

INFORME ESTADÍSTICO

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

2015 -2019



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



INFORME ESTADÍSTICO

Gerencia *de*
Planificación
y Vigilancia de
Mercados Eléctricos
2015-2019



Idea, Diseño y Diagramación
UNICOMS 2020

Derechos Reservados ®
Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Guatemala, junio 2020

Importancia de la Gerencia de Planificación y Vigilancia de Mercados Eléctricos

Pareciera ocioso el ejercicio de defender la utilidad de un informe estadístico. Sin embargo, dados los tiempos que corren y el escepticismo imperante, es necesario señalar los beneficios de contar con un volumen como este Informe Estadístico de la Gerencia de Planificación y Vigilancia de Mercados Eléctricos 2020 que trasciende a la simple acumulación de datos y gráficos atractivos correspondientes a un período temporal determinado. No es tampoco, al menos en el caso de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica –CNEE–, un esfuerzo mecánico planteado solo por el hecho de cumplir con un requisito de alguna lista de funciones o atribuciones públicas.

Para su defensa, se echa mano del pensamiento del centroamericano mejor preparado de su época, uno de los pocos hombres que pueden ocupar el sitio de honor entre las grandes mentes del Siglo de las Luces, como lo fue José del Valle. Este hombre, apodado “el sabio”, apuntaba en el número 12 de El Amigo de la Patria, el 20 de enero de 1821, que la estadística: “...tiende la vista por toda la extensión de un país y recoge los hechos que más interesan (...) La estadística presenta el estado de la población, riqueza y fuerzas de un país. Es el mapa grande de los gobiernos; es la carta donde el hombre público fija los ojos para hacer aquellas combinaciones felices que sirven de base a los sistemas benéficos de administración (...) No hay gobierno sabio sin el cálculo; y no puede haber cálculo sin estadística...”

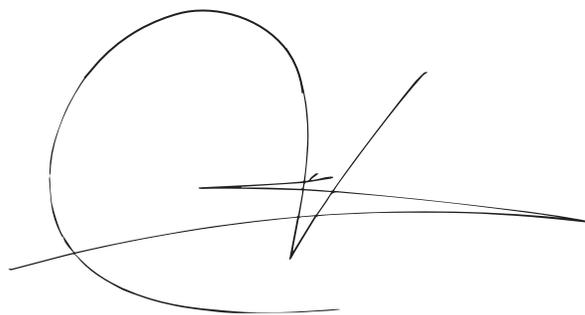
El esfuerzo entonces de concentrar la información de este informe es un aporte para que, tanto el hombre de gobierno, el inversionista nacional o extranjero, el académico, el usuario involucrado o un simple curioso, pueda obtener de sus páginas una impresión sólida del estado de las cosas del sub sector eléctrico de Guatemala. Sus datos, glosas y gráficas son una especie de cardiograma de

múltiples renglones que representan la salud de este sector pujante y vanguardista de la economía de nuestra amada Guatemala.

No es la intención emborronar páginas y páginas de datos fríos e incoherentes; estaríamos ante una simple recopilación. Lo que el lector tiene en sus manos o despliega en la pantalla, es un inteligente esfuerzo del personal de la Gerencia de Planificación y Vigilancia de Mercados Eléctricos, de sintetizar todo un universo de datos a un compacto volumen que brinde información útil para su consulta. Esta comprensión de datos permite que un lector tenga a su disposición el latir del mercado eléctrico nacional y si le interesa, el regional, desde el año 2016 en algunos casos, hasta este año en curso.

Se termina esta presentación citando nuevamente a Valle, de quien se adopta con todo entusiasmo sus afirmaciones: “...La patria sabrá estimar estos trabajos; sus autores tendrán la satisfacción dulce de haberla servido; formará las tablas estadísticas de Guatemala quien desea ocuparse en este trabajo; y los hombres que saben pensar tendrán al fin los datos que necesitan para hacer combinaciones útiles y presentar proyectos que lo sean igualmente...”

Estamos convencidos en la CNEE que le hemos cumplido a este prócer y que le hemos cumplido a nuestro país con nuestro mejor esfuerzo, entregando este útil informe estadístico.



Lic. Rodrigo Estuardo Fernández Ordóñez
Presidente



Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Guatemala, Centro América

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 Pablo Josué Orellana Rivas

Ingeniero Jonnathan Sttev Ramírez Castellanos

Ingeniero Dabney Ivan Mendoza Centeno

Ingeniero Arnoldo Arroyo Choc

Ingeniero Gustavo Adolfo Ruano Martínez

Rodrigo Ovando Contenti

Juan Pablo Monzón Álvarez

Carlos Omar Xoc Saz



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, publica el presente Informe Estadístico. Esto coadyuva al 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 período 2015-2019. 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 Energía¹. También 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. La tercera parte 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 Mercado².

¹ Organismo Ejecutivo de la República de Guatemala, Acuerdo Gubernativo 299-98, Artículo 3

² Ibid, Artículo 4

2. Índice

2.1. Índice de contenido.

1.	Introducción.	1
2.	Índice.	2
2.1.	Índice de contenido.	2
2.2.	Índice de gráficas.	4
3.	Resumen del Entorno Socioeconómico en Guatemala	7
3.1.	Datos Generales.	7
3.2.	Crecimiento Económico.	7
3.3.	Producto Interno Bruto.	9
3.4.	Tipo de cambio.	10
3.5.	Índice de Precios al Consumidor.	10
3.6.	Índice de electrificación.	12
3.7.	Inversión Extranjera Directa.	11
3.8.	Consumo de combustibles para la generación eléctrica.	13
3.9.	Marco Legal y Estructura del subsector eléctrico.	13
4.	Mercado Eléctrico Nacional.	15
4.1.	Datos Generales y Resumen de Indicadores.	15
4.2.	Productos del Mercado.	16
4.3.	Energía Eléctrica.	16
4.3.1.	Consumo y Generación de energía eléctrica.	16
4.3.2.	Costos Variables de Generación.	19
4.3.3.	Mercado de Oportunidad y el precio SPOT.	24
4.3.4.	Generación Forzada.	36
4.4.	Potencia.	39
4.4.1.	Capacidad en el SNI.	40
4.4.2.	Oferta.	42
4.4.3.	Demanda.	43
4.4.4.	Comparación de la Oferta y la Demanda.	46
4.4.5.	Mercado de Desvíos de Potencia.	46
4.4.6.	Capacidad Instalada.	49
4.5.	Servicios Complementarios.	50
4.5.1.	Reserva Rodante Regulante –RRR–.	51
4.5.2.	Reserva Rodante Operativa –RRO–.	52
4.5.3.	Reserva Rápida –RRA–.	57
4.5.4.	Costo Total de las Reservas remuneradas.	61
4.6.	Costo Total de la Operación.	62
4.7.	Actividad de Comercialización.	63
4.7.1.	Comercialización de la Demanda.	63
4.7.2.	Comercialización de la Oferta.	65
4.8.	Sobrecostos de potencia.	67
4.8.1.	Cargo por saldo del precio de potencia (CSPLA).	67
4.8.2.	Descuento por la Energía Utilizada para el Agente o Gran Usuario (DEULA).	69
4.8.3.	Energía excedente de las distribuidoras debido a contratos de licitación abierta (EEXLA).	70

5.	Transacciones Internacionales.	71
5.1.	Mercado Eléctrico Regional	74
5.1.1.	Mercado de Oportunidad Regional	79
5.1.2.	Cargo por regulación, operación y Cargo Complementario en el MER por MWh transado	93
5.1.3.	Cargos por Transmisión Regional	95
5.2.	Interconexión Guatemala – México.	102
5.2.1.	Energía y potencia mediante Contratos Firmes.	102
5.2.2.	Compras y Ventas de energía de oportunidad.	103
5.2.3.	Energía inadvertida	104
6.	Generación Distribuida Renovable	106
6.1.	Capacidad Instalada	106
6.2.	Energía Generada por la Generación Distribuida	109
7.	Usuarios Autoprodutores con Excedentes de Energía	103
7.1.	Evolución del número de UAEE	109
7.2.	Evolución de la capacidad instalada UAEE	109
7.3.	Distribución de la capacidad instalada de UAEE por departamento	110

2.2. Índice de gráficas.

Gráfica 1. Relación entre la variación del PIB y la variación del consumo de energía eléctrica.....	8
Gráfica 2. Evolución del PIB (base 2013) período 2015-2019	9
Gráfica 3. Evolución del tipo de cambio	10
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.....	11
Gráfica 6. Evolución del Índice de Electrificación de Guatemala.....	12
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	17
Gráfica 11. Matriz de generación en el mes de mayor y menor producción hidroeléctrica por año.....	18
Gráfica 12. Energía producida por las tecnologías solar-fotovoltaica y eólica.....	19
Gráfica 13. CARBÓN. Evolución de los Costos Variables de generación y de la energía producida de las centrales.....	20
Gráfica 14. BUNKER. Evolución de los Costos Variables de Generación y de la energía producida de las centrales.....	21
Gráfica 15. HIDRO. Evolución de los Costos Variables de generación y de la energía producida por las centrales, excepto Chixoy.....	22
Gráfica 16 CHIXOY. Evolución del Valor del Agua y de la energía producida, comparada con el precio SPOT.....	23
Gráfica 17 Ventas de energía en el Mercado de Oportunidad 2015 – 2019	24
Gráfica 18 Compras de Energía en el Mercado de Oportunidad.....	25
Gráfica 19. Volúmenes de energía eléctrica transada en el Mercado de Oportunidad.....	26
Gráfica 20 Monto de ventas al Mercado de Oportunidad.....	27
Gráfica 21 Monto de Compras en el Mercado de Oportunidad.....	27
Gráfica 22. Relación de las ventas de energía en el Mercado de Oportunidad con los montos recibido por ese concepto.....	28
Gráfica 23 Relación de las compras de energía en el Mercado de Oportunidad con los montos pagados por ese concepto.....	28
Gráfica 24 Precio SPOT promedio mensual por banda horaria	29
Gráfica 25. Evolución de los recursos que definen la Unidad Generadora Marginal.....	30
Gráfica 26. Precio Spot promedio anual vs. Costo Variable de Generación (CVG) marginal según el tipo de combustible	31
Gráfica 27. Energía producida y la porción vendida en el Mercado de Oportunidad por los Participantes Productores .	32
Gráfica 28. Energía comprometida y la porción comprada en el Mercado de Oportunidad por los Participantes Productores.....	33
Gráfica 29 Mayores compradores en el Mercado de Oportunidad para cumplir sus compromisos en el Mercado a Término.....	34
Gráfica 30. Energía consumida y la porción comprada en el Mercado de Oportunidad de los Participantes Consumidores.....	35
Gráfica 31. Energía total comprada en el Mercado de Oportunidad.....	36
Gráfica 32. Monto total de sobre costo de Generación Forzada por cada tipo.....	37
Gráfica 33. Número de horas por central con generación forzada por arranque y parada.....	38
Gráfica 34. Número de horas por central con generación forzada por el servicio de RRO.....	39
Gráfica 35. Capacidad Instalada y Efectiva Total en el SNI.....	41
Gráfica 36. Oferta Firme Eficiente, Oferta Firme y Capacidad Efectiva Total.....	42
Gráfica 37. Evolución de la Demanda Firme Total por Participante Consumidor	43
Gráfica 38. Demanda Firme, Demanda Firme Efectiva y Demanda Máxima mensual.....	44
Gráfica 39. Evolución de la Energía consumida y la Demanda Máxima del SNI.....	45
Gráfica 40. Comparación de la Oferta y la Demanda por cada Año Estacional	45
Gráfica 41. Comportamiento del Mercado de Desvíos de Potencia.....	47
Gráfica 42. Precio de los Desvíos de Potencia Positivos.....	48
Gráfica 43. Participación en el Mercado de Desvíos de Potencia.....	48
Gráfica 44. Potencia efectivamente disponible para el despacho.....	50
Gráfica 45. Servicio de Reserva Rodante Operativa	51
Gráfica 46. Remuneración de la Reserva Rodante Operativa y el Margen de Reserva Horario acumulado.....	52
Gráfica 47. Precio liquidado promedio ponderado y Precio SPOT promedio mensual	53

Gráfica 48. Variación de precios promedio semanales por central	54
Gráfica 49. Remuneración por central respecto MW asignados y Precio Promedio Liquidado	55
Gráfica 50. Pago por Participante del Servicio de RRO.	56
Gráfica 51. Pago por Participante del Servicio de RRO + Generación Forzada.....	56
Gráfica 52. Remuneración total en concepto de Reserva Rápida y los MW asignados por el servicio.....	57
Gráfica 53. Remuneración del servicio de RRA por Participante.	58
Gráfica 54. Pago realizado por Participante en concepto del servicio de RRA.....	59
Gráfica 55. Costos acumulados por los servicios de RRO y RRA	49
Gráfica 56. Evolución del Costo Total de la Operación y el porcentaje de participación de los Contratos Existentes.	49
Gráfica 57. Número de Grandes Usuarios representados por los Agentes Comercializadores.....	60
Gráfica 58. Energía Consumida por los Grandes Usuarios representados por los Agentes Comercializadores	61
Gráfica 59. Número de centrales representadas por los Agentes Comercializadores.....	62
Gráfica 60. Energía producida que es representada por los Agentes Comercializadores.....	63
Gráfica 61. Saldo del Precio de la Potencia por agente distribuidor.....	64
Gráfica 62. Cargo del Saldo del Precio de la Potencia por tipo de participante	65
Gráfica 63. Abonos al DEULA, por tipo de participante del Mercado Mayorista	66
Gráfica 64. Cargos al DEULA, por agente Distribuidor	68
Gráfica 65. Excedentes de energía de las Distribuidoras	68
Gráfica 66. Excedentes de energía respecto de la energía total comprada en el mercado SPOT.....	69
Gráfica 67. Volúmenes de intercambio neto de Guatemala.	69
Gráfica 68. Comparación de los costos marginales de corto plazo de los países de América Central.	70
Gráfica 69. Comparación entre las ventas de energía de Guatemala en el MOR y la evolución de la Capacidad Efectiva en el SNI.	71
Gráfica 70. Análisis sobre las compras y ventas de energía por País Miembro del MER, desglosado por MCR y MOR.....	73
Gráfica 71. Máxima transferencia simultánea en el Triángulo Norte, dirección Norte-Sur.....	75
Gráfica 72. Exportaciones e importaciones de Guatemala en el MER.	75
Gráfica 73. Intercambio neto de energía en el MOR por País miembro del MER.....	76
Gráfica 74. Relación histórica entre el Precio SPOT, Precio Ex ante y Precio Ex post.	77
Gráfica 75. Relación histórica entre el Precio SPOT y el precio ex ante medio mensual del MER, por banda horaria.....	78
Gráfica 76. Energía asignada y despachada de ofertas de inyección de energía presentado en el MOR por los Agentes del Guatemala.	79
Gráfica 77. Volúmenes y precios de las ofertas de inyección de energía presentada por Guatemala al MOR	80
Gráfica 78. Relación entre los volúmenes de energía ofrecido en el MER por Agente de Guatemala, el precio SPOT y el precio ex ante.....	81
Gráfica 79. Ingresos por ventas de Energía en el MOR, en relación con la energía transada y el Precio Ex Ante.....	82
Gráfica 80. Compras de energía desde el MER por Agente de Guatemala.....	83
Gráfica 81. Diferencias en el intercambio neto de Guatemala entre el MOR y el MCR.....	84
Gráfica 82. Intercambio neto de energía en el MCR por país miembro del MER.	85
Gráfica 83. Potencia de los Derechos de Transmisión y Derechos Firmes.....	86
Gráfica 84. Energía Firme asignada, importe medio ofertado e importe medio asignado en subasta de DT y DF de vigencia anual	88
Gráfica 85. Energía Firme asignada, importe medio ofertado e importe medio asignado en subasta de DT y DF de vigencia mensual	88
Gráfica 86. Comportamiento de los precios nodales utilizados para la asignación de energía firme	89
Gráfica 87. Ingresos por Ventas de Derechos de Transmisión por país miembro del MER.	90
Gráfica 88. Energía Firme por tipo de subasta de DT, asociada a la inyección de energía desde Guatemala.....	91
Gráfica 89. Cargos por regulación, operación y CC en el MER por MWh transado por país miembro del MER.....	91
Gráfica 90. Proporción por país miembro del MER.....	92
Gráfica 91. Evolución del cargo anual por regulación y su relación con el consumo anual por país miembro del MER....	93
Gráfica 92. Evolución del cargo anual por operación y su relación con el consumo anual por país miembro del MER. ...	94
Gráfica 93. Componentes del Ingreso Autorizado Regional por el SIEPAC	95
Gráfica 94. Cargos Variables de transmisión netos, por tipo de instalaciones y por país miembro del MER.....	96
Gráfica 95. Pago asignado por país miembro del MER en concepto de Cargo Complementario.....	97
Gráfica 96. Pago asignado por tipo de Participante del MM de Guatemala, en concepto de Cargo Complementario. 98	
Gráfica 97. Cargos y abonos a los Participantes del MM de Guatemala, en concepto de los cargos regionales de transmisión del MER.....	99

Gráfica 98. Cargos y abonos a los Participantes del MM de Guatemala, en concepto de los cargos regionales de transmisión del MER.....	99
Gráfica 99. Cargos y abonos a los Participantes del MM de Guatemala, en concepto de los cargos regionales de transmisión del MER.....	100
Gráfica 100. Importación de energía por Contratos Firmes desde la Interconexión Guatemala-México.....	101
Gráfica 101. Exportación de energía de oportunidad mediante la Interconexión Guatemala – México.....	102
Gráfica 102. Importación de energía de oportunidad desde la Interconexión Guatemala – México.	103
Gráfica 103. Comparación de los precios nodales en los Brillantes y Tapachula, incluyendo las transacciones de energía de oportunidad.....	104
Gráfica 104. Energía inadvertida mensual en la Interconexión Guatemala – México.	105
Gráfica 105. Energía inadvertida neta mensual en la Interconexión Guatemala – México.....	105
Gráfica 106. Energía inadvertida anual en la Interconexión Guatemala - México.....	106
Gráfica 107. Potencia instalada de los GDR's por Año.....	107
Gráfica 108. Potencia instalada de los GDR's por tecnología.....	108
Gráfica 109. Porcentaje de participación por tecnología de los GDR's	108
Gráfica 110. Potencia instalada por Departamento en kW	109
Gráfica 111. Energía anual generada por GDR's GWh.....	109
Gráfica 112. Energía Generada por centrales Fotovoltaicas y de Biogás [GWh].....	110
Gráfica 113. Energía mensual generada por GDR [GWh].....	111
Gráfica 114. Evolución del número de UAEE por Distribuidora	111
Gráfica 115. Evolución de la capacidad instalada de UAEE por Distribuidora.....	112
Gráfica 116. Porcentaje de la capacidad instalada de UAEE por Distribuidora.....	113

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)³: 14,901,286 de habitantes.
Densidad de consumo por usuario (2019)⁴:

Distribuidora	Consumo promedio General kWh - mes	Consumo promedio Tarifa Social kWh - mes	Consumo promedio Tarifa No Social kWh - mes	Consumo promedio Grandes Usuarios kWh - mes
EEGSA	324	97	1,295	144,119
DEOCSA	107	58	1,373	200,425
DEORSA	147	67	1,264	156,555

PIB Nominal (2018)⁵: USD 78, 461.7 millones
PIB per cápita (2018)⁶ : USD 4, 534.8

3.2. Crecimiento Económico

En la siguiente gráfica se observa la comparación de la tasa de crecimiento del consumo de energía eléctrica y la tasa de crecimiento del producto interno bruto de Guatemala, en la cual, se puede apreciar la estabilidad económica del país a partir del año 2016; por otro lado, el consumo de energía ha presentado variaciones significativas, lo cual, se aprecia para los años 2017 y 2019 que presentaron disminuciones interanuales.



³ Publicación del Instituto Nacional de Estadística Guatemala –INE–. XII Censo Nacional de Población y VII de Vivienda, consultado en febrero de 2020.

⁴ 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

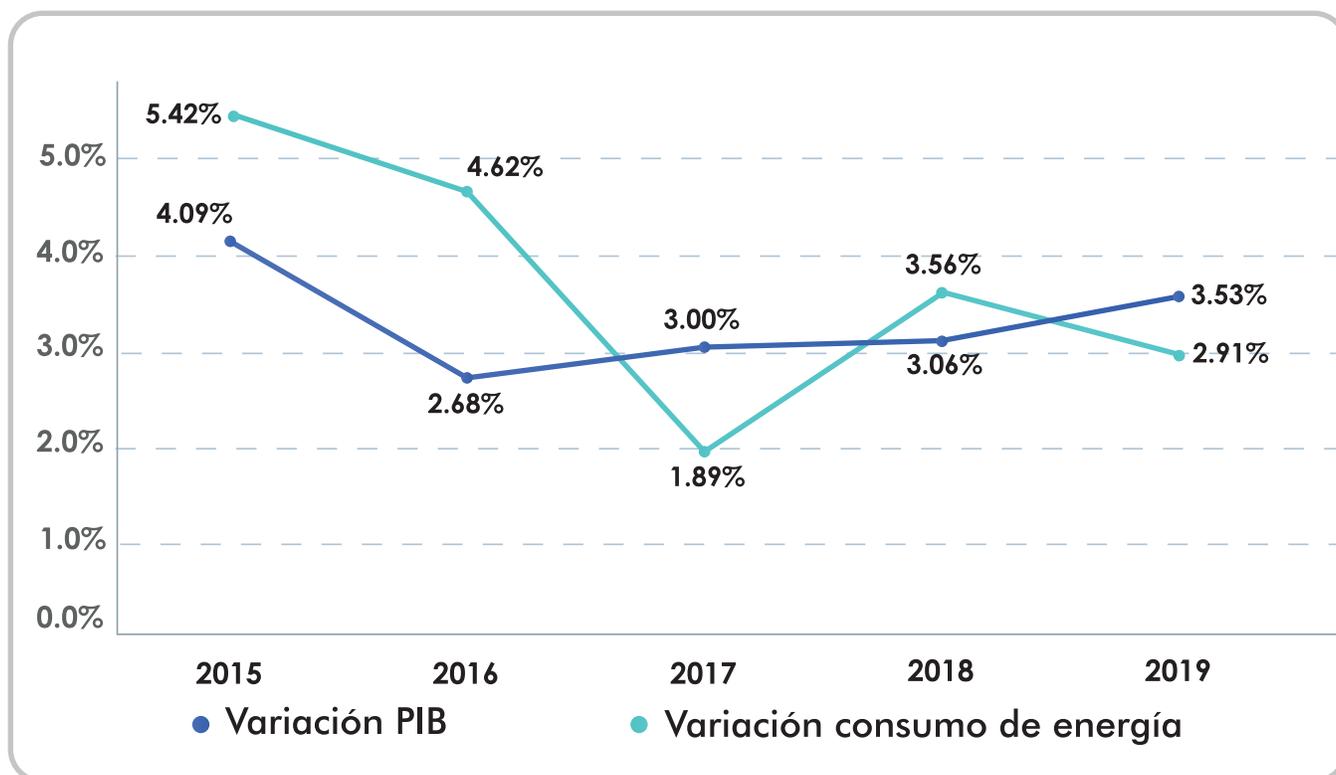
Comercial: Usuarios de Tarifas BTDp, BTDfp y BTH

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

⁵ Publicación del Banco de Guatemala, Guatemala en Cifras 2019, consultado en febrero de 2020.

⁶ Publicación del Banco de Guatemala, Guatemala en Cifras 2019, consultado en febrero de 2020.

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 2019 es de Q 584,369.4 millones de quetzales a valores corrientes⁷, equivalentes a Q 510,801.06 millones de quetzales en valores constantes del año 2013⁸.

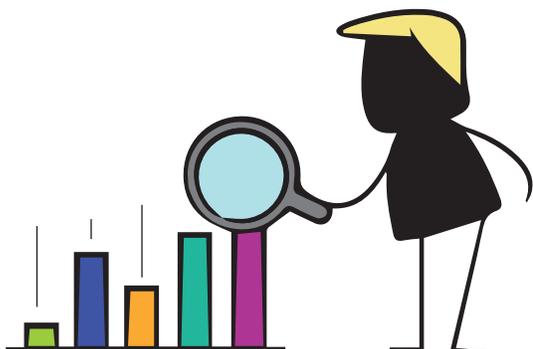


⁷ Valores con año base 2013.

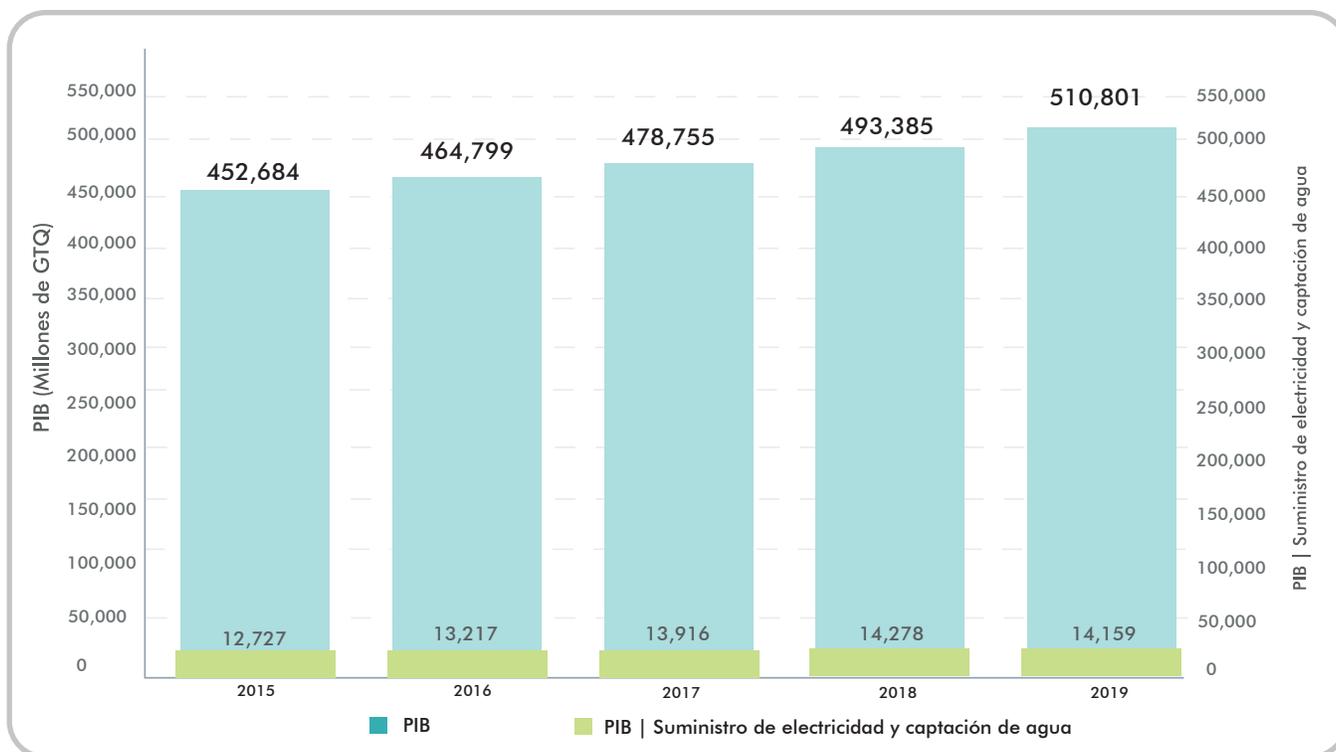
⁸ Publicación del Banco de Guatemala en el siguiente enlace, http://www.banguat.gob.gt/cuentasnac/PIB2013/resumidos/2.2_PIB_por_AE_corriente_AR2013.pdf consultado en febrero de 2020.

3.3 Producto Interno Bruto

En la siguiente gráfica se muestra la evolución del PIB⁹, desagregando la componente que corresponde al “suministro de electricidad y captación de agua” para identificar el valor que corresponde al subsector de electricidad.



Gráfica 2. Evolución del PIB (base 2013) período 2015-2019

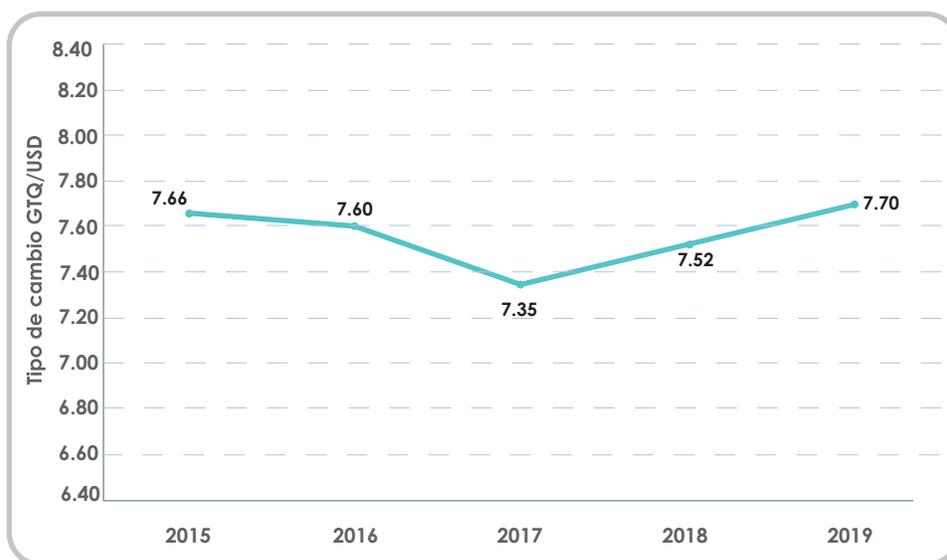


⁹ Consultado en Banco de Guatemala, febrero de 2020.

Gráfica 3. Evolución del tipo de cambio

3.4 Tipo de cambio

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



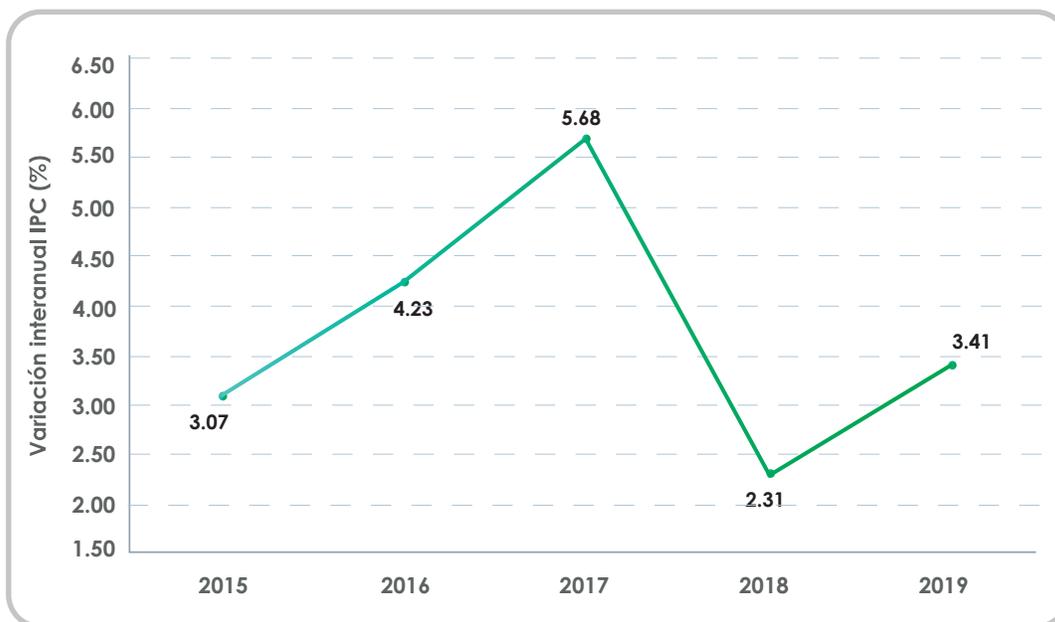
El tipo de cambio promedio anual ha fluctuado entre Q7.35 y Q7.70 por un dólar de Estados Unidos; es relevante mencionar que en el año 2017 hubo una apreciación significativa de la moneda local, lo cual es coincidente con el incremento en remesas enviadas desde Estados Unidos a Guatemala. Dicha tendencia pudo ser influida por la especulación política generada a partir de la toma de posesión del nuevo presidente de Estados Unidos; para los años posteriores al 2017 se aprecia una tendencia de incremento del tipo de cambio.



3.5 Índice de Precios al Consumidor

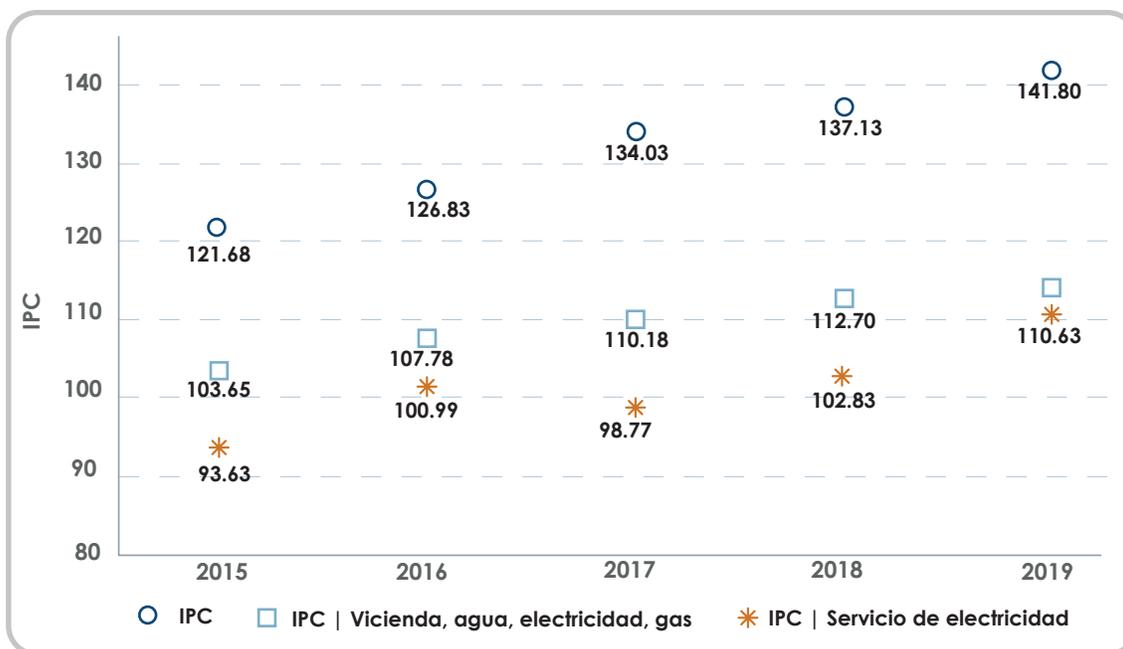
El Índice de Precio al Consumidor representa la valorización de los bienes y servicios que conforman la canasta básica del país; para el periodo del 2015 a diciembre de 2019 se observa una desaceleración en el crecimiento del nivel de precios, lo cual se refleja a partir del año 2018; lo anterior se 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.

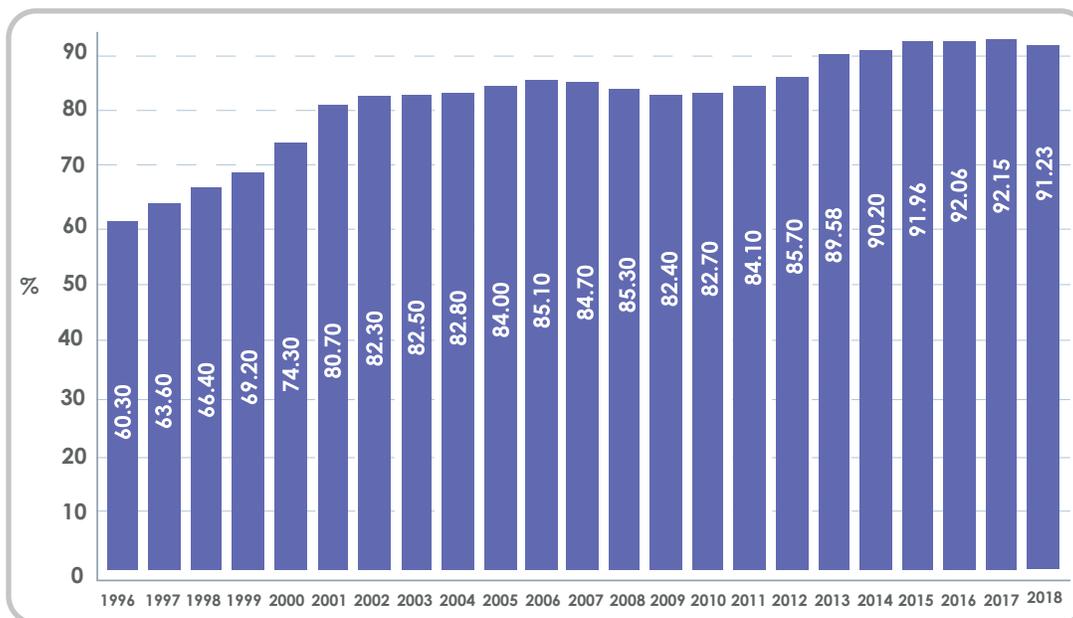
Gráfica 5. Comparación del IPC del Consumidor con la componente del IPC que corresponde a electricidad, gas y otros combustibles



3.6 Índice de electrificación

Se muestran en la gráfica siguiente la evolución del índice de electrificación en Guatemala, el cual, se sitúa en 91.23% para el año 2018.

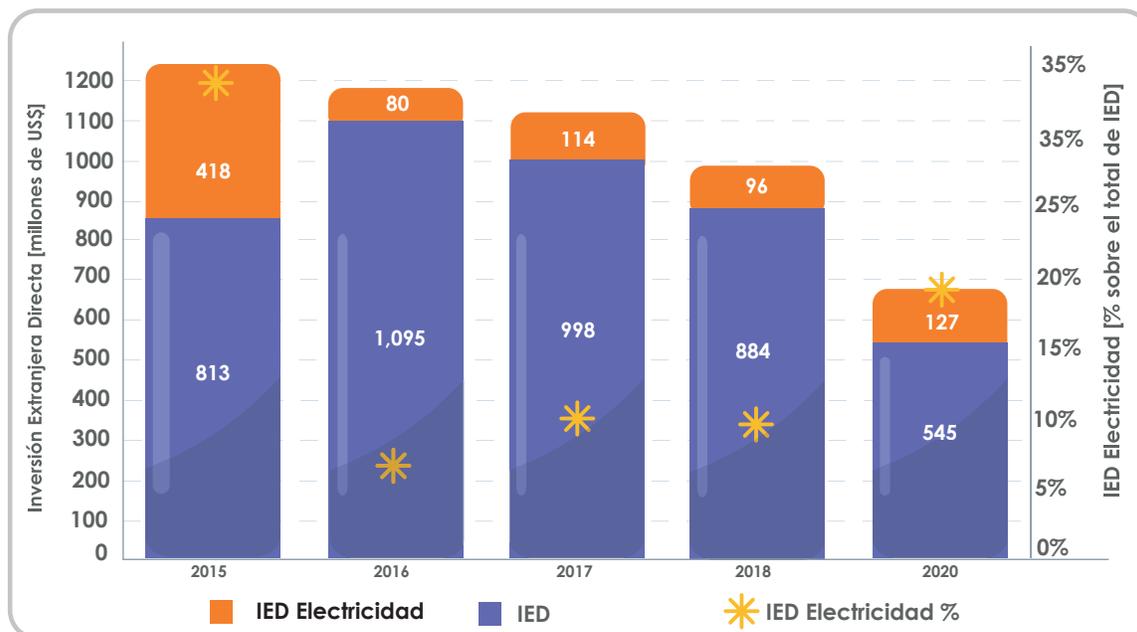
Gráfica 6. Evolución del Índice de Electrificación de Guatemala.



3.7 Inversión Extranjera Directa

En el gráfico siguiente se observa la medición que hace el Banco de Guatemala de la Inversión Extranjera Directa¹¹, desagregando la componente de electricidad.

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



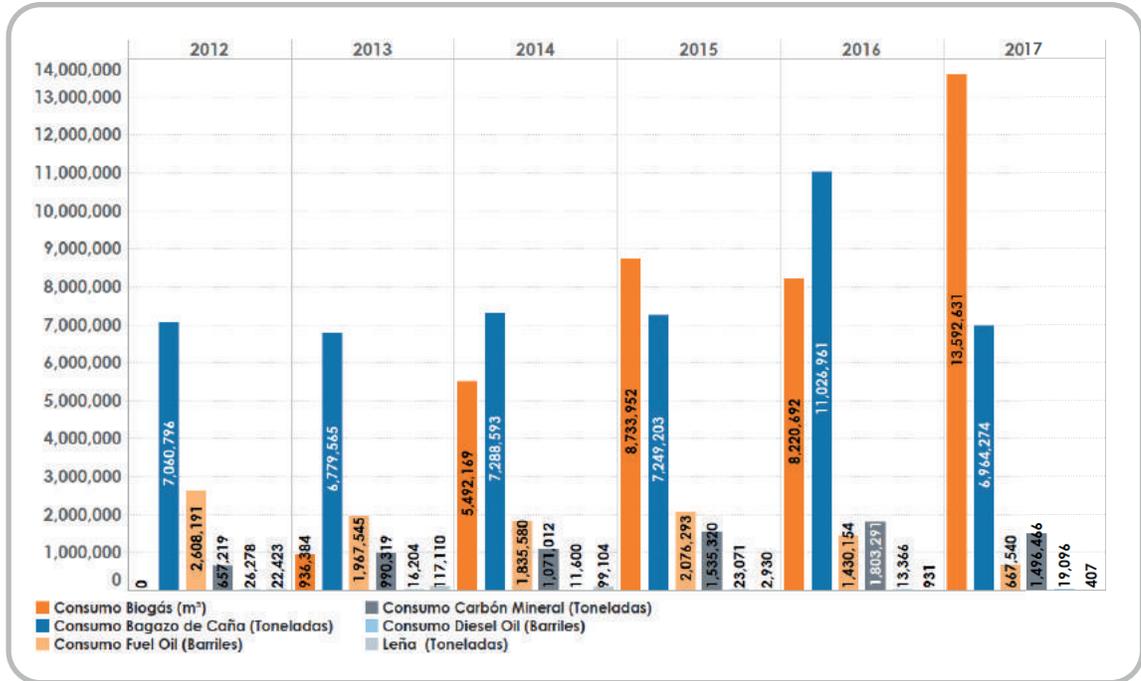
Se evidencia la disminución que ha tenido el total de la Inversión Extranjera Directa desde el año 2015. No obstante, el porcentaje de participación de la inversión extranjera en el subsector eléctrico presentó un incremento significativo desde el año 2016 al 2019, pasando de un 7% a un 19% en el periodo indicado.

¹¹ Publicación del Banco de Guatemala consultado en febrero 2020.

3.8 Consumo de combustibles para la generación eléctrica

Se presenta en la siguiente gráfica el consumo de combustibles para la generación eléctrica en Guatemala¹² :

Gráfica 8. Consumo de combustibles¹³ 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:



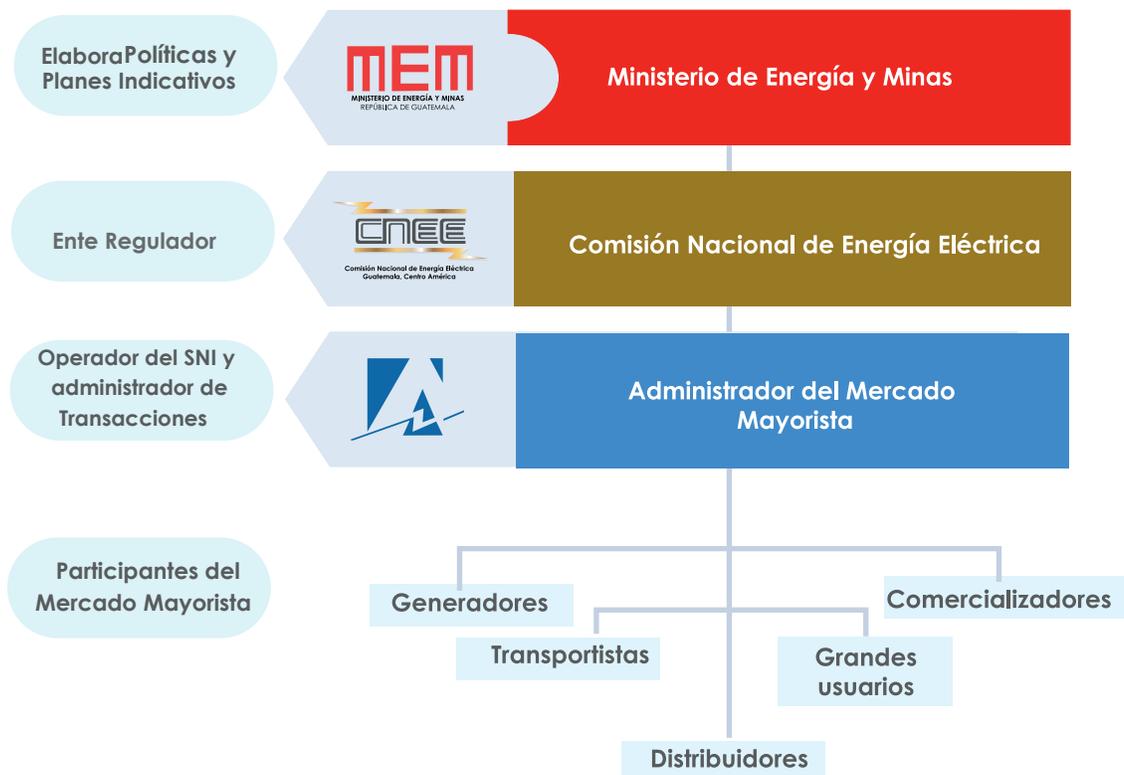
¹²Datos estimado por el Ministerio de Energía y Minas siendo al 16 de marzo de 2018.

¹³Datos consultados la página del Ministerio de Energía y Minas, 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 Ministerio de Energía y Minas 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. 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 2019. La demanda de energía eléctrica, para el año 2019, ha superado los 12,000 GWh; asimismo, la demanda máxima del SNI ha superado los 1,780 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	2015	2016	2017	2018	2019
Producción de Energía (GWh)	10,886.67	11,624.82	12,381.28	13,348.12	13,342.59
- Energía producida SNI	10,301.87	10,877.91	11,489.90	12,522.39	12,228.23
- Energía importada total	584.79	746.92	891.38	825.73	1,114.36
Consumo de Energía (GWh)	10,485.38	11,167.50	11,876.17	12,875.35	12,847.80
- Energía consumida localmente total	9,398.17	9,832.70	10,018.41	10,374.97	10,676.46
- Energía exportada total	1,087.22	1,334.8	1,857.76	2,500.38	2,171.35
Consumo Propio Generadores (GWh)	62.99	66.94	94.52	68.70	78.37
Consumo Propio de Transportistas (GWh)	5.32	7.19	8.02	7.15	8.06
Energía Transada en el Mercado a Término, Participantes Consumidores (GWh)	8,983.60	9,864.62	9,823.75	11,811.91	12,020.94
Energía Transada en el Mercado de Oportunidad, Participantes Consumidores (GWh)	1,501.78	1,303.26	2,052.42	1,536.21	824.55
Demanda Máxima de Potencia en el SNI (MW)	1,672.05	1,701.60	1,749.50	1,762.50	1,785.60
Factor de Carga Anual del SNI	0.71	0.7	0.73	0.70	0.73
Promedio del Precio Spot de la energía - US\$/MWH	71.06	51.69	51.48	62.36	63.32
Promedio del Precio del Desvío Positivo - US \$ / KW mes	2.27	0.78	0.38	0.42	0.279
Precio Promedio Unitario Peaje Principal - US \$ / KW mes	2.65	2.9	2.86	2.89	3.15
Precio Promedio Unitario Peaje Secundario Transmisión - US \$ / kW mes ¹⁴	0.4	0.39	0.43	0.445	0.495
Precio Promedio Unitario Peaje Secundario Subtransmisión Centro - US \$ / kW mes	2.33	2.37	2.34	2.321	2.412
Precio Promedio Unitario Peaje Secundario Subtransmisión Occidente - US \$ / kW mes	1.94	1.83	1.85	1.868	1.984
Precio Promedio Unitario Peaje Secundario Subtransmisión Oriente - US \$ / kW mes	2.1	2.04	1.96	1.948	1.966
Número de Grandes Usuarios	898	915	1063	1092	1118
Número de Usuarios del Servicio de Distribución Final	2,777,974	2,820,698	3,088,936	3,224,223	3,297,304

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 uso del Sistema de Transmisión.

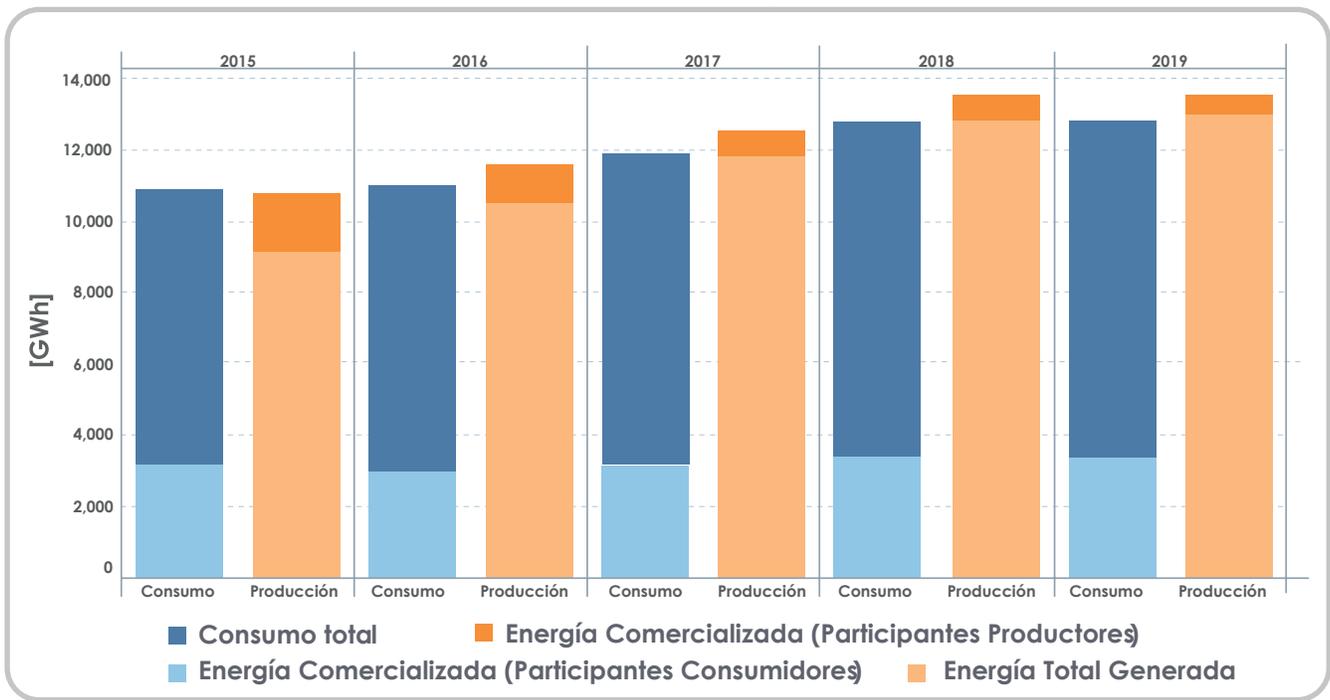
4.3. Energía Eléctrica

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, incrementándose para el año 2019 a un valor aproximado de 12,892 GWh. De igual forma que la energía total generada, el consumo total se incrementó en el período de análisis, llegando para el 2019 a un consumo de 9,495 GWh. La siguiente gráfica muestra la relación entre la energía consumida y la producción de la misma. La energía comercializada por los participantes consumidores ha permanecido constante por los últimos 5 años mientras que la comercializada por los participantes productores se encuentra decreciendo.

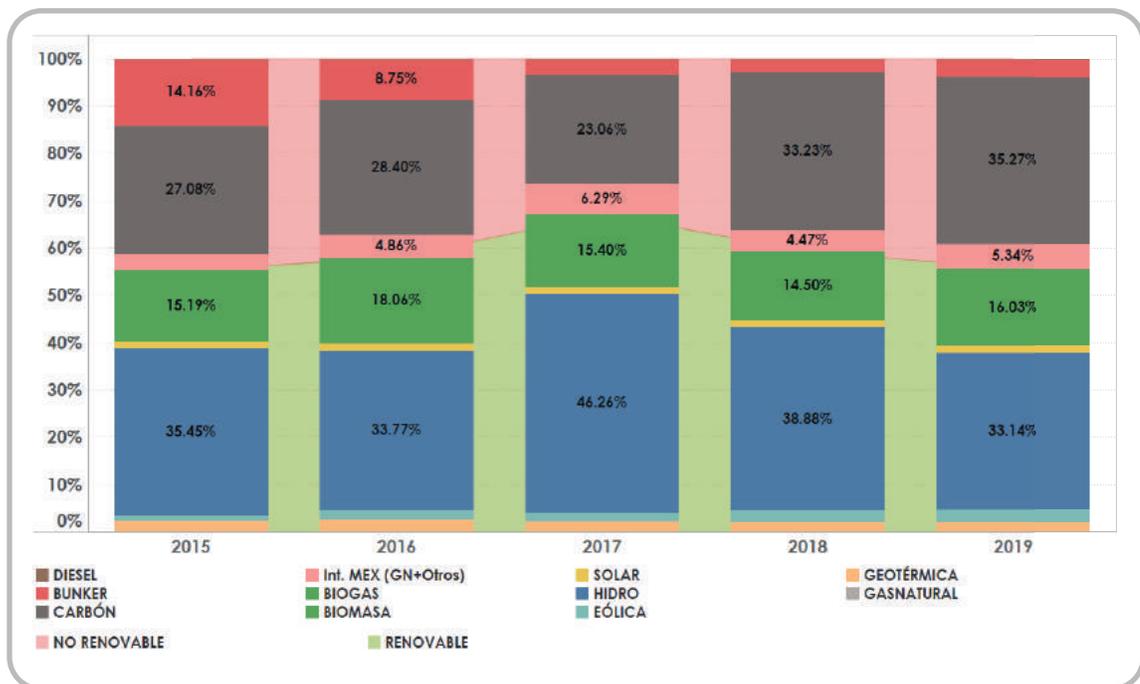
¹⁰ Publicación del Banco de Guatemala consultado en febrero 2020.

