



INFORME ESTADÍSTICO

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

Período 2017-2021 febrero 2022



Comisión
Nacional de
Energía Eléctrica



INFORME ESTADÍSTICO

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

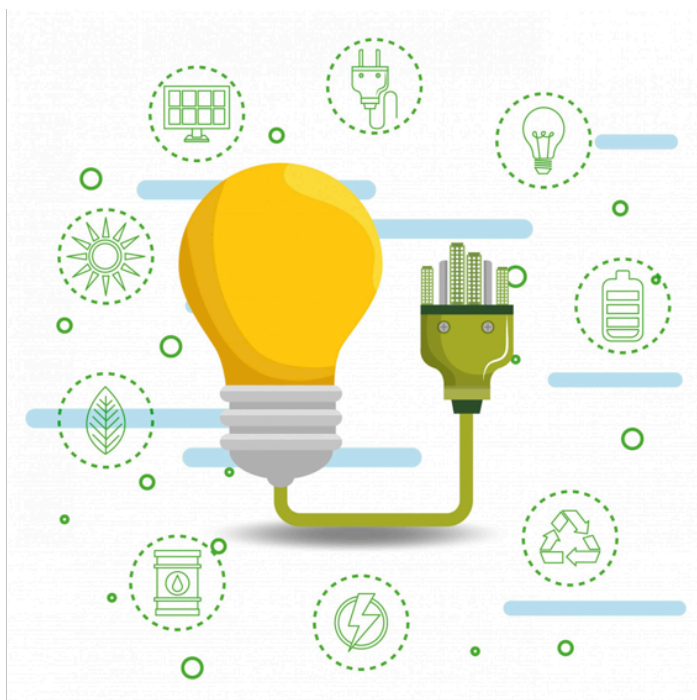
Período 2017-2021 febrero 2022





Idea, Diseño y Diagramación
UNICOMS 2022

Derechos Reservados®
Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Guatemala, Mayo 2022



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

Jefe del Departamento de Planificación Energética y Estudios Eléctricos

Ingeniero Josué Miguel Ramírez Lemus

Equipo de trabajo

Ingeniero Jonnathan Sttev Ramírez Castellanos

Ingeniero Dabney Ivan Mendoza Centeno

Ingeniero Arnoldo Arroyo Choc

Ingeniero Jesús Fernando Álvarez Perén

Ingeniero Luis Ramírez

Ingeniero Carlos Reyes

Juan Pablo Monzón Álvarez

1. Introducción.

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, considerando que la disponibilidad de información de manera oportuna para todos los participantes del Mercado Mayorista sin excepción, es una acción fundamental para el desarrollo del Mercado Eléctrico guatemalteco para el aumento de la sana competencia que produzca beneficios para el conjunto de operaciones del mercado mayorista y para la vigilancia y monitoreo de los comportamientos de este, realiza el presente informe estadístico 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 2017-2021. 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, y con los dos servicios necesarios para el funcionamiento del SNI (Sistema Nacional Interconectado), que son los servicios complementarios y el servicio de transporte de energía eléctrica. La segunda sección se refiere a las Transacciones Internacionales ejecutadas desde el punto de vista de Guatemala, la cual contiene información que ha sido dividida en dos apartados; uno que contiene la interacción del Mercado Eléctrico Guatemalteco con el Mercado Eléctrico Regional y otro que contiene la interacción con el sistema mexicano, mediante la Interconexión Guatemala – México, y la tercera parte que presenta información relativa a la Planificación Energética y Estudios Eléctricos. Adicionalmente, se presenta una sección que contiene la información referente a las estadísticas de los Usuarios Autoprodutores con Excedentes de Energía y los Generadores Distribuidos Renovables.

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.....	6
3.1.	Datos Generales.....	6
3.2.	Crecimiento Económico.....	7
3.3.	Producto Interno Bruto.....	8
3.4.	Tipo de cambio.....	9
3.5.	Índice de Precios al Consumidor.....	9
3.6.	Inversión Extranjera Directa.....	11
3.7.	Indicadores de los usuarios regulados.....	12
3.8.	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.....	17
4.3.	Energía Eléctrica.....	17
4.3.1.	Consumo y Generación de energía eléctrica.....	17
4.3.2.	Costos Variables de Generación.....	21
4.3.3.	Mercado de Oportunidad y el precio SPOT.....	26
4.3.4.	Generación Forzada.....	36
4.4.	Potencia.....	38
4.4.1.	Capacidad en el Sistema Nacional Interconectado (SNI).....	39
4.4.2.	Oferta.....	40
4.4.3.	Demanda.....	41
4.4.4.	Comparación de la Oferta y la Demanda.....	43
4.4.5.	Capacidad Instalada.....	43
4.4.6.	Mercado de Desvíos de Potencia.....	44
4.5.	Servicios Complementarios.....	48
4.5.1.	Reserva Rodante Regulante –RRR–.....	48
4.5.2.	Reserva Rodante Operativa –RRO–.....	49
4.5.3.	Reserva Rápida –RRA–.....	55
4.5.4.	Costo Total de las Reservas remuneradas.....	59
4.6.	Costo Total de la Operación.....	60
4.7.	Actividad de Comercialización.....	61
4.7.1.	Comercialización de la Demanda.....	61
4.7.2.	Comercialización de la Oferta.....	64
4.8.	Sobrecostos de potencia.....	66
4.8.1.	Cargo por saldo del precio de potencia (CSPLA).....	66
4.8.2.	Descuento por la Energía Utilizada para el Agente o Gran Usuario (DEULA).....	68
4.8.3.	Energía excedente de las distribuidoras debido a contratos de licitación abierta (EEXLA).....	70
5.	Transacciones Internacionales.....	72
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.....	94
5.1.3.	Cargos por Transmisión Regional.....	97
5.2.	Interconexión Guatemala – México.....	103
5.2.1.	Energía y potencia mediante Contratos Firmes.....	103
5.2.2.	Compras y Ventas de energía de oportunidad.....	104
5.2.3.	Energía inadvertida.....	107
6.	Generación Distribuida Renovable.....	109
6.1.	Capacidad Instalada.....	109
6.2.	Energía Generada por la Generación Distribuida.....	112
7.	Usuarios Autoprodutores con Excedentes de Energía.....	114
7.1.	Evolución del número de UAEE.....	114

7.2. Evolución de la capacidad instalada UAEE115
7.3. Distribución de la capacidad instalada de UAEE por departamento116

2.2. Índice de gráficas.

Gráfica 1. Relación entre la variación del PIB y la variación del consumo de energía eléctrica	7
Gráfica 2. Evolución del PIB (base 2013) período 2015-2019.....	8
Gráfica 3. Evolución del tipo de cambio.....	9
Gráfica 4. Evolución de la variación del IPC.....	10
Gráfica 5. Comparación del IPC del Consumidor con la componente del IPC que corresponde a electricidad, gas y otros combustibles	10
Gráfica 6. Evolución de la Inversión Extranjera Directa, desagregando la componente de electricidad.	11
Gráfica 7. Consumo mensual promedio por empresa distribuidora.....	12
Gráfica 8. Consumo y producción de energía eléctrica en Guatemala.	18
Gráfica 9. Matriz energética de la producción	19
Gráfica 10. Matriz de generación en el mes de mayor y menor producción hidroeléctrica por año.....	20
Gráfica 11. Energía producida por las tecnologías solar-fotovoltaica y eólica.	21
Gráfica 12. CARBÓN. Evolución de los Costos Variables de generación	22
Gráfica 13. BUNKER. Evolución de los Costos Variables de	23
Gráfica 14. HIDRO. Evolución de los Costos Variables de generación y.....	24
Gráfica 15 JURÚN MARINALÁ. Evolución del Valor del Agua y de la energía producida	25
Gráfica 16 CHIXOY. Evolución del Valor del Agua y de la energía	26
Gráfica 17. Relación de las ventas/compras de energía en el Mercado de.....	27
Gráfica 18. Precio SPOT promedio mensual por banda horaria	28
Gráfica 19. Evolución de los recursos que definen la Unidad Generadora Marginal	29
Gráfica 20. Precio Spot promedio anual vrs. Costo Variable.....	30
Gráfica 21. Energía producida y la porción vendida en el Mercado de Oportunidad por los Participantes Productores	31
Gráfica 22. Energía comprometida y la porción comprada en el Mercado de Oportunidad por los Participantes Productores.....	32
Gráfica 23. Mayores compradores en el Mercado de Oportunidad.....	33
Gráfica 24. Energía consumida y la porción comprada en el Mercado de Oportunidad de los Participantes Consumidores.....	34
Gráfica 25. Energía total comprada en el Mercado de Oportunidad	35
Gráfica 26. Monto total de sobre costo de Generación Forzada por cada tipo	36
Gráfica 27. Número de horas por central con generación forzada por arranque y parada	37
Gráfica 28. Número de horas por central con generación forzada por el servicio de RRO	38
Gráfica 29. Capacidad Efectiva Total en el SNI	39
Gráfica 30. Oferta Firme Eficiente, Oferta Firme y Capacidad Efectiva Total.....	40
Gráfica 31. Evolución de la Demanda Firme Total por Participante Consumidor	41
Gráfica 32. Demanda Firme y Demanda Máxima mensual.	42
Gráfica 33. Evolución de la Energía consumida y la Demanda Máxima del SNI.....	42
Gráfica 34. Comparación de la Oferta y la Demanda por cada Año Estacional	43
Gráfica 35. Potencia efectivamente disponible para el despacho.....	44
Gráfica 36. Comportamiento del Mercado de Desvíos de Potencia.....	45
Gráfica 37. Precio de los Desvíos de Potencia Positivos	46
Gráfica 38. Participación en el Mercado de Desvíos de Potencia.....	47
Gráfica 39. Servicio de Reserva Rodante Operativa	48
Gráfica 40. Remuneración de la Reserva Rodante	49
Gráfica 41. Precio liquidado promedio ponderado y Precio SPOT promedio mensual.....	50
Gráfica 42. Variación de precios promedio semanales por central.....	51
Gráfica 43. Remuneración por central respecto MW asignados y Precio Promedio Liquidado.....	52
Gráfica 44. Porcentaje de participación del servicio de RRO 2017-2021	53
Gráfica 45. Pago por Participante del Servicio de RRO, de la Generación Forzada por RRO, y el total.....	54
Gráfica 46. Montos pagados por Participante por el Servicio de RRO + Generación Forzada por RRO	55
Gráfica 47. Remuneración total en concepto de Reserva Rápida y los MW asignados por el servicio.....	56
Gráfica 48. Remuneración del servicio de RRA por Participante	57
Gráfica 49. Pago realizado por Participante en concepto del servicio de RRA	58
Gráfica 50. Costos acumulados por los servicios de RRO y RRA.....	59
Gráfica 51. Evolución del Costo Total de la Operación	60
Gráfica 52. Número de Grandes Usuarios representados por los Agentes Comercializadores	61
Gráfica 53. Energía Consumida mensual por los Grandes Usuarios representados.....	62
Gráfica 54. Energía Consumida por los Grandes Usuarios representados por los Agentes Comercializadores, por agente comercializador	63
Gráfica 55. Número de centrales representadas por los Agentes Comercializadores	64
Gráfica 56. Energía producida que es representada por los Agentes Comercializadores	65
Gráfica 57. Saldo del Precio de la Potencia por agente distribuidor	66
Gráfica 58. Cargo del Saldo del Precio de la Potencia por tipo de participante	67
Gráfica 59. Abonos al DEULA, por tipo de participante del Mercado Mayorista	68

Gráfica 60. Cargos al DEULA, por agente Distribuidor	69
Gráfica 61. Excedentes de energía de las Distribuidoras	70
Gráfica 62. Demanda energética de las Distribuidoras y energía generada	71
Gráfica 63. Volúmenes de intercambio neto de Guatemala.	73
Gráfica 64. Comparación de los costos marginales de corto plazo de los países de América Central.....	75
Gráfica 65. Compras y ventas de energía en el MER.....	76
Gráfica 66. Análisis sobre las compras y ventas de energía por País Miembro del MER, desglosado por MCR y MOR..	77
Gráfica 67. Máxima transferencia simultánea en el Triángulo Norte, dirección Norte-Sur.....	78
Gráfica 68. Exportaciones e importaciones de Guatemala en el MER.....	79
Gráfica 69. Intercambio neto de energía en el MOR por País miembro del MER.....	80
Gráfica 70. Relación histórica entre el Precio SPOT, Precio Ex ante y Precio Ex post.....	81
Gráfica 71. Relación histórica entre el Precio SPOT y el precio ex ante medio mensual del MER, por banda horaria..	82
Gráfica 72. Energía asignada y despachada de ofertas de inyección de energía presentado en el MOR por los Agentes de Guatemala.....	83
Gráfica 73. Volúmenes y precios de las ofertas de inyección de energía presentada por Guatemala al MOR.....	84
Gráfica 74. Relación entre los volúmenes de energía ofrecido en el MER por Agente de Guatemala, el precio SPOT y el precio ex ante.....	85
Gráfica 75. Ingresos por ventas de Energía en el MOR.....	86
Gráfica 76. Top de Agentes Exportadores de Guatemala en el MOR 2021.....	87
Gráfica 77. Diferencias en el intercambio neto de Guatemala entre el MOR y el MCR.....	88
Gráfica 78. Intercambio neto de energía en el MCR por país miembro del MER.....	88
Gráfica 79. Top de Agentes Exportadores de Guatemala en el MCR 2021.....	89
Gráfica 80. Potencia de los Derechos de Transmisión y Derechos Firmes.....	90
Gráfica 81. Energía Firme asignada, importe medio ofertado e importe medio asignado en subasta de DT y DF de vigencia anual.....	90
Gráfica 82. Energía Firme asignada, importe medio ofertado e importe medio asignado en subasta de DT y DF de vigencia mensual.....	91
Gráfica 83. Comportamiento de los precios nodales utilizados para la asignación de energía firme.....	92
Gráfica 84. Ingresos por Ventas de Derechos de Transmisión por país miembro del MER.....	92
Gráfica 85. Energía Firme por tipo de subasta de DT, asociada a la inyección de energía desde Guatemala.....	93
Gráfica 86. Cargos unitarios por regulación, operación y CC en el MER respecto a los MWh transado por país miembro del MER.....	94
Gráfica 87. Proporción por país miembro del MER.....	95
Gráfica 88. Evolución del cargo anual por regulación y su relación con el consumo anual por país miembro del MER..	96
Gráfica 89. Evolución del cargo anual por operación y su relación con el consumo anual por país miembro del MER..	96
Gráfica 90. Componentes del Ingreso Autorizado Regional por el SIEPAC.....	97
Gráfica 91. Cargos Variables de transmisión netos, por tipo de instalaciones y por país miembro del MER.....	98
Gráfica 92. Pago asignado por país miembro del MER en concepto de Cargo Complementario.....	99
Gráfica 93. Pago asignado por tipo de Participante del MM de Guatemala, en concepto de Cargo Complementario.....	100
Gráfica 94. Cargos y abonos a los Participantes del MM de Guatemala, en concepto de los cargos regionales de transmisión del MER.....	100
Gráfica 95. Cargos y abonos de cada país a la Cuenta General de Compensación en concepto de CVT e IVDT....	101
Gráfica 96. Cargos y abonos a los Participantes del MM de Guatemala, en concepto de los cargos regionales de transmisión del MER.....	102
Gráfica 97. Importación de energía por Contratos Firmes desde la Interconexión Guatemala-México.....	103
Gráfica 98. Exportación de energía de oportunidad mediante la Interconexión Guatemala – México.....	104
Gráfica 99. Importación de energía de oportunidad desde la Interconexión Guatemala – México.....	105
Gráfica 100. Comparación de los precios nodales en los Brillantes y Tapachula, incluyendo las transacciones de energía de oportunidad.....	106
Gráfica 101. Energía inadvertida mensual en la Interconexión Guatemala – México.....	107
Gráfica 102. Energía inadvertida neta mensual en la Interconexión Guatemala – México.....	108
Gráfica 103. Energía inadvertida anual en la Interconexión Guatemala – México.....	108
Gráfica 104. Potencia instalada de los GDR's por Año.....	109
Gráfica 105. Potencia instalada de los GDR's por tecnología.....	110
Gráfica 106. Porcentaje de participación por tecnología de los GDR's.....	110
Gráfica 107. Potencia instalada por Departamento en kW.....	111
Gráfica 108. Energía anual generada por GDR's GWh.....	112
Gráfica 109. Energía Generada por centrales Fotovoltaicas y de Biogás [GWh]	113
Gráfica 110. Energía mensual generada por GDR [GWh]	113
Gráfica 111. Evolución del número de UAEE por Distribuidora.....	114
Gráfica 112. Evolución de la capacidad instalada de UAEE por Distribuidora.....	115
Gráfica 113. Porcentaje de la capacidad instalada de UAEE por Distribuidora.....	116
Gráfica 114. Distribución de la capacidad instalada de UAEE por Departamento.....	116

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 (2021)⁴:

Distribuidora	Consumo Promedio General kWh-mes	Consumo Promedio Residencial kWh-mes	Consumo Promedio Comercial kWh-mes	Consumo Promedio Industrial kWh-mes
EEGSA	320	147	4,360	89,107
DEOCSA	72	72	4,338	114,604
DEORSA	135	93	3,867	90,018

PIB Nominal (2020)⁵: USD 77, 598.9 millones

PIB per cápita (2020)⁶: USD 4, 603.0

³ Publicación del Instituto Nacional de Estadística Guatemala –INE–, XII Censo Nacional de Población y VII de Vivienda, consultado en febrero de 2022.

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, 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

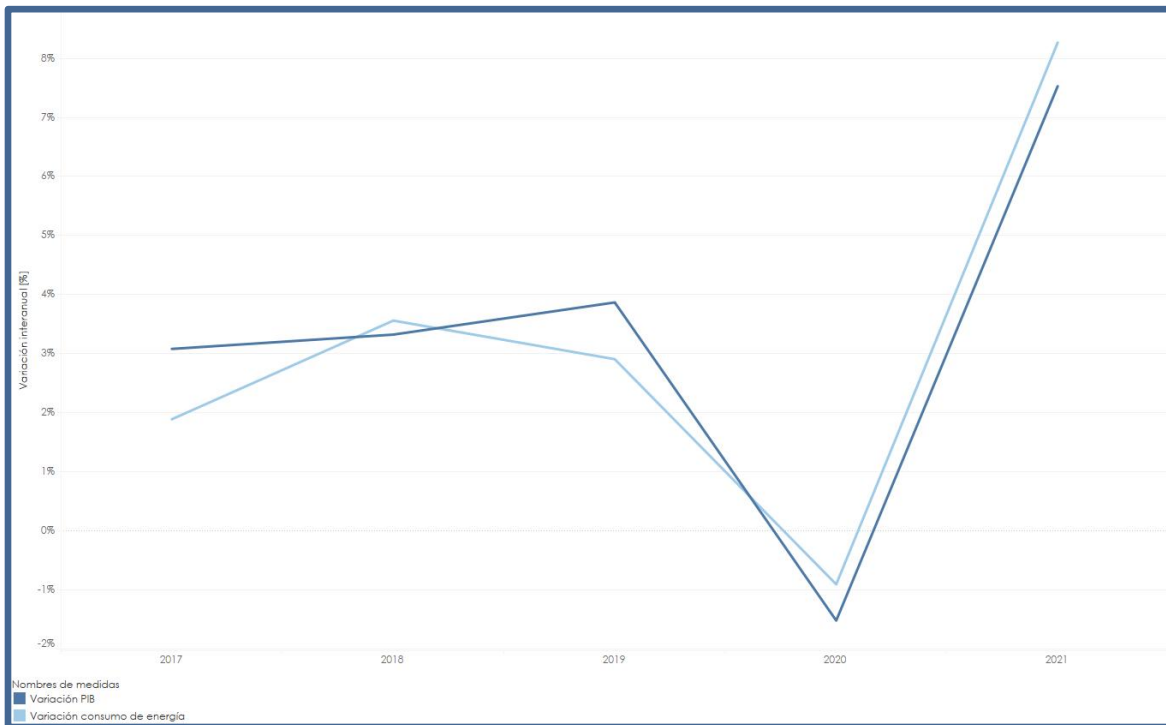
⁵ Publicación del Banco de Guatemala, Guatemala en Cifras 2021, consultado en febrero de 2022.

