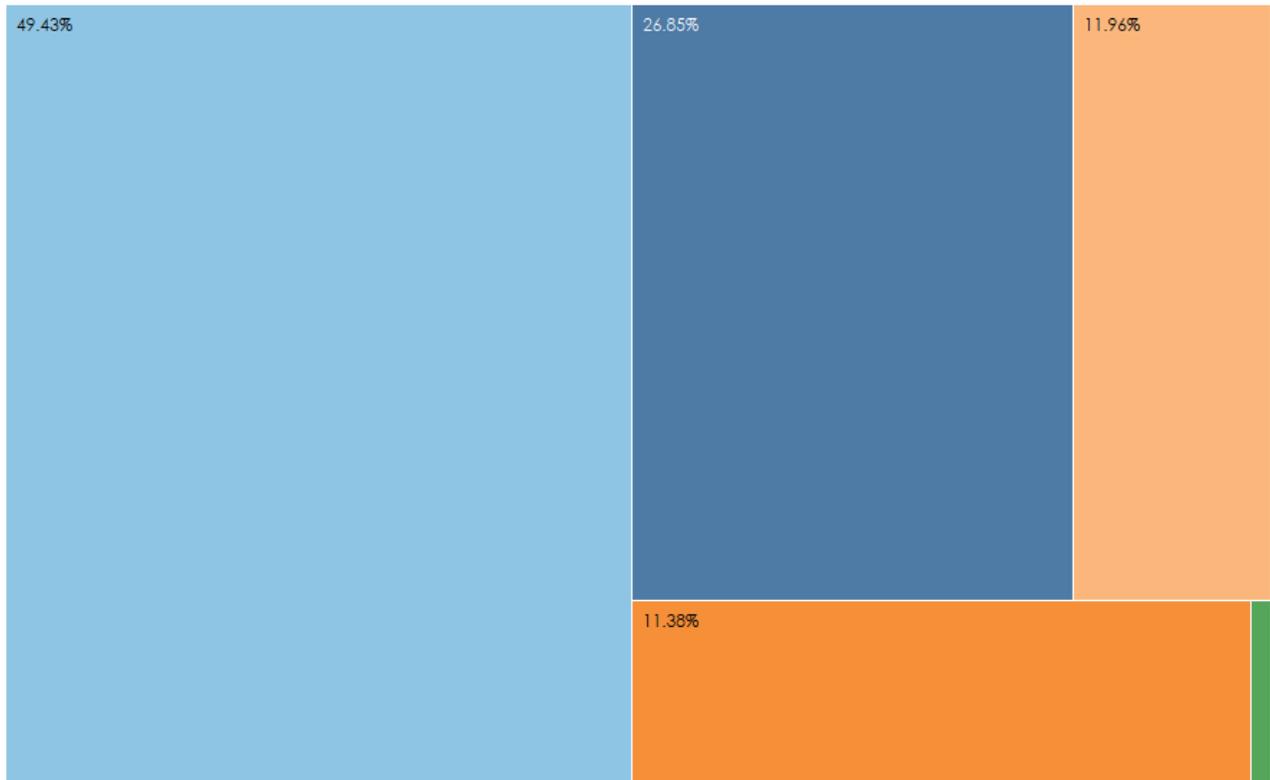
**Gráfica 44. Remuneración por central respecto MW asignados y Precio Promedio Liquidado**



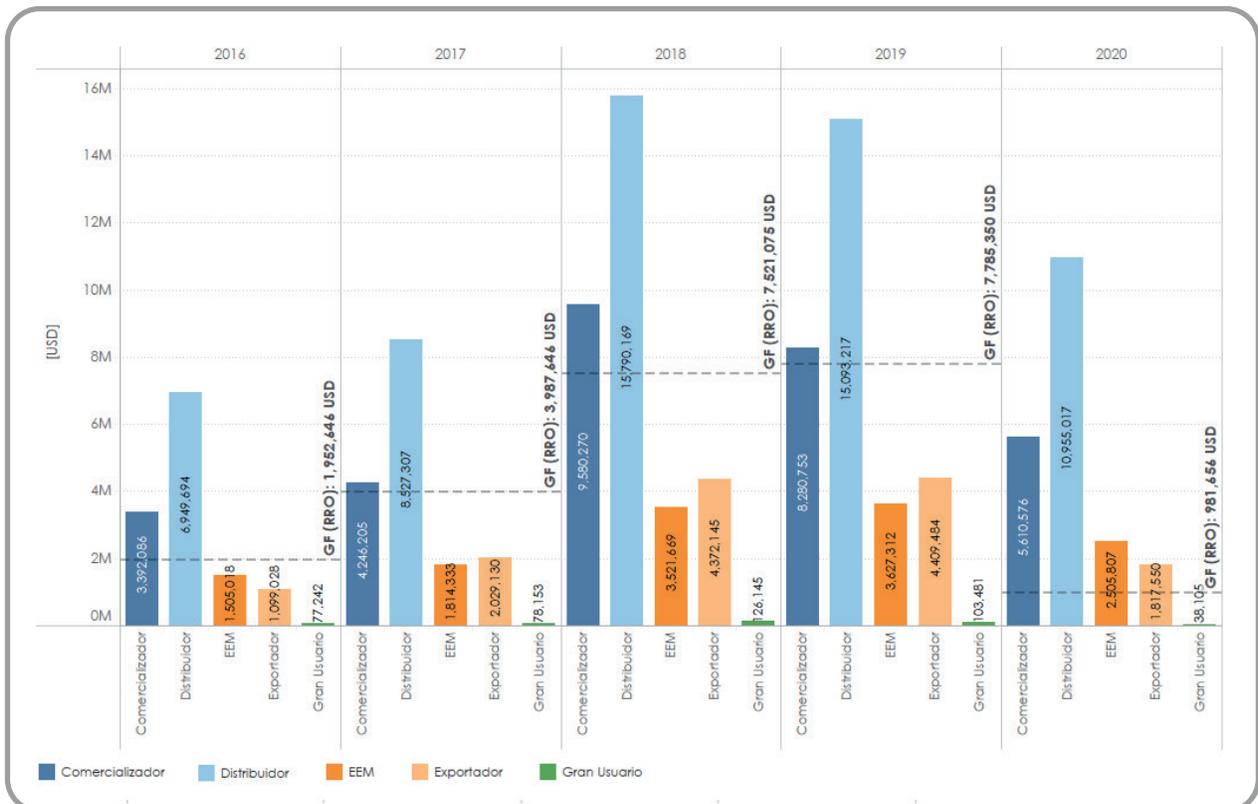
Los Participantes Consumidores son quienes pagan el servicio de RRO<sup>22</sup>. Tomando en cuenta esa premisa, las empresas distribuidoras, incluyendo las Empresa Eléctricas Municipales, han tenido una participación en el orden de 60% del pago total anual por el servicio de RRO; los comercializadores han participado en el pago de aproximadamente 27% y el restante 11% ha sido cubierto por los Grandes Usuarios Participantes y los Generadores, estos últimos por demanda de exportación. Las gráficas siguientes presentan el detalle anual de los montos totales que fueron pagados cada año por los Participantes Consumidores y los porcentajes del monto total por RRO que estos cubrieron.

<sup>22</sup>. Conforme lo establece la NCC-8 el servicio de RRO se paga en proporción al consumo de energía en cada hora.

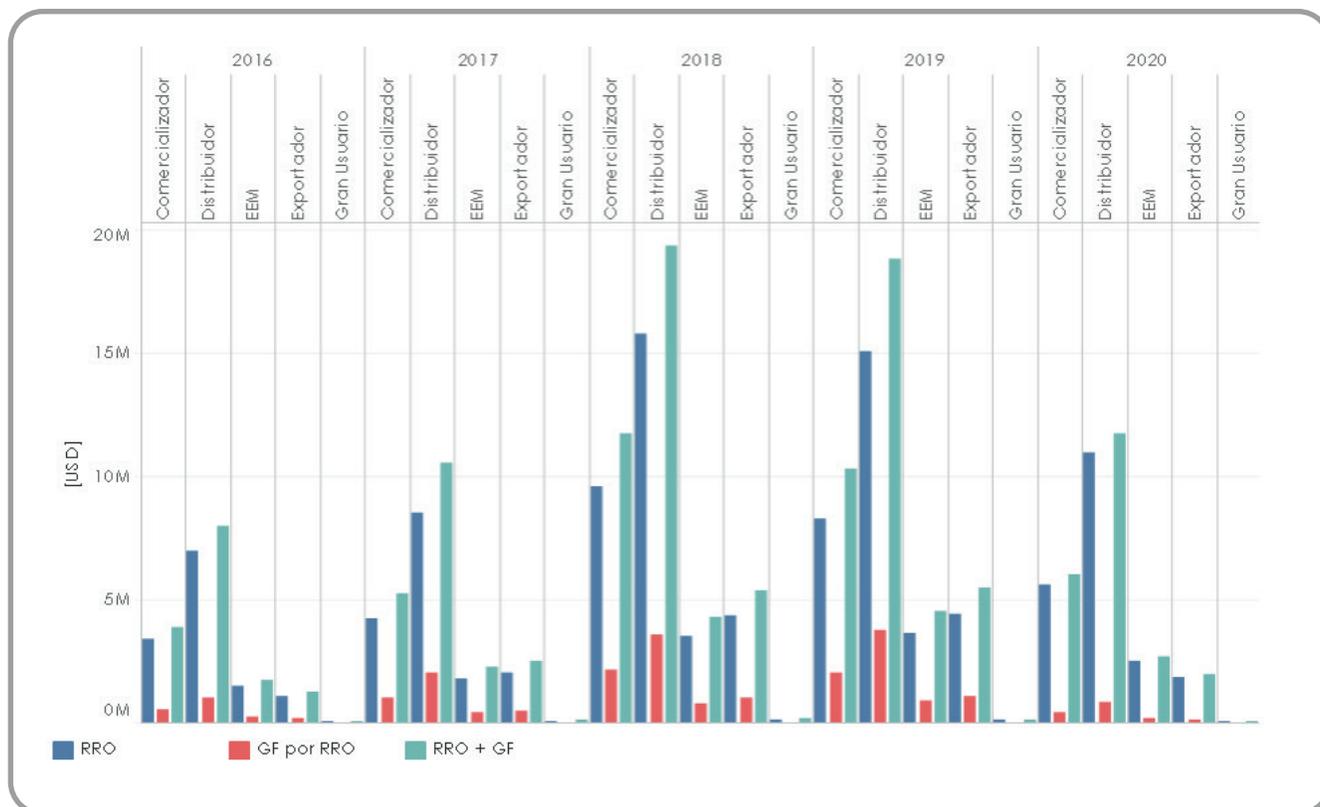
Gráfica 45. Pago por Participante del Servicio de RRO.



Gráfica 46. Pago por Participante del Servicio de RRO + Generación Forzada.



**Gráfica 46B. Participación anual en el pago de RRO**



### 4.5.3. Reserva Rápida –RRA–

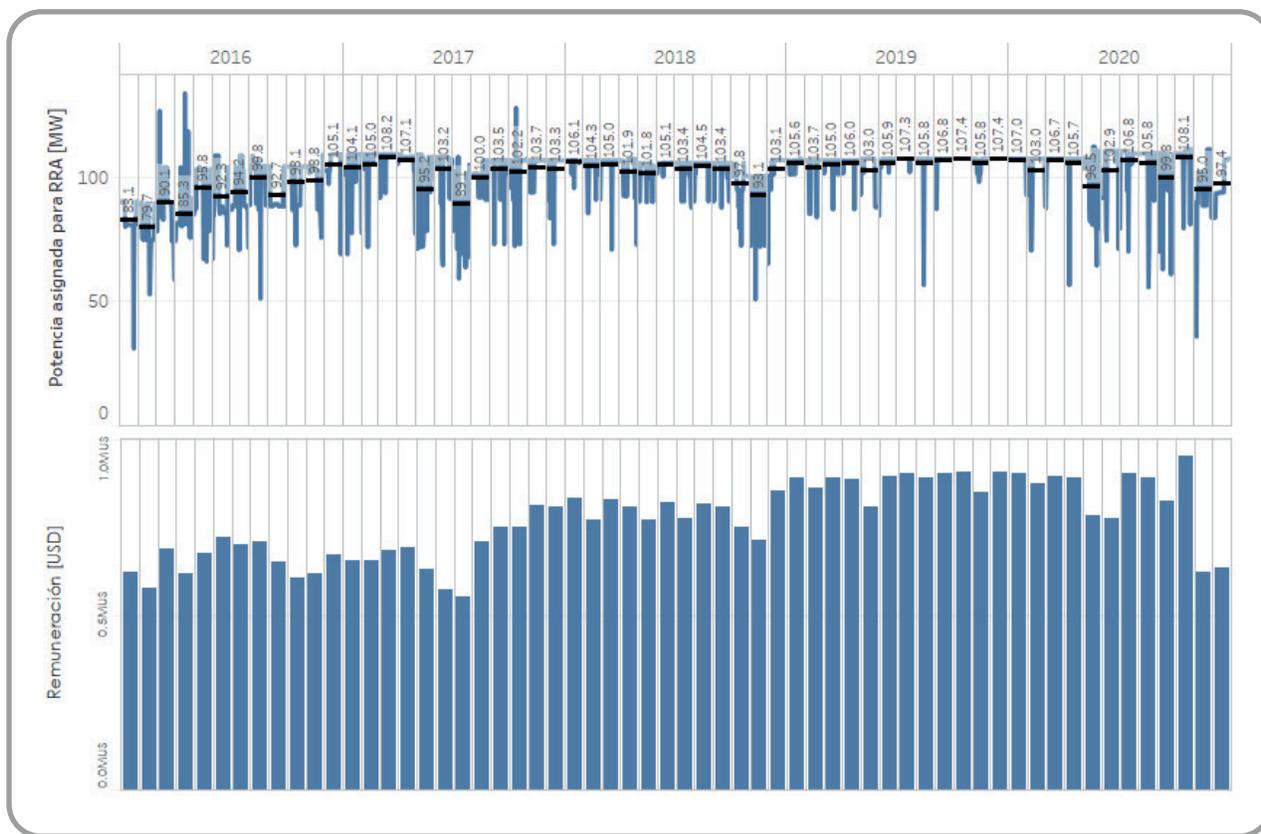
La Reserva Rápida es un servicio que tiene como finalidad contar con la disponibilidad potencia para cubrir desbalances de generación y demanda provocados por contingencias, fallas o salidas de transmisión y generación u otro tipo de imprevistos importantes. Esta reserva se define como la generación que puede ser arrancada y conectada al SNI en los tiempos que definen las normas de coordinación; 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 Año 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.

Las centrales habilitadas para prestar el servicio de RRA son remuneradas por la disponibilidad de su capacidad en caso sean requeridas por alguna contingencia en el sistema. En el siguiente gráfico se puede observar la asignación promedio diaria

para los meses y años desplegados. Los valores asignados de potencia para la prestación de los servicios de Reserva Rápida no pueden ser inferiores al mínimo técnico que establece la Programación de Largo Plazo de cada año estacional. Asimismo, el precio ofertado no podrá ser mayor al precio de referencia de la potencia.

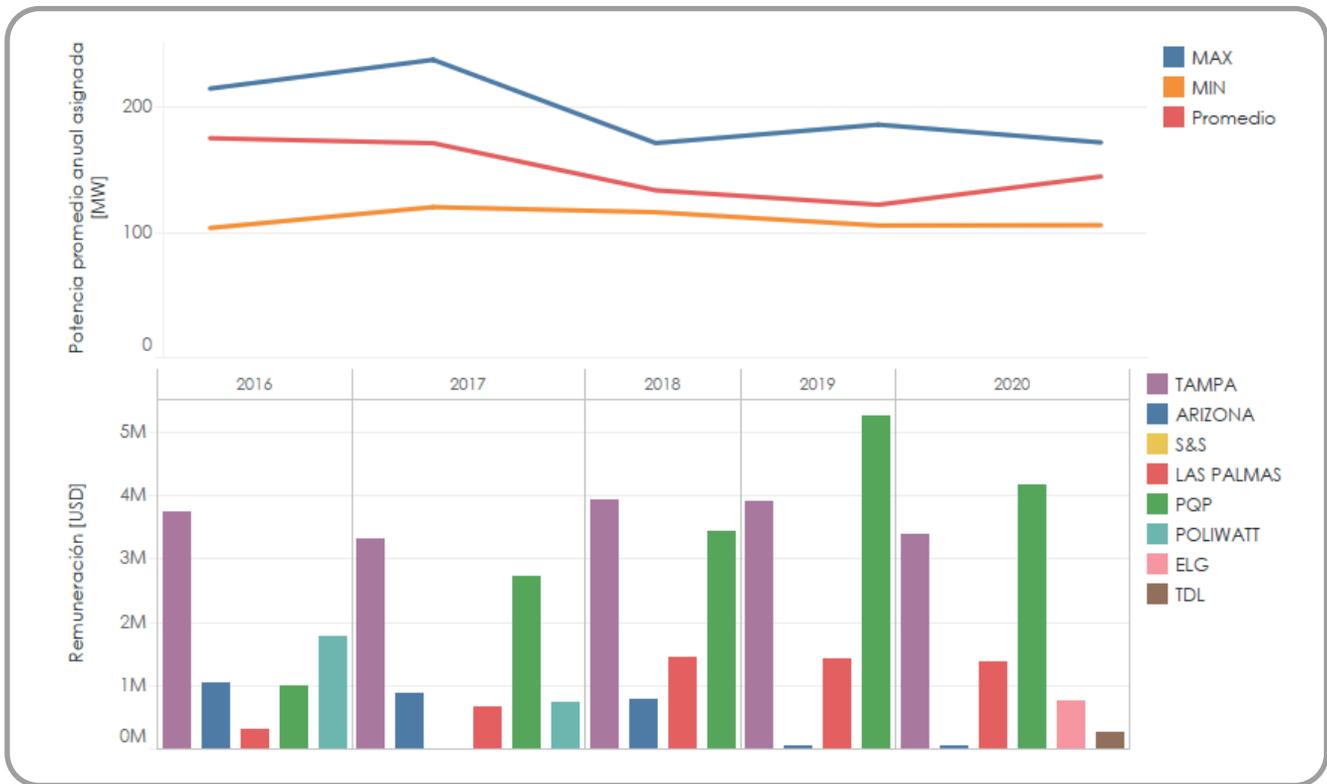
**Gráfica 47. Remuneración total en concepto de Reserva Rápida y los MW asignados por el servicio.**



En la gráfica anterior se observa que la remuneración por el servicio de RRA en el año 2016 fue de aproximadamente US\$7.8 millones y se identifica que la remuneración de este servicio se ha incrementado en promedio 10% anualmente; no obstante, se observa que la potencia asignada promedio ha tenido un comportamiento variable en el periodo de análisis.

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 en el periodo de análisis fueron 7: Tampa, Arizona, Stewart & Stevenson, Las Palmas, Puerto Quetzal Power, LAGUNA y Poliwatt; de estas unidades, las que participaron mayormente fueron Tampa y Puerto Quetzal Power, 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. Puerto Quetzal Power en el 2020 obtuvo el monto total remunerado en concepto del servicio de RRA a un valor de US\$4.1 millones.

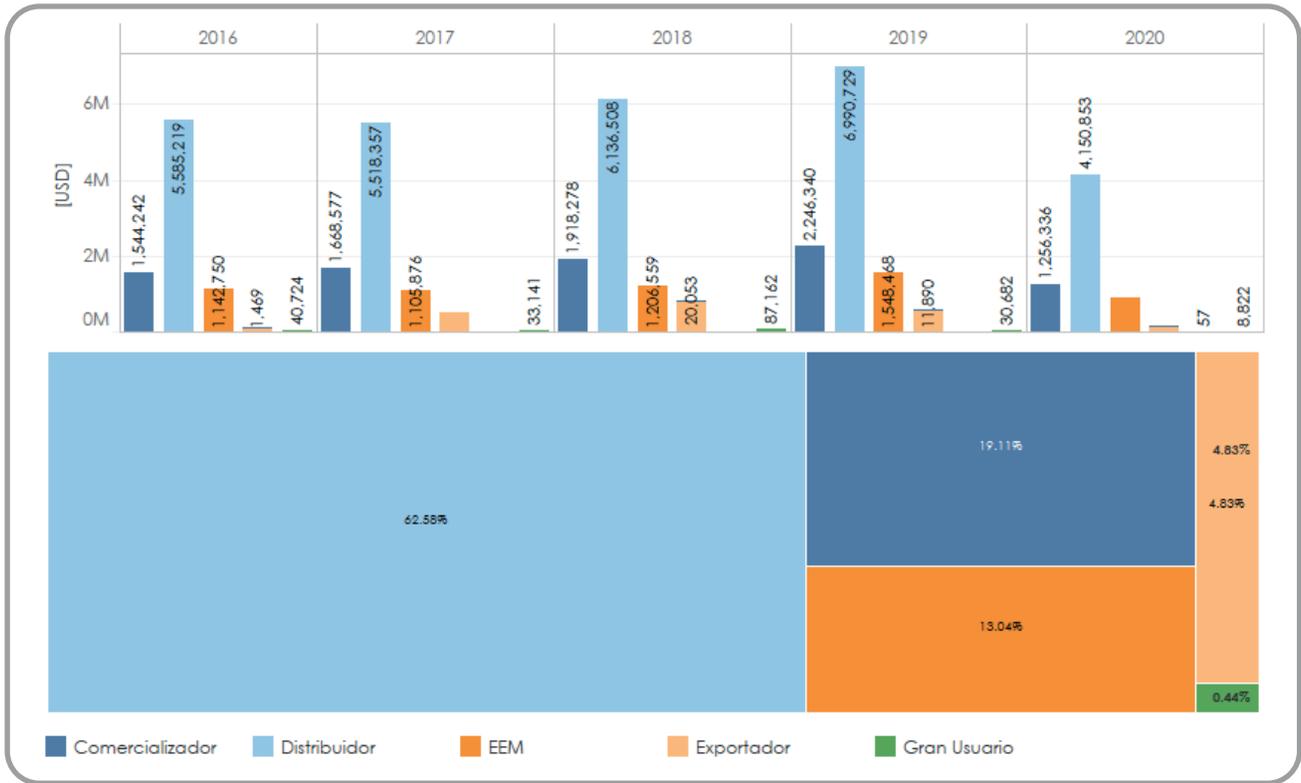
**Gráfica 48. Remuneración del servicio de RRA por Participante.**



El pago del servicio de RRA es cubierto por los participantes consumidores<sup>23</sup> y el cobro del respectivo servicio es proporcional a la demanda de cada Participante en cada hora. En la siguiente gráfica se 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 aproximadamente el 63% ha sido pagado por los agentes distribuidores, el 19% por los comercializadores (GU representados y exportaciones); el porcentaje restante ha sido pagado por Grandes Usuarios Participantes, Empresa Eléctricas Municipales y por Generadores; estos últimos por su demanda de exportación.

<sup>23</sup>:Conforme lo establece la NCC-8 se paga en proporción a la demanda máxima registrada del día entre las 18 y 20 horas.

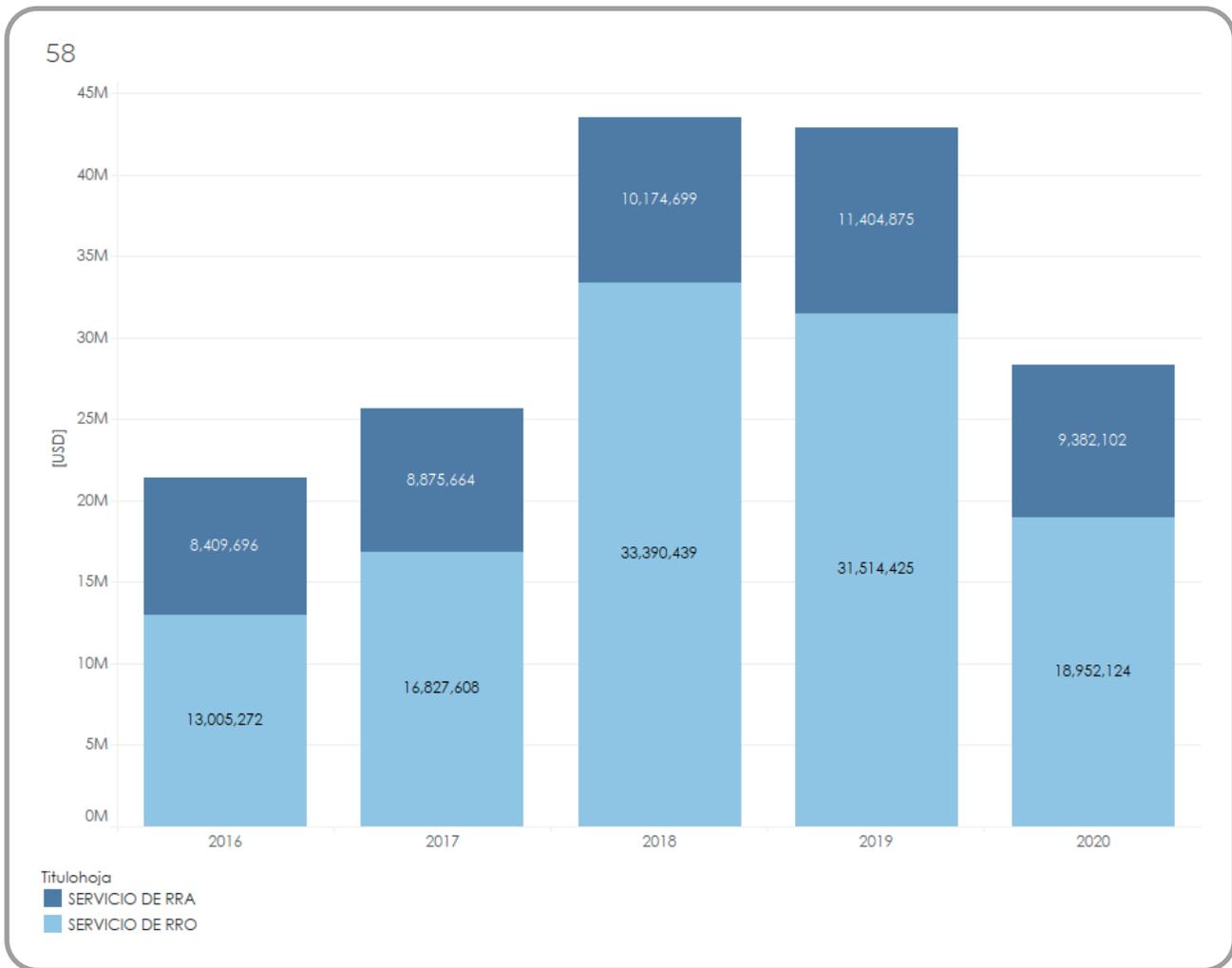
**Gráfica 49. Pago realizado por Participante en concepto del servicio de RRA.**



#### 4.5.4. Costo Total de las Reservas remuneradas

En la siguiente gráfica se presenta el histórico de los costos totales en conceptos de reservas para el funcionamiento del Sistema Nacional Interconectado; en referido se aprecia, en la mayoría de los casos, que aproximadamente el 70% de los costos corresponden al servicio de RRO y el 30% de los costos corresponde al servicio de RRA. Para el año 2020 el total de costos relacionado a reservas fue de aproximadamente US\$34 millones; esto se observa a continuación:

**Gráfica 50. Costos acumulados por los servicios de RRO y RRA**

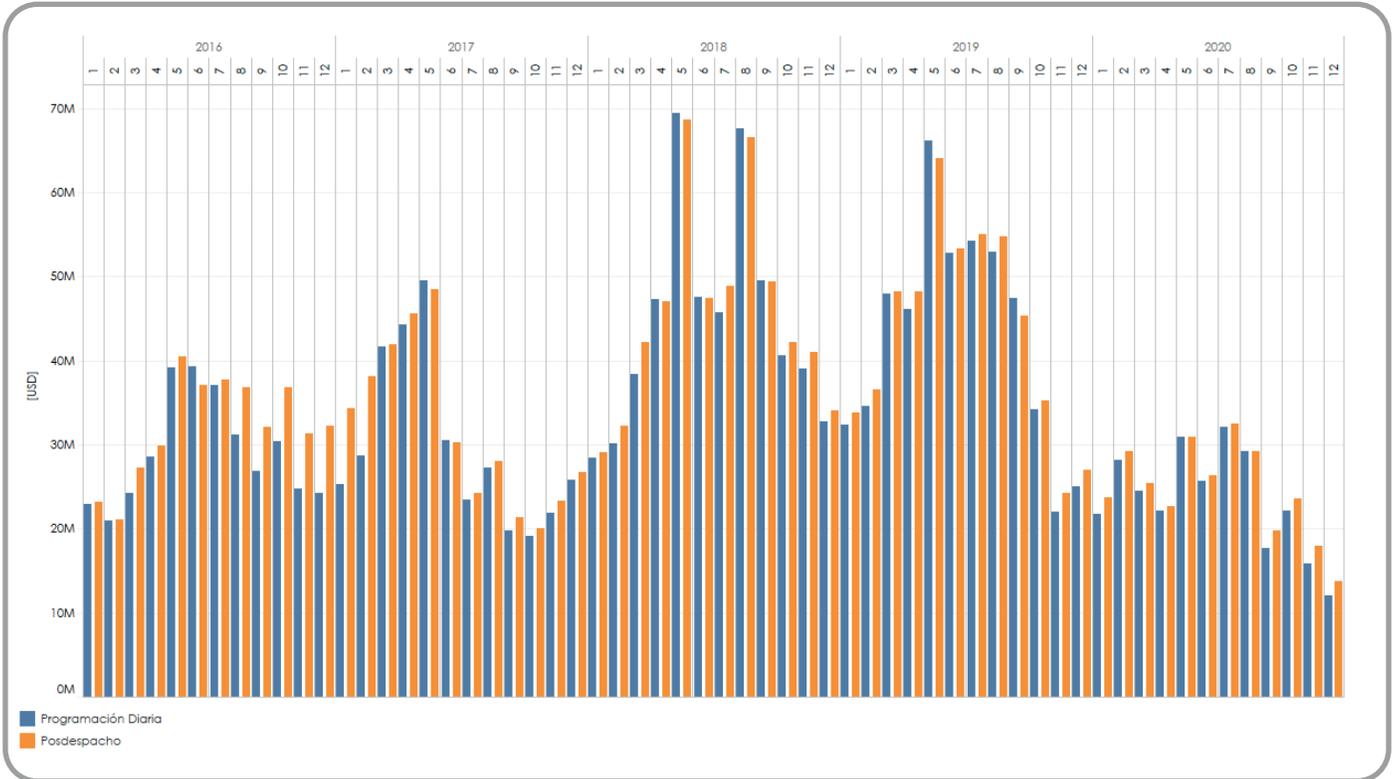


#### 4.6. Costo Total de la Operación

De conformidad con lo establecido en el artículo 43 del RAMM, el costo total de la operación de generación del Mercado Mayorista se encuentra integrado por el costo variable de generación de cada central que sea requerida en orden de mérito hasta cubrir la demanda del sistema, los servicios complementarios y los sobrecostos por compra mínima de energía obligada en los Contratos Existentes. En virtud de lo anterior, el costo total de la operación tiene por objeto optimizar el despacho para suministrar la energía requerida por la demanda del sistema nacional interconectado (al mínimo costo).

Al integrar para cada mes el costo total de operación horario correspondiente es posible observar el comportamiento del costo total de operación programado y el costo real como resultado del despacho.

**Gráfica 51. Evolución del Costo Total de la Operación y el porcentaje de participación de los Contratos Existentes.**



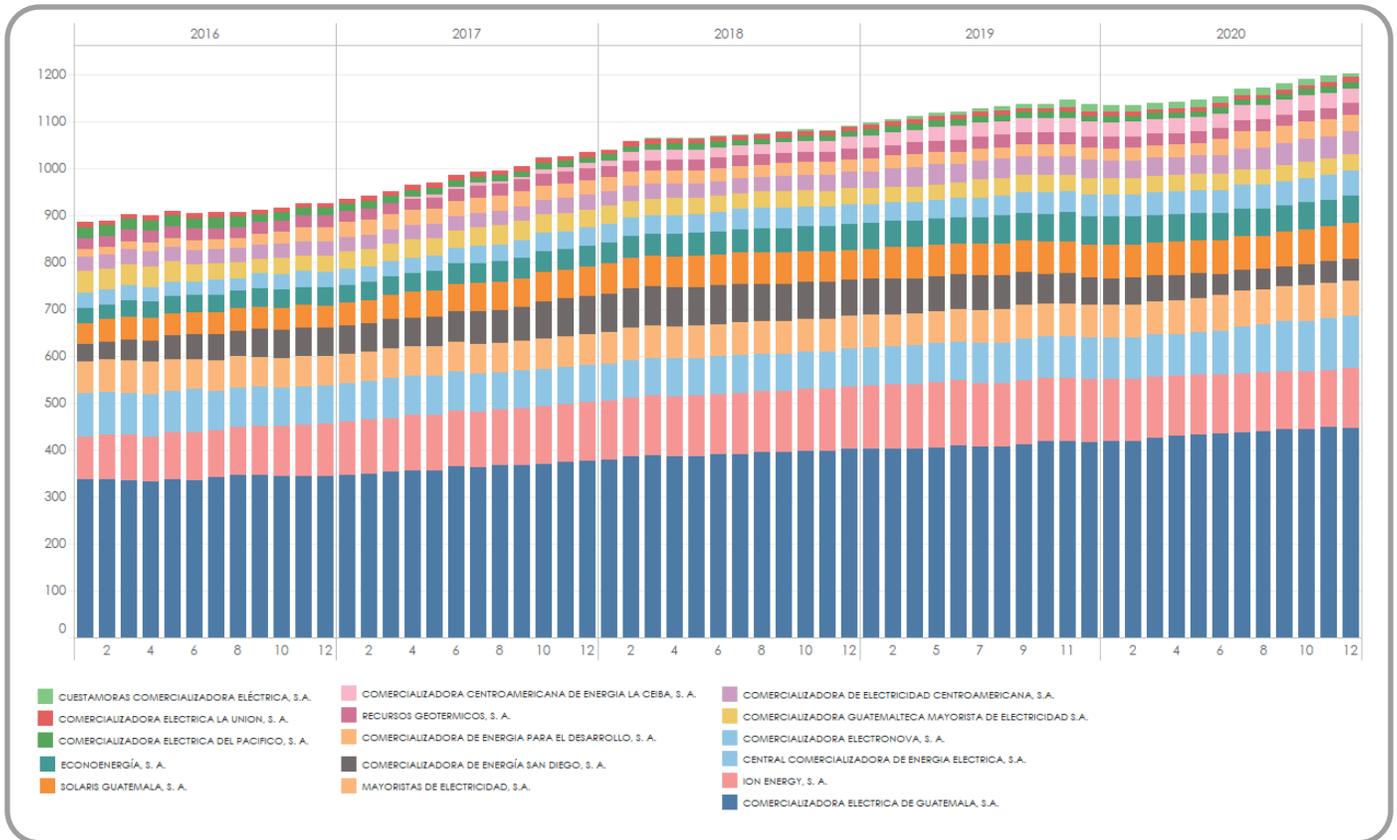
En la gráfica anterior se puede observar que para los dos últimos meses del año 2020 se alcanzó un costo total de operación inferior a los 20 millones de dólares, siendo diciembre el mes más bajo con 13.8 millones de dólares, equivalente al 20% del costo total de operación de mayo de 2018 el cual fue de 69.3 millones de dólares. Esto debido a la reducción en la demanda y el incremento en la participación de tecnologías renovables.