Gráfica 9. Consumo y producción de energía eléctrica en Guatemala



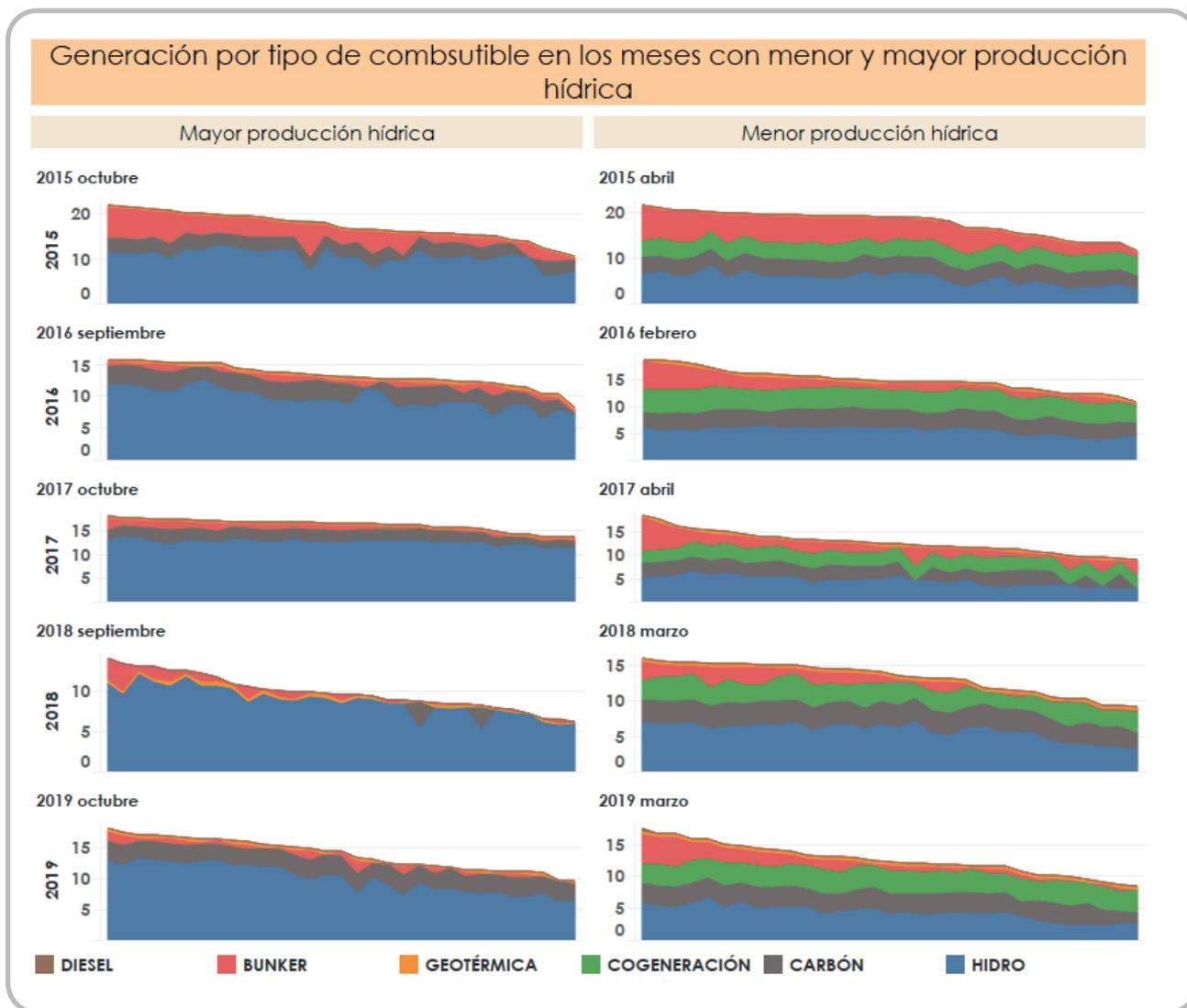
Durante el período del 2015 al 2019 se observa que el año 2017 fue el año donde la participación de energías renovables fue la más alta (67.1%) y en promedio, para el periodo en cuestión, el 59% de la energía producida fue con recurso renovable. Por otro lado, el año con menor aporte de recurso renovable fue el 2015 (55.3%) debido al aporte hidroeléctrico, como consecuencia del fenómeno El Niño que afectó a la región.

Gráfica 10. Matriz energética de la producción



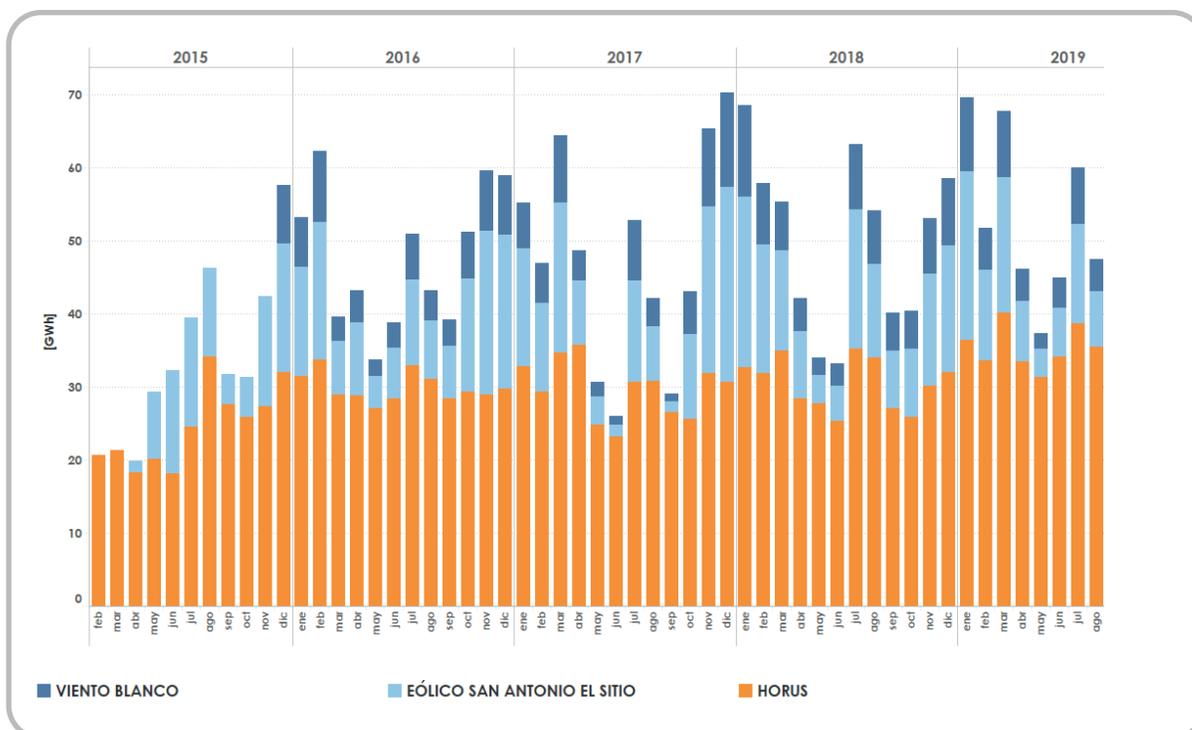
En la gráfica siguiente se muestra la composición de la matriz de generación para los meses con mayor y menor aporte hidroeléctrico, en cada uno de los años de referencia.

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 2019 la energía generada con este tipo de tecnología representa un 4.2%, incrementando un 8% respecto al año 2018.

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 en los últimos años el aporte de estas centrales ha sido significativo en la diversificación de la matriz energética del país.

4.3.2 Costos Variables de Generación

El costo variable de generación¹⁵ de las centrales es utilizado 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.

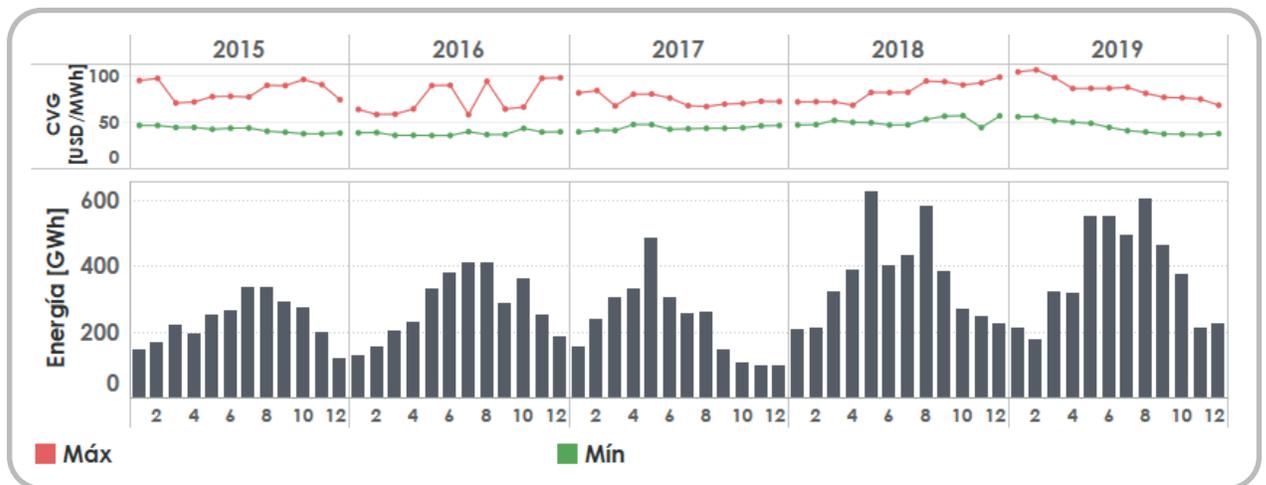
A continuación se presentan los costos variables de generación (USD/MWh) de las centrales generadoras presentes en el parque de generación guatemalteco, de acuerdo al tipo de combustible que utilizan, así como el volumen de energía (GWh) producida por ellas, utilizando dichos combustibles. Todo lo anterior 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.

¹⁵ 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

4.3.2.1 Carbón

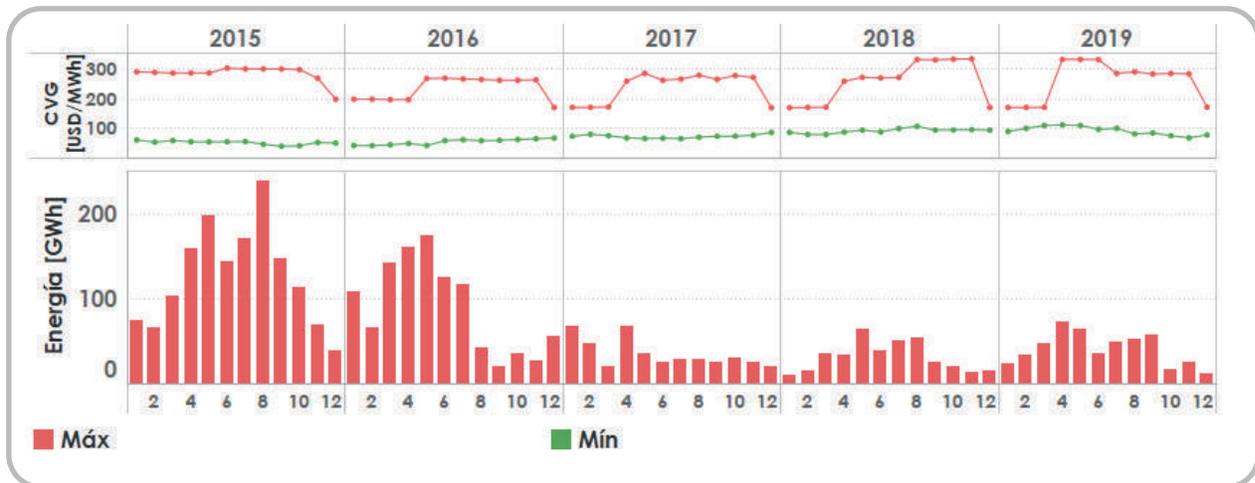
En la gráfica siguiente se puede observar que para las unidades generadoras que utilizan carbón como combustible, se presentó hasta el 2017 un descenso en sus costos variables de generación, como resultado de una caída en los precios internacionales del carbón. Los costos variables de generación pasaron de un valor promedio de 62.73 USD/MWh en el 2015 a un valor promedio de 58.71 USD/MWh para el 2017; sin embargo, para los últimos años ha incrementado los costos variables de generación llegando a 65.09 USD/MWh para el año 2019. Derivado del aumento en la capacidad instalada del parque generador con carbón, en el 2019 las centrales de dicho combustible incrementaron el volumen de energía generada en un 61% respecto al 2015.

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



En la gráfica siguiente se puede observar que para las unidades generadoras que utilizan bunker como combustible, se presentó a partir del 2016 un descenso en el volumen de energía generada, llegando al 2019 una reducción de aproximadamente 68% respecto al año 2015; de igual forma, los costos variables de generación pasaron de un valor promedio de 145.84 USD/MWh en el 2016 a un valor promedio de 176.92 USD/MWh para el 2019. La reducción de la participación de unidades generadoras que utilizan bunker se debe a la incorporación de nueva generación con costos variables de generación menores, consecuencia de la diversificación de la matriz energética con centrales de energía renovables.

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 relacionada 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).

Para el caso de las centrales que no poseen embalse de regulación anual, su costo variable de generación es igual a sus respectivos costos de operación y mantenimiento y su producción refleja la disponibilidad de agua asociada a la estacionalidad hídrica en las cuencas de los ríos de las centrales.

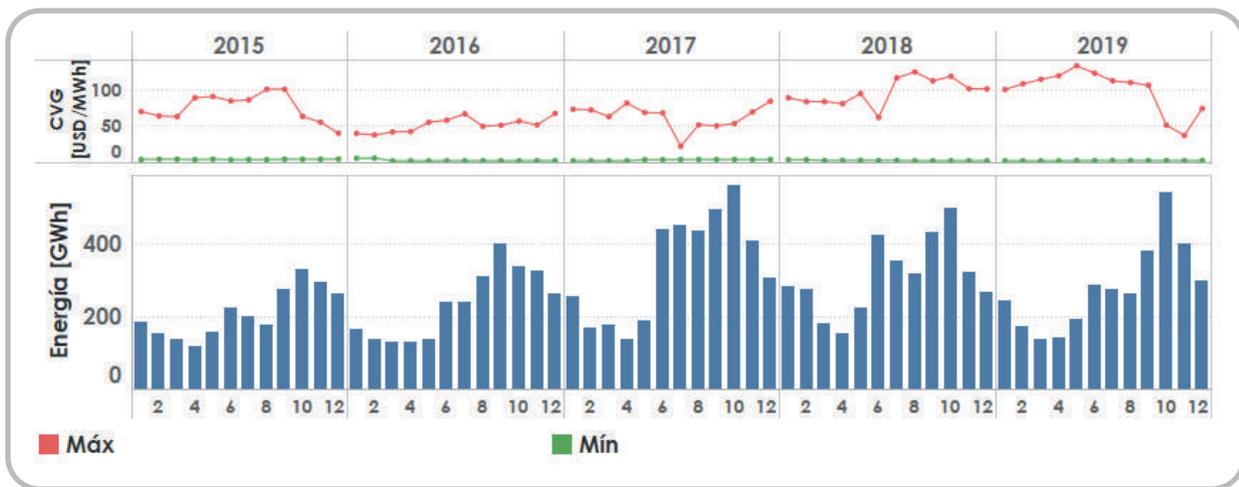
La gráfica siguiente presenta los costos variables de generación y la generación de las centrales que no poseen embalse de regulación anual. Como se puede observar el costo variable de generación promedio osciló entre los 27.58 USD/MWh y los 50.97 USD/MWh. Para este grupo de centrales, sus costos variables están relacionados con la disponibilidad del recurso hídrico (agua) y no es afectado por la volatilidad de los costos de combustibles fósiles.



¹⁶ La definición de cómo se clasifican las centrales de regulación anual se encuentra determinada en la NCC-1



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



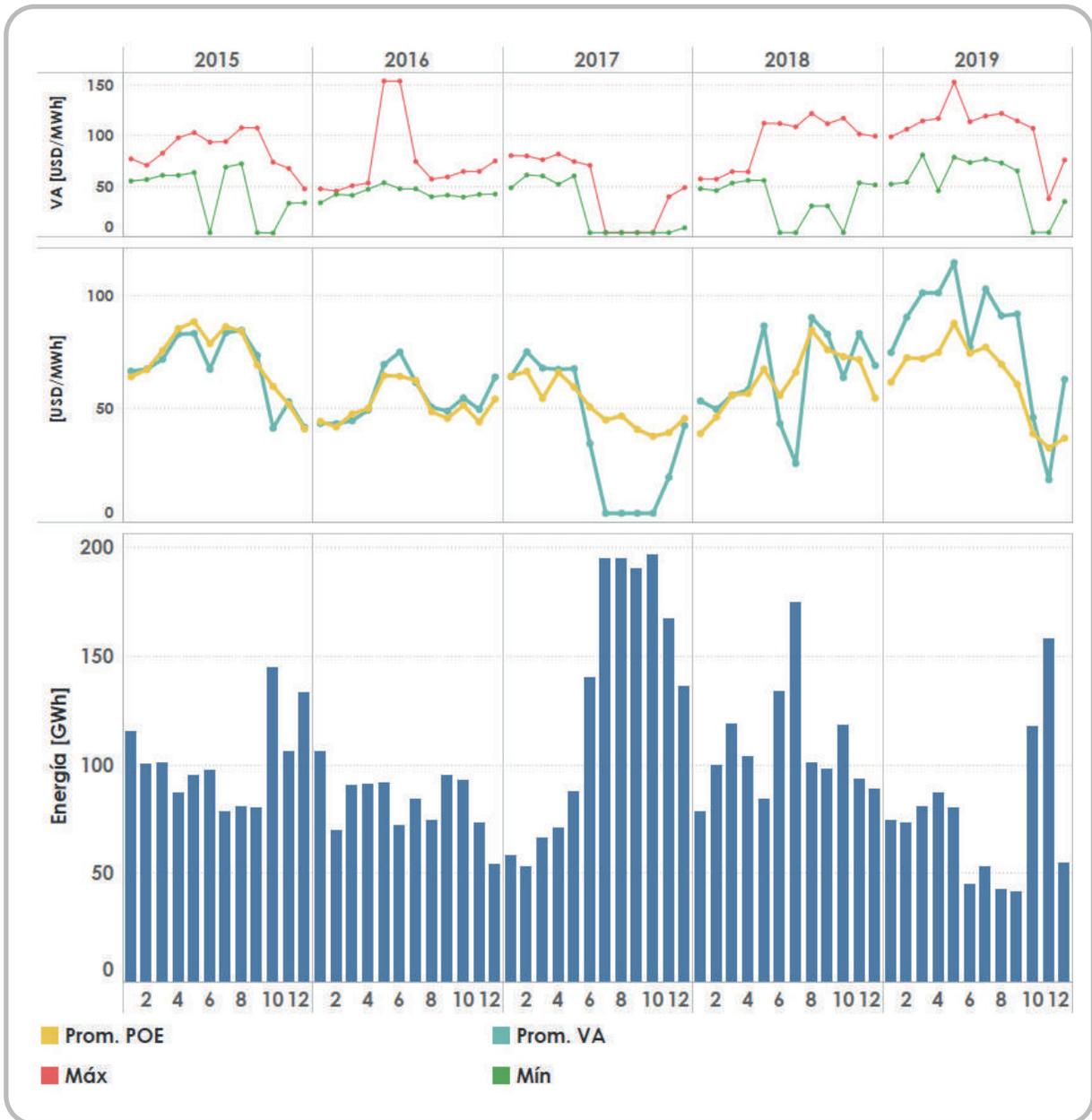
Por su parte, la central Hidroeléctrica Chixoy, única central que posee embalse de regulación anual, el costo variable de generación es igual al valor del agua (VA) calculado por el AMM, cuyo valor mínimo es su costo variable de operación y mantenimiento.

El valor del agua embalsada corresponde al costo de oportunidad de dicho recurso en el despacho. Este valor se obtiene a partir de metodologías de cálculo relacionadas con programas de optimización hidrotérmica que permiten estimar el costo futuro del agua en el despacho.

En la gráfica siguiente se puede observar los históricos del Valor del Agua de la Hidroeléctrica Chixoy y su respectiva generación; en ese sentido, se puede apreciar que existe una correspondencia entre los valores del Valor del Agua y los volúmenes de energía despachada; es decir, a valores de agua bajos, altos volúmenes de energía despachada y viceversa.

Asimismo, el VA de la central Hidroeléctrica Chixoy es afectado por el costo marginal del sistema y el efecto de la participación térmica del parque generador, por lo cual, se dice que es una central tomadora de precio. También se observa que derivado de los fenómenos climáticos de 2015 y 2016, hubo una reducción de lluvias en la zona de influencia de la cuenca del Río Negro, el cual, alimenta el embalse de la Hidroeléctrica Chixoy, a diferencia del 2017 (a partir de junio), que fue un año lluvioso.

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



En la gráfica anterior se muestra que en los períodos en los cuales el promedio del VA es bajo, aumentó el volumen de energía despachada; asimismo, el promedio del VA tiene una diferencia significativa respecto al valor promedio del precio de oportunidad de la energía.

4.3.3 Mercado de Oportunidad y el precio Spot

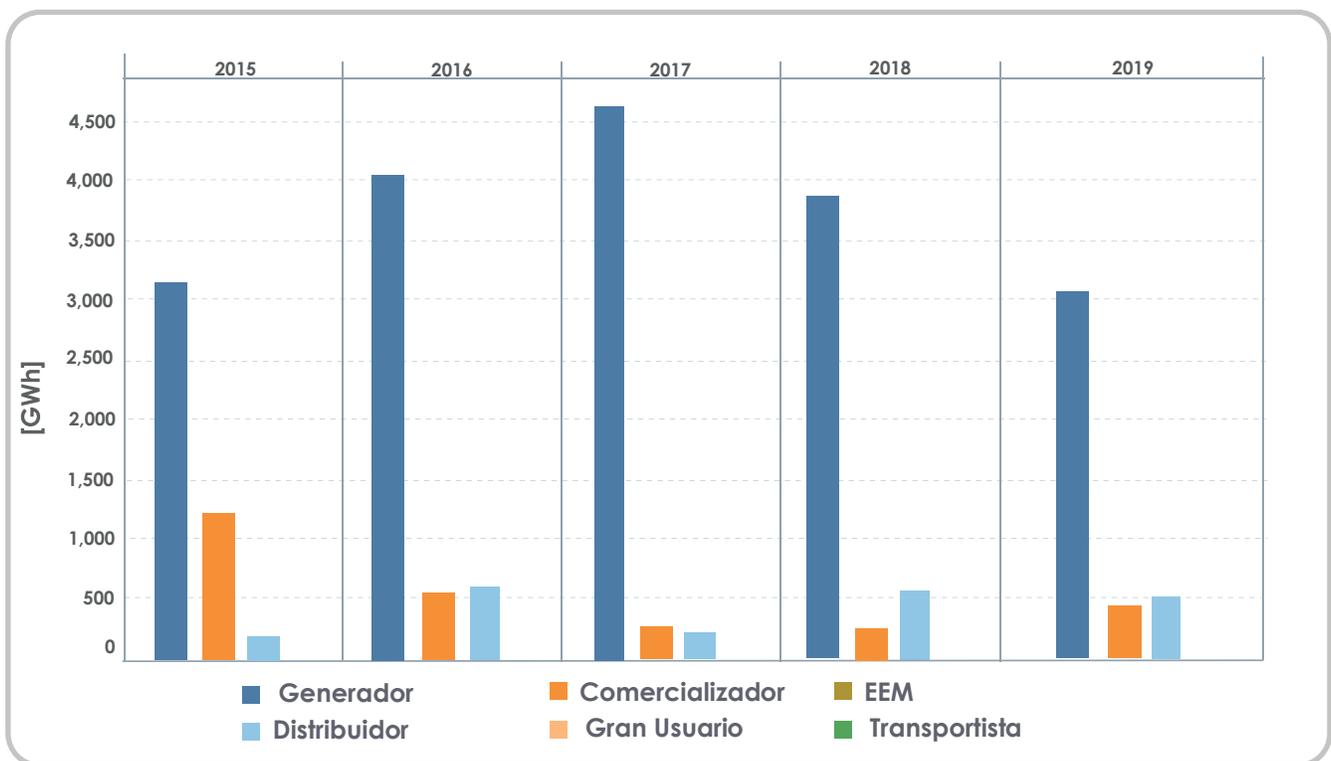
El Mercado de Oportunidad o Mercado Spot es el conjunto de transacciones de compra y venta de energía de corto plazo. Dichas transacciones se liquidan al precio de oportunidad de la energía¹⁷.

¹⁷ Precio Spot se encuentra definido en el artículo 1 del RAMM

En este mercado participan los generadores comprando energía para cumplir sus compromisos contractuales o sus transacciones de exportación. De igual forma, venden sus excedentes de energía que no estén comprometidos en contratos. Los Grandes Usuarios, Distribuidores y Exportadores participan comprando la energía que demandan y que no se encuentre cubierta por contratos de abastecimiento¹⁸, o pueden vender excedentes de energía de contratos si los tuvieran. Los transportistas participan de igual forma comprando la energía para cubrir sus consumos propios cuando estos no están cubiertos mediante contratos. De igual manera, los comercializadores venden y compran según los excedentes o faltantes de sus Grandes Usuarios en cada hora.

La gráfica siguiente muestra los volúmenes totales de energía vendida en el Mercado de Oportunidad para el período 2015 -2019 por cada Participante del Mercado Mayorista. Para los años 2015 al 2017, el porcentaje de energía transada alcanzaba en promedio el 40% de la energía total generada y para los años 2018 y 2019 se redujo a 30%. Se puede observar que los mayores vendedores de energía en el Mercado Mayorista son los generadores y en menor medida los Distribuidores y Comercializadores; esto derivado de la venta de sus excedentes de energía contratada en el mercado de oportunidad.

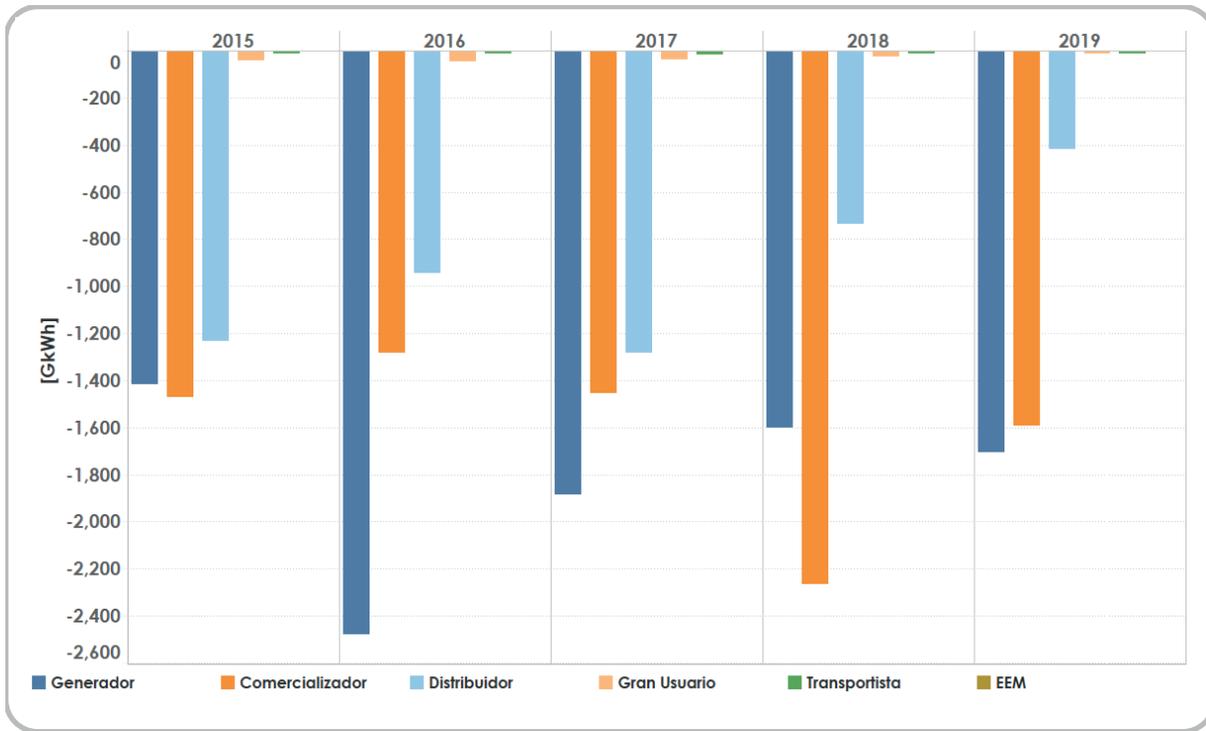
Gráfica 17. Ventas de energía en el Mercado de Oportunidad 2015 – 2019



La siguiente gráfica presenta las compras de energía en el Mercado de Oportunidad, misma en la que se aprecia que a partir del año 2017 se han reducido significativamente las compras en dicho mercado, siendo el año 2019 el año con menores compras. Los mayores compradores en el Mercado de Oportunidad son los Generadores y los Comercializadores con porcentajes de participación del 45.6% y 42.6% respectivamente para el año 2019.

¹⁸ Los contratos de abastecimiento se encuentran definidos en la NCC-13

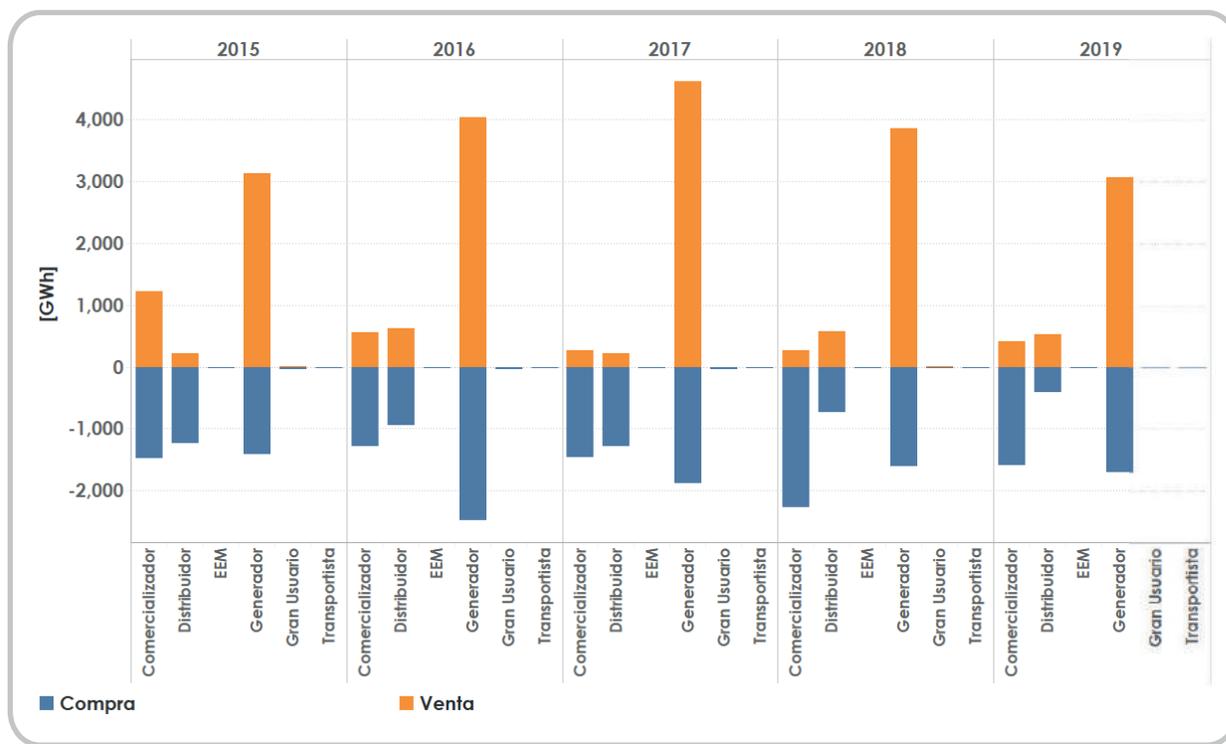
Gráfica 18. Compras de Energía en el Mercado de Oportunidad



Al consolidar los resultados de compra y venta en el Mercado de Oportunidad de forma anual, se observa que los mayores compradores en el referido mercado son los Generadores, seguidos de los comercializadores; de igual forma, estos participantes son los mayores vendedores en el Mercado de Oportunidad.

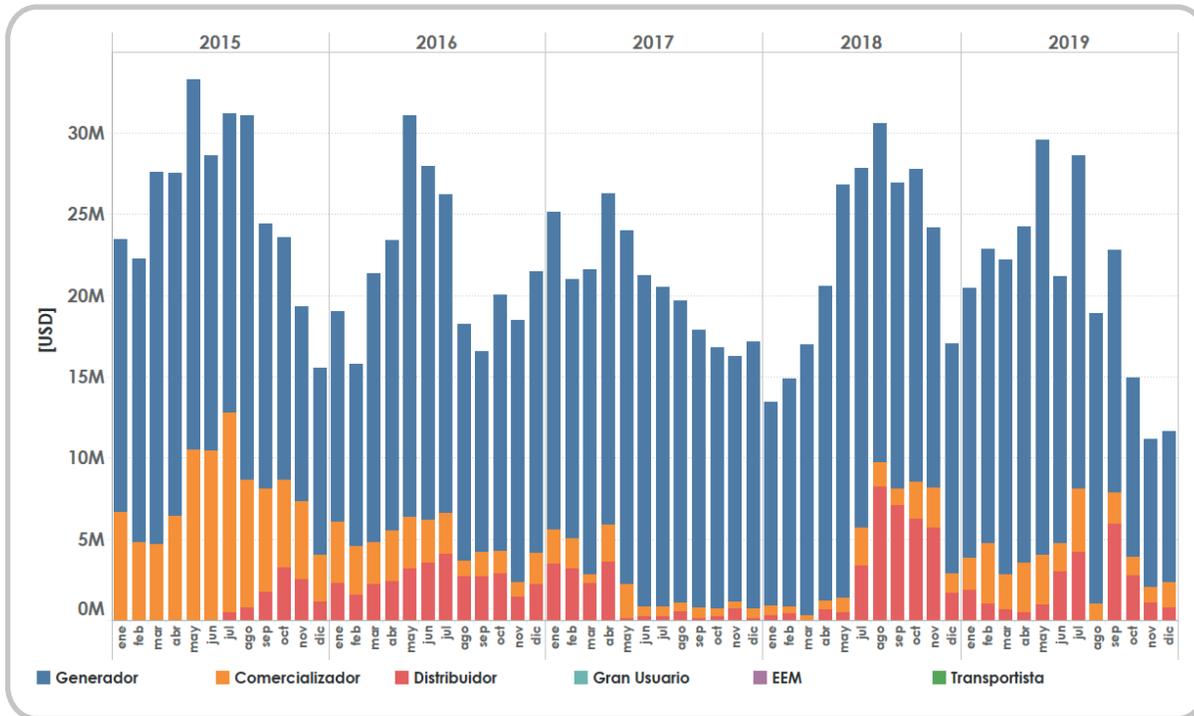
En la gráfica siguiente se aprecia la consolidación de las compras y ventas en el Mercado de Oportunidad. La siguiente gráfica presenta las compras de energía en el Mercado de Oportunidad, misma en la que se aprecia que a partir del año 2017 se han reducido significativamente las compras en dicho mercado, siendo el año 2019 el año con menores compras.

Gráfica 19. Volúmenes de energía eléctrica transada en el Mercado de Oportunidad



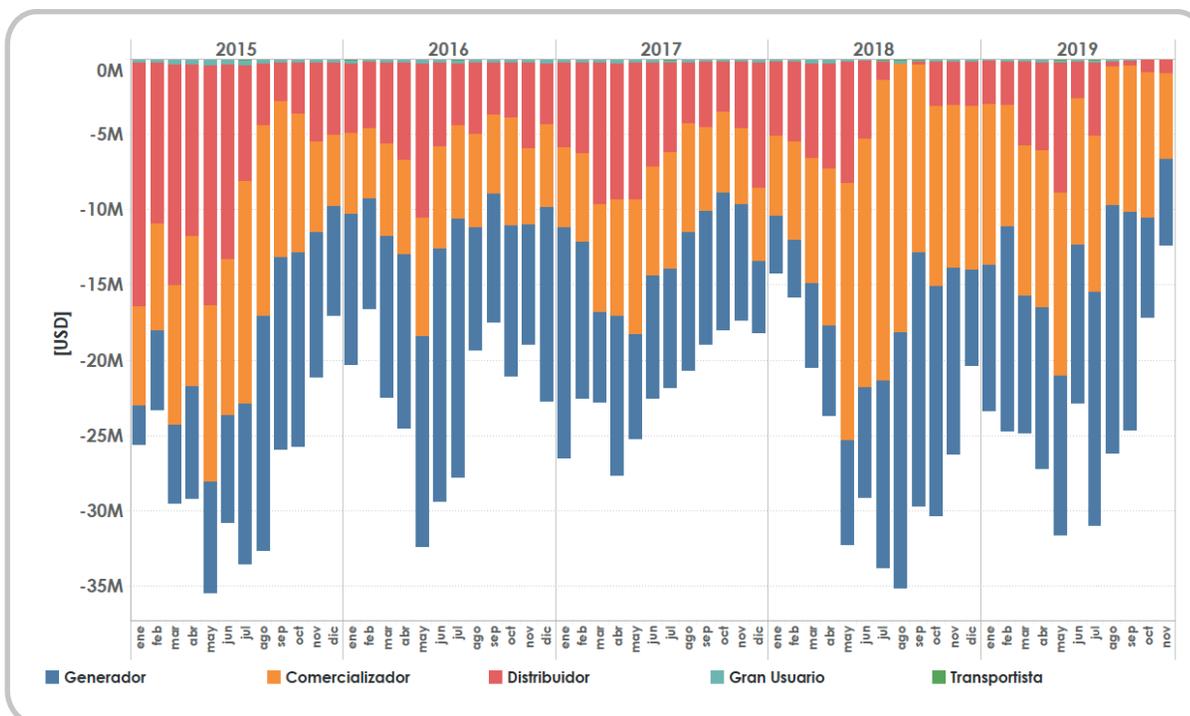
La energía que se vende y compra en el mercado de oportunidad se valoriza al precio de oportunidad de la energía, el cual, se fija de forma horaria por la unidad o central marginal. Por lo tanto, la valorización de la energía transada en este mercado depende directamente de los costos variables de generación de las unidades o centrales que se encuentran operando en cada hora. En el gráfico siguiente se muestran los montos monetarios consolidados anualmente, recibidos por los participantes del Mercado Mayorista que vendieron energía en el mercado de oportunidad. Los referidos montos han disminuido hasta el año 2018, ya que a partir del año 2019 se observa un leve incremento interanual del 0.6%.

Gráfica 20. Monto de ventas al Mercado de Oportunidad



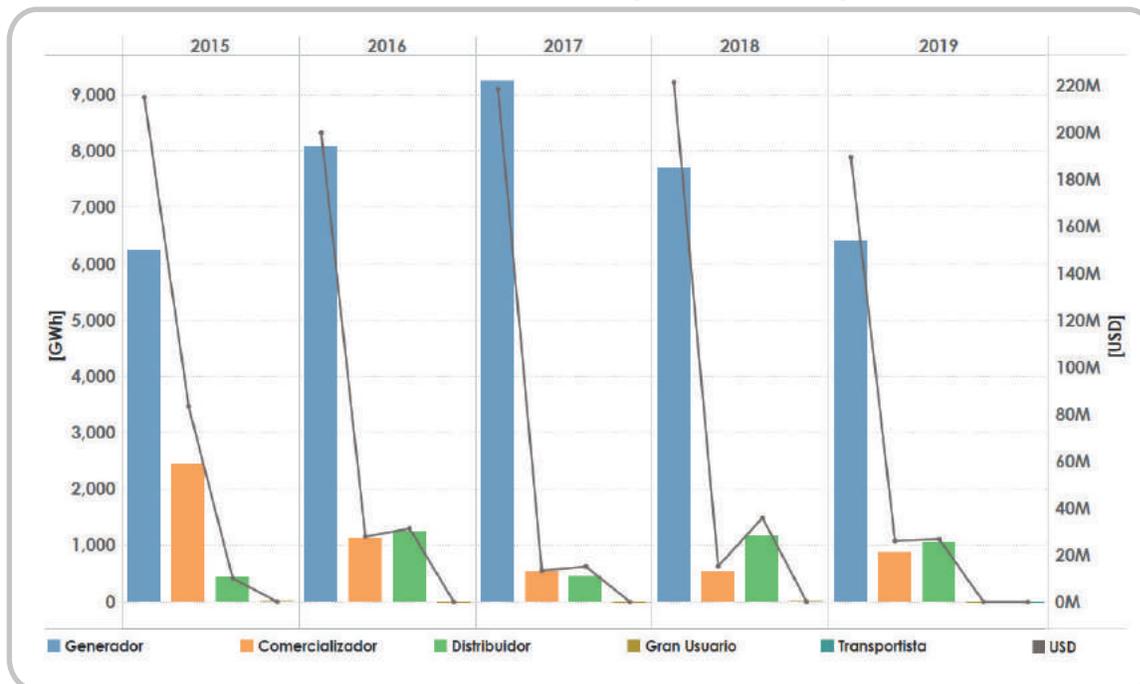
A continuación, se muestran los montos monetarios correspondientes a las compras de energía de cada Participante del Mercado Mayorista; se observa que el año 2017 fue el año con menores montos de compras en el Mercado de Oportunidad seguido del año 2019.

Gráfica 21. Monto de Compras en el Mercado de Oportunidad

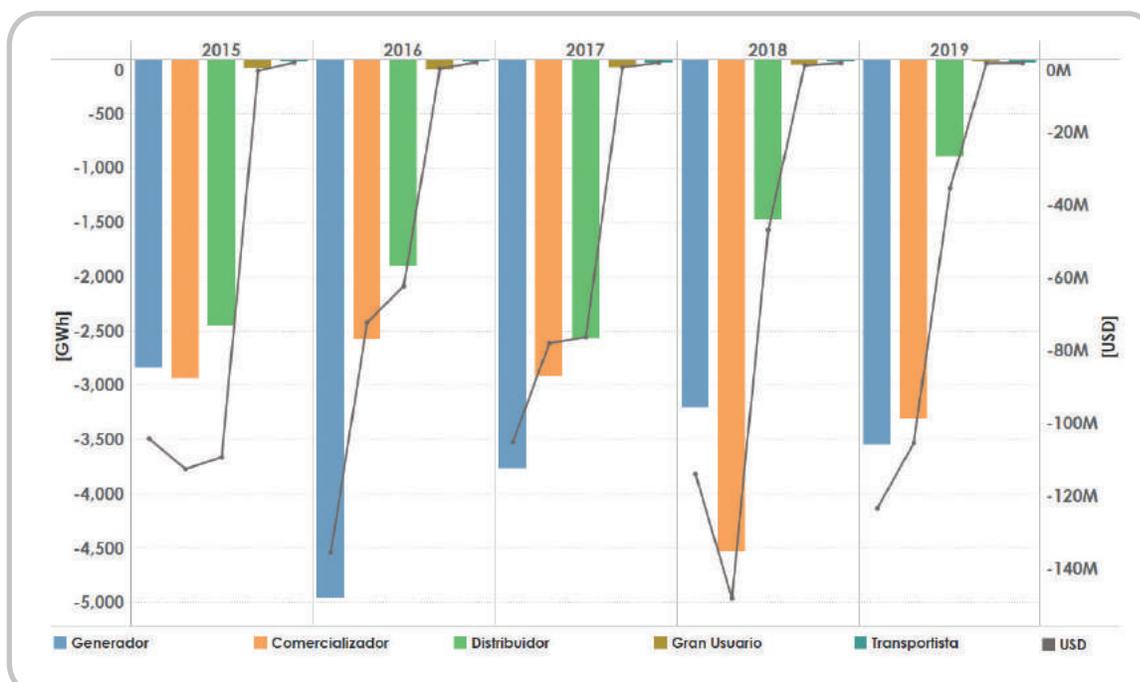


Para visualizar los efectos de las ventas y compras en el Mercado de Oportunidad sobre el comportamiento del Precio de Oportunidad de la Energía, en las gráficas siguientes se presentan los volúmenes de energía y montos monetarios de las ventas y compras de energía en el Mercado de Oportunidad. En las referidas gráficas se puede apreciar que no se tiene una tendencia específica en las compras y ventas en el Mercado de Oportunidad; dichas transacciones corresponden a las necesidades de cada participante para satisfacer sus compromisos.

Gráfica 22. Relación de las ventas de energía en el Mercado de Oportunidad con los montos recibido por ese concepto



Gráfica 23 Relación de las compras de energía en el Mercado de Oportunidad con los montos pagados por ese concepto



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 Mayorista¹⁹. Para el año 2015, el precio Spot promedio anual alcanzó un valor de 71.12 dólares por cada Megavatio transado en una hora. Para el 2019, tuvo una reducción del 11% equivalente a 8 dólares aproximadamente.

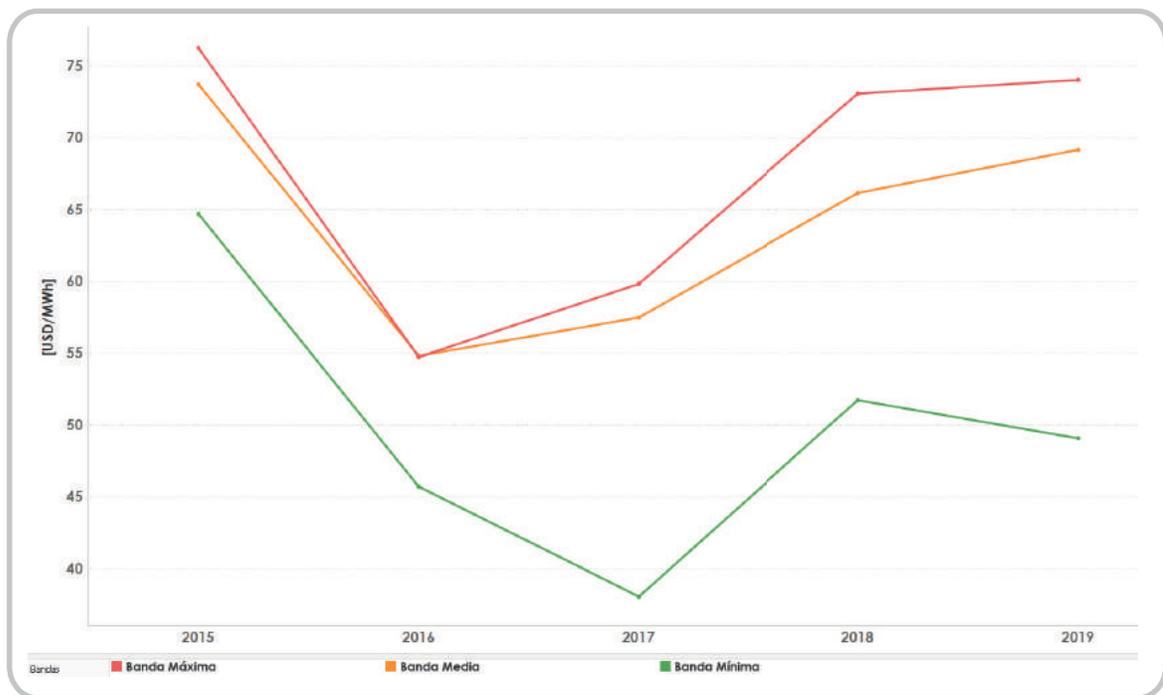
Respecto del 2015 para el año 2016, disminuyó en un 27% el precio Spot y permaneció casi constante por un año más. A pesar que lo anterior nos permite inferir que el Spot es estable, para el 2019 aumentó en casi 23% (12 dólares).

Lo anterior puede estar relacionado a varios factores, entre ellos, se pueden mencionar:

- Menor aporte de centrales hidroeléctricas derivado a los fenómenos ambientales.
- Disponibilidad de unidades térmicas con bajos CVG.

Este comportamiento se observa en la gráfica siguiente:

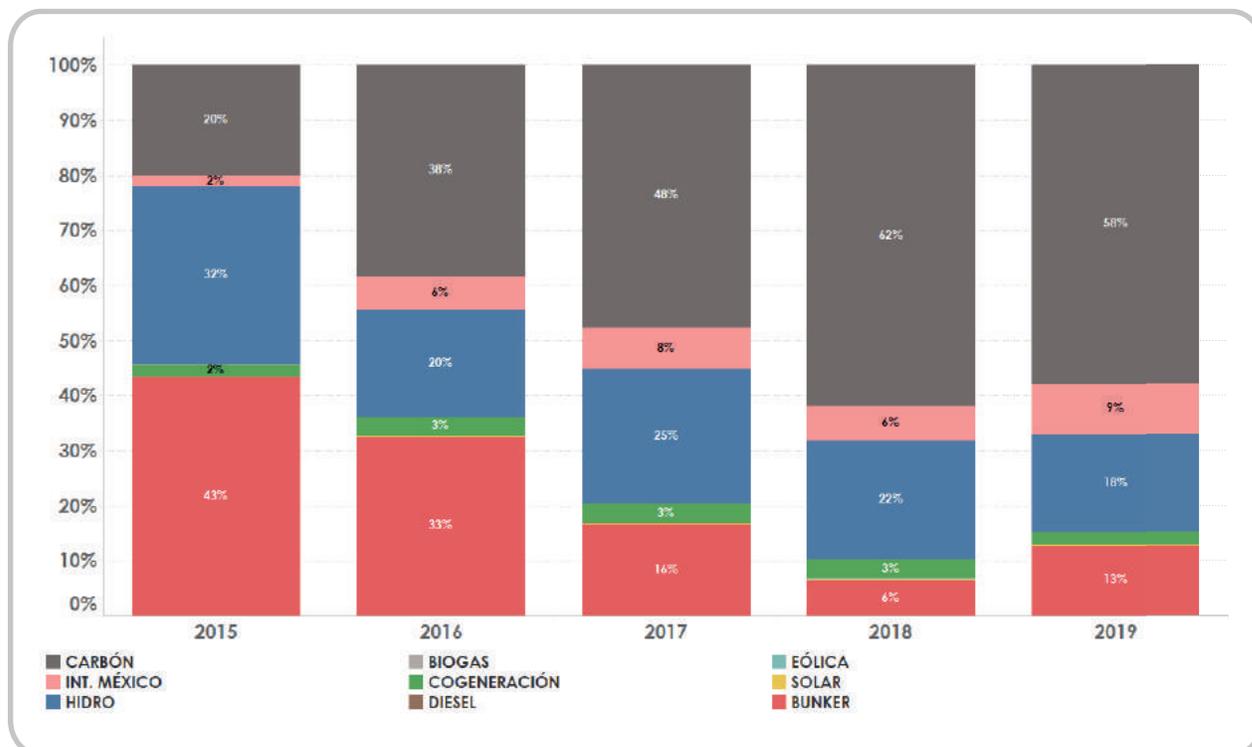
Gráfica 24. Precio Spot promedio mensual por banda horaria



¹⁹ Reglamento del AMM, Artículo 1

De la gráfica anterior se logra apreciar cómo el precio Spot ha evolucionado respecto de sus diferentes bandas horarias. Del año 2015 a 2017, la diferencia entre la banda media y la máxima es minúscula, mientras que para 2018 – 2019 la brecha fue más significativa. Considerando que el Precio de Oportunidad de la Energía varía en función del valor del costo marginal de corto plazo (1 hora), se logra apreciar que realmente hay diferencia entre consumir en la banda mínima, media o máxima. Lo anterior podría estimular a los participantes consumidores a modificar sus patrones.

Gráfica 25. Evolución de los recursos que definen la Unidad Generadora Marginal

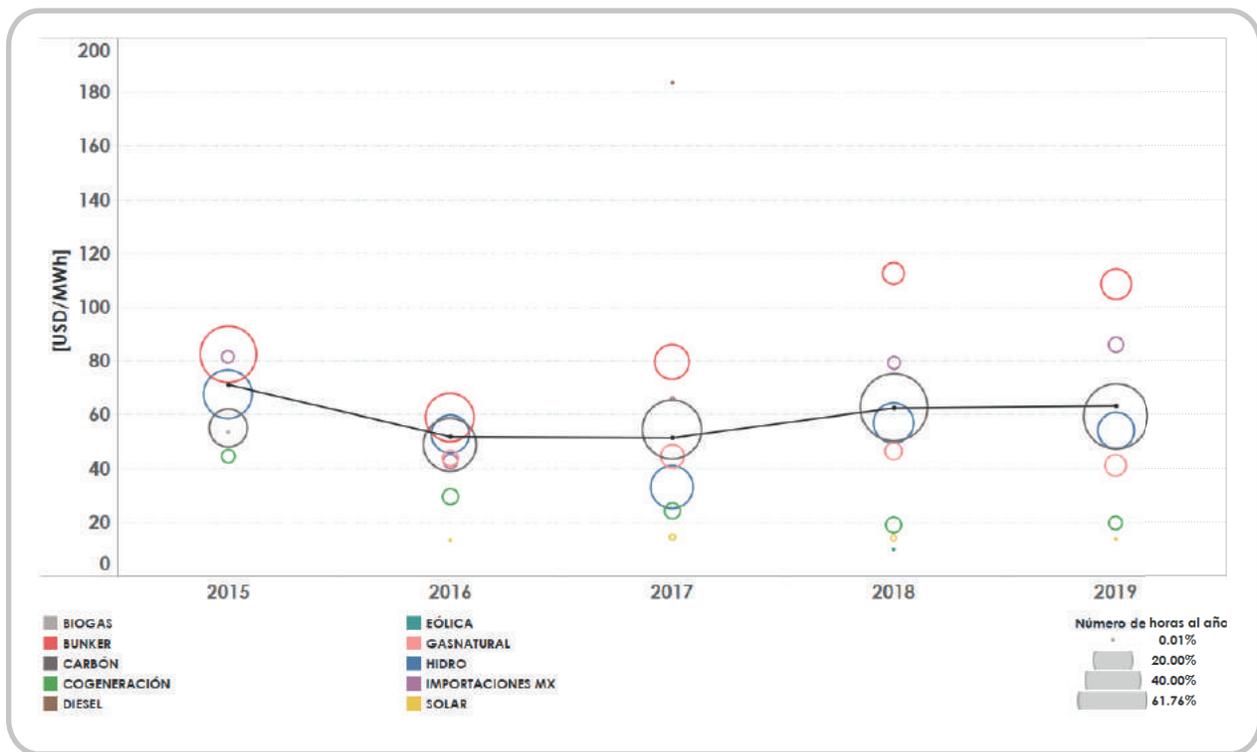


La siguiente gráfica integra el Precio Spot promedio anual con los Costos Variables de Generación (CVG), correspondientes a las centrales marginales según el tipo de combustible.