⁶ Publicación del Banco de Guatemala, Guatemala en Cifras 2021, consultado en febrero de 2022.

3.2. Crecimiento Económico.

En la siguiente gráfica se observa la comparación del consumo de energía eléctrica y la tasa de variación del producto interno bruto de Guatemala, en la cual se puede apreciar que el año 2021 resultó con un repunte en la actividad económica de aproximadamente 7.5%, y un consumo de electricidad superior en 8% respecto del año anterior, considerando el impacto de la pandemia por el SARS-COVID-19 en los diferentes sectores económicos del país.

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

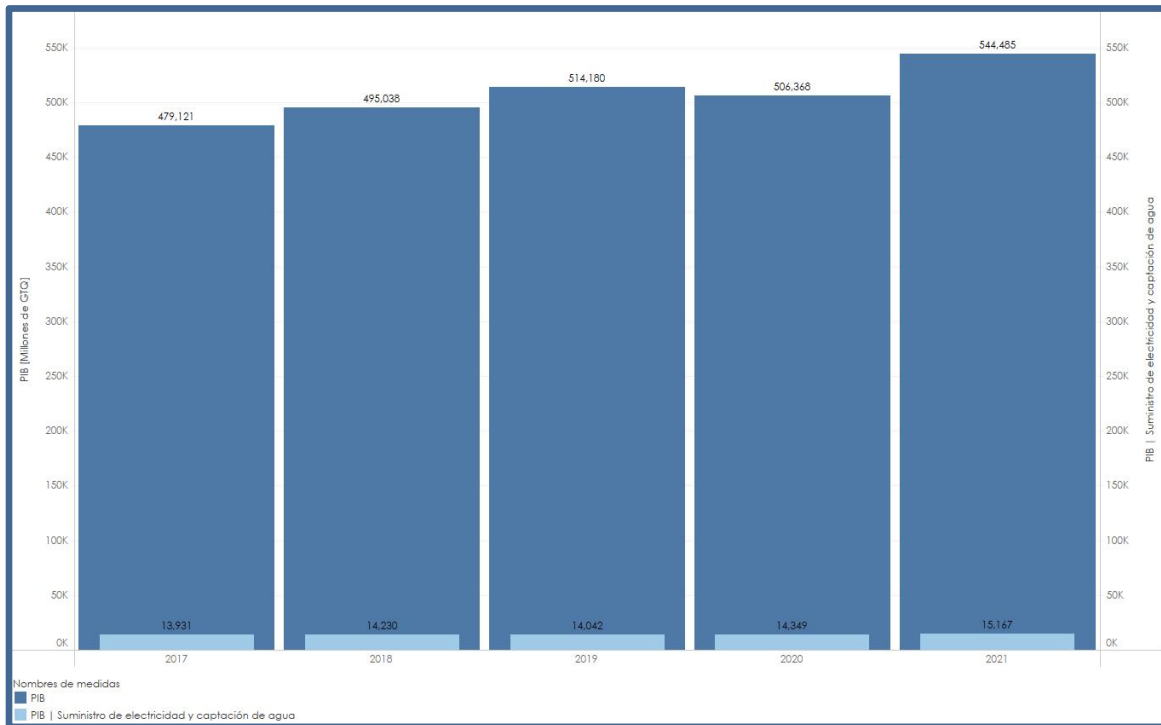


3.3. Producto Interno Bruto.

El Producto Interno Bruto que ha sido estimado para el año 2021 es de Q 665,052 millones de quetzales a valor nominal⁷, equivalentes a Q 544,485 millones de quetzales en valor real con año de referencia 2013⁸.

En la siguiente gráfica se muestra la evolución del PIB⁹ desagregando la componente que corresponde a “suministro de electricidad y captación de agua” para identificar el valor que corresponde al subsector de electricidad, el cual totalizó Q 15,167.00 millones de quetzales.

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



Puede observarse que las actividades relacionadas con este rubro tuvieron incidencia derivado de la pandemia de SARS-COVID-19 en 2020 y una recuperación en 2021. Cabe recordar que para la actividad de suministro de electricidad, agua y servicios de saneamiento, según los datos publicados por el Banco de Guatemala, solo incidieron negativamente el segundo trimestre del año 2020; para los demás trimestres esta actividad incidió positivamente en la integración del PIB, lo cual ha continuado en el año 2021.

⁷ Valores de quetzales de cada año.

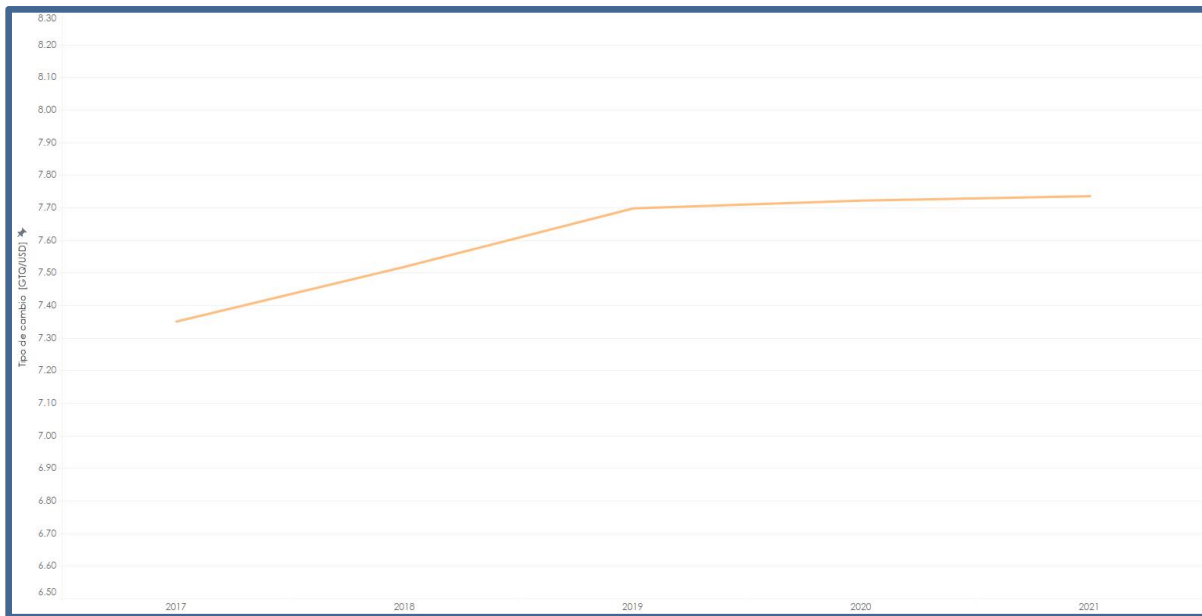
⁸ Publicación del Banco de Guatemala en el siguiente enlace: <https://www.banguat.gob.gt/es/page/cuadros-estadisticos-resumidos> consultado en febrero de 2022.

⁹ Consultado en Banco de Guatemala, febrero de 2022.

3.4. Tipo de cambio.

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

Gráfica 3. Evolución del tipo de cambio

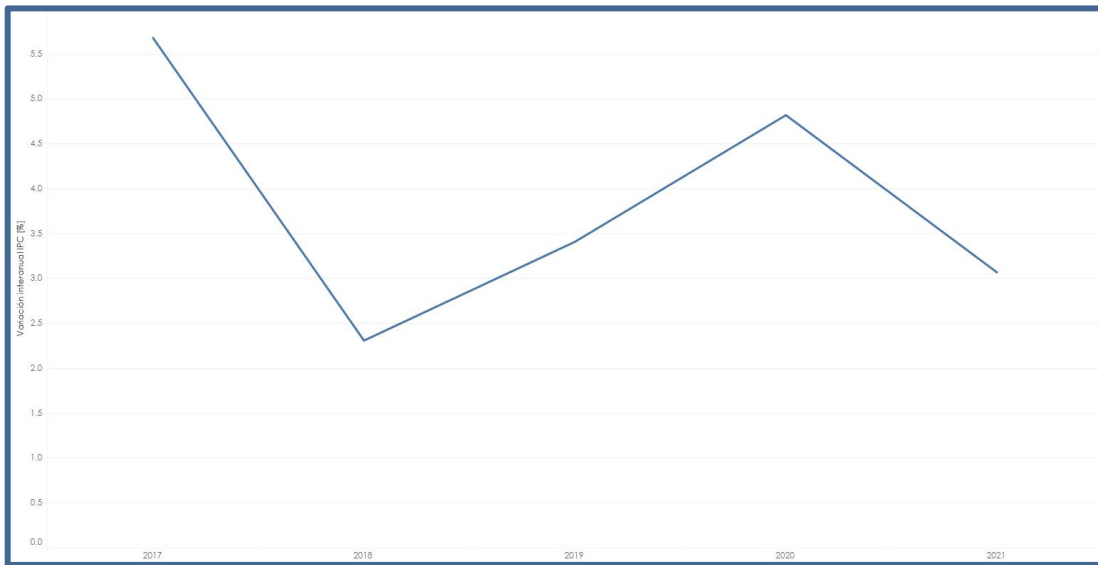


En el año 2017 hubo una apreciación significativa de la moneda local, lo cual es coincidente con el incremento en remesas enviadas desde Estados Unidos a Guatemala. Para el último año el tipo de cambio continuó incrementándose, llegando a Q7.74 por un dólar de Estados Unidos, continuando la tendencia de depreciación de la moneda nacional de los últimos tres años.

3.5. Índice de Precios al Consumidor.

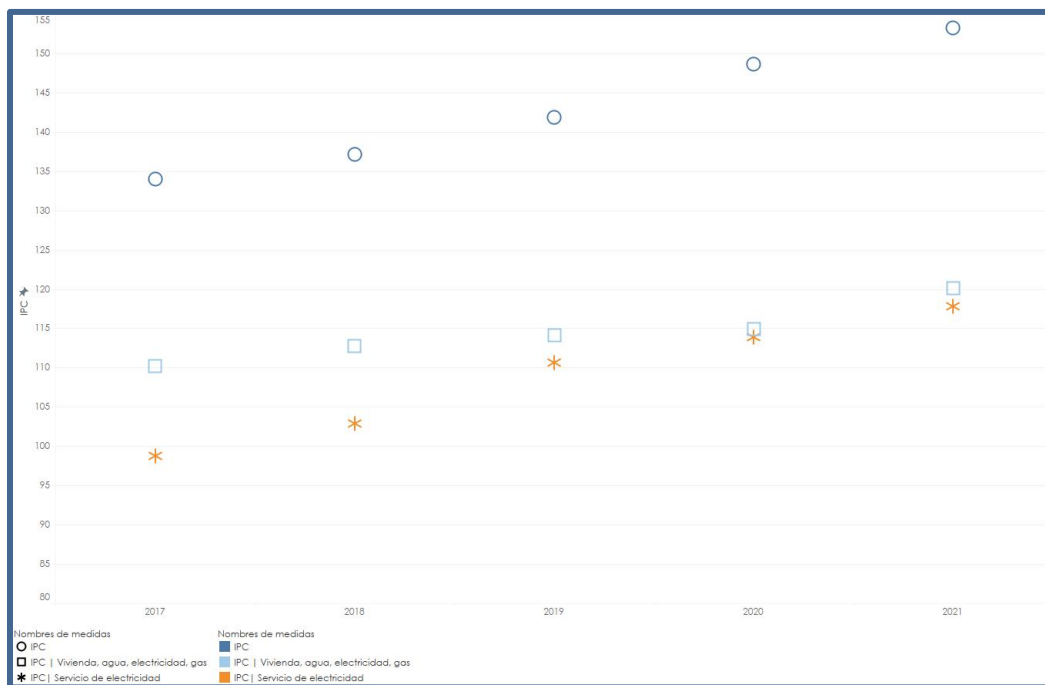
El Índice de Precio al Consumidor (IPC) representa la valorización de los bienes y servicios que conforman la canasta básica del país; para el período del 2017 a diciembre de 2021 se observa una desaceleración en el crecimiento del nivel de precios, lo cual se refleja durante los años 2017 a 2018 y 2020 a 2021; 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 siguientes. A pesar de las restricciones de movilidad y distanciamiento social, el IPC relacionado con el servicio de electricidad para el año 2020 y 2021 mantuvieron un crecimiento significativo respecto a los años anteriores.

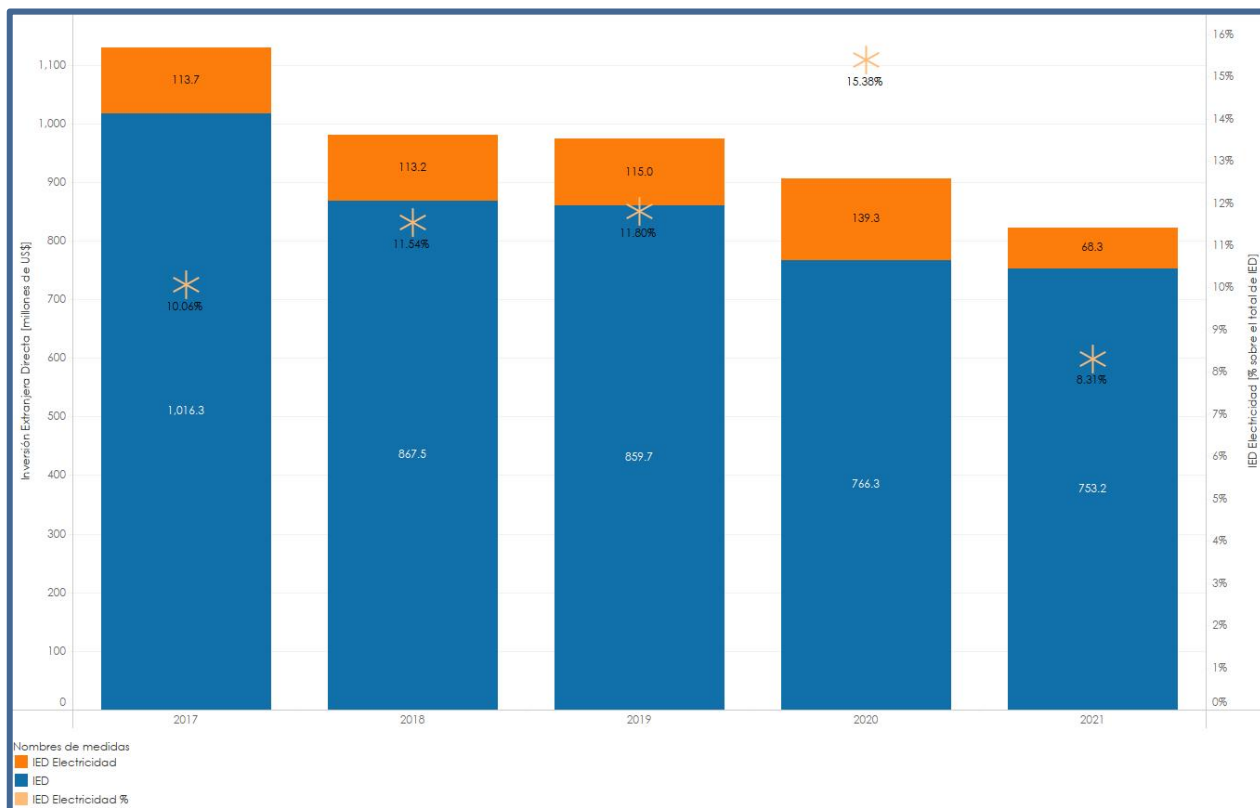
Gráfica 5. Comparación del IPC del Consumidor con la componente del IPC que corresponde a electricidad, gas y otros combustibles



3.6. Inversión Extranjera Directa.

En el gráfico siguiente se observa la medición que hace el Banco de Guatemala de la Inversión Extranjera Directa¹⁰, desagregando la componente de electricidad.

Gráfica 6. 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 2017. No obstante, el porcentaje de participación de la inversión extranjera en el subsector eléctrico presentó un incremento significativo desde el año 2017, pasando de un 10 % a un 15.38 % en el periodo indicado. No obstante, para el último año se ve una reducción de 7 % respecto al año 2020.

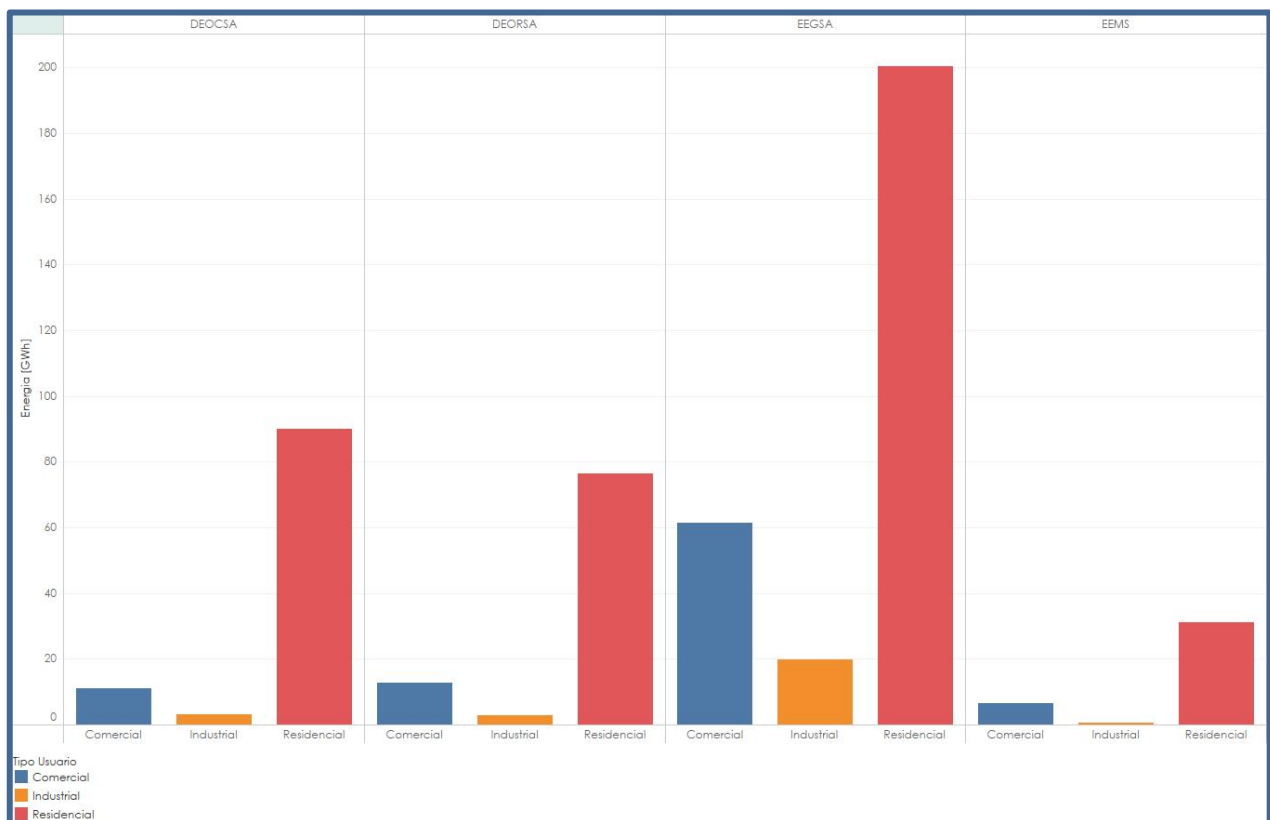
¹⁰ Publicación del Banco de Guatemala consultado en febrero 2022.