## 4.7. Actividad de Comercialización

### 4.7.1. 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 y debe contar con la capacidad suficiente en contratos con OFE para cubrir la DF de todos y cada uno de los Grandes Usuarios que representa durante la duración de todos y cada uno de los compromisos contractuales que adquiere por el periodo de tiempo de los mismos. En el Mercado Mayorista hay alrededor de 1,203 Grandes Usuarios, de los cuales más del 98% del total son Grandes Usuarios Representados.

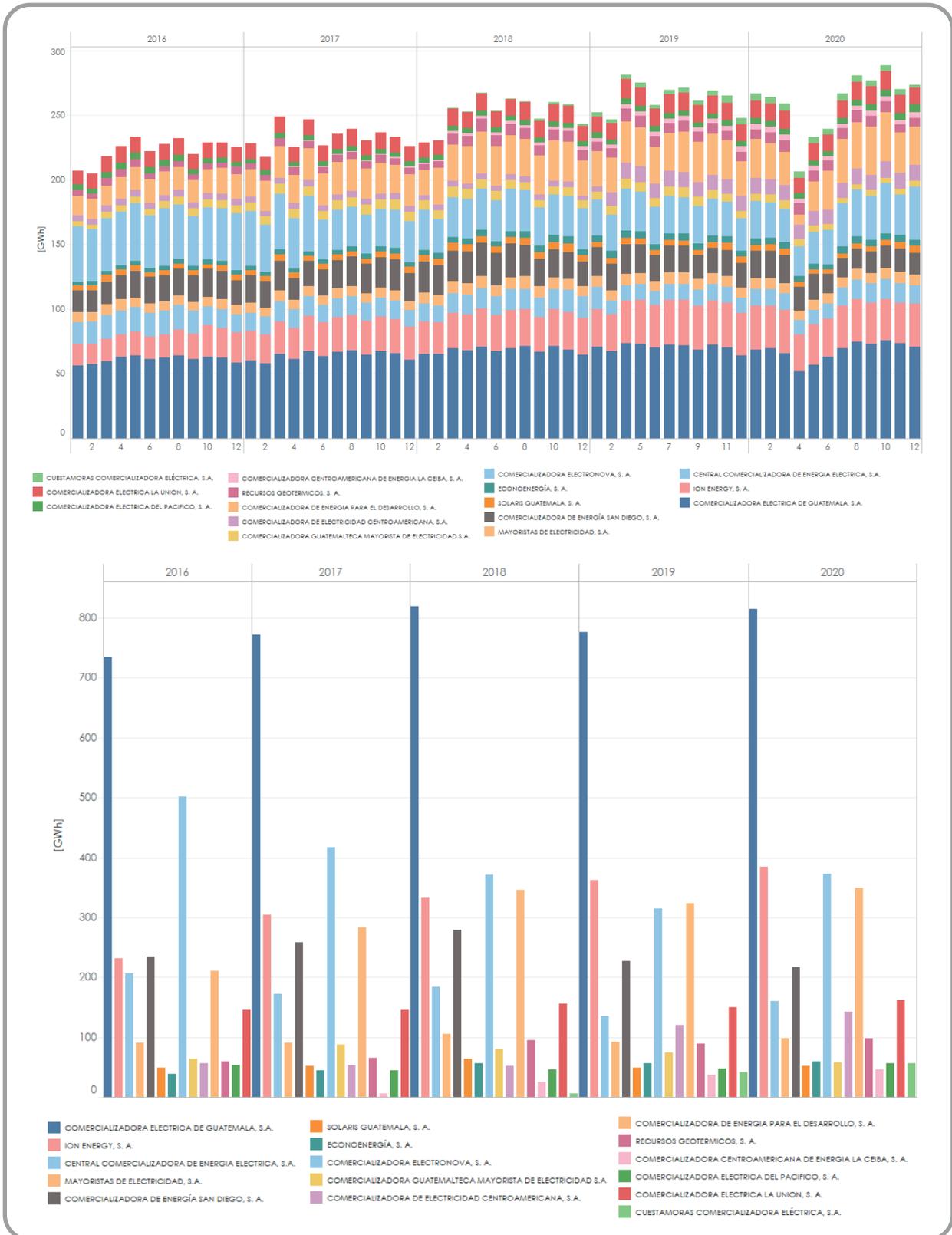
**Gráfica 52. Número de Grandes Usuarios representados por los Agentes Comercializadores.**



En la Gráfica anterior se puede observar la cantidad máxima mensual de Grandes Usuarios representados que tuvo cada comercializador; en ese sentido, es importante tomar en cuenta que en los últimos cinco años el número de Grandes Usuarios representados se incrementó aproximadamente un 36% dando como resultado que a finales del año 2020 fueron contabilizados cerca de 1,203 Grandes Usuarios representados.

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 Mercado de Oportunidad. En las siguientes gráficas, 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 53. Energía Consumida por los Grandes Usuarios representados por los Agentes Comercializadores**





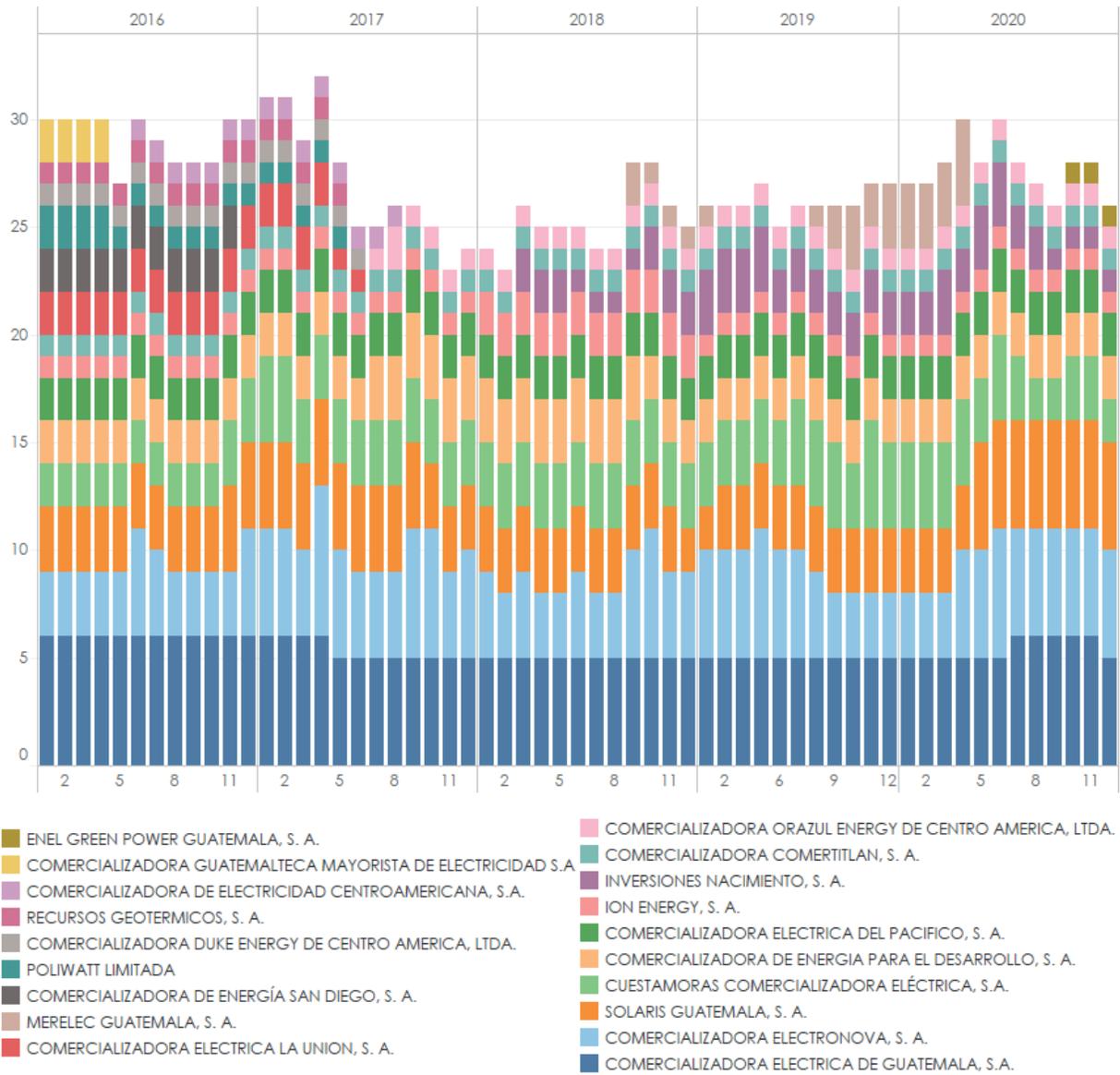
Debido a que el consumo total asignado a cada Comercializadora depende no solamente del número de los Grandes Usuarios Representados que atiende sino del consumo energético de cada uno de estos, las gráficas anteriores permiten observar que la proporción en cantidad de Grandes Usuarios atendidos y consumo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

#### **4.7.2.Comercialización de la Oferta**

Al igual que la normativa contempla la figura de la comercialización de la demanda, también contempla 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.

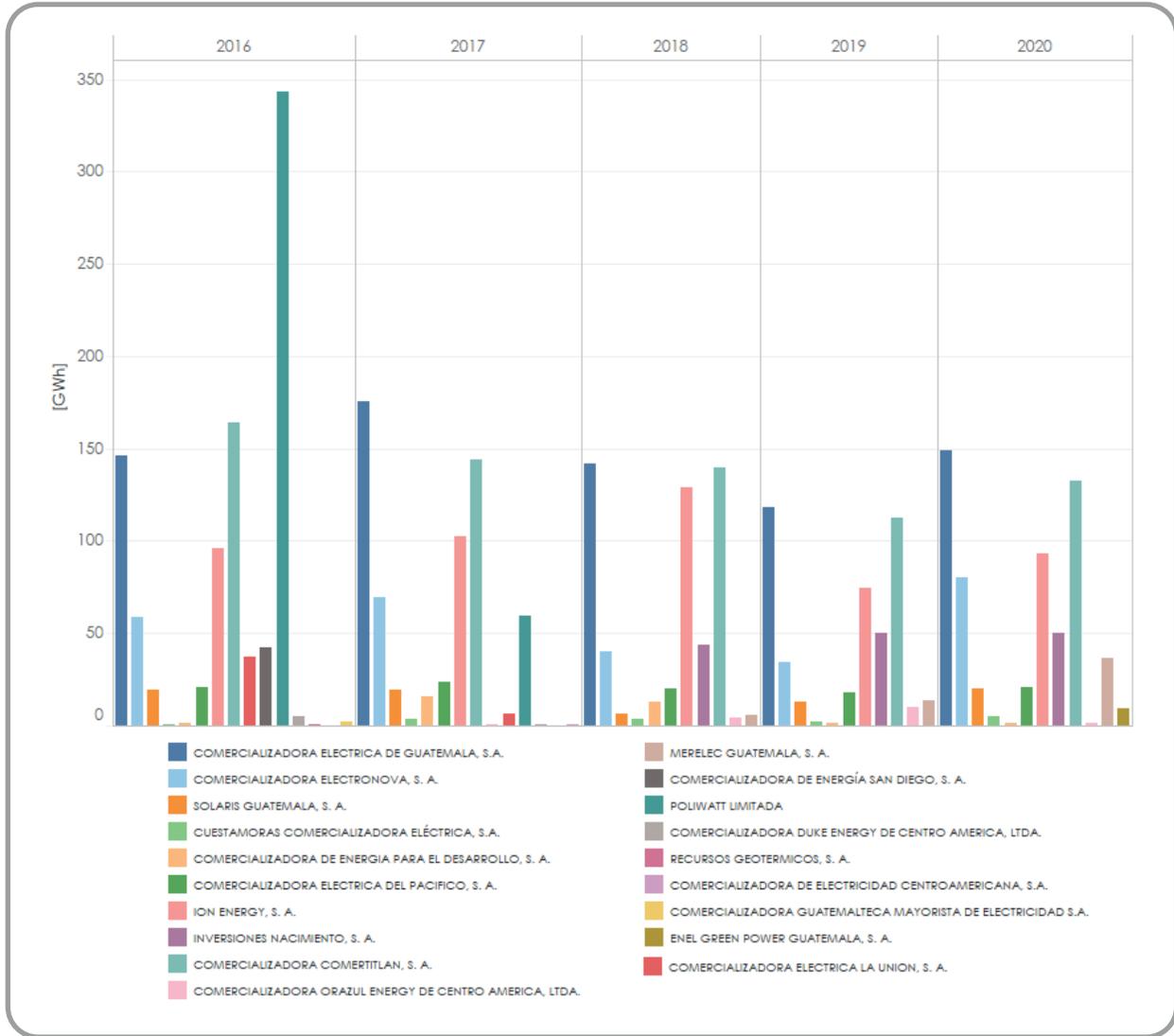
La siguiente gráfica presenta la cantidad de centrales generadoras representadas por cada agente comercializador; se observa que la cantidad de centrales representadas por un comercializador han variado a lo largo del tiempo; sin embargo, el número total de centrales que actúan representadas en el mercado durante el último mes del año 2020 fue de 23 centrales. El histórico de la evolución de las centrales representadas por los Agentes Comercializadores en el periodo 2016-2020 se muestra a continuación:

**Gráfica 54. Número de centrales representadas por los Agentes Comercializadores**



Respecto al volumen de energía producida que representaron los agentes comercializadores, la siguiente gráfica muestra que en el año 2016, Poliwatt, Ltda. fue la comercializadora que representa mayor cantidad de energía; no obstante, para el año 2017 la energía representada por Poliwatt, Ltda. se redujo debido a la desconexión y finalización de operaciones comerciales de la central “La Esperanza”. Tomando en cuenta lo anterior, a partir del año 2017 hasta el 2019, Comercializadora Eléctrica de Guatemala, S. A., fue la comercializadora que representó mayor cantidad de energía producida.

**Gráfica 55. Energía producida que es representada por los Agentes Comercializadores.**

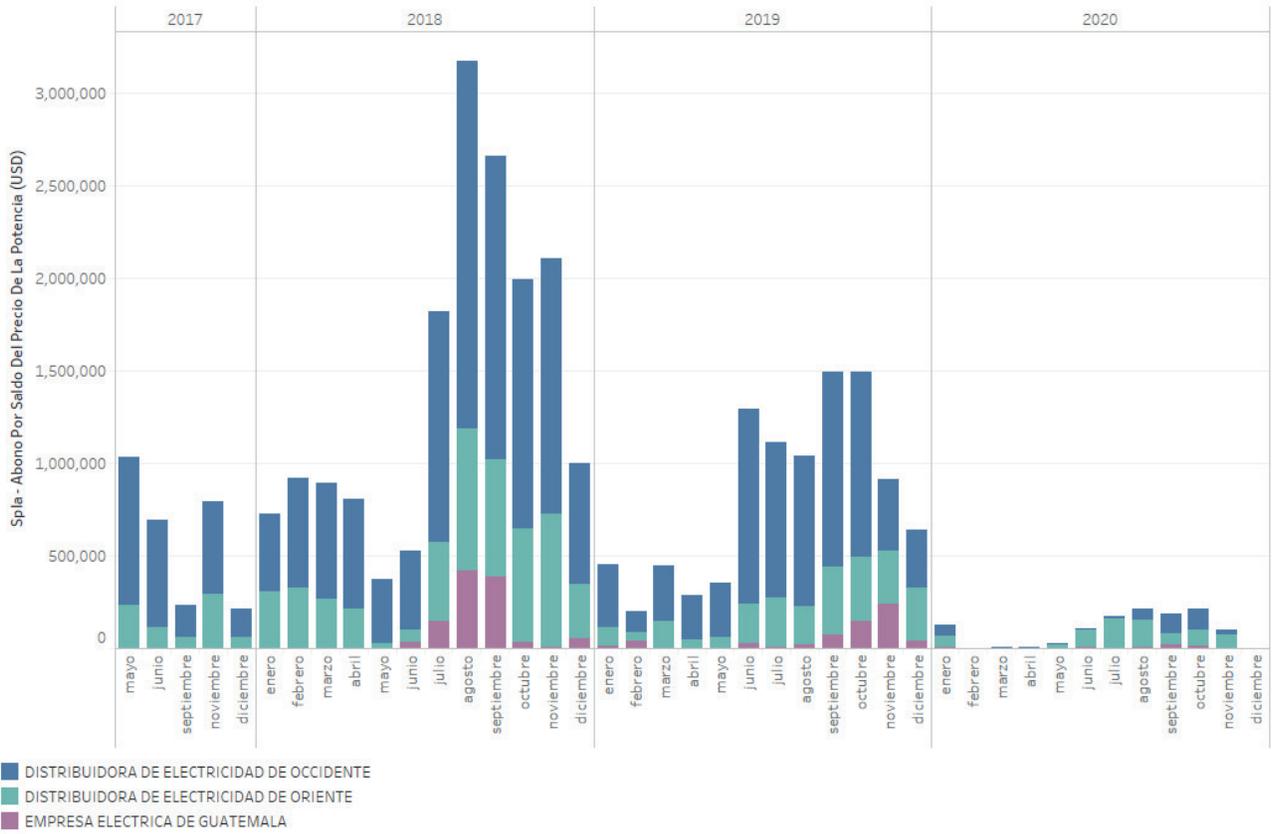


## 4.8. Sobrecostos de potencia

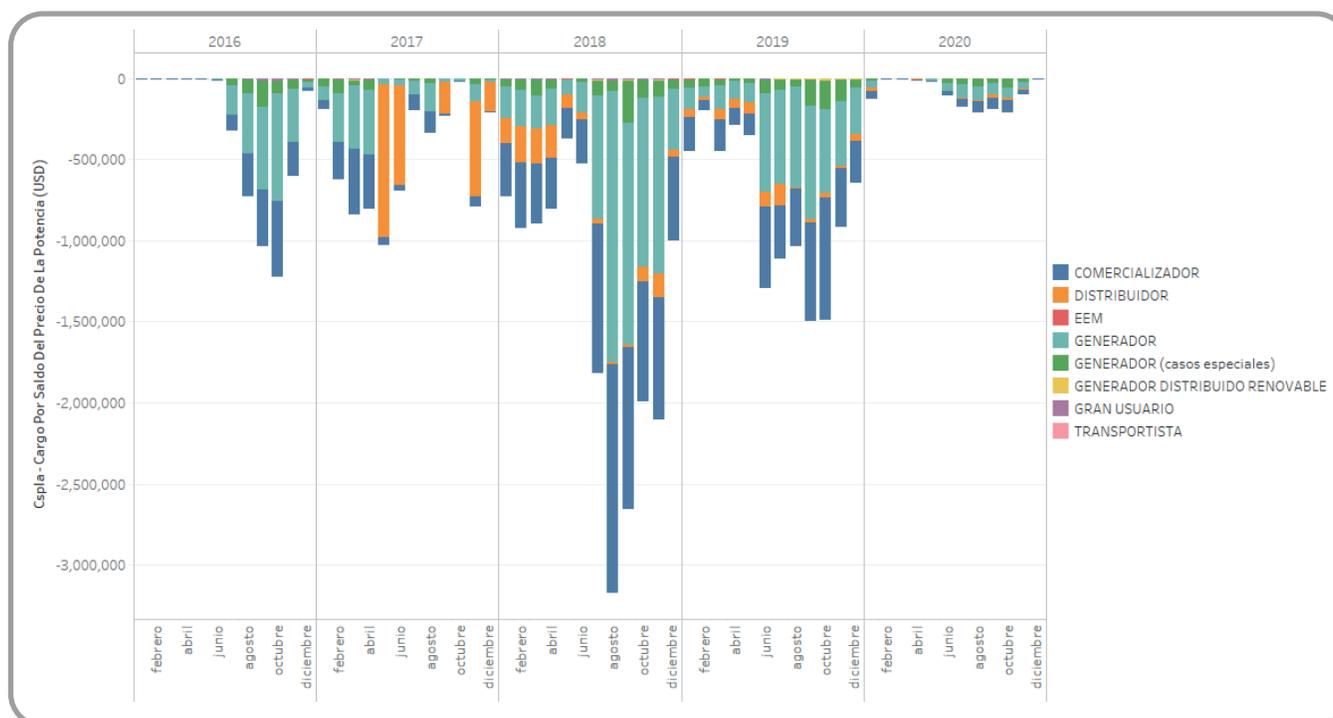
### 4.8.1. Cargo por saldo del precio de potencia (CSPLA)

El artículo 50 BIS del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista establece que los Agentes o Grandes usuarios deberán pagar un cargo por la utilización que hagan de la energía asociada a la potencia de los contratos suscritos en virtud de licitaciones abiertas. La Gráfica 60 muestra como ha sido la asignación de los cargos a los agentes Distribuidores con contratos suscritos en virtud de licitaciones abiertas; mientras que la Gráfica 61 logra evidenciar qué tipo de participante ha contribuido más con el pago de estos cargos. El periodo analizado es con la información con la que se cuenta disponible.

**Gráfica 56. Saldo del Precio de la Potencia por agente distribuidor**



**Gráfica 57. Cargo del Saldo del Precio de la Potencia por tipo de participante**



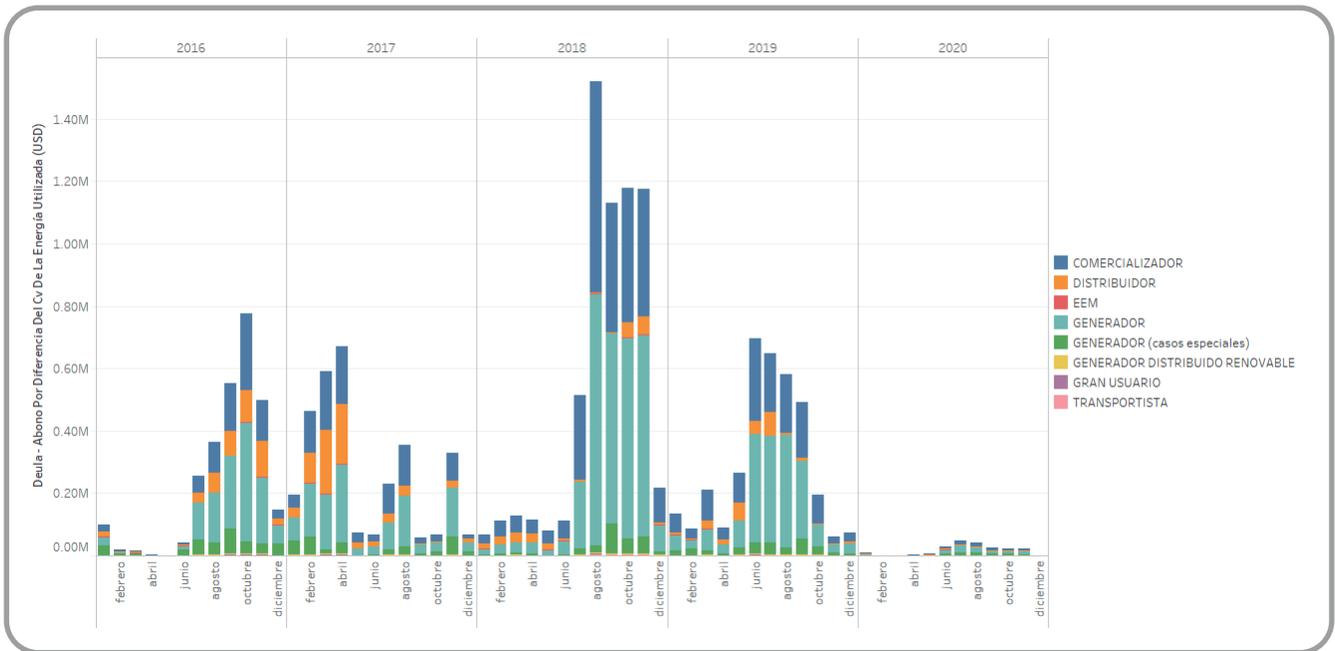
Para el año 2020 se observa que los cargos y abonos por concepto de Cargo del Saldo del Precio de la Potencia se redujeron considerablemente respecto de los años anteriores. Esto se puede interpretar como un mejor aprovechamiento de la energía contratada por parte de las Distribuidoras y la reducción del consumo del sector industrial durante los primeros meses de la pandemia suscitada por la propagación del virus SARS-COV-2; sin embargo, durante los meses de invierno, derivado del incremento en la producción hidroeléctrica por las condiciones climatológicas, se presentó un incremento en la producción de energía de centrales con contratos suscritos en virtud de licitaciones abiertas y por ende un mayor aprovechamiento del recurso por parte de otros Agentes, lo que produjo cargos a los mismos por dicha utilización.

#### **4.8.2. Descuento por la Energía Utilizada para el Agente o Gran Usuario (DEULA)**

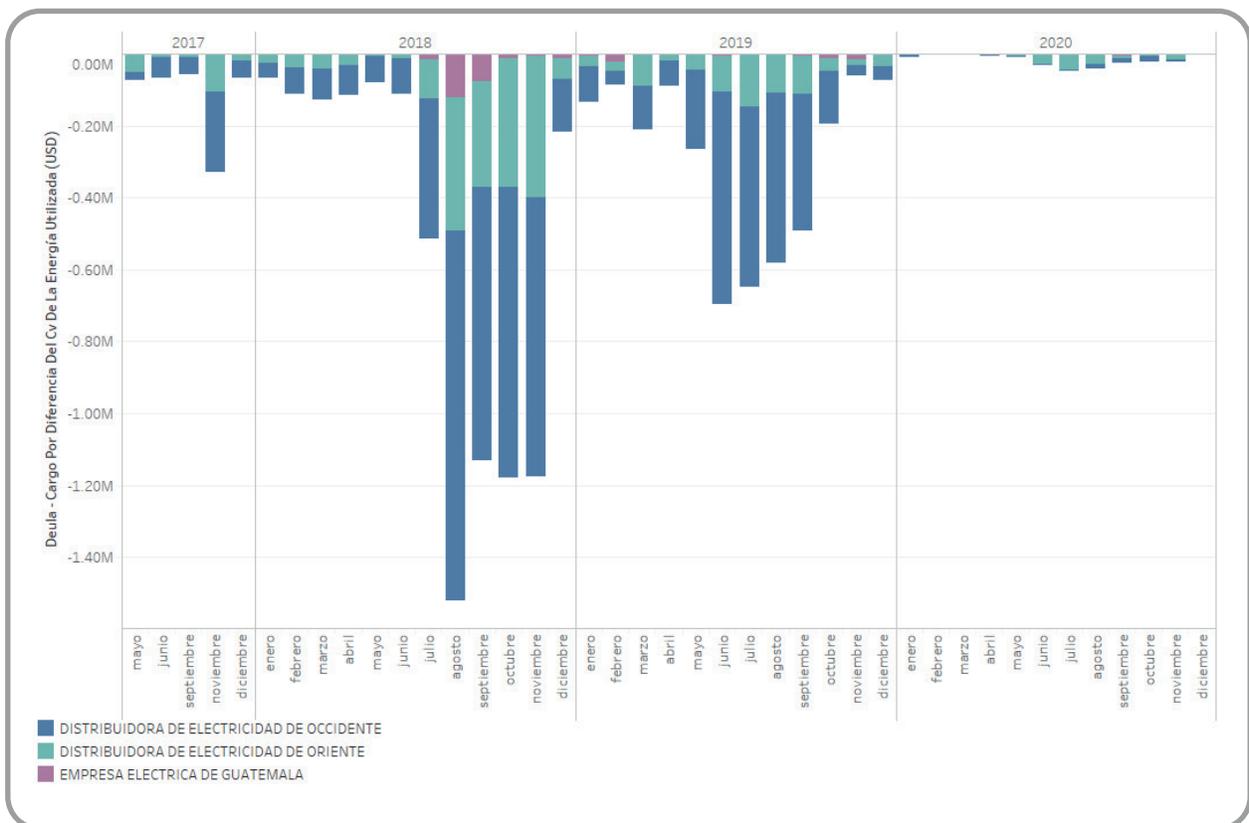
Bajo una serie de condiciones, el DEULA corresponde a una reducción monetaria horaria a cuenta de CSPLA<sup>24</sup>. Los participantes generadores constituyen los mayores acreedores a descuentos por la energía utilizada seguido por los comercializadores; para el año 2019 el promedio de participación es del 55% y 37% respectivamente, mientras que para el 2020 aumenta a 66% en los comercializadores y aumenta a 30% para los agentes Generadores. No obstante, los montos recaudados para cada año corresponden a USD 3,531,635.36 para 2019 y USD 205,898.91 para 2020.

<sup>24</sup>: Véase Resolución CNEE-267-2017

**Gráfica 58. Abonos al DEULA, por tipo de participante del Mercado Mayorista**



**Gráfica 59. Cargos al DEULA, por agente Distribuidor**

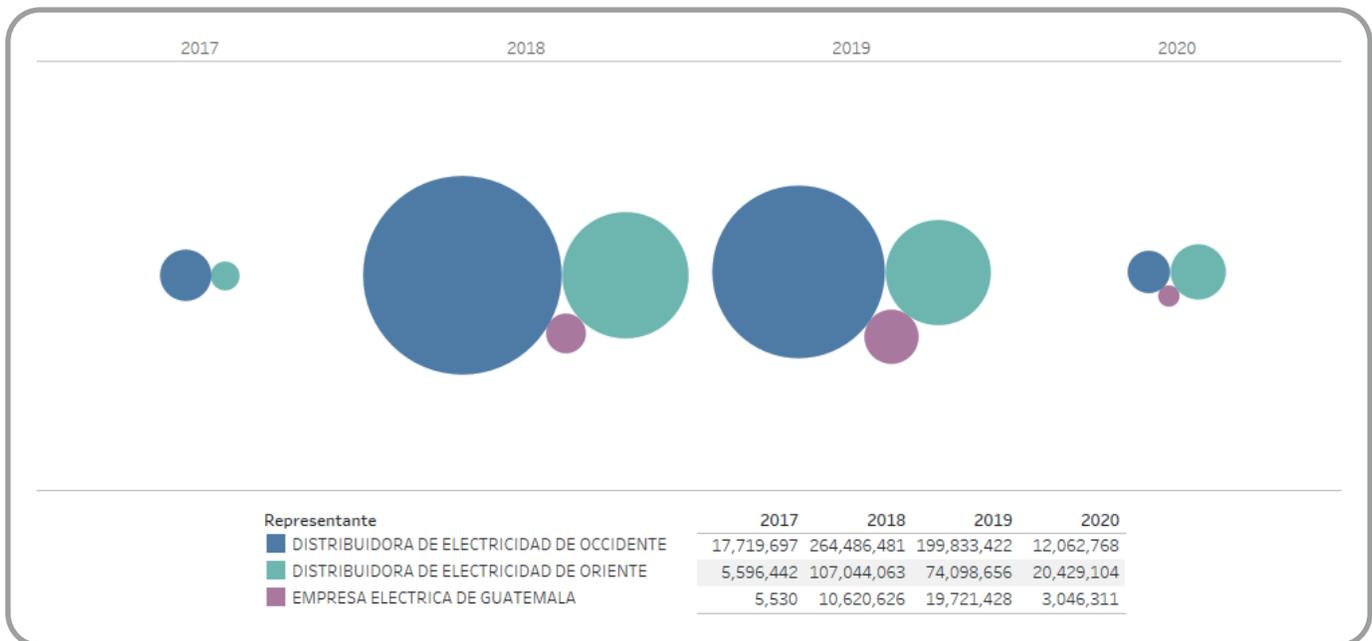


De la gráfica anterior se observa que la Distribuidora DEOCSA lidera en cuanto a cargos del DEULA se refiere seguido por DEORSA.

### 4.8.3. Energía excedente de las distribuidoras debido a contratos de licitación abierta (EEXLA)

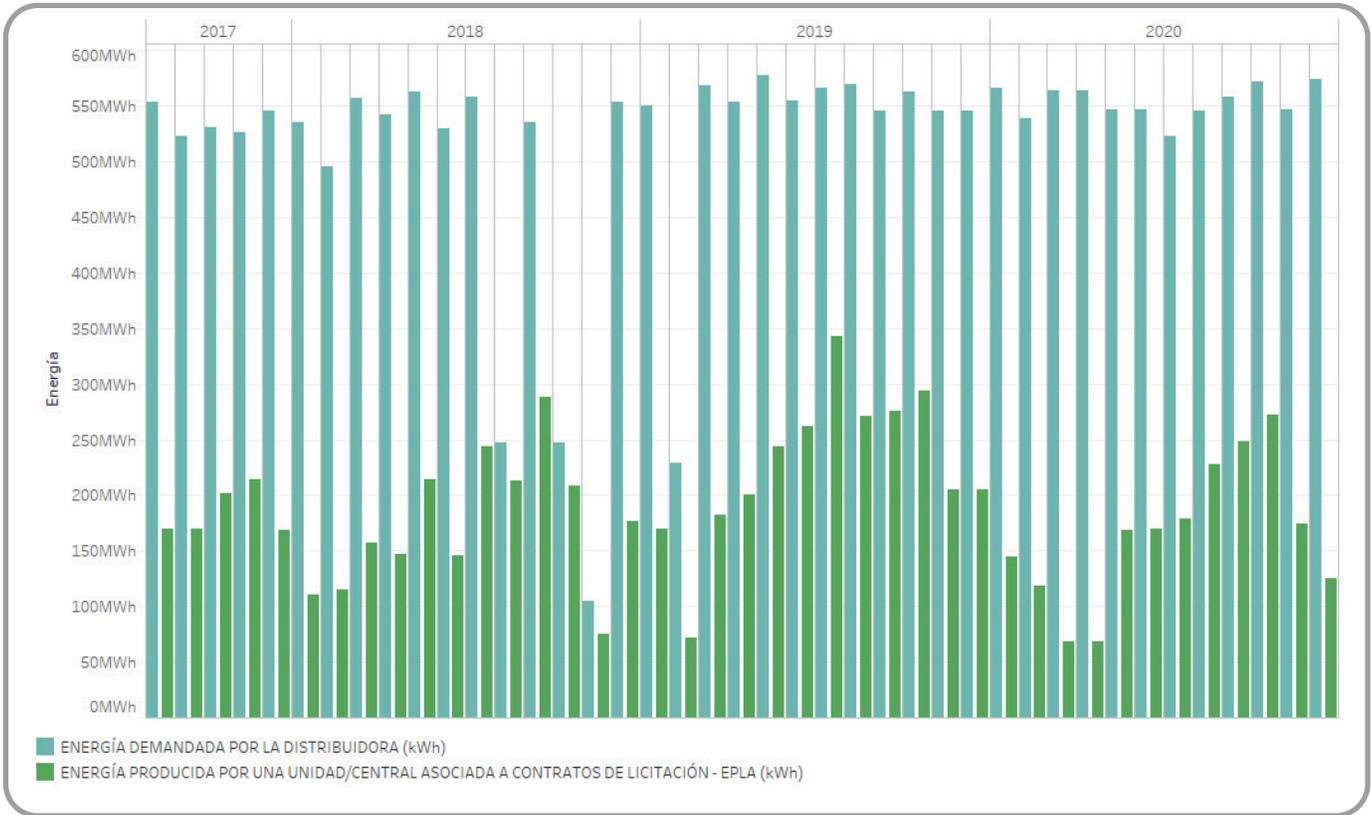
La Resolución CNEE-140-2007 define que existe un excedente de energía (EEXLA) cuando la energía producida en una hora (asociada a contratos de licitación abierta) es mayor que la energía demandada de la parte compradora del contrato que no está cubierta por otros contratos. Dichos excedentes de las distribuidoras se venden en el Mercado de Oportunidad de la Energía (MOR).