La gráfica 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 26. Precio Spot promedio anual vs Costo Variable de Generación (CVG) marginal según el tipo de combustible



En la gráfica anterior se puede observar que a partir del año 2016, las centrales que utilizan como combustible carbón, presentan un mayor número de horas en las cuales marginaron, seguido de las centrales Hidroeléctricas y las centrales bunker, las cuales marginaron en promedio para el año 18.07% y 12.69% de las horas para el año 2019.

En los últimos 2 años las importaciones con México han incrementado su participación en las horas que marginan pasando del 0.16% del año 2017 a un aproximado de 3% para el año 2019. Respecto a las centrales eólicas y solares fotovoltaicas, se aprecia que las mismas no han sido representativas en las horas que marginan para el periodo de análisis.

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

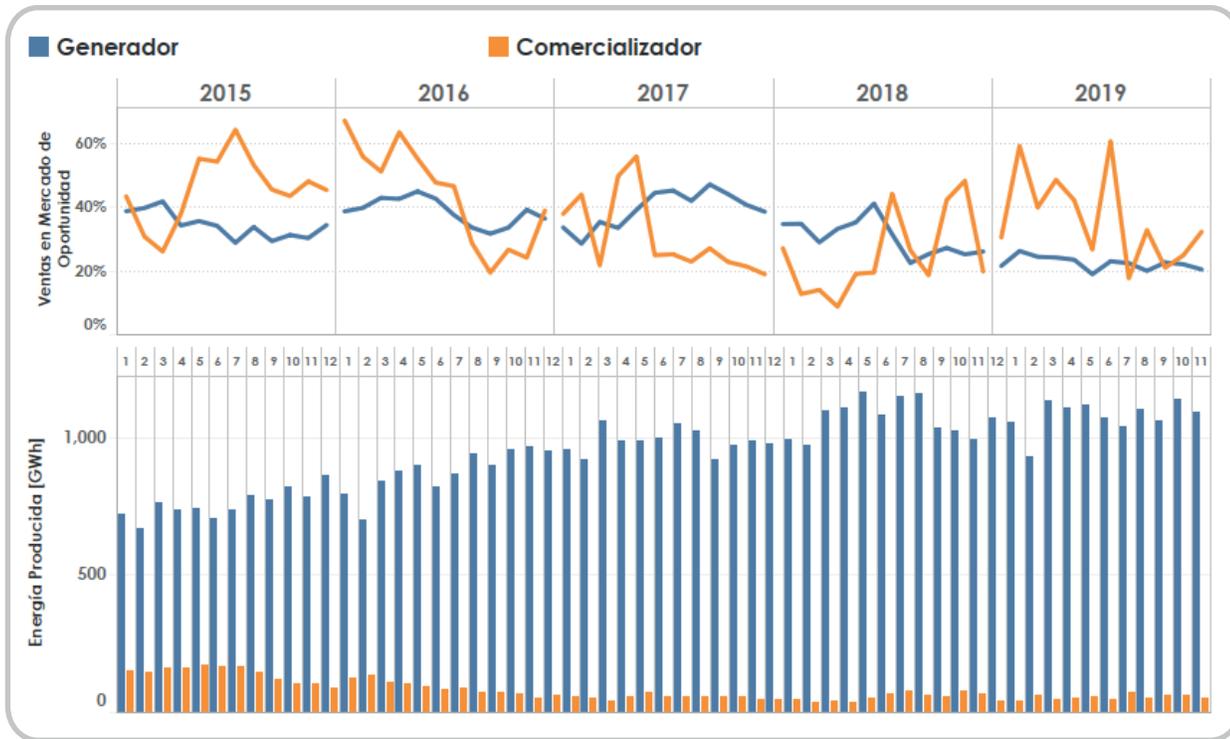
En el Mercado Mayorista la oferta de energía es puesta a disposición de la demanda de manera directa por:

- Las centrales generadoras.
- Los comercializadores que representan a las centrales a través de un contrato de comercialización de oferta.
- 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 a partir del 2015 se tiene un incremento en el porcentaje de la energía producida representada por los comercializadores que se vende en el Spot (línea naranja), a pesar que el volumen total de generación representado por el referido agente ha ido disminuyendo, pasando de 1,692 GWh el año 2015 a un valor de 614 GWh el año 2019.

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

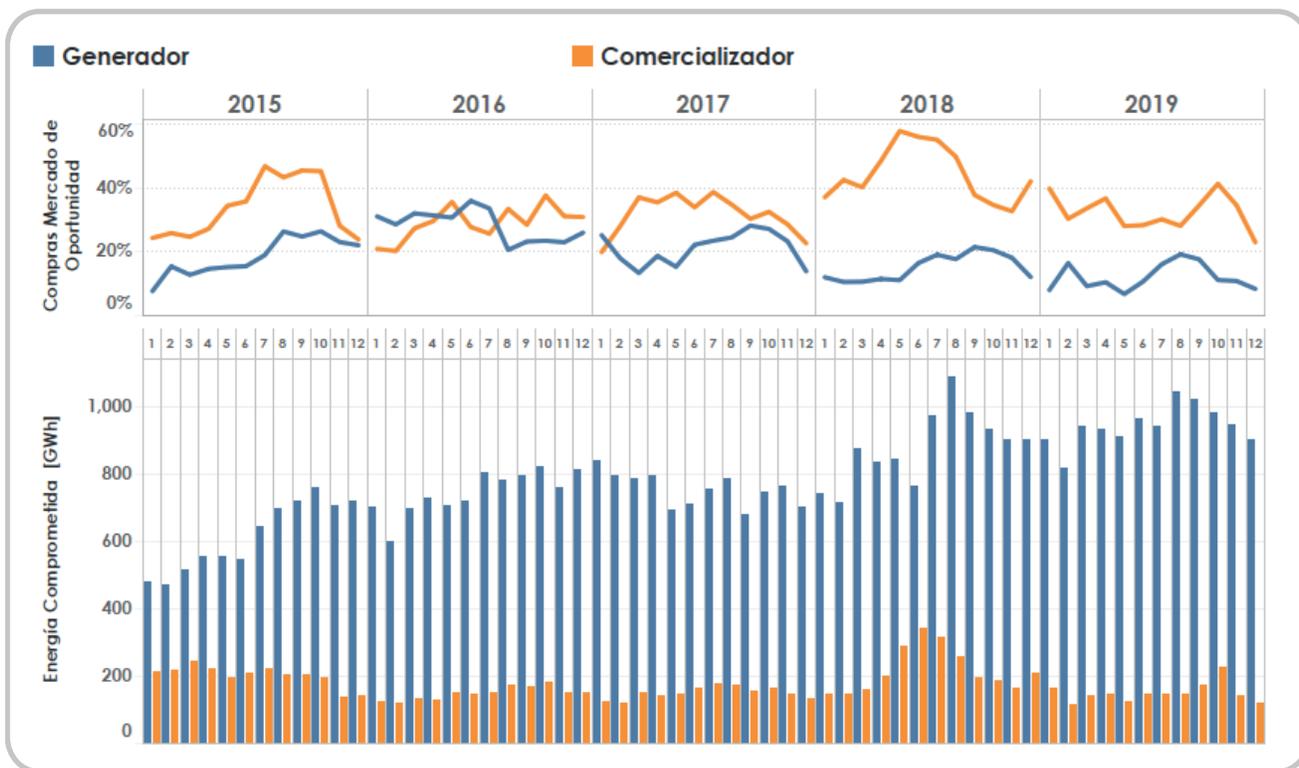


Los participantes productores adquieren compromisos de suministrar energía a través de los contratos del Mercado a Término, en los cuales, se definen volúmenes y demás condiciones pactadas entre partes que son informadas al AMM²⁰.

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 Término²¹. 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 28. Energía comprometida y la porción comprada en el Mercado de Oportunidad por los Participantes Productores



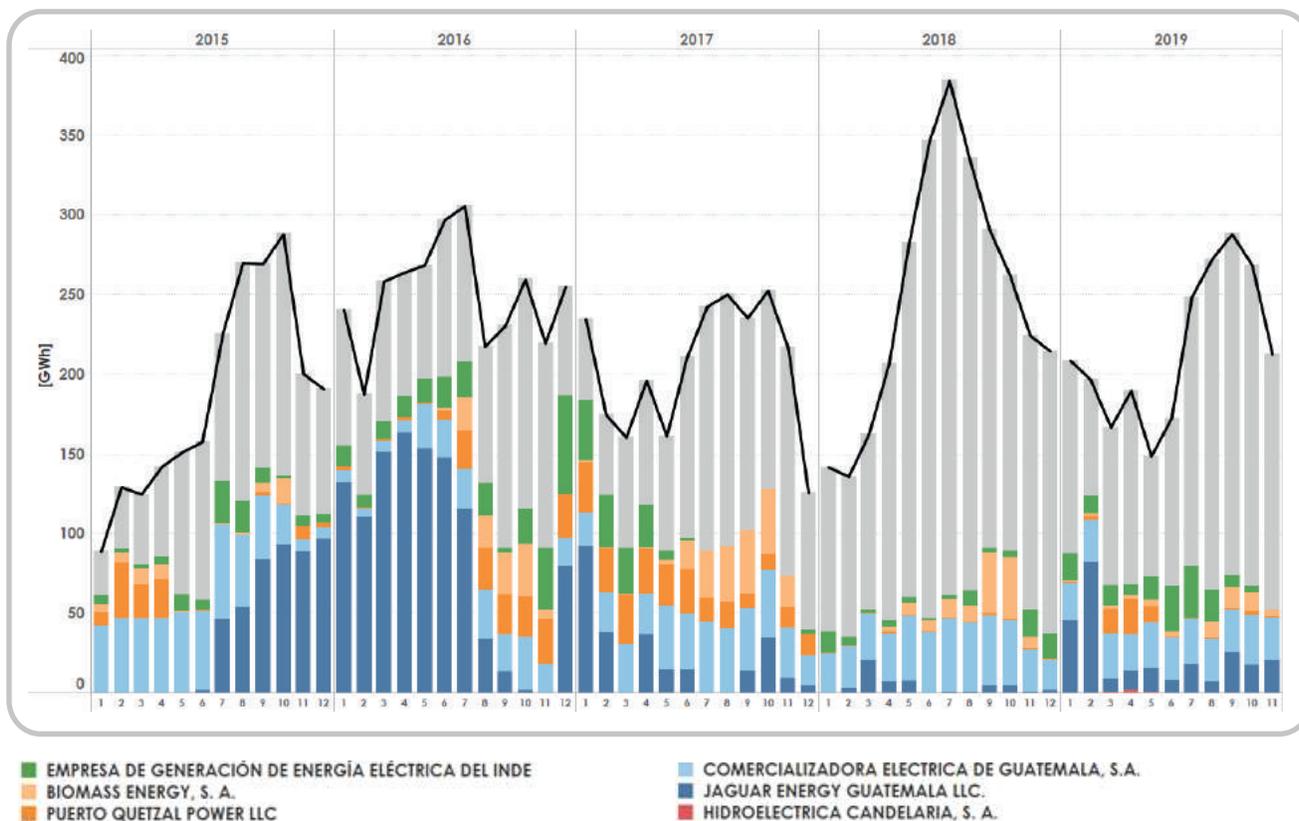
²⁰ El procedimiento para informar las condiciones se encuentra establecido en la Norma de Coordinación Comercial No. 13

²¹ El Mercado a Término es el descrito en el literal b) del artículo 4 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista

Como se evidencia en la gráfica anterior, los participantes productores que más volumen de energía compran en el Mercado de Oportunidad son los comercializadores, comprando en el referido mercado, un rango promedio de 29% al 34% en el periodo de análisis; adicional a lo anterior, los Generadores en el último año compraron aproximadamente en promedio, el 12% de su energía comprometida, esto para cumplir con dicho compromiso contractual.

En la siguiente gráfica se presentan los volúmenes de energía totales comprados por los agentes generadores y comercializadores para cumplir sus contratos del Mercado a Término. En dicha gráfica se observa que los generadores son los agentes con mayores compras de energía en el Spot para cumplir sus compromisos, siendo Puerto Quetzal Power, LLC y Jaguar Energy Guatemala, LLC los que más participan en dichas transacciones.

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

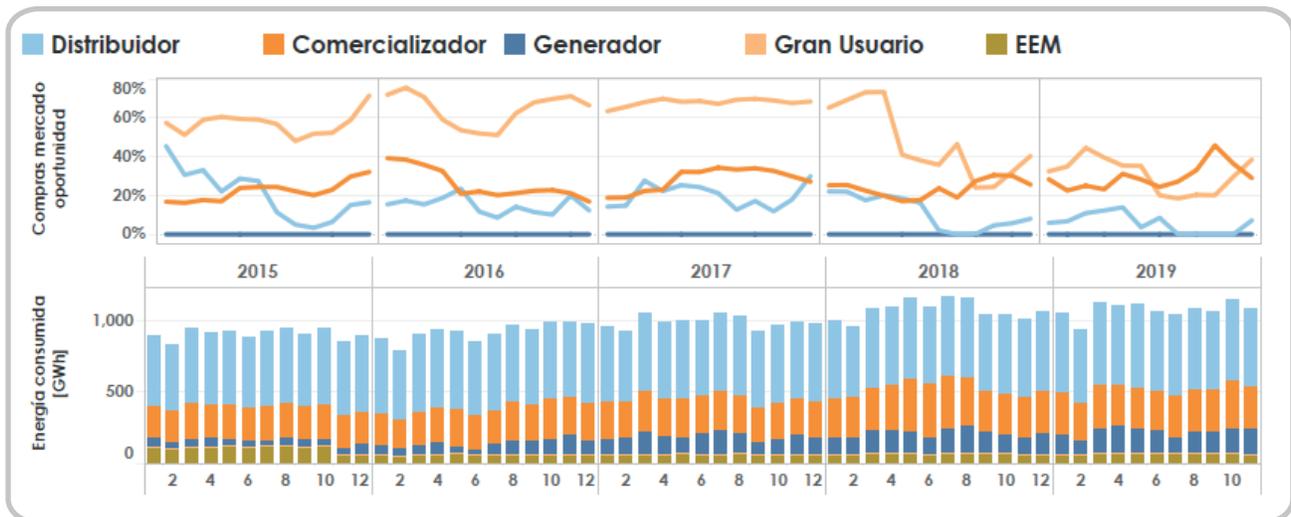


4.3.3.3 Mercado de Oportunidad desde el punto de vista del Participante Consumidor

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.

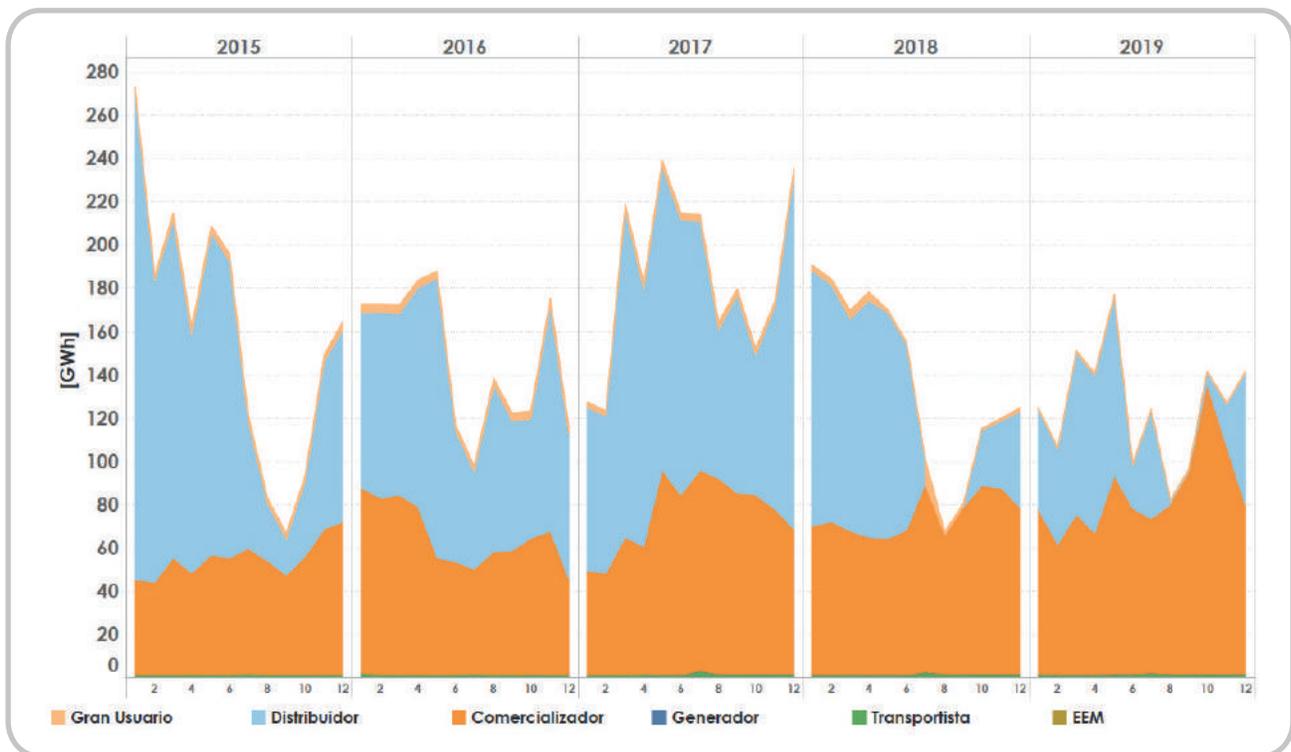
En la gráfica siguiente se observa que los consumidores que compran una mayor proporción de su consumo en el Mercado de Oportunidad, la mayoría del tiempo son los Grandes Usuarios Participantes, observándose que hay meses en los cuales la proporción de sus compras en referido mercado alcanzó el 75.6%; no obstante, en los últimos años también se observa que en algunos meses los comercializadores son los que realizan una mayor compra en el Mercado de Oportunidad para su consumo, lo cual se aprecia para octubre de 2019, alcanzando un 45.9% de compras.

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



En la siguiente gráfica se observa el volumen total de energía comprada en el Mercado de Oportunidad. Se identifica que en los últimos años los comercializadores son los compradores de los mayores volúmenes de energía en dicho mercado, seguidos de las distribuidoras. El volumen de energía comprado en el Mercado de Oportunidad por los Grandes Usuarios Participantes y por los transportistas (por consumos propios) es significativamente menor.

Gráfica 31. Energía total comprada en el Mercado de Oportunidad



4.3.4 Generación Forzada

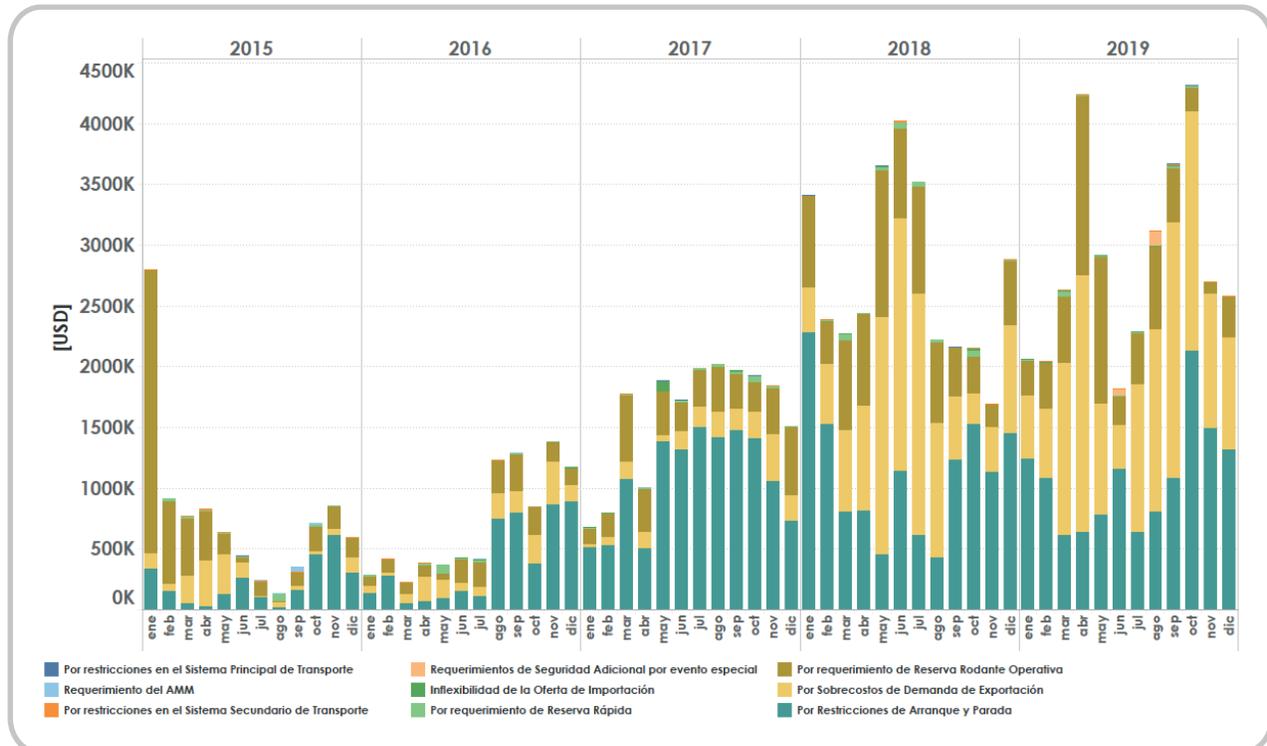
La generación forzada es la energía producida por una Unidad Generador Forzada²². El forzamiento ocurre cuando una central es requerida por una razón distinta a su costo variable de generación. Dicha central es requerida cuando su CVG es superior al precio Spot en el nodo donde esta se conecta. El sobre costo correspondiente será asumido por los responsables de la restricción²³. De acuerdo a la normativa, existen 11 distintas causales que dan origen a la generación forzada.

²² En el artículo 1 del RAMM se encuentra definida Unidad Generadora Forzada.

²³ En la NCC-5 se establecen los motivos por los cuales existe la Generación Forzada y quién para el sobre costo de cada motivo.

En el gráfico siguiente se presenta el monto total de sobrecosto por generación forzada y los porcentajes 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 2015 llegando a un monto total de 34,384,855 millones de dólares estadounidenses para el año 2019.

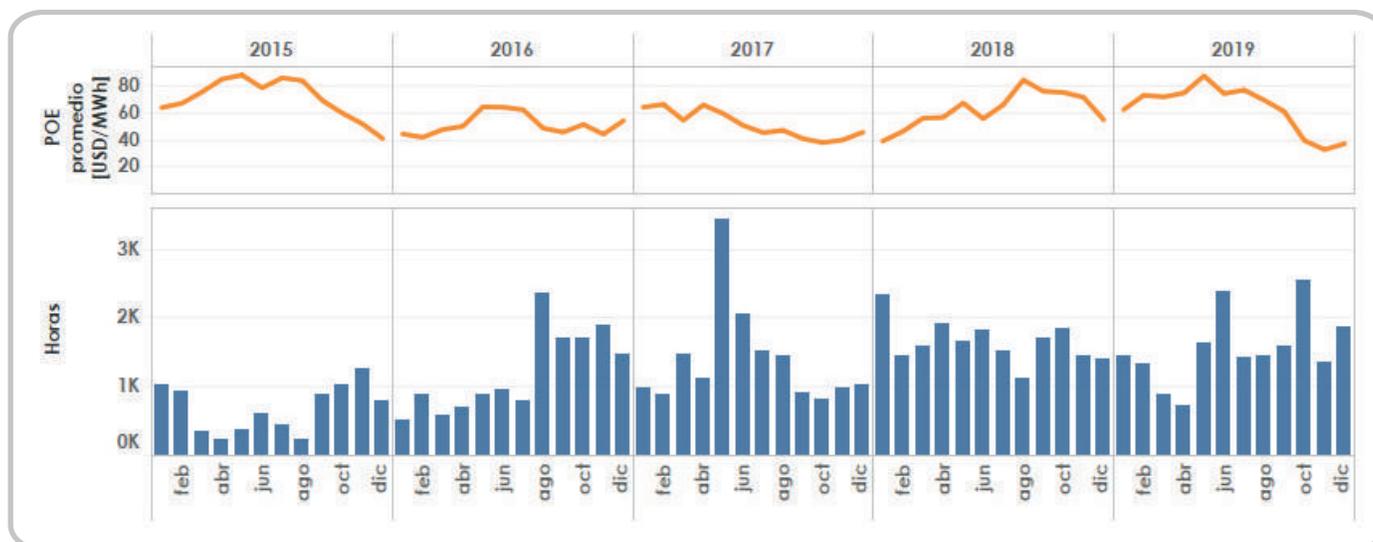
Gráfica 32. Monto total de sobre costo de Generación Forzada por cada tipo



Para el causal “arranque y parada”, su sobrecosto anual representó el 37.71% de los montos totales, producto de la generación forzada para el año 2019. Esta 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.

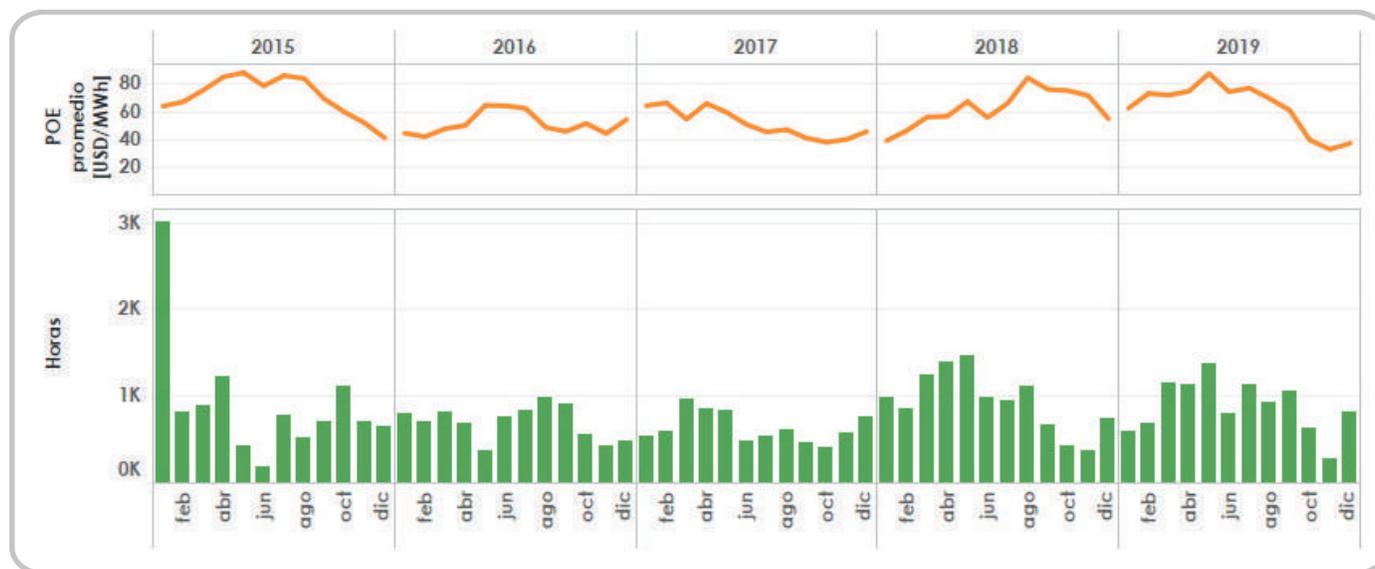
Gráfica 33. Número de horas por central con generación forzada por arranque y parada



El sobrecosto anual de la generación forzada por “reserva rodante operativa” representó el 18.37% del total de sobre costo por generación forzada para el 2019. 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 la que mayor presta este servicio. En ocasiones, para brindar el servicio de RRO, la unidad generadora “hidro” o motores recíprocos 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 34. Número de horas por central con generación forzada por el servicio de RRO



Los agentes con mayor porcentaje en la generación forzada para prestar el servicio de RRO son Duke Energy Internacional, Poliwatt Limitada y la Empresa de Generación de Energía Eléctrica del INDE, siendo este último el de mayor participación a través de las centrales Chixoy y Jurún Marinalá.

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, los participantes productores compran y venden potencia entre sí y los participantes consumidores compran a los participantes productores la potencia que les permite garantizar su abastecimiento y cumplir sus obligaciones normativas de cobertura de demanda; con ello, el comprador asegura tener la disponibilidad de consumir energía hasta el nivel de demanda pactado y el vendedor deberá contar con unidades generadoras debidamente calificadas con Oferta Firme Eficiente para respaldar dicha cobertura; las diferencias que surjan durante la operación del sistema entre la potencia contratada y la potencia demandada se cubren y asignan en el mercado de desvíos de potencia.

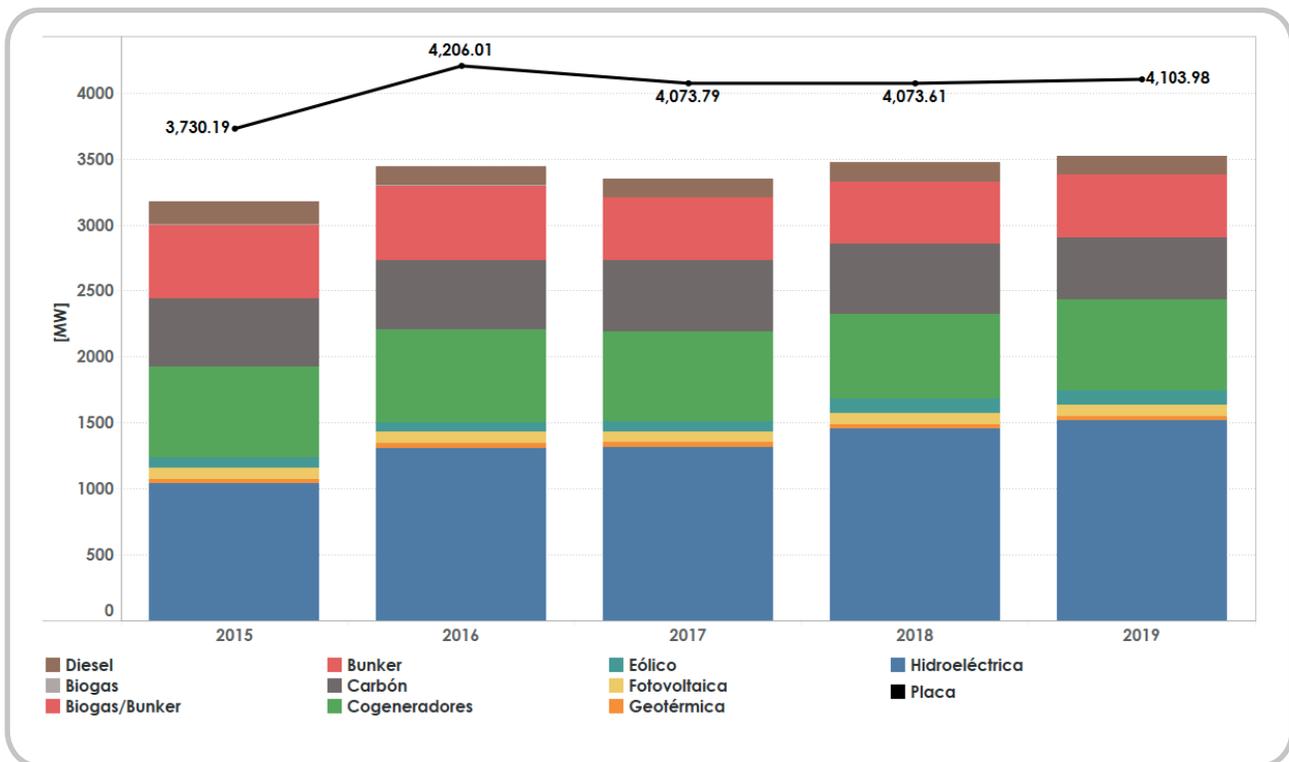
Cuando nos referimos a potencia en el Mercado Mayorista Guatemalteco se entiende lo siguiente:



4.4.1 Capacidad en el SNI

Cada central generadora conectada al SNI posee una capacidad determinada por el fabricante. Dicha capacidad se ve afectada por las condiciones físicas y operativas de cada unidad, por lo que se les practica una prueba de Potencia Máxima a las unidades de las centrales conectadas al SNI para determinar la capacidad real que efectivamente pueden entregar al sistema con las condiciones eléctricas y físicas del punto en el que fueron emplazadas. A la sumatoria de dichas capacidades se le conoce como capacidad efectiva; la evolución de esta se muestra en el siguiente gráfico, comparándola con la capacidad de placa de las unidades.

Gráfica 35. Capacidad Instalada y Efectiva Total en el SNI



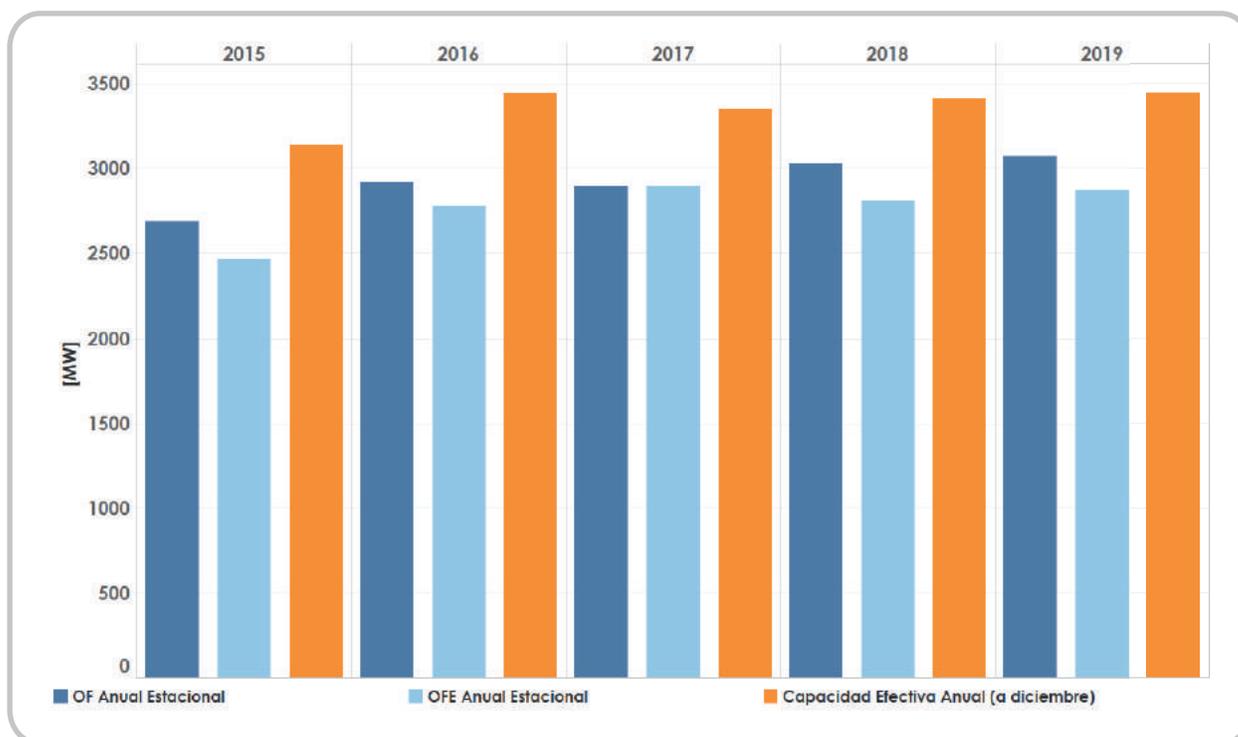
La capacidad efectiva de las centrales hidroeléctricas en el periodo de 2015-2019 ha incrementado con un valor aproximado de 1,039 MW para el año 2015 y llegando a un valor aproximado de 1,519 MW. Esto derivado de la adición de nuevas centrales hidroeléctricas en el SNI. De igual forma, las centrales eólicas aumentaron su capacidad efectiva en el año 2018 con la adición de la central Las Cumbres, alcanzando una capacidad aproximada para el año 2019 de 106.5 MW.

Para el año 2019, la capacidad efectiva de las centrales térmicas se redujo en aproximadamente 165 MW en comparación con el año 2015. Tomando en cuenta lo descrito en los párrafos anteriores, se puede observar que la capacidad del parque generador en su totalidad aumentó aproximadamente en 344 MW para el 2019 respecto del año 2015.

4.4.2 Oferta

En la Gráfica siguiente se observa la comparación de la Oferta Firme (OF) y Oferta Firme Eficiente (OFE)²⁴ en los últimos 5 años estacionales y la capacidad efectiva para el mes de diciembre correspondiente. La capacidad efectiva es la potencia de la unidad generadora tras haber sufrido degradaciones de capacidad por diversos motivos, por lo que la tendencia de la capacidad efectivamente instalada del sistema no siempre es creciente. Por otra parte, se compara la capacidad de comprometer potencia en contratos²⁵ (OFE) respecto de la OF.; el promedio de los últimos cinco años, de la relación entre la OFE y OF, es superior al 94% manifestando que la capacidad de las unidades generadoras de suscribir contratos es plena.

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



²⁴ La Oferta Firme y la Oferta Firme Eficiente se encuentran definidas en el artículo 1 del RAMM.

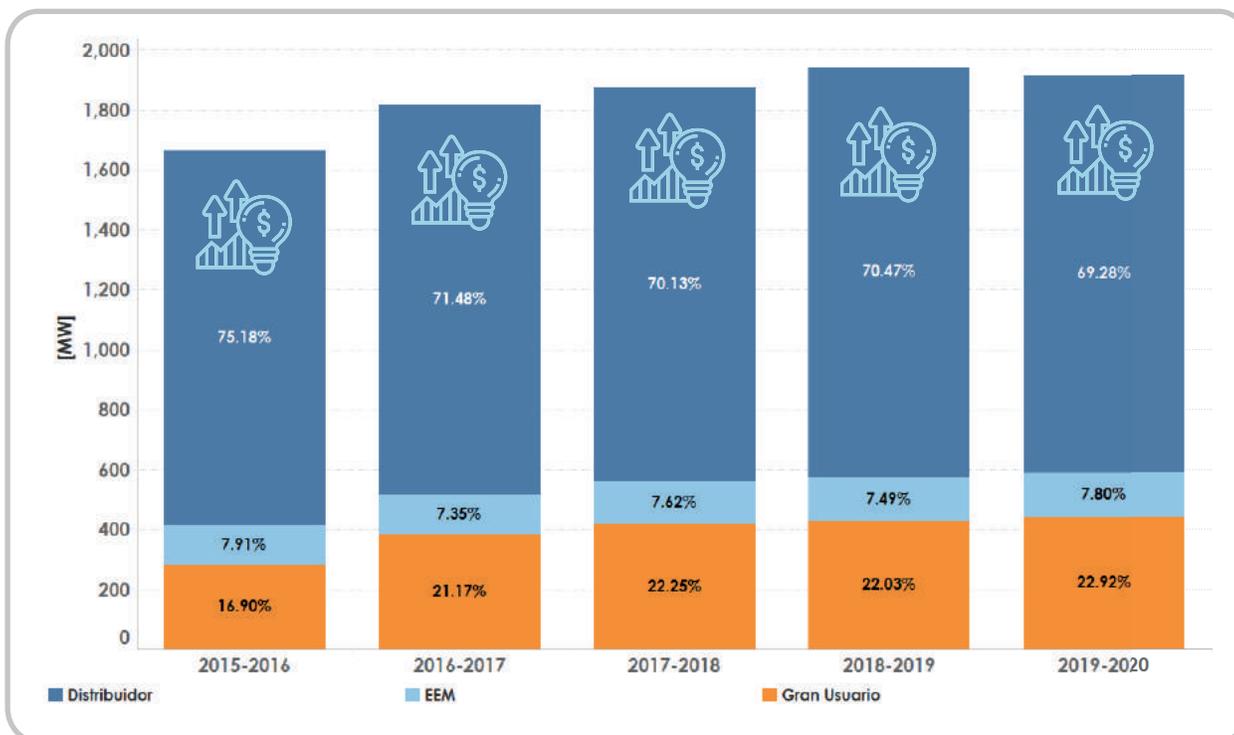
²⁵ Véase Norma de Coordinación Comercial 13

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 de potencia que resulta de la proyección para cada participante consumidor se le conoce como Demanda Firme²⁶. A la suma de todas las Demandas Firmes se le denomina Demanda Máxima Proyectada²⁷ y esta debe ser cubierta con contratos de participante productor que cuenten con OFE.

Aproximadamente el 70% de la DF total corresponde a las empresas Distribuidoras; este 70% lo compone: 35% Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A., 20% Distribuidora de Electricidad de Occidente, S. A., y 15% Distribuidora de Electricidad de Oriente, S. A. El 30% restante de la DF corresponde a las Empresas eléctricas municipales, Grandes Usuarios (Representados y Participantes), siendo 8%, y 22%, respectivamente; lo anteriormente descrito se observa en la siguiente gráfica:

Gráfica 37. Evolución de la Demanda Firme Total por Participante Consumidor

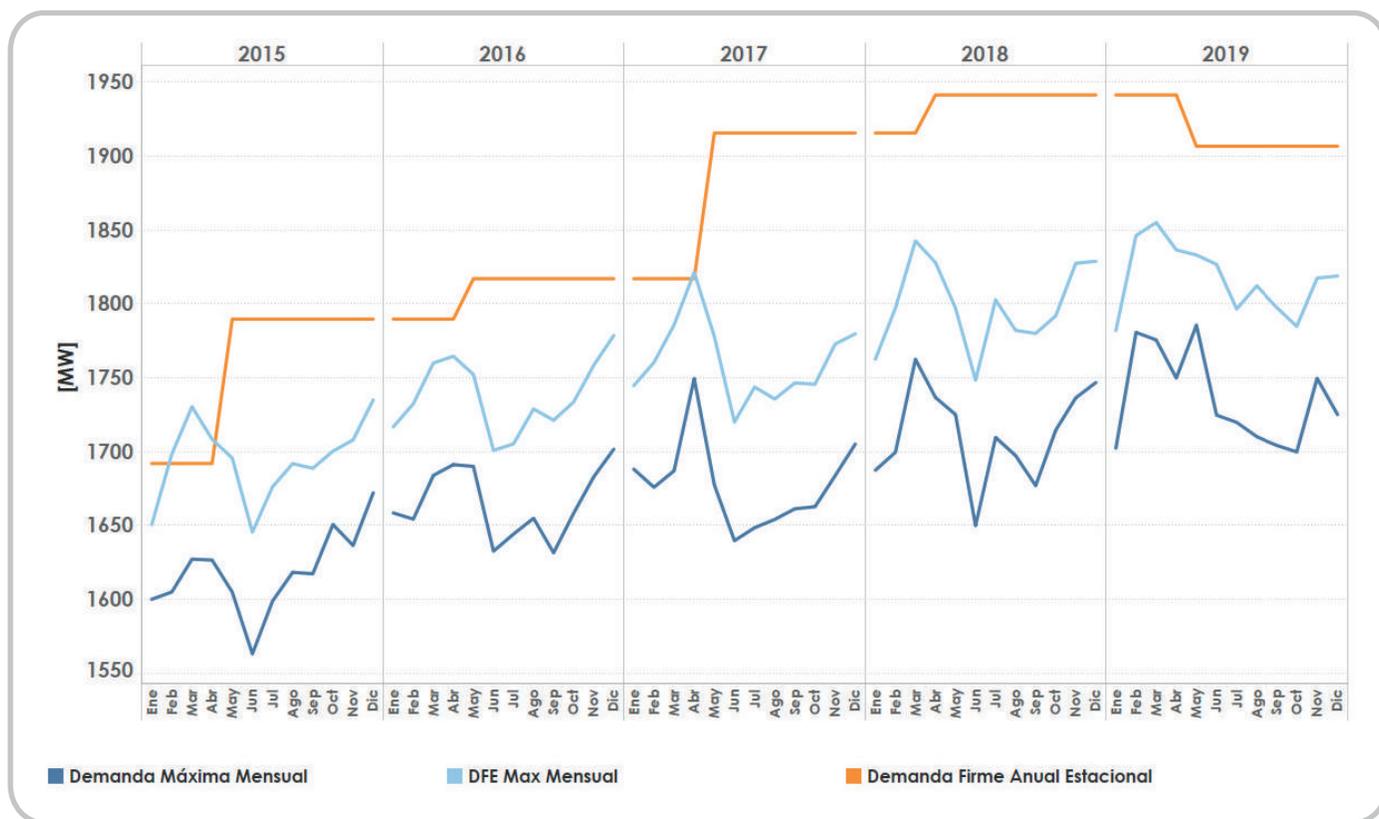


²⁶ El artículo 1 del RAMM define Demanda Firme.

²⁷ 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

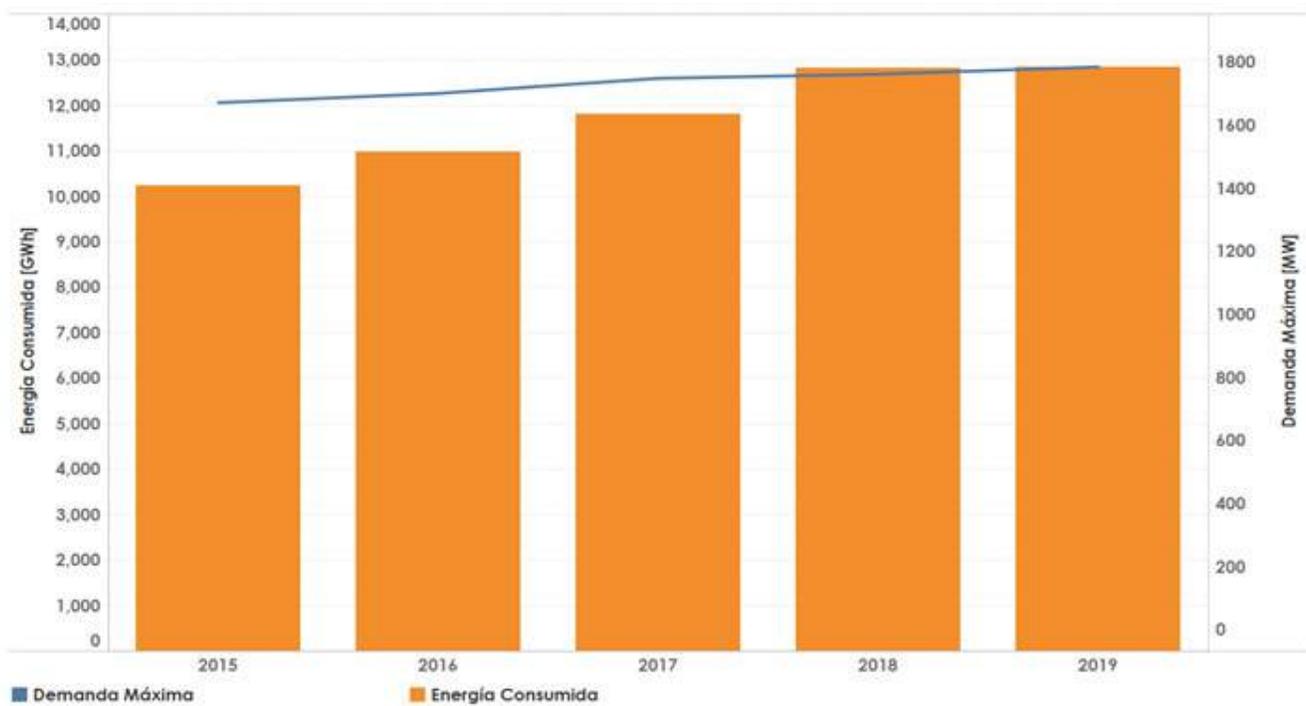
En la gráfica 38 se presentan los valores de Demanda Firme, Demanda Firme Efectiva y Demanda Máxima mensual registrada. Cuando se hace referencia al Coeficiente de requerimiento Adicional de la Demanda (CAD), se indica que se incluyen las pérdidas y reservas que haya determinado el AMM para cada año estacional. El comportamiento de la Demanda Firme para los Años Estacionales 2015-2016, 2016-2017 y 2017-2018 fue hacia el alza; sin embargo, para el año estacional 2018-2019, la Demanda Firme se redujo un 1.8% respecto al año anterior. Asimismo, se puede observar que, para la mayoría de periodos, la Demanda Firme es superior a la Demanda Firme Efectiva, lo que garantiza que los Participantes Consumidores tienen cobertura total sobre sus requerimientos.

Gráfica 38. 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. El crecimiento porcentual promedio de la energía oscila en 5.9% mientras que la demanda máxima se incrementa en promedio 1.7%.

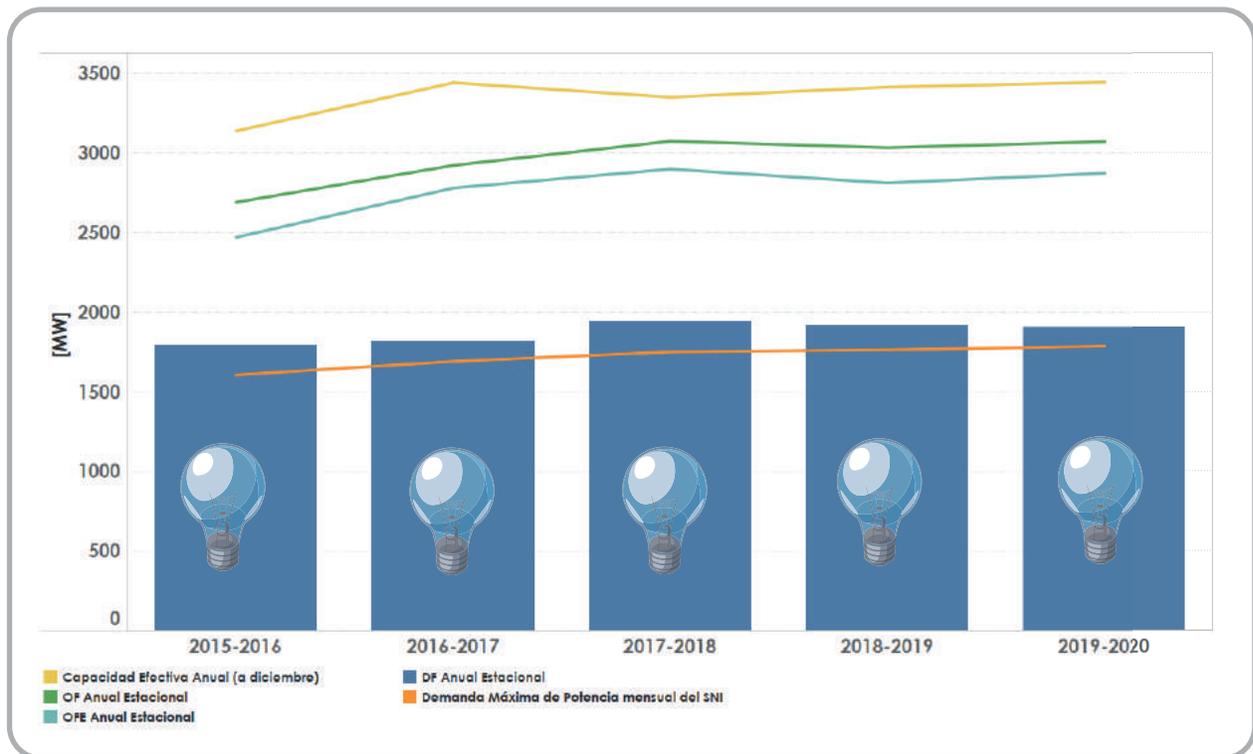
Gráfica 39. Evolución de la Energía consumida y la Demanda Máxima del SNI



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 40. Comparación de la Oferta y la Demanda por cada Año Estacional



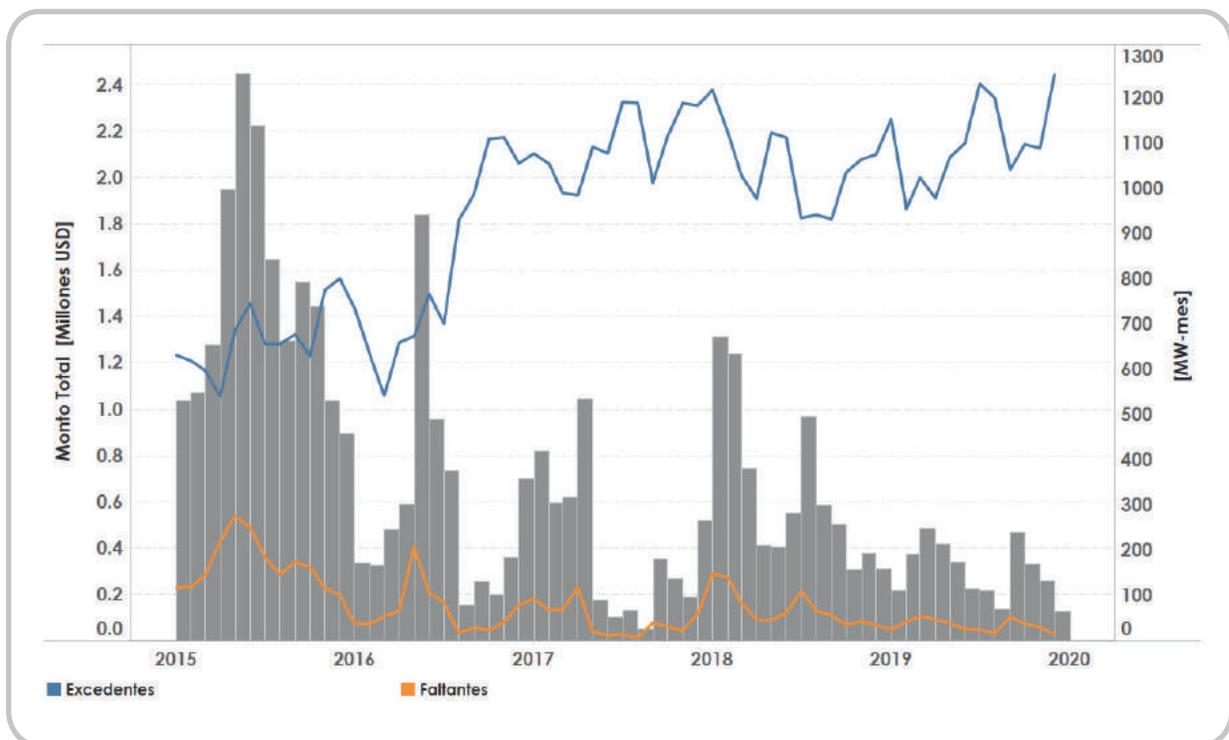
4.4.5 Mercado de Desvíos de Potencia

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.