3.7. Indicadores de los usuarios regulados

Los usuarios minoristas de electricidad en Guatemala pueden consumir energía eléctrica siempre y cuando esta sea provista de una empresa autorizada para la actividad de distribución eléctrica, a excepción de los casos en que no existe una conexión física con la red de distribución nacional. Estos usuarios se conocen como usuarios regulados, ya que el costo por el servicio de electricidad es el resultado del estudio tarifario que realiza la CNEE, el cual considera el servicio de distribución y transporte de electricidad, los costos de energía y potencia, entre otros.

A continuación, puede observarse el promedio de consumo mensual de las empresas distribuidoras autorizadas en Guatemala¹¹ para el año 2021, en el cual EEGSA es la empresa con mayor consumo mensual de energía en toda Guatemala.

Gráfica 7. Consumo mensual promedio por empresa distribuidora

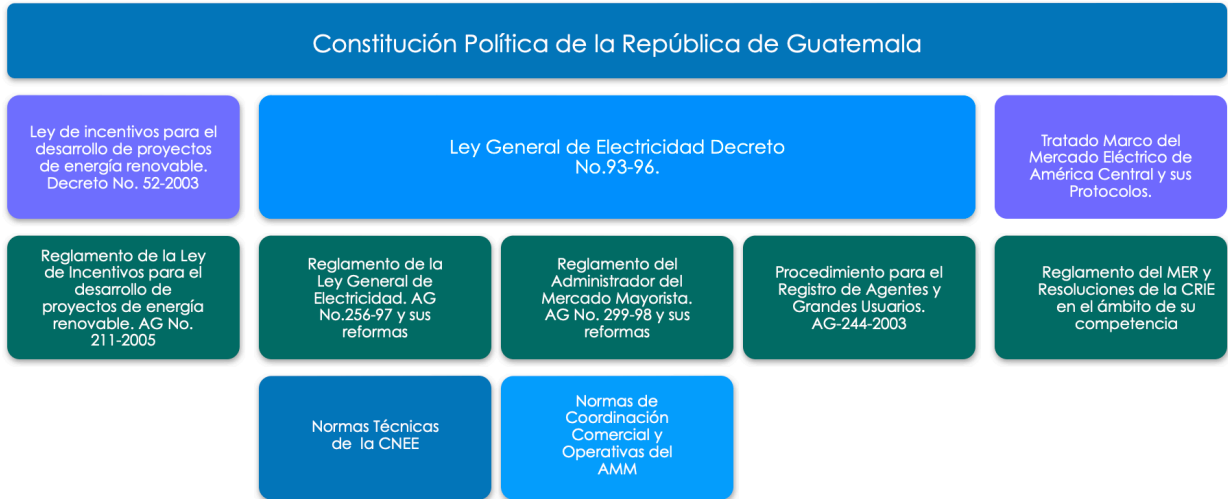


¹¹ En la normativa vigente, los usuarios son clasificados de acuerdo a las opciones tarifarias vigentes en los pliegos tarifarios (BTS, TS, BTDp, MTDfp, etc.), y no existen las clasificaciones por tipo de consumo ("residencial", "comercial" o "industrial"). No obstante, para efectos orientativos, en la tabla se ha aplicado una clasificación convencional de las opciones tarifarias como se indica a continuación:

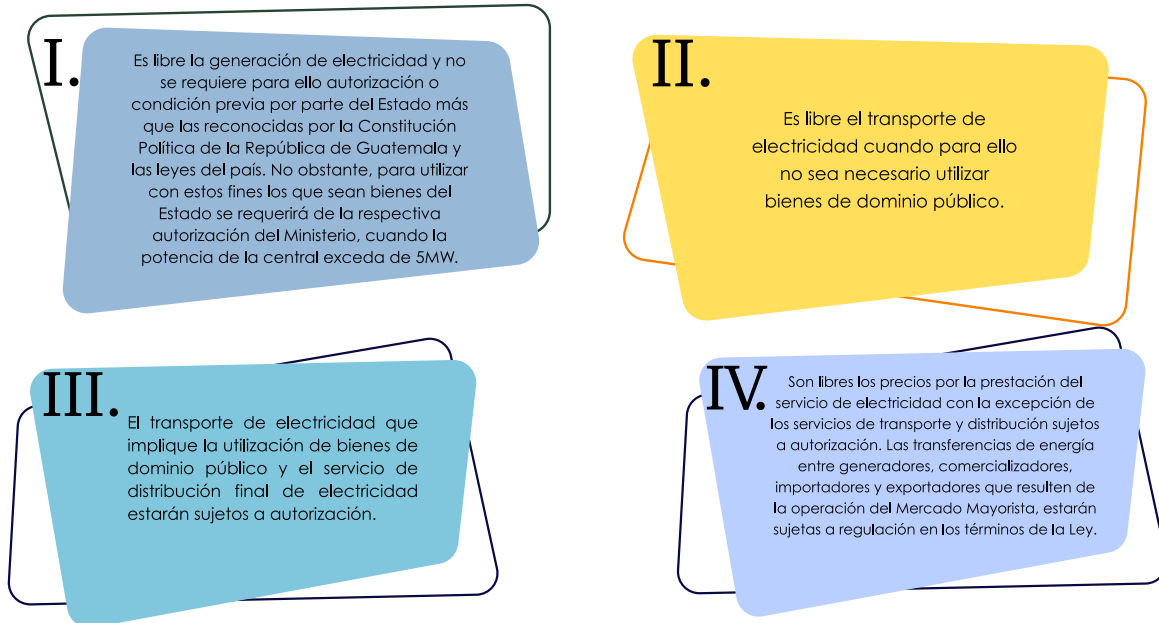
Residencial: Usuarios de Tarifa Social y Tarifa BTS
 Comercial: Usuarios de Tarifas BTDp, BTDfp y BTH
 Industrial: Usuarios de Tarifas MTDp, MTDfp, MTH y Grandes Usuarios conectados a la Red de Distribución

3.8. Marco Legal y Estructura del subsector eléctrico

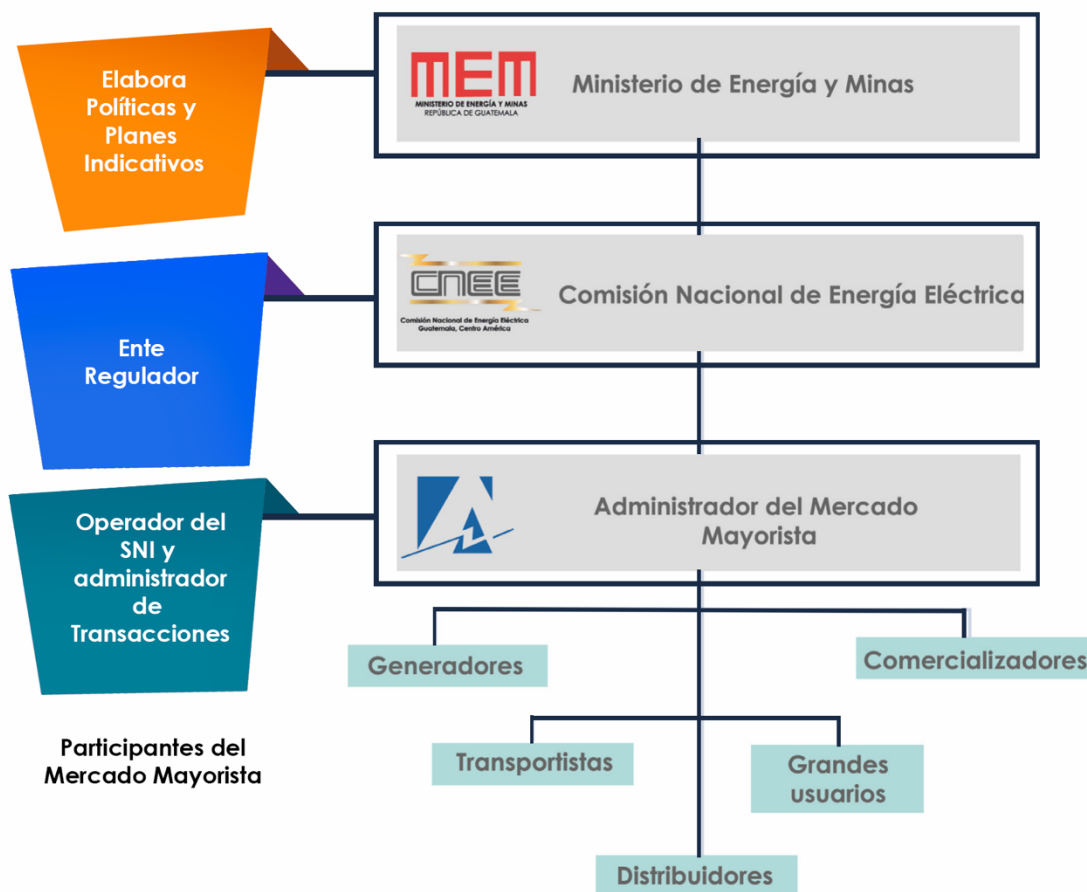
El subsector eléctrico se encuentra regido por el siguiente marco legal:



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



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 encargado de cumplir y hacer cumplir la Ley General de Electricidad, velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios, prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia, definir tarifas de transmisión y distribución, dirimir controversias entre los agentes, entre otros.

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

El marco regulatorio del sector eléctrico guatemalteco se basa en un modelo de mercado competitivo a nivel de generación y comercialización que se fundamenta en el libre acceso a las redes, la existencia de un sistema de costos, la competencia en el mercado (transacciones del día a día) y la competencia por el mercado (licitaciones para el suministro de los usuarios finales). En aquellos segmentos en que la presencia de economías de escala da lugar a la existencia de monopolios naturales, los precios son fijados por el ente regulador sobre la base de costos económicos eficientes.

4. Mercado Eléctrico Nacional

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

4.1. Datos Generales y Resumen de Indicadores

El subsector eléctrico guatemalteco en los últimos años ha mostrado crecimiento sostenido de la demanda y de la oferta. La demanda comprende además del consumo de energía en el país, la exportación de energía hacia el MER (Mercado Eléctrico Regional) y hacia México. Asimismo, la oferta de potencia y energía comprende la generación instalada localmente, la cual incluye las nuevas inversiones producto de los procesos de licitación y la importación proveniente de México principalmente.

El contexto actual del subsector eléctrico de Guatemala, se muestra mediante datos globales en la Tabla 1, mismos en los que se aprecia la evolución del Mercado Mayorista de Electricidad al año 2021. La demanda de energía eléctrica para el año 2021 se incrementó considerablemente respecto al año 2020; asimismo, la demanda máxima del SNI del 2021 fue superior respecto al año 2019, alcanzando un valor de 1,829.53 MW. Respecto a las exportaciones de energía, el valor máximo registrado es de 2,500.38 GWh para el año 2018; en el año 2021, el valor de energía exportada fue de aproximadamente 1,15.75 GWh.

Tabla 1. Datos Generales del Mercado Mayorista de Guatemala

Datos Generales	2017	2018	2019	2020	2021
Producción de Energía (GWh)	12,381.28	13,348.12	13,342.59	12,176.96	13,141.61
Energía producida SIN	11,489.90	12,522.39	12,228.23	11,122.03	11,943.08
Energía importada total	891.38	825.73	1,114.36	1,007.91	1,140.94
Consumo de Energía (GWh)	11,876.17	12,875.35	12,847.80	11,708.83	12,618.81
Energía consumida localmente total	10,018.41	10,374.97	10,676.46	10,579.71	11,454.25
Energía exportada total	1,857.76	2,500.38	2,171.35	1,063.49	1,115.75
Consumo Propio Generadores (GWh)	94.52	68.70	78.37	85.39	87.33
Consumo Propio de Transportistas (GWh)	8.02	7.15	8.06	8.03	7.97
Energía Transada en el Mercado a Término, Participantes Consumidores (GWh)	9,823.75	11,811.91	12,020.94	9,671.56	10,497.34
Energía Transada en el Mercado de Oportunidad, Participantes Consumidores (GWh)	2,052.42	1,536.21	824.55	2,037.27	2,121.47
Demanda Máxima de Potencia en el SIN (MW)	1,749.50	1,762.50	1,785.60	1,787.20	1,829.53
Promedio del Precio Spot de la energía - US\$/MWH	51.48	62.36	63.32	41.14	63.36
Promedio del Precio del Desvío Positivo - US \$ / KW mes	0.38	0.42	0.279	0.47	0.48
Precio Promedio Unitario Peaje Principal - US \$ / KW mes	2.86	2.89	3.15	3.56	3.72
Precio Promedio Unitario Peaje Secundario Transmisión - US \$ / kW mes	0.43	0.445	0.495	0.53	0.58
Precio Promedio Unitario Peaje Secundario Subtransmisión Centro - US \$ / kW mes	2.34	2.321	2.412	2.68	3.02
Precio Promedio Unitario Peaje Secundario Subtransmisión Occidente - US \$ / kW mes	1.85	1.868	1.984	1.99	2.07
Precio Promedio Unitario Peaje Secundario Subtransmisión Oriente - US \$ / kW mes	1.96	1.948	1.966	2.10	2.15
Número de Grandes Usuarios	1,063	1,092	1,118	1,140	1,212
Número de Usuarios del Servicio de Distribución Final	3,088,936	3,224,223	3,297,304	3,374,452	3,673,004

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 de transa en el Mercado de Oportunidad y en el Mercado a Término.

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

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

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



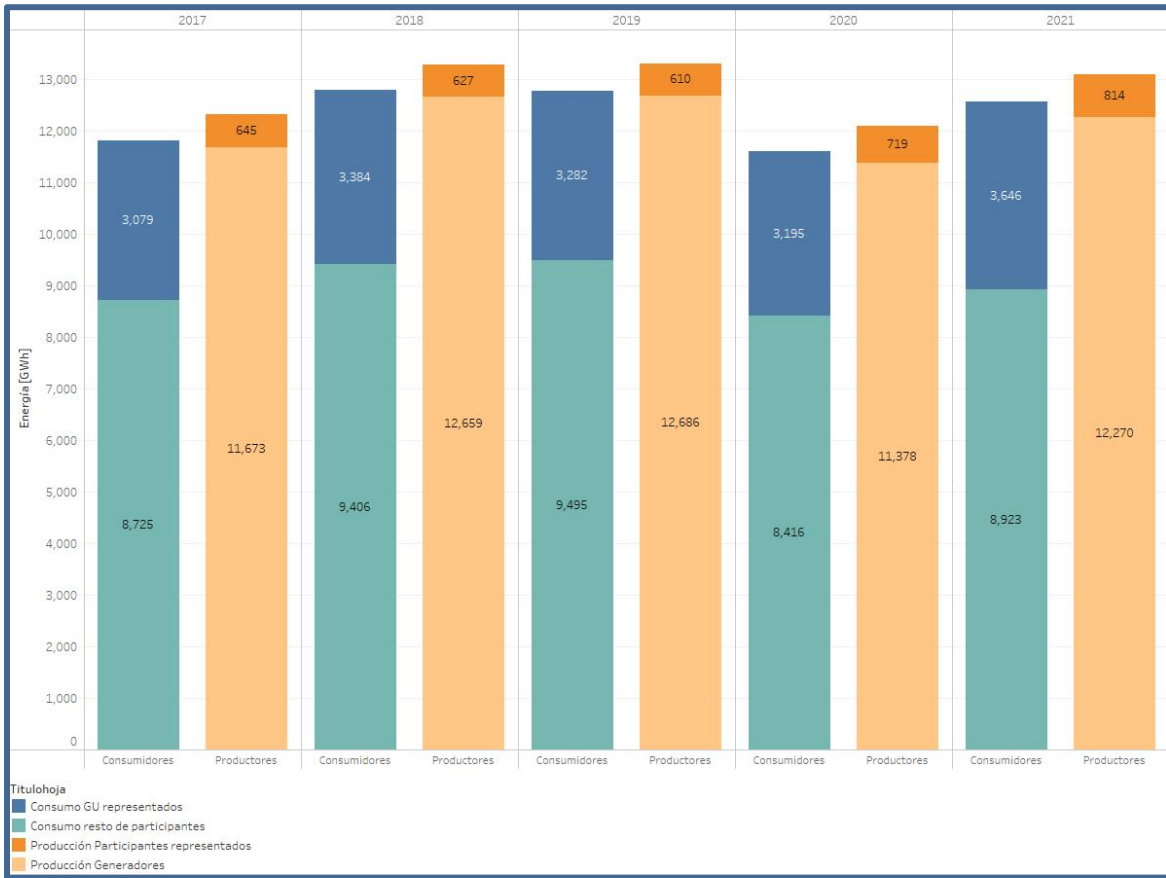
4.3. Energía Eléctrica

4.3.1. Consumo y Generación de energía eléctrica

La energía total generada ha incrementado en los últimos años; en el año 2017 el total generado fue de 11,489.9 GWh incrementado para el año 2021 a un valor aproximado de 11,943.1 GWh. De igual forma que la energía total generada, el consumo total incrementó en el período de análisis, llegando para el 2021 a un consumo de 11,454.25 GWh. En el año 2020 se observa una reducción considerable del consumo y generación de energía, lo cual sucedió debido a la pandemia SARS-COVID-19 que generó restricciones de movilidad y distanciamiento social; sin embargo, en el año 2021 se observa un incremento en los consumos y en la producción respecto al año 2020.