**Gráfica 60. Excedentes de energía de las Distribuidoras**



Se puede observar que las Distribuidoras DEOCSA y DEORSA son las que poseen mayor volumen de excedentes de energía (EEXLA) que se venden al SPOT con porcentajes acumulados de 67% y 28% respectivamente para el periodo analizado.

**Gráfica 61. Demanda energética de las Distribuidoras y energía generada asociada a contratos de Licitación de Largo Plazo.**



## 5. Transacciones Internacionales

Este apartado presenta información estadística de las transacciones realizadas por los Participantes del Mercado Mayorista (MM) con el Mercado Eléctrico Regional (MER) y con el Mercado Eléctrico Mayorista Mexicano (MEM). La información estadística presentada muestra un panorama respecto al comportamiento de los Participantes del Mercado Mayorista en el marco operativo y económico de las transacciones internacionales de energía eléctrica. En este informe se hará referencia al MER como Mercado Eléctrico Regional y al MEM como mercado eléctrico 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). Desde ya es importante mencionar que la mayoría de los indicadores que se han observado en las secciones anteriores y los que se verán en esta sección reflejan los efectos de la pandemia mundial por el virus SRAS-CoV-2.

Las exportaciones de energía eléctrica hacia el MER y a través de la Interconexión

Guatemala - México, presentaron una tasa anual de crecimiento promedio para el periodo 2016 – 2019 de 20.20%. No obstante, por el efecto de la situación sanitaria de 2020 y las disposiciones regionales sobre los contratos firmes del MER, el volumen de dichas transacciones disminuyó 46.76% del 2019 al 2020. En el periodo 2016 – 2020, los dos años con mayor volumen de Exportación<sup>25</sup> de energía eléctrica desde Guatemala (hacia el MER como hacia el MEM) fueron los años 2018 y 2019, en los cuales la Exportación representó el 19.42% y 16.90%, de la energía total consumida en el SNI respectivamente.

Por su parte, las importaciones de energía desde el MER y a través de la Interconexión Guatemala – México, tuvieron un crecimiento promedio de 15.64% desde 2016 a 2019; no obstante, por lo ya explicado para las exportaciones, en 2020 se registró una disminución de 2.67%, no siendo esta la menor disminución registrada en los últimos 5 años. Asimismo, en los años 2019 y 2020 se registraron los mayores volúmenes de Importación<sup>26</sup> de energía eléctrica hacia Guatemala (desde el MER y desde el MEM), alcanzando valores equivalentes al 8.35% y 8.89% de la energía total producida en el SNI respectivamente. De lo anterior, se observa que las importaciones para 2020, en lugar de reducirse como hubiese sido esperado por la situación sanitaria, fueron el segundo mayor valor registrado en los últimos 5 años, únicamente menor al valor registrado en 2019 y representaron la mayor participación respecto a la producción total de energía para este último quinquenio.

A continuación, la tabla siguiente presenta un resumen de los volúmenes totales y los porcentajes de transacciones internacionales de energía eléctrica del Mercado Mayorista de Guatemala (MM) con América Central (MER) y con México (MEM).

**Tabla 3. Datos Generales**

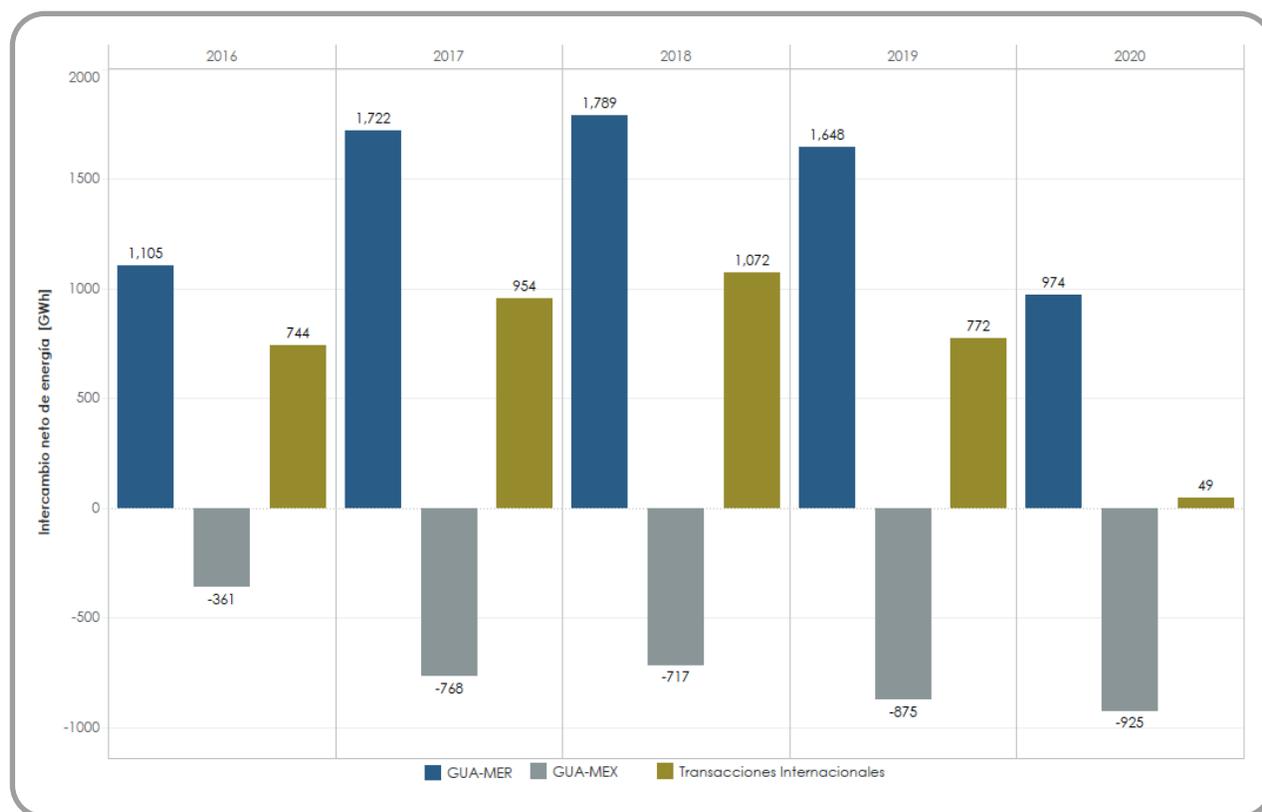
Datos Generales	2016	2017	2018	2019	2020
Consumo de Energía (Consumida total + exportada total) (GWh)	<b>11,167.50</b>	<b>11,876.17</b>	<b>12,875.35</b>	<b>12,847.80</b>	<b>12,204.69</b>
- Energía consumida localmente total	9,832.70	10,018.41	10,374.97	10,676.46	10,579.73
- Energía exportada total	1,334.8	1,857.76	2,500.38	2,171.35	1,156.03
Proporción de la Exportación sobre la energía consumida total (%)	<b>11.95%</b>	<b>15.64%</b>	<b>19.42%</b>	<b>16.90%</b>	<b>9.47%</b>
Producción de Energía (Producida SNI + importada total) (GWh)	<b>11,624.83</b>	<b>12,381.28</b>	<b>13,348.12</b>	<b>13,342.59</b>	<b>12,206.63</b>
- Energía producida SNI	10,877.91	11,489.90	12,522.39	12,228.23	11,122.03
- Energía importada total	746.92	891.38	825.73	1,114.36	1,084.60
Proporción de la Importación sobre la energía producida total (%)	<b>6.43%</b>	<b>7.20%</b>	<b>6.19%</b>	<b>8.35%</b>	<b>8.89%</b>

<sup>25</sup>: Conforme lo indica la NCC-10 la exportación es una demanda adicional que se agrega al Mercado Mayorista para ser cubierta en el Despacho.

<sup>26</sup>: 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.

En general, el resultado de las transacciones de energía eléctrica del Mercado Mayorista guatemalteco con el Mercado Eléctrico Regional y con el Mercado Eléctrico Mexicano, ha hecho que Guatemala se sitúe como un país netamente exportador a excepción del último año. La siguiente gráfica permite visualizar los intercambios netos de energía (Exportación menos Importación) en las interconexiones Guatemala-México y Guatemala-MER, así como el resultado neto de las transacciones internacionales realizadas en ambas interconexiones.

**Gráfica 62. Volúmenes de intercambio neto de Guatemala.**



Para el 2020 se observa un cambio en el patrón debido a que se redujeron las exportaciones hacia el MER, en tanto que las importaciones, principalmente desde México, se mantuvieron con volúmenes similares a los últimos años dando como resultado una exportación marginal neta; esto se dio por 2 razones: la primera, son los efectos de la situación sanitaria debido a que se redujo la demanda en los países de la región así como el efecto de la baja en los precios de los derivados del petróleo y otros combustibles que permitió a países como El Salvador y Nicaragua abastecer su demanda con generación térmica que les resultó más económica que la importación; la segunda razón es que se continuó sin la realización de subastas de Derechos Firmes entre Guatemala y El Salvador así como de Derechos Firmes con porteo en Nicaragua.

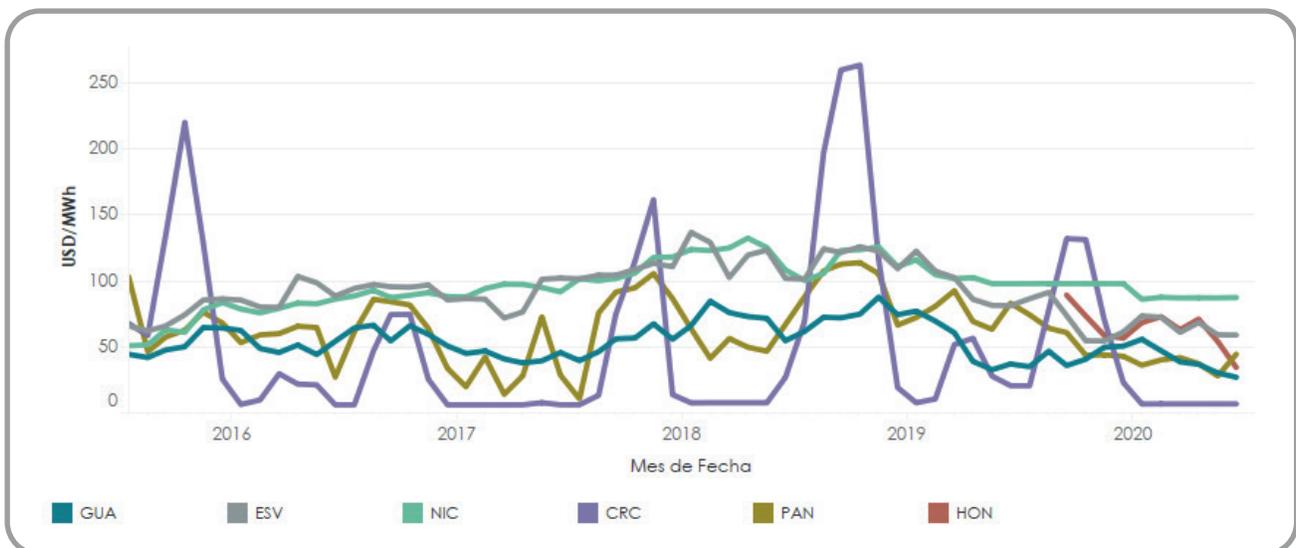
## 5.1. Mercado Eléctrico Regional

El Mercado Eléctrico Regional es el ámbito en que se realizan las transacciones de compra y venta de energía eléctrica entre los Agentes del mercado eléctrico de cada uno de los seis países miembros. Derivado de la voluntad de los países miembros (Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá) y dentro del marco del Sistema de Integración Centroamericana (SICA). El Mercado Eléctrico Regional fue creado a partir del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central firmado en diciembre 1996 y ratificado por los 6 países hasta el 2000. El Mercado Eléctrico Regional se conceptualiza como un séptimo mercado, superpuesto con los seis mercados o sistemas nacionales existentes con regulación regional propia, distinta a la de los mercados nacionales, en el cual los agentes habilitados por el Ente Operador Regional (EOR) realizan transacciones internacionales de energía eléctrica en la región de América Central.

Todas las transacciones de energía que se llevan a cabo en el MER, bien sea en el Mercados de Contratos Regionales o en el Mercado de Oportunidad Regional, deben pagar cargos variables de Transmisión como parte de los cargos por servicios de transmisión en el MER con base en los precios nodales de la RTR.

El comportamiento de los precios internacionales del crudo, de los derivados líquidos del petróleo y del carbón marcan, en mayor o menor medida, el costo y precio de la electricidad en los sistemas eléctricos en América Central<sup>27</sup>, 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. Con esta referencia, se observa que los países que reflejaron una disminución en su costo marginal de corto plazo para el 2020 fueron El Salvador, Panamá y en menor medida Guatemala, debido a la disminución de la demanda y el efecto de los precios internacionales de combustible.

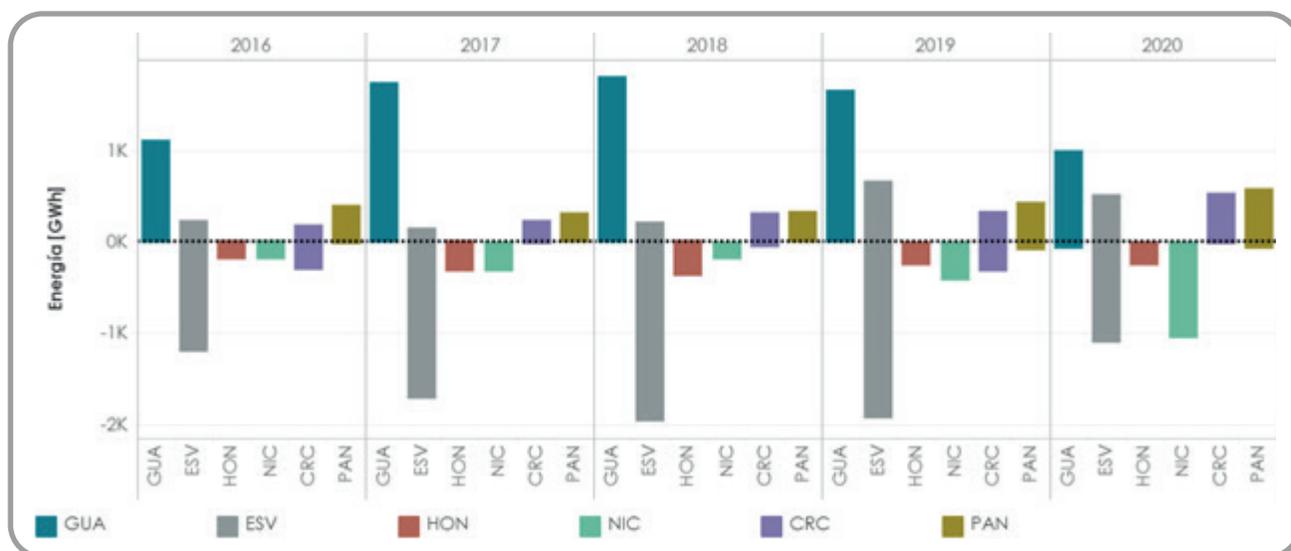
**Gráfica 63. Comparación de los costos marginales de corto plazo de los países de América Central.**



<sup>27</sup>: Con la información disponible, se tiene datos del Sistema Eléctrico Hondureño a partir marzo de 2020 para este país.

En el último año se observó una reducción a nivel regional de las transacciones de energía, esto asociado a la crisis sanitaria y adicional a ello, derivado de factores como la habilitación de la infraestructura asociada a la subestación La Virgen en Nicaragua que aumentó la capacidad de importación y transferencia en dicho país. Esto se refleja en un aumento de compras por parte de esa área de control.

**Gráfica 64. Compras y ventas de energía en el MER.**



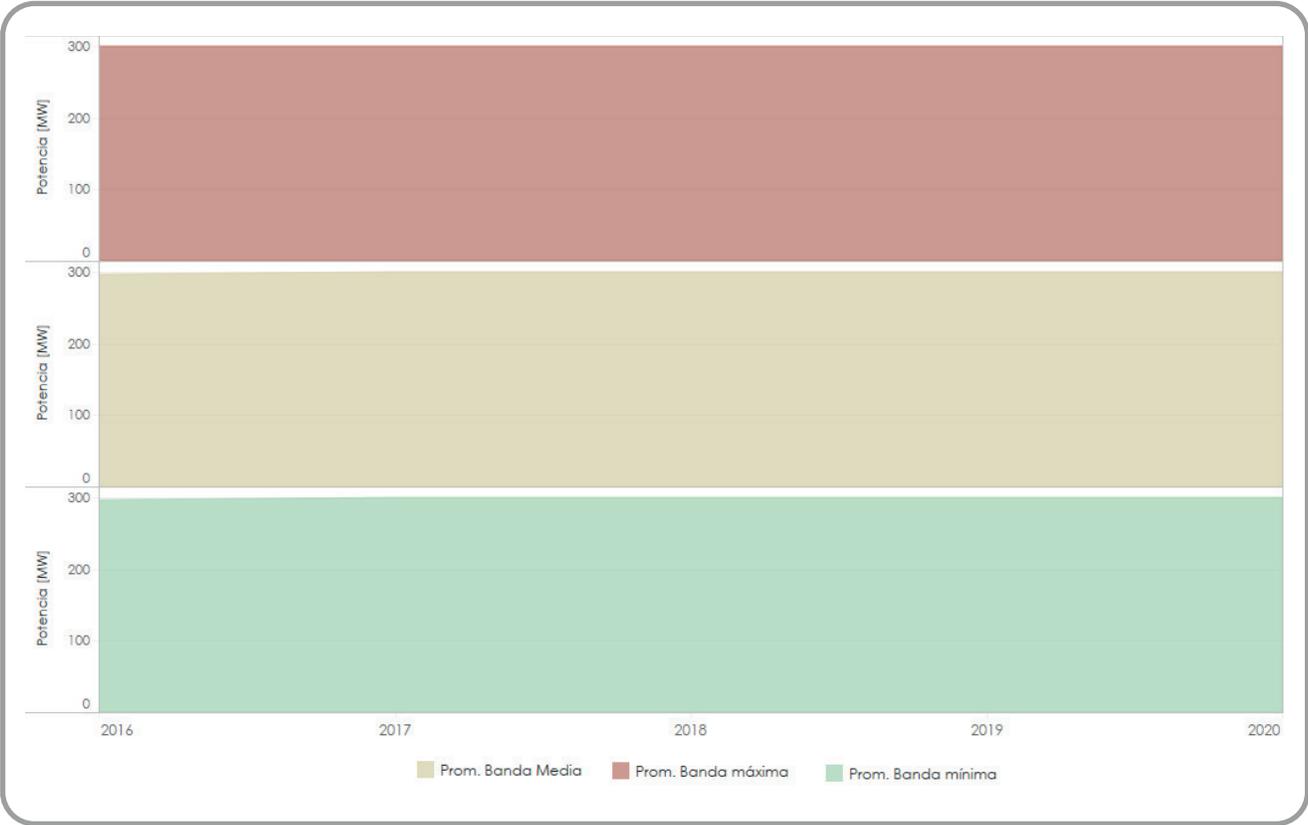
La gráfica siguiente presenta un resumen de la participación en las transacciones realizadas en el MER por cada País Miembro por tipo de mercado y sentido de la transacción. Para ello se ha resaltado con mayor intensidad las participaciones mayores siendo que El Salvador y Guatemala son los países que mayores transacciones realizan de compra y venta respectivamente. Estas transacciones se realizan principalmente en contratos, en tanto que para las transacciones de oportunidad hasta 2019 también se observa una participación importante de Costa Rica y Nicaragua.

**Gráfica 65. Análisis sobre las compras y ventas de energía por País Miembro del MER, desglosado por MCR y MOR.**

PAÍS	GUA	ESV	HON	NIC	CRC	PAN	TOTAL
<b>2016</b>							
Oportunidad	21.5%	18.3%	6.3%	16.3%	27.5%	10.1%	100.0%
Ventas	44.7%	5.5%	2.8%	3.1%	24.1%	19.8%	100.0%
Compras	0.6%	29.9%	9.4%	28.1%	30.5%	1.4%	100.0%
Contratos	31.7%	45.0%	5.0%	1.0%	6.1%	11.3%	100.0%
Ventas	62.1%	14.0%	0.0%	0.0%	3.2%	20.7%	100.0%
Compras	0.1%	77.0%	10.2%	2.0%	9.0%	1.6%	100.0%
<b>2017</b>							
Oportunidad	19.9%	23.1%	4.9%	23.6%	19.5%	8.9%	100.0%
Ventas	35.6%	14.2%	1.8%	0.2%	31.6%	16.8%	100.0%
Compras	2.2%	33.2%	8.4%	50.4%	5.8%	0.0%	100.0%
Contratos	41.1%	43.1%	7.7%	1.3%	0.9%	5.9%	100.0%
Ventas	83.4%	3.0%	0.1%	0.0%	1.8%	11.7%	100.0%
Compras	0.4%	81.6%	15.0%	2.6%	0.0%	0.3%	100.0%
<b>2018</b>							
Oportunidad	15.8%	23.8%	8.0%	20.8%	25.5%	6.1%	100.0%
Ventas	32.0%	15.0%	2.3%	0.1%	40.6%	10.0%	100.0%
Compras	1.5%	31.5%	13.1%	39.2%	12.1%	2.5%	100.0%
Contratos	38.5%	42.3%	7.5%	0.9%	4.0%	6.7%	100.0%
Ventas	77.8%	1.3%	0.0%	0.0%	7.4%	13.4%	100.0%
Compras	0.1%	82.4%	14.8%	1.8%	0.7%	0.1%	100.0%
<b>2019</b>							
Oportunidad	14.2%	27.1%	9.8%	14.5%	25.6%	8.8%	100.0%
Ventas	33.5%	20.4%	1.2%	0.0%	30.2%	14.6%	100.0%
Compras	0.4%	31.9%	16.0%	24.8%	22.3%	4.6%	100.0%
Contratos	33.4%	39.9%	3.4%	5.9%	8.1%	9.4%	100.0%
Ventas	67.1%	8.8%	0.0%	0.0%	7.9%	16.2%	100.0%
Compras	0.2%	70.4%	6.6%	11.7%	8.3%	2.7%	100.0%
<b>2020</b>							
Oportunidad	19.8%	39.0%	15.0%	7.1%	12.2%	6.9%	100.0%
Ventas	39.1%	24.7%	0.0%	0.0%	24.6%	11.6%	100.0%
Compras	5.5%	49.6%	26.2%	12.3%	3.0%	3.5%	100.0%
Contratos	20.6%	28.8%	2.8%	23.5%	10.3%	14.0%	100.0%
Ventas	37.6%	18.6%	0.0%	0.0%	19.5%	24.3%	100.0%
Compras	2.8%	39.4%	5.7%	48.2%	0.7%	3.2%	100.0%

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 siguiente gráfica 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 66. Máxima transferencia simultánea en el Triángulo Norte, dirección Norte-Sur**

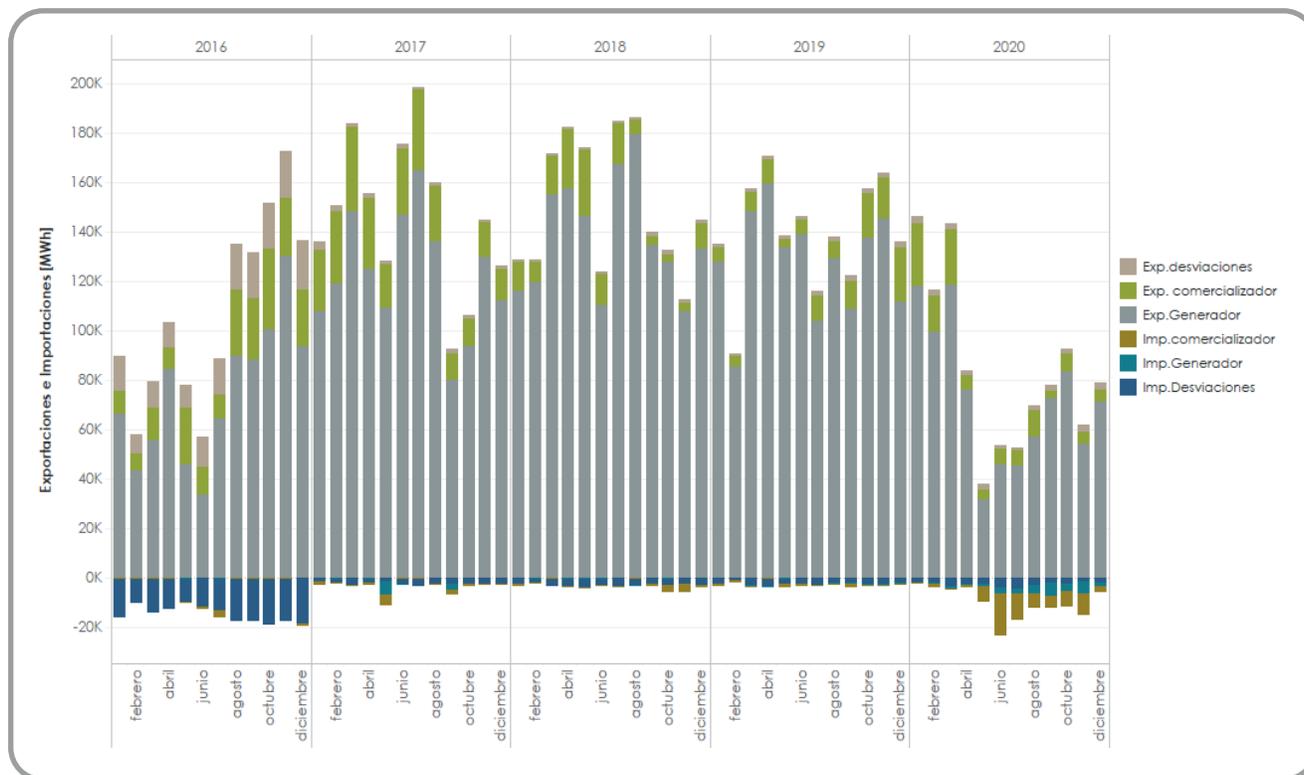


En el sentido Norte a Sur se presenta el caso de Exportación de energía desde Guatemala hacia el resto del Sistema Eléctrico Regional (SER) mediante las interconexiones Guatemala-El Salvador y Guatemala-Honduras. En la particularidad de este caso, la gráfica anterior muestra que el SNI puede enviar hasta un máximo de 300 MW en todas las bandas, considerando los flujos simultáneos hacia El Salvador y Honduras.

En contexto con lo expuesto antes, la participación de Guatemala en el MER ha mostrado una participación significativa, principalmente en las transacciones de exportación. La gráfica siguiente presenta en detalle, el total de energía comercializada según el tipo de transacción y el tipo de Agente. Se observa que el mayor volumen de transacciones ha sido realizado por los Agentes Generadores; asimismo, se observa que en 2020 las

exportaciones de Guatemala al MER totalizaron cerca de 991.23 GWh (no incluye desviaciones), dato que equivale a una reducción de 40.18% respecto a 2019; en tanto que las importaciones realizadas principalmente por comercializadores fueron de 91.52 GWh (no incluye desviaciones), es decir un aumento de 82.04 GWh (865% en términos relativos) con respecto al 2019.

**Gráfica 67. Exportaciones e importaciones de Guatemala en el MER.**



Año	2016	2017	2018	2019	2020
Importaciones [GWh]	5.16	19.24	9.68	9.48	91.52
Exportaciones [GWh]	1,110.25	1,741.13	1,798.87	1,657.13	991.23
Variación Importaciones [%]	-	272.87	-49.69	-2.07	865%
Crecimiento Exportaciones [%]	-	56.82	3.32	-7.88	-40.18%

### 5.1.1. Mercado de Oportunidad Regional

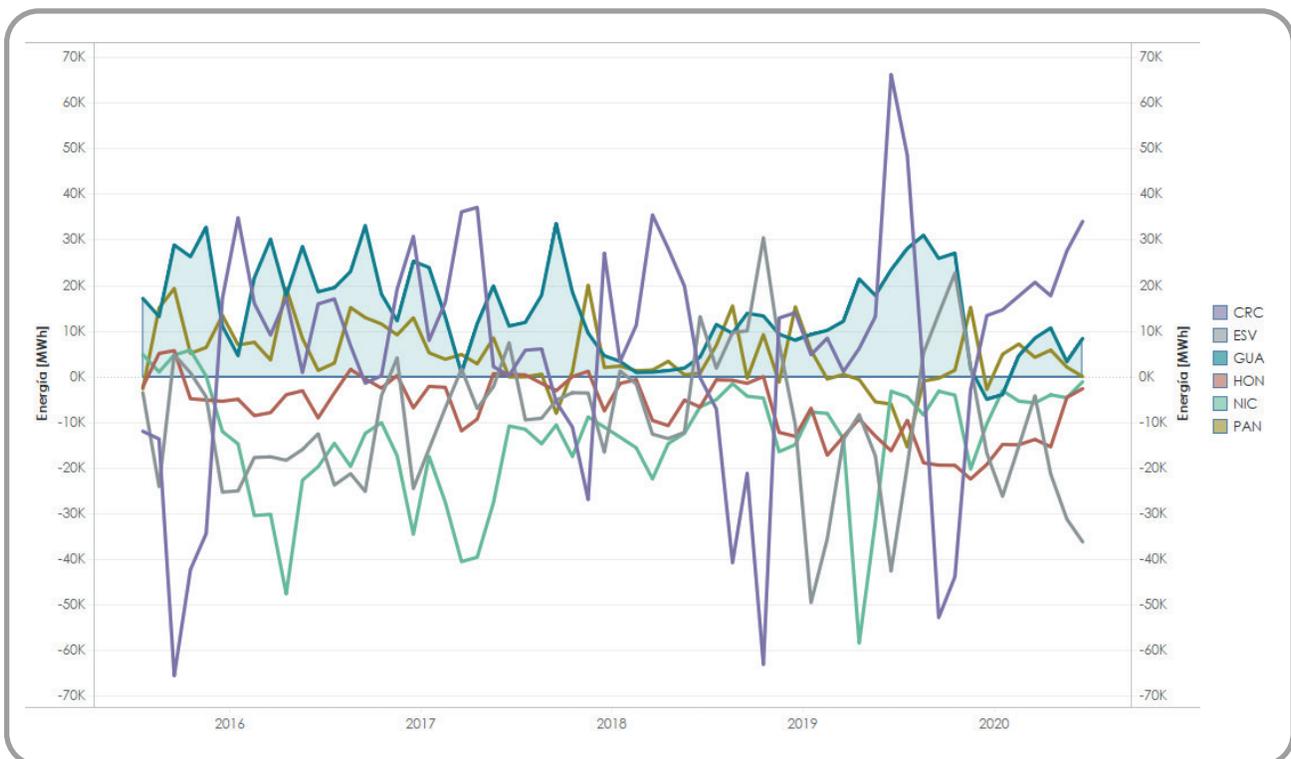
Tiene como objeto ofrecer a los Agentes del MER un ámbito formal y organizado para realizar intercambios de energía a nivel regional con base en ofertas de oportunidad de inyección y retiro de energía. El Mercado de Oportunidad Regional -MOR-, es un mercado de corto plazo basado en ofertas diarias de inyección y retiro de energía para cada periodo de mercado en los nodos de la RTR habilitados para el efecto. Las ofertas al Mercado de Oportunidad Regional son informadas por los OS/OM de cada país miembro con base en las ofertas de sus agentes. Las transacciones en el MOR son productos de un predespacho regional y de la operación en tiempo real, siendo las que posibilitan la optimización del despacho regional.

### 5.1.1.1. Intercambio de energía

A continuación, la siguiente gráfica 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 periodo 2016 - 2020. Esta gráfica permite identificar que existe un comportamiento variable sobre el resultado neto (Importador o Exportador) de algunos países a lo largo del periodo analizado.

Guatemala mantiene su resultado de Exportador neto en el MOR; no obstante, no siempre resulta ser el mayor Exportador. Véase por ejemplo las exportaciones registradas en junio y julio de cada año del periodo analizado en los cuales Costa Rica resultó ser el mayor Exportador neto de la región. Adicionalmente, se observa que para junio y julio de 2020, Guatemala resultó ser importador en el MOR asociado a la oferta disponible en otros países. Con relación a 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. Se observa que los países que resultan importando en el MOR principalmente han sido Nicaragua y Honduras.