La siguiente gráfica presenta el monto monetario 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 han reducido debido a la decisión de los agentes de contratarse de manera efectiva.

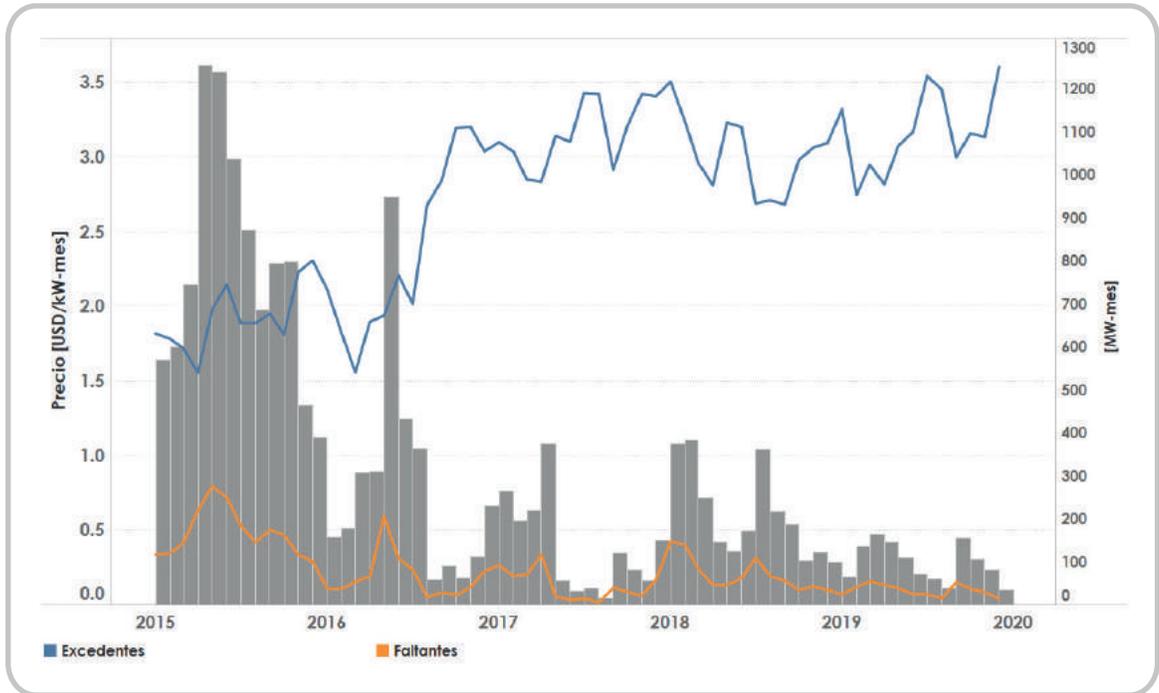
En la referida gráfica se puede observar que el monto monetario total recaudado es directamente proporcional a los faltantes de potencia de los participantes, es decir que, si los faltantes de potencia disminuyen o dejan de existir, la demanda de potencia se verá reducida o desaparecerá en dicho mercado, así como el monto recaudado. En el año 2015, el monto total recaudado fue de US\$17.9 millones de dólares, mientras que en el año 2019 el monto total descendió a un valor de US\$3.6 millones.

Gráfica 41. Comportamiento del Mercado de Desvíos de Potencia



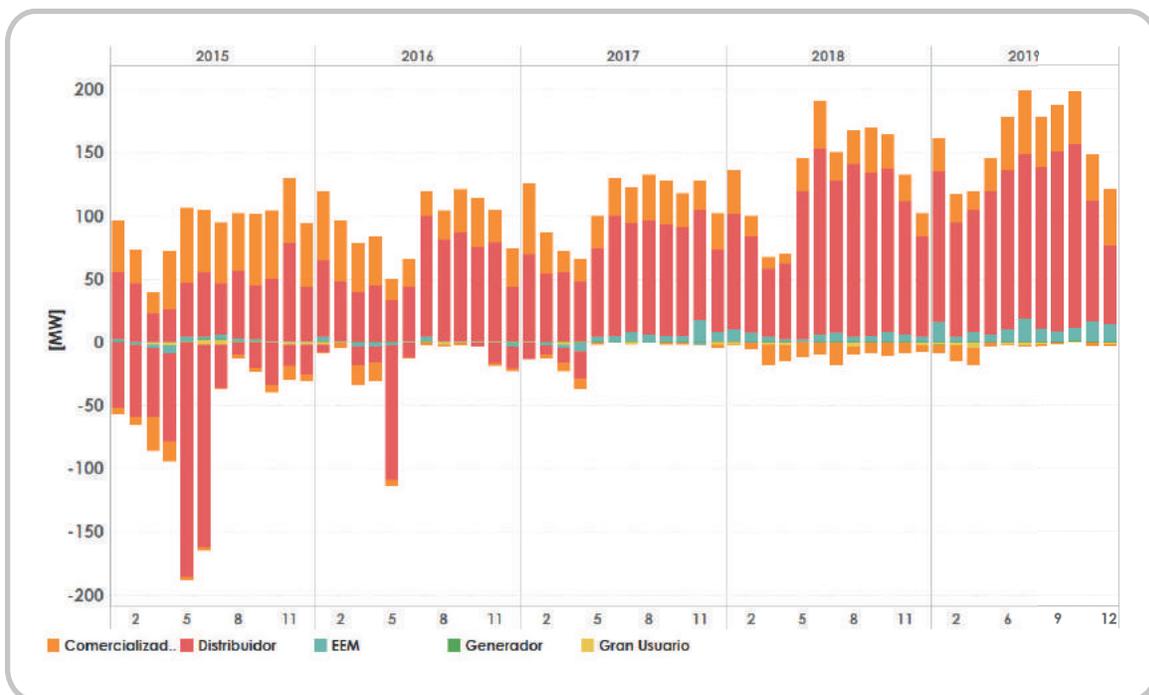
Respecto al precio de los desvíos de potencia positivos, este se determina en función del total de excedentes de potencia en el mercado y del monto total recaudado de los faltantes; esto implica que, aunque existan pocos excedentes de potencia, si los montos recaudados de los faltantes de potencia son mínimos, el precio del desvío será menor. Lo anteriormente descrito se observa en la mayoría de los meses para 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.

Gráfica 42. 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; esto 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 43. Participación en el Mercado de Desvíos de Potencia



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 el año 2015:

Tabla 2. Listado de centrales hidroeléctricas puestas en operación desde el 2015

Nombre	MW de placa	MW efectivos al sistema	Fecha de instalación
EL MANANTIAL I	3.780	3.451	22 de febrero de 2015
EL MANANTIAL II	27.420	22.954	22 de febrero de 2015
EL COBANO1	11.000	8.8512	29 de marzo de 2015
OEXEC	26.100	24.287	1 y 8 de noviembre de 2015
RENACE IV5	57.000	53.082	24 de enero de 2019
Total	139.94	11.625	

También se han incorporado centrales termoeléctricas basadas en turbinas de vapor que utilizan para la generación de vapor un solo combustible (carbón) o dos distintos combustibles (carbón – biomasa); para este último tipo de centrales, que corresponden a los ingenios cogeneradores, las centrales operan con carbón durante una parte del año (período de no zafra) y con biomasa durante la parte restante del año (período de zafra). Las Tablas siguientes presentan información detallada de la nueva capacidad que se adicionó al parque generador nacional, tanto en centrales térmicas de carbón como centrales térmicas de cogeneración (carbón – bagazo de caña de azúcar).

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.

Gráfica 44. Potencia efectivamente disponible para el despacho

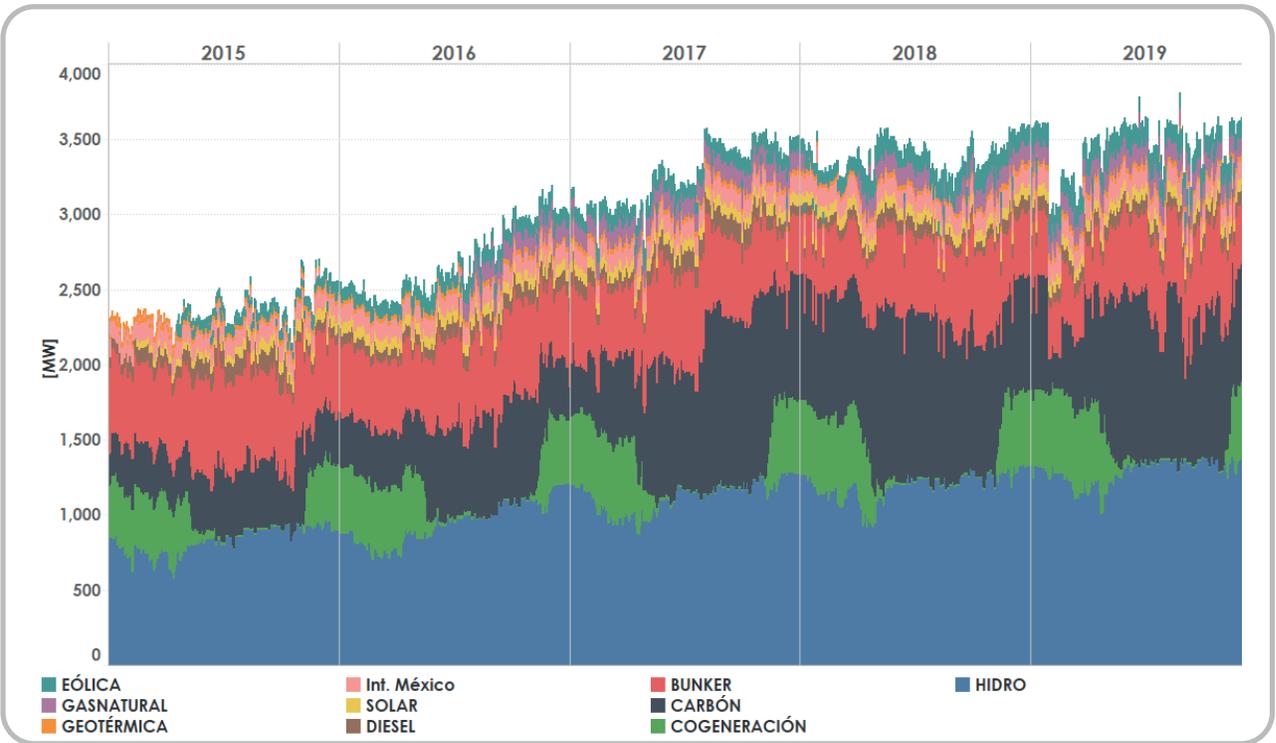


Tabla 3. Listado de la centrales a carbón puestas en operación desde el 2015

Nombre	MW de placa	MW efectivos al sistema	Fecha de instalación
JAGUAR ENERGY	300	265.847	21/06/2015

Tabla 4. Listado de los ingenios puestas en operación desde el 2015

Nombre	MW de placa	MW efectivos al sistema	Fecha de instalación
PANTALEÓN BLOQUE 3	61.460	54.478	31 de julio de 2016
SANTA ANA BLOQUE 2	64.200	57.870	18 de enero de 2015
TRINIDAD 4	46.000	42.208	1 de mayo de 2015
TRINIDAD 5	46.000	44.752	30 octubre de 2016
PALO GORDO BLOQUE 2	46.000	43.000	8 de noviembre de 2015
GENERADORA SAN ISIDRO	64.200	57.561	1 de mayo de 2016
Total	327.860	299.869	

En concepto de Generadores Distribuidos Renovables (GDRs), desde el 2015, se incorporan 69.232 MW de potencia de placa y 41.819 MW efectivos de potencia.

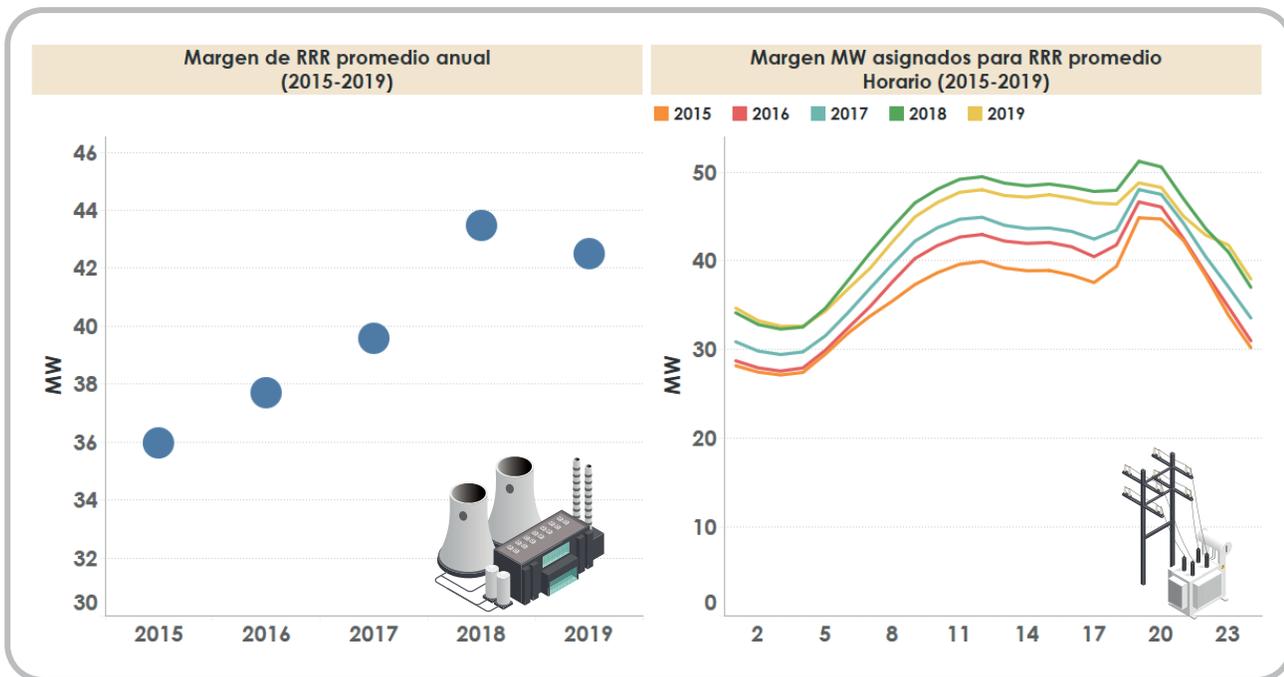
4.5 Servicios Complementarios

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

4.5.1 Reserva Rodante Regulante –RRR–

Es la reserva que tiene como finalidad la regulación primaria de frecuencia, manteniendo el equilibrio entre generación y demanda. De acuerdo a la normativa, es obligación de todas las unidades generadoras prestar esta reserva, la cual, corresponde al 3% de la generación despachada en cada hora. Debido a que dicha reserva está en función de la generación, la misma varía en cada hora de acuerdo al nivel de carga del sistema; a continuación, se muestra un resumen de los precios y cantidades de MW asignados para prestar dicho servicio:

Gráfica 45. Servicio de Reserva Rodante Regulante



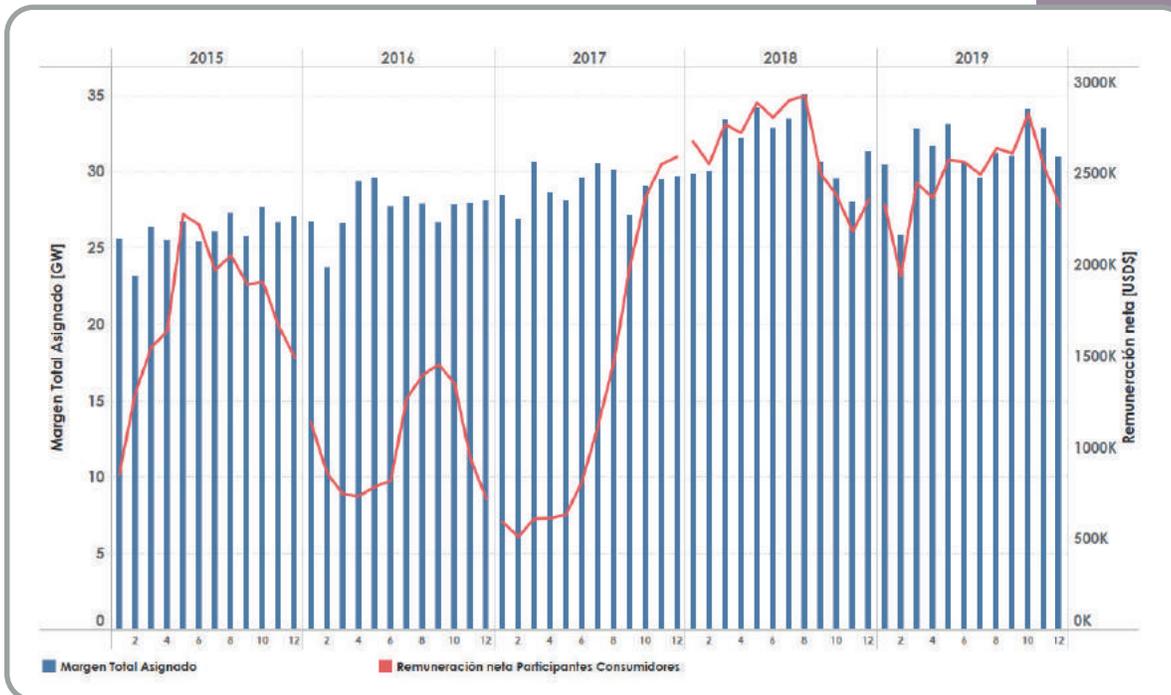
4.5.2 Reserva Rodante Operativa –RRO–

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.

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

La siguiente gráfica se 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 incrementaron 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.

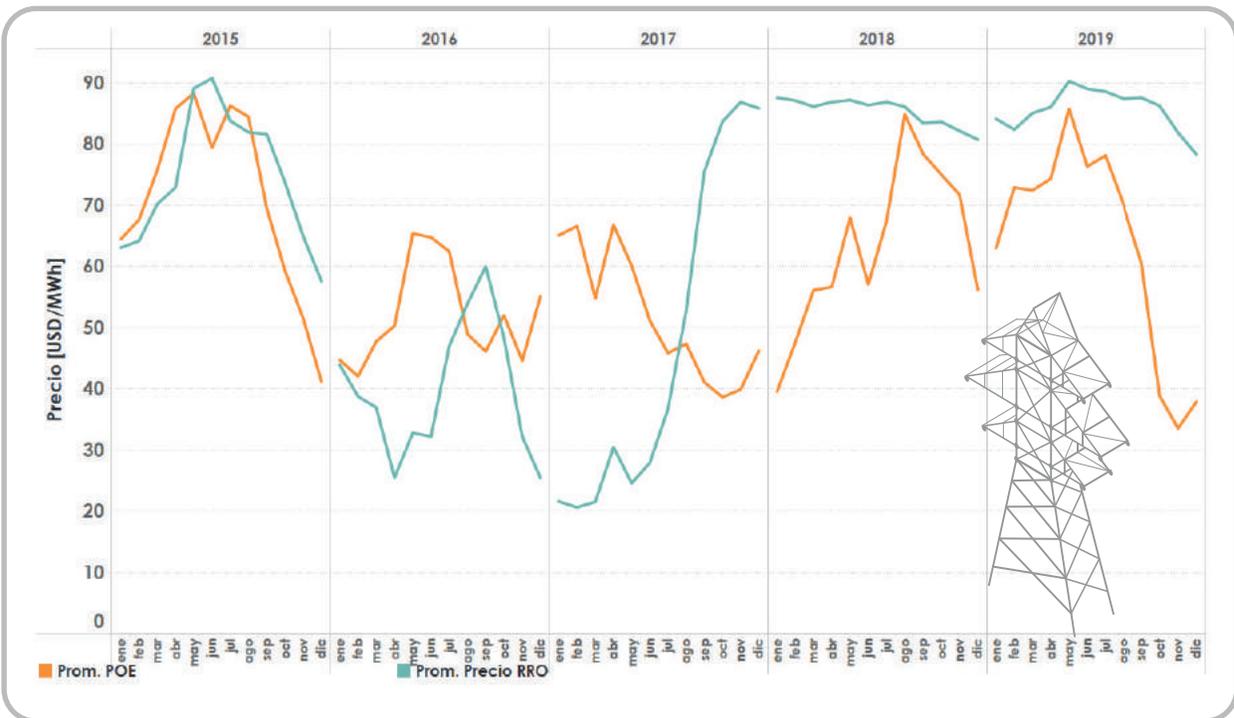
Gráfica 46. Remuneración de la Reserva Rodante Operativa y el Margen de Reserva Horario acumulado



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).

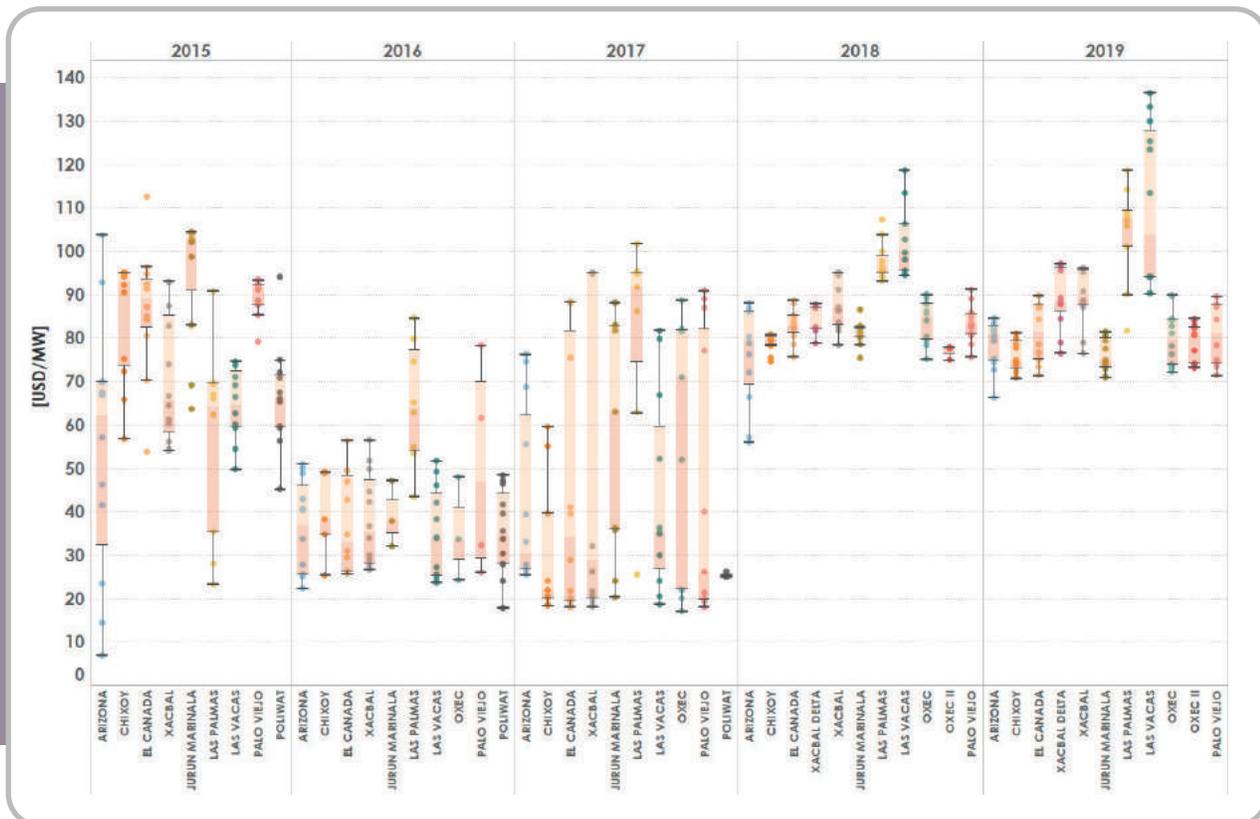
Es importante destacar que los poseedores de centrales habilitadas para la prestación del servicio de RRO ofertan sus márgenes en la programación semanal y son asignadas en la programación diaria como resultado de la optimización en el despacho económico. A continuación se observa la comparación entre el precio promedio liquidado de las ofertas asignadas para la prestación de RRO y el precio promedio Spot para el periodo 2015–2019:

Gráfica 47. 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.

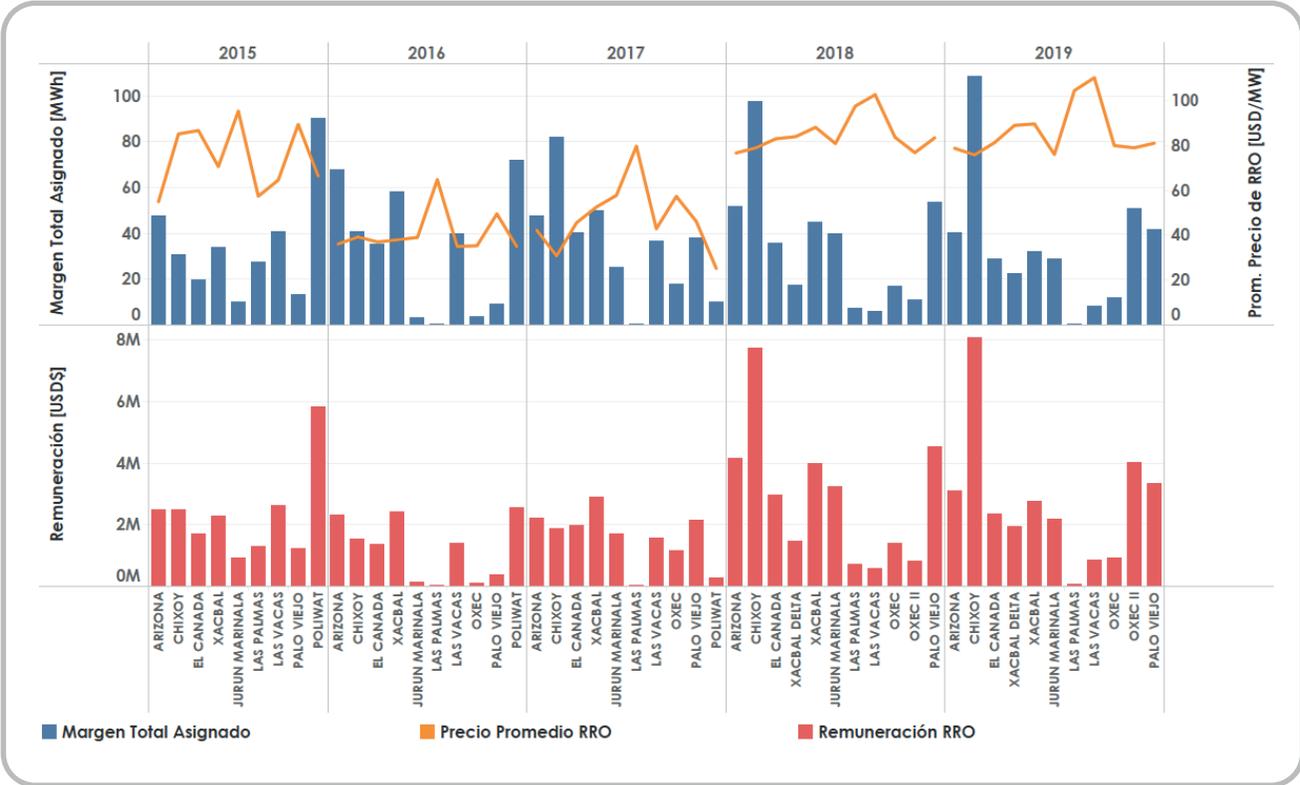
Gráfica 48. Variación de precios promedio semanales por central



En la gráfica anterior se observa que para los años 2015 al 2019, 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 y 2019, los datos se concentran y rondan 80 y 85 USD\$/MWh.

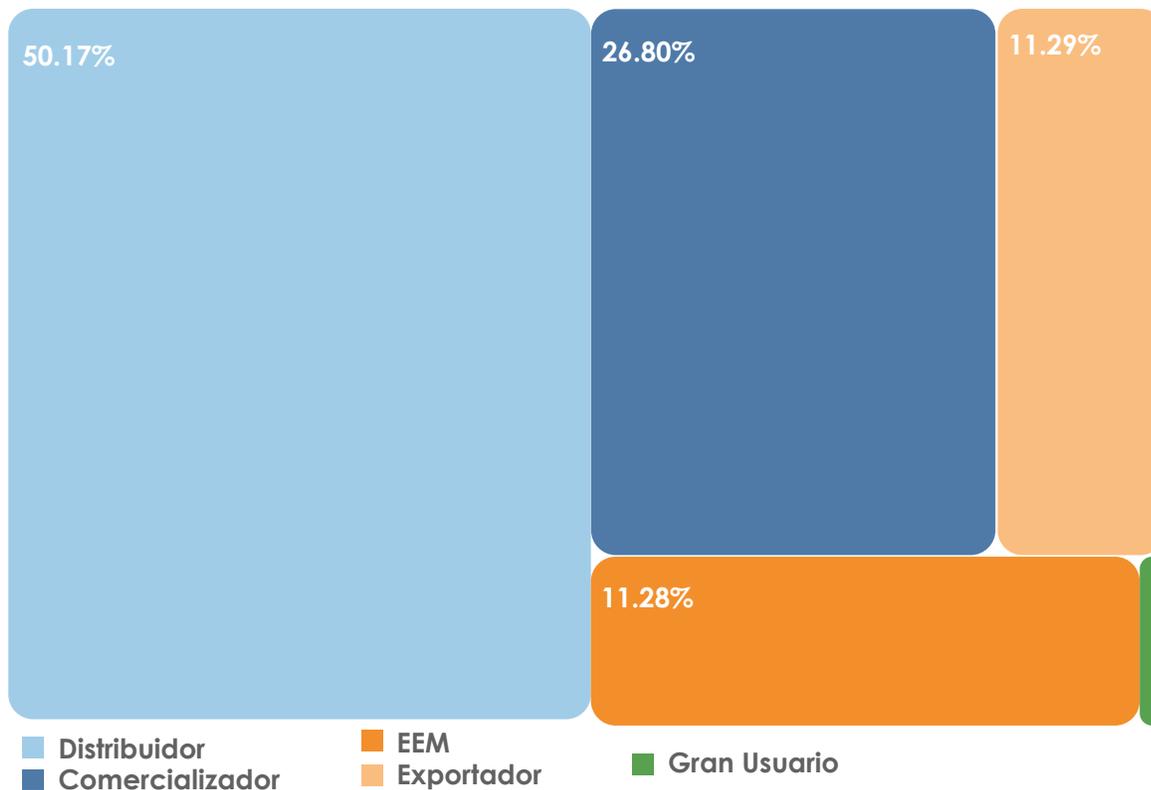
La siguiente gráfica presenta la remuneración recibida por cada central por la prestación del servicio de RRO respecto el margen asignado total y el precio promedio de cada central. La remuneración del servicio de RRO se incrementó en 51% y 42% para los años 2018 y 2019 respectivamente, ambos comparados con el año 2015.

Gráfica 49. Remuneración por central respecto MW asignados y Precio Promedio Liquidado



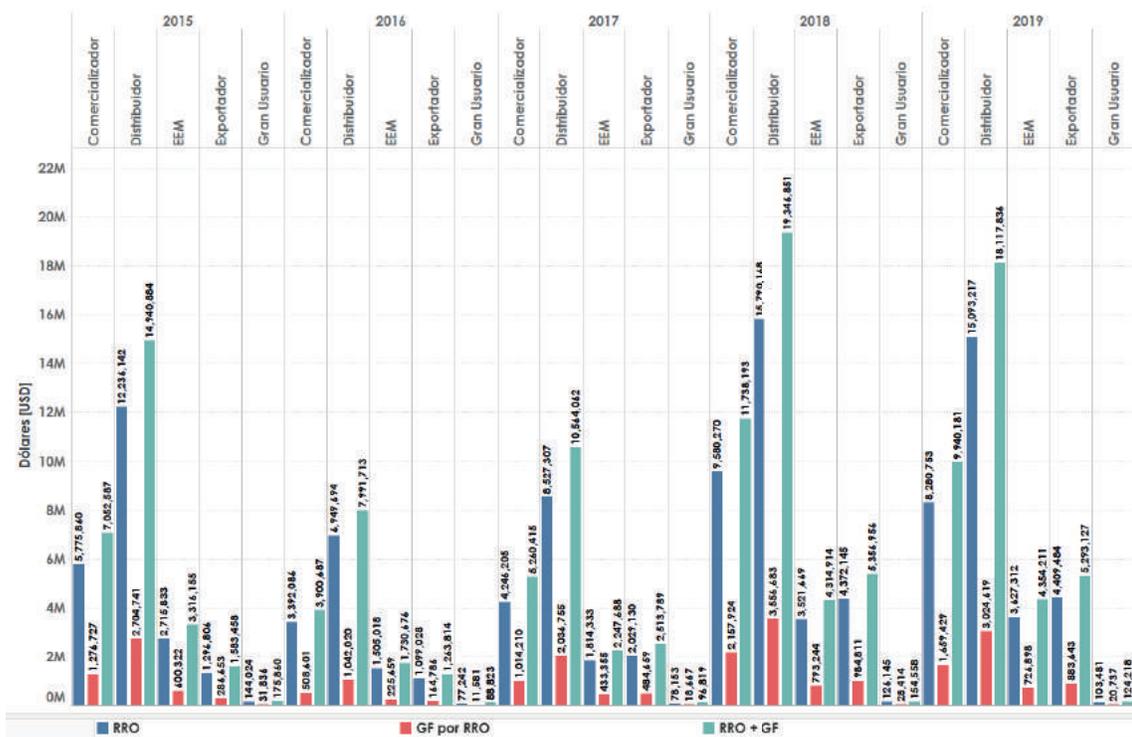
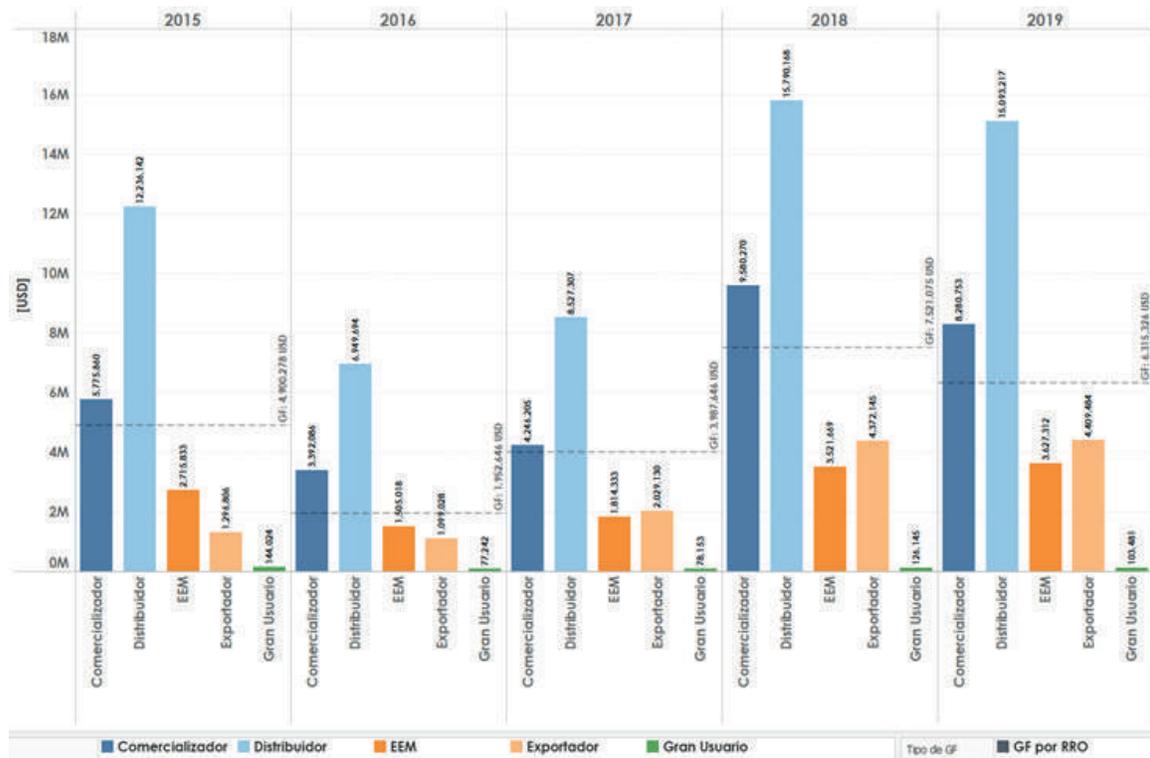
Los Participantes Consumidores son quienes pagan el servicio de RRO²⁸. Tomando en cuenta esa premisa, las empresas distribuidoras, incluyendo las Empresas Eléctricas Municipales, han tenido una participación en el orden de 60% del pago total anual por el servicio de RRO; los comercializadores han participado en el pago de aproximadamente 27% y el restante 13% 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:

Gráfica 50. Pago por Participante del Servicio de RRO

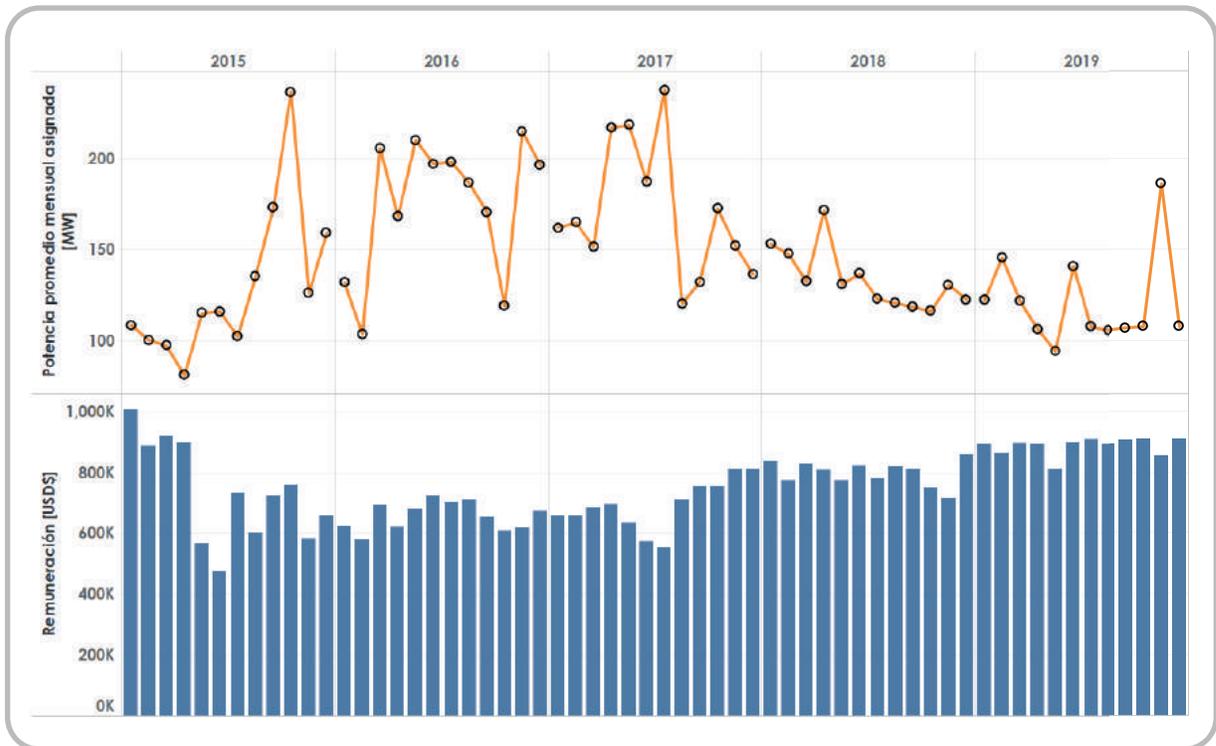


²⁸ Conforme lo establece la NCC-8 el servicio de RRO se paga en proporción al consumo de energía en cada hora.

Gráfica 51. Pago por Participante del Servicio de RRO + Generación Forzada



Gráfica 51. Pago por Participante del Servicio de RRO + Generación Forzada



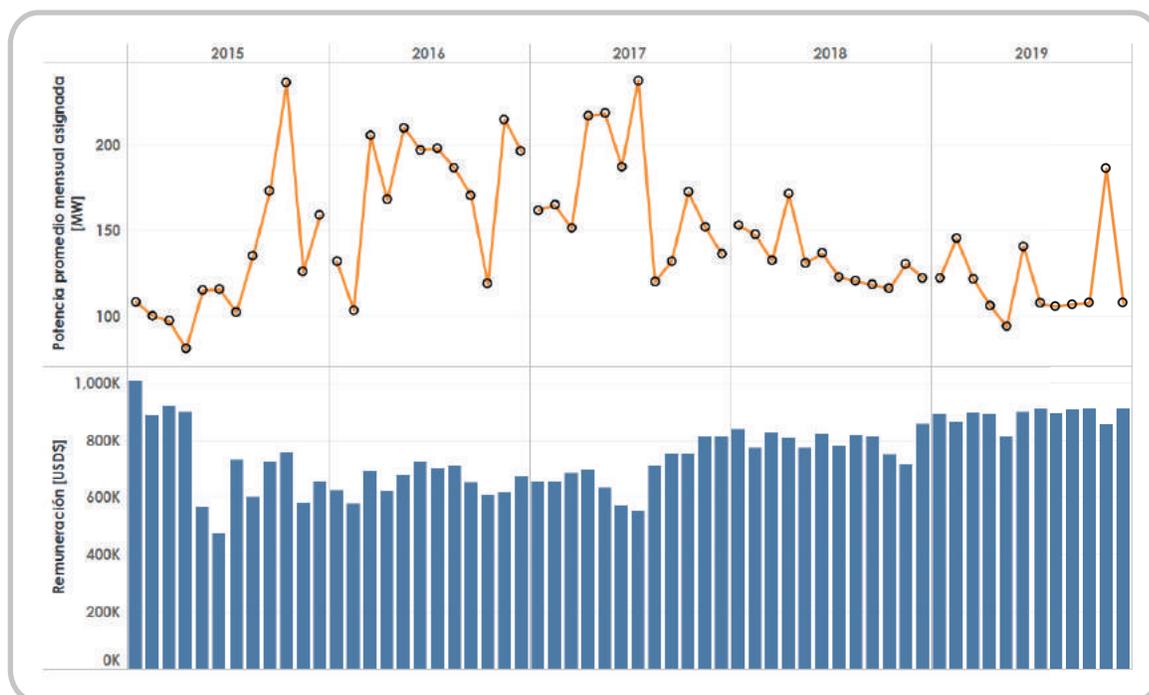
4.5.3 Reserva Rápida –RRA–

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

El margen de Reserva Rápida necesaria para el sistema es determinado por el AMM en la Programación de Largo Plazo (PLP) y se mantiene vigente durante el respectivo Anual Estacional. Para cubrir y tener disponible el referido margen de RRA, el AMM asigna de forma diaria a un conjunto de centrales económicas por los precios que ofertan de entre las unidades habilitadas para prestar el servicio.

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:

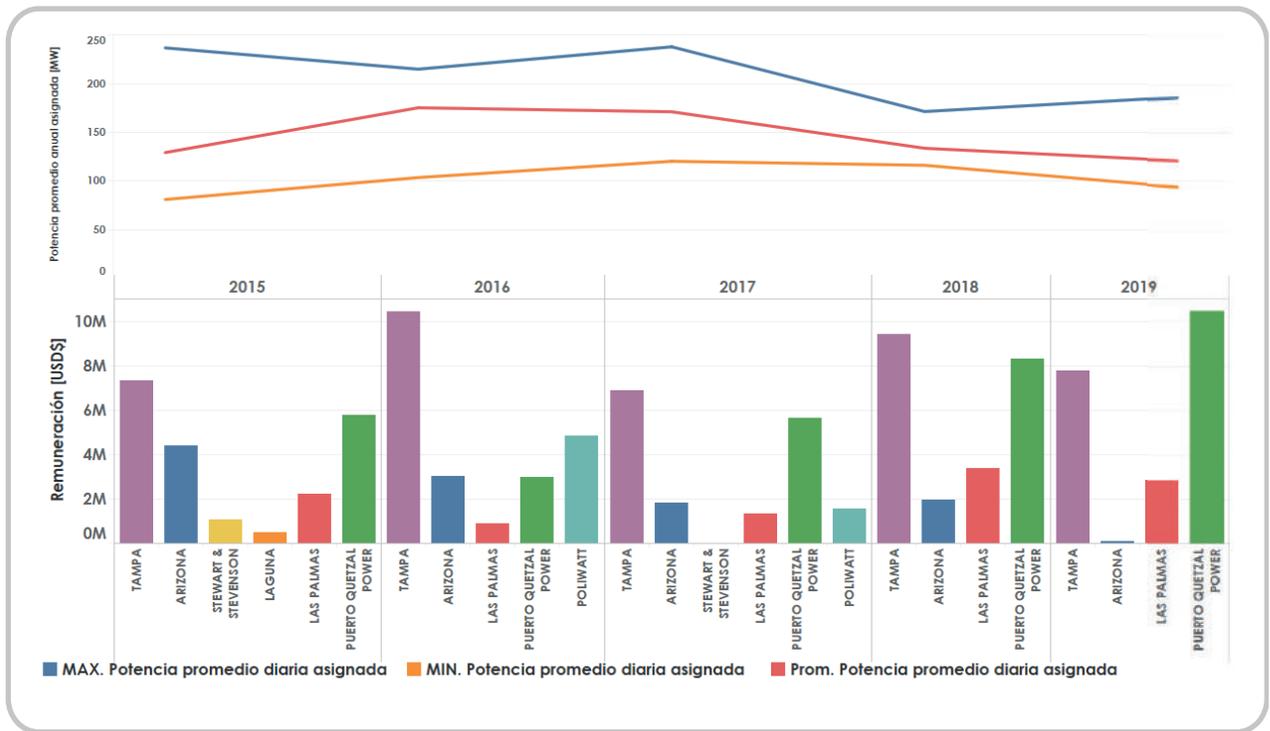
Gráfica 52. Remuneración total en concepto de Reserva Rápida y los MW asignados por el servicio



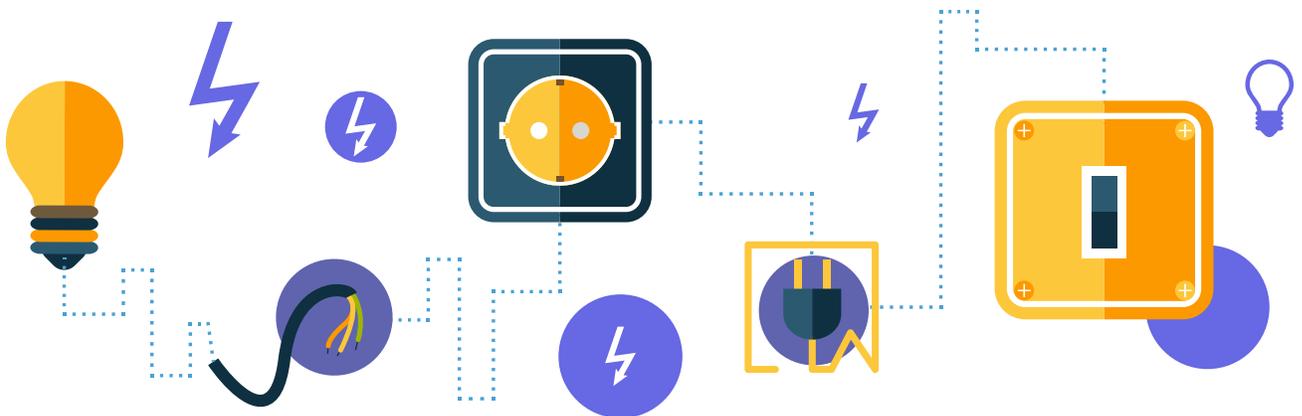
En la gráfica anterior se observa que la remuneración por el servicio de RRA en el año 2015 fue de aproximadamente US\$8.8 millones, mientras que en el año 2019 la remuneración de este servicio ascendió a los US\$10.6 millones; no obstante, se observa que la potencia asignada promedio ha tenido un comportamiento variable en el período 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 período 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 la que se encuentran los valores de RRA promedios anuales asignados a cada central con sus correspondientes máximos y mínimos anuales. Puerto Quetzal Power, en el 2019, aumentó el monto total remunerado en concepto del servicio de RRA a un valor de US\$10.5 millones.

Gráfica 53. Remuneración del servicio de RRA por Participante

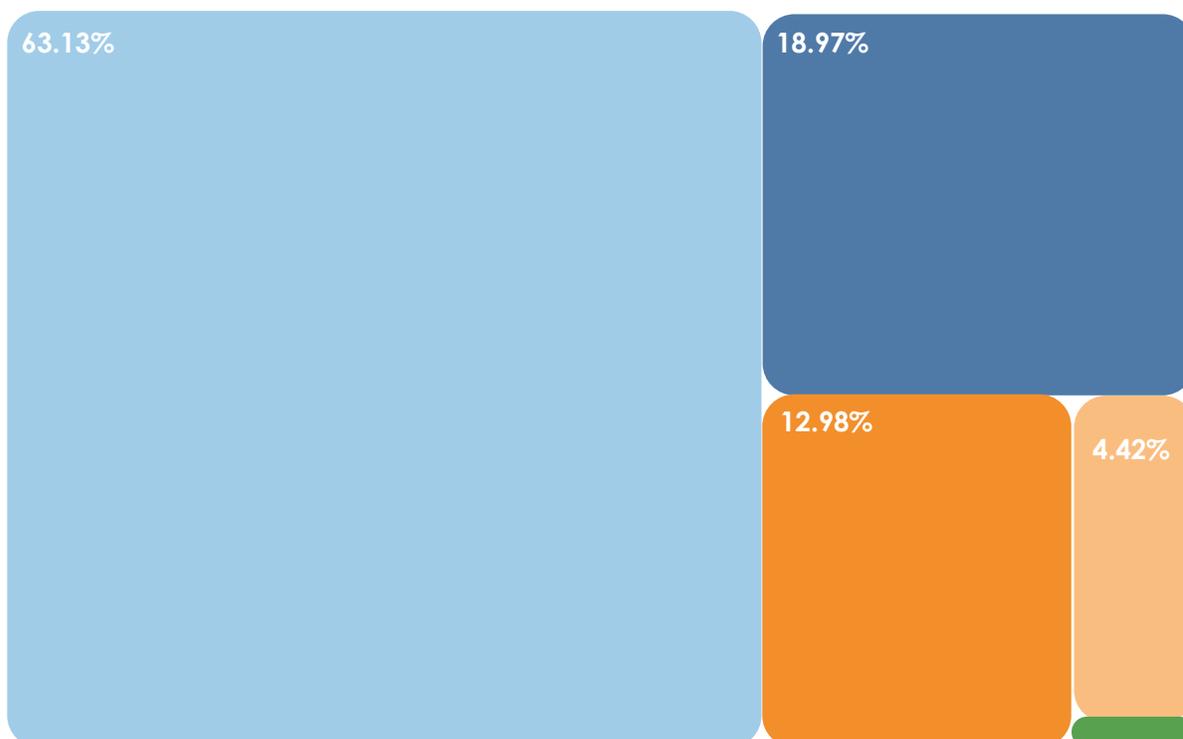
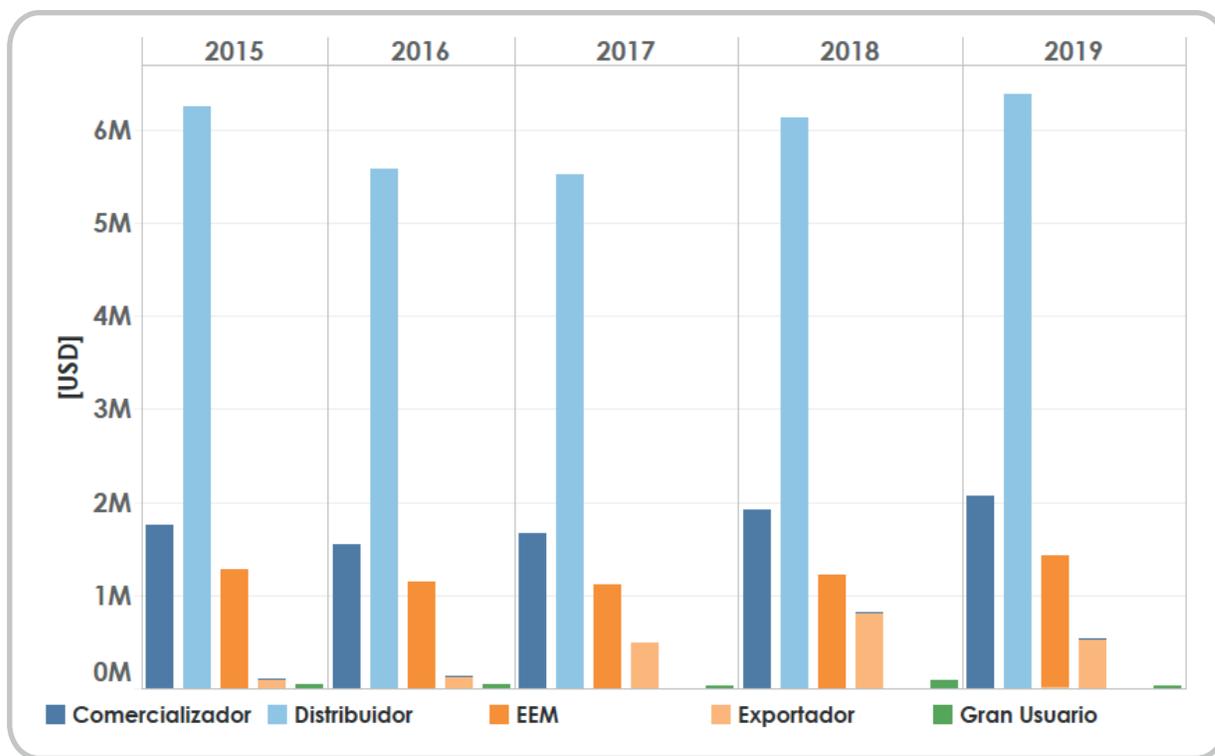


El pago del servicio de RRA es cubierto por los participantes consumidores²⁹ y el cobro del respectivo servicio es proporcional a la demanda de cada Participante en cada hora. En la siguiente gráfica se presenta el detalle anual de los montos que fueron pagados cada año por el servicio de RRA por los 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.