La siguiente gráfica muestra la relación entre la energía consumida y la producción de la misma; se puede observar que la energía comercializada de los participantes consumidores y la energía comercializada de los participantes productores, han logrado una recuperación a niveles mayores que previo a la pandemia.

Gráfica 8. Consumo y producción de energía eléctrica en Guatemala.



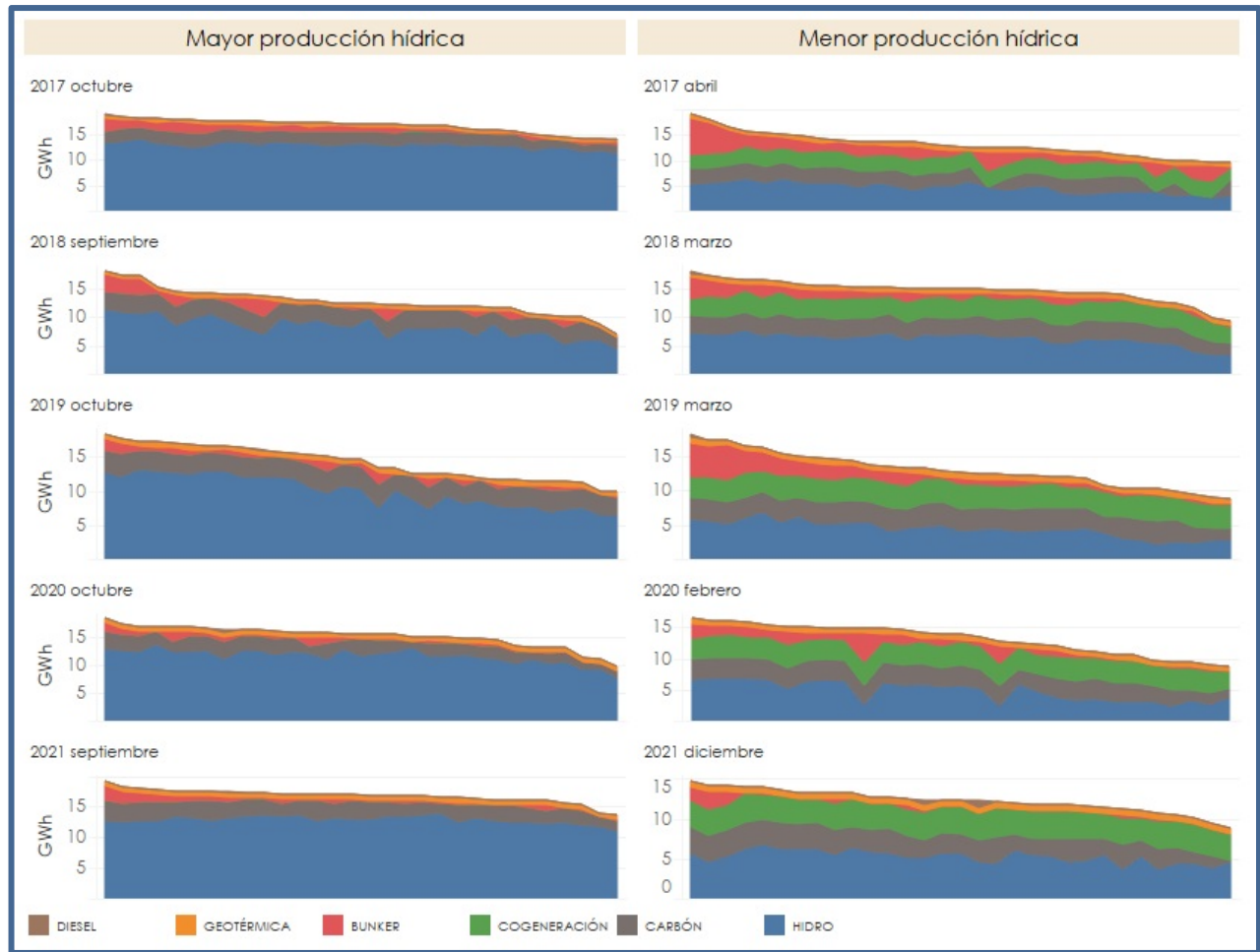
Durante el período del 2017 al 2021, se observa que el año 2020 fue el año donde la participación de energías renovables fue la más alta (70.31%) y en promedio, para el período de cinco años en cuestión, el 63.5% de la energía producida fue con recurso renovable. Por otro lado, el año con menor aporte de recurso renovable fue el 2019 (55.49%), debido al reducido aporte hidroeléctrico, como consecuencia del fenómeno El Niño que afectó a la región. En el año 2021, se tuvo una participación del 65.97% de las energías renovables en la matriz de generación eléctrica.

Gráfica 9. Matriz energética de la producción



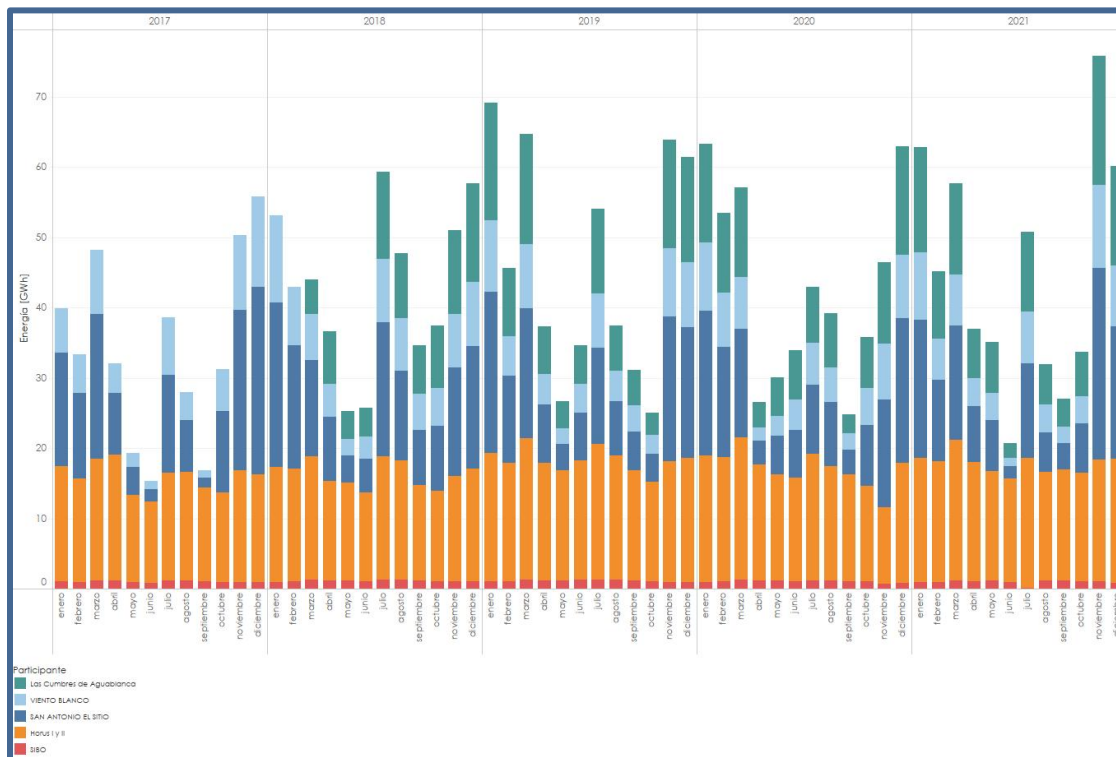
En la gráfica siguiente se muestra la composición de la matriz de generación para los meses con mayor y menor aporte hidroeléctrico, en cada uno de los años de referencia. En el año 2021 el mes con mayor producción hídrica fue septiembre; el año con menor producción hídrica fue diciembre.

Gráfica 10. 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 2021, la energía generada con este tipo de tecnología representa un 4.1%, reduciéndose su participación en un 0.2% respecto al año 2020.

Gráfica 11. 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 el ingreso de la central Las Cumbres desde el año 2018, misma que ha sido significativa en la generación con este recurso.

4.3.2. Costos Variables de Generación

El costo variable de generación¹² de las centrales se utiliza 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

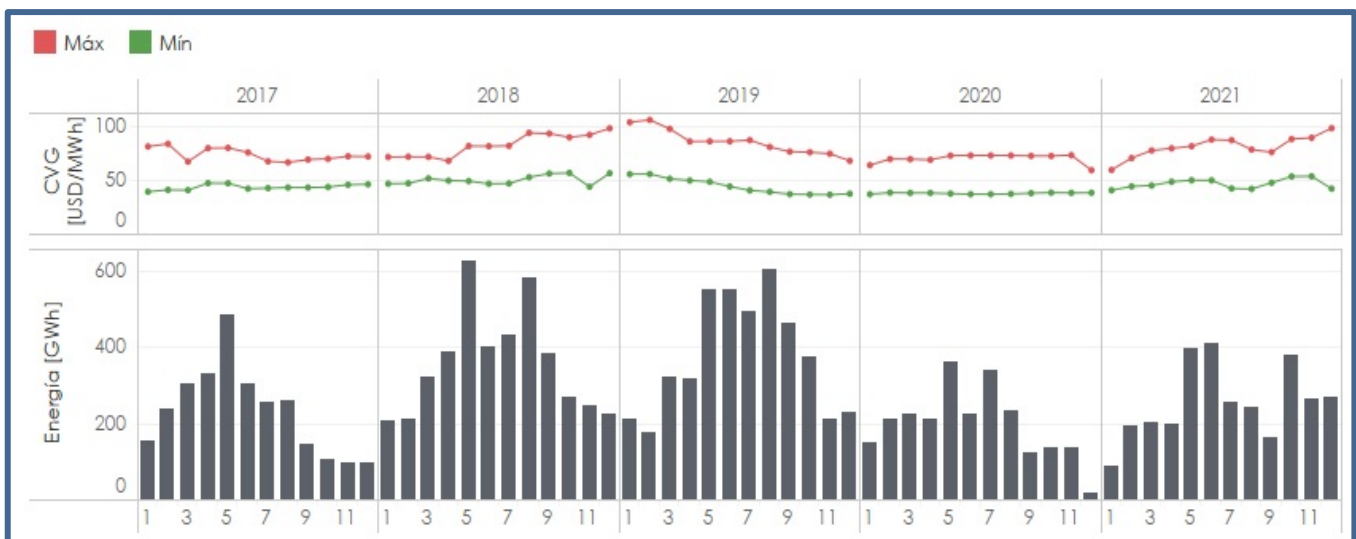
¹² Conforme lo establece el artículo 35 y 44 del RAMM y la NCC-1, se denomina costo variable de generación al costo variable calculado por el AMM con base a la metodología de costos variables de generación declarada por el generador en la Programación de Largo Plazo e incluye el costo de combustibles, 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

El comportamiento de los Costos Variables de Generación -CVG- de las centrales que utilizan carbón para la generación de energía eléctrica ha sido estable durante los años 2017 al 2020; esto debido a las condiciones de compra del mismo. Sin embargo, en el año 2021 se puede observar el incremento en el CVG de estas centrales como resultado del rebote económico que sucedió al flexibilizar las restricciones por la pandemia del SARS-COVID-19. Existen grandes plantas carboneras que, debido a las relaciones contractuales con las Distribuidoras del país, han gestionado acuerdos de compra de volúmenes considerables de carbón. Esto estabiliza los precios de compra; sin embargo, en ocasiones, pequeñas centrales carboneras realizan compras de corto plazo de carbón lo que incrementa los costos de compra y por ende esto también se refleja en los CVG de dichas centrales. La diferencia entre el CVG máximo y el mínimo radica en lo antes expuesto ya que existen centrales 100% carbón y centrales que utilizan carbón durante la época de no zafra.

La producción de energía de las centrales carboneras está ligada directamente a la programación de las misma, la cual a su vez está ligada con el comportamiento de la demanda en horizontes semanales y la disponibilidad de los recursos renovables. Durante el año 2021, la producción de energía mediante centrales carboneras se incrementó respecto de lo generado en 2020, especialmente en la etapa de transición de verano (época seca) a invierno (época húmeda). Adicionalmente, como se explica más adelante, el año 2021 tuvo condiciones favorables para el aprovechamiento del recurso hidráulico.

Gráfica 12. CARBÓN. Evolución de los Costos Variables de generación y de la energía producida de las centrales

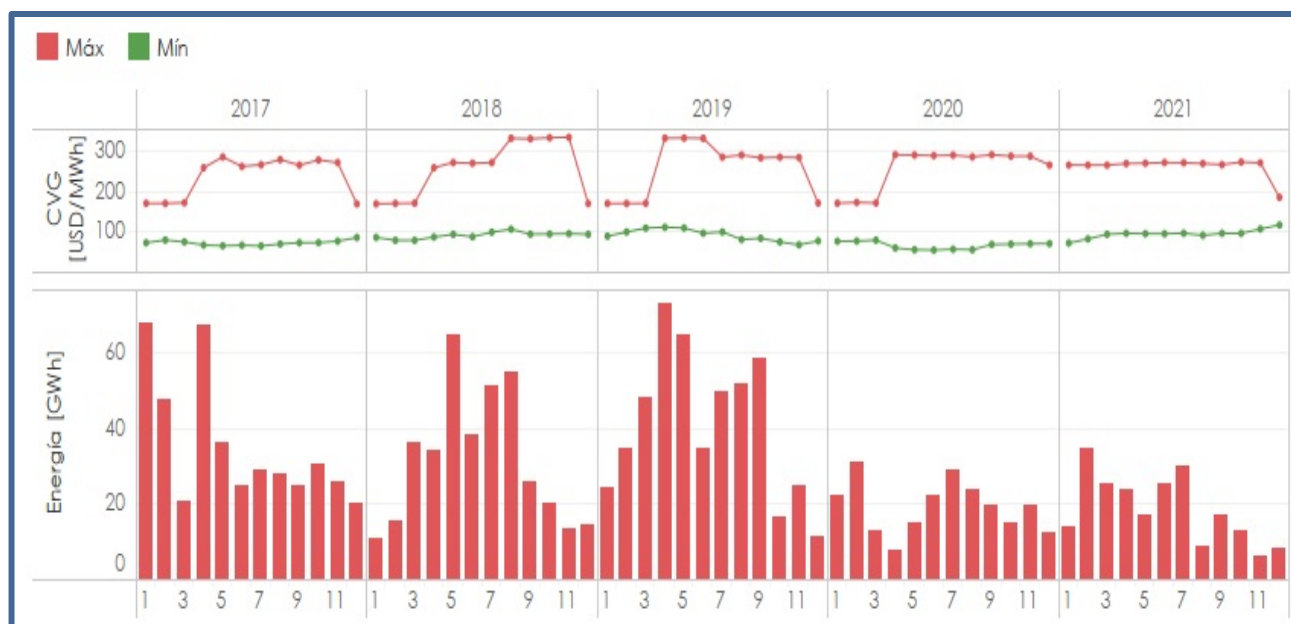


4.3.2.2. Bunker

Los Costos Variables de Generación -CVG- de las centrales que utilizan bunker para la generación de energía eléctrica están ligados directamente a los indicadores de combustibles derivados de petróleo. En Guatemala, el despacho de centrales que utilizan bunker se ha visto reducido desde el año 2014 debido al incremento de la participación de otras fuentes de generación y esta tendencia se ha mantenido durante el período 2017 a 2021. No obstante, debido a sus características, estas centrales prestan servicios de Reserva Rodante Operativa y Reserva Rápida.

La diferencia entre los CVG máximo y mínimo radica en que existen centrales que declaran costos de inventario superiores a 150 USD/ MWh, mismos que en su momento fueron validados por el Administrador del Mercado Mayorista y por bajo despacho quedaron rezagados hasta la fecha utilizando dichos costos. Durante el año 2021, los costos del bunker también se han incrementado como resultado de la flexibilización de las restricciones impuestas para contener la pandemia de SARS-COVID-19.

Gráfica 13. BUNKER. Evolución de los Costos Variables de Generación y de la energía producida de las centrales.



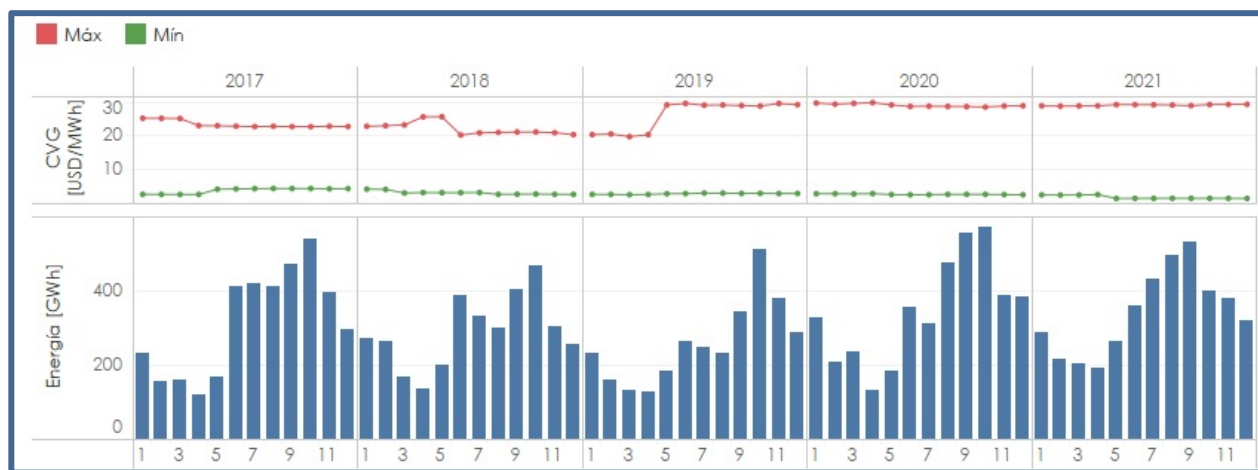
4.3.2.3. Hidroeléctricas

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

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

El año 2021 presentó condiciones hidrológicas favorables para la generación de energía eléctrica con una producción aproximada de 4,056 GWh. No obstante, debido a las condiciones meteorológicas en la región y debido a los efectos de los huracanes ETA y IOTA en 2020, la máxima generación con hidroeléctricas en los últimos cinco años fue de 4115 GWh ese año. Cabe mencionar que debido al incremento de lluvias y, en consecuencia, de los caudales, al menos cinco centrales ubicadas en la vertiente del Atlántico salieron de operación por seguridad operativa.