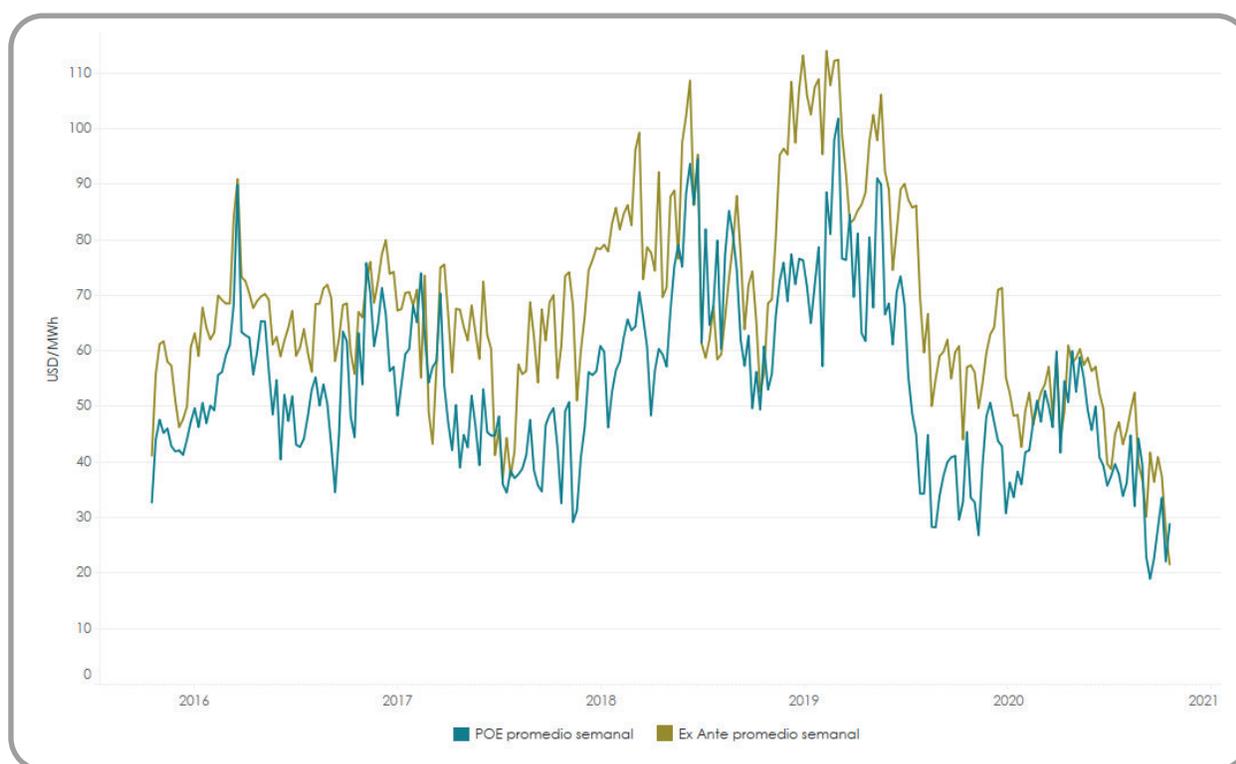
**Gráfica 68. Intercambio neto de energía en el MOR por País miembro del MER.**



### 5.1.1.2. Los precios ex ante y el Precio SPOT de Guatemala

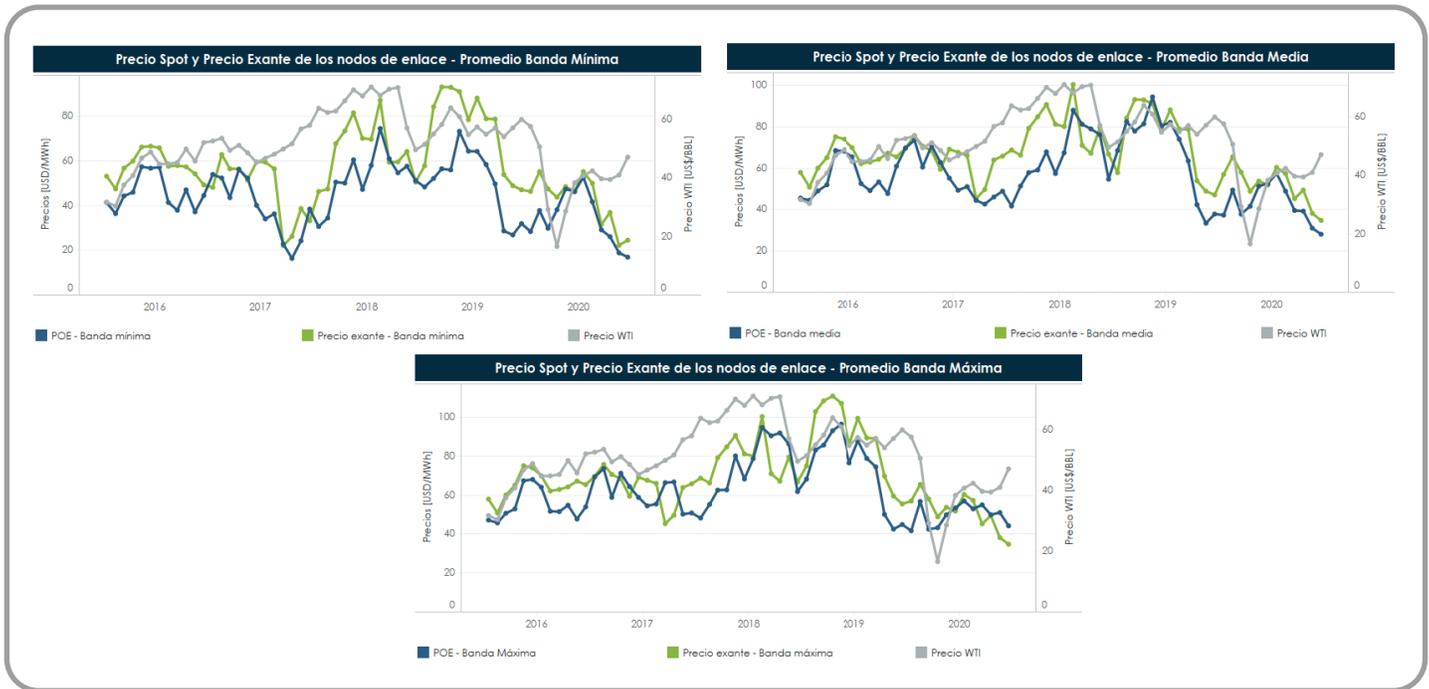
El precio ex ante se calcula a partir de las ofertas presentadas por los Agentes del MER, es decir, antes de la operación en tiempo real, mientras el precio ex post se refieren a los precios nodales calculados después de la operación en tiempo real. La siguiente gráfica presenta el comportamiento histórico del POE promedio semanal y los precios ex ante en los nodos de enlace de control de Guatemala (Panaluya, La Vega II y Moyuta); se observa que, en la mayoría de meses del 2020, la brecha entre uno y otro precio se redujo, siendo así que para algunas semanas fue menor el precio de oportunidad en Guatemala y explica en parte las importaciones registradas al existir energía más económica en otro país de la región.

**Gráfica 69. Relación histórica entre el Precio SPOT y el Precio Exante**



El precio SPOT de Guatemala y los precios ex ante del MER muestran diferentes comportamientos en las tres bandas horarias. Las siguientes gráficas muestran 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; asimismo, se aprecia que en la banda máxima en 2020 se tuvieron precios SPOT superiores a los precios ex ante principalmente.

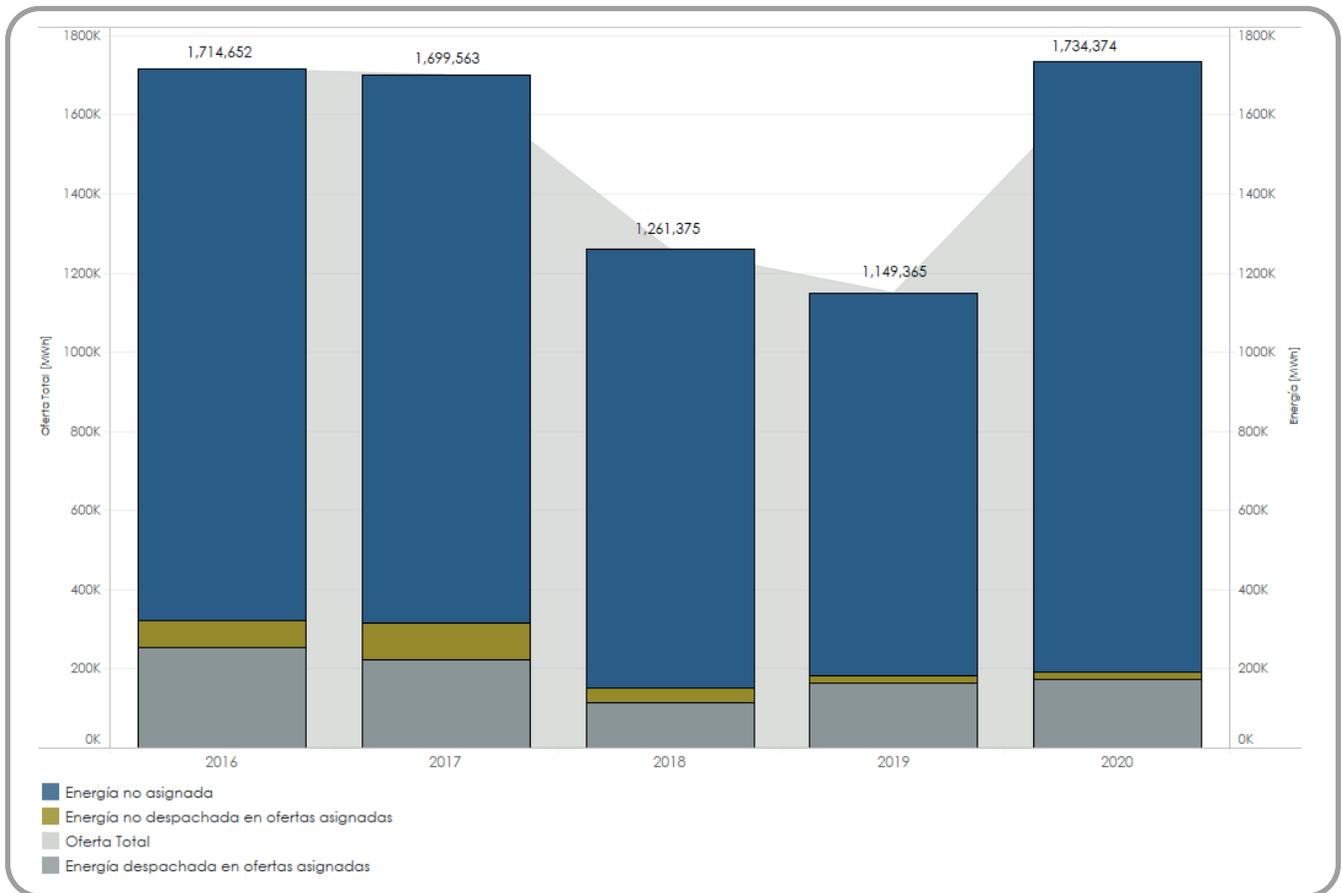
**Gráfica 70. Relación histórica entre el Precio SPOT y el precio ex ante medio mensual del MER, por banda horaria.**



### 5.1.1.3. Ofertas de Inyección en el MOR

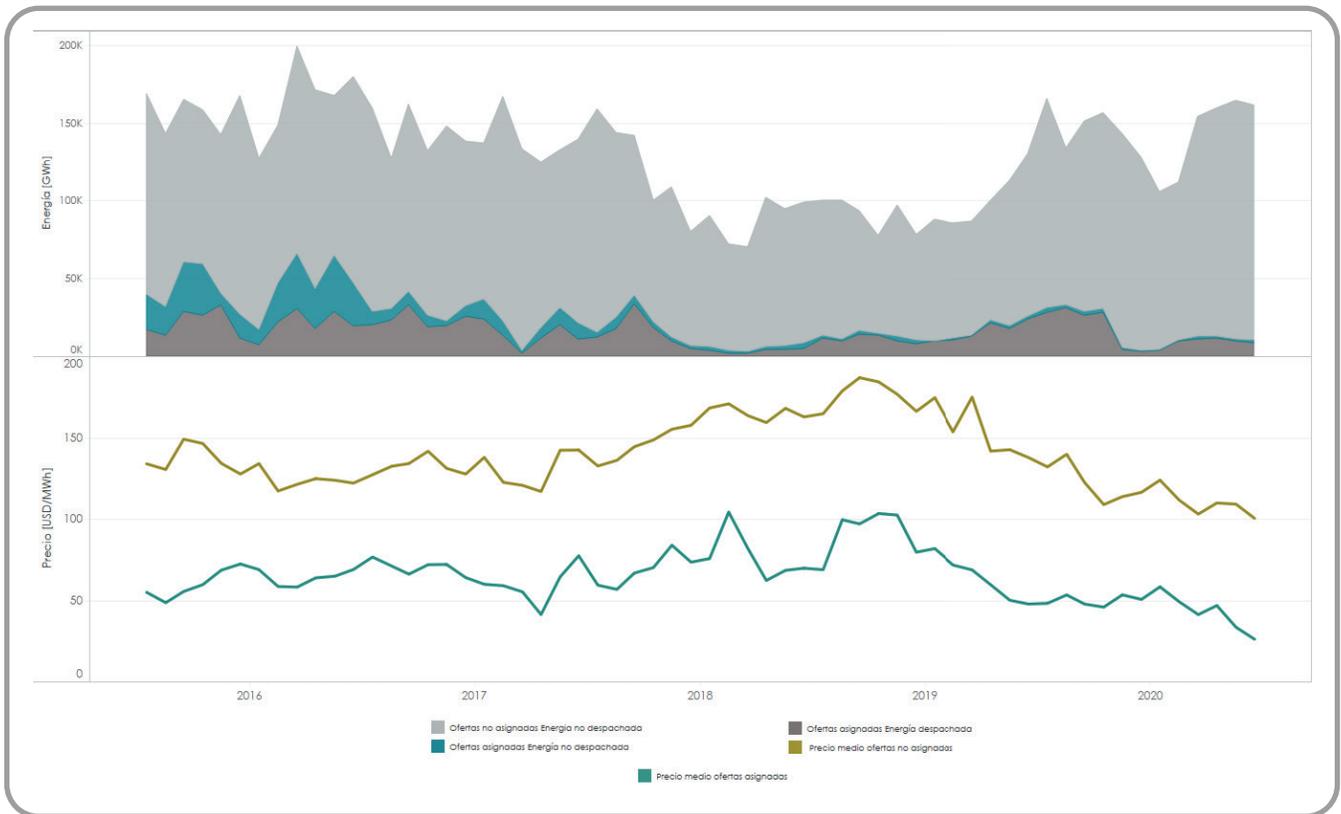
El modelo de optimización formulado en el Predespacho Regional tiene el objetivo de maximizar el beneficio social del MER e implica que el modelo de despacho podrá asignar o no la oferta de energía de forma completa o parcial, tanto para las ofertas de inyección como en ofertas de retiro en el MOR. Con relación a las ofertas de inyección en el MOR en 2020 realizadas por Guatemala, únicamente 174,411.63 MWh fue completamente asignada en el predespacho regional, es decir el 10.06% de la energía ofertada. Asimismo, el 1.09% de la energía ofertada, en ofertas que fueron asignadas, no fue despachada lo cual es equivalente a 18,952.70 MWh; por último, 1,541,009.46 MWh de la energía ofertada total resultó no ser asignada al despacho regional, siendo un poco más del 88.85% del total. Esto se puede observar en la gráfica siguiente:

**Gráfica 71. Energía asignada y despachada de ofertas de inyección de energía presentado en el MOR por los Agentes del Guatemala.**



Se puede apreciar la diferencia promedio entre los precios de las ofertas de inyecciones asignadas y no asignadas al predespacho regional. Asimismo, el volumen de las ofertas de inyección de energía que no fueron asignadas ni despatchadas, había disminuido a partir del año 2017 pero aumentó para 2020 debido a la disminución de la demanda nacional.

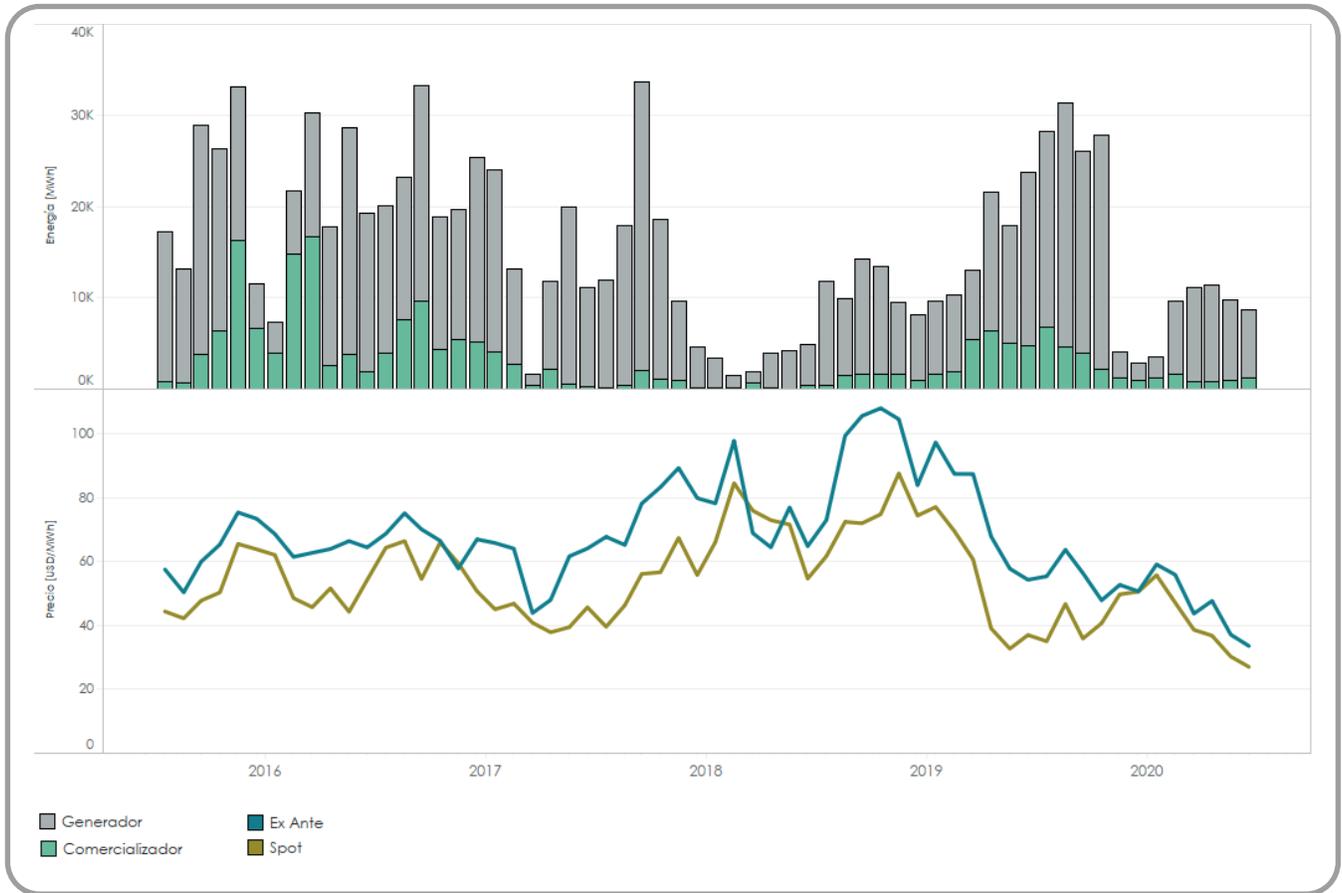
**Gráfica 72. Volúmenes y precios de las ofertas de inyección de energía presentada por Guatemala al MOR**



La siguiente gráfica presenta el valor neto de la exportación de energía de Guatemala al MOR para el periodo 2016 – 2020, así como el POE de Guatemala y los precios ex ante del MER. Es evidente que a partir de 2018 el volumen de oferta realizada por los Agentes Comercializadores se había reducido y que tuvo un leve aumento para finales de 2019 y principios de 2020.

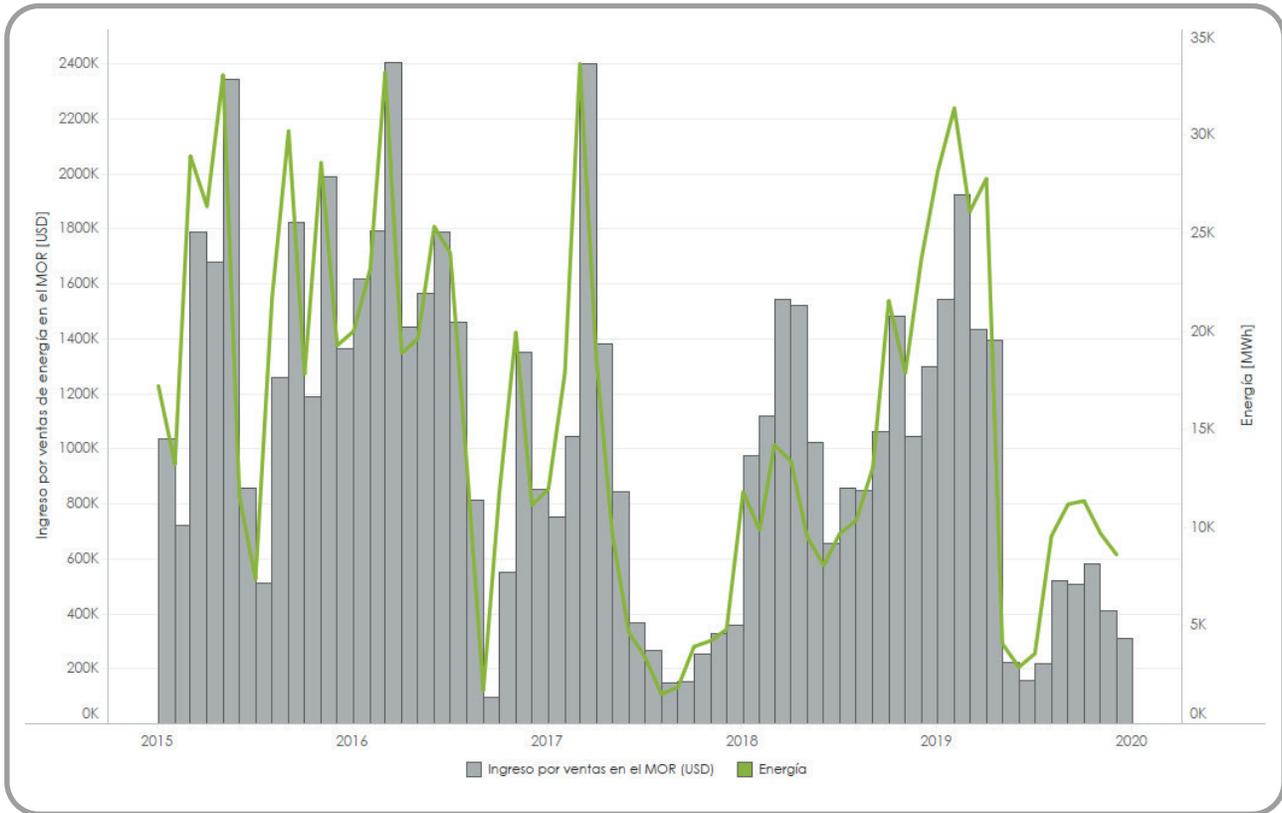
Además, se observa que en los periodos en los cuales la brecha entre el precio ex ante y el precio spot se estrecha, o el precio spot es mayor al ex ante, el volumen de transacciones de inyección de energía disminuye. Lo anterior, indica que existe una relación directa entre la brecha antes indicada y la intención de los agentes de realizar transacciones de inyección.

**Gráfica 73. Relación entre los volúmenes de energía ofrecido en el MER por Agente de Guatemala, el precio SPOT y el precio ex ante.**



De igual forma se presentan los ingresos por ventas de Energía en el Mercado de Oportunidad Regional, en la cual se puede observar lo antes descrito respecto a los volúmenes de transacciones de inyección y su relación con los precios ex ante. Es notable que, durante el año 2020 el precio ex ante tuvo un comportamiento decreciente, lo cual se refleja en la disminución de ingresos por la energía exportada adicional a que se redujo el volumen exportado.

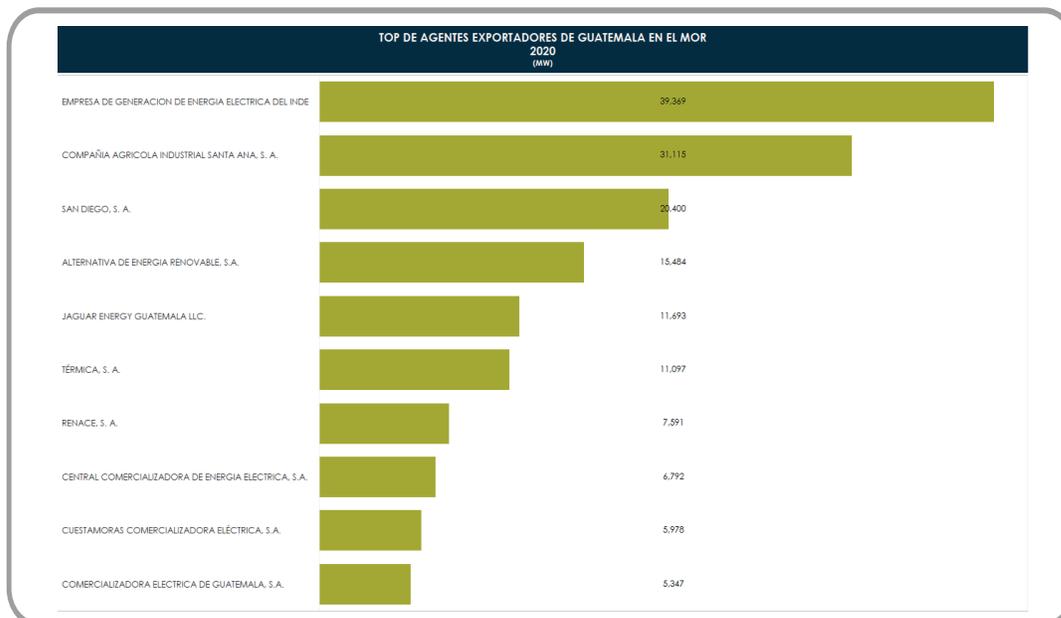
**Gráfica 74. Ingresos por ventas de Energía en el MOR**



#### 5.1.1.4. Agentes exportadores de Guatemala en el MOR en 2020

Como se indicó anteriormente, son los generadores los principales exportadores en el MOR. Esto se refleja en la siguiente gráfica en la cual se tiene a los Agentes que realizaron más exportaciones en 2020, siendo los 7 primeros agentes generadores.

**Gráfica 75. Top de Agentes Exportadores de Guatemala en el MOR 2020**



### **5.1.1.5. Mercado de Contratos Regional**

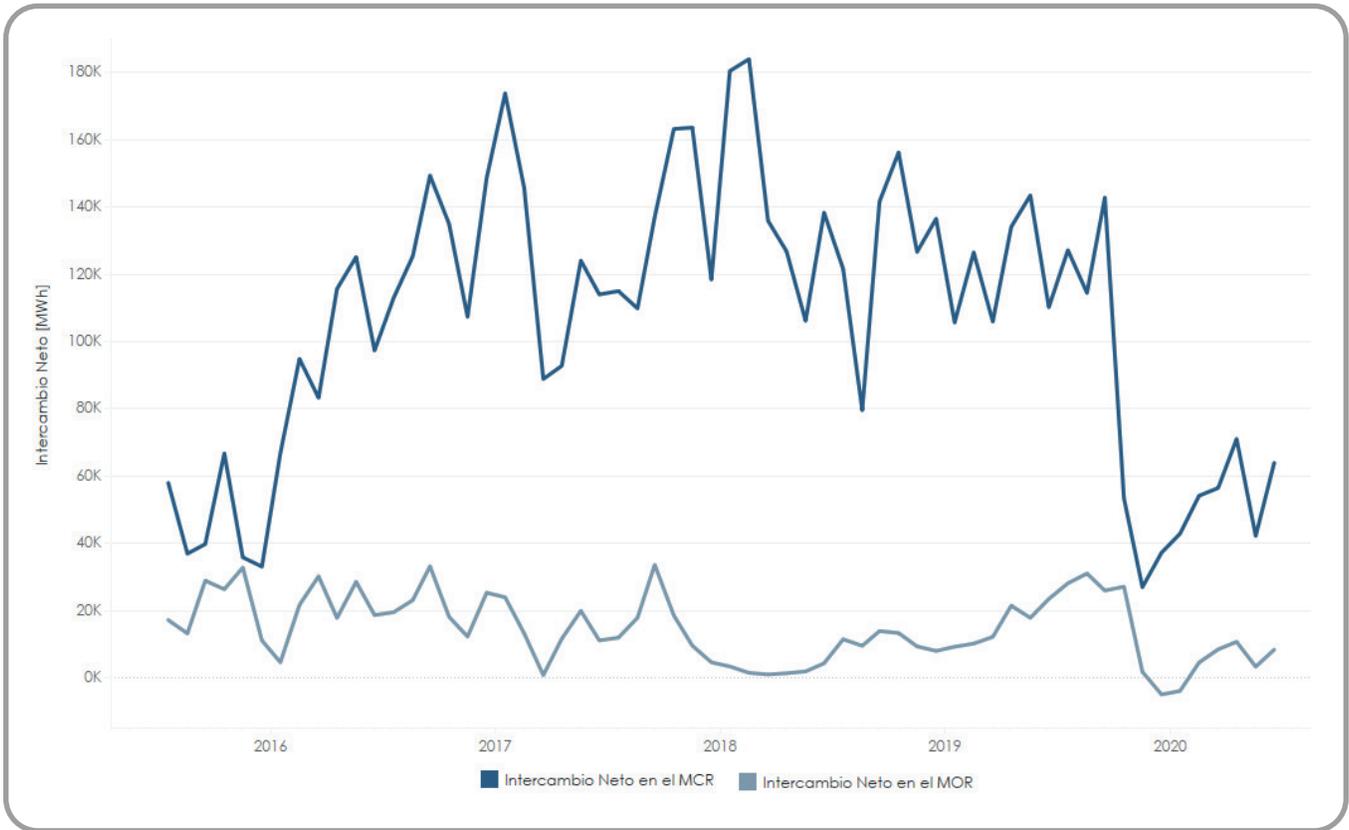
Se define en el RMER como el conjunto de contratos regionales de inyección y retiro de energía eléctrica en el MER celebrados entre participantes junto con las reglas para su administración y despacho a nivel regional. Tiene por objeto dotar a los participantes del MER de instrumentos para manejar riesgos de suministros y precio de la energía en el MER.

Los términos y condiciones del Contrato Regional son pactados entre las partes; los contratos regionales solo podrán celebrarse entre Participantes de diferentes países miembros del MER. Es un mercado de mediano plazo, integrado por instrumentos de inyección y retiro de energía para cumplir con los compromisos contractuales acordados entre partes (participantes) 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 (CFMER) en la normativa guatemalteca.

### **5.1.1.6. Intercambio neto de energía**

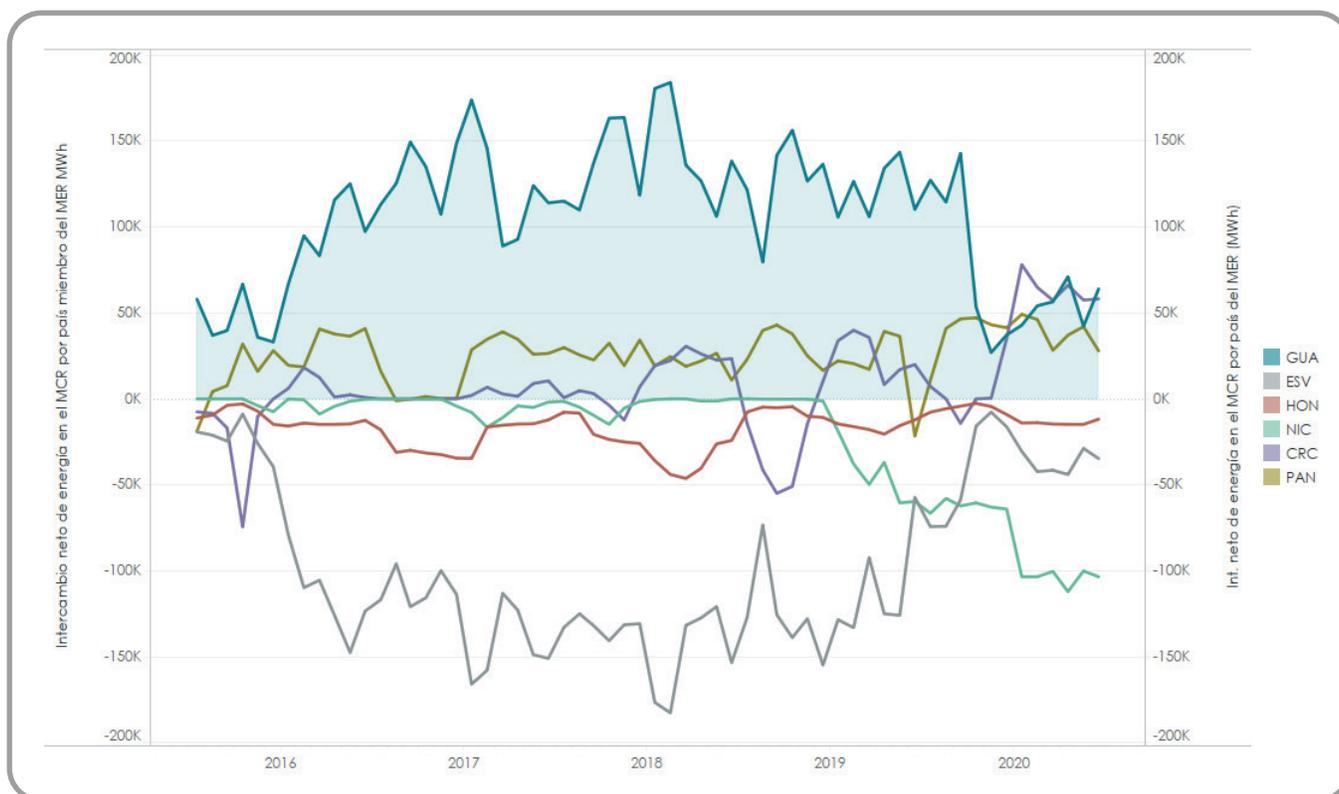
Para el caso de Guatemala los volúmenes de energía transados en el Mercado de Contratos Regional (MCR) han superado los volúmenes de transacciones realizados en el MOR. La gráfica siguiente permite apreciar los volúmenes de transacciones realizados en ambos mercados en términos de intercambio neto de energía de Guatemala, así como la diferencia entre estos. No obstante, para el último año se observa una reducción en los volúmenes de intercambio neto de Guatemala, siendo más marcada la reducción en las transacciones de contrato; este resultado de la situación sanitaria y sus efectos, así como de la imposibilidad de adquirir Derechos de Transmisión para tener Contratos Firmes con El Salvador o que fuera necesaria capacidad de transferencia en Nicaragua.