²⁹ Conforme lo establece la NCC-8 se paga en proporción a la demanda máxima registrada del día entre las 18 y 20 horas.

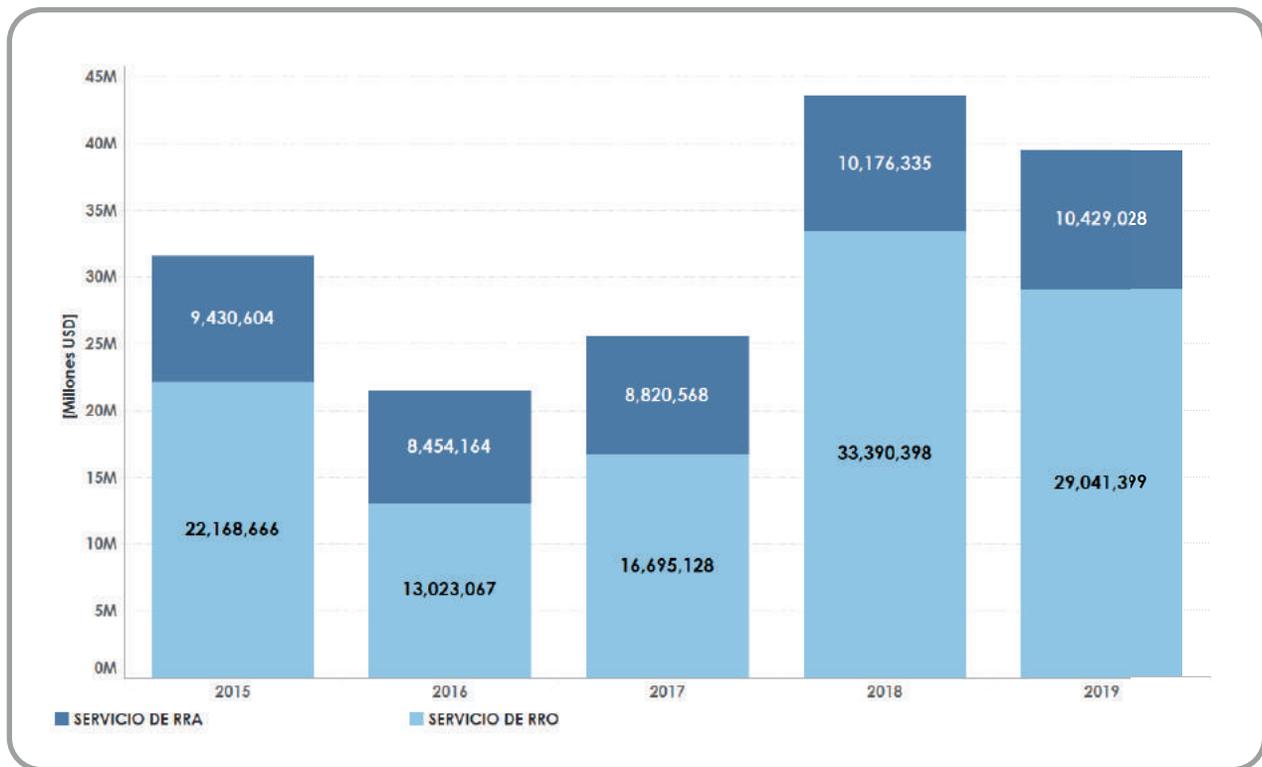
Gráfica 54. Pago realizado por Participante en concepto del servicio de RRA



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; se aprecia que, en la mayoría de los casos, 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 2019, el total de costos relacionado a reservas fue de aproximadamente US\$39,470,426.00. Esto se observa a continuación:

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

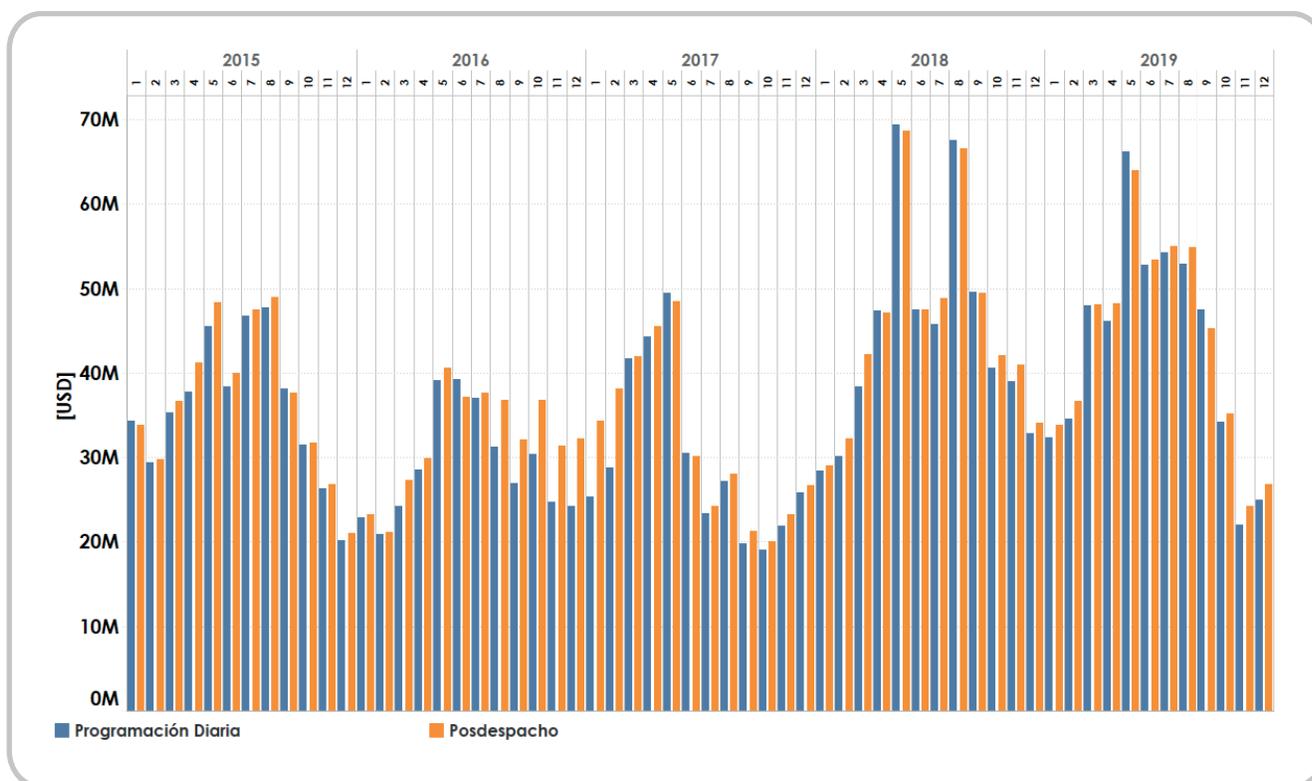


4.6. Costo Total de la Operación

El costo total de operación es el parámetro de optimización del despacho para suministrar la energía requerida por la demanda (al mínimo costo) y se integra por el Costo Variable de Generación de cada central que sea requerida en orden de mérito hasta cubrir la demanda, los servicios complementarios y los sobrecostos por compra mínima de energía obligada en los Contratos Existentes, según lo establecen el Artículo 43 de RAMM y el numeral 1.4.2 de la NCC-01.

La gráfica siguiente presenta un comparativo entre el costo total de operación mensual real y el programado, el cual, se obtuvo al integrar para cada mes el costo total de operación horario correspondiente.

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



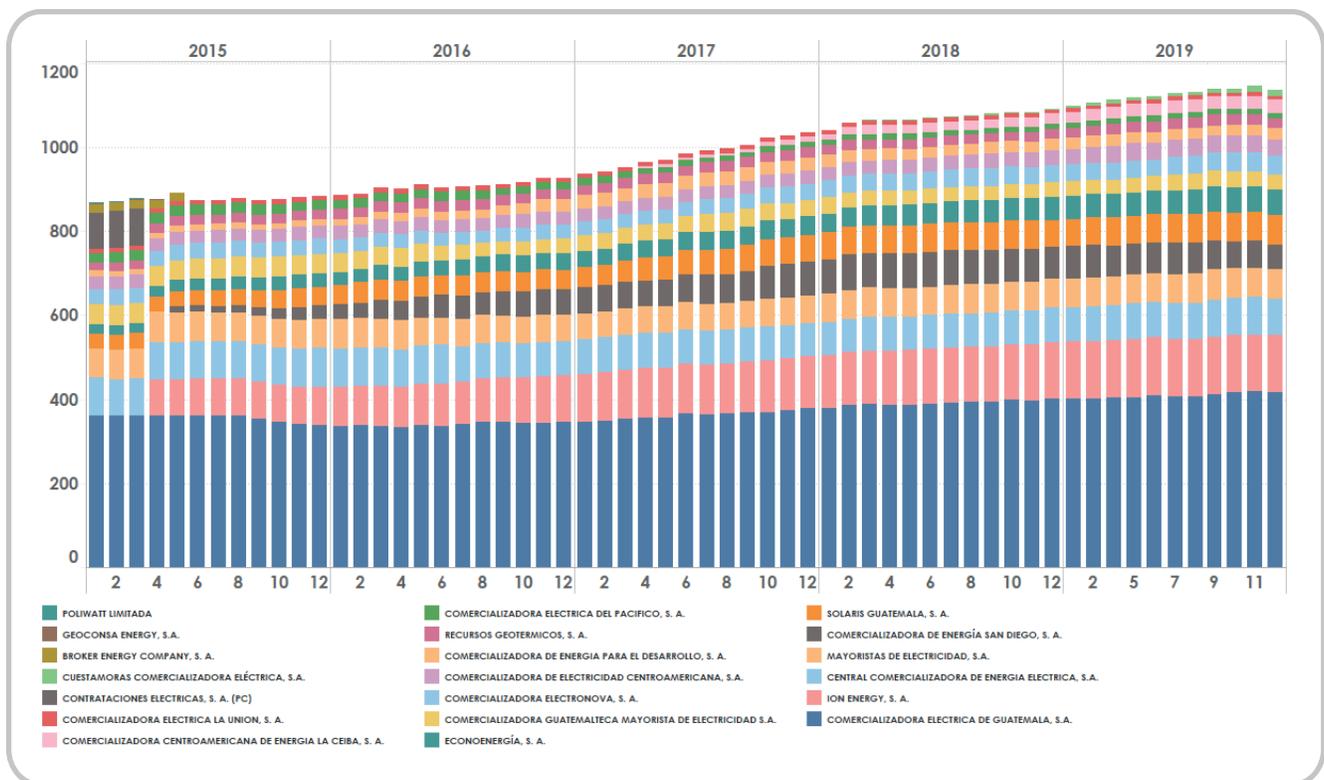
En la gráfica anterior se puede observar que para el año 2017 el costo total mensual tuvo valores por alrededor de los 20 millones de dólares durante los meses de septiembre y octubre debido a la alta participación de las centrales hidroeléctricas; además, se aprecia que el 2018 fue el año con mayores costos de operación con un valor aproximado de US\$548 millones, seguido del año 2019 con un valor aproximado de US\$525 millones.

4.7 Actividad de Comercialización

4.7.1 Comercialización de la Demanda

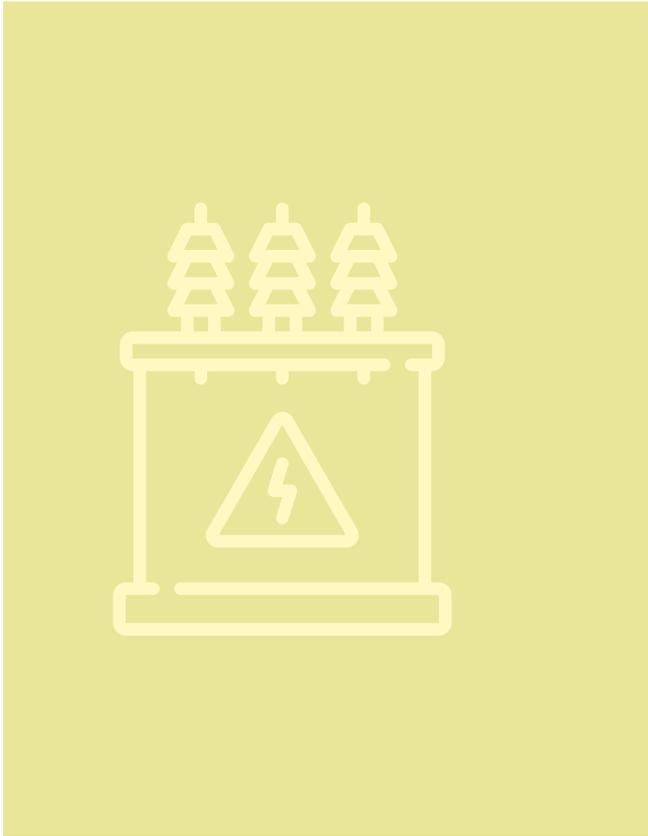
La comercialización de la demanda es la actividad por la cual, a través de un contrato de comercialización, un agente comercializador asume todas las responsabilidades comerciales de un Gran Usuario ante el AMM y debe contar con la capacidad suficiente en contratos con OFE para cubrir la DF de todos y cada uno de los Grandes Usuarios que representa durante la duración de todos los compromisos contractuales que adquiere por el periodo de tiempo de los mismos. En el Mercado Mayorista hay más de 1,142 Grandes Usuarios, de los cuales, más del 98% del total son Grandes Usuarios Representados. En la Gráfica siguiente se presenta la cantidad máxima mensual de Grandes Usuarios Representados que tuvo cada comercializador:

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

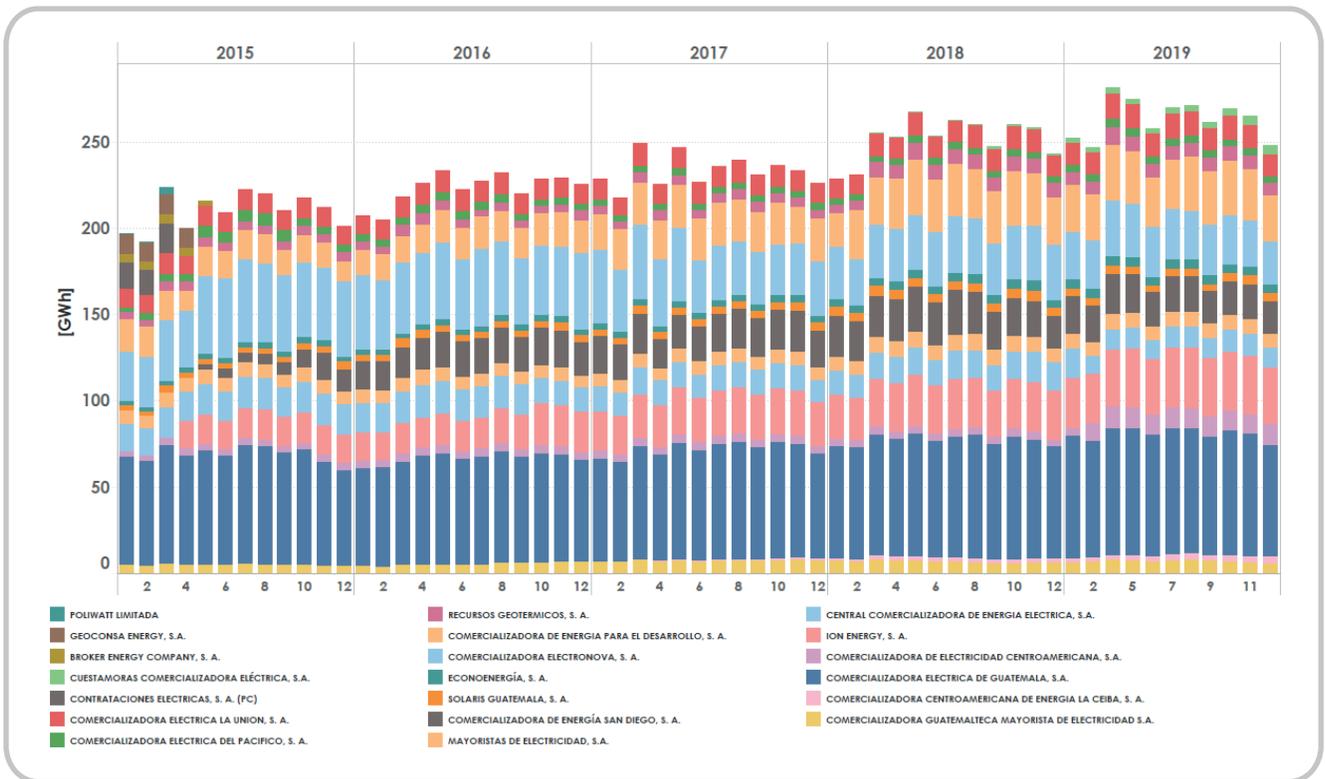


Durante el período analizado han dejado de operar en el Mercado Mayorista varios comercializadores, dentro de los que se puede mencionar: Poliwatt Limitada, Geoconsa Energy, S. A., Contrataciones Eléctricas, S. A., entre otros. De la misma forma, en el periodo de análisis, se han incorporado comercializadores dentro de los cuales podemos mencionar: Comercializadora Centroamericana de Energía La Ceiba, S. A., Comercializadora de Energía San Diego, S. A., Ion Energy, S. A., entre otros.

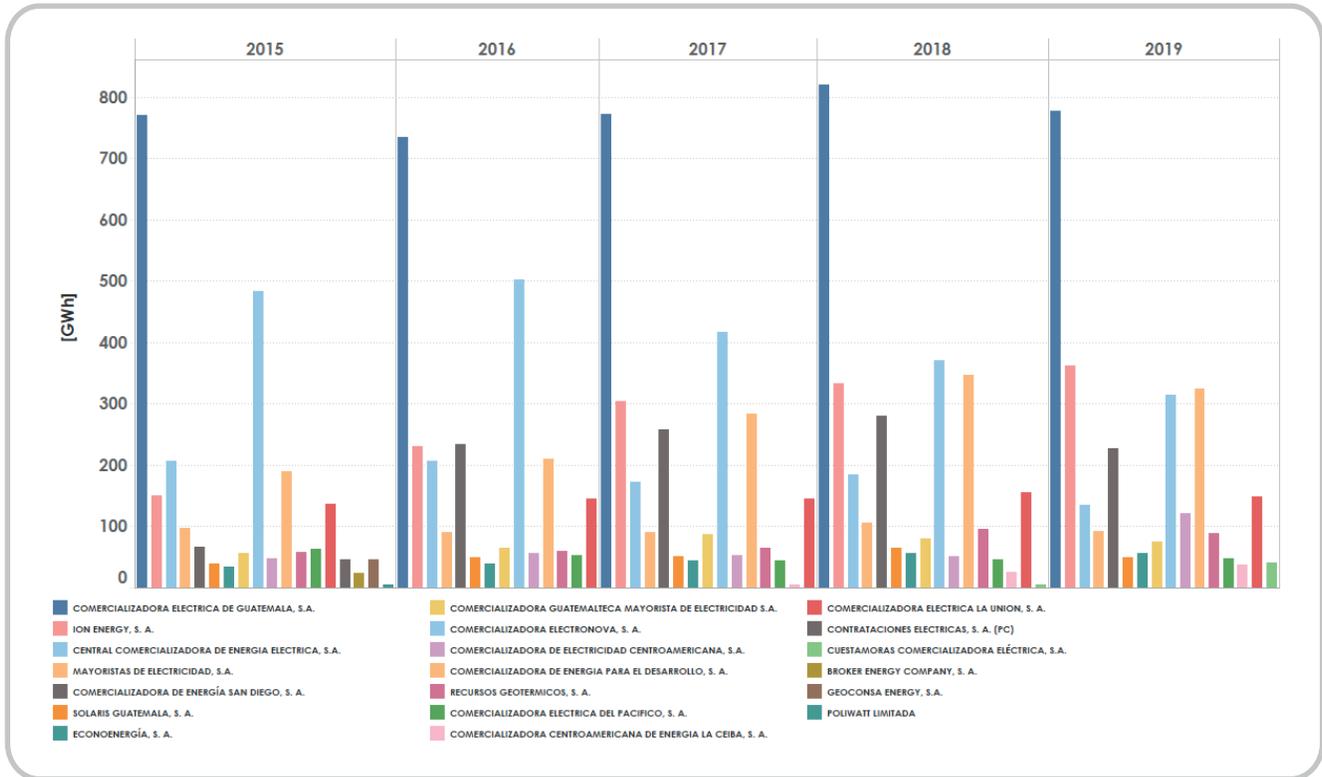
Los comercializadores son quienes cubren las necesidades de energía de sus Grandes Usuarios, abasteciéndolos ya sea con contratos en el mercado a término o comprando energía del Mercado de Oportunidad. En las siguientes gráficas se observa cómo ha sido el consumo de los grandes usuarios representados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



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



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



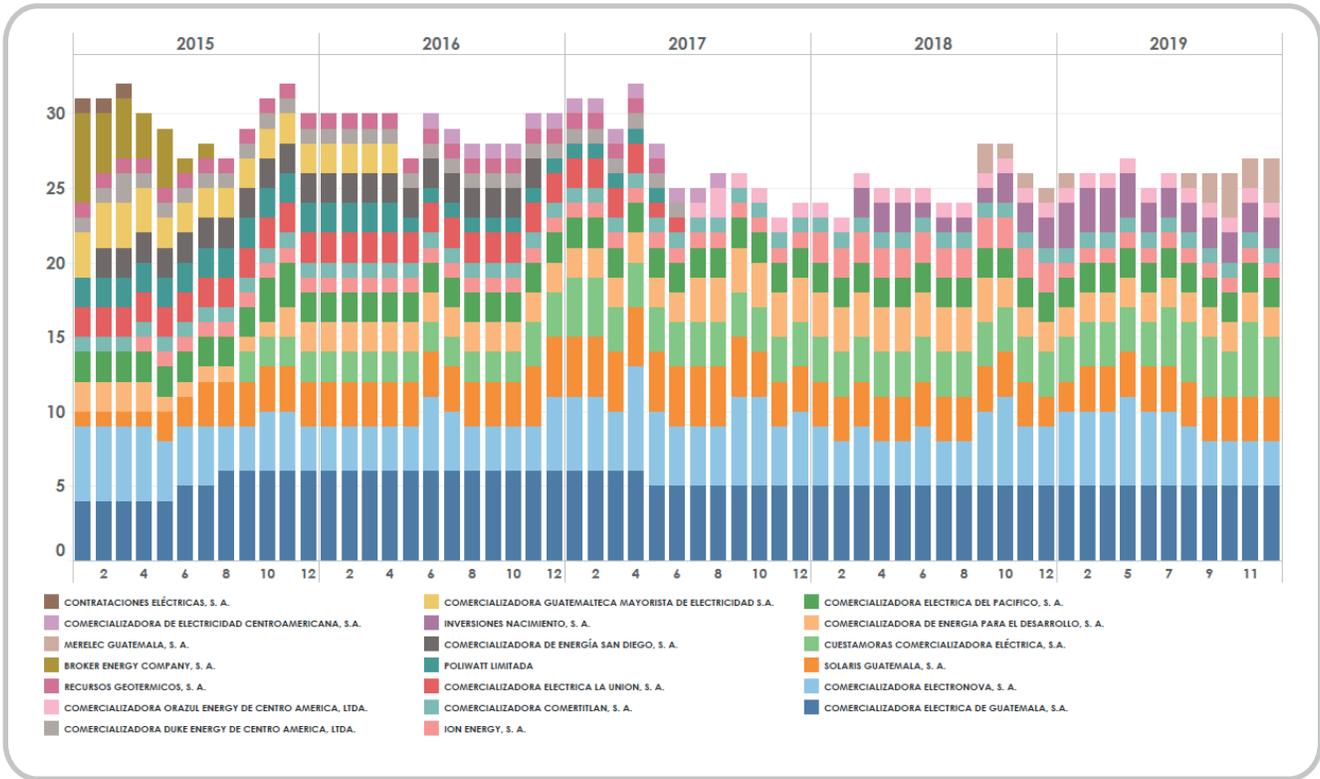
Debido a que el consumo total asignado a cada Comercializadora depende no solamente del número de los Grandes Usuarios Representados que atiende, sino del consumo energético de cada uno de estos, las gráficas anteriores permiten observar que la proporción en cantidad de Grandes Usuarios atendidos y consumo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

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.

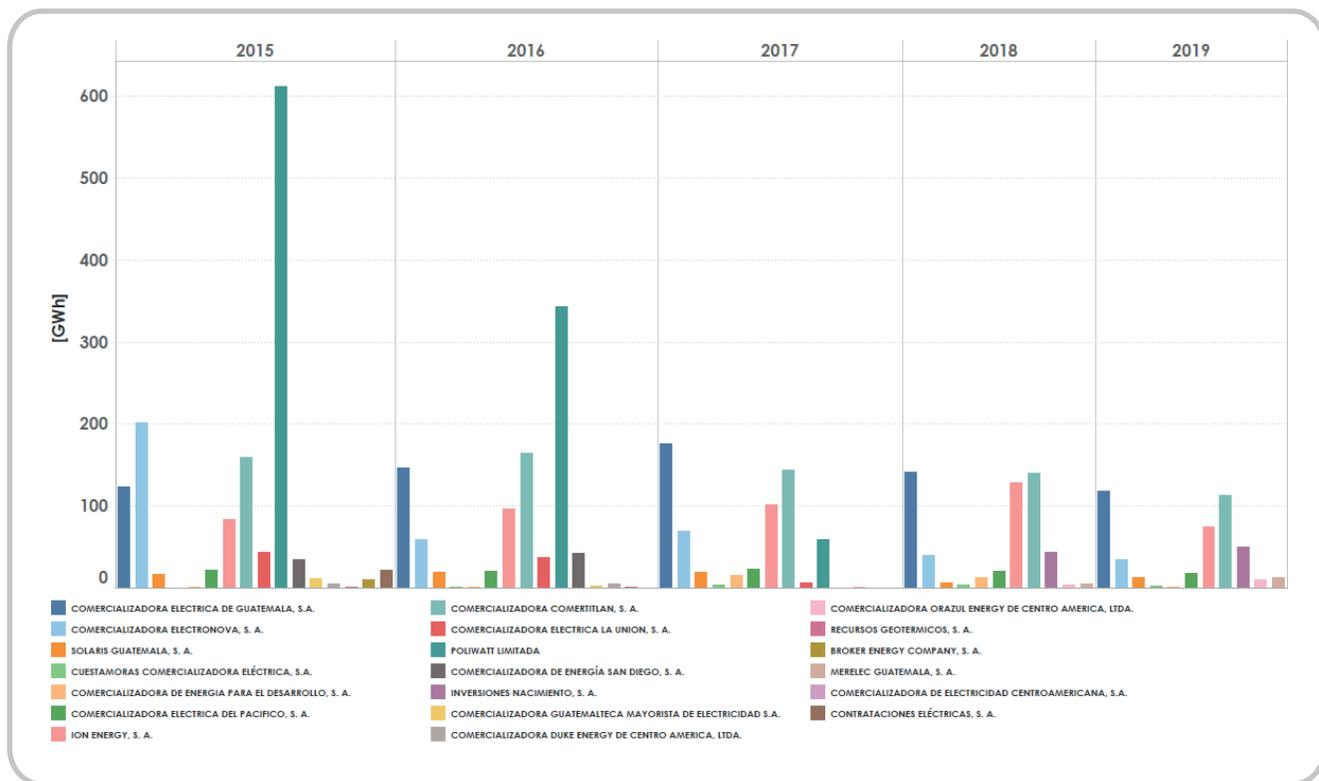
La siguiente gráfica presenta la cantidad de centrales generadoras representadas por cada agente comercializador; se observa que la cantidad de centrales representadas por un comercializador ha variado a lo largo del tiempo; sin embargo, el número total de centrales que actúan representadas en el mercado durante el último mes del año 2018 fue de 27 centrales. El histórico de la evolución de las centrales representadas por los Agentes Comercializadores en el periodo 2015-2019, se muestra a continuación:

Gráfica 59. 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 los años 2015 y 2017, 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 60. Energía producida que es representada por los Agentes Comercializadores

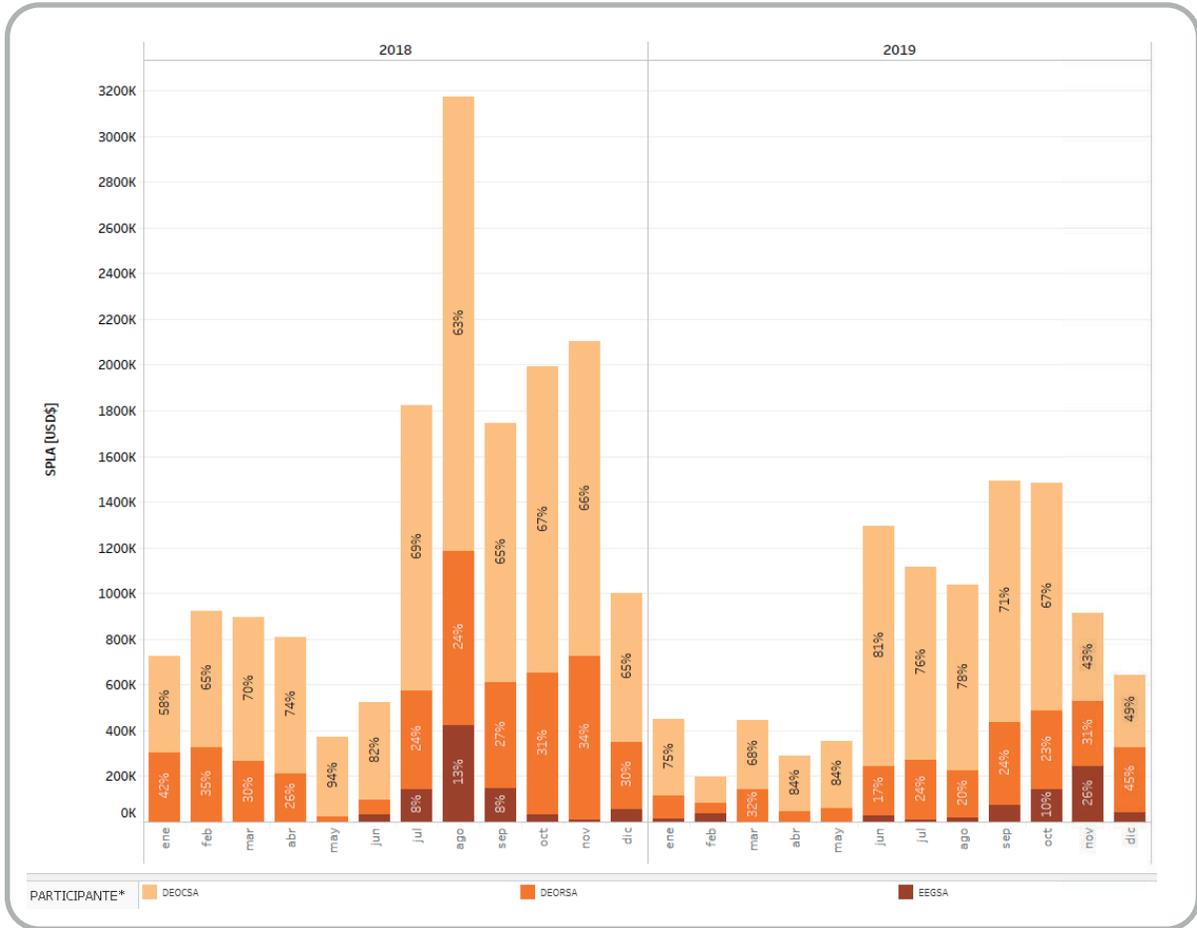


4.8 Sobrecostos de potencia

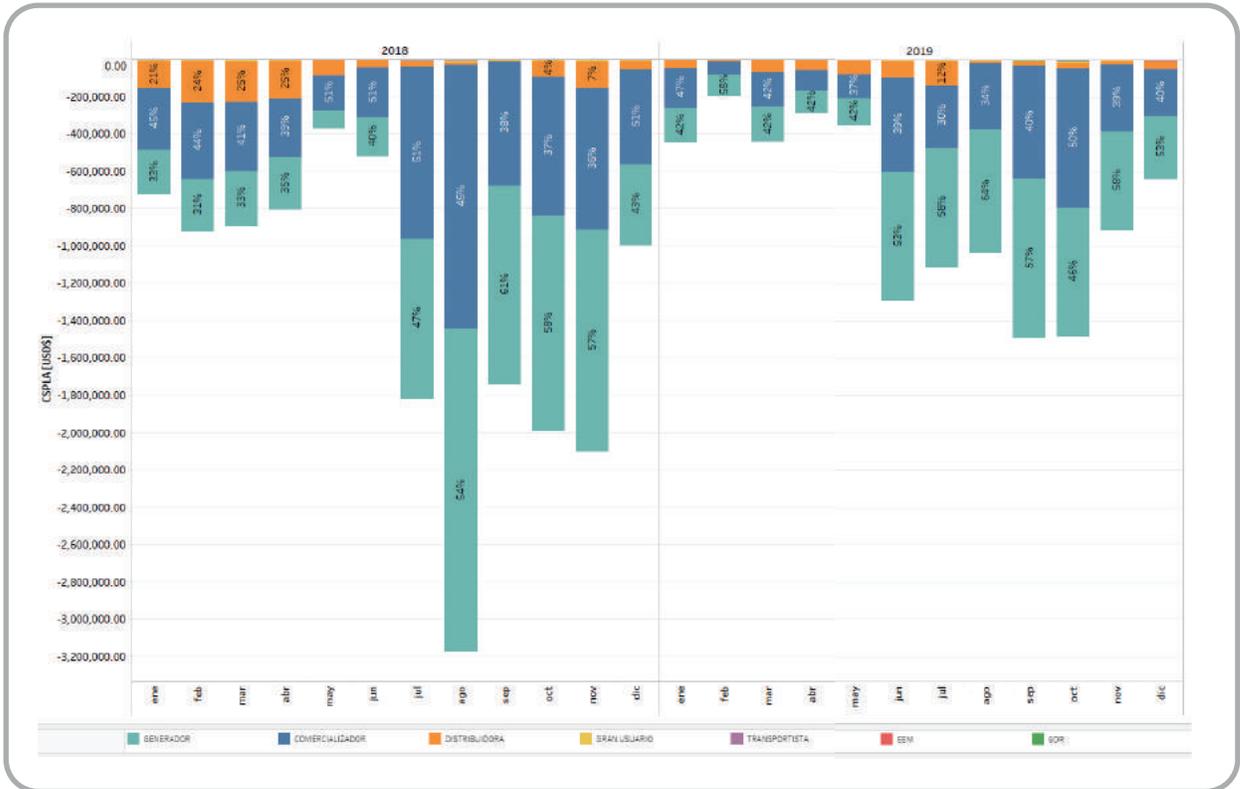
4.8.1 Cargo por saldo del precio de potencia (CSPLA)

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 cómo 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.

Gráfica 61. Saldo del Precio de la Potencia por agente distribuidor



Gráfica 62. Cargo del Saldo del Precio de la Potencia por tipo de participante

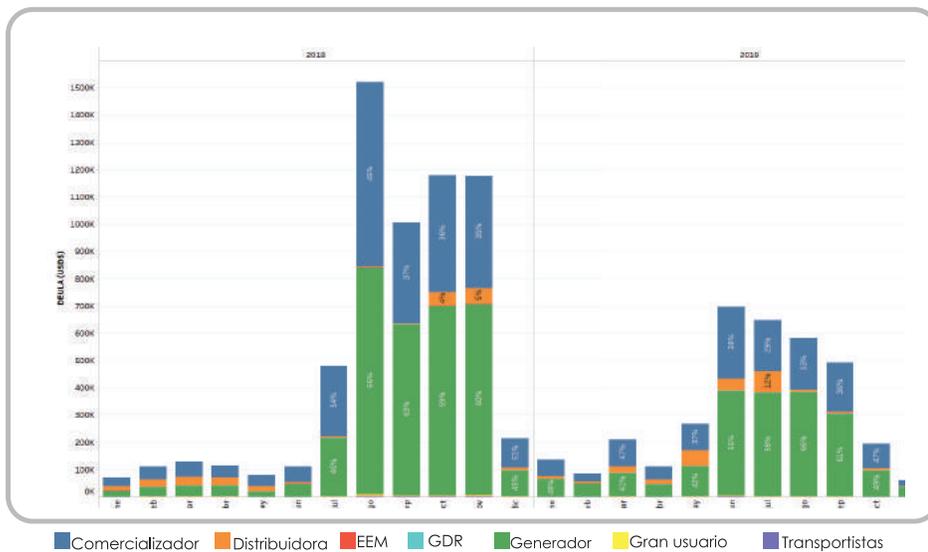


Los agentes Generadores constituyen al segmento con mayor participación en los cargos seguido de los Comercializadores. Del año 2018 al 2019, la magnitud de los cargos ha disminuido pero los porcentajes de participación se mantienen estables. La asignación de los cargos (abonos) se realiza en mayor proporción a la Distribuidoras de Energía Eléctrica de Occidente S.A. (DEOCSA); esto permite inferir que es el agente con mayores excedentes hacia el Mercado de Oportunidad de la Energía.

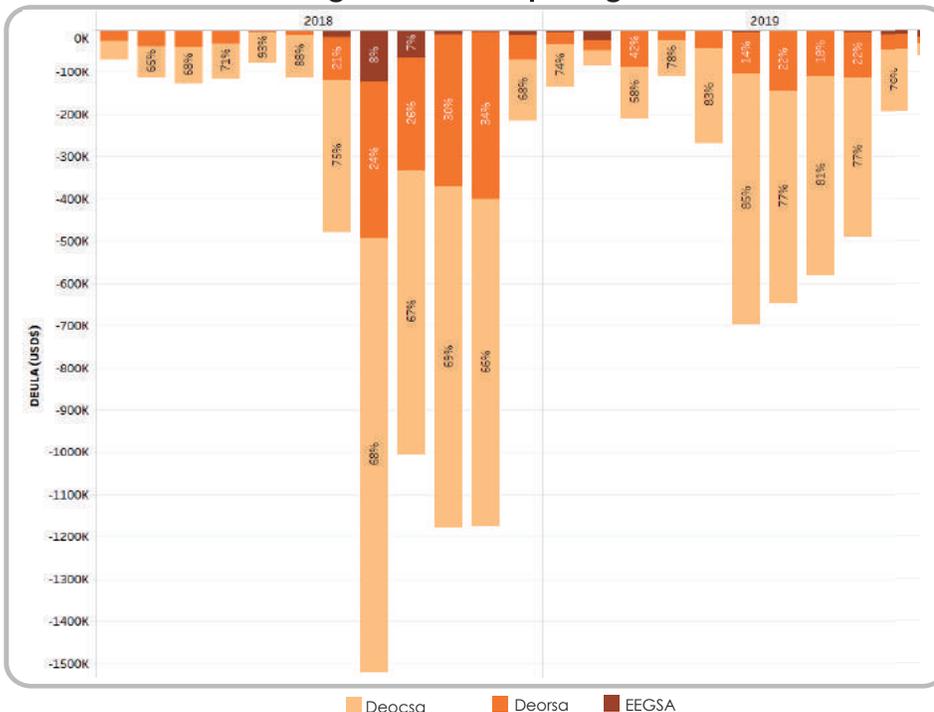
4.8.2 Descuento por la Energía Utilizada para el Agente o Gran Usuario (DEULA)

Bajo una serie de condiciones, el DEULA corresponde a una reducción monetaria horaria a cuenta de CSPLA . Los participantes generadores constituyen los mayores acreedores a descuentos por la energía utilizada seguido por los comercializadores. Para el año 2018, el promedio de participación es del 54% y 41% respectivamente, mientras que para el 2019 disminuye a 37% los comercializadores y aumenta a 55% los agentes Generadores.

Gráfica 63. Abonos al DEULA, por tipo de participante del Mercado Mayorista



Gráfica 64. Cargos al DEULA, por agente Distribuidor

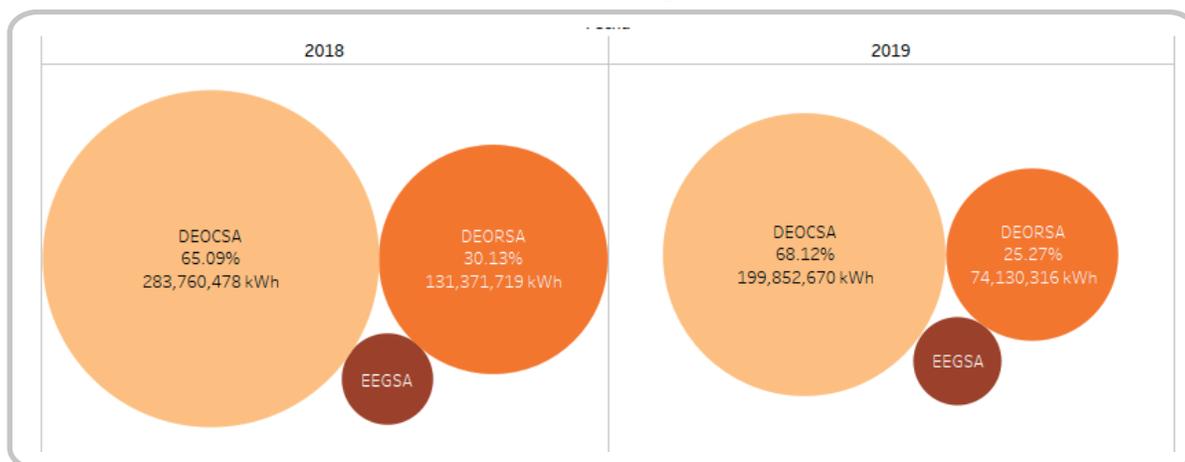


De la gráfica anterior se observa que la Distribuidora DEOCSA lidera en cuanto a cargos del DEULA se refiere, seguido por DEORSA.

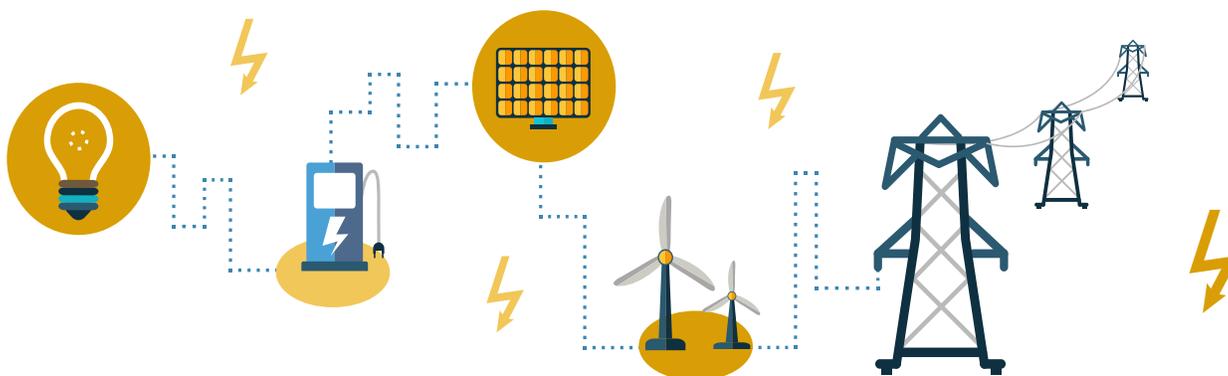
4.8.3 Energía excedente de las distribuidoras debido a contratos de licitación abierta (EEXLA)

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).

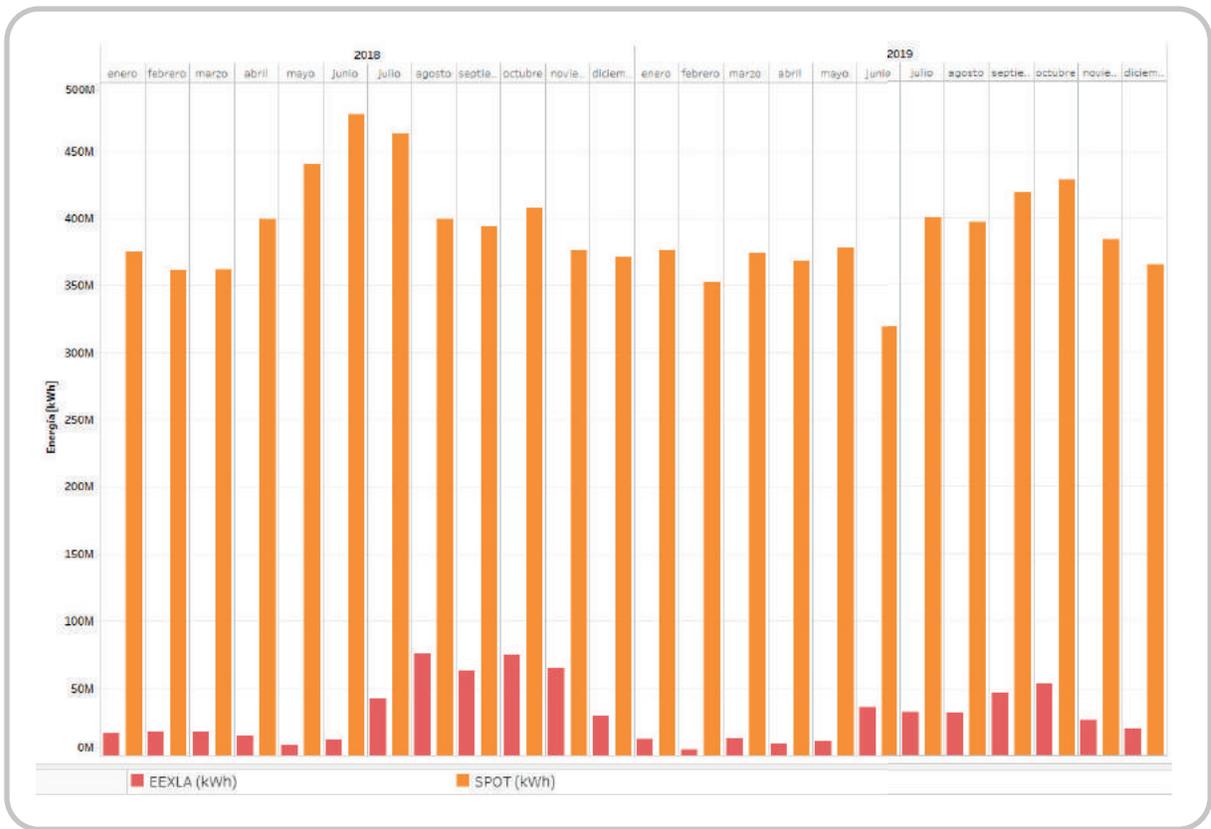
Gráfica 65. Excedentes de energía de las Distribuidoras



La distribuidora DEOCSA demuestra ser quien inyecta más excedentes de energía (EEXLA) al Spot, aumentando su participación de 65.09% en el 2018 a 68.12% en el 2019. Porcentualmente se replica el patrón de participación pero en cuanto a energía, DEOCSA redujo en 29.57% los excedentes de energía, DEORSA en 43.57% y EEGSA en 6.91%.



Gráfica 66. Excedentes de energía respecto de la energía total comprada en el mercado Spot



En rojo se muestra qué tanto representan los excedentes de energía respecto al total de la energía comprada en el Mercado de Oportunidad. En promedio, para el año 2018, los excedentes EEXLA significaron el 9.03% del Spot y para el 2019 fue el 6.44%. Lo anterior es coherente con la disminución de los excedentes de energía mostrados en el gráfico anterior.

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).

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 período 2015 – 2019 de 20.85%. No obstante, el volumen de dichas transacciones disminuyó 13.16% del año 2018 al año 2019. En el periodo 2015 – 2019, los dos años con mayor volumen de Exportación³¹ 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 los últimos 5 años (2015-2019) de 13.15%. Asimismo, en los años 2017 y 2019 se registraron los mayores volúmenes de Importación³² de energía eléctrica hacia Guatemala (desde el MER y desde el MEM), alcanzando valores equivalentes al 7.20% y 8.35% de la energía total producida en el SIN, respectivamente.

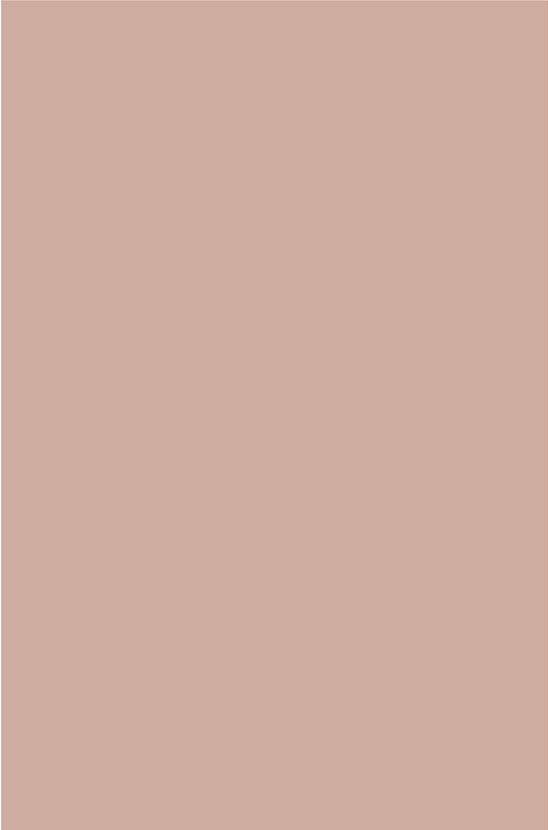
La tabla siguiente presenta un resumen de los volúmenes totales y los porcentajes de transacciones internacionales de energía eléctrica del Mercado Mayorista de Guatemala (MM) con América Central (MER) y con México (MEM).

Datos Generales	2015	2016	2017	2018	2019
- Consumo de Energía (Consumida total + exportada total) (GWh)	10,485.39	11,167.50	11,876.17	12,875.35	12,847.80
- Energía consumida localmente total	9,398.17	9,832.70	10,018.41	10,374.97	10,676.46
- Energía exportada total	1,087.22	1,334.8	1,857.76	2,500.38	2,171.35
- Proporción de la Exportación sobre la energía consumida total (%)	10.37%	11.95%	15.64%	19.42%	16.90%
- Producción de Energía (Producida SNI + importada total) (GWh)	10,886.66	11,624.83	12,381.28	13,348.12	13,342.59
- Energía producida SNI	10,301.87	10,877.91	11,489.90	12,522.39	12,228.23
- Energía importada total	584.79	746.92	891.38	825.73	1,114.36
- Proporción de la Importación sobre la energía producida total (%)	5.37%	6.43%	7.20%	6.19%	8.35%

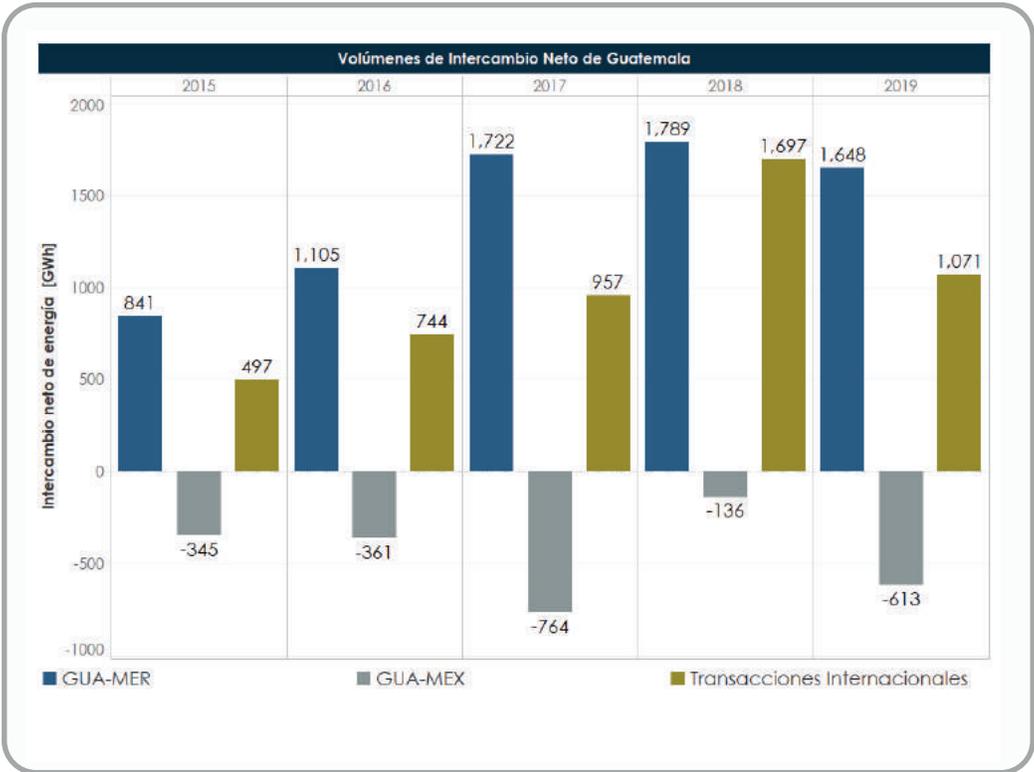
³¹ Conforme lo indica la NCC-10 la exportación es una demanda adicional que se agrega al Mercado Mayorista para ser cubierta en el Despacho.