Gráfica 14. HIDRO. Evolución de los Costos Variables de generación y de la energía producida por las centrales, excepto Chixoy y JM

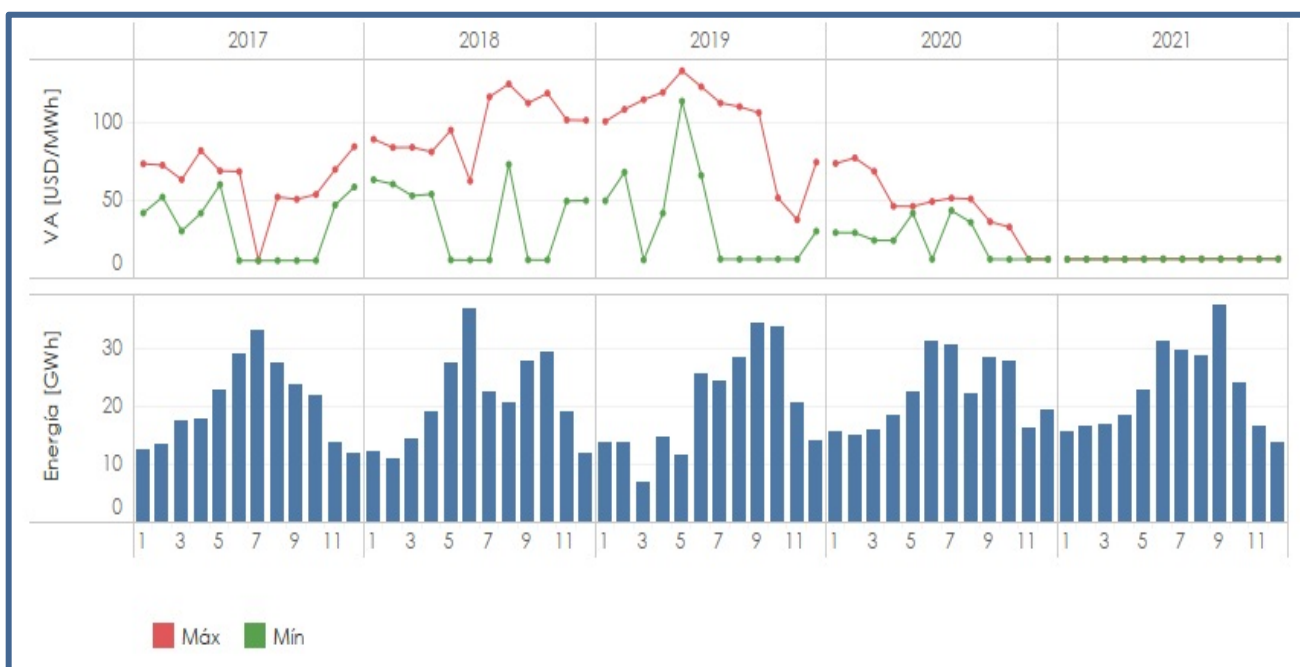


Las centrales hidroeléctricas clasificadas como de capacidad de regulación mensual o anual son optimizadas utilizando la política de uso del agua que resulte de las predicciones de las condiciones hidrológicas para las cuencas del país, las cuales varían dependiendo de la

evolución de las condiciones meteorológicas. Esto permite gestionar el recurso hídrico a lo largo de cada Año Estacional y colocar los paquetes de energía en la etapa de mayor aprovechamiento para así obtener el menor costo total de la operación.

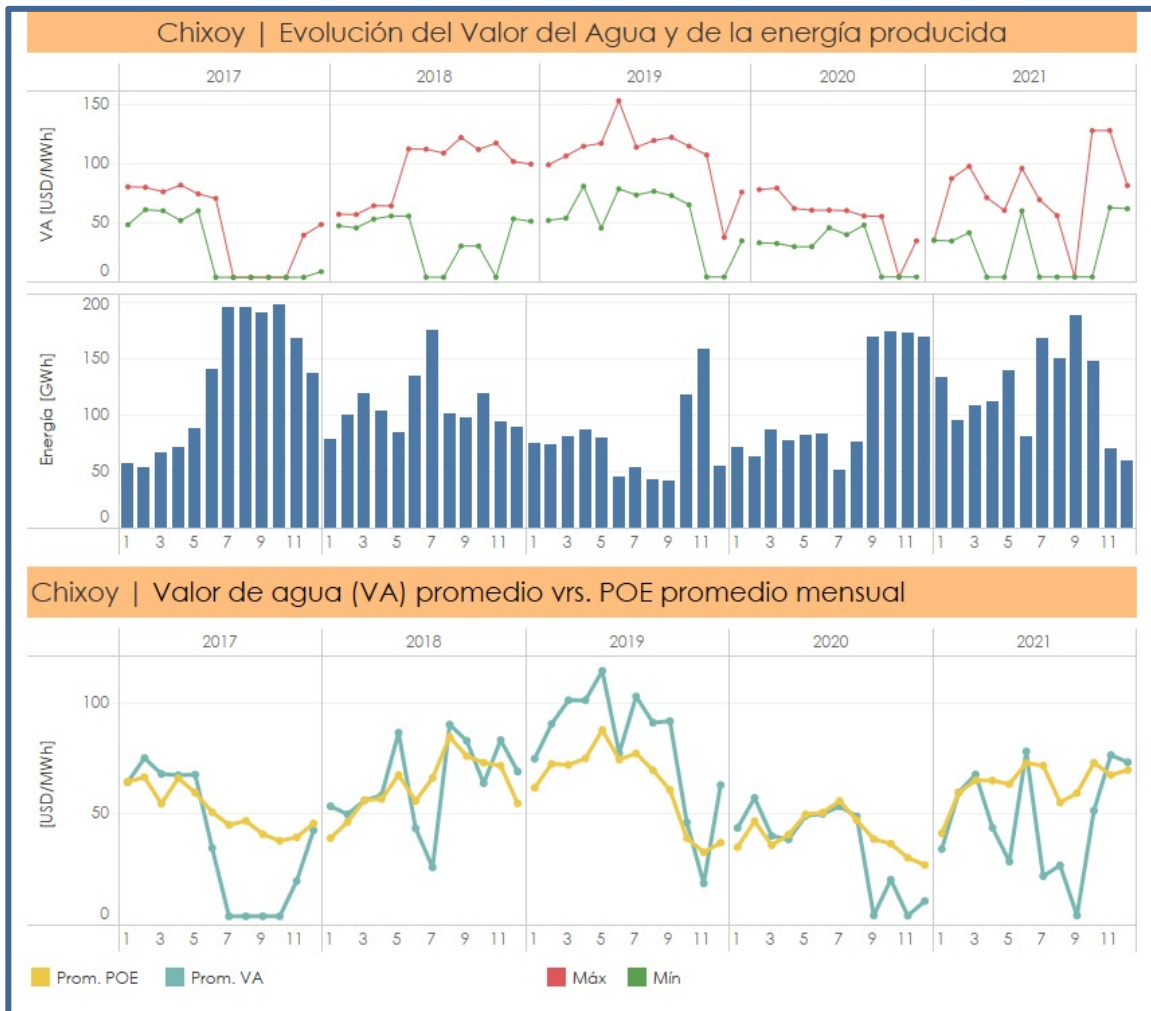
El valor del agua es el indicador de abundancia o escasez del agua almacenada en los embalses de regulación anual o mensual y en los meses de escasez tiene un comportamiento similar al del precio SPOT; considerando esta condición entonces el recurso es marginal. Por otra parte, en los meses de invierno cuando el recurso es abundante, el valor del agua es similar o igual a los costos de O&M de las centrales hidroeléctricas. Como se observa en el gráfico, durante los meses de septiembre a diciembre los valores del agua son reducidos y a su vez el volumen de energía producida es mayor, caso contrario, en los meses de enero a mayo de todos los años en el que el recurso hidráulico es limitado y el valor del agua se incrementa. El despacho de las centrales que cumplen con los criterios, Chixoy y Jurún Marinalá, se incrementó en 14% y 3% para el 2021.

Gráfica 15 JURÚN MARINALÁ. Evolución del Valor del Agua y de la energía producida



A continuación, puede observarse la generación de la central hidroeléctrica Chixoy, el valor del agua calculado para cada mes del período desde 2017 hasta 2021 y su comparación con el promedio mensual del Precio de Oportunidad de Energía resultante del mismo período.

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



4.3.3. Mercado de Oportunidad y el precio SPOT

El Mercado de Oportunidad o Mercado Spot es el conjunto de transacciones de compra y venta de energía de corto plazo; dichas transacciones se liquidan al precio de oportunidad de la energía¹³.

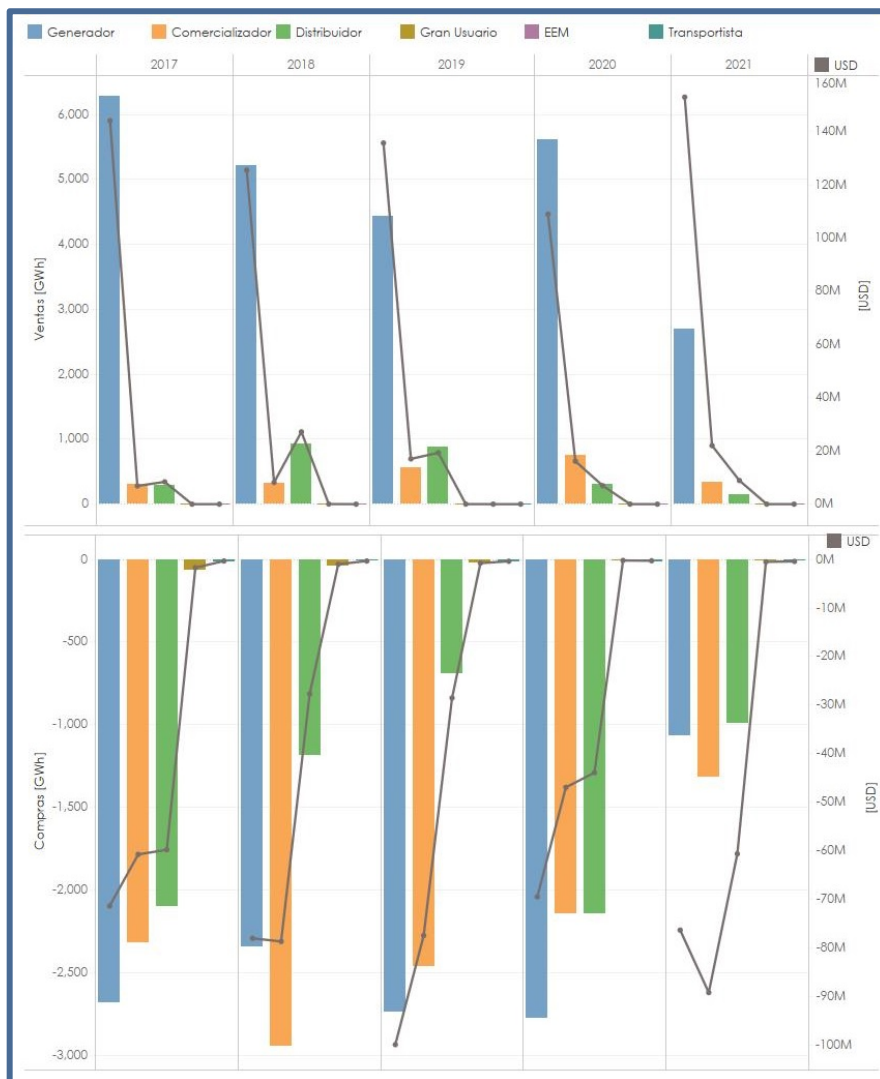
En este mercado participan todos los Agentes; en él compran y venden faltantes y excedentes de energía. Para visualizar los efectos de las ventas y compras en el Mercado de

¹³ Precio SPOT se encuentra definido en el artículo 1 del RAMM

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 gráficas se puede apreciar que entre los valores monetarios y la energía vendida o comprada la relación es directamente proporcional, es decir a mayor volumen de energía vendida o comprada mayores son los valores monetarios.

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

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



4.3.3.1. El precio SPOT y las unidades marginales

El precio SPOT o Precio de Oportunidad de la Energía varía hora a hora y es fijado por la unidad generadora marginal que haya sido despachada por el Administrador del Mercado Mayorista¹⁴.

Gráfica 18. Precio SPOT promedio mensual por banda horaria

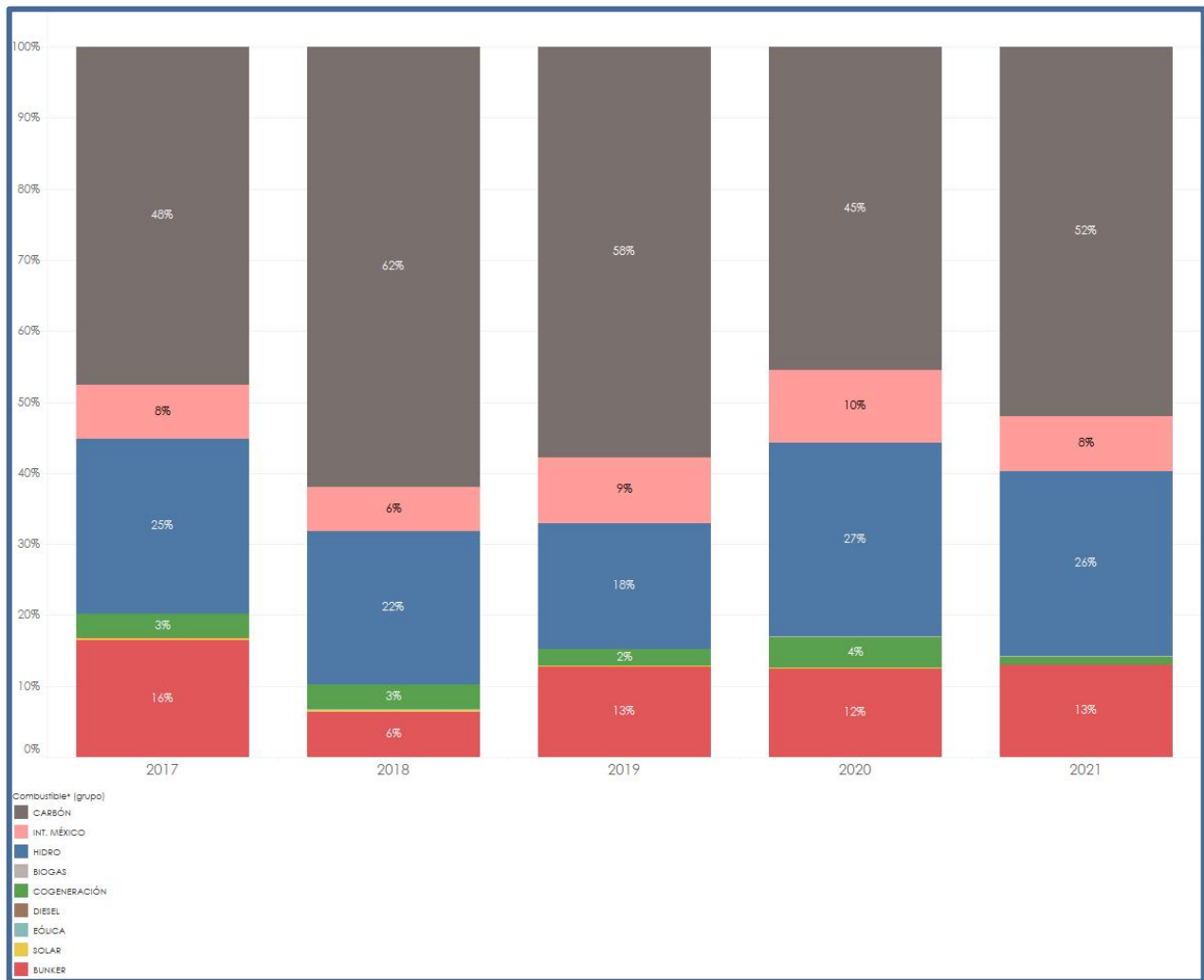


El comportamiento de los precios SPOT es directamente proporcional a la disponibilidad de los recursos y la asignación de los mismos para la generación de energía eléctrica, así como de los niveles de demanda y restricciones operativas del sistema. Al ser la última unidad/central convocada para abastecer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

Es evidente que a mayor participación de centrales que utilizan recursos renovables el precio SPOT se reduce. Sin embargo, la reducción en los costos de producción de energía, por la diversificación de la matriz de energía eléctrica al implementar tecnologías que tienen como recurso primario, recursos renovables, no se deben interpretar como señal para incrementar indiscriminadamente dichas tecnologías ya que esto podría poner en riesgo la seguridad operativa de los sistemas eléctricos ya que estas últimas carecen de certeza en la gestión de los recursos y son variables en su disponibilidad.

¹⁴ Reglamento del AMM, Artículo 1

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

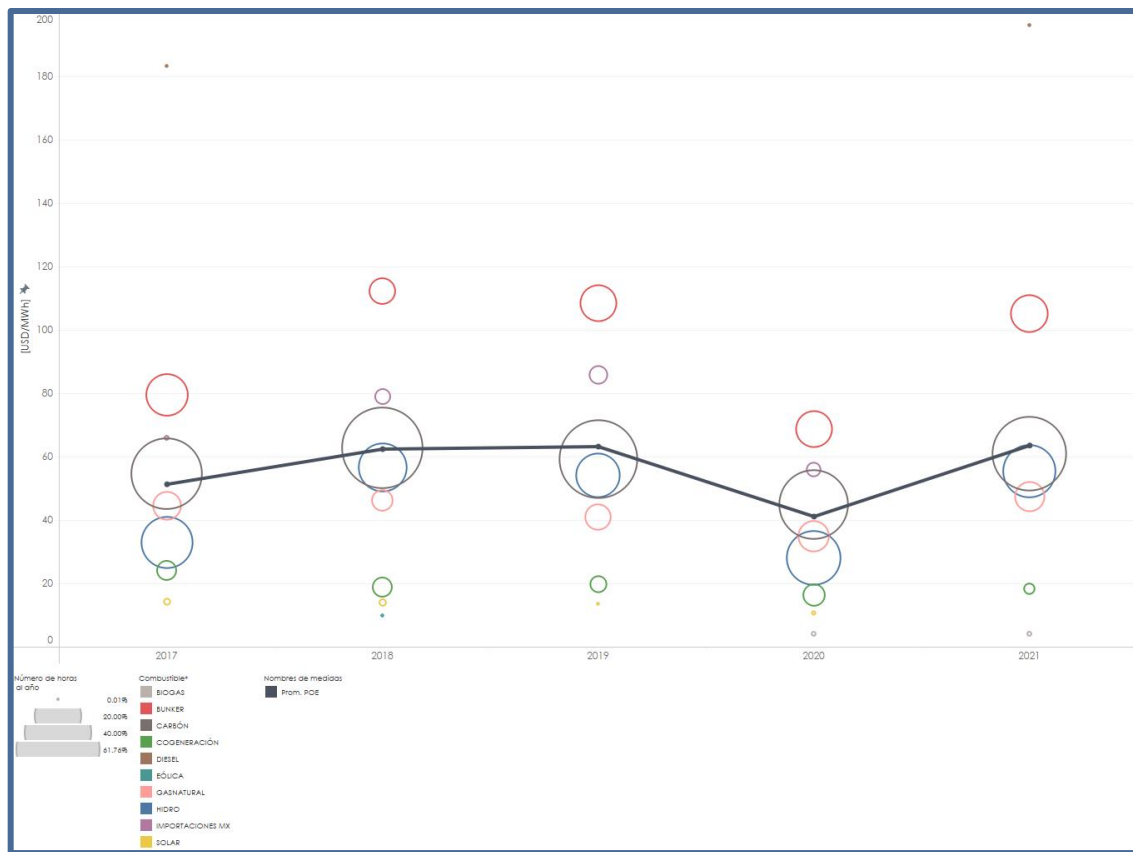


En la gráfica anterior se puede observar que las centrales que utilizan carbón son las que poseen mayor participación en la fijación del precio SPOT seguido de las centrales Hidroeléctricas y las centrales bunker, las cuales marginaron en promedio para el año 2021, 26% y 13% de las horas respectivamente.