**Gráfica 76. 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. Se observa que la demanda de energía en el MCR está compuesta principalmente por el Sistema Eléctrico Salvadoreño.

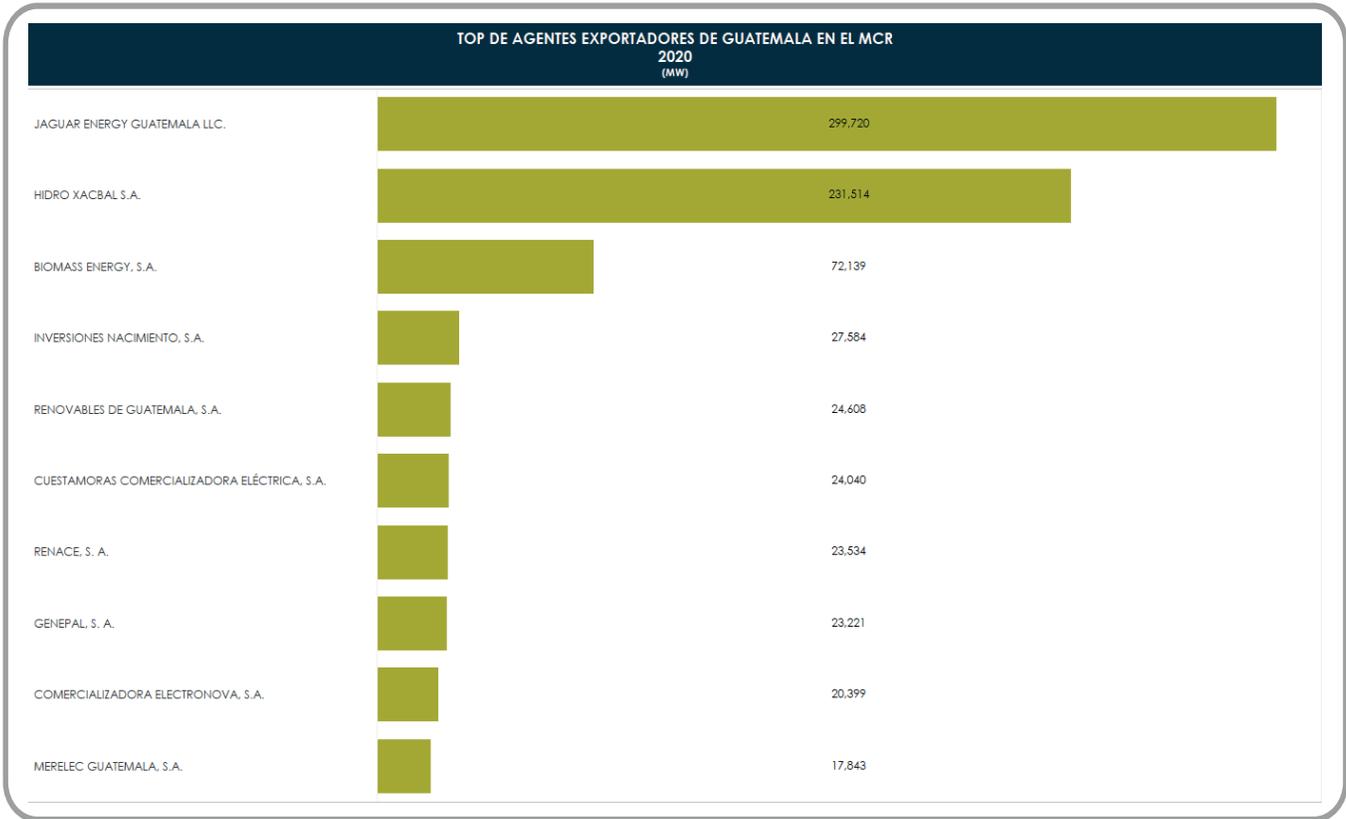
**Gráfica 77. Intercambio neto de energía en el MCR por país miembro del MER.**



### **5.1.1.7. Agentes exportadores de Guatemala en el MCR en 2020**

Como se indicó anteriormente y manteniendo el comportamiento que tuvo el MOR, son los generadores los principales exportadores también en el MCR. Esto se refleja en la siguiente gráfica en la cual se tiene que los Agentes que realizaron más exportaciones en 2020, siendo los 3 primeros agentes generadores y siendo 6 generadores los que están entre los 10 máximos exportadores.

**Gráfica 78. Top de Agentes Exportadores de Guatemala en el MCR 2020**

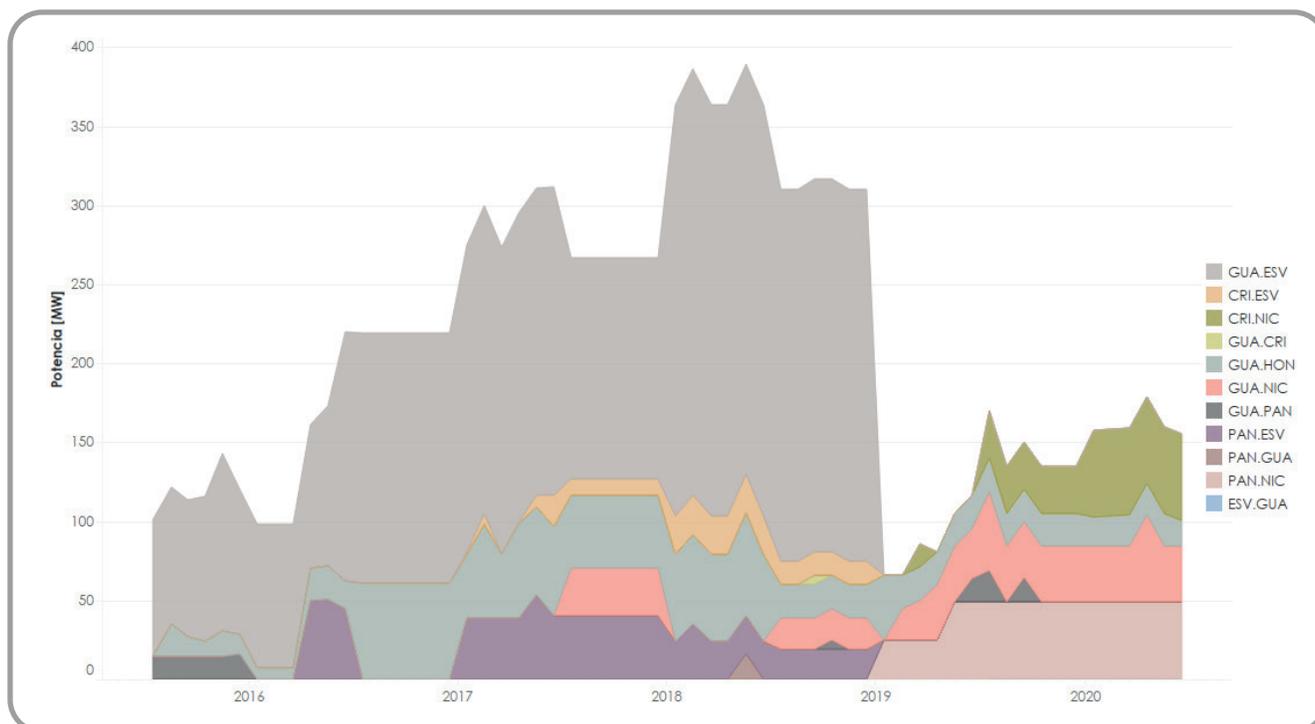


### 5.1.1.8. Subastas de Derechos de Transmisión y Derechos Firmes

De acuerdo al RMER, el Derecho de Transmisión es un documento que asigna a su Titular un derecho de uso o un derecho financiero sobre la Red Transmisión Regional por un determinado periodo de validez. Asimismo, el RMER también indica que los Derechos Firmes se encuentran asociados a un Contrato Firme y asigna a su titular. Durante el Periodo de Validez tiene el derecho pero no la obligación de inyectar potencia en un nodo de la Red de Transmisión Regional y a retirar potencia en otro nodo de la RTR.

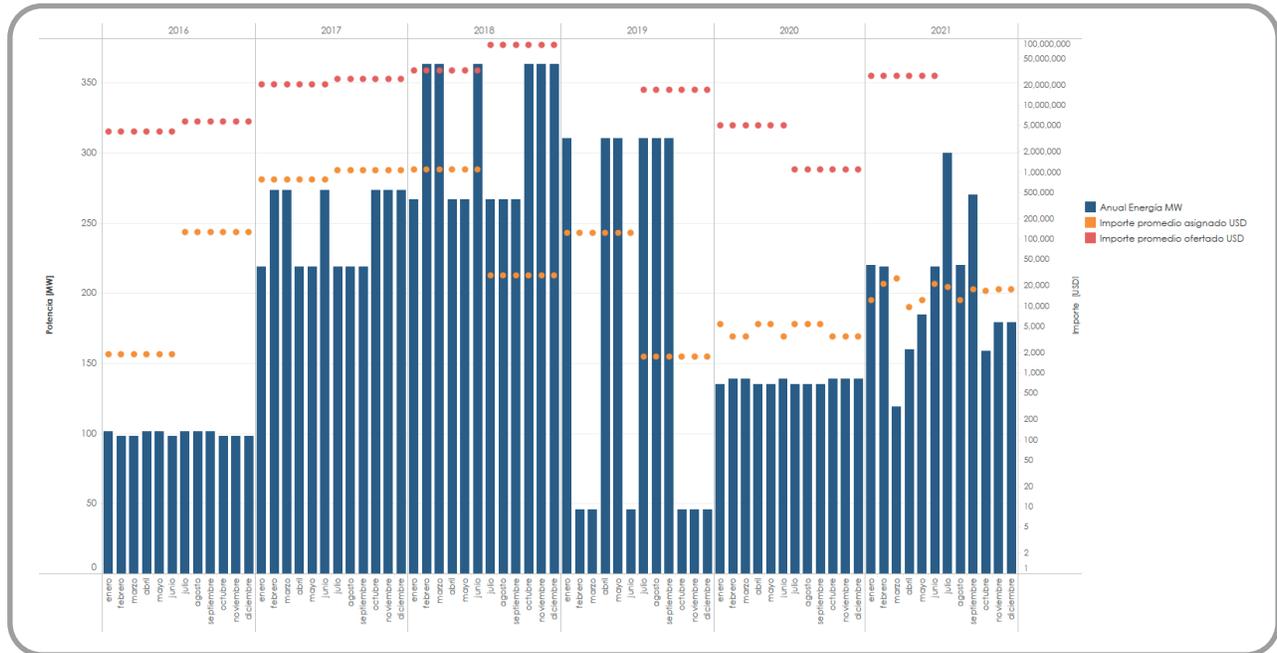
La siguiente gráfica muestra el total de energía firme asignada para CFMER, y en su momento los CRPS por los países que inyectan y retiran potencia firme. La mayor participación en energía firme ocurría entre Guatemala y El Salvador según registros históricos hasta el 2019; no obstante, por las disposiciones regulatorias emitidas por la CRIE en la resolución CRIE-105-2018, se limitaron a 0 la cantidad de Derechos Firmes a asignar que se solicitaran con retiros en el área de control de El Salvador o que utilizaran la capacidad de porteo de sur a norte en el área de control de Nicaragua. Por esta razón se observa que a partir de 2019 se redujo de forma importante la potencia asignada en Derechos de Transmisión.

**Gráfica 79. Potencia de los Derechos de Transmisión y Derechos Firmes.**



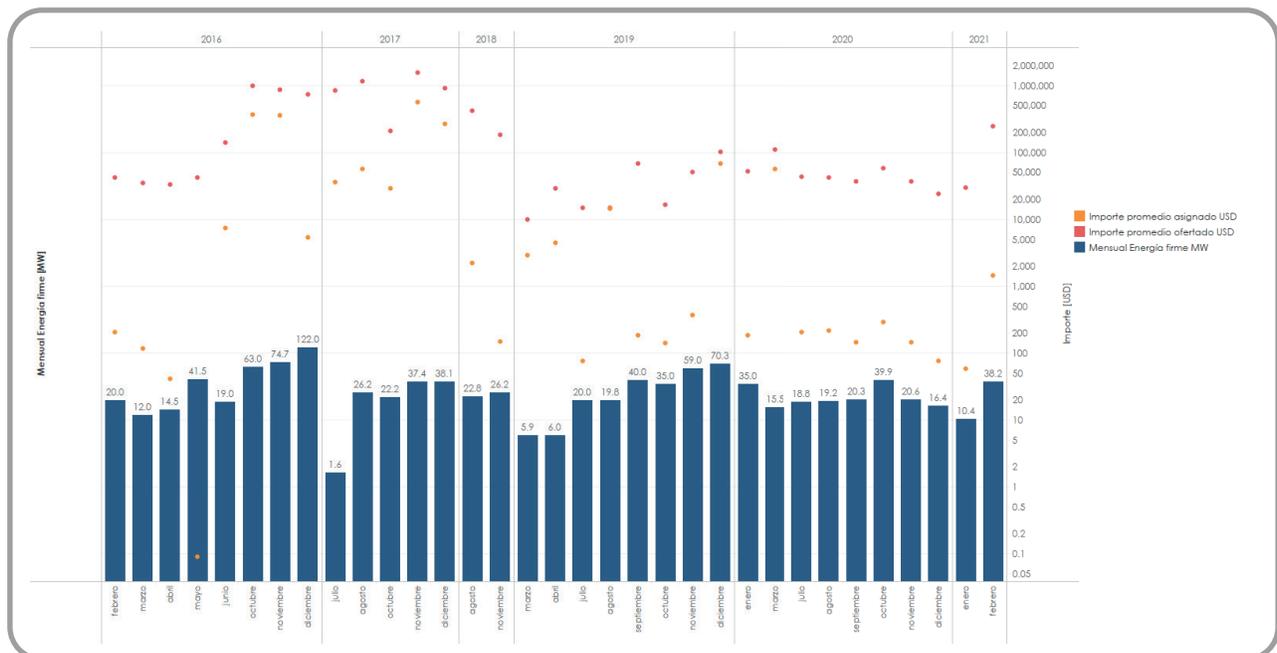
La asignación de la potencia firme responde a los resultados de las subastas de DT y DF de vigencia anual y mensual. Los resultados de la asignación se derivan de los mecanismos desarrollados según la normativa regional. A continuación, en la siguiente gráfica se presenta la Potencia firme asignada en el proceso de subastas de Derechos Firmes y Derechos de Transmisión anuales, el importe promedio ofertado por los Participantes 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. Tomando en cuenta que a la fecha ya se realizaron las asignaciones de la subasta anual para 2021, se incluyen los resultados correspondientes.

**Gráfica 80. Energía Firme asignada, importe medio ofertado e importe medio asignado en subasta de DT y DF de vigencia anual**



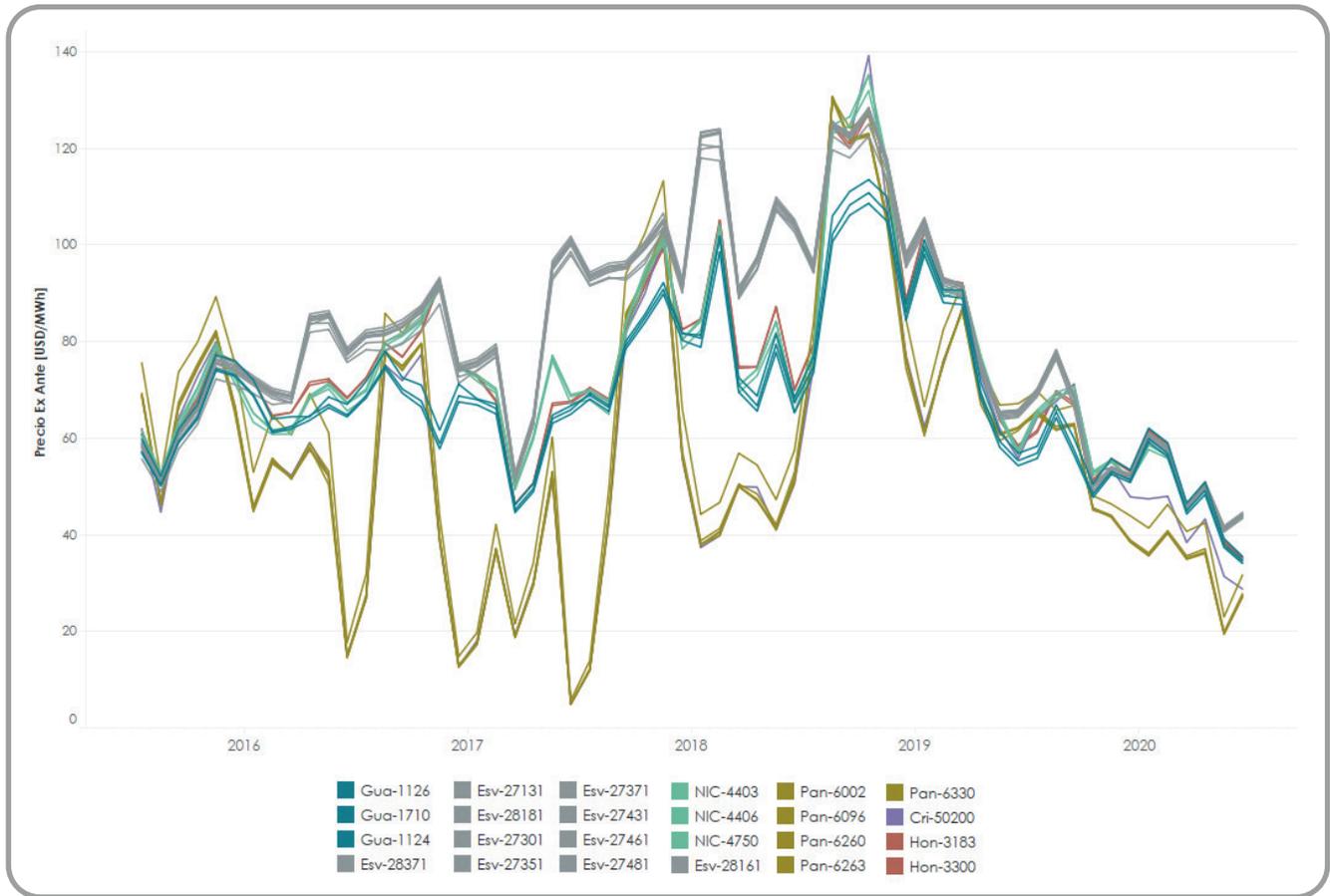
La siguiente gráfica muestra la energía firme asignada en el proceso de subastas de DT y DF mensuales (expresada en función de la potencia máxima asociada), el importe promedio ofertado por los Participantes y el importe promedio asignado mediante el mecanismo de subasta. Al igual que en la gráfica anterior, la escala para los importes fue ajustada a un orden logarítmico. Tomando en cuenta que a la fecha ya se realizaron las asignaciones de la subasta mensual para enero y febrero 2021, se incluyen los resultados correspondientes.

**Gráfica 81. 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 precios 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. Como se esperaba, estos precios se han visto reducidos derivado de la reducción de demanda en 2020.

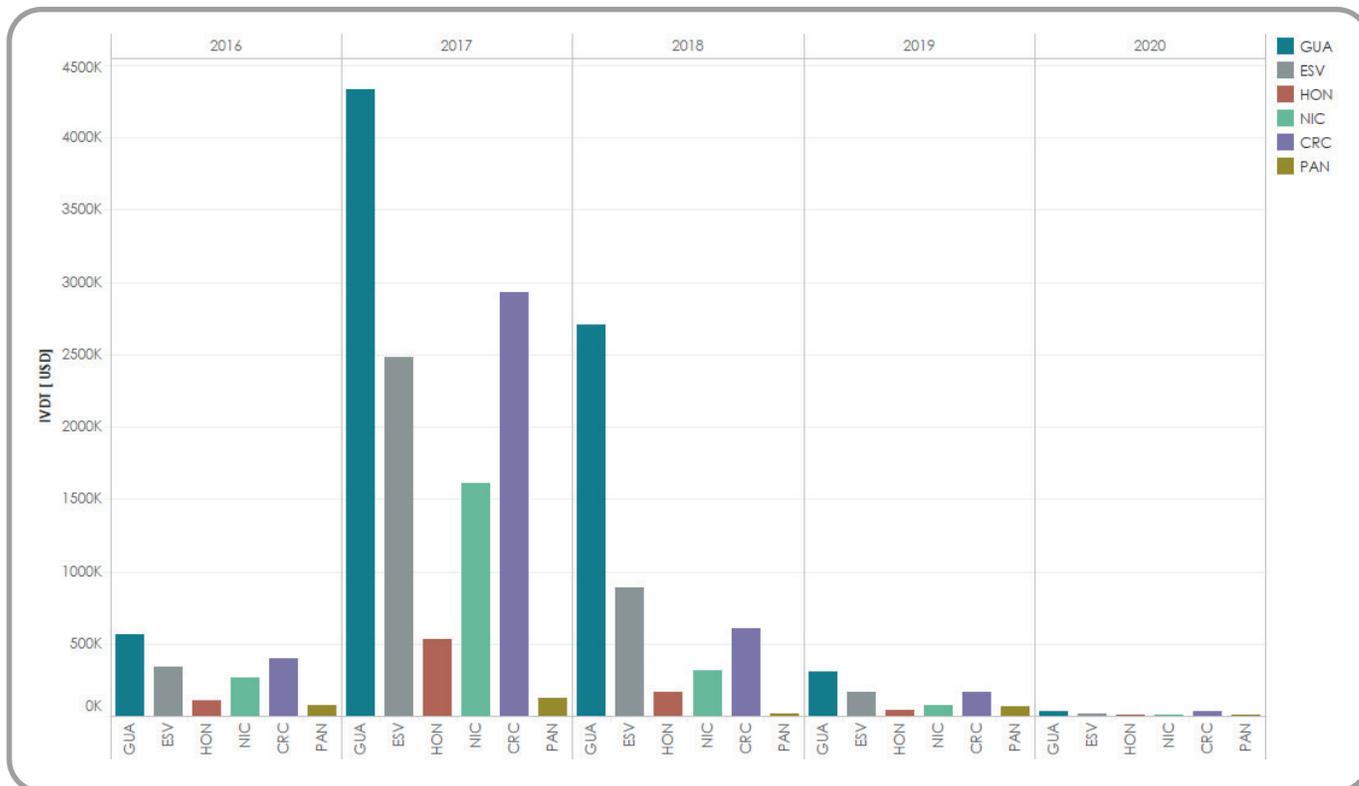
**Gráfica 82. Comportamiento de los precios nodales utilizados para la asignación de energía firme**



#### 5.1.1.9. Ingresos por Ventas de Derechos de Transmisión –IVDT–

Los IVDT son aquellos montos que se recaudan por cada instalación de acuerdo a los resultados de la subasta de Derechos de Transmisión. Como resultado de las asignaciones de DT y DF existen montos totales por país que se recaudan en la subasta y se consolidan en la Cuenta General de Compensación; la gráfica siguiente presenta los resultados del periodo 2016 - 2020.

**Gráfica 83. Ingresos por Ventas de Derechos de Transmisión por país miembro del MER.**

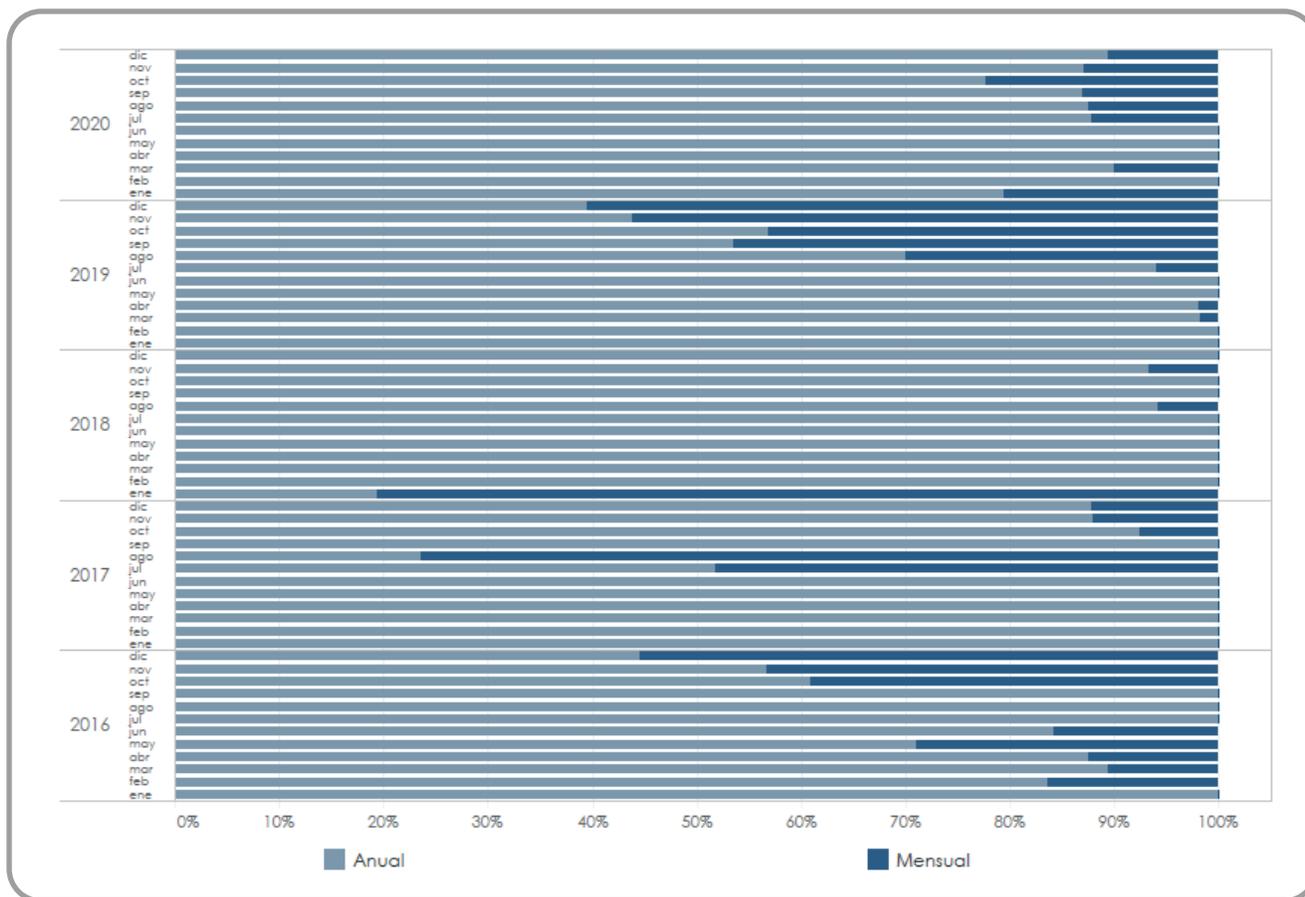


Se observa una reducción de estos ingresos asociada a la reducida cantidad que se tuvo de potencia asignada como se vio en secciones anteriores.

#### **5.1.1.10. 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 la energía firme asignada por tipo de subasta. Cabe resaltar la alta participación de la energía firme asignada en subastas de Derechos Firmes de vigencia anual sobre el total de la energía asignada históricamente.

**Gráfica 84. Energía Firme por tipo de subasta de DT, asociada a la inyección de energía desde Guatemala.**



### 5.1.2. Cargo por regulación, operación y Cargo Complementario en el MER por MWh transado

Los cargos de operación y regulación son cargos pagados al EOR y a la CRIE respectivamente por los agentes del Mercado Eléctrico Regional para cumplir con las funciones establecidas en el Tratado Marco, Protocolos y Reglamentos. El cargo por operación es aprobado por la CRIE en función del presupuesto del EOR el cual se financia a través de dicho cargo de operación, de las sanciones económicas, intereses de las gestiones comerciales, donaciones y transferencias de organismos públicos e internacionales, fondos o recursos asignados por leyes y reglamentos y bienes o derechos que adquiera a título oneroso o gratuito<sup>28</sup>.

Por otra parte, el cargo por regulación es utilizado para financiar el presupuesto del regulador regional mismo que se determina por dicha entidad en consulta con los reguladores nacionales<sup>29</sup>.

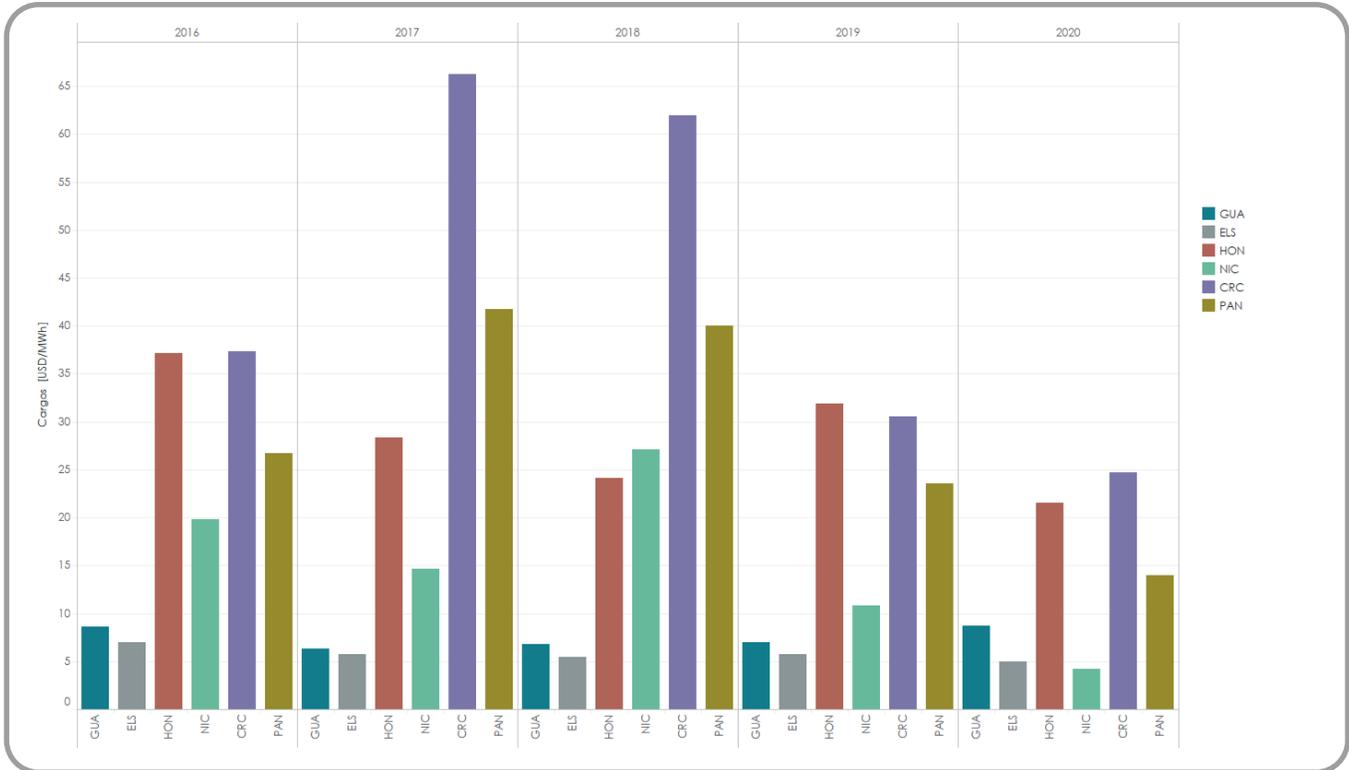
Respecto al Cargo Complementario, según el RMER, es la parte de los Ingresos Autorizados Regionales que no se recolectan como peajes, cargos variables de

<sup>28</sup>: Artículo 29 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central

<sup>29</sup>: Artículos 52 al 65 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central

transmisión o ingresos por venta de Derechos de Transmisión. En ese sentido, la siguiente gráfica presenta dichos cargos en función de la energía transada (compras y ventas) anualmente en el MER por País Miembro.

**Gráfica 85. Cargos por regulación, operación y CC en el MER por MWh transado por país miembro del MER**

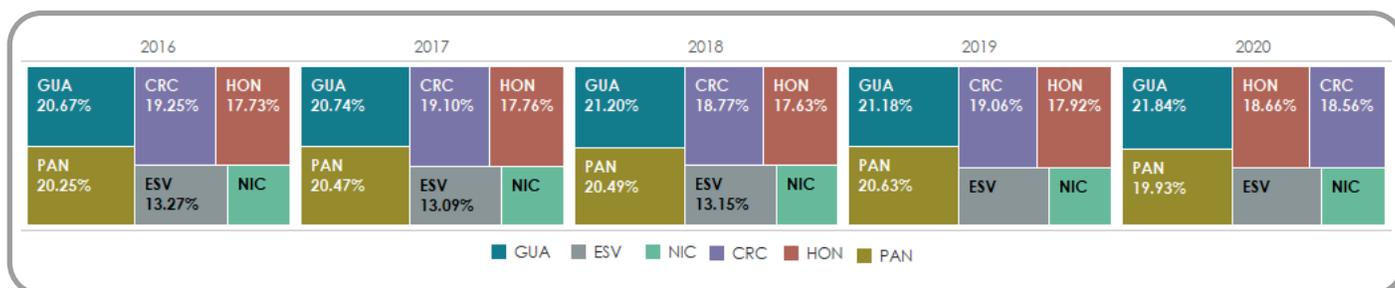


Este indicador varía principalmente por la magnitud de transacciones de energía en el MER; es decir, mayores volúmenes de energía transada en un año reducen los cargos unitarios (por cada MWh) por regulación, operación y Cargo Complementario en el MER por MWh transado por País Miembro. El país miembro del MER con mayores asignaciones en concepto de Cargos para el año 2020 fue Costa Rica debido principalmente al valor de Cargo Complementario que se le asigna, en tanto que el país miembro del MER con un valor unitario menor fue El Salvador por tener una mayor participación en transacciones; esta tendencia se ha mantenido en los últimos 4 años. En el caso de Guatemala ha tenido un leve aumento en las asignaciones en concepto de Cargos por regulación, operación y CC en el MER por MWh transado respecto al año anterior; no obstante, en el periodo analizado no ha superado los 10 US\$/MWh.