³² 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. 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. Las exportaciones netas del país se conforman principalmente por la energía inyectada al Mercado Eléctrico Regional, mientras que las importaciones netas están conformadas principalmente por la energía que es traída a través de la interconexión Guatemala-México y el resultado neto de las transacciones internacionales del país se obtienen a partir de las transacciones con el MER y con México.



Gráfica 67. Volúmenes de intercambio neto de Guatemala



En el 2019 el intercambio neto en transacciones internacionales disminuyó 36.90% respecto al año anterior, reflejando la disminución de transacciones de exportación de energía eléctrica con el MER; esto tuvo cierta influencia del hecho que, en el año 2019, no se realizaron subastas de Derechos Firmes entre Guatemala y El Salvador. Los resultados indicados son el producto de las transacciones internacionales de los Participantes del Mercado Mayorista con el MER y el MEM, motivadas en gran medida por la oferta adicional con la que cuenta Guatemala, producto de las licitaciones e inversión en el subsector eléctrico.

5.1 Mercado Eléctrico Regional

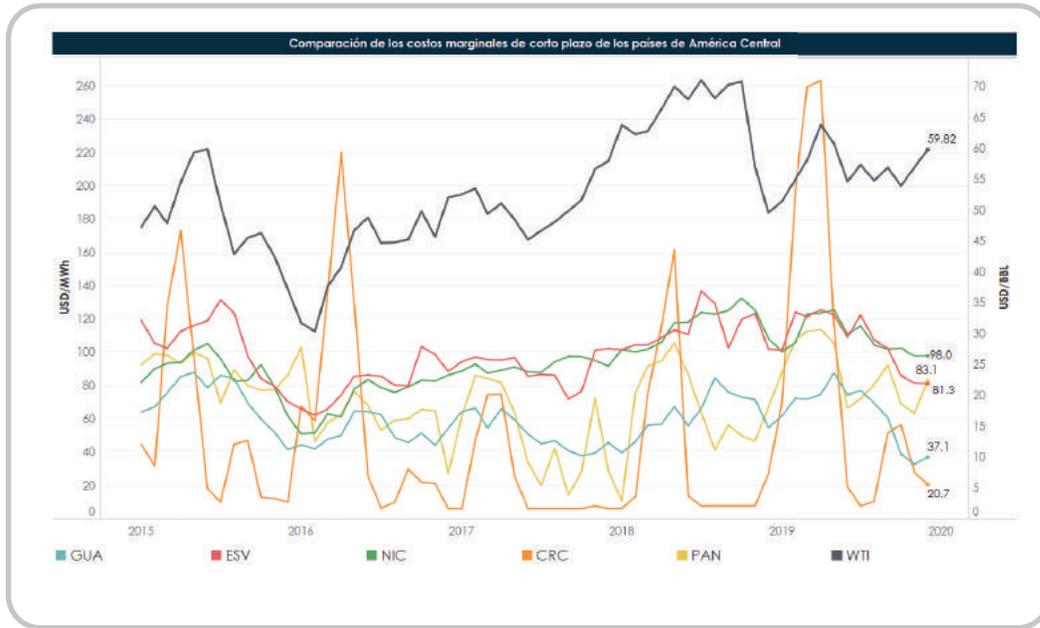
El Mercado Eléctrico Regional es el ámbito en que se realizan las transacciones de compra y venta de energía eléctrica entre los Agentes del mercado eléctrico de cada uno de los seis países miembros. Derivado de la voluntad de los países miembros (Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica 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 seis 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 Mercado de Contratos Regionales o en el Mercado de Oportunidad Regional, deberán pagar cargos variables 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, 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 referencia a lo anterior, el precio del crudo WTI influye en el Costo Marginal de Corto Plazo (Precio de Oportunidad de Energía o equivalente) de cada País Miembro del MER³³ cuya composición del parque Generador tenga una participación importante en tecnologías de generación térmica. Tal como se observa en la gráfica siguiente, el Costo Marginal de Corto Plazo mantiene un comportamiento acorde con la oscilación del precio internacional del crudo WTI.

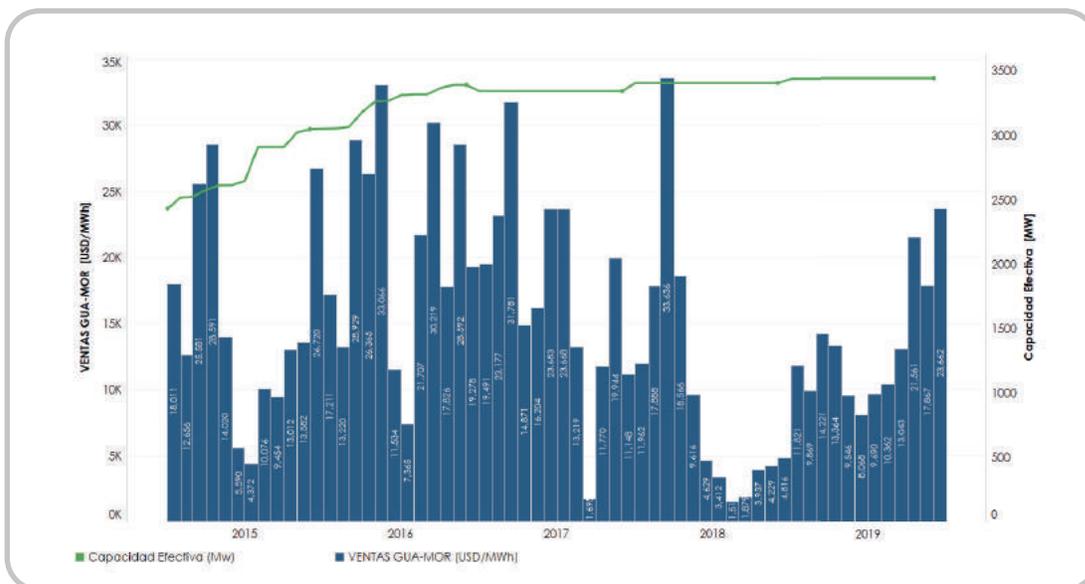
³³ Debido a la falta de información pública, no fue posible evaluar el Sistema Eléctrico Hondureño.

Gráfica 68. Comparación de los costos marginales de corto plazo de los países de América Central



En ese sentido, el exceso de oferta de energía eléctrica en el subsector eléctrico de Guatemala influye considerablemente en el volumen de participación en el MER. La gráfica siguiente permite apreciar el comportamiento de las ventas de energía realizadas por los Participantes del Mercado Mayorista en el Mercado de Oportunidad Regional (MOR) y la evolución de la Capacidad Efectiva en el SNI. Derivado que la oferta total se ha ampliado continuamente con plantas generadoras eficientes, se obtiene un excedente de oferta que no se consume localmente y es presentado como oferta de inyección en el MOR al mínimo precio que están dispuestos a recibir los Participantes, el cual, en muchos de los casos, es atractivo para las contra partes en los demás Países Miembros del MER.

Gráfica 69. Comparación entre las ventas de energía de Guatemala en el MOR y la evolución de la Capacidad Efectiva en el SNI



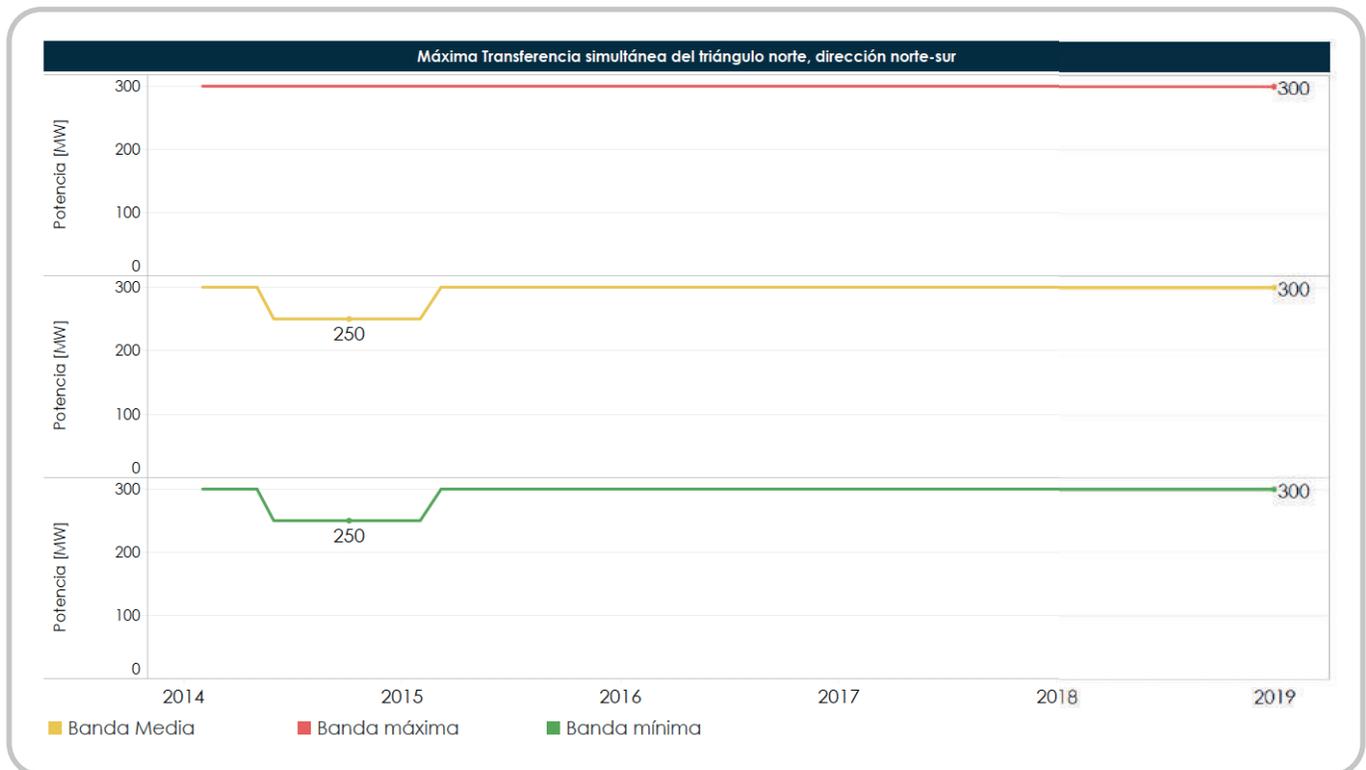
La gráfica siguiente presenta un resumen de las transacciones realizadas en el MER por cada País Miembro por tipo de mercado. En el lado izquierdo de la referida gráfica se presenta el porcentaje de participación en transacciones anuales de cada país miembro por tipo de mercado (Mercado de Oportunidad Regional –MOR– y Mercado de Contratos Regional –MCR–, resaltando la mayor participación de cada país con celda de color verde; a mayor intensidad de tonalidad verde, mayor es la participación que se identifica.

Gráfica 70. Análisis sobre las compras y ventas de energía por País Miembro del MER, desglosado por MCR y MOR

ANO	MERCADO	TRANSACCION	GUA	ESV	HON	NIC	CRC	PAN
2015	MCR	Compras	0.0%	66.5%	17.5%	13.1%	7.3%	10.9%
		Ventas	78.3%	2.6%	0.2%	0.3%	7.5%	45.9%
	MOR	Compras	0.2%	25.8%	80.8%	48.1%	30.7%	0.0%
		Ventas	21.5%	5.1%	1.6%	38.5%	54.5%	43.2%
Total 2015			100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
2016	MCR	Compras	0.1%	71.2%	64.1%	12.0%	24.3%	5.0%
		Ventas	76.6%	13.4%	0.0%	0.0%	8.9%	66.5%
	MOR	Compras	0.4%	13.2%	28.3%	80.0%	39.1%	2.0%
		Ventas	22.9%	2.2%	7.6%	8.0%	27.8%	26.5%
Total 2016			100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
2017	MCR	Compras	0.4%	82.6%	82.8%	15.3%	0.0%	2.0%
		Ventas	86.3%	3.0%	0.5%	0.0%	12.5%	65.7%
	MOR	Compras	0.7%	9.7%	13.5%	84.4%	12.1%	0.0%
		Ventas	12.6%	4.7%	3.2%	0.3%	75.4%	32.2%
Total 2017			100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
2018	MCR	Compras	0.2%	84.5%	84.1%	20.0%	4.3%	1.3%
		Ventas	93.0%	7.1%	0.0%	0.0%	42.9%	85.0%
	MOR	Compras	0.3%	5.9%	13.7%	79.9%	13.3%	3.0%
		Ventas	6.4%	2.5%	2.2%	0.1%	39.5%	10.7%
Total 2018			100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
2019	MCR	Compras	0.4%	66.5%	56.7%	61.0%	28.4%	12.3%
		Ventas	89.6%	21.4%	0.0%	0.0%	26.5%	68.3%
	MOR	Compras	0.2%	8.3%	41.1%	38.9%	22.9%	6.0%
		Ventas	9.8%	3.8%	2.2%	0.0%	22.2%	13.4%
Total 2019			100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	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.

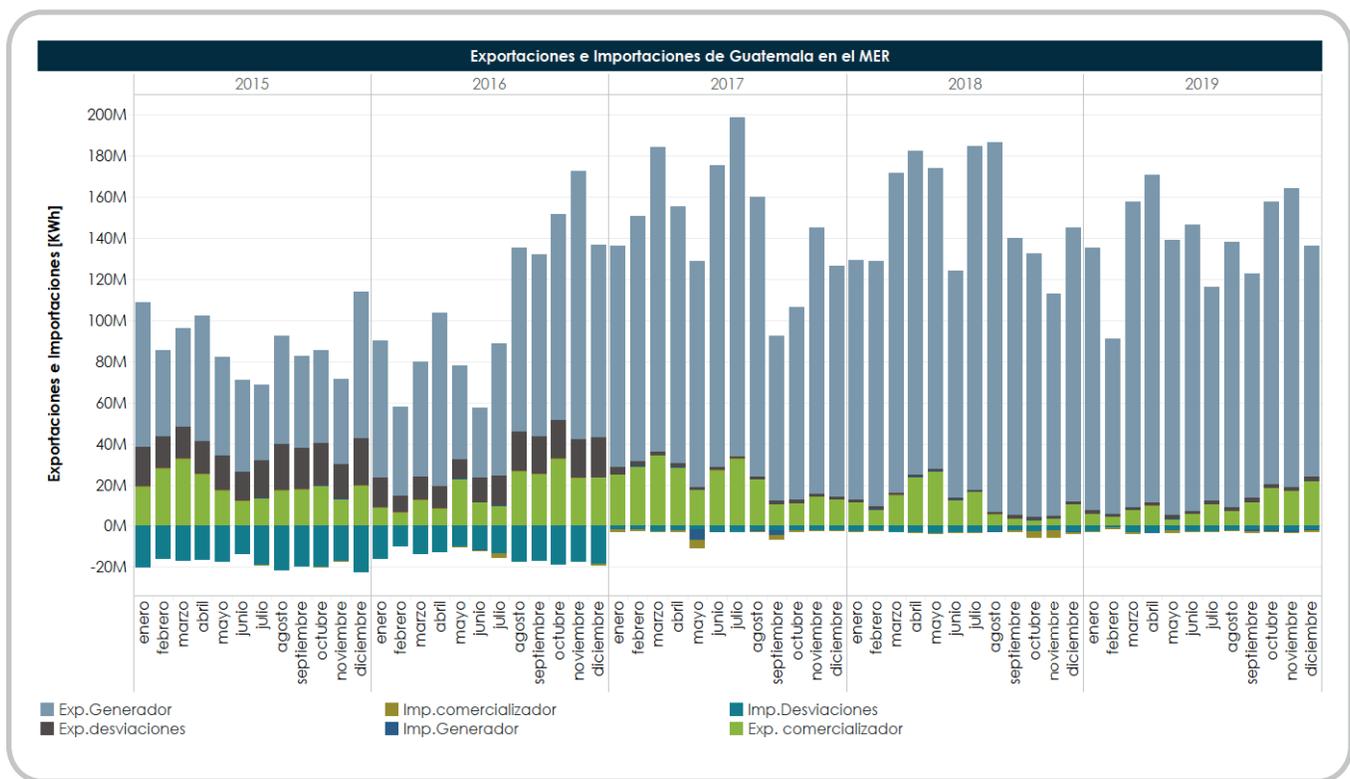
Gráfica 71. Máxima transferencia simultánea en el Triángulo Norte, dirección Norte-Sur



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 podrá enviar hasta un máximo de 300 MW en la banda máxima, considerando los flujos simultáneos hacia El Salvador y Honduras.

En contexto con lo expuesto anteriormente, la participación de Guatemala en el MER ha mostrado ser 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; asimismo, en ella se observa que el mayor volumen de transacciones es realizado por los Agentes Generadores. Por último, en 2019 las exportaciones de Guatemala al MER totalizaron más de 1,657.13 GWh (no incluye desviaciones), dato que equivale al 12.89% de la demanda del SNI en ese mismo año.

Gráfica 72. Exportaciones e importaciones de Guatemala en el MER



Año	2015	2016	2017	2018	2019
Importaciones [GWh]	1.87	5.16	19.24	9.68	9.48
Exportaciones [GWh]	843.33	1,110.25	1,741.13	1,798.87	1,657.13
Variación Importaciones [%]	-	174.94	272.87	- 49.69	-2.07
Crecimiento Exportaciones [%]	-	31.65	56.82	3.32	-7.88

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 período de mercado en los nodos de la RTR habilitados comercialmente. Las ofertas al Mercado de Oportunidad Regional son informadas por 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 y son las que posibilitan la optimización del despacho regional.

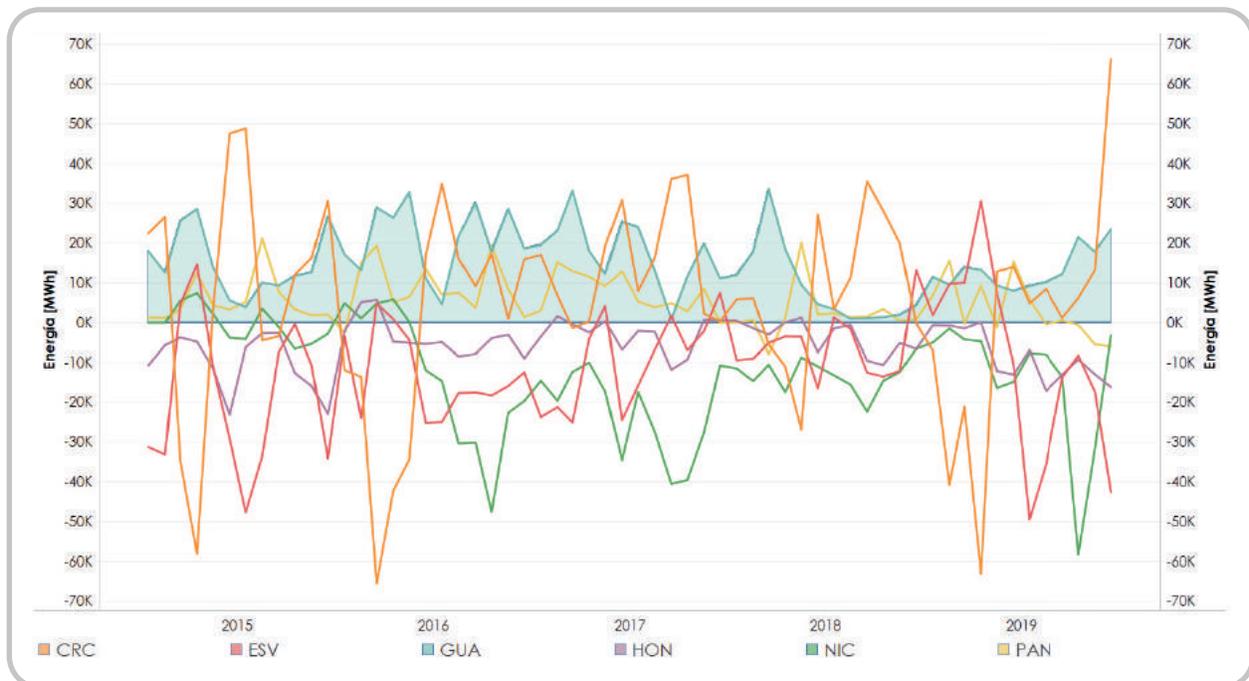
5.1.1.1 Intercambio de energía

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 período 2015 - 2019. Esta gráfica permite identificar que existe un comportamiento variable sobre el resultado neto (Importador o Exportador) de algunos países a lo largo del período analizado.

Guatemala mantiene su resultado 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. 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.

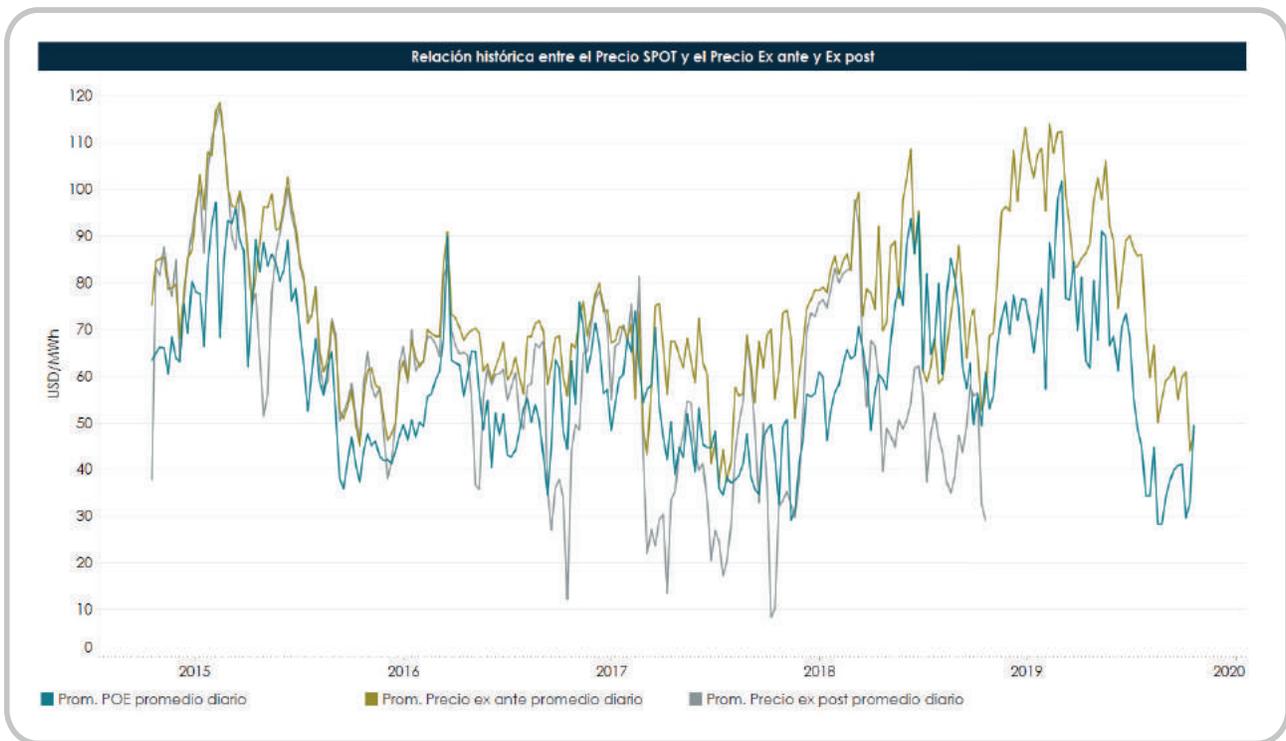
Gráfica 73. Intercambio neto de energía en el MOR por País miembro del MER



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 medio diario, los precios ex ante y ex post calculados en los nodos de enlace de control de Guatemala (Panaluya, La Vega II y Moyuta); se observa que durante el 2019 hubo precios ex ante superiores a los 100 USD/MWh, específicamente en los meses de febrero, marzo, abril, mayo y julio. Es necesario indicar que, para la fecha de publicación del presente informe, los precios ex post del año 2019 aún no se encontraban publicados en la Base de Datos Remota del Ente Operador Regional.

Gráfica 74. Relación histórica entre el Precio SPOT, Precio Ex ante y Precio Ex post



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 que los precios en la banda mínima registran bajas relativas a las demás bandas horarias, principalmente el precio Spot.

Gráfica 75. Relación histórica entre el Precio Spot y el precio ex ante medio mensual del MER, por banda horaria

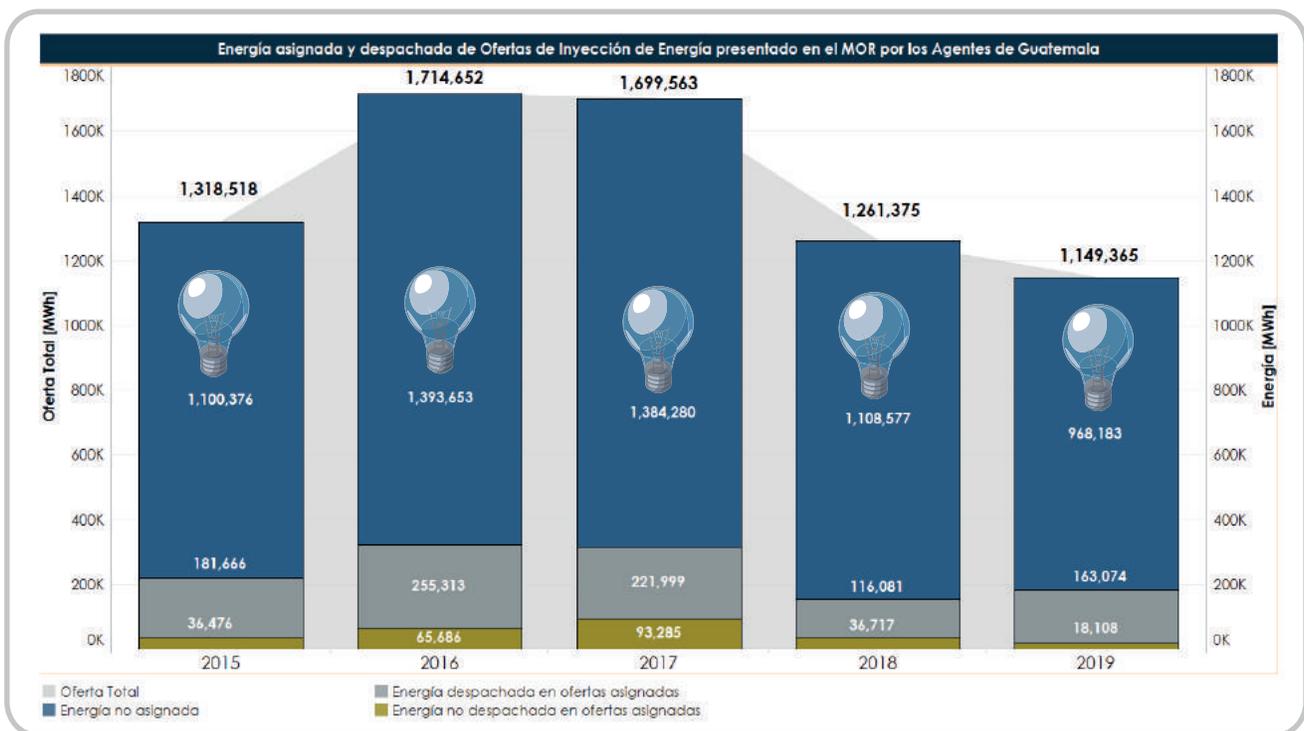


Asimismo, se observa la relación de los referidos precios y el precio del crudo WTI por banda horaria. En ese sentido, los precios ex ante y precio Spot en las bandas media y máxima mostraron comportamientos similares con el precio del crudo durante el periodo 2015-2019.

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, parcial o nula, tanto para las ofertas de inyección como en ofertas de retiro en el MOR. Con relación a las ofertas de inyección en el MOR, la gráfica muestra que únicamente 163,074 MWh fue completamente asignada en el predespacho regional, es decir el 14.19% de la energía ofertada. Asimismo, el 1.5% de la energía ofertada que fue asignada, no fue despachada, lo cual es equivalente a 18,108 MWh; por último, 968,183 MWh de la energía ofertada total resultó no ser asignada al despacho regional, siendo un poco más del 80% del total.

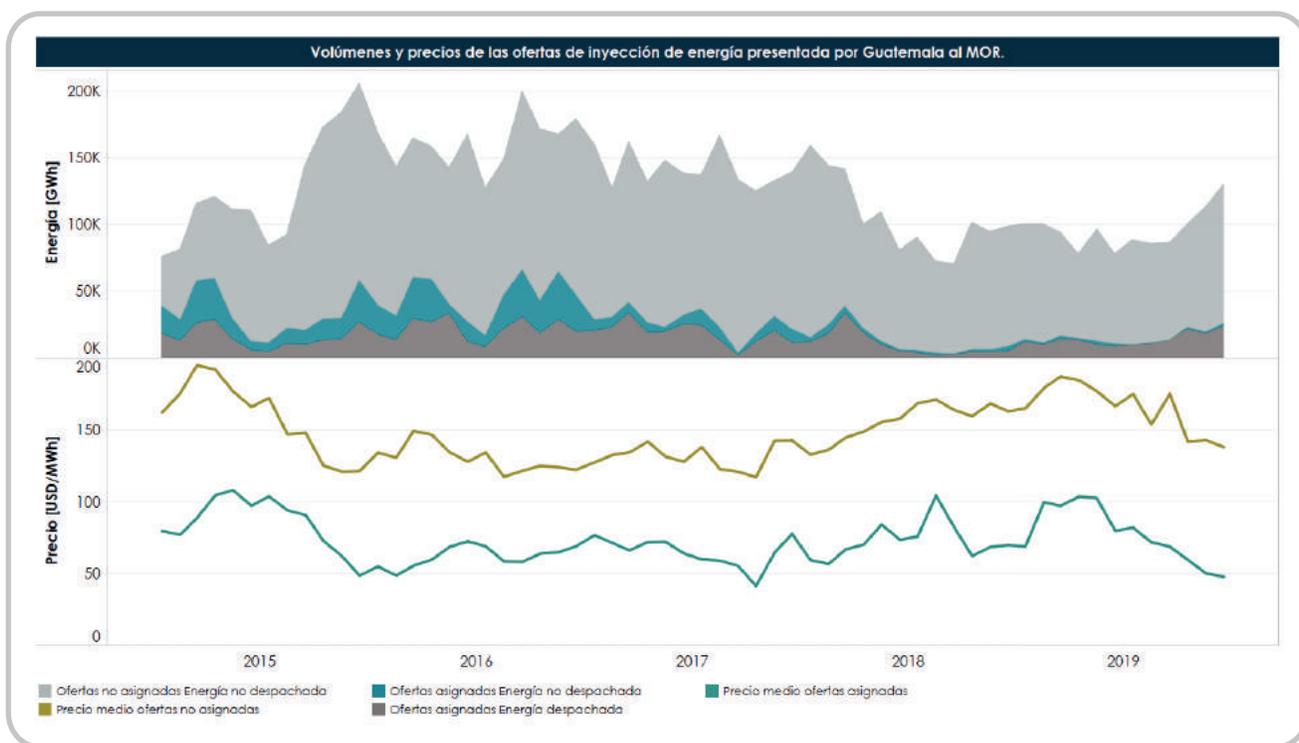
Gráfica 76. Energía asignada y despachada de ofertas de inyección de energía presentado en el MOR por los Agentes del Guatemala



En ese sentido, a continuación, se presenta el comportamiento histórico de los volúmenes y precios de energía de inyección ofertada en el MOR bajo la clasificación descrita en la anterior. Se puede apreciar la diferencia promedio entre los precios de las ofertas de inyecciones asignadas y no asignadas al pre despacho regional. Asimismo, el volumen de las ofertas de inyección de energía que no fueron asignadas ni despatchadas, ha disminuido a partir del año 2017.

Por otra parte, se puede observar la brecha entre los precios medios de las ofertas no asignadas y los precios medios de las ofertas asignadas, siendo notable el incremento en los precios de las ofertas no asignadas desde enero de 2018.

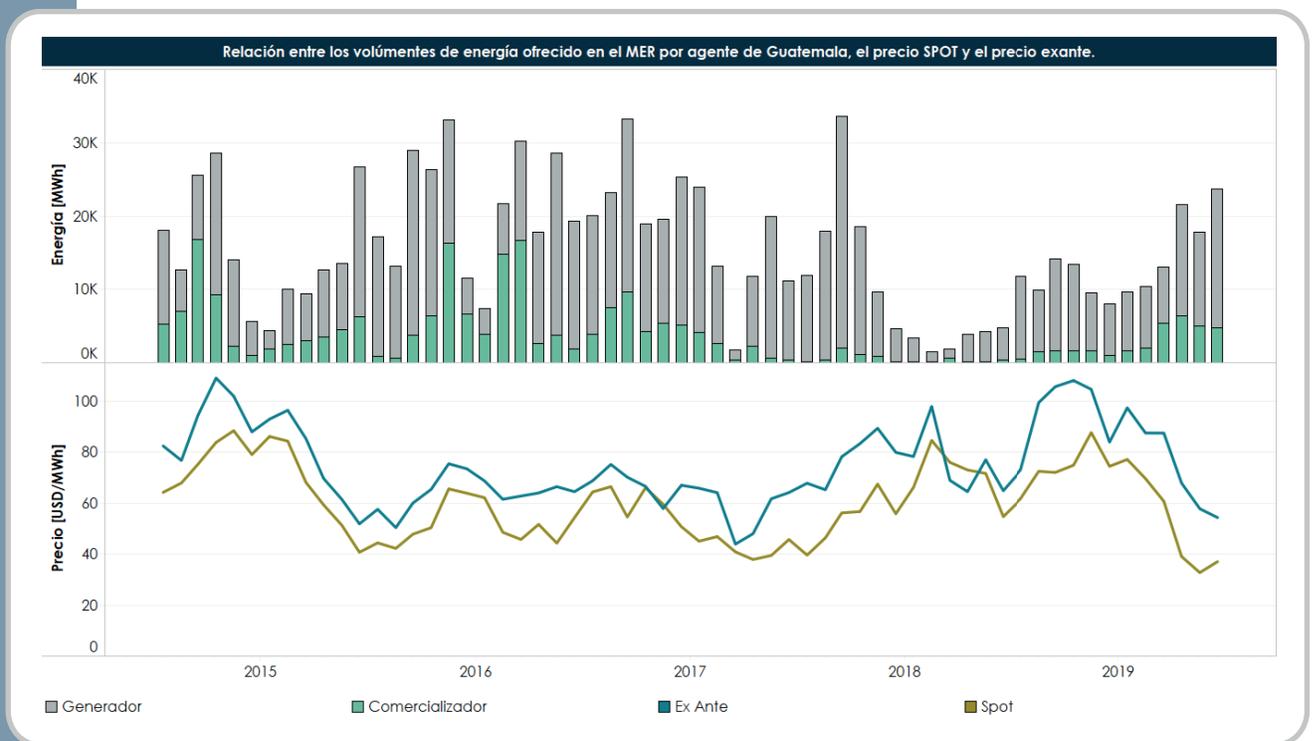
Gráfica 77. Volúmenes y precios de las ofertas de inyección de energía presentada por Guatemala al MOR



La siguiente gráfica presenta el resultado neto de la exportación de energía de Guatemala al MOR para el período 2015 – 2019, así como el POE de Guatemala y los precios ex ante del MER. Es evidente que a partir de 2018 los Agentes Generadores realizan el mayor volumen de transacción de inyección en el MER; no obstante, dicho volumen ha disminuido a partir del año 2018. Del mismo modo se observa la disminución en la participación de los Agentes Comercializadores a partir del año 2017.

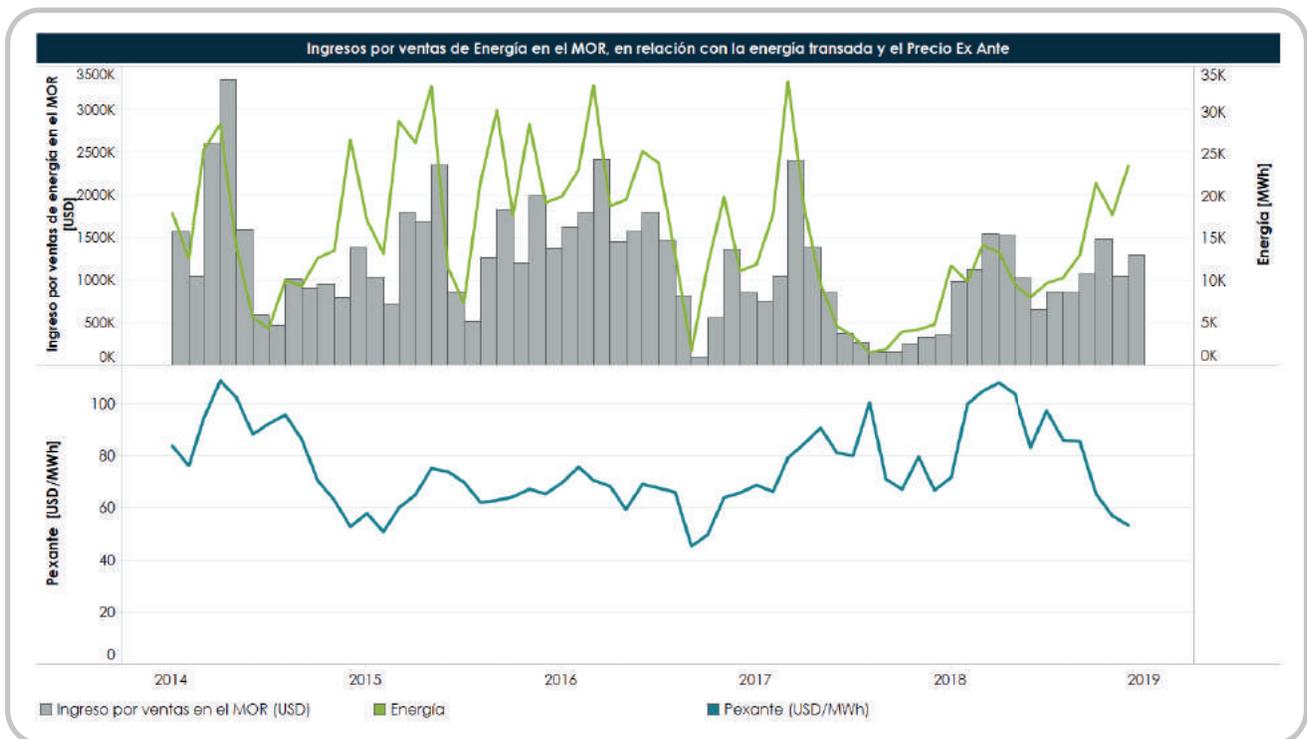
Además, se observa que en los periodos en los cuales la brecha entre el precio ex ante y el precio Spot se estrecha o el precio Spot es mayor al ex ante, el volumen de transacciones de inyección de energía disminuye. Lo anterior indica que existe una relación directa entre la brecha antes indicada y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

Gráfica 78. 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 2019 el precio ex ante tuvo un comportamiento decreciente, impactando positivamente en el volumen de transacciones de exportación en el MOR. No obstante, no se alcanzó el volumen de años previos al 2018, lo que consecuentemente se ve reflejado en el monto de los ingresos por las ventas.

Gráfica 79. Ingresos por ventas de Energía en el MOR, en relación con la energía transada y el Precio Ex Ante

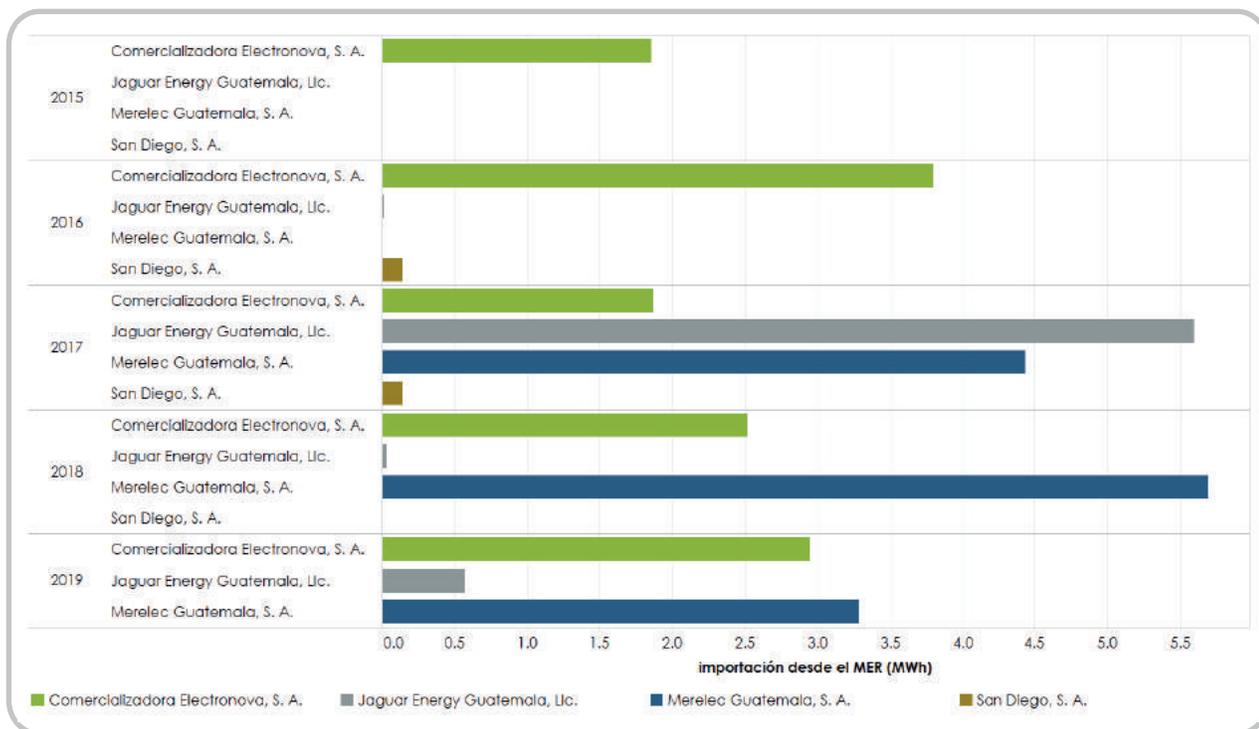


5.1.1.4 Ofertas de retiro en el MOR

Las ofertas para retiro de energía en el MOR constituyen la contraparte económica para las ofertas de inyección para que ambas resulten asignadas en el despacho regional. Los importadores, entre otros fines, buscan reducir el costo de suministro a través de abastecer la demanda de energía de una fuente externa más económica en comparación con el sistema eléctrico de su país.

Respecto a las compras de energía en el MOR por Agentes Guatemaltecos, la siguiente gráfica presenta la energía total anual retirada desde el MOR por Agente del MER. En el 2015 se registró cerca de 1.85 GWh en compras de energía, las cuales fueron realizadas principalmente por Comercializadora Electronova, S.A. En el 2016 se registró una compra de energía de 3.79 GWh realizadas nuevamente por el Comercializador Electronova, S.A.; en los años siguientes, las compras de energía se incrementaron debido a la diversa participación de Agentes Guatemaltecos donde resalta la participación de Merelec Guatemala, S.A., Jaguar Energy, LLC. y Comercializador Electronova, S.A.

Gráfica 80. Compras de energía desde el MER por Agente de Guatemala



5.1.1.5 Mercado de Contratos Regional

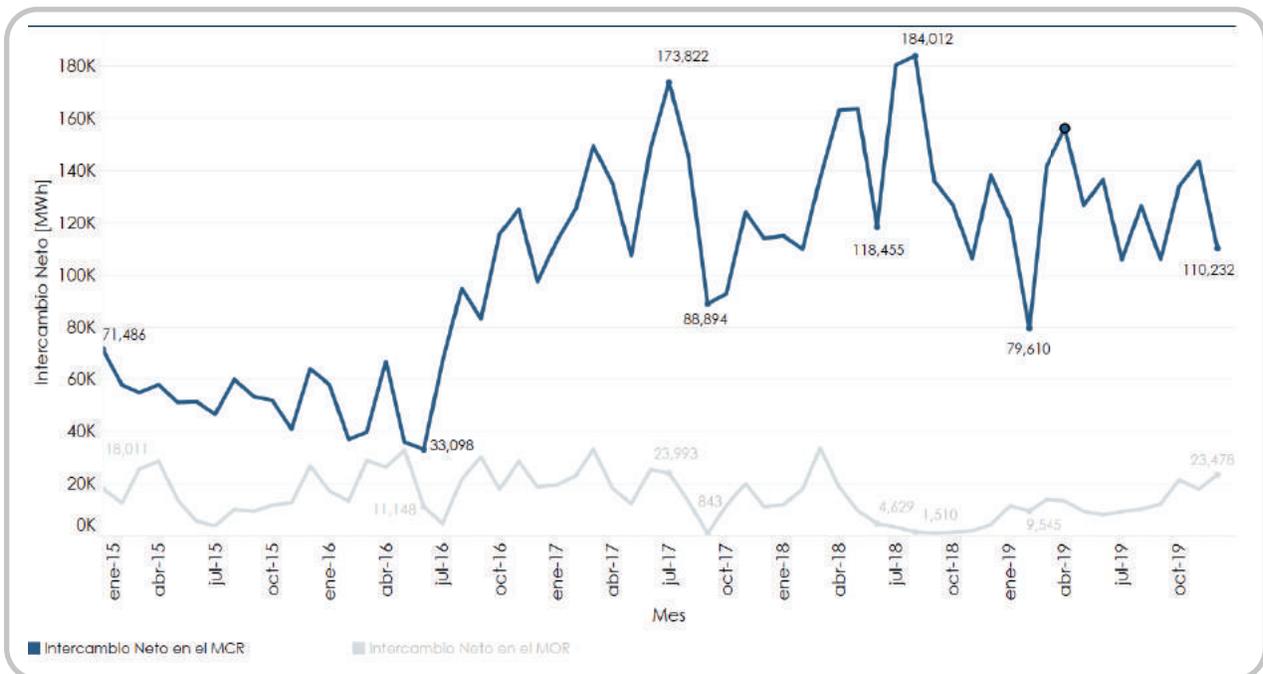
Se define en el RMER como el conjunto de contratos regionales de inyección y retiro de energía eléctrica en el MER celebrados entre participantes junto con las reglas para su administración y despacho a nivel regional. Tiene por objeto dotar a los participantes del MER de instrumentos para manejar riesgos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

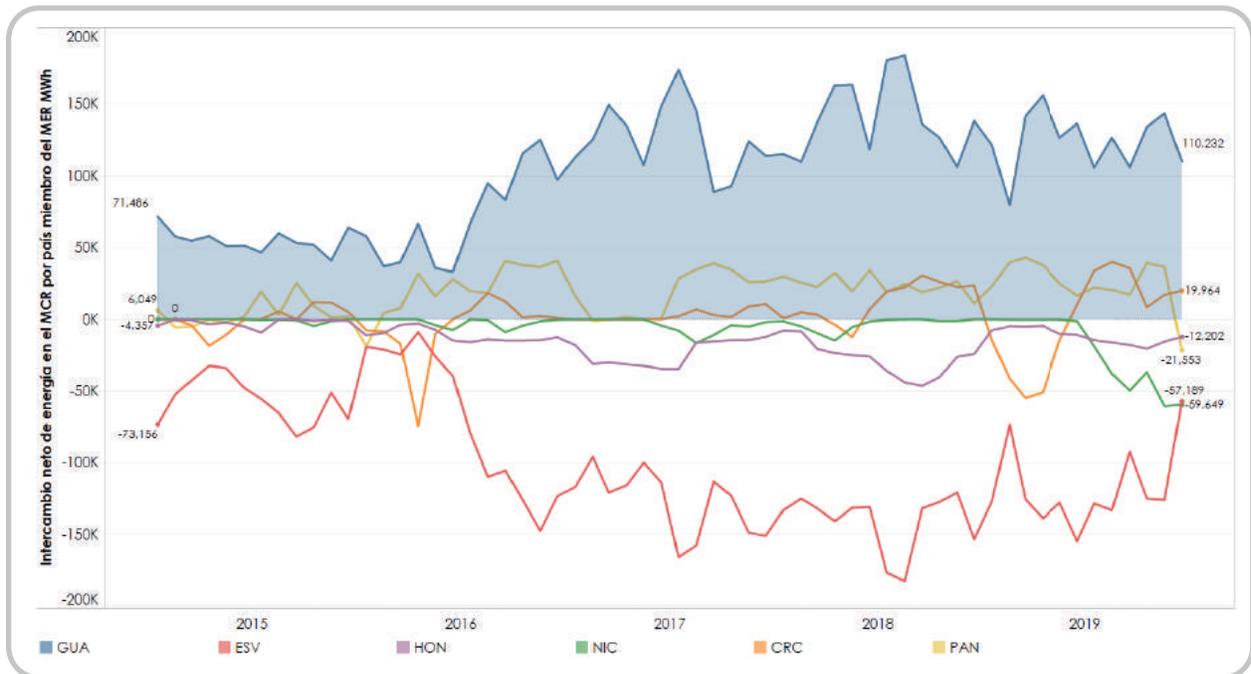
Para el caso de Guatemala, los volúmenes de energía transados en el Mercado de Contratos Regional (MCR) han superado los volúmenes de transacciones realizados en el MOR. La gráfica siguiente permite apreciar los volúmenes de transacciones realizados en ambos mercados en términos de intercambio neto de energía de Guatemala, así como la diferencia entre estos. El mes en que más cercanos estuvieron los valores de los intercambios netos en ambos mercados ocurrió en mayo de 2016, cuando el MCR superó el intercambio neto en el MOR por 3,051 MWh; mientras que el mes en que hubo mayor diferencia entre ellos fue agosto de 2018 en el que el intercambio neto del MCR fue de 184,012 MWh y el intercambio neto del MOR fue de 1,510 MWh; asimismo, en dicha fecha, Guatemala registró el volumen máximo de intercambio neto de energía en el MCR.

Gráfica 81. 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 82. Intercambio neto de energía en el MCR por país miembro del MER



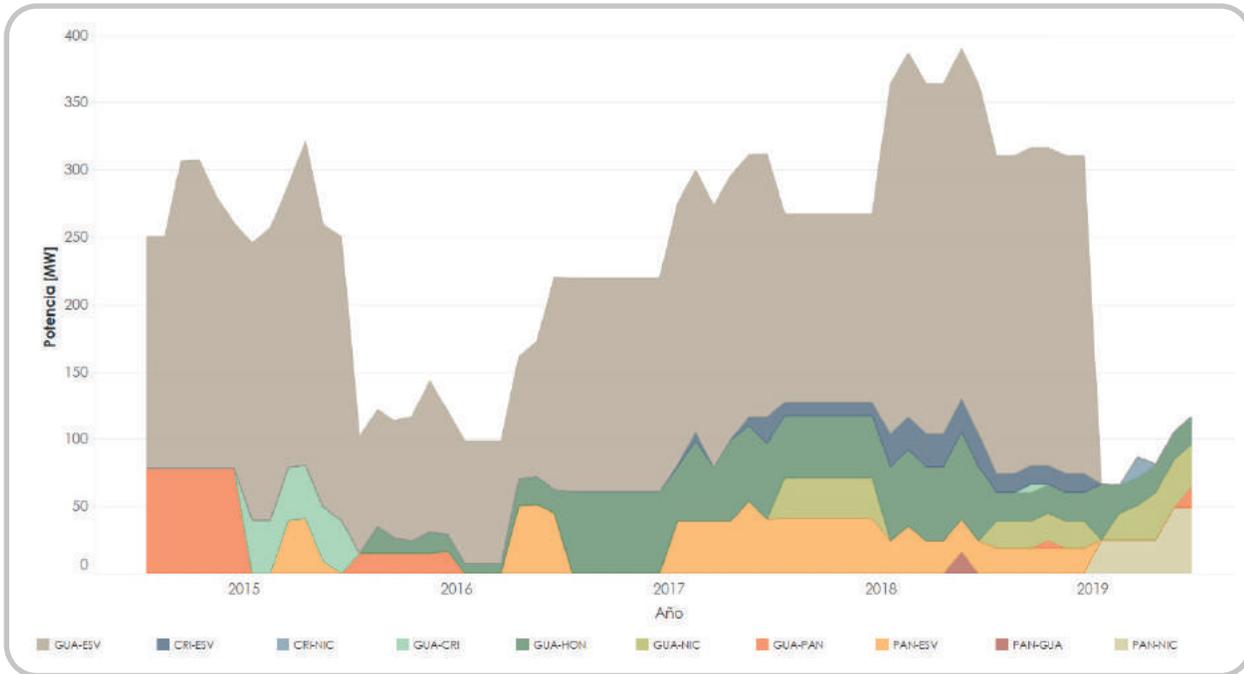
5.1.1.7 Subastas de Derechos de Transmisión y Derechos Firmes

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 período 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 Período de Validez:

- 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.
- El derecho a percibir o la obligación de pagar según el resultado de la diferencia entre el producto del Precio Nodal por la potencia de Retiro del Derecho Firme menos el producto del Precio Nodal por la Potencia de Inyección del Derecho Firme.