La gráfica siguiente se compone de:

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

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



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

Se puede observar también que se ha incrementado el costo marginal debido al incremento en los costos del carbón, gas natural y bunker. De acuerdo al tamaño del círculo se puede inferir que el recurso que marginó mayormente fue el carbón, seguido de las centrales hidroeléctricas, bunker y por primera vez en cinco años, también resultaron horas en las que marginaron unidades generadoras con diesel.

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

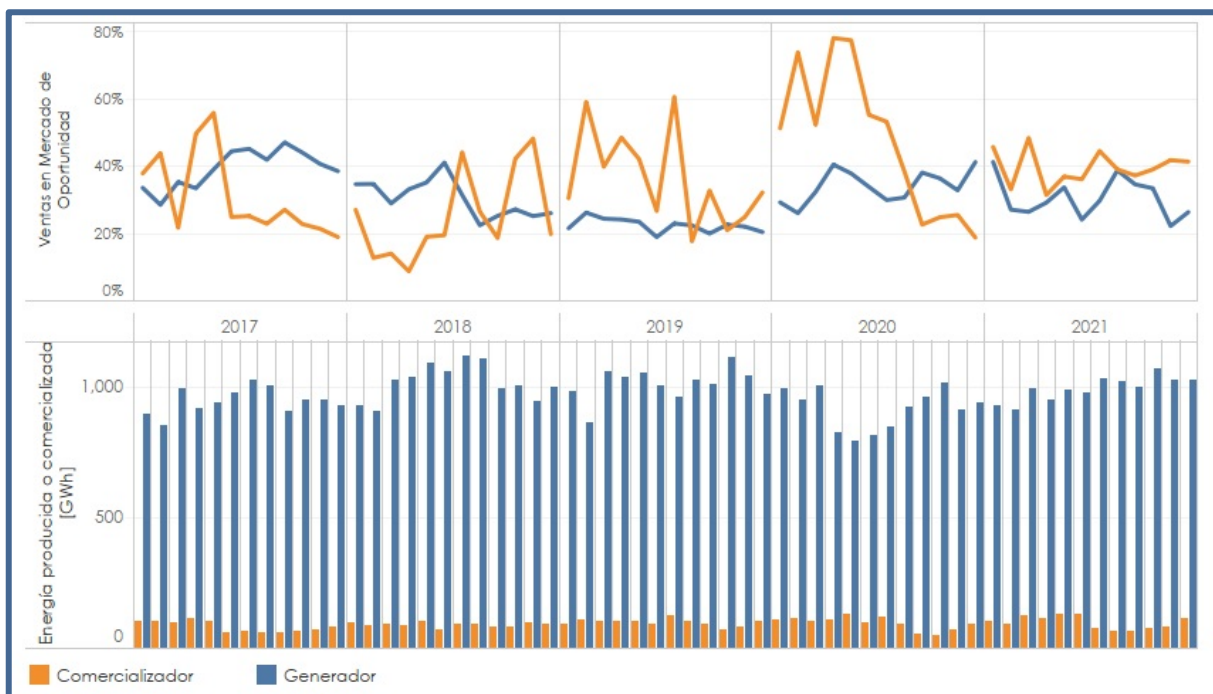
En el Mercado Mayorista, la oferta de energía es puesta a disposición de la demanda de manera directa por:

- 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 en el año 2021 la energía vendida en el mercado de oportunidad por parte de los Agentes Comercializadores resultó en una participación entre el 50% y 30%.

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

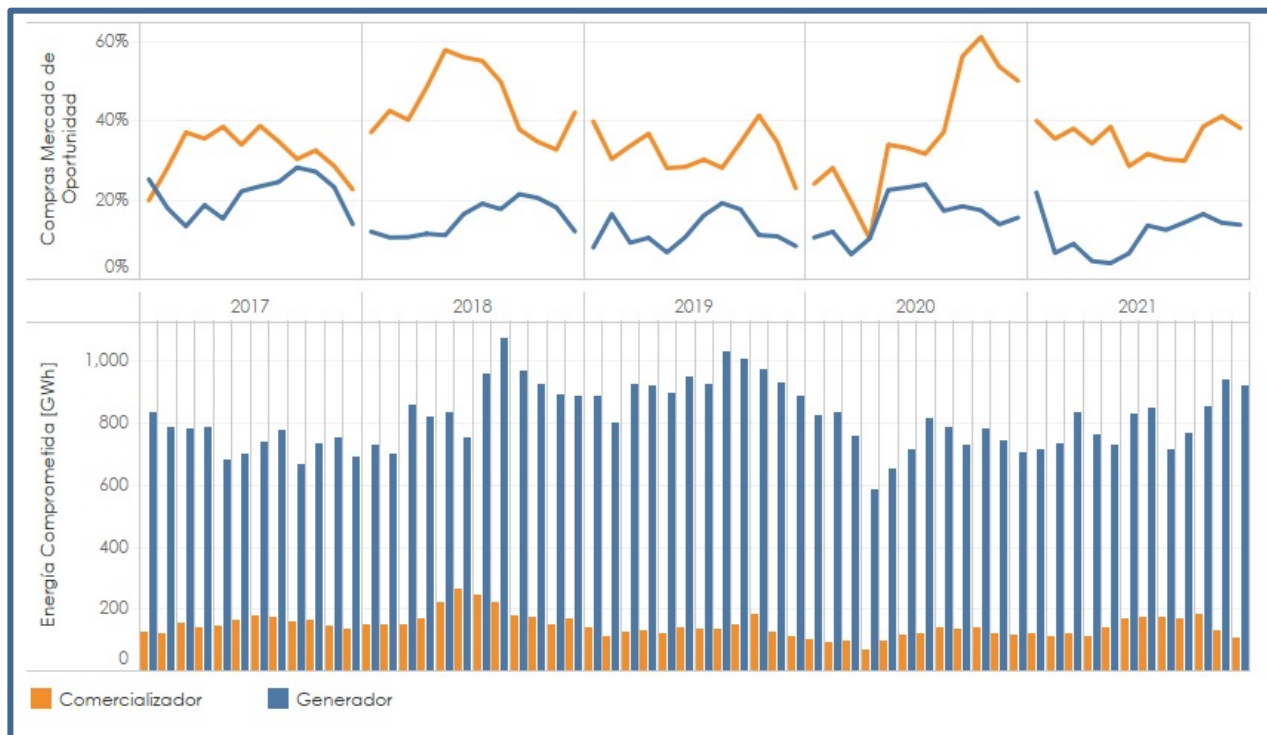


Los participantes productores adquieren compromisos de suministrar energía a través de los contratos del Mercado a Término, en los cuales se definen volúmenes y demás condiciones pactadas entre partes que son informadas al AMM.

Las reglas del despacho utilizadas para minimizar el costo total de operación del mercado establecen, entre otros, que el despacho no estará condicionado a obligaciones 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.

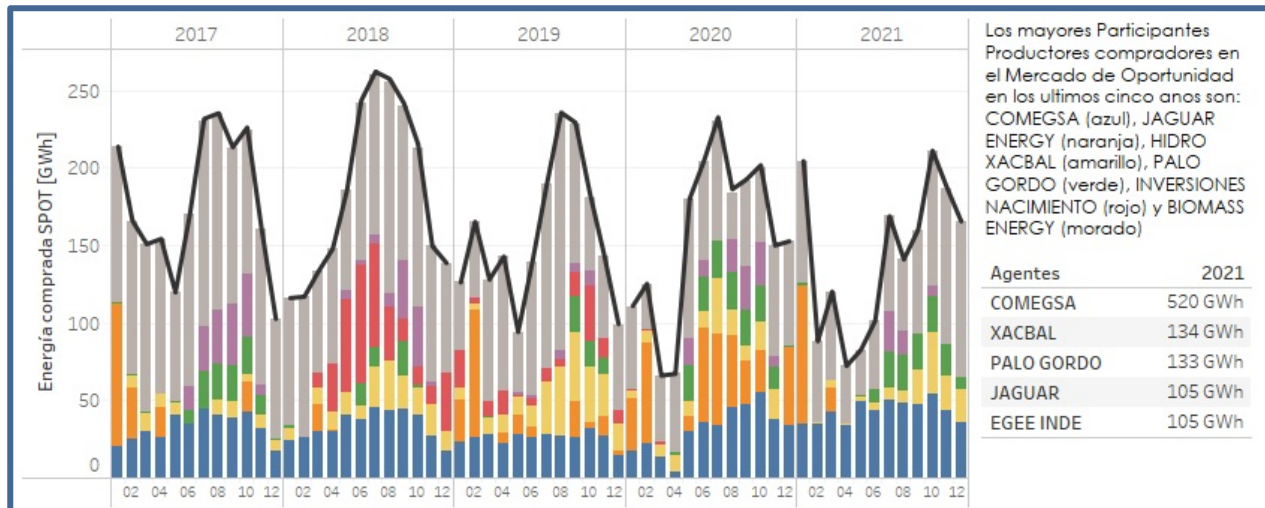
En la siguiente gráfica se observa en el área inferior el volumen total mensual de energía comprometida por los participantes productores, ya sean generadores o comercializadores, mediante contratos del Mercado a Término. En el área superior de la gráfica se tiene el porcentaje de dicha energía que fue adquirida por el participante productor en el Mercado de Oportunidad para cumplir sus compromisos de suministro. Para el año 2021, los comercializadores en representación de participantes productores, adquirieron en el Mercado de Oportunidad entre 29 y 41% de la energía comprometida en contratos; los agentes generadores adquirieron en el Mercado de Oportunidad un promedio anual de 11% de la energía que tenían comprometida en contratos.

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



A continuación, se puede observar la desagregación de los Participantes Productores que realizaron compras en el Mercado de Oportunidad para cumplir sus compromisos contractuales. Cabe mencionar que de los agentes generadores, Jaguar Energy ha sido históricamente uno de los mayores compradores en el período 2017-2021.

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



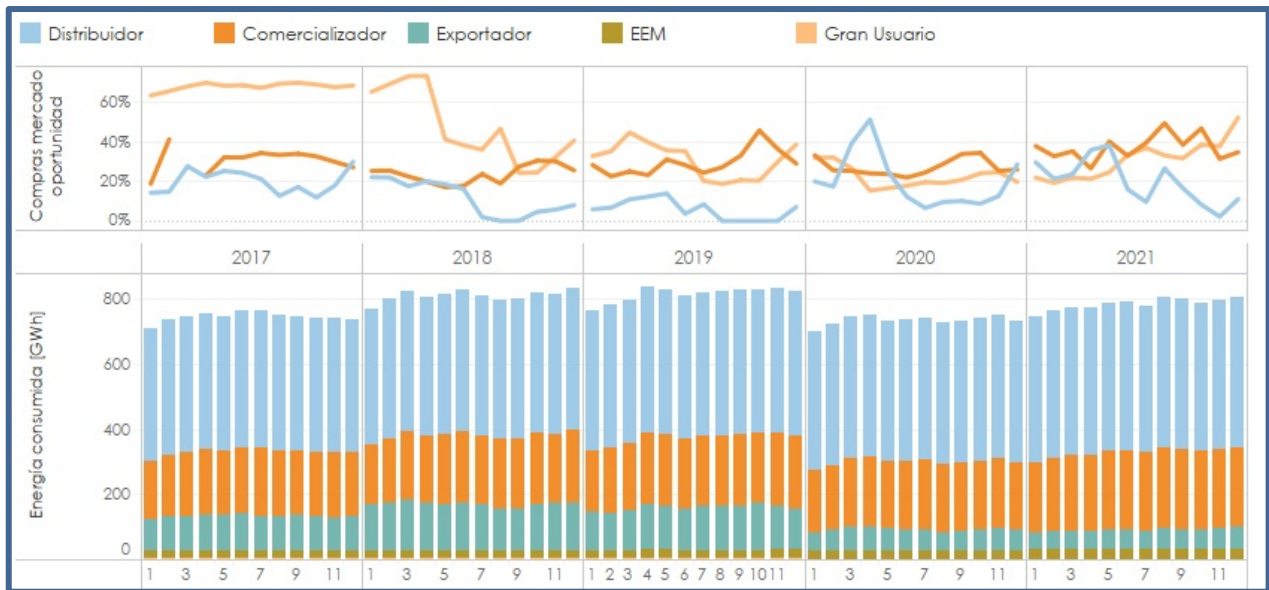
4.3.3.3. Mercado de Oportunidad desde el punto de vista del Participante Consumidor

Para los efectos de este apartado, se identifica como consumidores de energía eléctrica a los Distribuidores, Grandes Usuarios, Transportistas (consumos propios), Comercializadores (GU representados y exportaciones) y los Generadores (exportaciones). Cada uno de estos consumidores tiene la opción, hora a hora, de comprar energía del Mercado de Oportunidad para abastecer su demanda si no tuviesen contratos a término que suministre la totalidad de la misma.

Se observa que durante los años del 2017 al 2018 los Grandes Usuarios Participantes decidieron tener compras de hasta el 76% de su energía en el Mercado de Oportunidad; no obstante, a partir de mediados del 2018, la tendencia se situó alrededor del 40%. Esta tendencia se mantuvo en 2019 y 2020 para estos participantes; sin embargo, en 2021 se ha observado que de nuevo han realizado adquisiciones en el Mercado de Oportunidad de hasta el 52% de sus consumos. Existe la posibilidad que estos Grandes Usuarios hayan decidido para los últimos años, no exponerse a las variaciones del precio SPOT; sin embargo, existe también la posibilidad de realizar contratos con opción de compra lo que les permitiría comprar en el SPOT cuando esto les sea más favorable.

Para los agentes distribuidores se observó en 2020 un incremento de las compras en el Mercado de Oportunidad hasta el 51% en abril, lo cual fue resultado de la caída del Precio de Oportunidad de la Energía -POE- en este mes por las restricciones impuestas para mitigar la pandemia de SARS-COVID-19. En 2021 se puede observar que ante un incremento del POE, las distribuidoras realizaron compras de oportunidad para abastecer 11% de sus consumos de diciembre, a diferencia del año 2020 en el cual se compró en el Mercado de Oportunidad el 29% de la energía consumida.

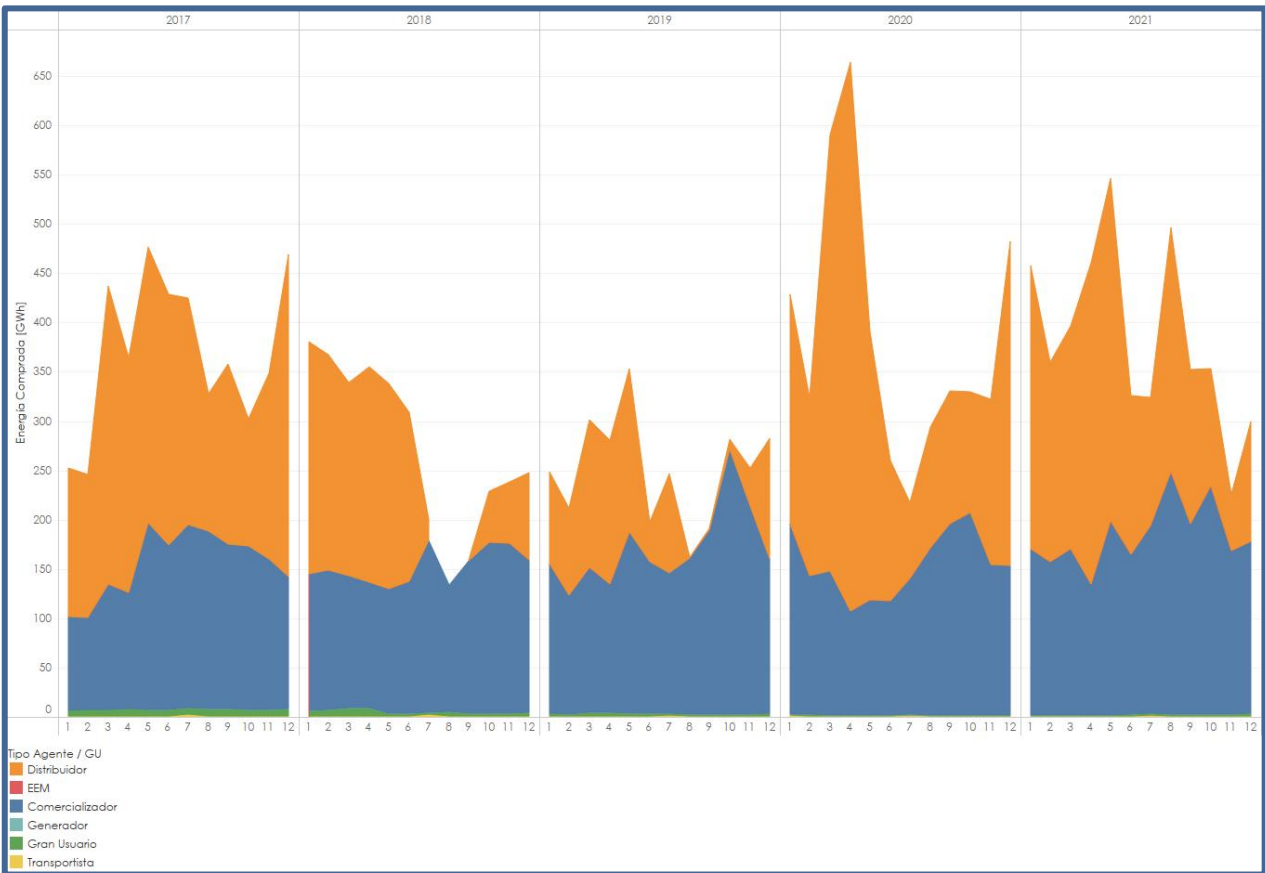
Gráfica 24. Energía consumida y la porción comprada en el Mercado de Oportunidad de los Participantes Consumidores



Se observa en la gráfica anterior para el año 2021 una tendencia de crecimiento en los consumos de energía eléctrica de los participantes de origen nacional, considerando que en el año 2020 estos consumos se habían reducido por las restricciones impuestas para mitigar la pandemia. Se remarca la recuperación de la tendencia alcista de los últimos años.

La siguiente gráfica permite observar la tendencia de energía comprada en el Mercado de Oportunidad de los participantes consumidores. En 2021, en el caso de los agentes distribuidores, las compras se realizan mayormente en mayo (348 GWh) y en agosto (247 GWh), aunque el mes en el que se compró la mayor cantidad de energía en el Mercado de Oportunidad en el período 2017 a 2021 sigue siendo abril de 2020 (556 GWh).