Los cargos de regulación, operación y Cargo Complementario del MER se distribuyen en

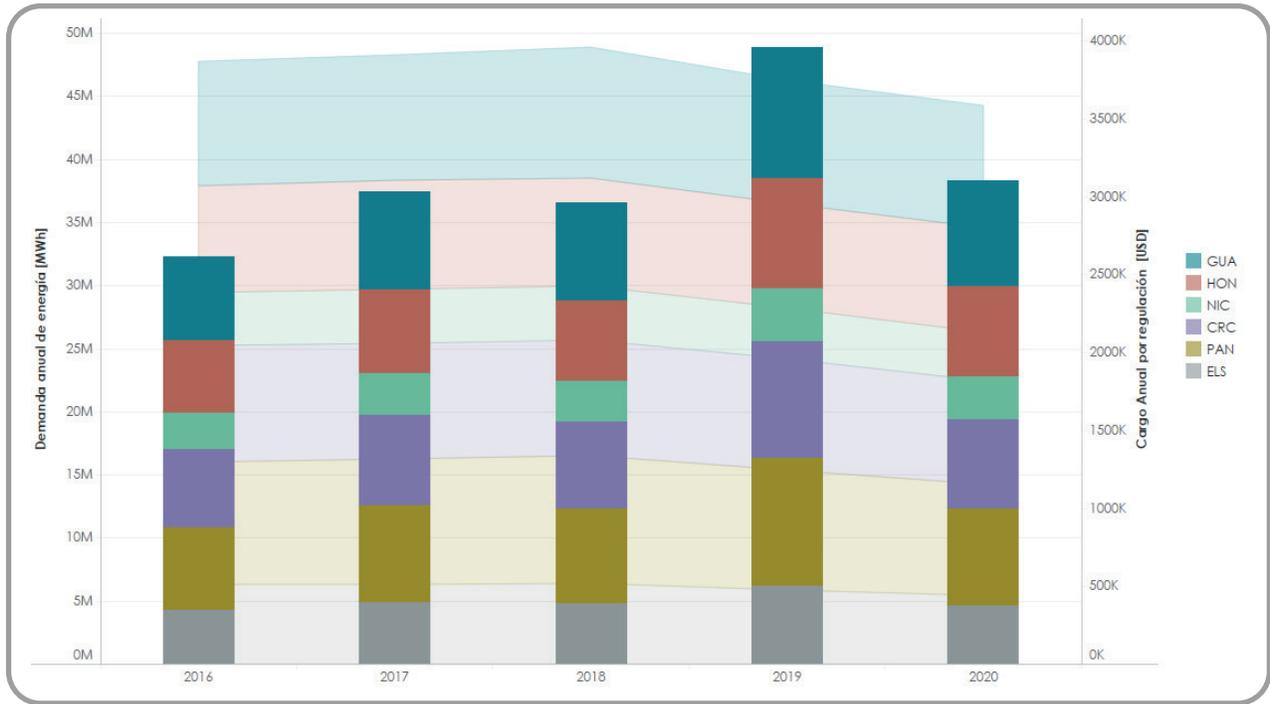
proporción al consumo de energía en el sistema eléctrico de cada País Miembro del MER según los artículos 54 y 67 del Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central. En el caso de Guatemala ha mantenido un consumo de demanda que representa aproximadamente el 20% de la demanda regional, es decir que le corresponde la quinta parte de los cargos regionales que se pagan en el MER. A continuación se muestran la proporción de los consumos totales de energía por País Miembros del MER para el periodo 2016 al 2020.

**Gráfica 86. Proporción del consumo de energía de los países miembros del MER**

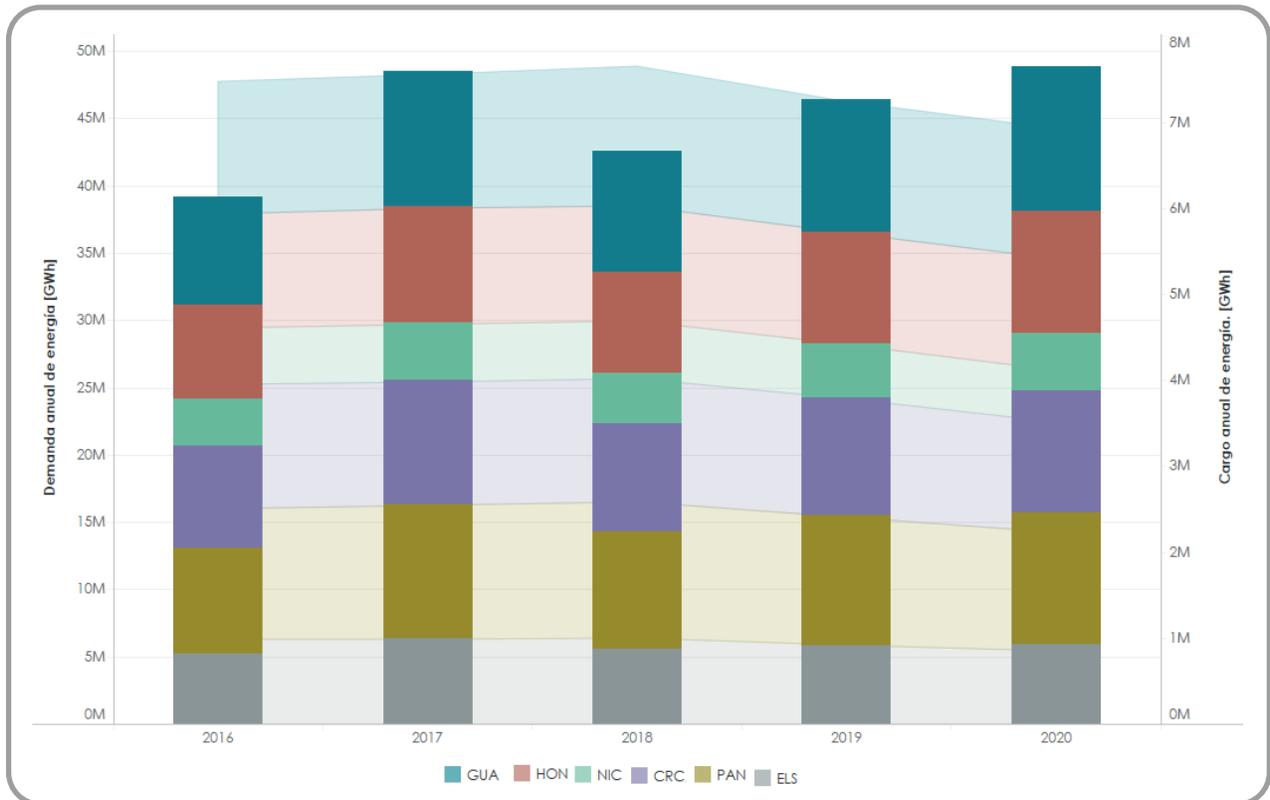


En referencia a la proporcionalidad mostrada en la gráfica precedente, se debe mencionar que los cargos por regulación y operación del MER asignados proporcionalmente al consumo de energía por País Miembro pueden variar por año debido al monto autorizado en el presupuesto anual de cada una de las dos entidades regionales, así como también 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 87. Evolución del cargo anual por regulación y su relación con el consumo anual por país miembro del MER.**



**Gráfica 88. Evolución del cargo anual por operación y su relación con el consumo anual por país miembro del MER.**



### **5.1.3. Cargos por Transmisión Regional**

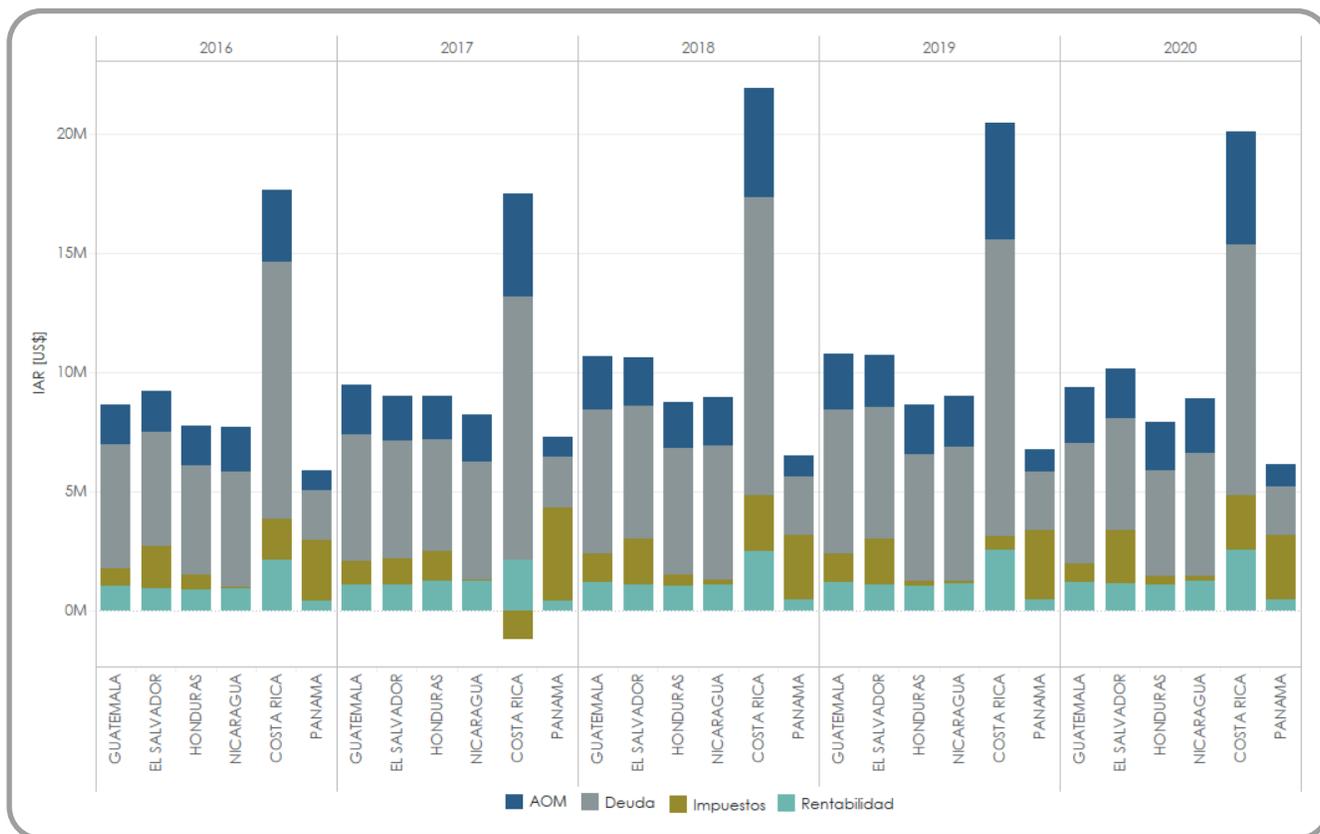
El servicio de Transmisión Regional es la actividad de transmitir energía eléctrica por medio de la RTR y de los sistemas de transmisión nacional, permitiendo los intercambios regionales de energía; el EOR coordina el Servicio de Transmisión Regional. Según lo define el artículo 11 del tratado marco, la transmisión regional es el flujo de energía que cruza las fronteras de los países permitiendo las transacciones del Mercado a través de las redes actuales de alta tensión y las que se construyan a futuro.

Todas las transacciones de energía que se llevan a cabo en el MER, bien sea en el Mercado de Contratos Regional o en el Mercado de Oportunidad Regional, deberán pagar Cargos Variables de Transmisión como parte de los cargos por servicios de transmisión en el MER con base en los precios nodales de la Red de Transmisión Regional. Según lo establece el tratado marco en el artículo 14, la remuneración por la disponibilidad y uso de las redes regionales será cubierta por los agentes de Mercado de acuerdo a la metodología aprobada por la CRIE.

#### **5.1.3.1. Ingreso Autorizado Regional -IAR-**

El Ingreso Autorizado Regional es la remuneración anual que está autorizado a percibir un Agente Transmisor y será remunerado a los Agentes Transmisores de forma mensual por el EOR. A continuación se muestran los montos que paga cada país miembro del MER en concepto de IAR de la Empresa Propietaria de la Red –EPR-, detalladas por sus componentes (DEULA, AOM, IMPUESTOS, RENTABILIDAD).

**Gráfica 89. Componentes del Ingreso Autorizado Regional por el SIEPAC**

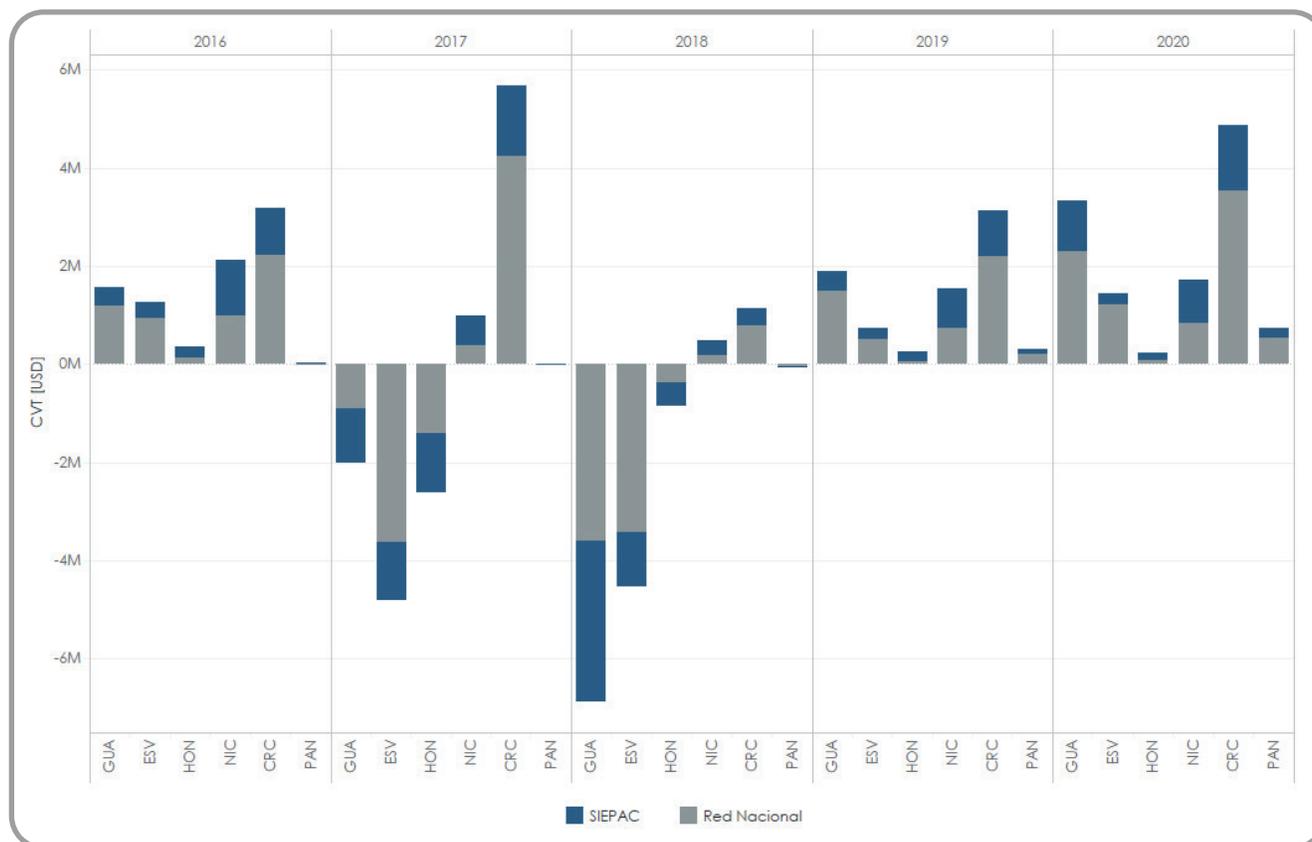


### 5.1.3.2. Cargos Variables de Transmisión –CVT–

Es la diferencia entre los pagos por energía retirada en cada nodo de la Red de Transmisión Regional, valorizada al respectivo precio nodal menos los pagos por la energía inyectada en los nodos de la Red de Transmisión Regional, también valorizada al respectivo precio nodal. Asimismo, se puede calcular como la sumatoria de los montos resultantes de la energía saliente de la instalación valorizada al precio en el nodo respectivo.

En ese sentido, a continuación se presentan los totales mensuales de cargos variables de transmisión que se han generado por país miembro del MER, clasificado por las instalaciones de la Red de Transmisión de cada país y las instalaciones que corresponden al Primer Sistema de Interconexión Regional de los Países de América Central (SIEPAC). Es importante mencionar que a partir del mes de abril de 2018, los cargos y abonos en concepto de Cargos Variables de Transmisión e Ingresos por Ventas de Derechos de Transmisión no son trasladados a los Participantes del Mercado Mayorista sino que dichos montos se acumulan en la Cuenta General de Compensación.

**Gráfica 90. Cargos Variables de transmisión netos, por tipo de instalaciones y por país miembro del MER.**



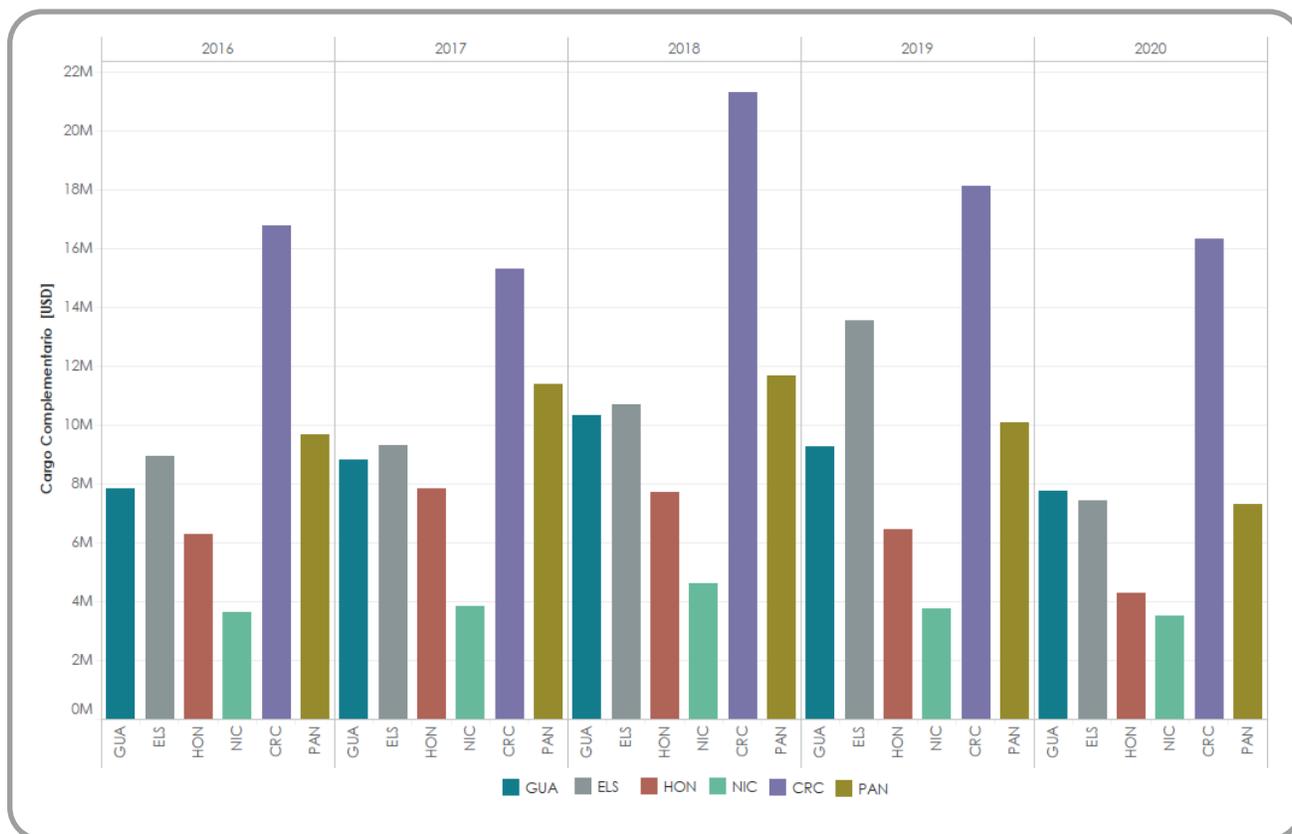
En los años 2017 y 2018 Guatemala ha generado cargos variables de transmisión en un aproximado de USD 2.01 millones y USD 6.87 millones respectivamente; mientras que para los años 2016, 2019 y 2020 Guatemala ha generado abonos, siendo el año 2020 el que mayor valor generó de aproximadamente USD 3.34 millones.

### 5.1.3.3. Peaje y Cargo Complementario

Los Cargos por el Uso de la Red de Transmisión Regional (CURTR) se constituyen por el Cargo Complementario y el Peaje. El Cargo Complementario es la parte de los Ingresos Autorizados Regionales que no se recolectan como peajes, cargos Variables de Transmisión o Venta de Derechos de Transmisión.

La siguiente gráfica presenta el monto anual que cada país miembro del MER pagó en concepto de cargo complementario.

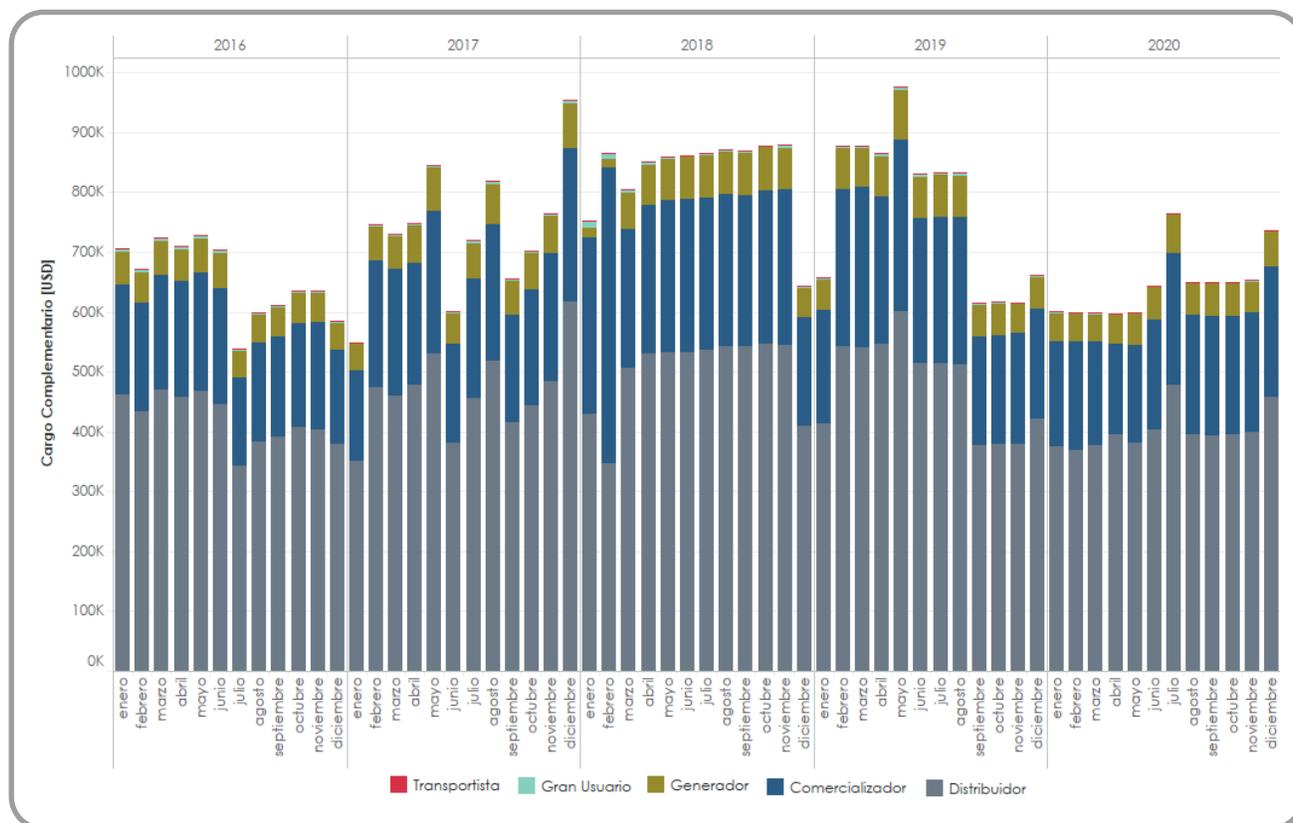
**Gráfica 91. Pago asignado por país miembro del MER en concepto de Cargo Complementario.**



El país miembro del MER con más asignaciones en concepto de Cargos Complementarios es Costa Rica con USD16.32 millones para el año 2020; asimismo, el país miembro del MER con menos asignaciones es Nicaragua con un cargo de USD 3.52 millones. Para el 2020, Guatemala tuvo una disminución en las asignaciones en concepto de Cargo Complementario respecto al año 2019 con un cargo total de US\$7.74 millones.

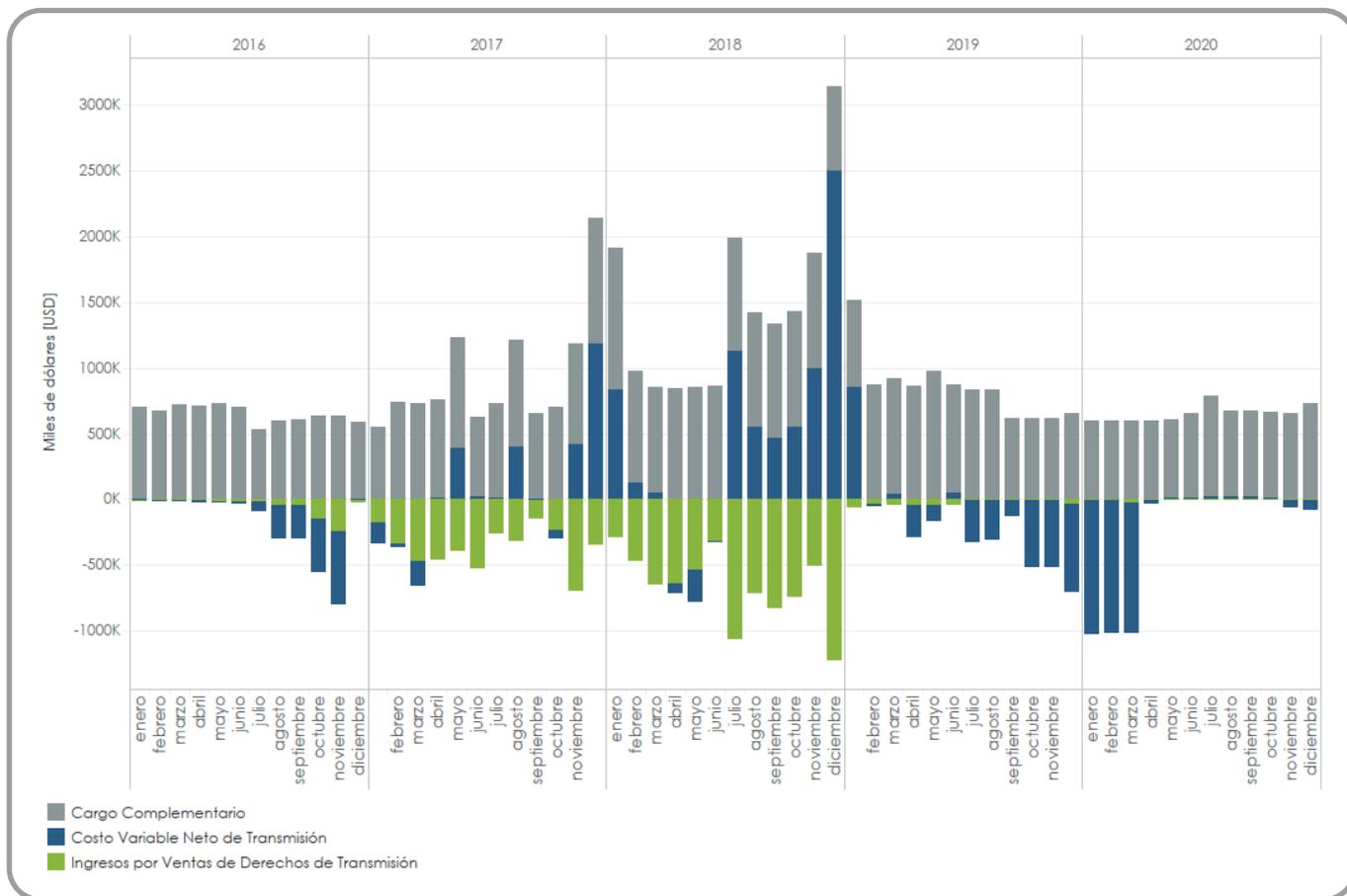
Respecto al cargo asignado a los Participantes del Mercado Mayorista de Guatemala, la siguiente gráfica muestra el monto que estos pagaron por el concepto de Cargo Complementario durante el periodo de análisis.

**Gráfica 92. Pago asignado por tipo de Participante del MM de Guatemala, en concepto de Cargo Complementario.**



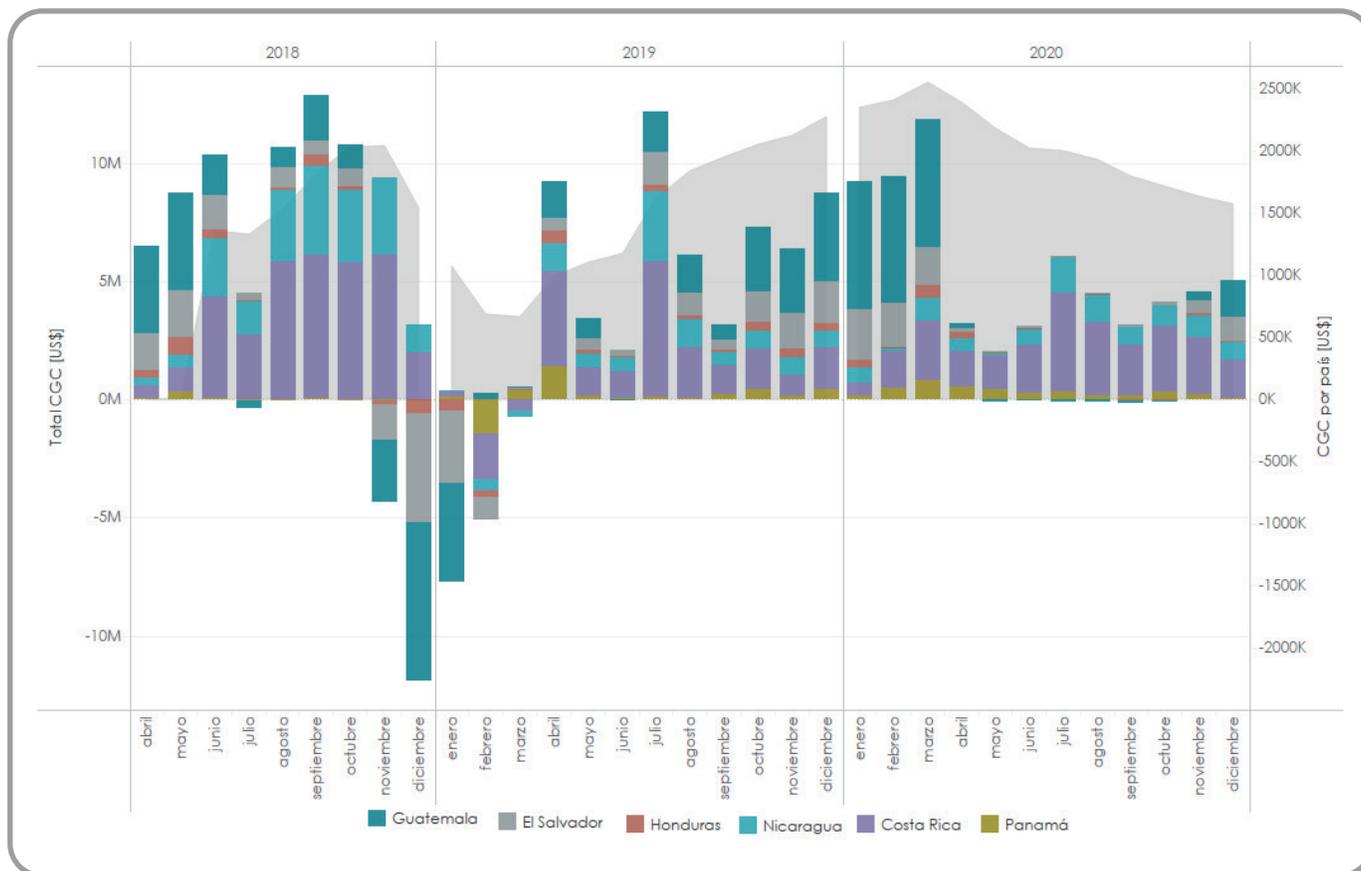
Respecto a los cargos y abonos de transmisión regional que fueron asignados a los Participantes del Mercado Mayorista de Guatemala, se detalla a continuación la suma mensual por tipo de cargo.

**Gráfica 93. Cargos y abonos a los Participantes del MM de Guatemala, en concepto de los cargos regionales de transmisión del MER.**



Asimismo, tal como se mencionó anteriormente, a partir de abril de 2018 los cargos antes descritos se acumulan en la denominada Cuenta General de Compensación y no se trasladan directamente a los Participantes del Mercado Mayorista. Por lo tanto, se puede observar el comportamiento de dicha cuenta en la siguiente gráfica. Las barras indican los montos que cada país aporta a la Cuenta General de Compensación en concepto de CVT e IVDT; asimismo, el área sombreada de dicha gráfica indica el saldo final de cada mes, la cual es la suma de lo que aporta cada país, es decir el saldo inicial de la cuenta, los intereses financieros devengados por los saldos y los reintegros que se realizan a cada país.