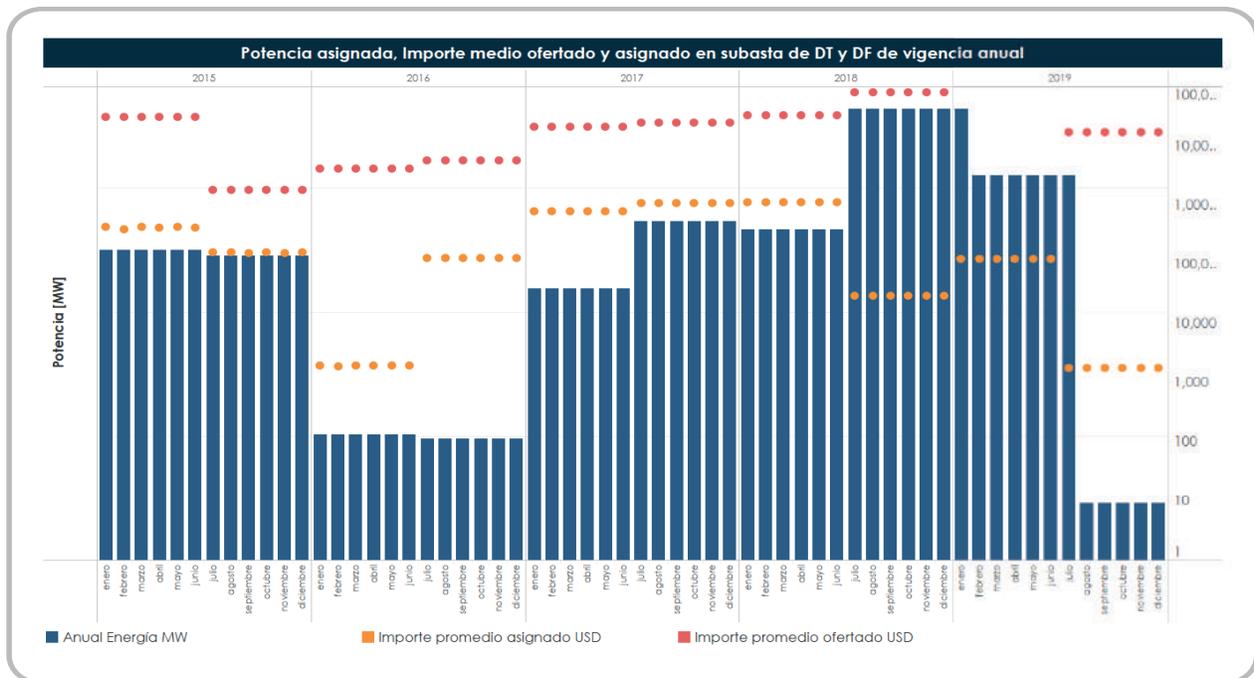
La siguiente gráfica muestra el total de energía firme asignada para CF_{MER} , y en su momento los CRPS por los países que inyectan y retiran potencia firme. La mayor participación en energía firme ocurre entre Guatemala y El Salvador, según registros históricos e información correspondiente al año 2019.

Gráfica 83. Potencia de los Derechos de Transmisión y Derechos Firmes



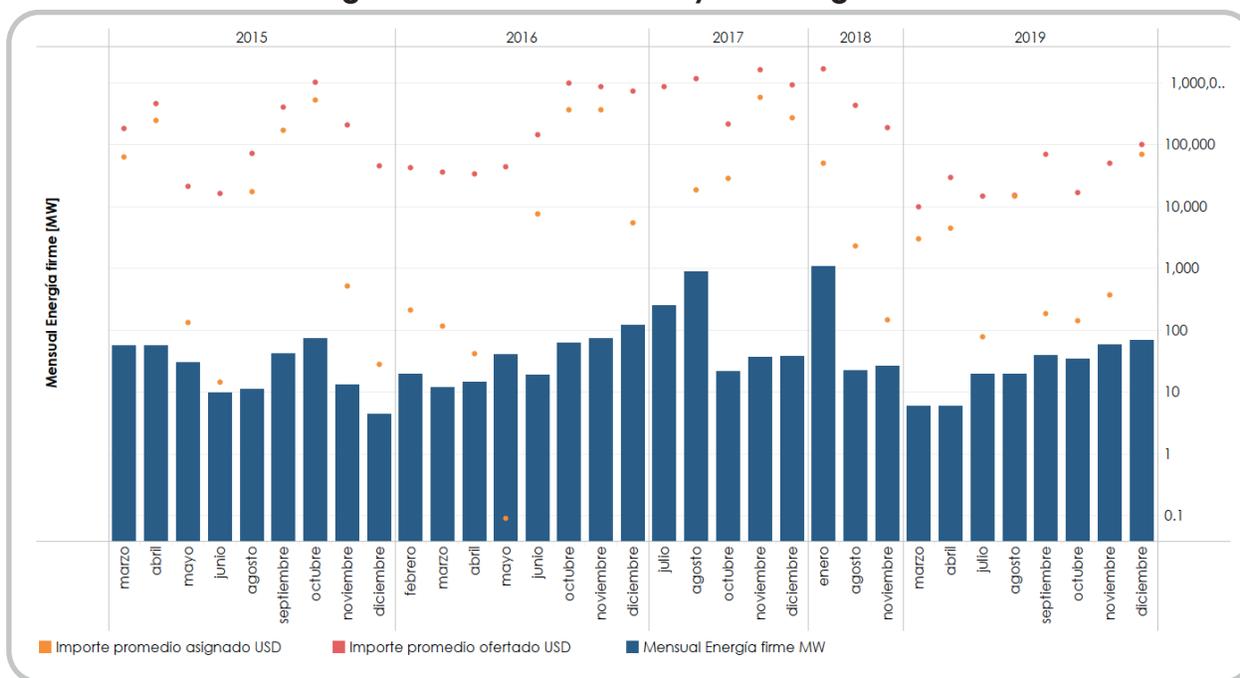
La asignación de la potencia firme responde a los resultados de las subastas de DT y DF de vigencia anual y mensual. Los resultados de la asignación se derivan de los mecanismos desarrollados según la normativa regional. En la siguiente gráfica se presenta la Potencia firme asignada en el proceso de 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.

Gráfica 84. Energía Firme asignada, importe medio ofertado e importe medio asignado en subasta de DT y DF de vigencia anual



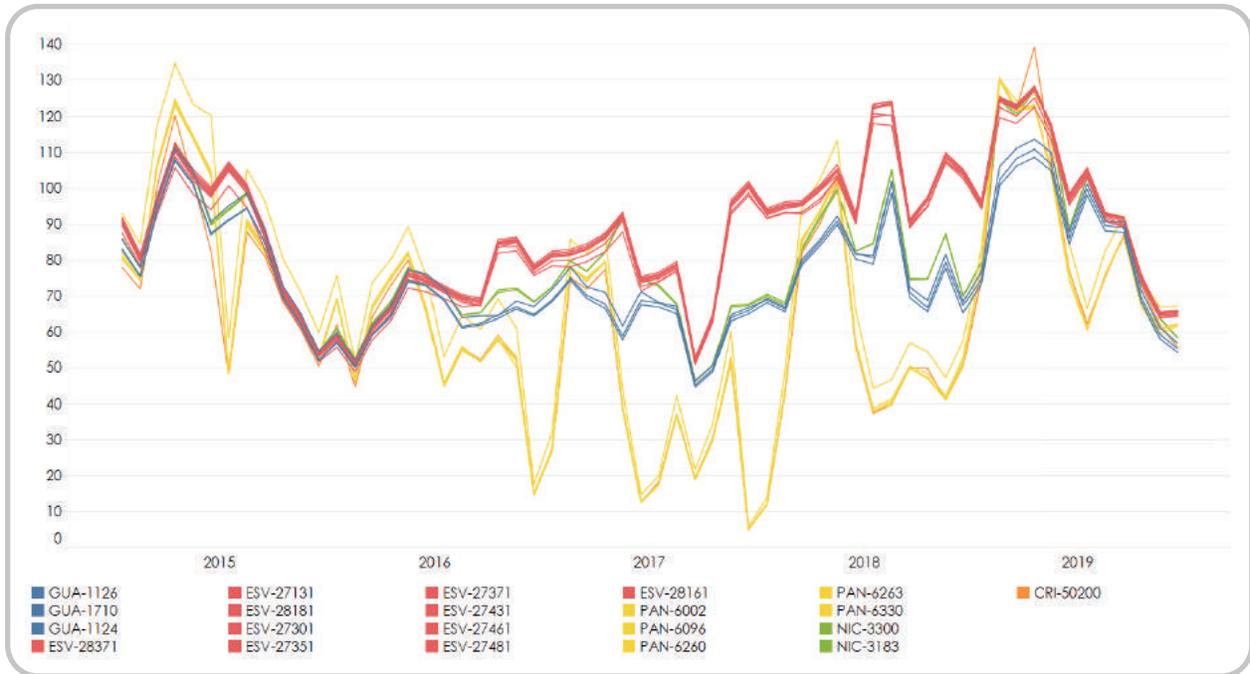
La siguiente gráfica muestra la energía firme asignada en el proceso de subastas de DT y DF mensuales (expresada en función de la potencia máxima asociada), el importe promedio ofertado por los Participantes y el importe promedio asignado mediante el mecanismo de subasta. Al igual que en la gráfica anterior, la escala para los importes fue ajustada a un orden logarítmico.

Gráfica 85. 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.

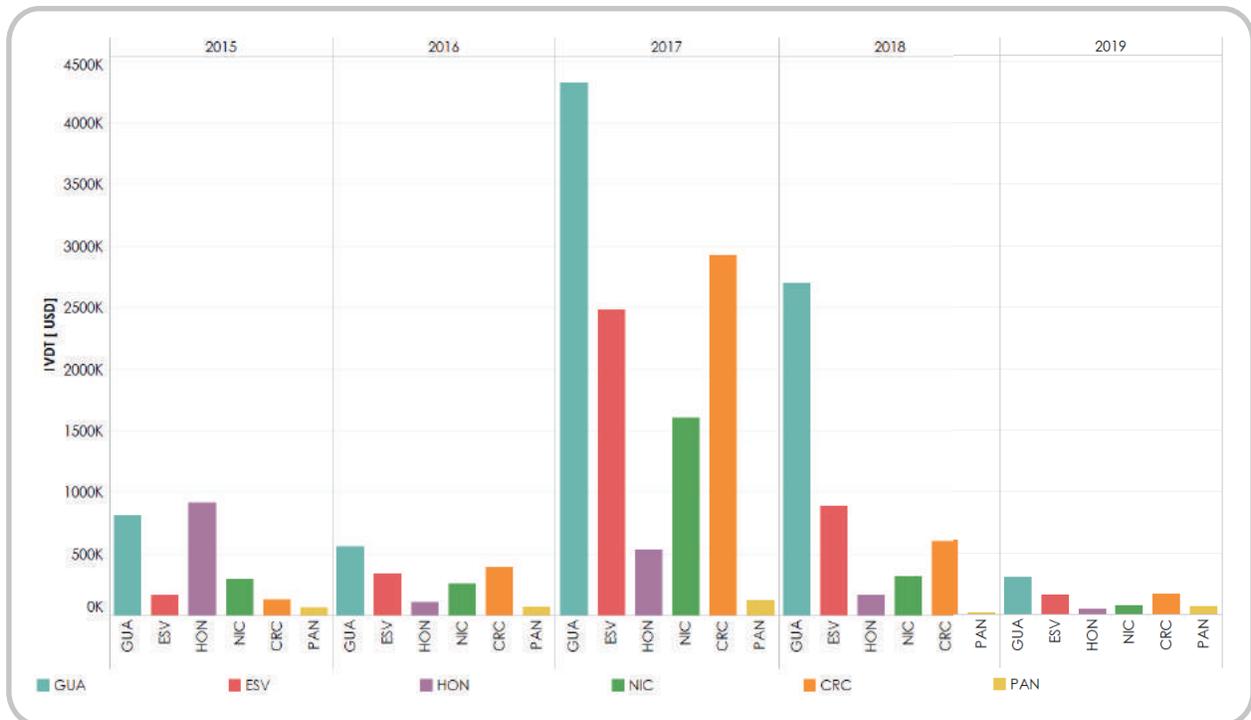
Gráfica 86. Comportamiento de los precios nodales utilizados para la asignación de energía firme



5.1.1.8 Ingresos por Ventas de Derechos de Transmisión –IVDT–

Los IVDT son aquellos montos que debe recibir el Agente Transmisor 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 debe pagar el Agente comprador del DT/DF al Agente Transmisor; la gráfica siguiente presenta los resultados del período 2015 - 2019 por tipo de transmisión:

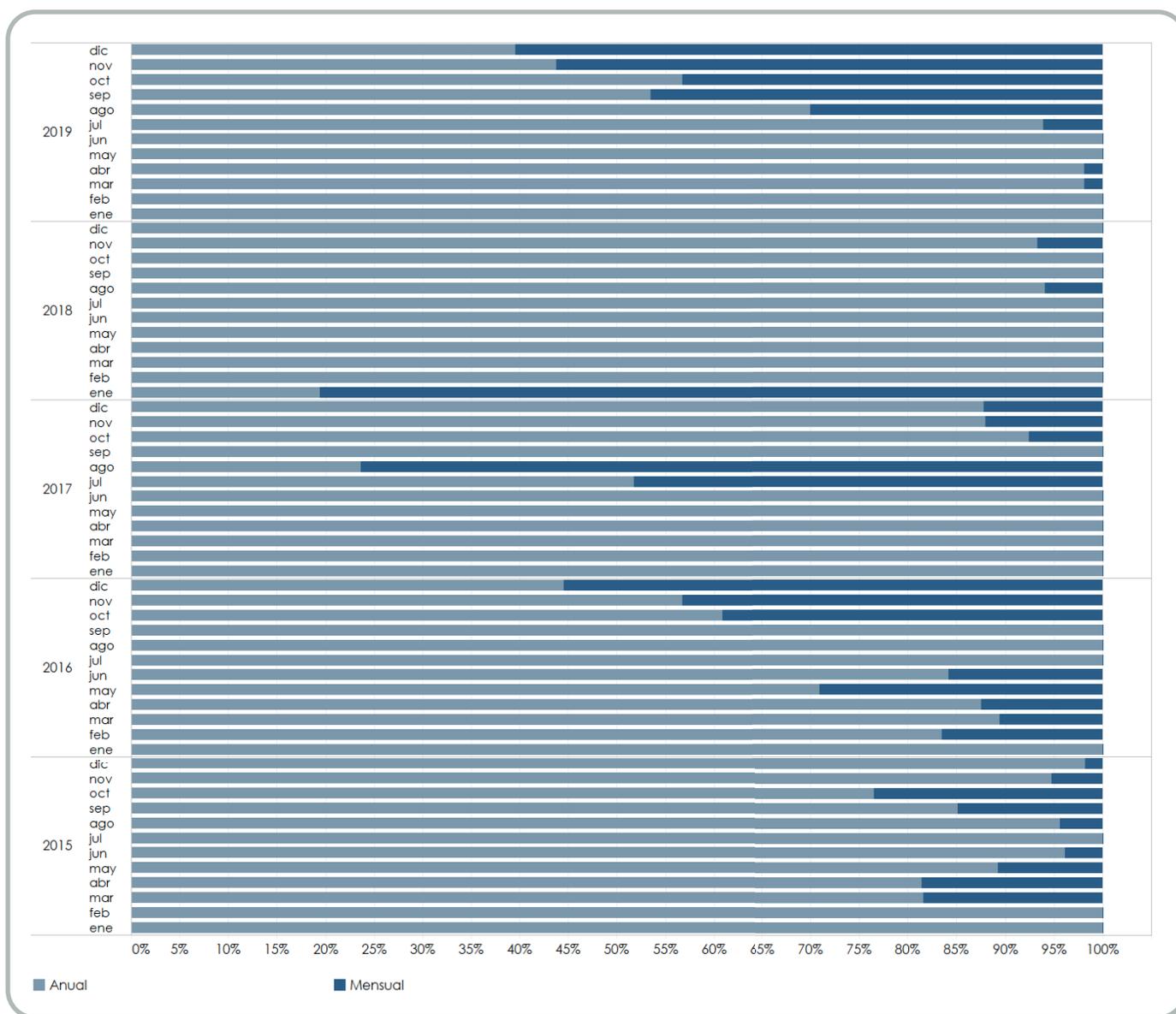
Gráfica 87. Ingresos por Ventas de Derechos de Transmisión por país miembro del MER



5.1.1.9 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. No obstante, es notorio que a partir de julio del año 2019 se incrementó la participación de la energía firme asignada en subastas de Derechos Firmes de vigencia mensual.

Gráfica 88. Energía Firme por tipo de subasta de DT, asociada a la inyección de energía desde Guatemala

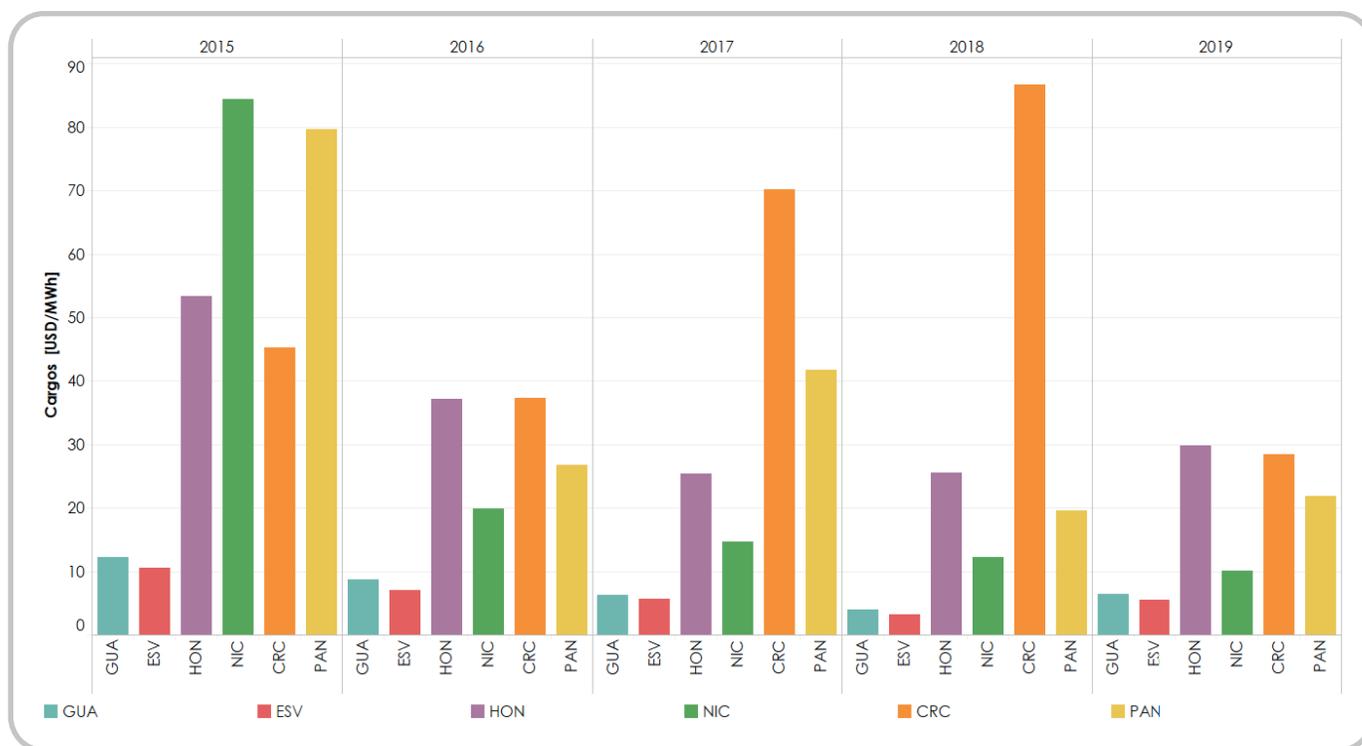


5.1.2 Cargo por regulación, operación y Cargo Complementario en el MER por MWh transado

Los cargos de operación y regulación son cargos pagados al EOR y a la CRIE por los agentes del Mercado Eléctrico Regional, para cumplir con las funciones establecidas en el Tratado Marco, Protocolos y Reglamentos. Los recursos para financiar el funcionamiento del EOR provienen de los cargos de operación del sistema y administración del mercado aprobados por la CRIE y de otros cargos pagados por los agentes del mercado del cobro de sanciones económicas y de otras fuentes tal como está establecido en el Tratado Marco. La CRIE elabora y aprueba la metodología para la fijación del cargo por servicio de operación del sistema y recibirá comentarios por parte del EOR para cumplir con los principios de simplicidad, transparencia, eficiencia económica y financiera.

Respecto al Cargo Complementario, según el RMER, este es la parte de los Ingresos Autorizados Regionales que no se recolectan como peajes, cargos Variables de Transmisión o 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:

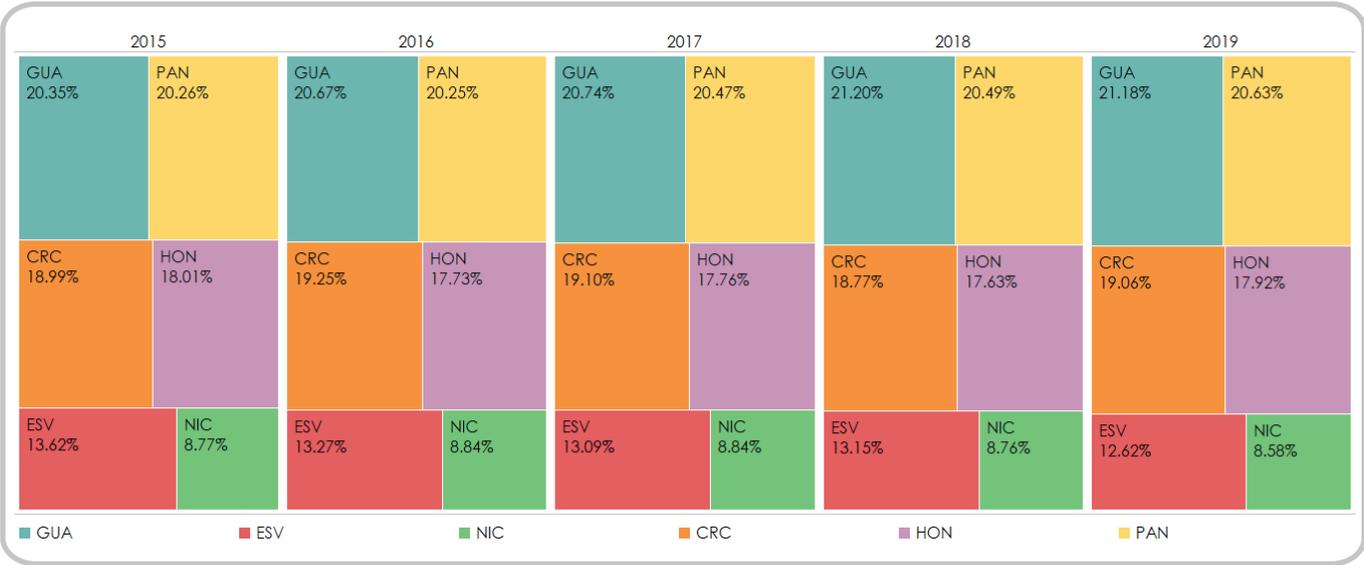
Gráfica 89. Cargos por regulación, operación y CC en el MER por MWh transado por país miembro del MER



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 2019, fue Honduras; asimismo, el país miembro del MER con menos asignaciones para el mismo año fue El Salvador. 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.

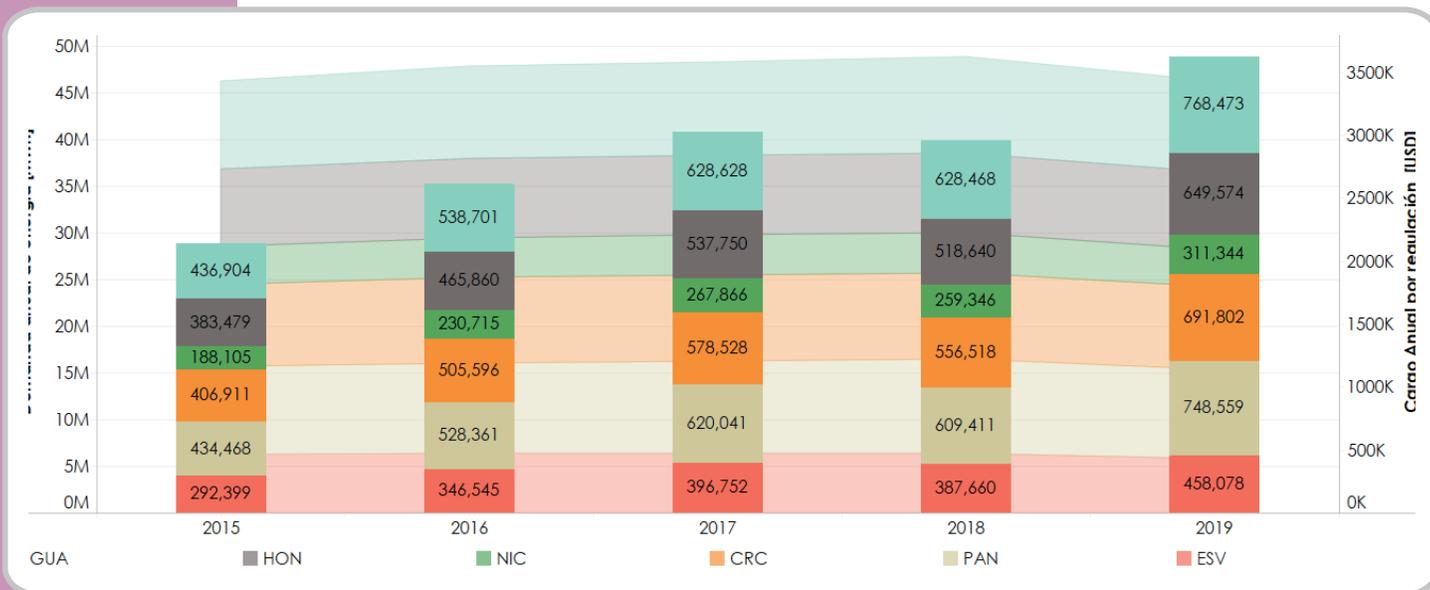
Los cargos de regulación, operación y Cargo Complementario del MER se distribuyen en proporción al consumo de energía en el sistema eléctrico de cada País Miembro del MER, según los artículos 54 y 67 del Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central. A continuación se muestra la proporción de los consumos totales de energía por País Miembros del MER para el periodo 2015 al 2019.

Gráfica 90. Proporción por país miembro del MER

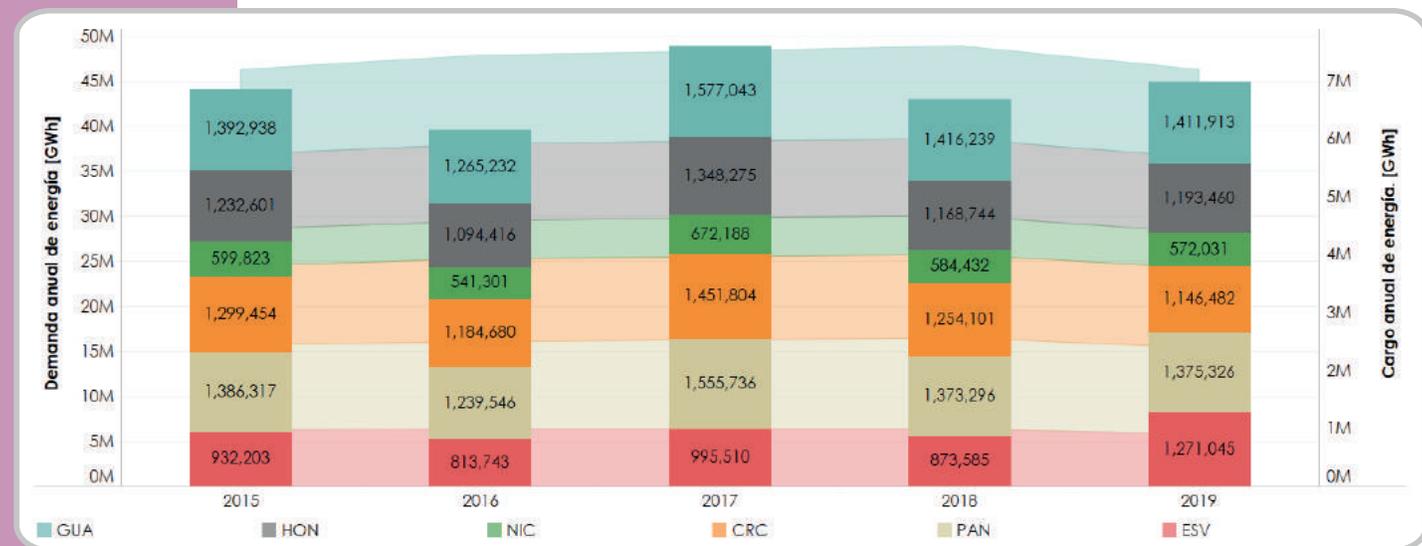


En referencia a la proporcionalidad mostrada en la gráfica precedente, se debe mencionar que los cargos por regulación y operación del MER asignados proporcionalmente al consumo de energía por País Miembro, pueden variar por año debido al monto autorizado en el presupuesto anual de cada una de las dos entidades regionales, así también como los montos disponibles en demás fuentes de financiamiento. En ese sentido, las dos gráficas siguientes muestran respectivamente, para el cargo anual por regulación y para el cargo anual por operación, las variaciones que ocurren entre los cargos regionales y el consumo de energía por cada País Miembro.

Gráfica 91. Evolución del cargo anual por regulación y su relación con el consumo anual por país miembro del MER



Gráfica 92. 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

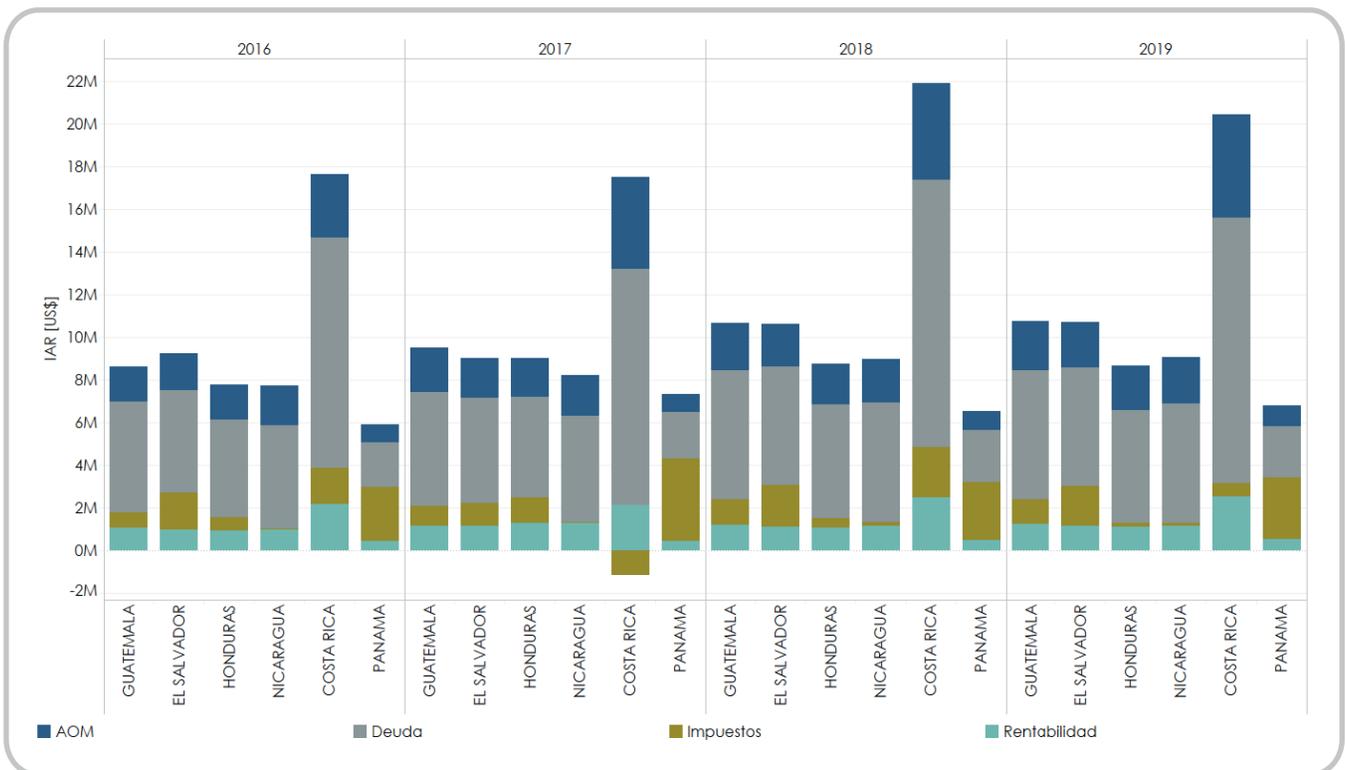
El servicio de Transmisión Regional es la actividad de transmitir energía eléctrica por medio de la RTR y de los sistemas de transmisión nacional, permitiendo los intercambios regionales de energía. El EOR coordina el Servicio de Transmisión Regional. Según lo define el artículo 11 del tratado marco, 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 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 93. Componentes del Ingreso Autorizado Regional por el SIEPAC

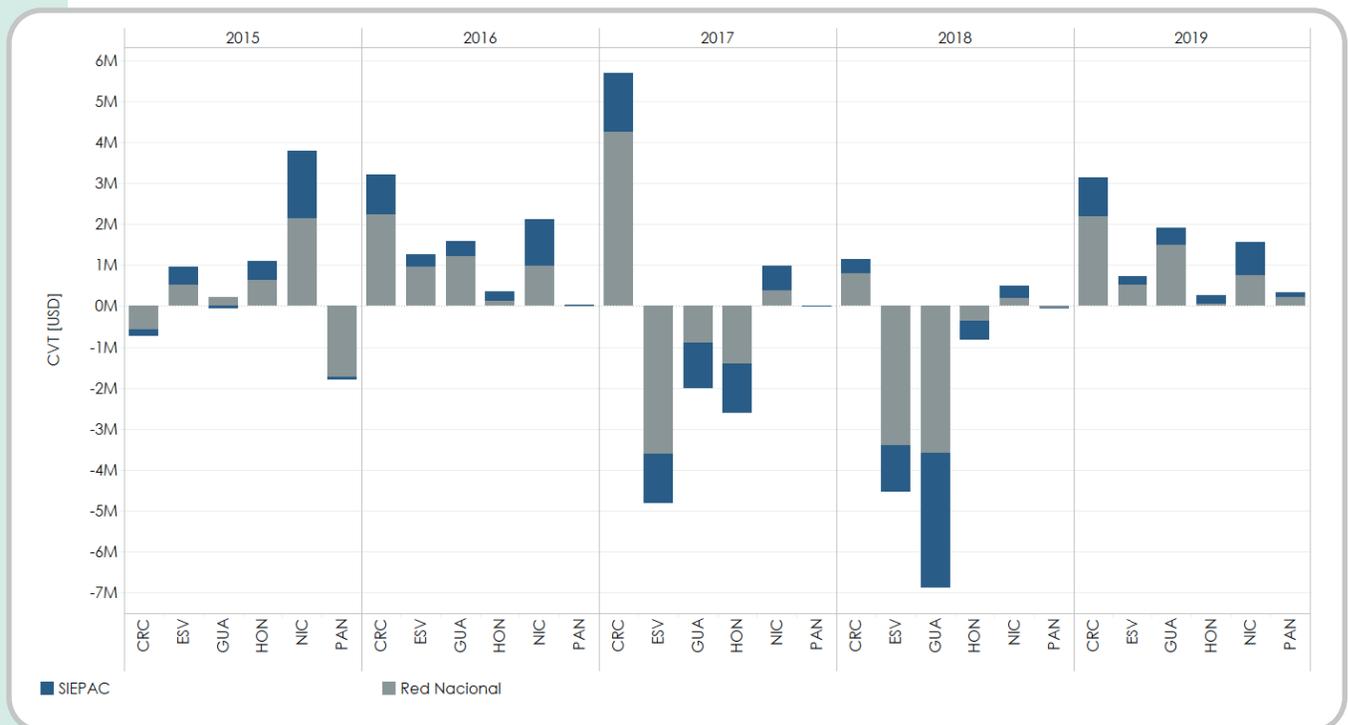


5.1.3.2 Cargos Variables de Transmisión –CVT–

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 94. Cargos Variables de transmisión netos, por tipo de instalaciones y por país miembro del MER



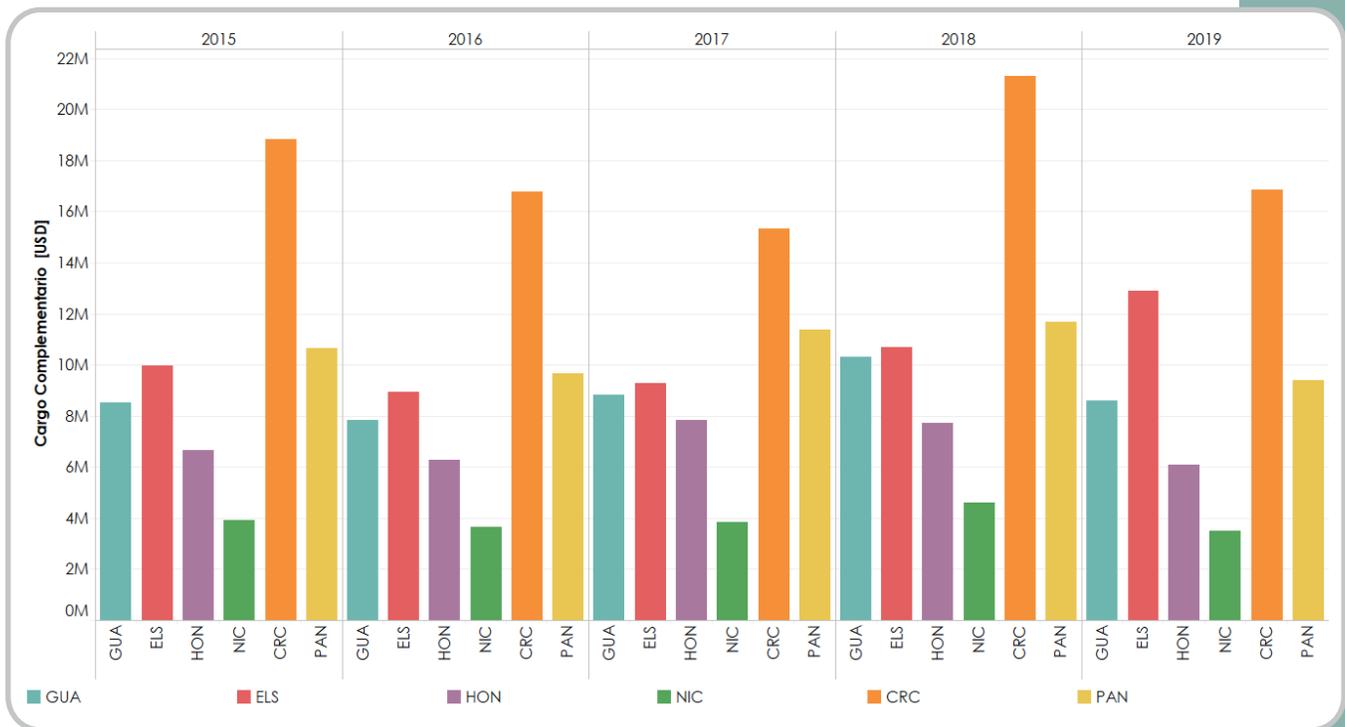
En los años 2017 y 2018, Guatemala ha generado cargos variables de transmisión en un aproximado de 2.76 millones de USD y 10.63 millones de USD respectivamente, mientras que en los años 2015, 2016 y 2019 Guatemala ha generado abonos, siendo el año 2016 el que mayor valor generó, de aproximadamente 8.5 millones de USD.

5.1.3.3 Peaje y Cargo Complementario

Los Cargos por el Uso de la Red 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 pagó en concepto de cargo complementario.

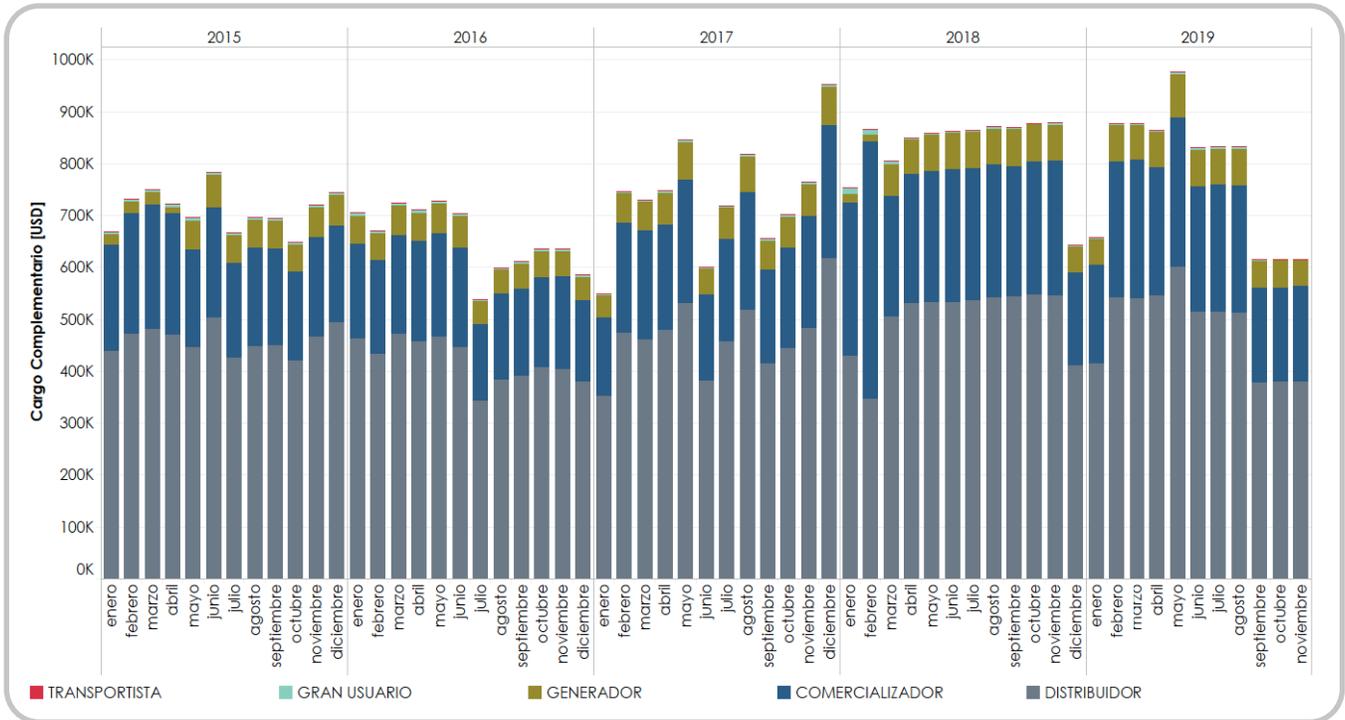
Gráfica 95. Pago asignado por país miembro del MER en concepto de Cargo Complementario



El país miembro del MER con más asignaciones en concepto de Cargos Complementarios es Costa Rica con US\$16.8 millones para el año 2019; asimismo, el país miembro del MER con menos asignaciones es Nicaragua con un cargo de US\$3.5 millones. Para el 2019, Guatemala tuvo una leve disminución en las asignaciones en concepto de Cargo Complementario respecto al año anterior con un cargo total de US\$8.6 millones.

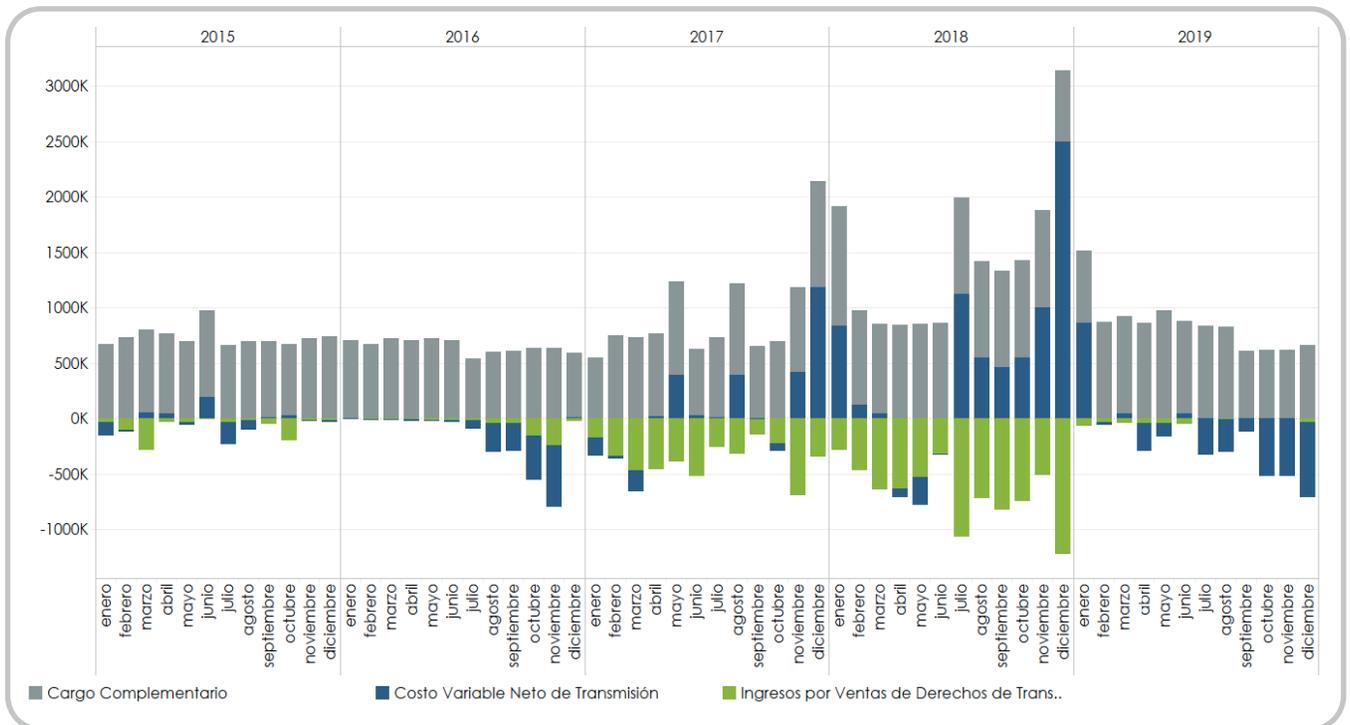
Respecto al cargo asignado a los Participantes del Mercado Mayorista de Guatemala, la siguiente gráfica muestra el monto que estos debieron pagar:

Gráfica 96. Pago asignado por tipo de Participante del MM de Guatemala, en concepto de Cargo Complementario



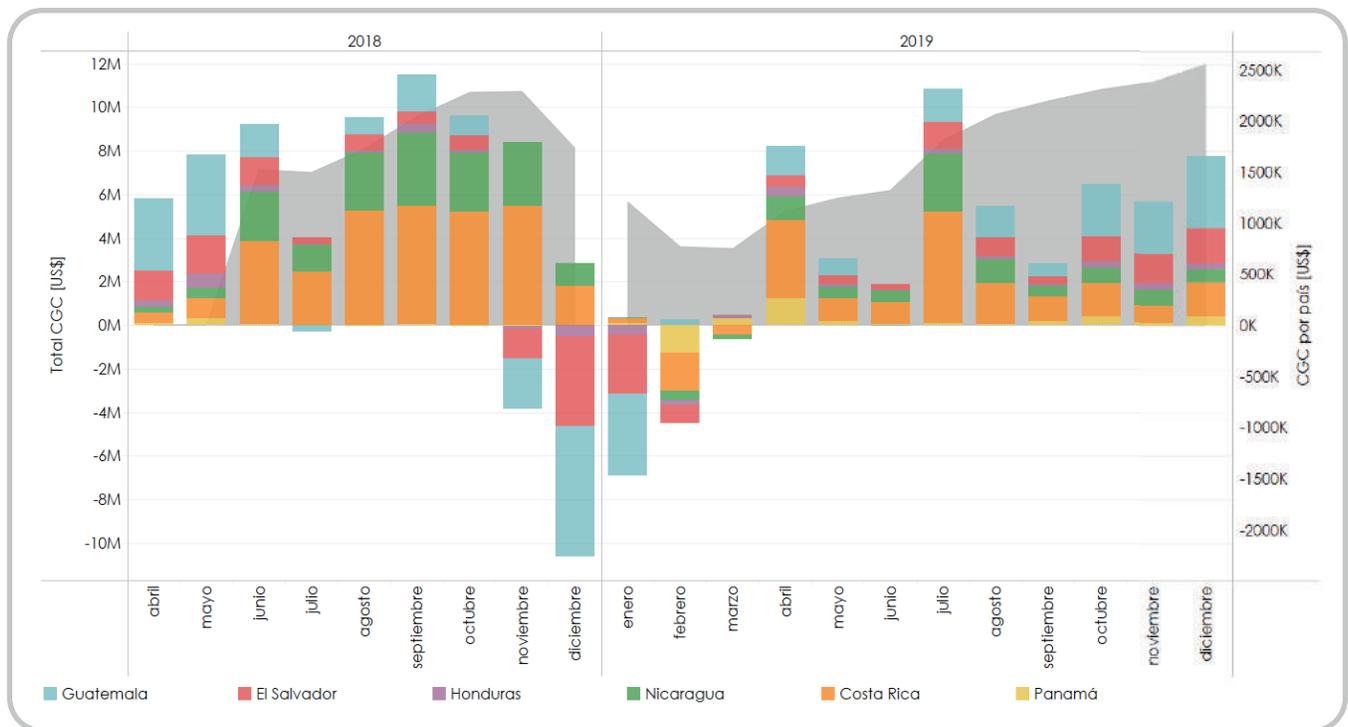
Respecto a los cargos y abonos de transmisión regional que fueron asignados a los Participantes del Mercado Mayorista de Guatemala, se detalla a continuación la suma mensual por tipo de cargo:

Gráfica 97. 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 esto 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 98. Cargos y abonos a los Participantes del MM de Guatemala, en concepto de los cargos regionales de transmisión del MER



5.1.3.4 Renta de Congestión -RENTAC-

Es 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. Será calculada por el EOR para todos los DT asignados; los precios nodales serán los mismos que se utilicen para liquidar las transacciones resultantes del predespacho o redespacho. Los resultados del cálculo de la Renta de Congestión para cada DT serán publicados por el EOR en forma conjunta con los precios nodales resultantes del predespacho o redespacho.

5.1.3.4 Renta de Congestión -RENTAC-

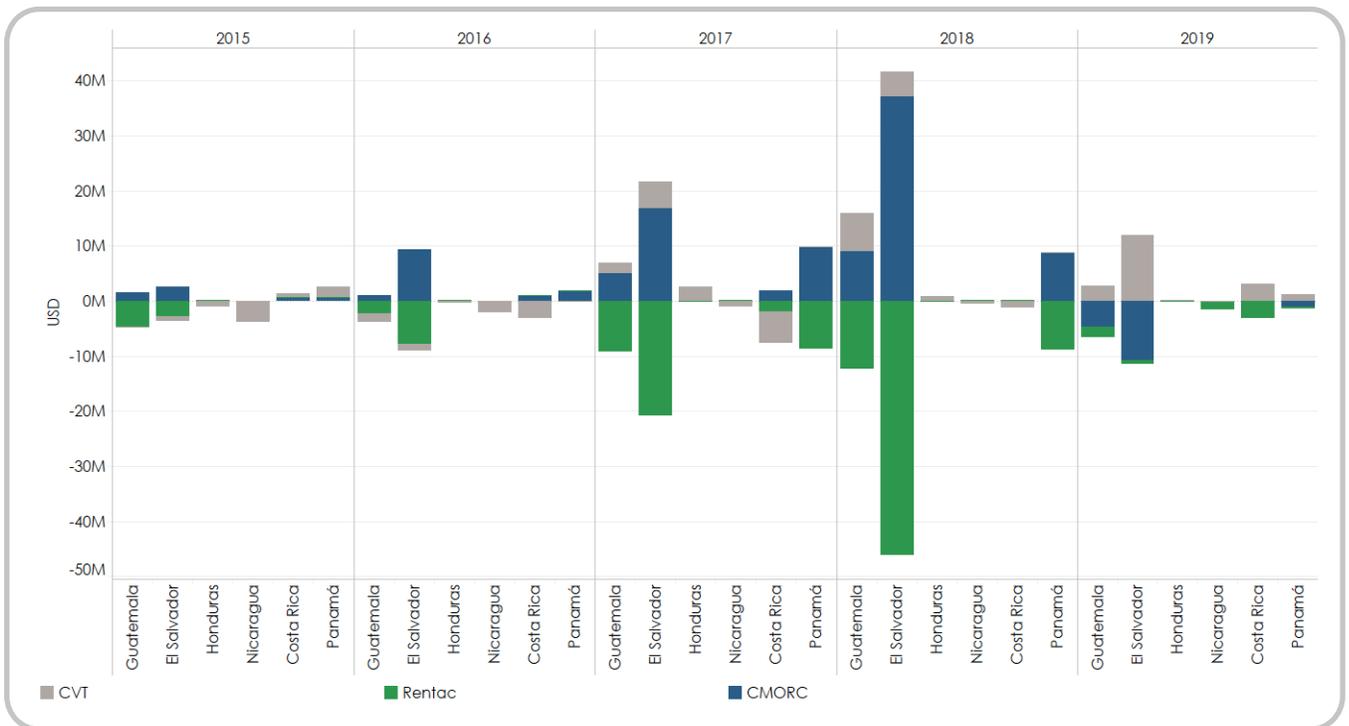
Es la diferencia entre el producto del Precio Nodal por la potencia de Retiro del Derecho de Transmisión menos el producto del Precio Nodal por la Potencia de Inyección del Derecho de Transmisión. Será calculada por el EOR para todos los DT asignados; los precios nodales serán los mismos que se utilicen para liquidar las transacciones resultantes del predespacho o redespacho. Los resultados del cálculo de la Renta de Congestión para cada DT serán publicados por el EOR en forma conjunta con los precios nodales resultantes del predespacho o redespacho.