Gráfica 25. Energía total comprada en el Mercado de Oportunidad



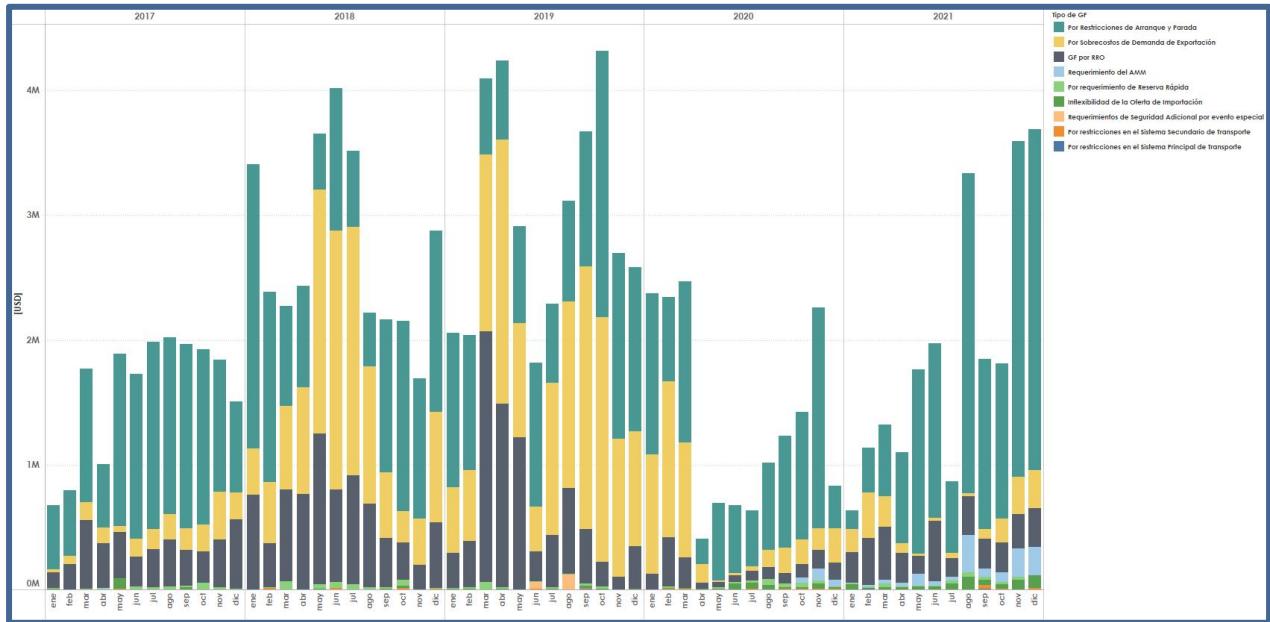
4.3.4. Generación Forzada

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

El sobrecosto correspondiente será asumido por los responsables de la restricción y se detalla en la Norma de Coordinación Comercial No. 5. De acuerdo a la normativa, existen 11 distintas causales que dan origen a la generación forzada.

En el gráfico siguiente se presenta el monto total de sobrecosto por generación forzada y los montos que corresponden por tipo de causal. Se observa que en los últimos años las causas con mayor participación en los costos de Generación Forzada son por Restricciones de Arranque y Parada y por Sobrecostos de Demanda de Exportación; asimismo, se puede apreciar que los montos de sobrecostos de Generación Forzada se incrementaron a partir del año 2017, llegando a un monto total de \$.34,384,855 millones de dólares estadounidenses para el año 2019. Para el año 2020, los sobrecostos fueron de \$.16 millones de dólares aproximadamente, incrementándose para el año 2021 un 44% hasta los \$.23 millones de dólares.

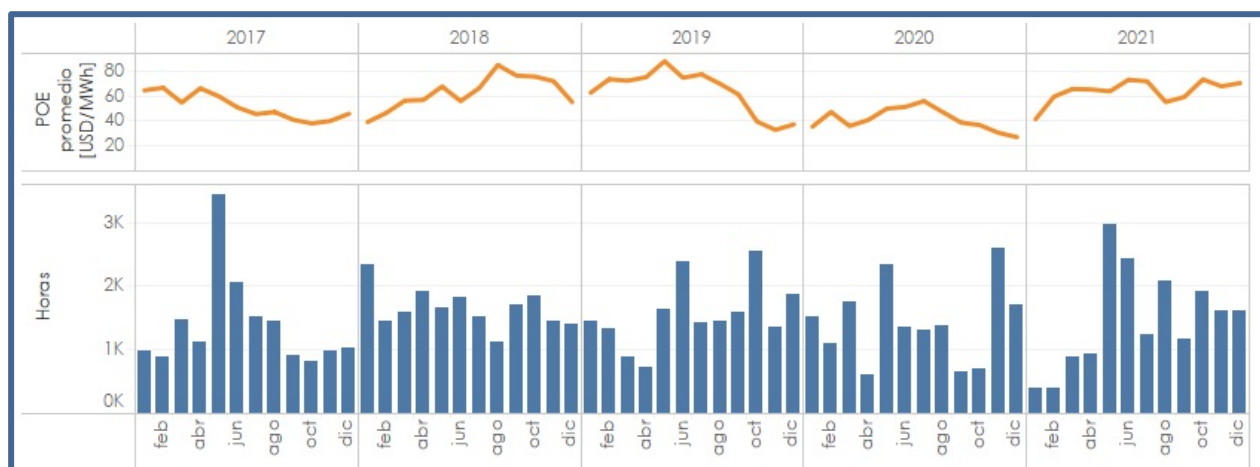
Gráfica 26. Monto total de sobre costo de Generación Forzada por cada tipo



Para el causal “arranque y parada” su sobrecosto anual representó el 69.6% de los montos totales, producto de la generación forzada para el año 2021. 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 tendencia de comportamiento inverso entre la frecuencia de ocurrencia de generación forzada y el precio Spot, ya que cuando uno aumenta el otro se reduce y viceversa.

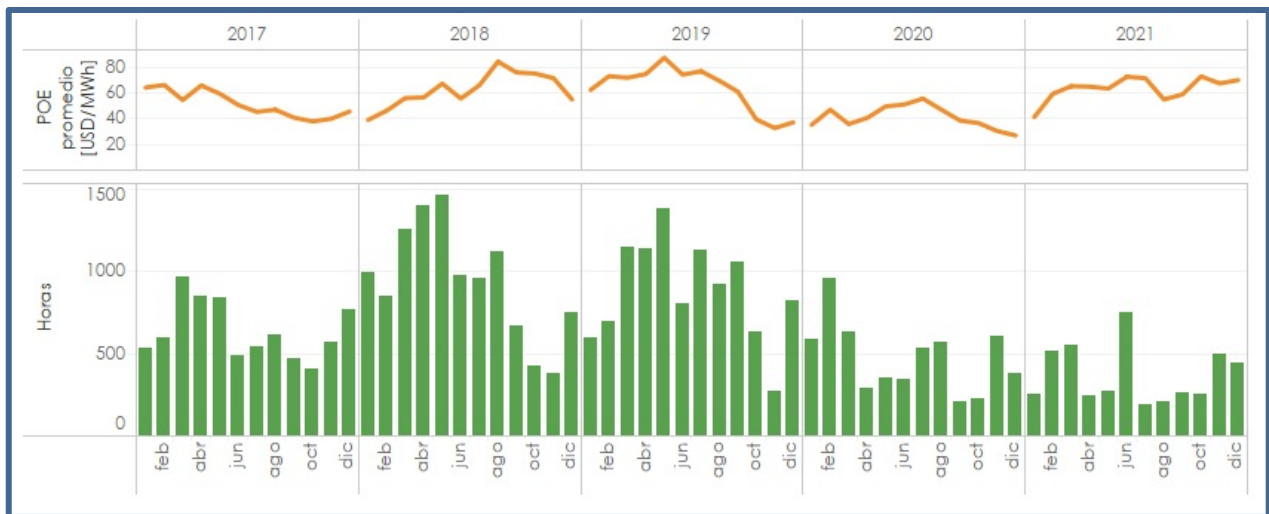
Gráfica 27. Número de horas por central con generación forzada por arranque y parada



El sobrecosto anual de la generación forzada por “reserva rodante operativa” representó el 13% del total de sobre costo por generación forzada para el 2021. Para la asignación del Servicio Complementario de RRO se toma en consideración el Costo Variable de Generación y el Precio de la oferta del servicio, procurando obtener el mínimo costo; dicho esto, la tecnología de turbina hidráulica es quien mayor presta este servicio. En ocasiones, para brindar el servicio de RRO la unidad generadora “hidro” o motores reciprocantes son despachados exclusivamente para regular la reserva y no participan 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 es menor que el observado en la generación forzada “por arranque y parada”.

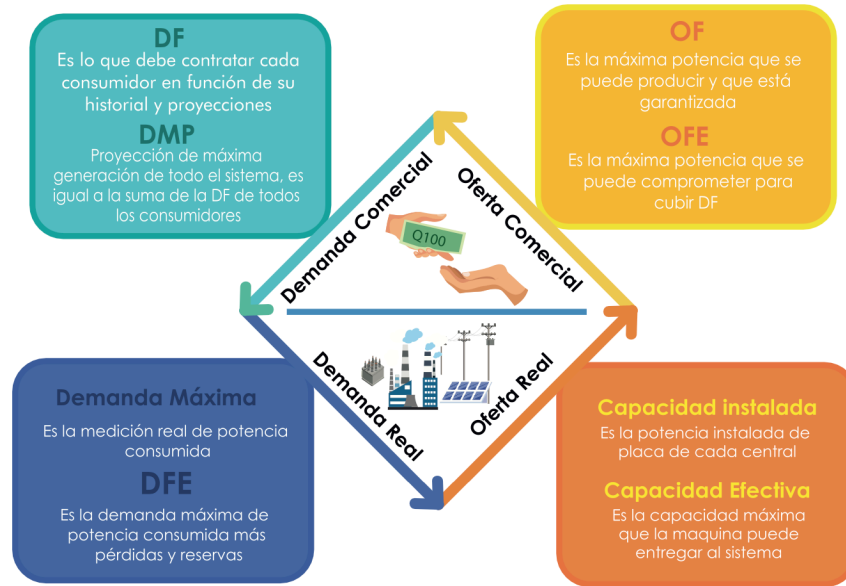
Gráfica 28. Número de horas por central con generación forzada por el servicio de RRO



4.4. Potencia

La potencia es, al igual que la energía, un producto que se transa en el Mercado Mayorista a través del Mercado a Término; asimismo, es el único producto que se liquida en el Mercado de Desvíos de Potencia. Desde el punto de vista de la demanda, los Participantes Consumidores compran a los Participantes Productores el producto potencia que le permite cumplir la obligación que la regulación les impone de tener contratada la Demanda Firme. La Demanda Firme solo se puede cubrir con el producto potencia que venden los Participantes Productores que, desde el punto de vista de la oferta, se denomina Oferta Firme Eficiente para cubrir Demanda Firme; sin embargo, también existe Oferta Firme Eficiente que no califica para cubrir la Demanda Firme. Dicho producto lo utiliza la oferta para cubrir la demanda de exportación. También desde el punto de vista de la oferta, los Participantes Productores compran y venden el producto potencia entre sí, dependiendo de los compromisos que tengan para cubrir Demanda Firme o demanda de exportación. Por otro lado, es evidente que siempre existirán diferencias o desviaciones entre la operación real y los compromisos de potencia suscritos por lo que las diferencias que surjan durante la operación del sistema entre la potencia contratada y la potencia demandada se cubren y asignan en el Mercado de Desvíos de Potencia.

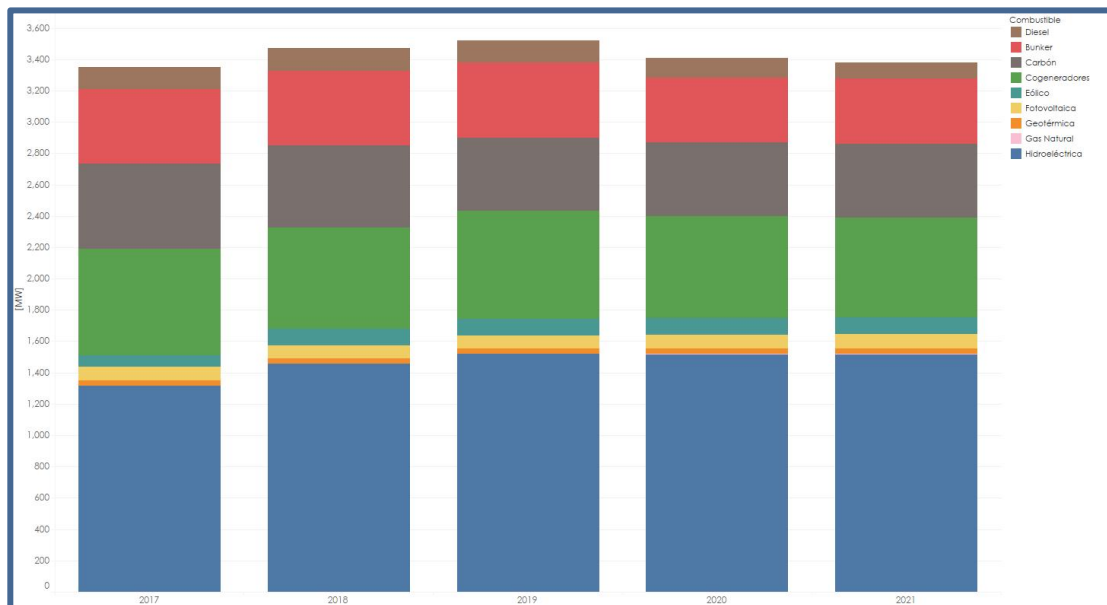
Cuando nos referimos a potencia en el Mercado Mayorista Guatemalteco, se entiende lo siguiente:



4.4.1. Capacidad en el Sistema Nacional Interconectado (SNI)

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

Gráfica 29. Capacidad Efectiva Total en el SNI

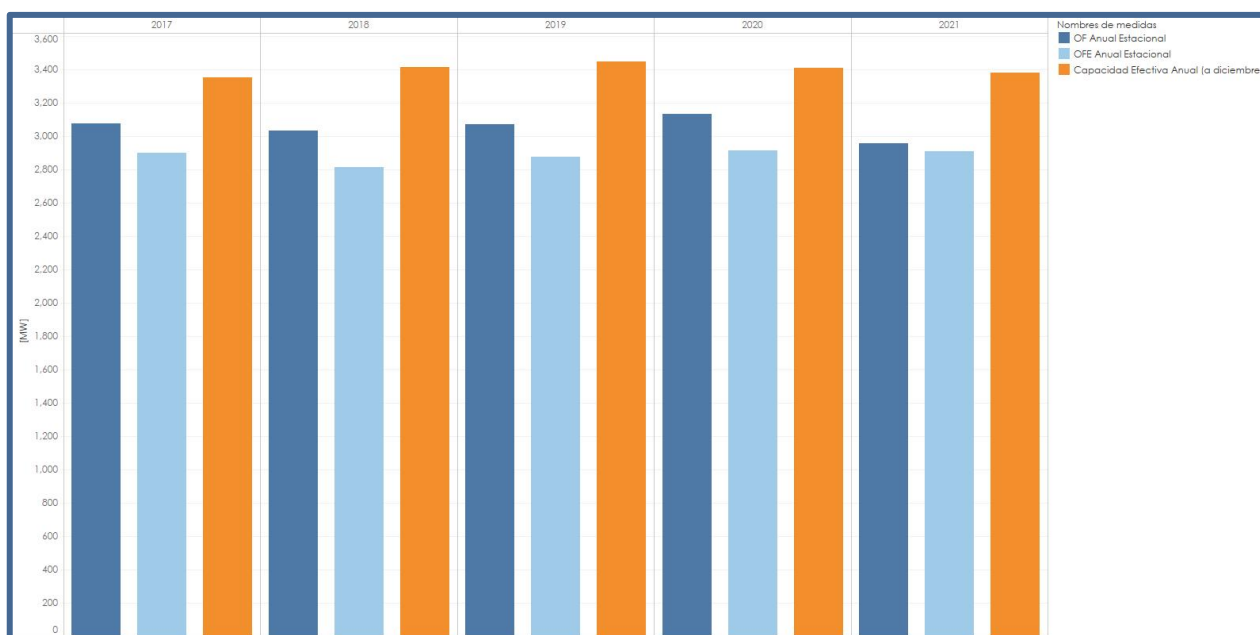


Aunque la capacidad efectiva total en el Sistema Nacional Interconectado se redujo de 3,407 MW a 3,382 MW se puede observar que la capacidad efectiva entre estos dos años se ha mantenido, a diferencia de la reducción que sucedió entre los años 2019 y 2020. Esta reducción consistió principalmente en los resultados de las pruebas de potencia máxima para las centrales que se encuentran disponibles y el retiro de algunas centrales del Sistema Nacional Interconectado entre las que se incluyen unidades de la central Las Palmas y el Ingenio Concepción.

4.4.2.Oferta

En la gráfica siguiente se observa la comparación de la Oferta Firme (OF) y Oferta Firme Eficiente (OFE)¹⁵ en los últimos 5 años estacionales y la capacidad efectiva para el mes de diciembre de cada año. Por otra parte, se compara la capacidad de comprometer potencia en contratos (OFE) respecto de la OF; el promedio de los últimos cinco años de la relación entre la OFE y OF es superior al 95% manifestando que la capacidad de las unidades generadoras de suscribir contratos¹⁶ es plena. Para el año 2021 se puede observar que la OF Anual Estacional fue de 2,955 MW, mientras que la OFE fue de 2,909 MW.

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



Adicionalmente, al realizar la relación entre la Oferta Firme y la capacidad efectiva se puede determinar el promedio ponderado de la disponibilidad de la potencia que efectivamente se puede disponer para el despacho; se observa que esa capacidad efectiva en el año 2021 estuvo disponible en promedio casi el 87.4%, contra un poco más del 91% en el año 2020.

¹⁵ La Oferta Firme y la Oferta Firme Eficiente se encuentran definidas en el artículo 1 del RAMM.