**Gráfica 94. Cuenta General de Compensación**



#### 5.1.3.4. Renta de Congestión -RENTAC-

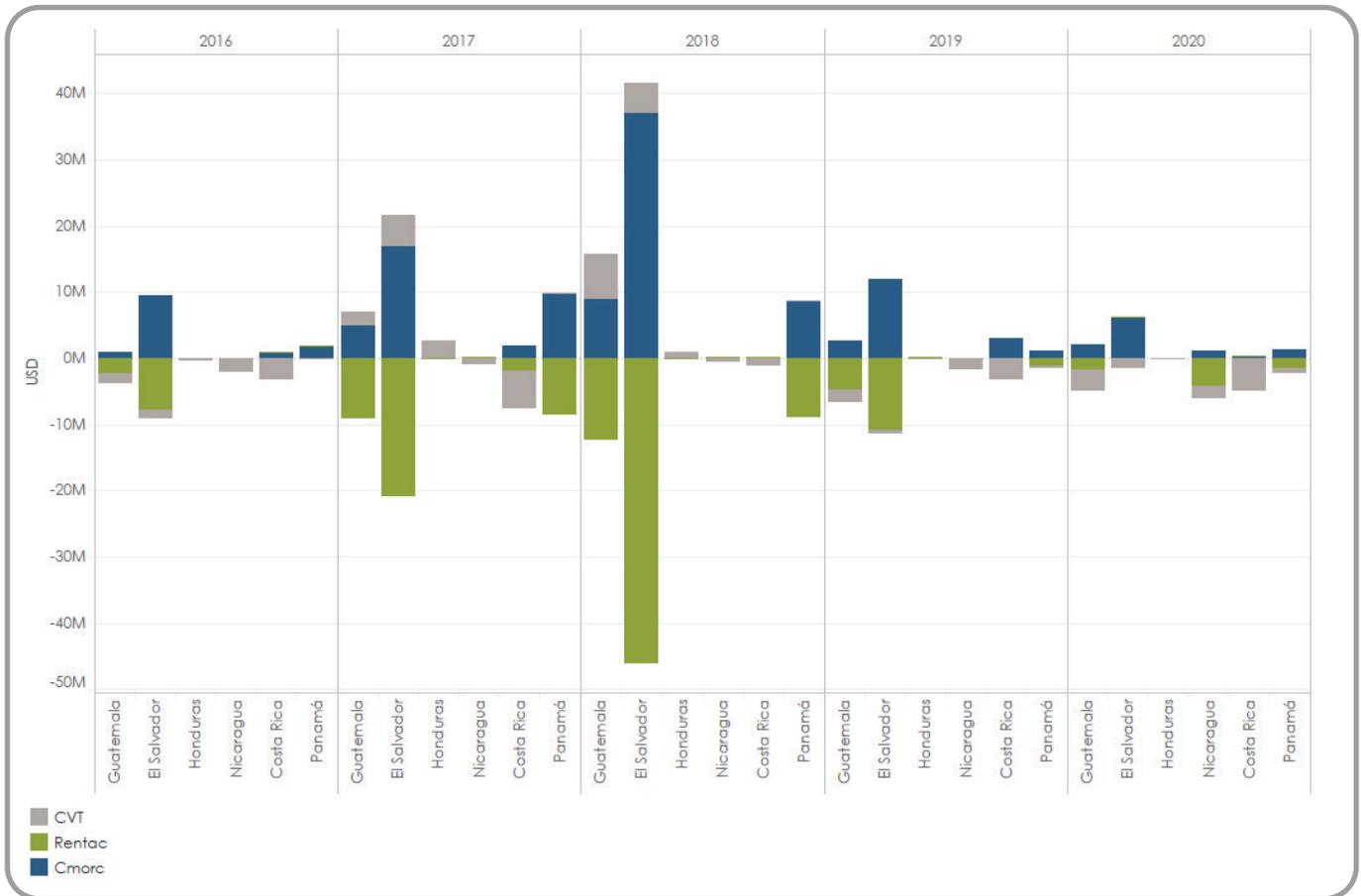
La Renta de Congestión hasta octubre 2020 se definía como la diferencia entre el producto del Precio Nodal por la potencia de Retiro del Derecho de Transmisión menos el producto del Precio Nodal por la Potencia de Inyección del Derecho de Transmisión. A partir de noviembre 2020, existe una modificación en dicha renta derivada de la resolución CRIE-50-2020.

#### 5.1.3.5. Cargos en el Mercado de Oportunidad Regional a los Compromisos Contractuales -CMORC-

El agente que designen las partes de un contrato, sea el comprador o el vendedor, será responsable de los cargos en el Mercado de Oportunidad Regional asociados al cumplimiento del compromiso contractual.

En la siguiente gráfica se muestra los montos totales de RENTAC, CMORC, y CVT por país miembro del MER; los países con mayores cargos y abonos son Guatemala y el Salvador, siendo el año 2018 en que se observan los montos más altos; asimismo, Honduras es el país que menos genera dichos cargos y abonos.

**Gráfica 95. Cargos por Transmisión Regional por país miembro del MER**



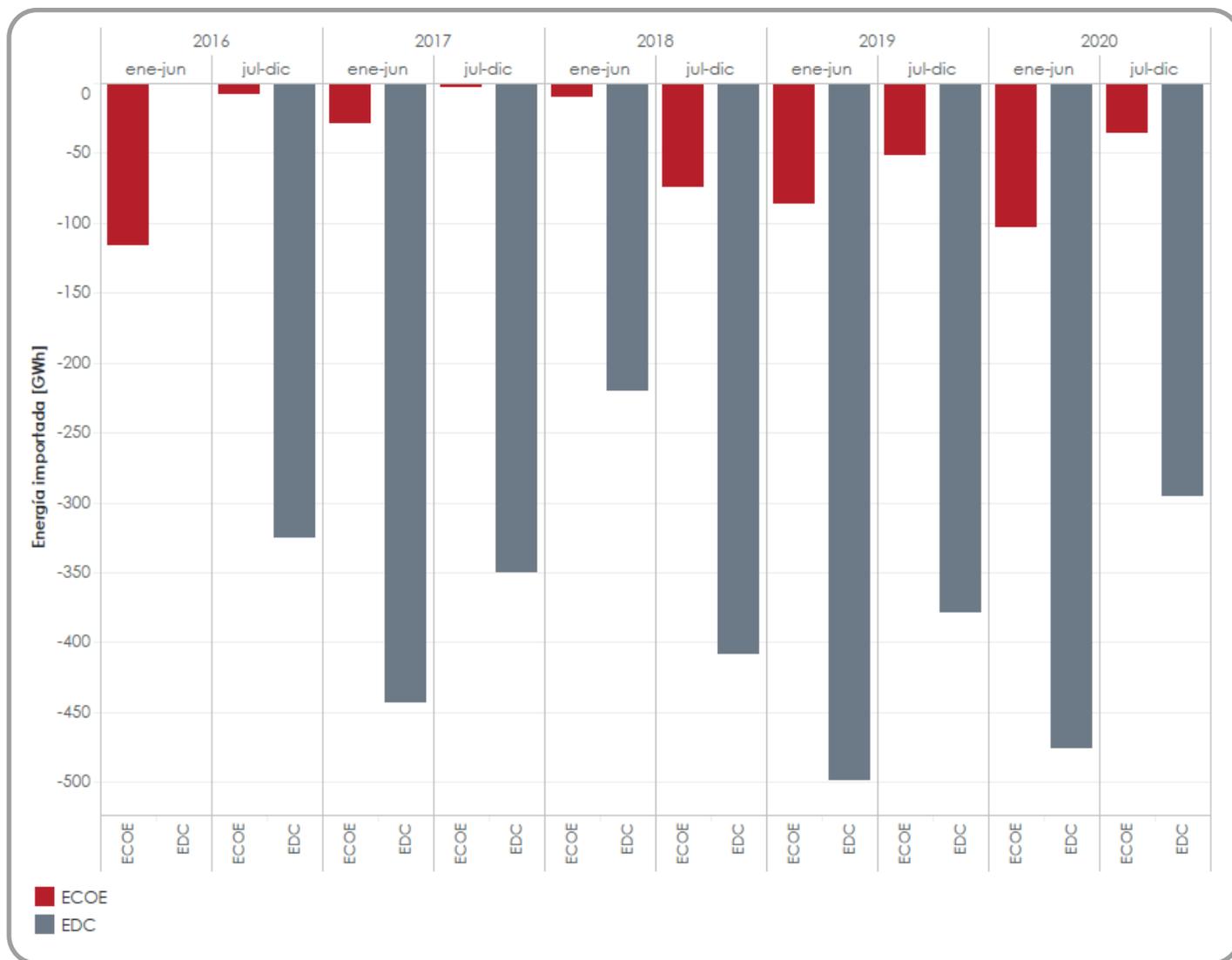
## 5.2. Interconexión Guatemala – México

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.

### 5.2.1. Energía y potencia mediante Contratos Firmes

Las transacciones registradas por contratos firmes corresponden a los siguientes contratos firmes: 1) Contrato de compraventa de potencia firme y energía eléctrica asociada por 120 MW suscrito entre el INDE y la Comisión Federal de Electricidad (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 siguiente gráfica presenta el total de energía importada por cada uno de estos contratos para el periodo 2016 - 2020.

**Gráfica 96. Importación de energía por Contratos Firmes desde la Interconexión Guatemala-México.**



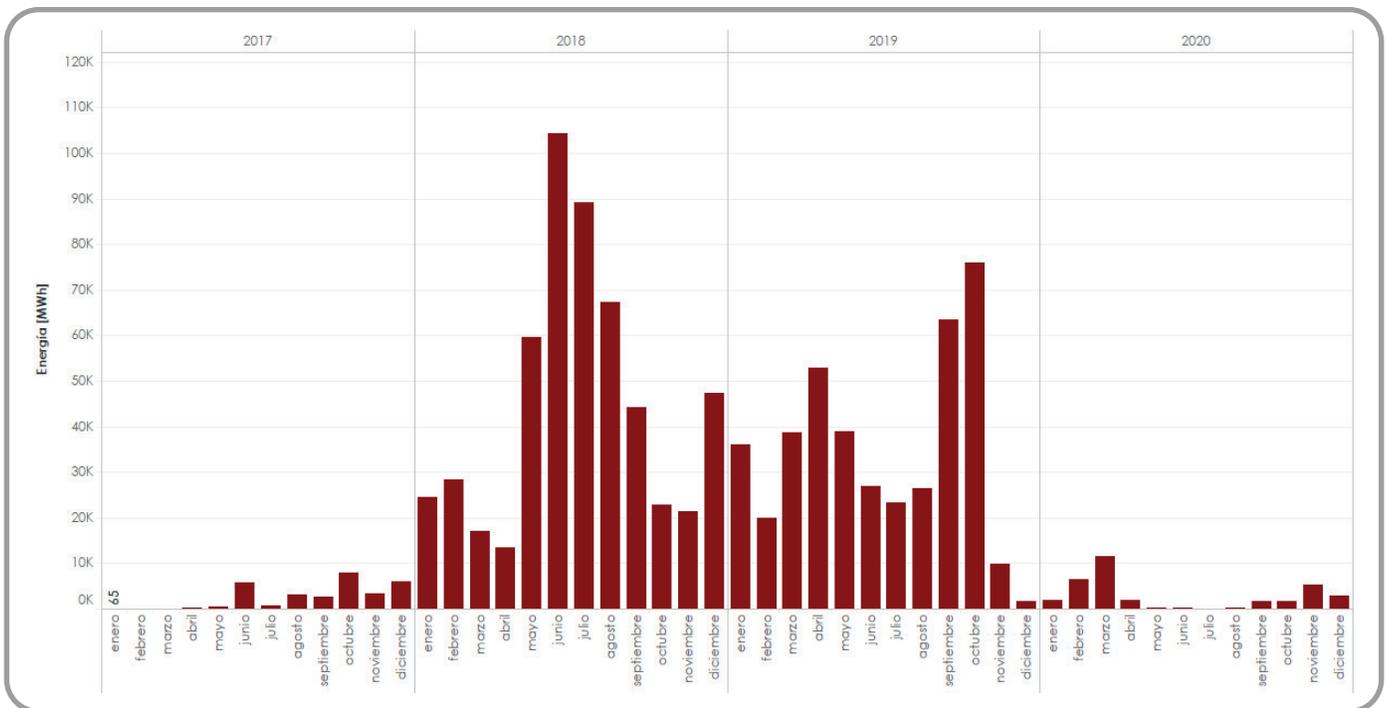
En la gráfica anterior se aprecia que a partir del segundo semestre de 2016, las importaciones de Energías del Caribe, S.A., para el último año registró una reducción de aproximadamente 12% respecto al año 2019, lo que representa aproximadamente 106.3 GWh.

### 5.2.2. Compras y Ventas de energía de oportunidad

Las reformas del subsector eléctrico mexicano que lo hacen compatible el 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.

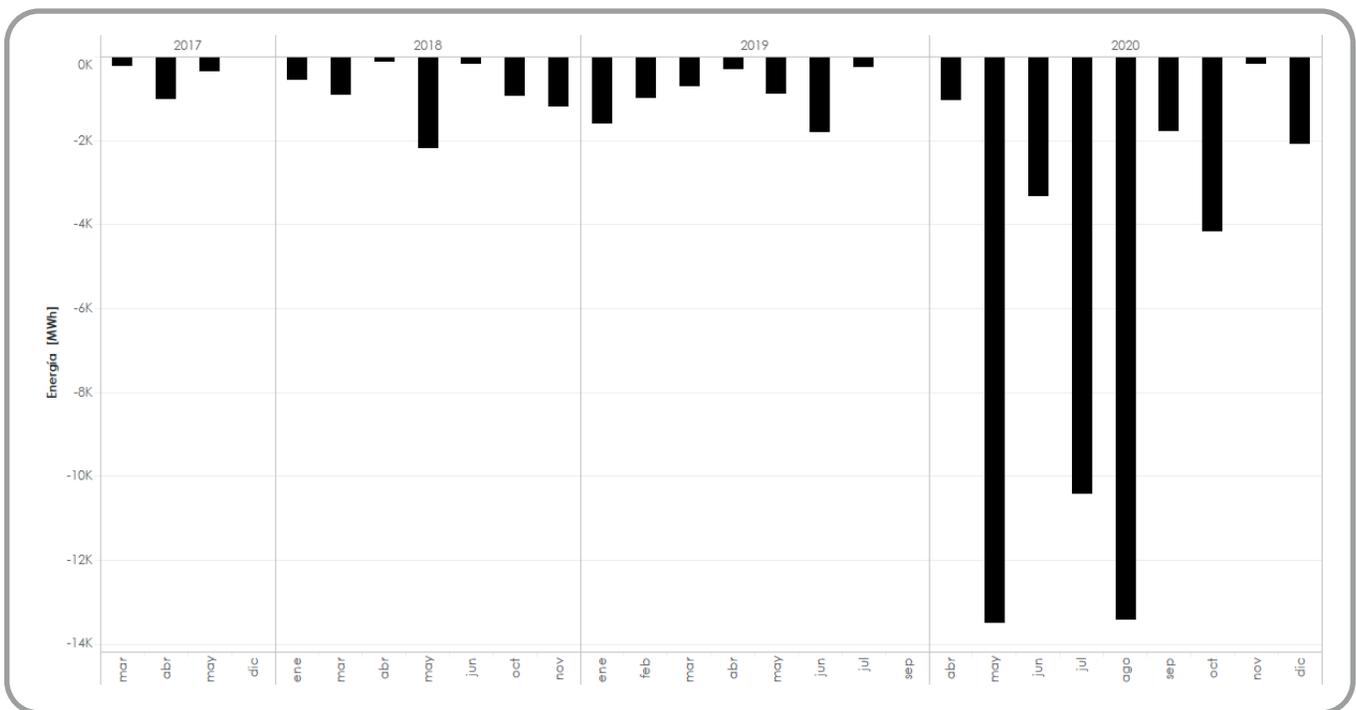
La siguiente gráfica presenta el total de energía exportada en el mercado de oportunidad hacia México en la cual muestra un significativo incremento de las transacciones de oportunidad a partir del año del 2018 que se ven reducidas en el año 2020.

**Gráfica 97. Exportación de energía de oportunidad mediante la Interconexión Guatemala – México.**



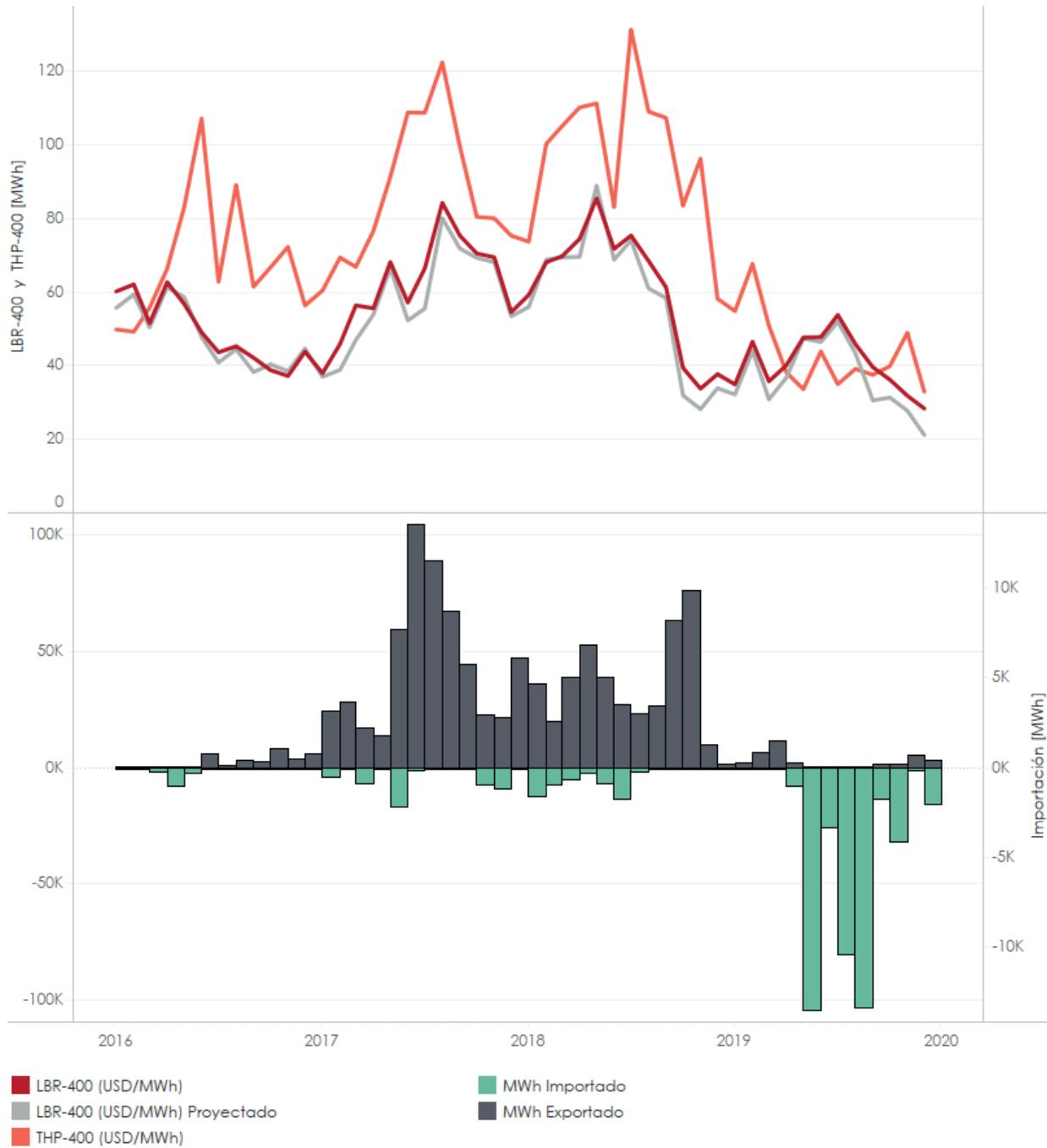
Por otra parte, en el 2017 se registraron las primeras ofertas de Importación de oportunidad de energía desde México hacia Guatemala, siendo el 2020 el año con mayor importación del periodo de análisis. A continuación se puede apreciar los meses en los que se llevaron a cabo transacciones de importación de oportunidad de energía así como el crecimiento en el volumen de dichas transacciones, alcanzando un máximo de 13,513 MWh de importación de oportunidad en el mes de mayo del año 2020.

**Gráfica 98. Importación de energía de oportunidad desde la Interconexión Guatemala – México.**



En lo que respecta a los precios y la energía ofertada, la siguiente gráfica permite apreciar la relación entre los precios nodales en las subestaciones que interconectan los Sistemas Eléctricos de Guatemala y México. Se puede observar que en el último año se redujeron las transacciones de exportación llegando a valores de 1MWh; inversamente a lo anterior, las transacciones de importación han sido las mayores obtenidas en los años de análisis. Lo anterior corresponde a los precios en los nodos THP-400 y LBR-400, los cuales en el 2020 llegaron a precios de 32.9 USD/MWh y 28.4 USD/MWh respectivamente.

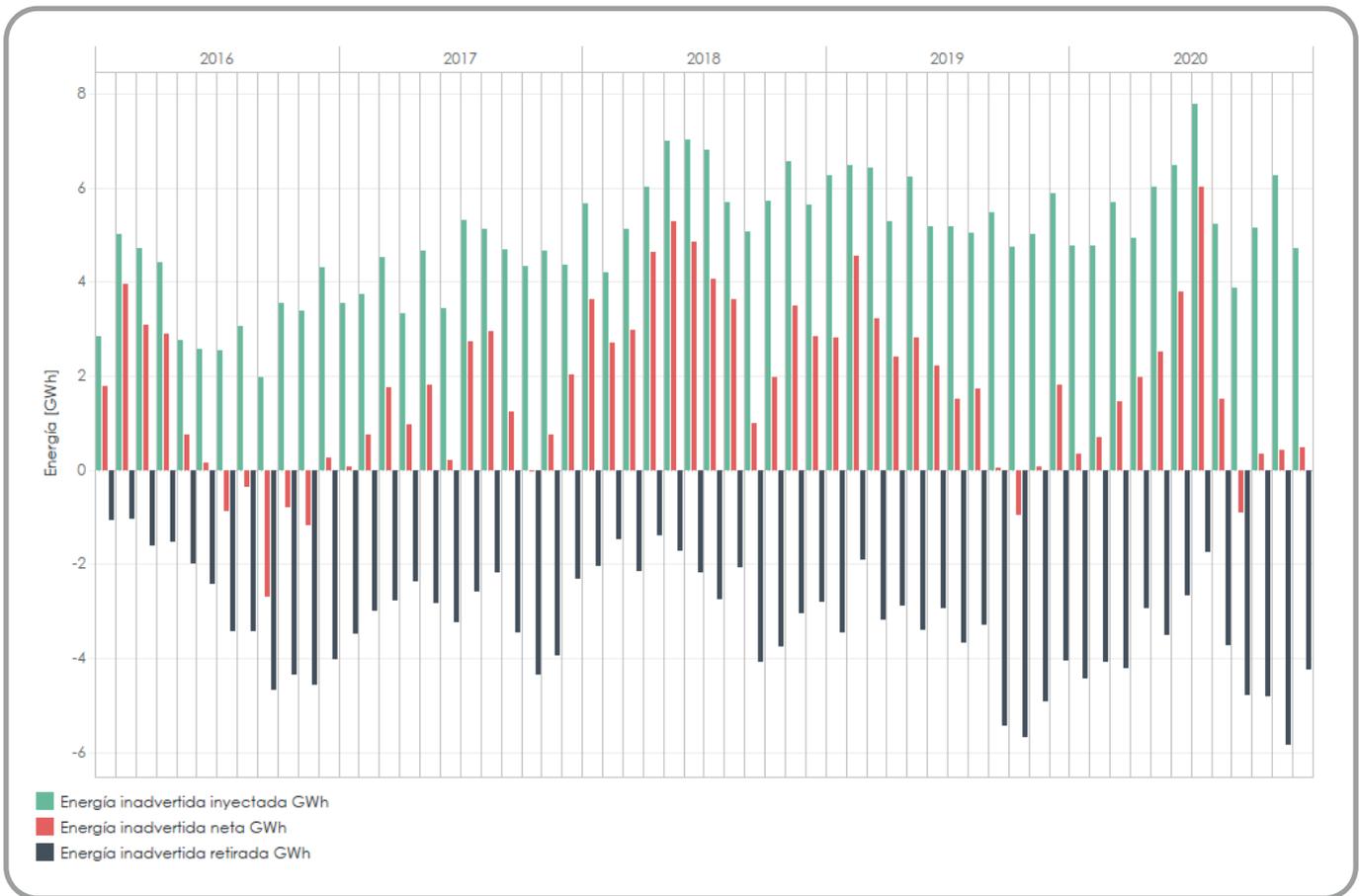
**Gráfica 99. Comparación de los precios nodales en los Brillantes y Tapachula, incluyendo las transacciones de energía de oportunidad.**



### 5.2.3. Energía inadvertida

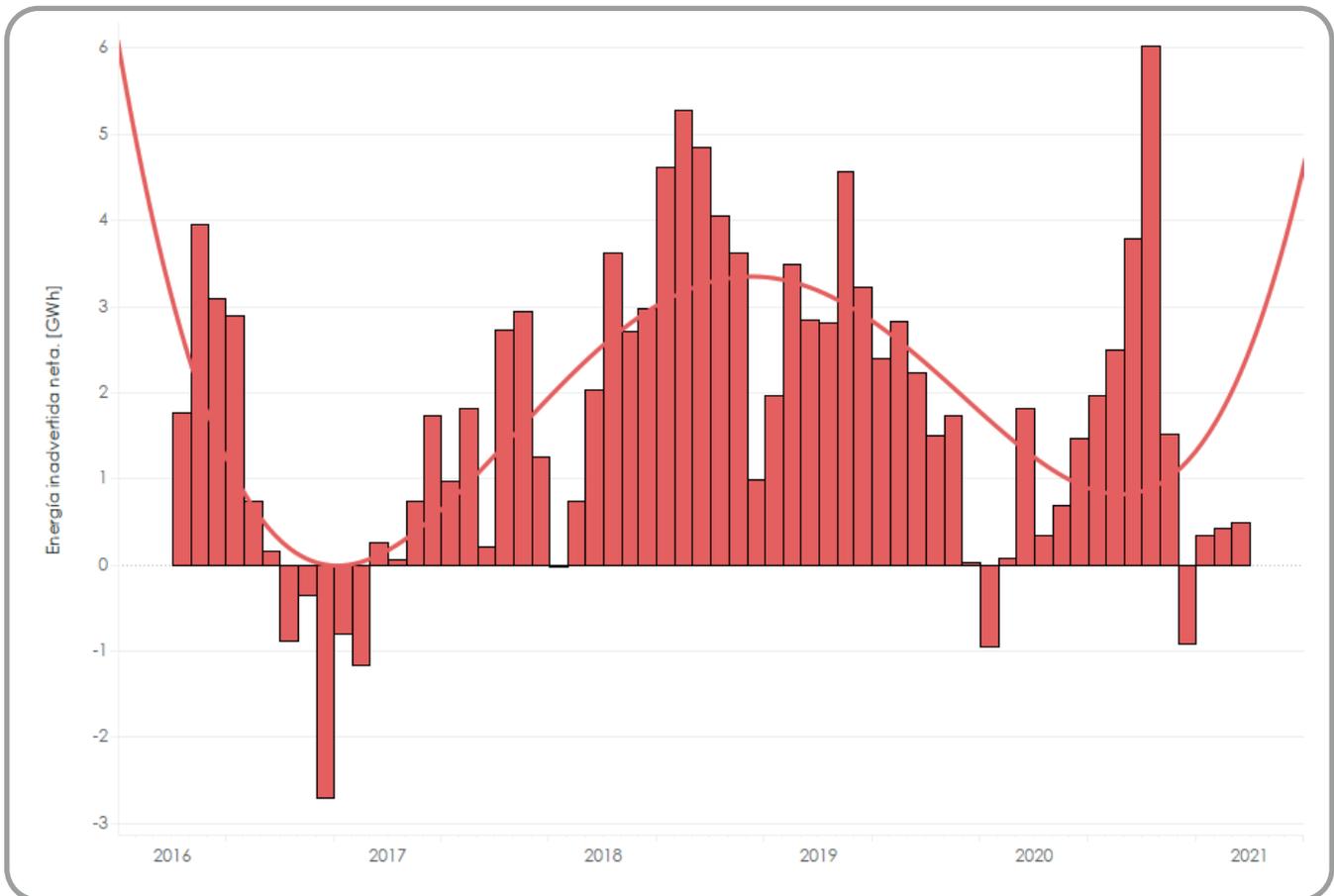
Esta energía es el resultado de la diferencia entre los registros de medición y el intercambio neto programado. La coordinación operativa entre los Operadores de Mercado y el Sistema de cada país prevé mantener el menor valor posible de energía inadvertida, respetando los criterios de calidad, seguridad y desempeño. La gráfica siguiente presenta la energía inadvertida mensual inyectada, retirada y neta.

**Gráfica 100. Energía inadvertida mensual en la Interconexión Guatemala – México.**



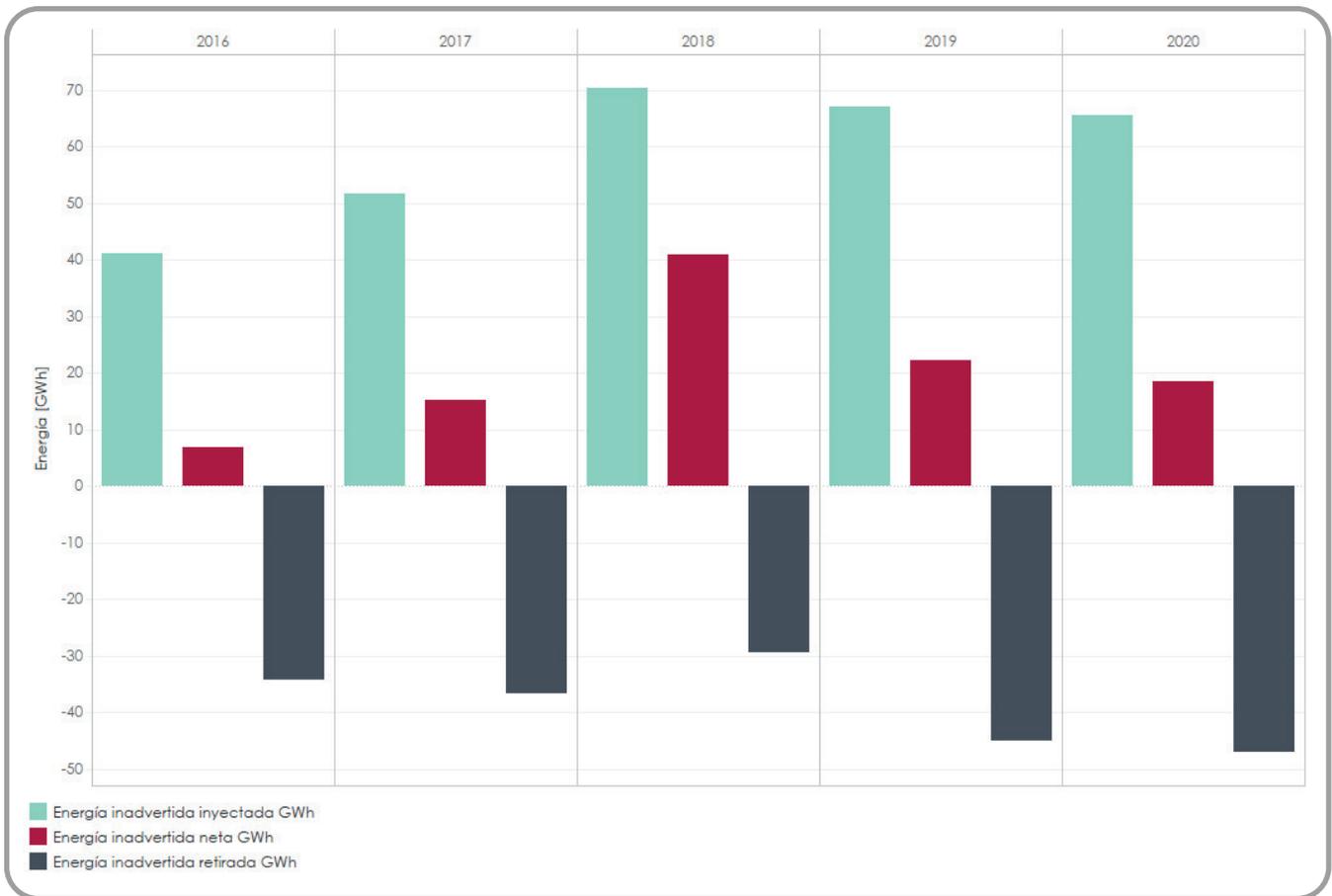
La diferencia entre la energía inadvertida retirada e inyectada en cada mes, en la mayoría de los casos tiene un resultado neto positivo. En el 2020 se registraron los valores más altos de inyección de energía inadvertida y los volúmenes más altos de retiro de energía inadvertida; siendo julio y noviembre los meses en que se registraron los mayores valores respectivamente.

**Gráfica 101. Energía inadvertida neta mensual en la Interconexión Guatemala – México.**



La siguiente gráfica permite visualizar la energía inadvertida neta registrada durante el periodo del 2016 a 2020. Los valores más altos de energía inadvertida ocurrieron en los años 2018 y 2019, con un volumen neto de 41.0 GWh y 22.3 GWh respectivamente.