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



5.2 Interconexión Guatemala – México

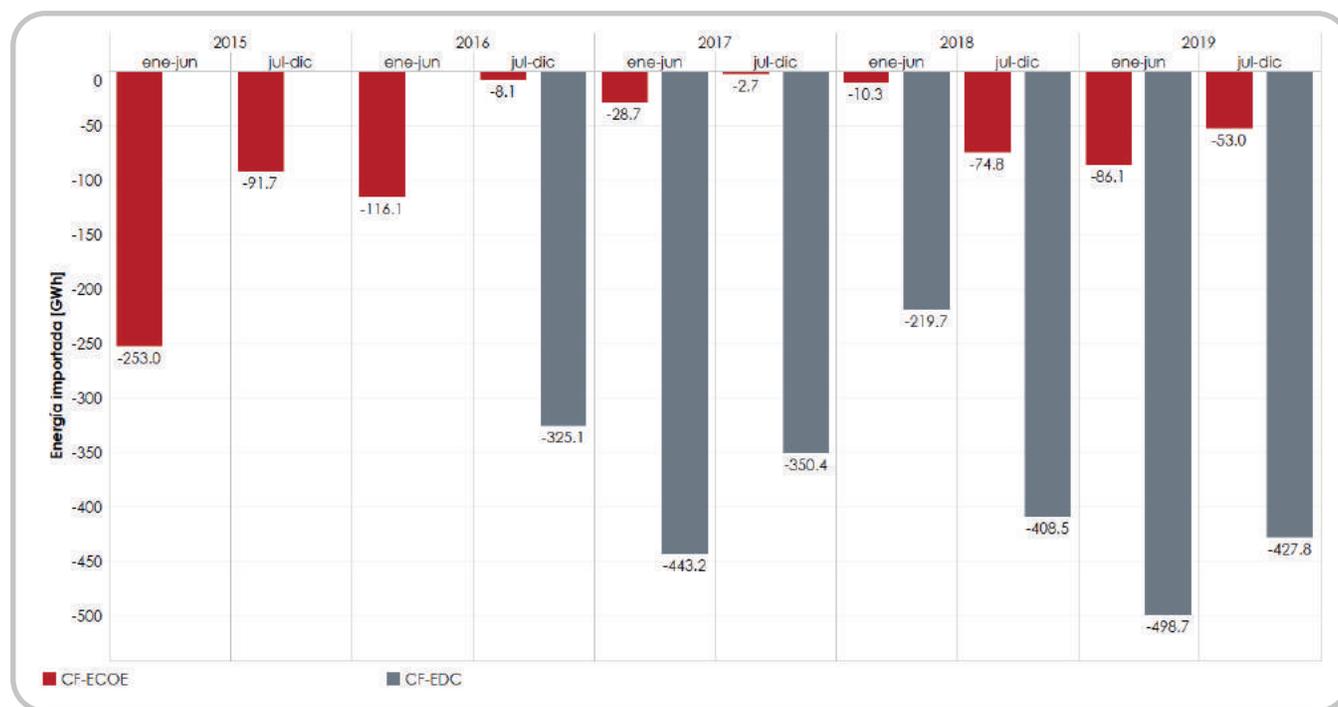
La interconexión Guatemala – México inició operación comercial el 10 de octubre de 2010. Por esta interconexión circula energía que es transada mediante contratos firmes y mediante transacciones de oportunidad entre ambos países.

5.2.1 Energía y potencia mediante Contratos Firmes

Las transacciones registradas por contratos firmes corresponden a los siguientes:

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 período 2015 - 2019.

Gráfica 100. Importación de energía por Contratos Firmes desde la Interconexión Guatemala-México



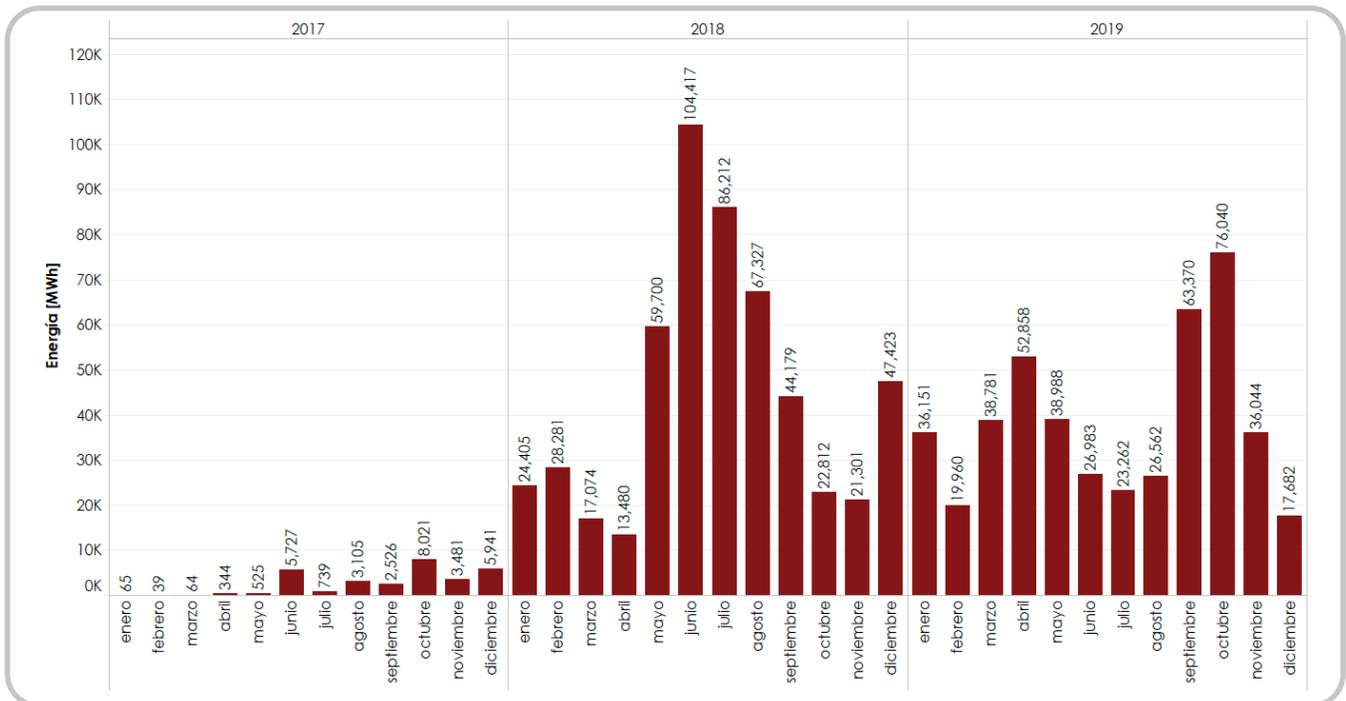
En la gráfica anterior se aprecia que a partir del 2016 las importaciones de Energías del Caribe, S.A. empiezan a tener relevancia. Para el referido año se registraron un aproximado de 325.1 GWh de importaciones de energía mientras que para el año 2019 se alcanzó un total de 926.5 GWh de energía importada.

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.

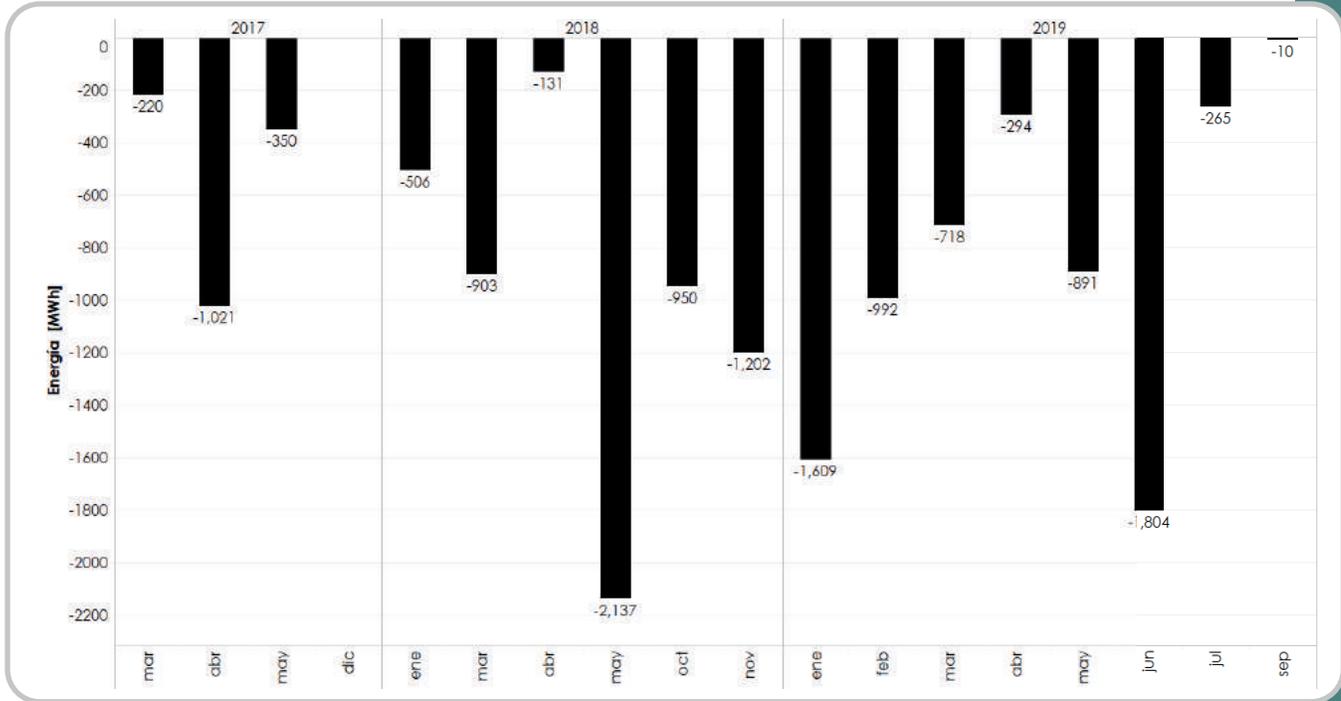
La siguiente gráfica presenta el total de energía exportada en el mercado de oportunidad hacia México, en la cual, se muestra un significativo incremento de las transacciones de oportunidad a partir del año del 2018.

Gráfica 101. Exportación de energía de oportunidad mediante la Interconexión Guatemala – México

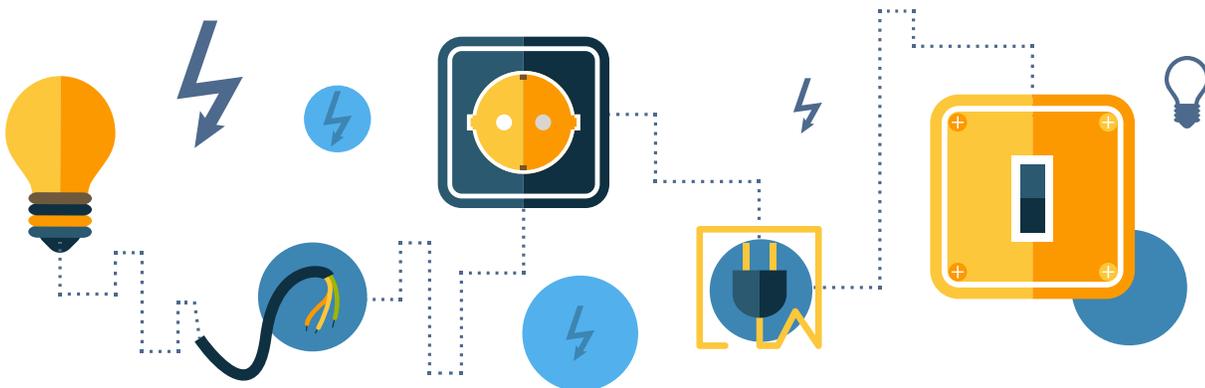


Por otra parte, en el 2017 se registraron las primeras ofertas de Importación de oportunidad de energía desde México hacia Guatemala. A continuación se puede apreciar los meses en los que se llevaron a cabo transacciones de importación de oportunidad de energía, así como el crecimiento en el volumen de dichas transacciones, alcanzando un máximo de 2,137 MWh de importación de oportunidad en el mes de mayo del año 2018 y un máximo de importación de oportunidad de 1,804 MWh en el mes de junio del año 2019.

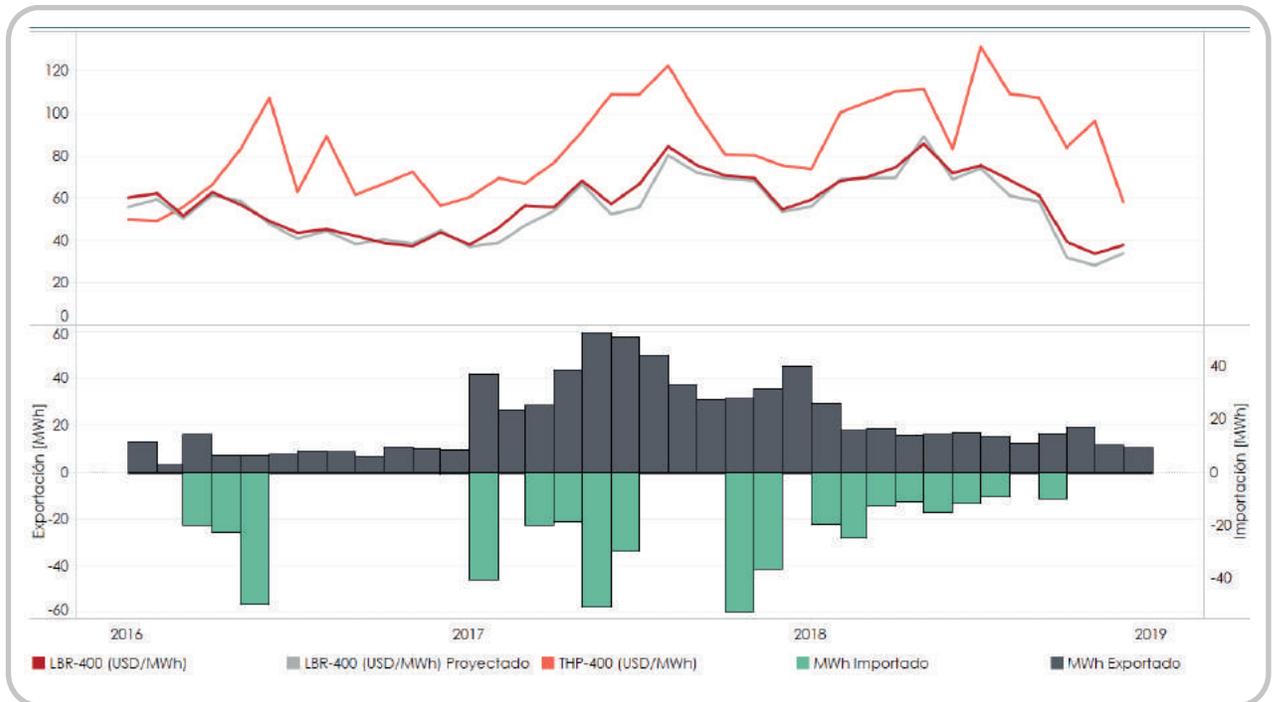
Gráfica 102. Importación de energía de oportunidad desde la Interconexión Guatemala – México



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 durante los periodos en los que el precio de la energía en el nodo THP-400 muestra un pico en su valor, el volumen de importaciones de oportunidad se hace menor e incluso cero, como en los últimos meses del año 2019. Mientras que el volumen de las exportaciones de oportunidad, tuvo su auge durante el año 2018, en el que tanto el precio de la energía en el nodo THP-400 y el precio en el nodo LBR-400 tuvieron comportamientos al alza, siendo un incentivo para los Agentes Exportadores. Durante el año 2019 se redujo el volumen de exportaciones en sintonía con una tendencia a la baja del precio de la energía en el nodo LBR-400.



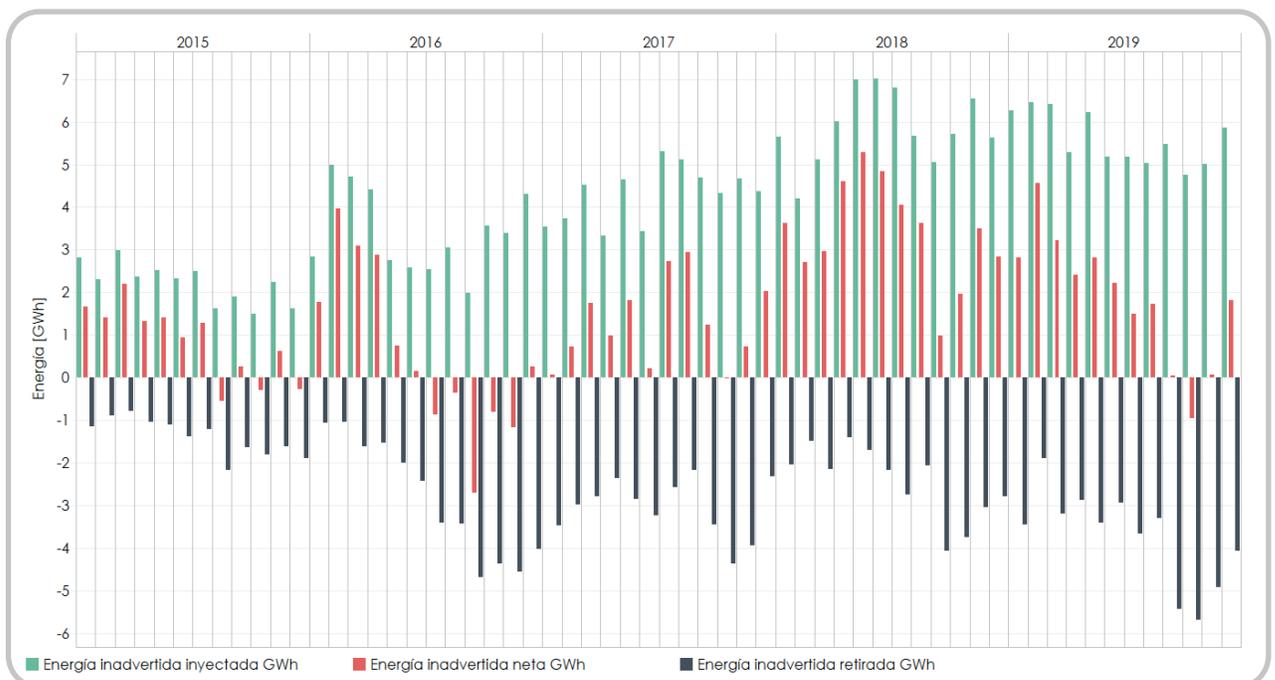
Gráfica 103. Comparación de los precios nodales en los Brillantes y Tapachula, incluyendo las transacciones de energía de oportunidad



5.2.3 Energía inadvertida

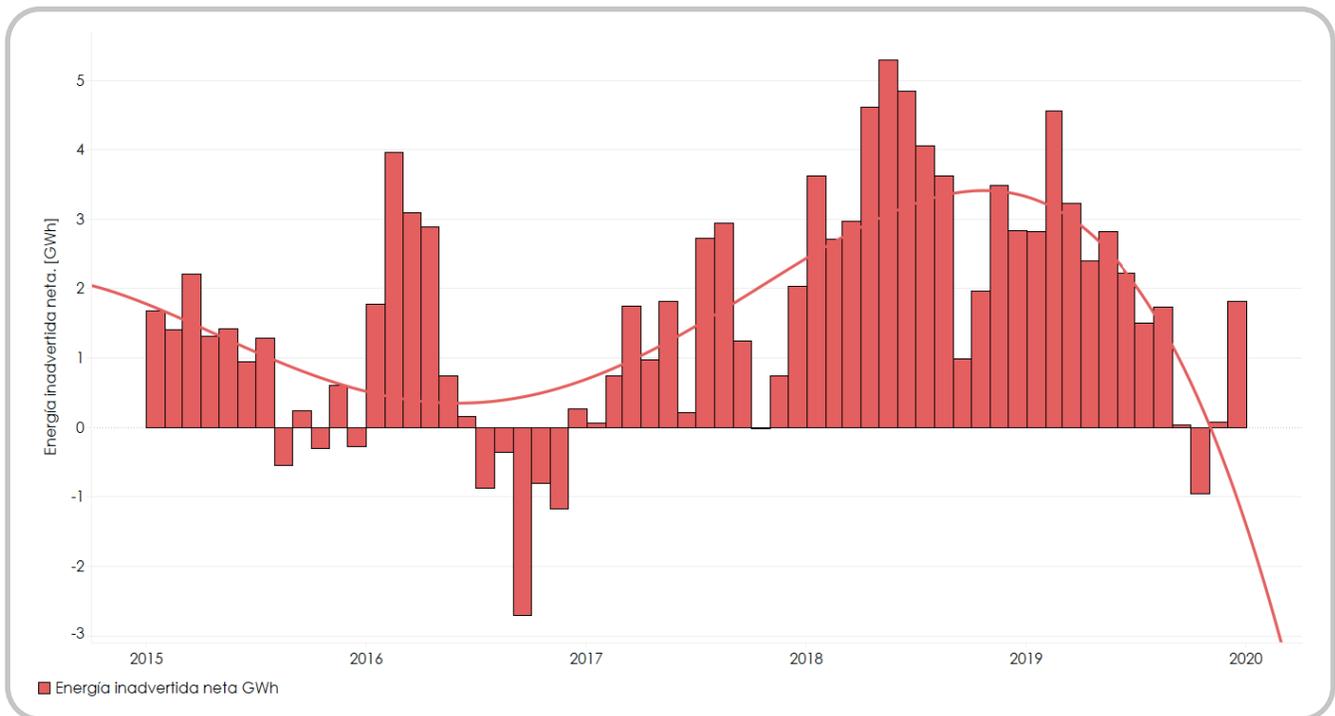
Esta energía es el resultado de la diferencia entre los registros de medición y el intercambio neto programado. La coordinación operativa entre los Operadores de Mercado y Sistema de cada país, prevé mantener el menor valor posible de energía inadvertida respetando los criterios de calidad, seguridad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

Gráfica 104. Energía inadvertida mensual en la Interconexión Guatemala – México



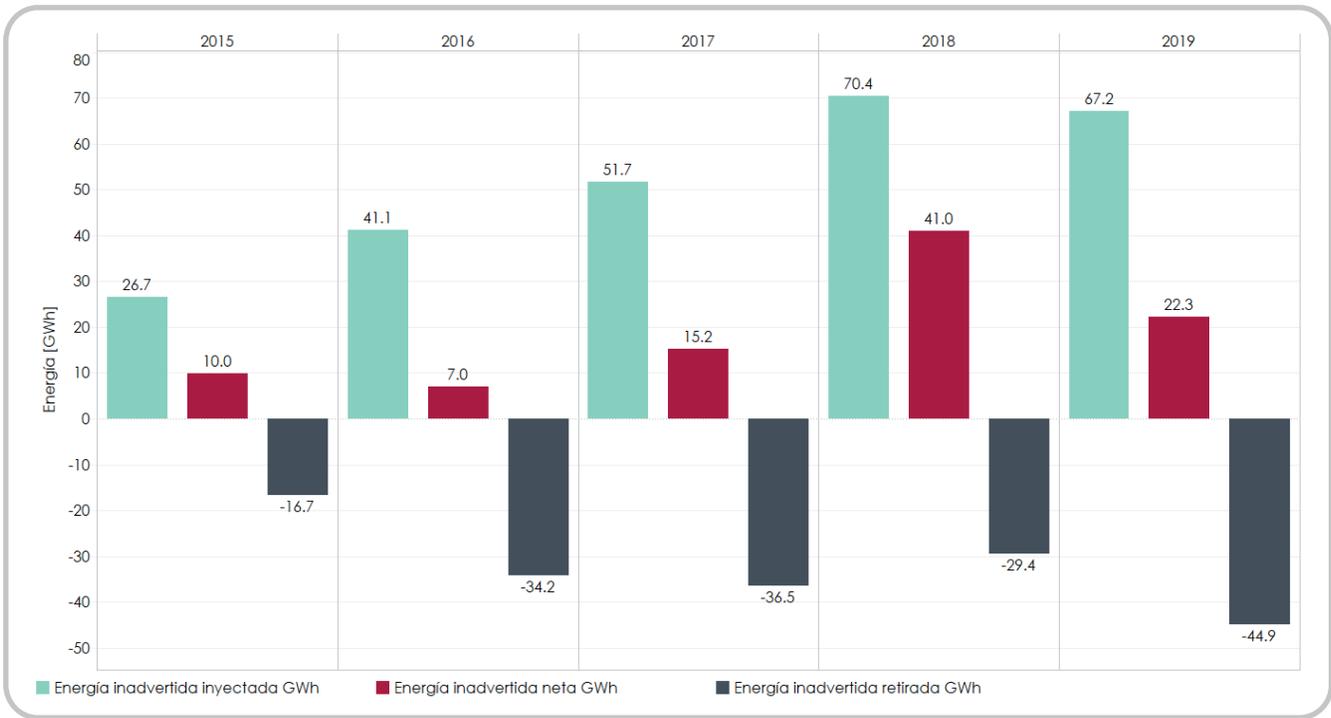
La diferencia entre la energía inadvertida retirada e inyectada en cada mes, en la mayoría de casos tiene un resultado neto positivo. En los años 2018 y 2019 se registraron los valores más altos de inyección de energía inadvertida mientras que los volúmenes más altos de retiro de energía inadvertida se dieron en los últimos meses de cada año del periodo analizado, destacando el año 2019.

Gráfica 105. Energía inadvertida neta mensual en la Interconexión Guatemala – México



La siguiente gráfica permite visualizar la energía inadvertida neta registrada durante el periodo del 2015 al 2019. 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 106. Energía inadvertida anual en la Interconexión Guatemala - México

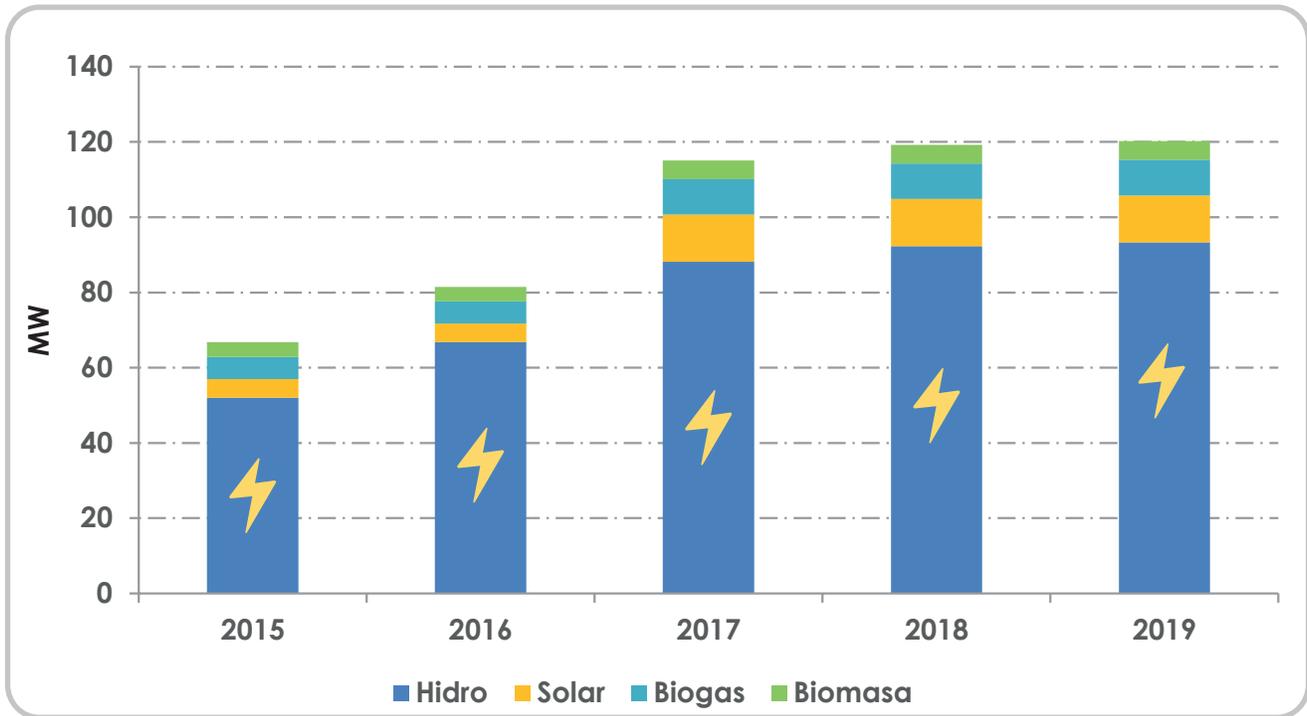


6. Generación Distribuida Renovable

6.1 Capacidad Instalada

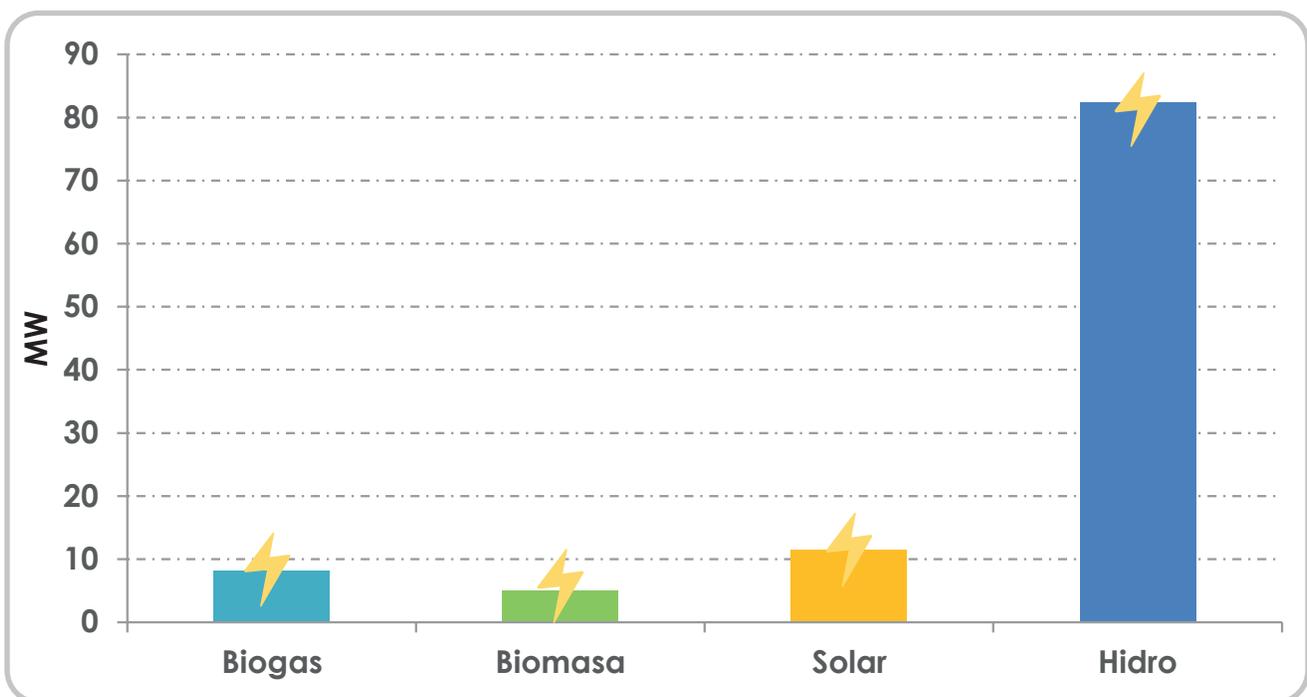
Desde la entrada en vigencia de la Norma Técnica de Generación Distribuida Renovable y Usuarios Autoprodutores con Excedentes de Energía, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica ha autorizado la conexión de 90 proyectos de Generación Distribuida Renovable al Sistema Nacional Interconectado a través de redes de distribución, de los cuales, actualmente se encuentran conectados al SNI 64. A continuación se presenta la evolución histórica de la capacidad instalada:

Gráfica 107. Potencia instalada de los GDR's por Año



Como se observa en la gráfica anterior, en el año 2017 la potencia instalada tuvo un mayor crecimiento en comparación con los demás años; esto debido a que en ese año se conectaron 19 plantas de Generación Distribuida Renovable nuevas al SNI. Actualmente existen 4 tecnologías de Generación Distribuida Renovable conectadas al SNI: hidroeléctricas, fotovoltaicas, biogás y biomasa. Estas se distribuyen de la siguiente manera:

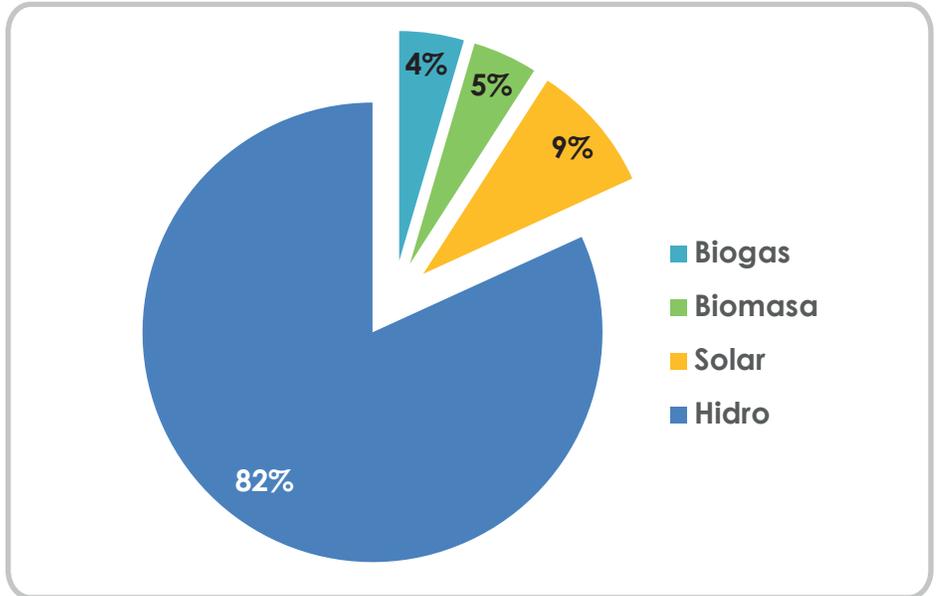
Gráfica 108. Potencia instalada de los GDR's por tecnología



Se puede observar que la mayor parte de la capacidad instalada de los Generadores Distribuidos Renovables está conformada por hidroeléctricas, siendo así el 82% de la capacidad instalada del parque generador:

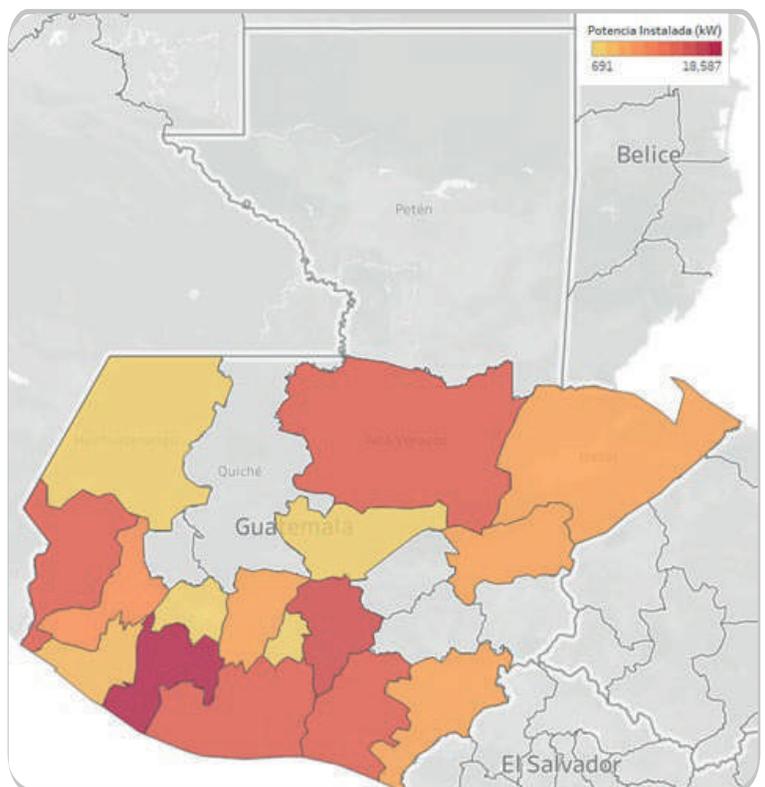


Gráfica 109. Porcentaje de participación por tecnología de los GDR's



En la siguiente gráfica se observa la capacidad instalada por departamento así como el número de GDRs en cada uno de ellos. De lo anterior, se puede apreciar que Suchitepéquez es el departamento con mayor capacidad instalada y más GDRs:

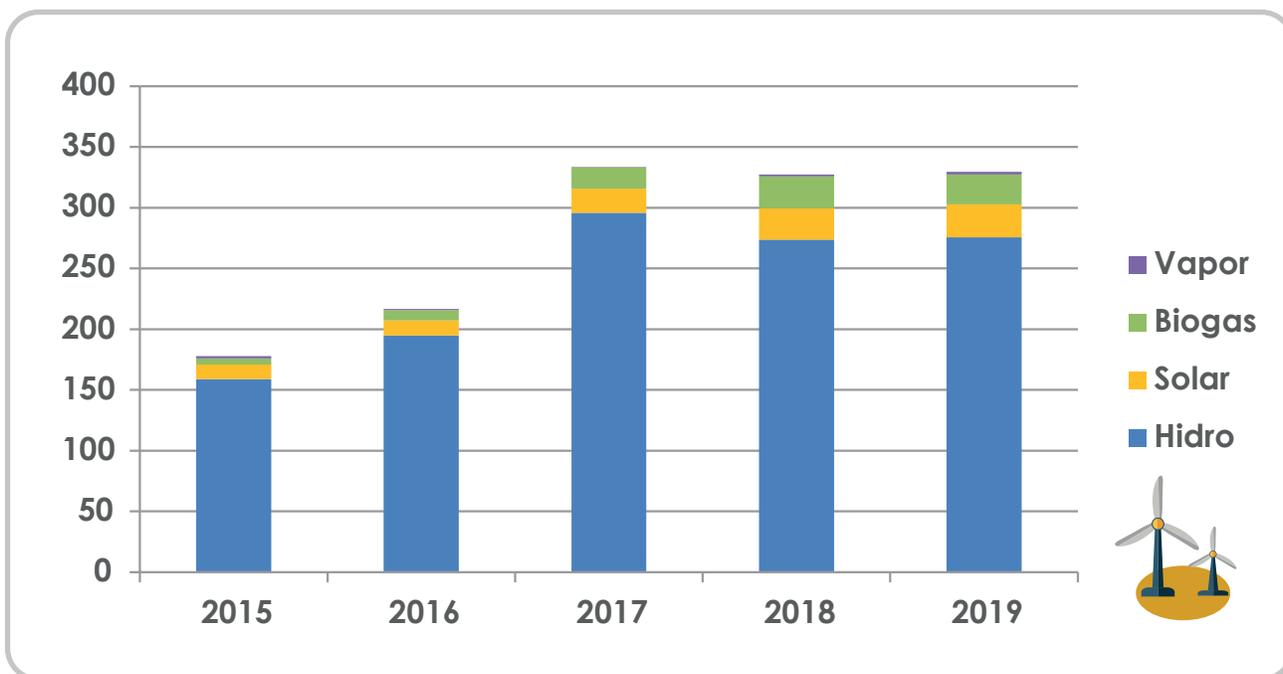
Gráfica 110. Potencia instalada por Departamento en kW



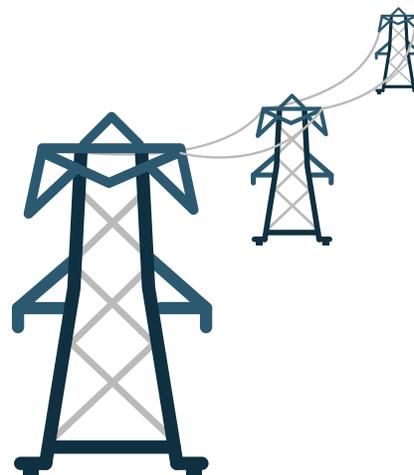
6.2 Energía Generada por la Generación Distribuida

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.

Gráfica 111. Energía anual generada por GDR's GWh

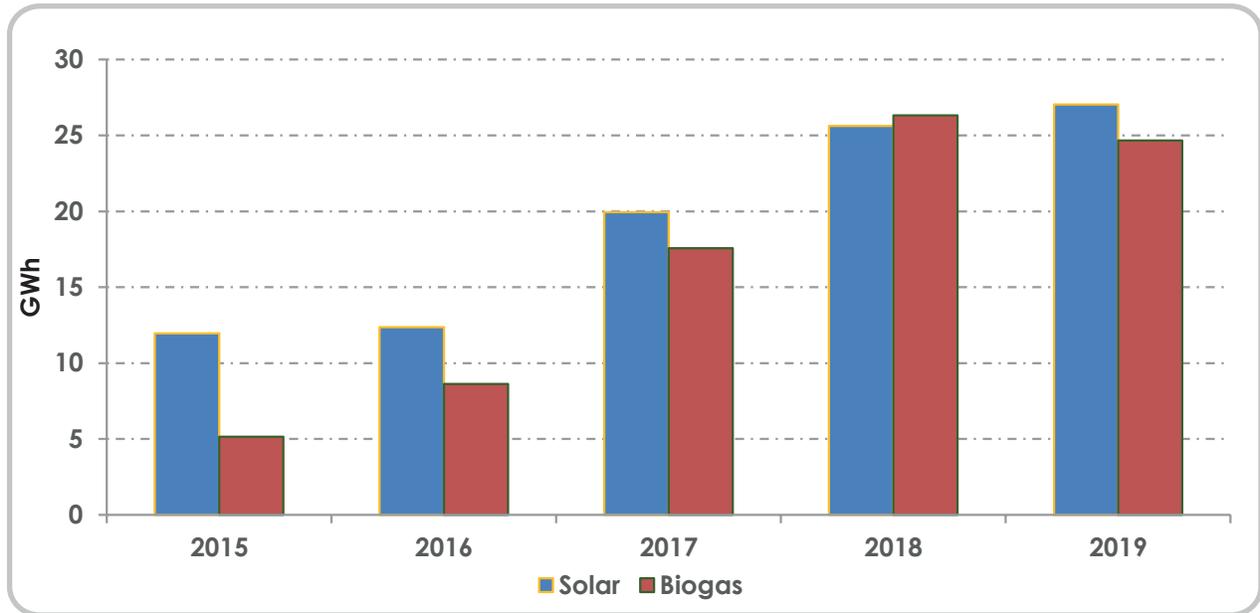


Adicionalmente, en cuanto a las otras tecnologías de generación, la energía generada por centrales fotovoltaicas y de biogás han presentado un aumento en los últimos 5 años. A continuación, se presenta evolución de la energía generada por este tipo de centrales, donde es posible observar que para el año 2019 la energía generada es aproximadamente el doble que la del año 2015.



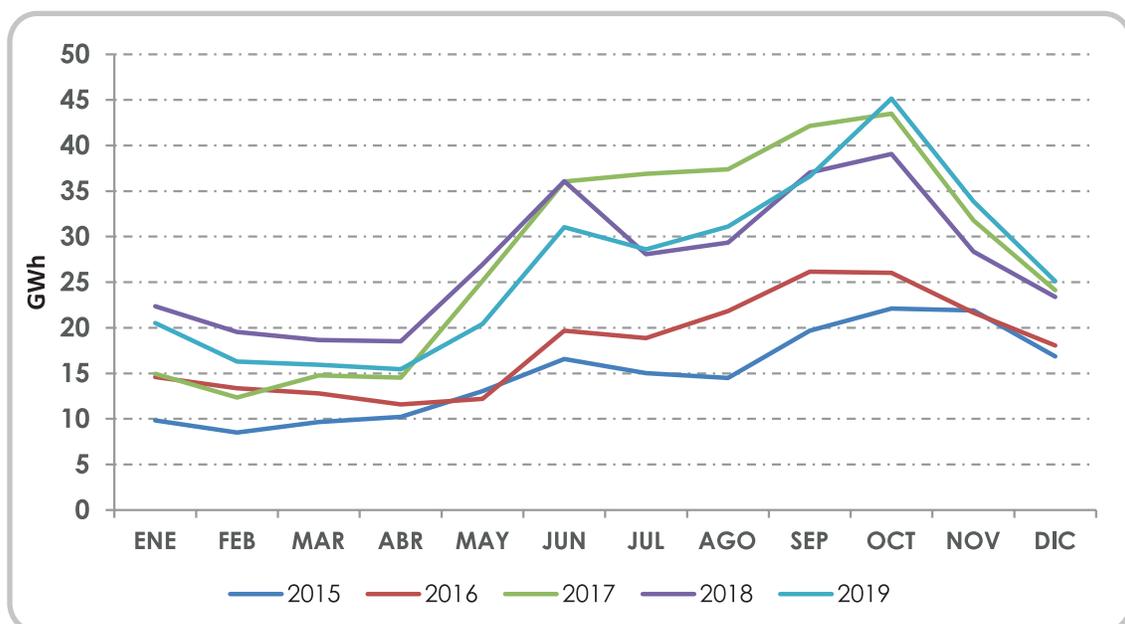
Adicionalmente, en cuanto a las otras tecnologías de generación, la energía generada por centrales fotovoltaicas y de biogás ha presentado un aumento en los últimos 5 años. A continuación, se presenta evolución de la energía generada por este tipo de centrales, donde es posible observar que para el año 2019 la energía generada es aproximadamente el doble que la del año 2015.

Gráfica 112. 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 período de la época de lluvia.

Gráfica 113. Energía mensual generada por GDR [GWh]

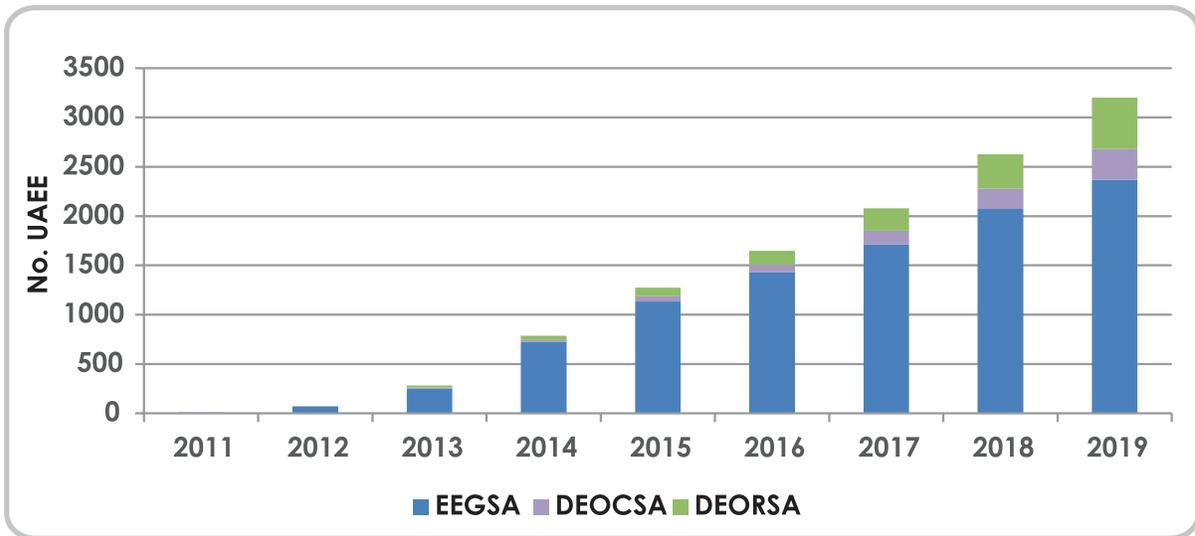


7. Usuarios Autoprodutores con Excedentes de Energía

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 reciben remuneración por dichos excedentes. A continuación, se presenta la evolución acumulada de la potencia instalada de dichos usuarios:

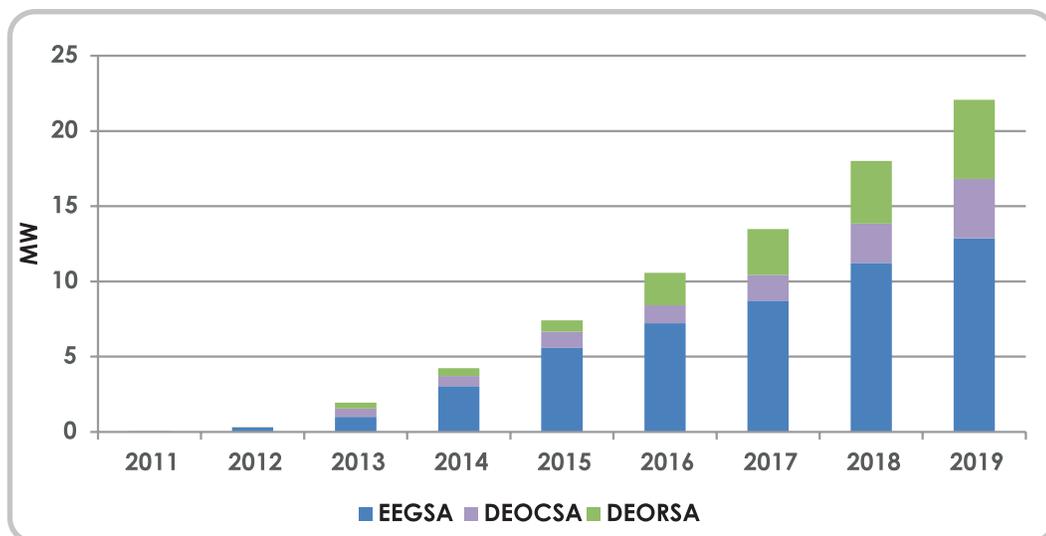
Gráfica 111. Energía anual generada por GDR's GWh



7.2 Evolución de la capacidad instalada UAEE

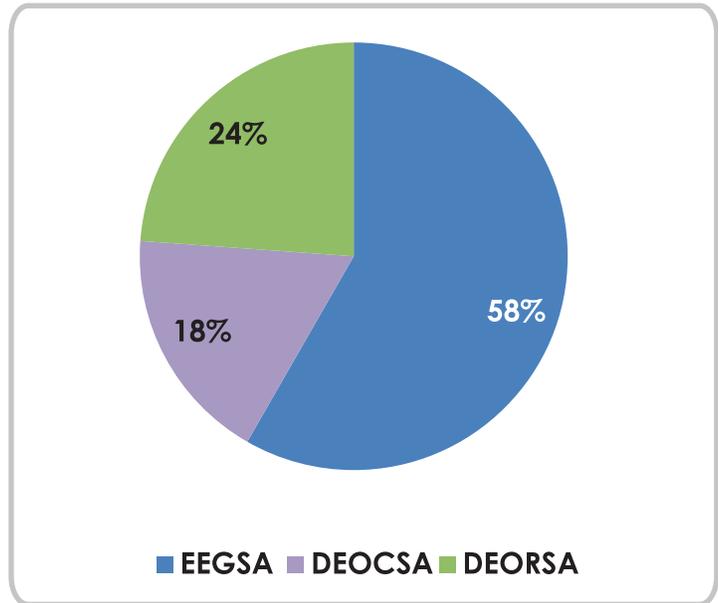
En los últimos cinco años se observa un crecimiento significativo de la cantidad de UAEE que han sido conectados a la red de distribución, siendo EEGSA la que posee la mayor cantidad. En el año 2019 se alcanzó el doble de los UAEE que se encontraban en 2015.

Gráfica 111. Energía anual generada por GDR's GWh



Gráfica 116. Porcentaje de la capacidad instalada de UAEE por Distribuidora

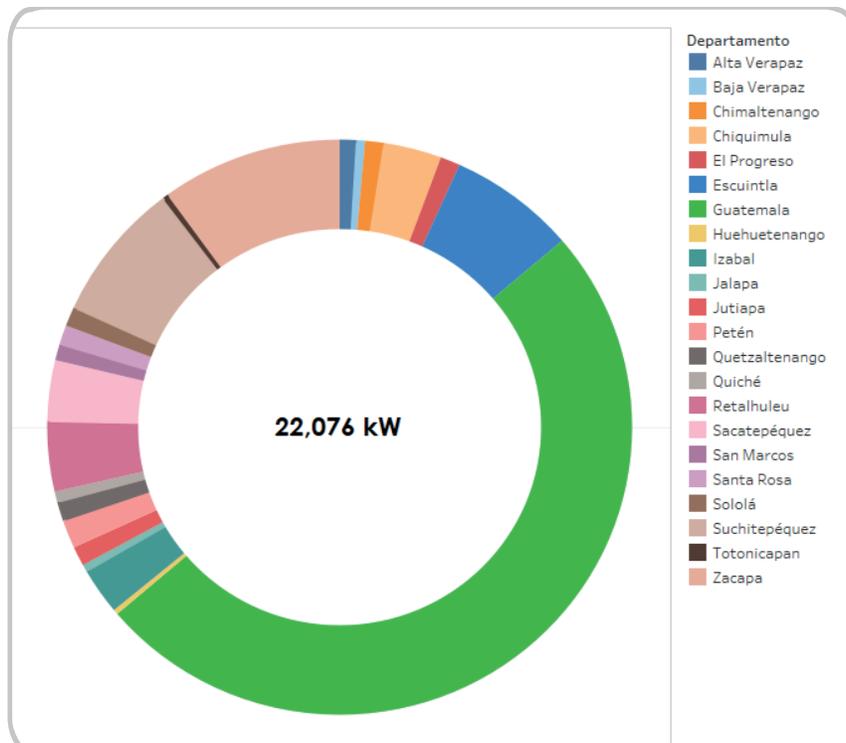
Como se observa, la mayoría de los UAEE están conectados a la red de distribución de EEGSA, representando esta el 58% de la potencia instalada:

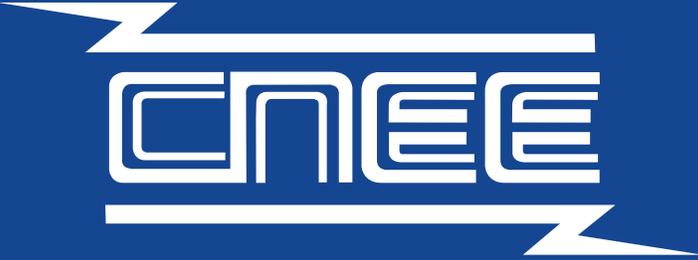


7.3 Distribución de la capacidad instalada de UAEE por departamento

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

Distribución de la capacidad instalada de UAEE por Departamento





CNEE

Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Guatemala, Centro América

INFORME ESTADÍSTI

Gerencia *de* Planificación y Vigilancia de Mercados Eléctricos 2015-2019

 (502) 2290-8000,
Fax: (502) 2290-8002

 <http://www.cnee.gob.gt/>

 AtencionCNEE@cnee.gob.gt

 4a Avenida, 15-70 Zona 10,
Edificio Paladium, Nivel 12
Ciudad de Guatemala, Guatemala

cneeguatemala