**Gráfica 102. Energía inadvertida anual en la Interconexión Guatemala - México**

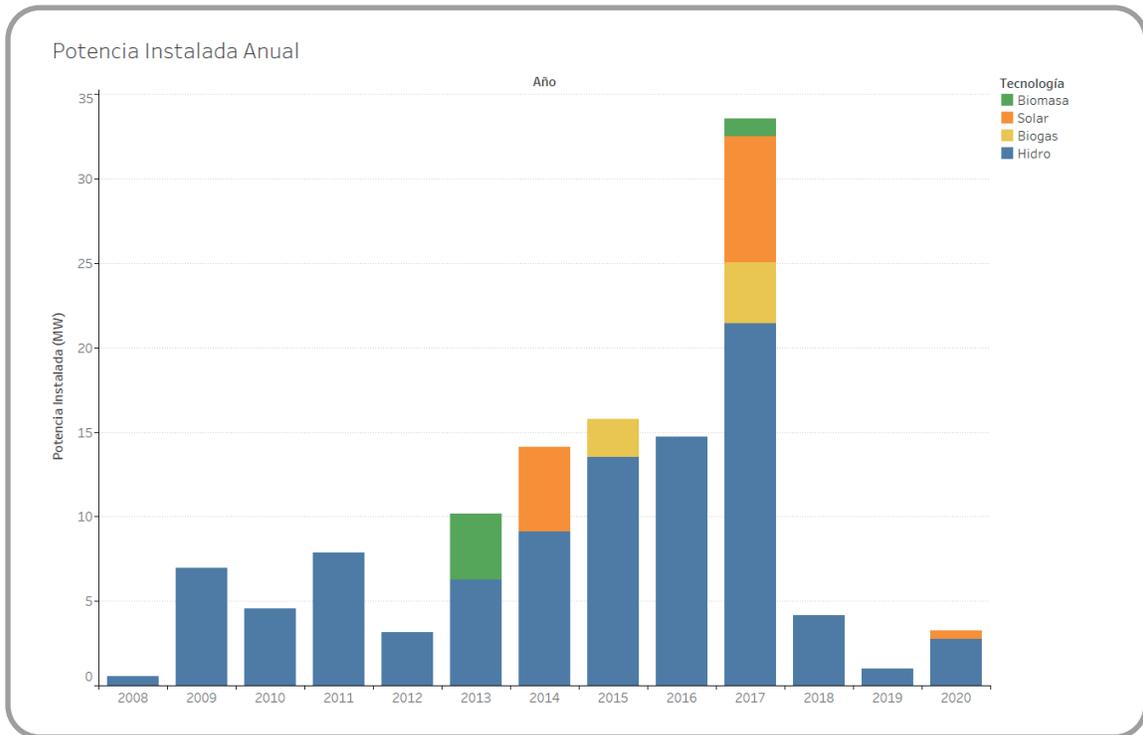


## 6. Generación Distribuida Renovable

### 6.1. Capacidad Instalada

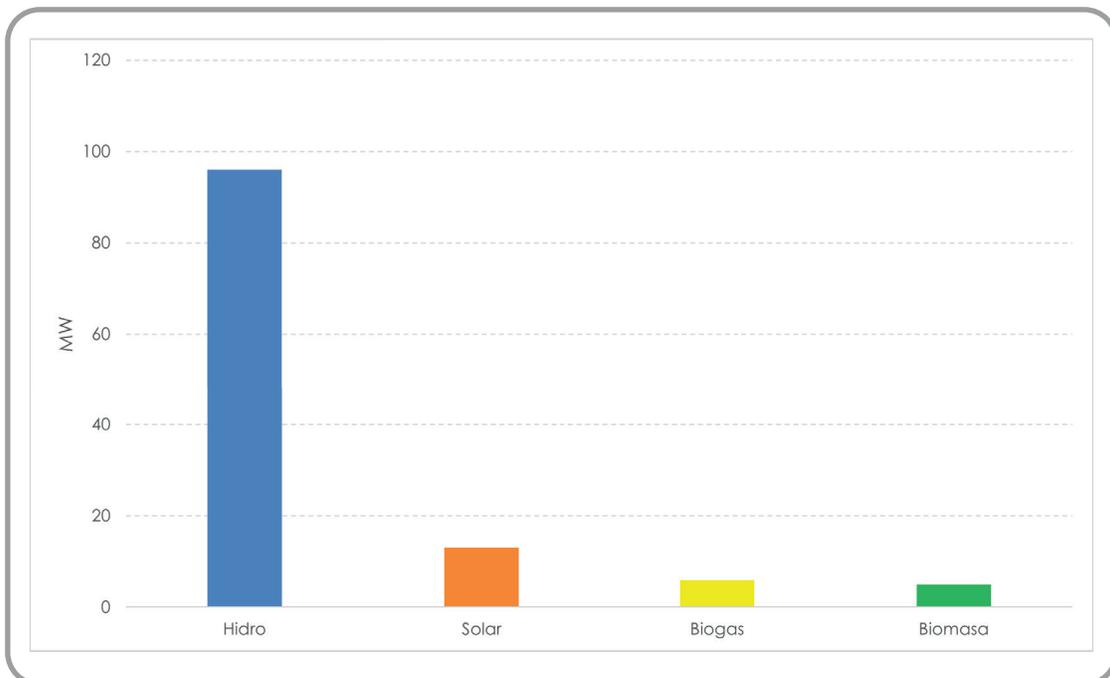
Desde la entrada en vigencia de la Norma Técnica de Generación Distribuida Renovable y Usuarios Autoprodutores con Excedentes de Energía, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica ha autorizado la conexión de 90 proyectos de Generación Distribuida Renovable al Sistema Nacional Interconectado a través de redes de distribución, de los cuales actualmente se encuentran conectados al SNI 69. A continuación se presenta la evolución histórica de la capacidad instalada:

**Gráfica 103. Potencia instalada de los GDR's por Año**



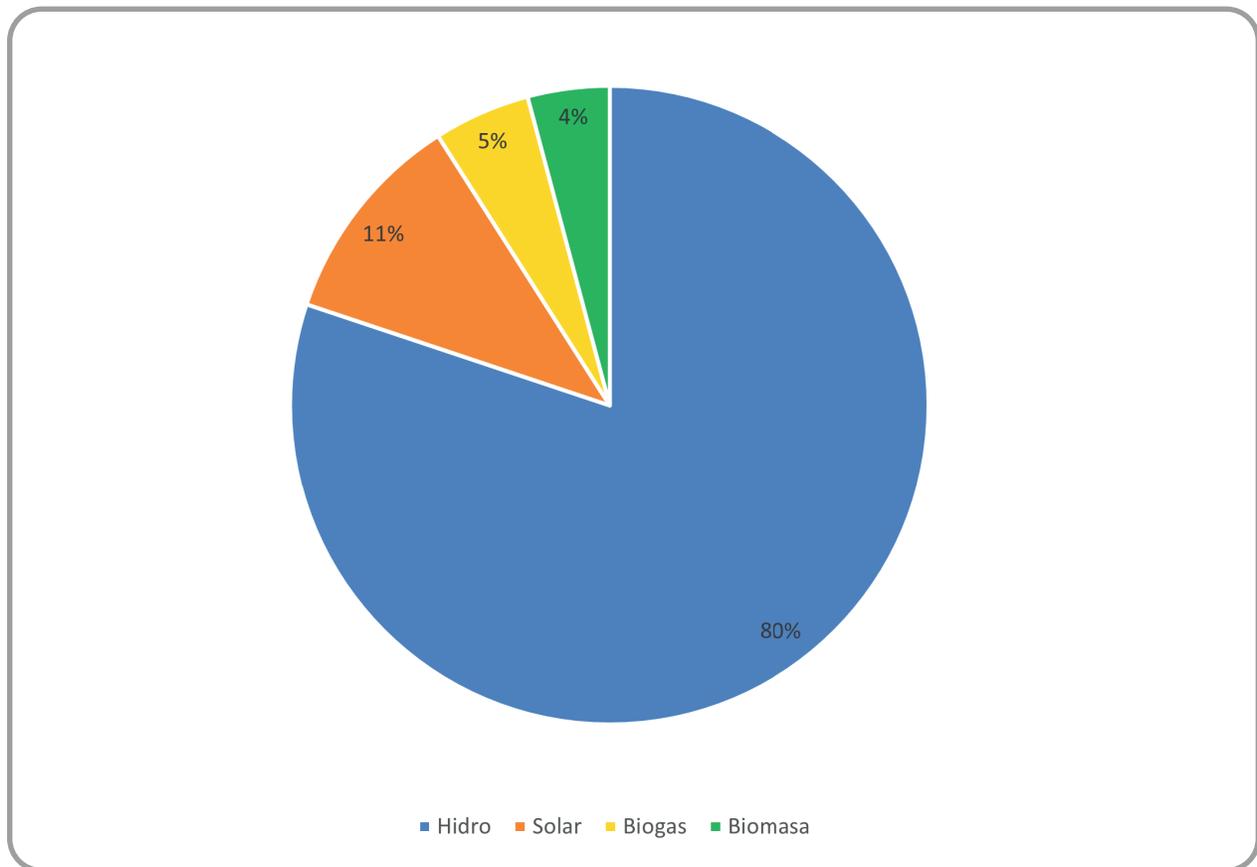
Comose observa, durante el año 2020 entraron en operación 2.75 MW de hidroeléctricas y 0.50 MW de una planta fotovoltaica. Actualmente existen 4 tecnologías de Generación Distribuida Renovable conectadas al SNI: hidroeléctricas, fotovoltaicas, biogás y biomasa; estas se distribuyen de la siguiente manera:

**Gráfica 104. Potencia instalada de los GDR's por tecnología**



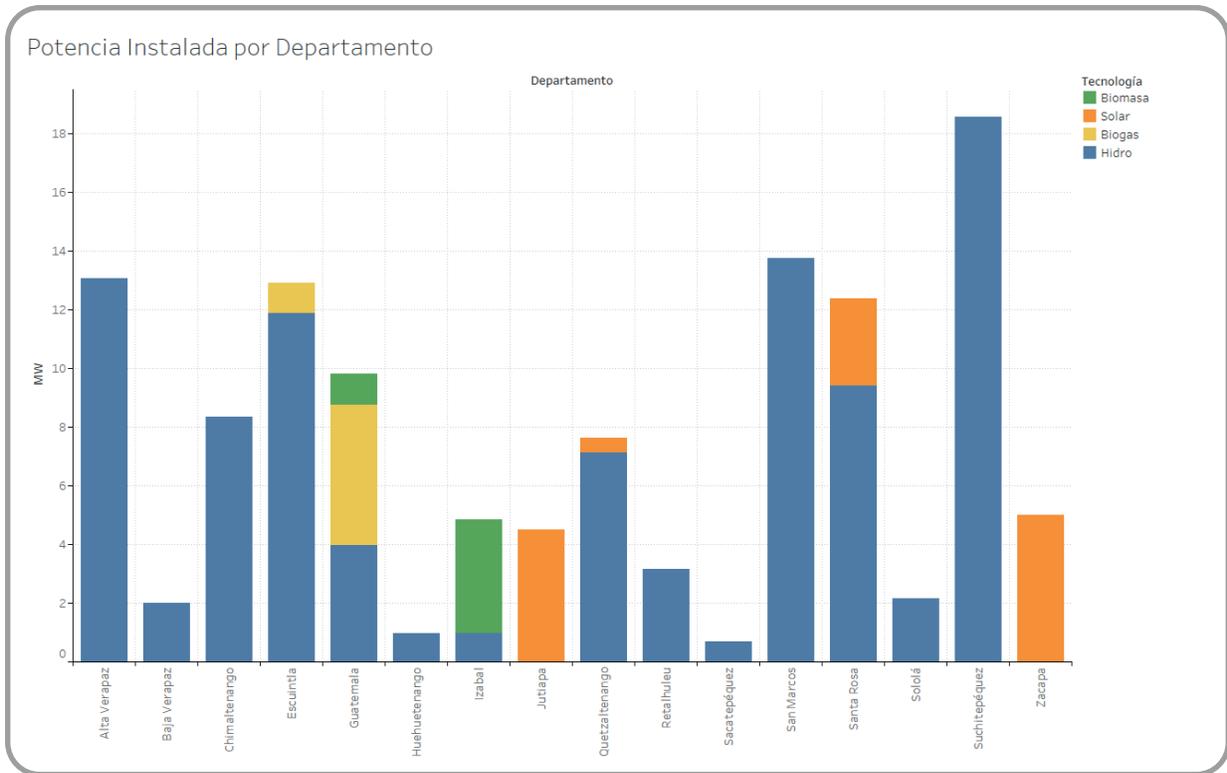
Se puede observar que la mayor parte de la capacidad instalada de los Generadores Distribuidos Renovables está conformada por hidroeléctricas, siendo así el 80% de la capacidad instalada del parque generador:

**Gráfica 105. Porcentaje de participación por tecnología de los GDR's**



En la siguiente gráfica se observa la capacidad instalada por departamento donde se puede apreciar que Suchitepéquez es el departamento con mayor capacidad instalada y que está conformado únicamente de hidroeléctricas. Asimismo, se puede apreciar que Jutiapa y Zacapa están conformados únicamente de centrales fotovoltaicas.

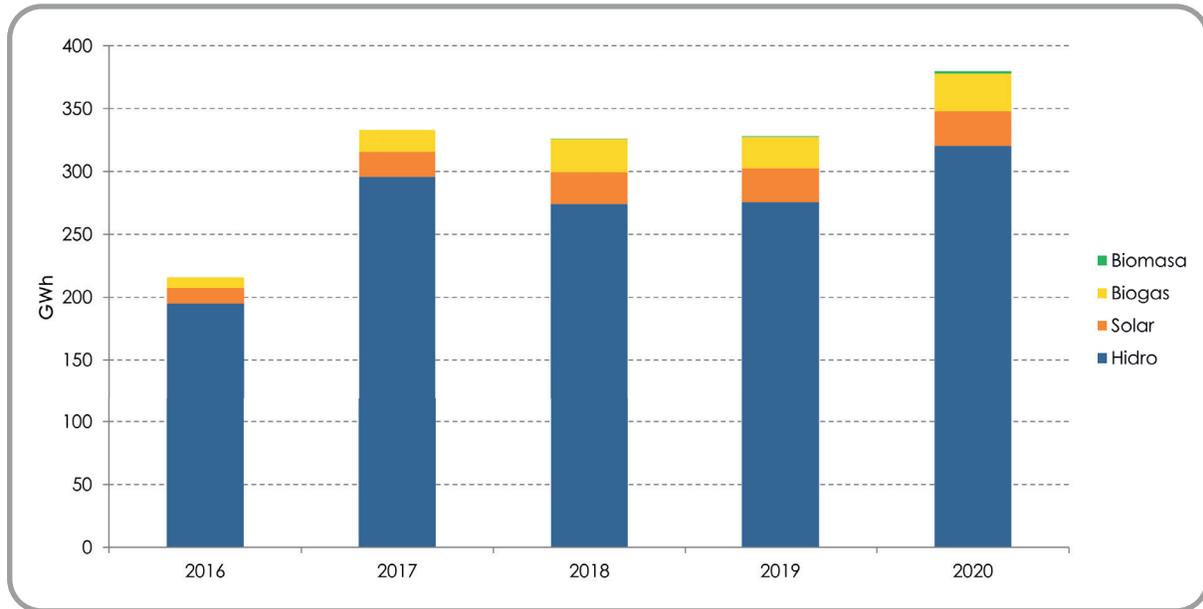
**Gráfica 106. Potencia instalada por Departamento en MW**



## 6.2. Energía Generada por la Generación Distribuida

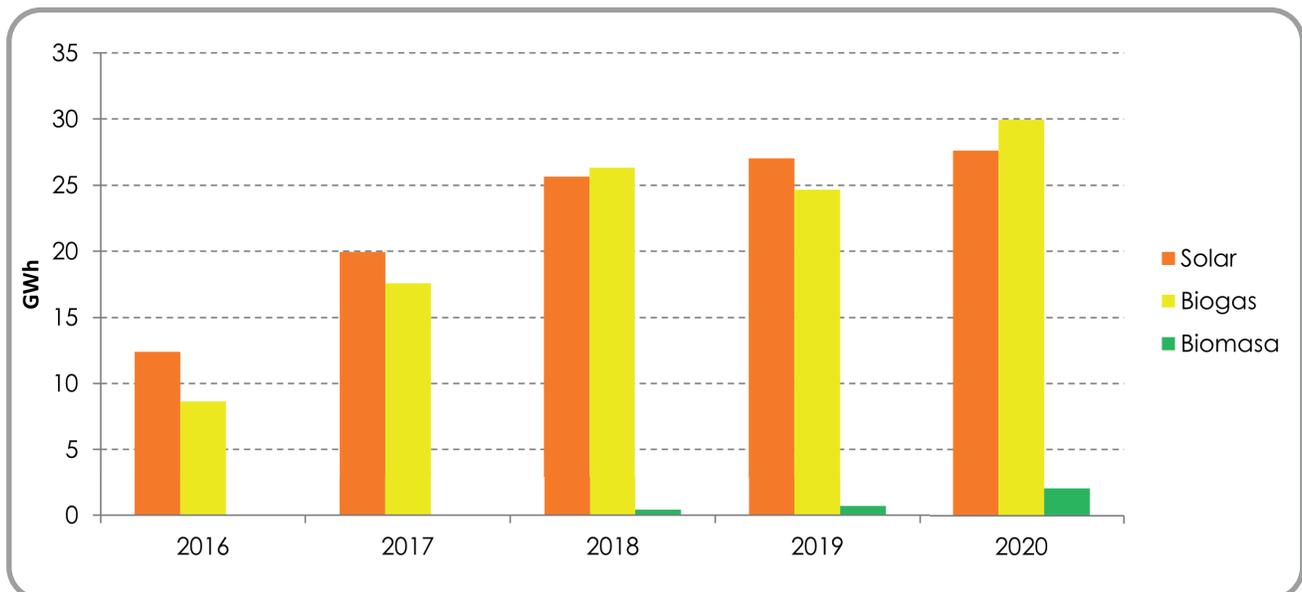
A continuación se presenta la energía anual generada por Generadores Distribuidos Renovables en los últimos 5 años y se puede observar que la mayor participación de generación es de las hidroeléctricas. Adicionalmente se puede observar en el gráfico un aumento significativo en la capacidad instalada en el 2017 y que en el año 2020 hubo mayor participación de plantas de Generación Distribuida Renovable.

**Gráfica 107. Energía anual generada por GDR's GWh**



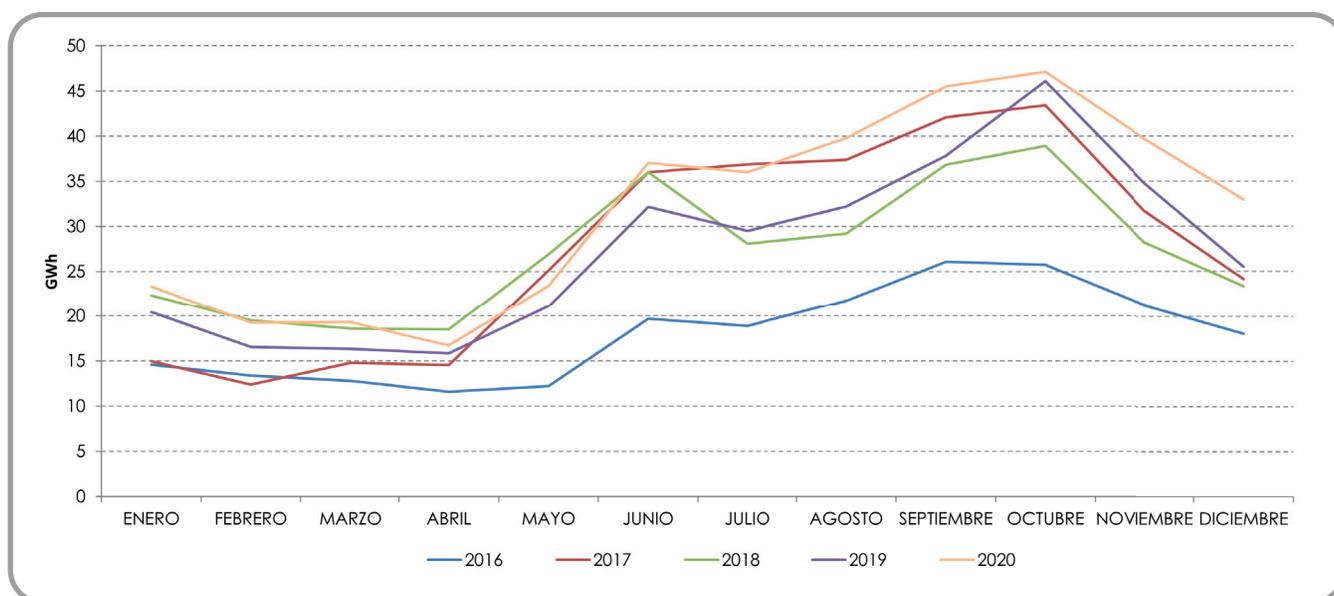
Adicionalmente, en cuanto a las otras tecnologías de generación, la energía generada por centrales fotovoltaicas y de biogás ha presentado un aumento en los últimos 5 años. A continuación se presenta la evolución de la energía generada por este tipo de centrales, donde es posible observar que para el año 2020 la energía generada por centrales fotovoltaicas es aproximadamente el doble que la del año 2016 y para centrales de biogás es el triple.

**Gráfica 108. Energía Generada por centrales Fotovoltaicas y de Biogás [GWh]**



En cuanto al comportamiento de la energía generada mensualmente, se puede observar que esta aumenta considerablemente a partir del mes de junio; lo anterior es derivado a la capacidad instalada de las hidroeléctricas y por consiguiente predominan la energía generada por este tipo de centrales y que dicha energía corresponde al periodo de la época de lluvia. Adicionalmente, se puede observar que durante el mes de octubre de 2020 se registró el máximo histórico de energía generada por plantas de Generación Distribuida Renovable.

**Gráfica 109. Energía mensual generada por GDR [GWh]**

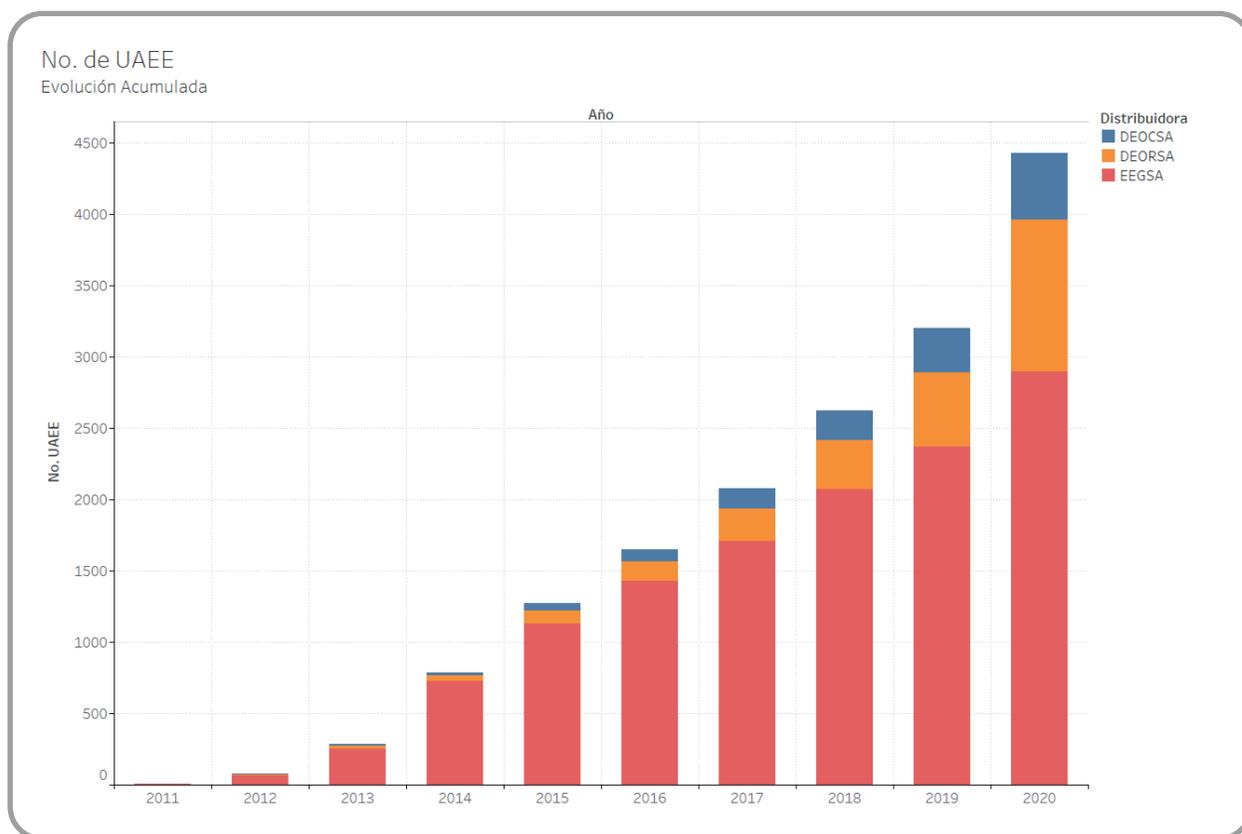


## 7. Usuarios Autoprodutores con Excedentes de Energía

### 7.1. Evolución del número de UAEE

Los Usuarios Autoprodutores con Excedentes de Energía –UAEE– son los usuarios del sistema de distribución que inyectan energía eléctrica a dicho sistema producida por generación con fuentes de energía renovable ubicadas dentro de sus instalaciones de consumo y que no recibe remuneración por dichos excedentes. A continuación, se presenta la evolución acumulada de la potencia instalada de dichos usuarios:

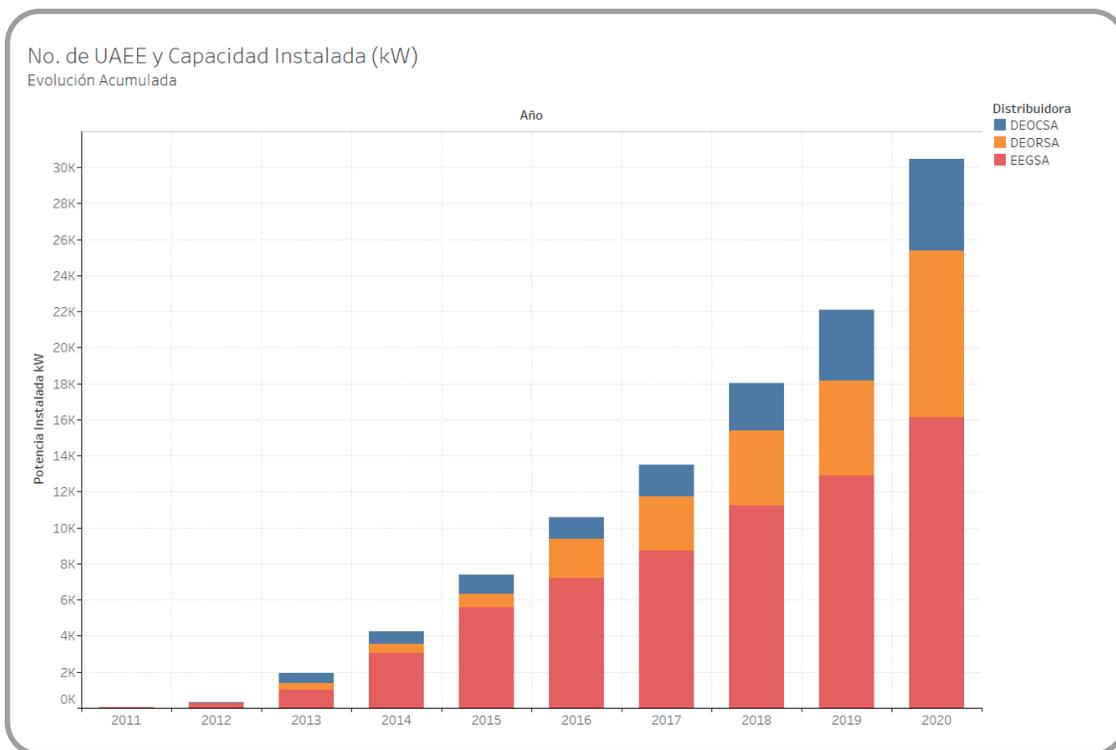
**Gráfica 110. Evolución del número de UAEE por Distribuidora**



## 7.2. Evolución de la capacidad instalada UAEE

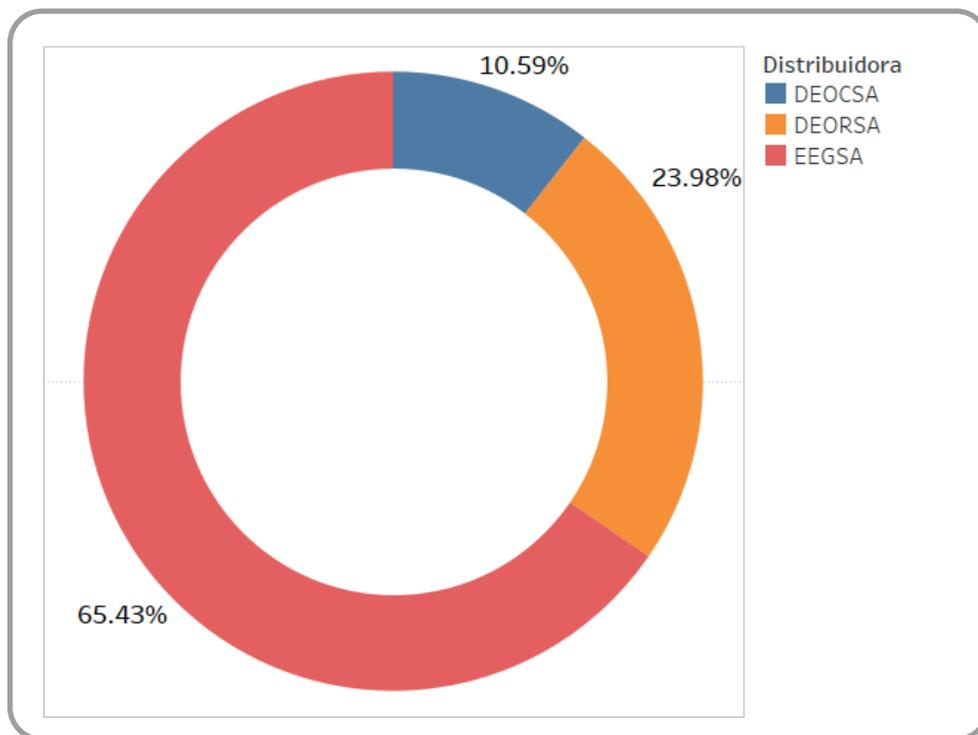
En los últimos cinco años se observa un crecimiento significativo de la cantidad de UAEE que han sido conectados a la red de distribución, siendo EEGSA la que posee la mayor cantidad. Asimismo, apreciar que, a pesar de los efectos causados por la pandemia mundial COVID-19, durante el año 2020 hubo un crecimiento sustancial en la potencia instalada de UAEE, principalmente en el área cubierta por DEORSA.

**Gráfica 111. Evolución de la capacidad instalada de UAEE por Distribuidora**



Como se observa, la mayoría de los UAEE están conectados a la red de distribución de EEGSA, representando esta el 65.43% de la potencia instalada:

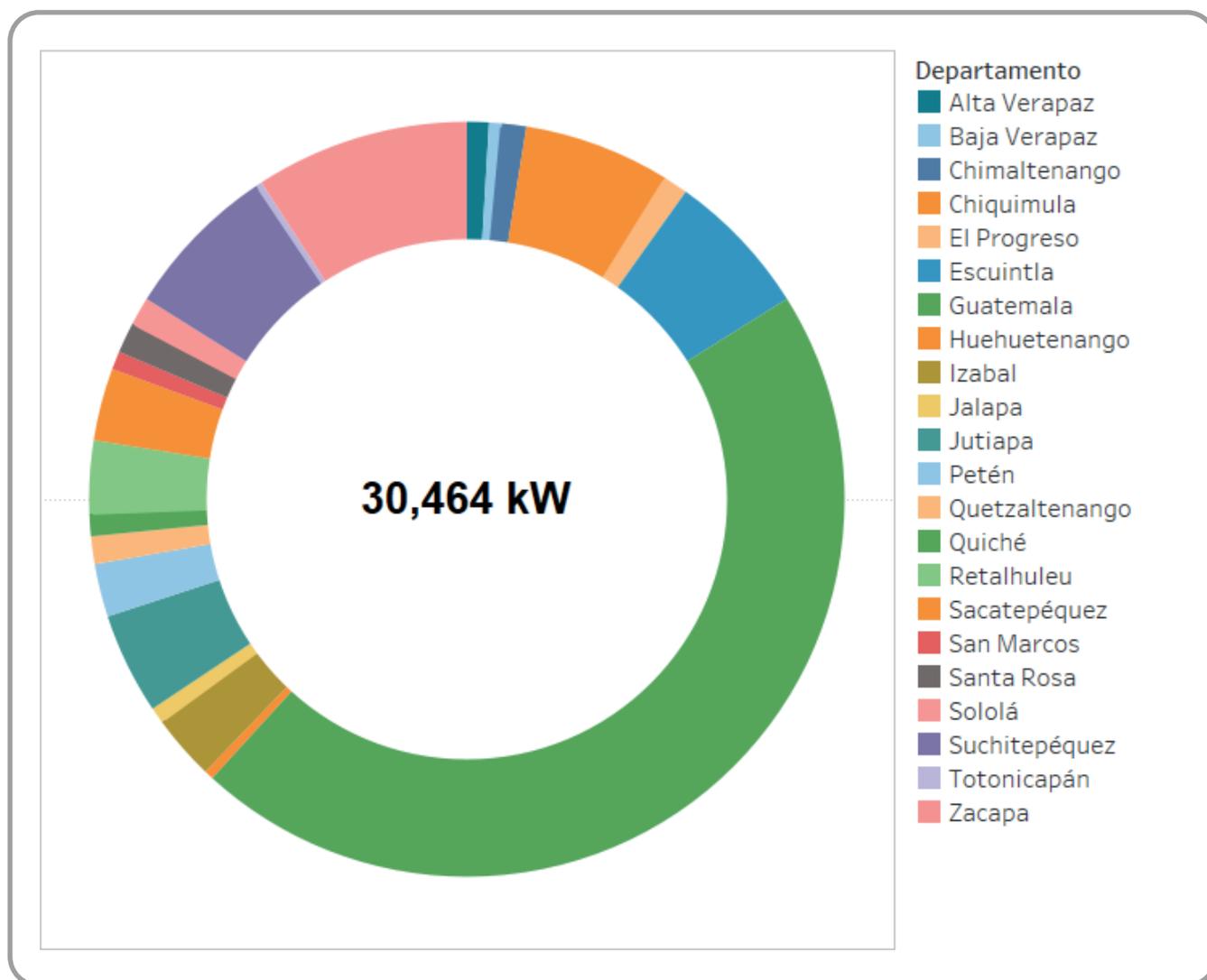
**Gráfica 112. Porcentaje de la capacidad instalada de UAEE por Distribuidora**



### 7.3. Distribución de la capacidad instalada de UAEE por departamento

En el siguiente gráfico se muestra la distribución de la capacidad instalada de los UAEE por departamento, encontrándose que Guatemala es el que posee la mayor participación en la distribución con aproximadamente el 50% de la capacidad instalada.

Gráfica 113. Distribución de la capacidad instalada de UAEE por Departamento





**CNEE**

Comisión  
Nacional de  
Energía Eléctrica

**2021**

**INFORME ESTADÍSTICO**

Gerencia de **Planificación**  
*y Vigilancia de* Mercados  
**E l é c t r i c o s**

(502) 2321-8135  
4a. avenida 15-70, Edificio Paladium nivel 12  
Ciudad de Guatemala  
[www.cnee.gob.gt](http://www.cnee.gob.gt)  
[atencioncnee@cnee.gob.gt](mailto:atencioncnee@cnee.gob.gt)

cneeguatemala