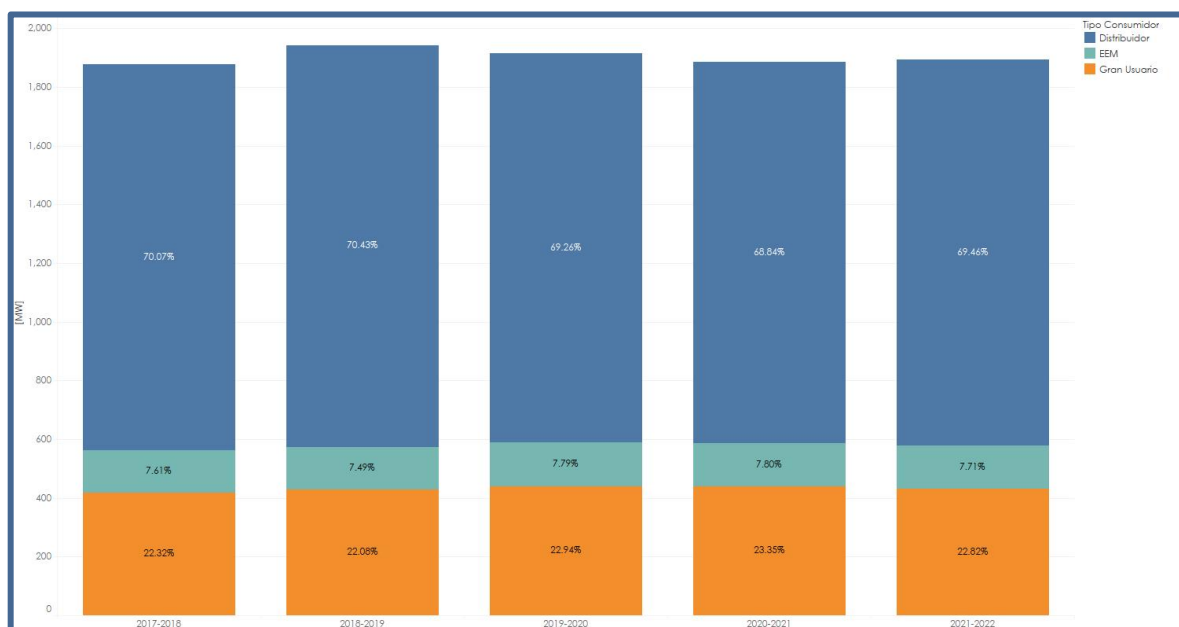
¹⁶ Véase Norma de Coordinación Comercial 13

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 período y hora de demanda máxima proyectada para cada año estacional. Al valor del producto potencia que resulta de la proyección para cada participante consumidor se le conoce como Demanda Firme¹⁷; en ese sentido, a la suma de todas las Demandas Firmes se le denomina Demanda Máxima Proyectada¹⁸ y esta debe ser cubierta con contratos que cuenten con OFE.

Aproximada e históricamente, alrededor del 70% de la DF total corresponde a las empresas Distribuidoras. Para el año estacional 2021-2022 este valor correspondió al 69.5% de la Demanda Máxima Proyectada; de esta, 49.24% es de Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A., 28.72% Distribuidora de Electricidad de Occidente, S. A., y 22.04% Distribuidora de Electricidad de Oriente, S. A.; históricamente el crecimiento de la Demanda Máxima Proyectada ha estado relacionada con el crecimiento de los usuarios regulados; sin embargo, esta proporción también refleja la Curva de Demanda nacional, la cual posee la demanda máxima en el período de 18.00 a 22.00 horas, siendo este un período de uso mayoritariamente residencial y por lo tanto de los usuarios regulados. El 30.5% restante de la DF corresponde a las Empresas Eléctricas Municipales y a los Grandes Usuarios (Representados y Participantes), siendo la participación de 7.71%, y 22.82%, respectivamente; lo anteriormente descrito se observa en la siguiente gráfica. Es de hacer notar que la Demanda Firme de los Grandes Usuarios proporcionalmente decreció respecto de la participación en el año 2020.

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

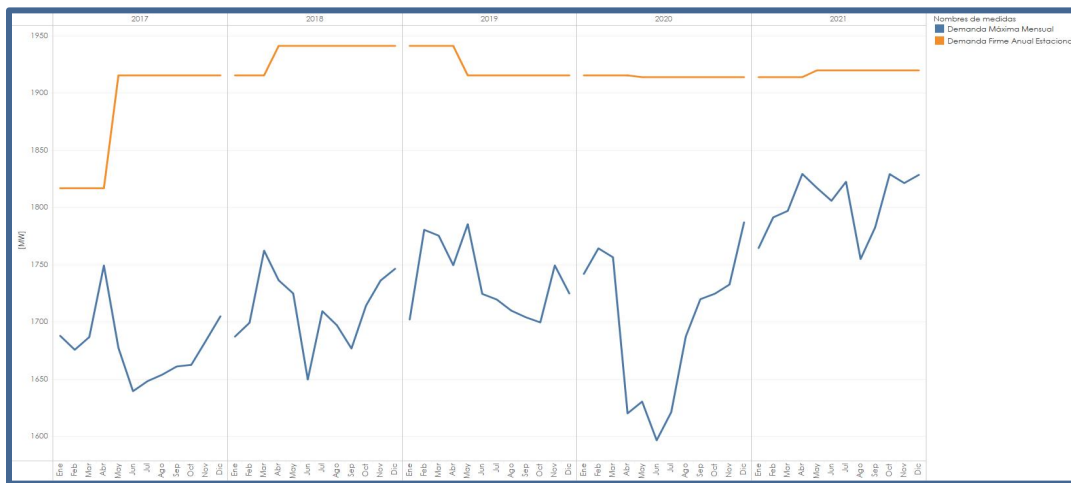


¹⁷ El artículo 1 del RAMM define Demanda Firme.

¹⁸ 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

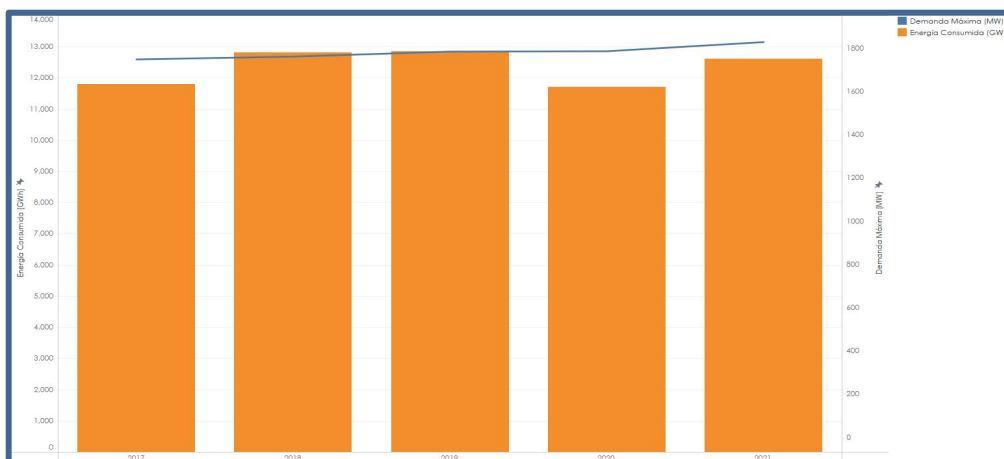
En la gráfica siguiente se presentan los valores de Demanda Firme y Demanda Máxima mensual registrada. Cuando se hace referencia al Coeficiente de Requerimiento Adicional de la Demanda (CAD) se indica que se incluyen las pérdidas y reservas que haya determinado el AMM para cada año estacional. El comportamiento de la Demanda Firme para los Años Estacionales 2017-2018 y 2018-2019 fue hacia el alza; sin embargo, para el año estacional 2019-2020, incluso el año estacional 2020-2021, la Demanda Firme se redujo. En el año estacional 2021-2022 la Demanda Firme fue de 1,920 MW, con un crecimiento del 0.3%, un crecimiento minúsculo respecto del año estacional anterior. Asimismo, se puede observar que para la mayoría de períodos, la Demanda Firme es superior a la Demanda Máxima.

Gráfica 32. Demanda Firme y Demanda Máxima mensual.



En el siguiente gráfico se puede observar el comportamiento histórico del consumo de energía eléctrica anual y la demanda máxima asociada a cada año. Para el año 2021 hubo un incremento del consumo de aproximadamente 7.7% respecto del 2020; la máxima demanda en MW del año 2021 fue 1,829.53 MW respecto de los 1,787.20 MW del año 2020, un crecimiento del 2.4%.

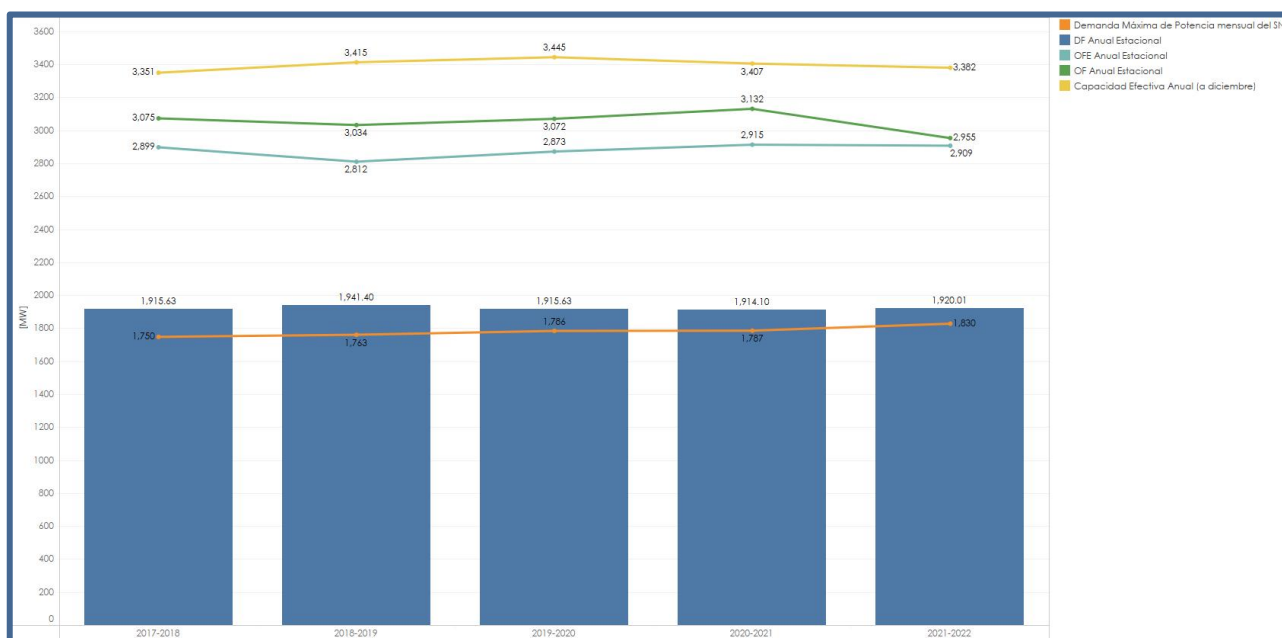
Gráfica 33. Evolución de la Energía consumida y la Demanda Máxima del SNI



4.4.4. Comparación de la Oferta y la Demanda

La siguiente gráfica permite comparar los requerimientos (demanda) de potencia del SNI y la oferta que se encuentra disponible y habilitada para cubrirla. De acuerdo a lo presentado en la referida gráfica, se observa que tanto la demanda máxima mensual registrada en cada año (a la cual se le debe aplicar el CAD para obtener la Demanda Firme Efectiva), como la Demanda Firme quedaron cubiertas por la Oferta Firme Eficiente, la Oferta Firme y la Capacidad Efectiva durante todos los años.

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



4.4.5. Capacidad Instalada

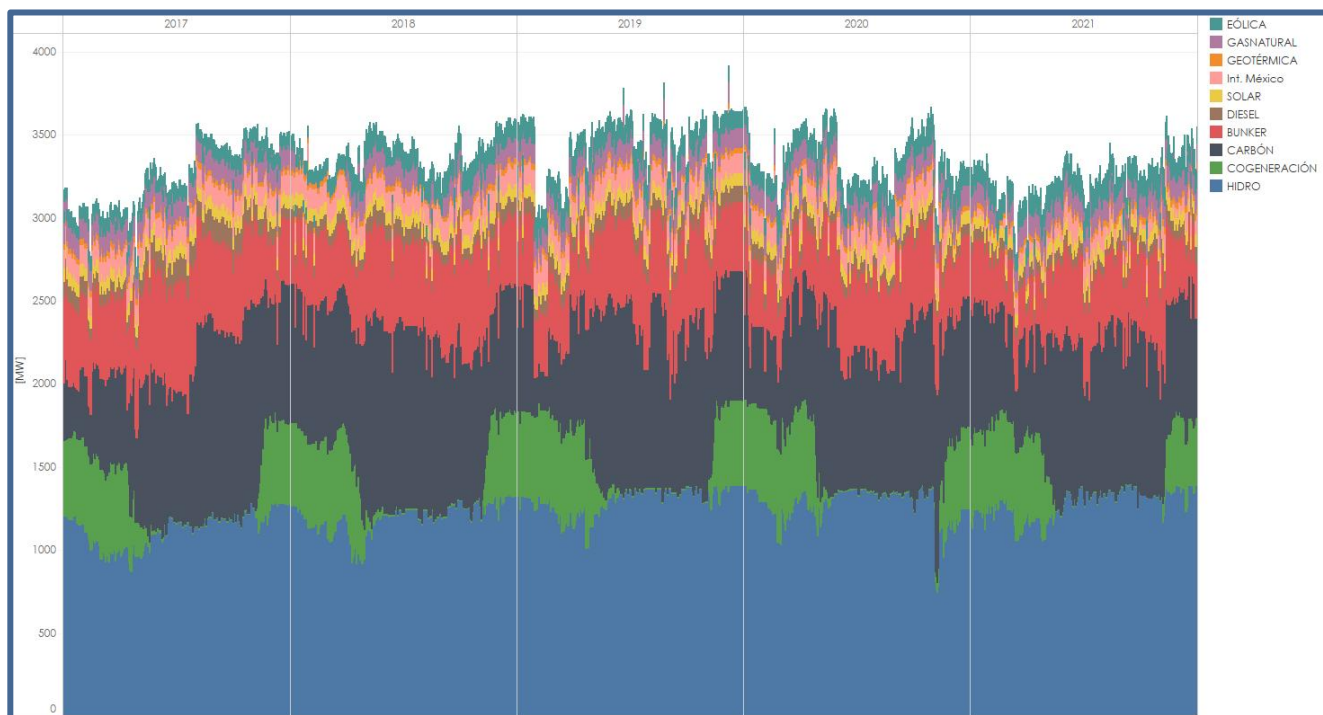
A continuación, se muestra un listado de las centrales hidroeléctricas que se incorporaron al parque generador guatemalteco desde el 2020.

Tabla 2. Listado de centrales hidroeléctricas puestas en operación desde el 2020

Nombre	MW de placa	MW efectivos al sistema	Fecha de instalación
HIDROELECTRICA HIDROSAN II	1.500	1.500	2 de enero de 2020
HIDROELECTRICA LOS ENCUENTROS	1.250	1.250	11 de noviembre de 2020
ACTUN CAN GAS GENERACION	4.000	2.586	9 de agosto de 2020
GRANJA SOLAR XELA I	0.5	0.5	2021

En la siguiente gráfica se presenta la evolución mensual que ha tenido el balance de potencia, mostrando la potencia mensual promedio que se encontró disponible para despacho económico por tipo de tecnología. 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 35. Potencia efectivamente disponible para el despacho



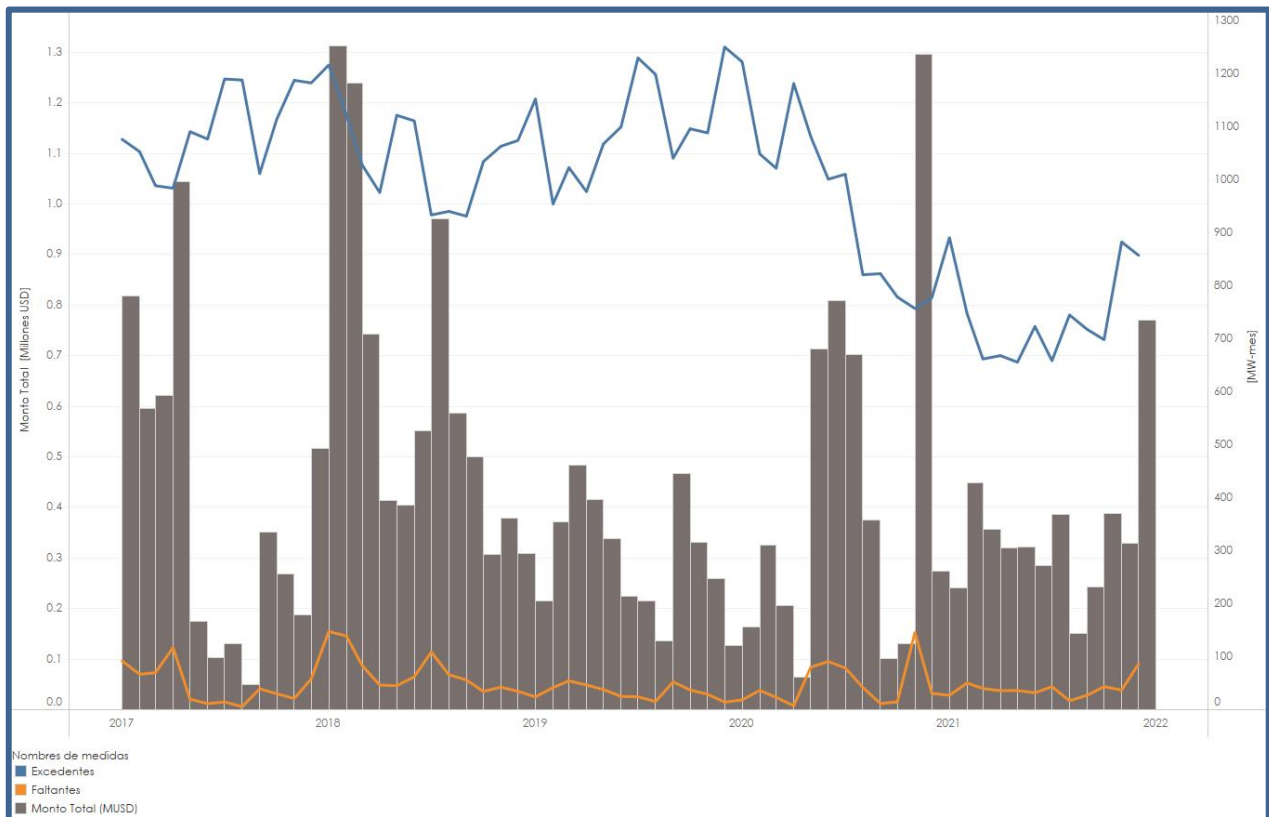
4.4.6. Mercado de Desvíos de Potencia

El mercado de desvíos de potencia se conforma del conjunto de asignaciones de potencia que resultan por los excedentes y faltantes de potencia comprometidos en contratos respecto a los requeridos en la operación. Cada mes, los participantes con faltantes de potencia pagan dichos faltantes al Precio de Referencia de la Potencia que actualmente es USD 8.9 /kW-mes y el monto total recaudado se reparte entre los participantes con excedentes de potencia que no está comprometida.

La siguiente gráfica presenta el monto total recaudado así como los excedentes y faltantes de potencia de los participantes del mercado; asimismo, se aprecia que los excedentes han sido mayores que los faltantes de potencia durante el período de 2017-2021, aunque los excedentes se han reducido gradualmente hasta en un 22.7% para el año 2021 respecto del año anterior. De forma contraria, las fluctuaciones de los faltantes se han reducido debido a la decisión de los agentes de contratar suficiente potencia para cubrir la demanda efectiva, ya que solamente es obligatorio contratar para el cubrimiento de la Demanda Firme.

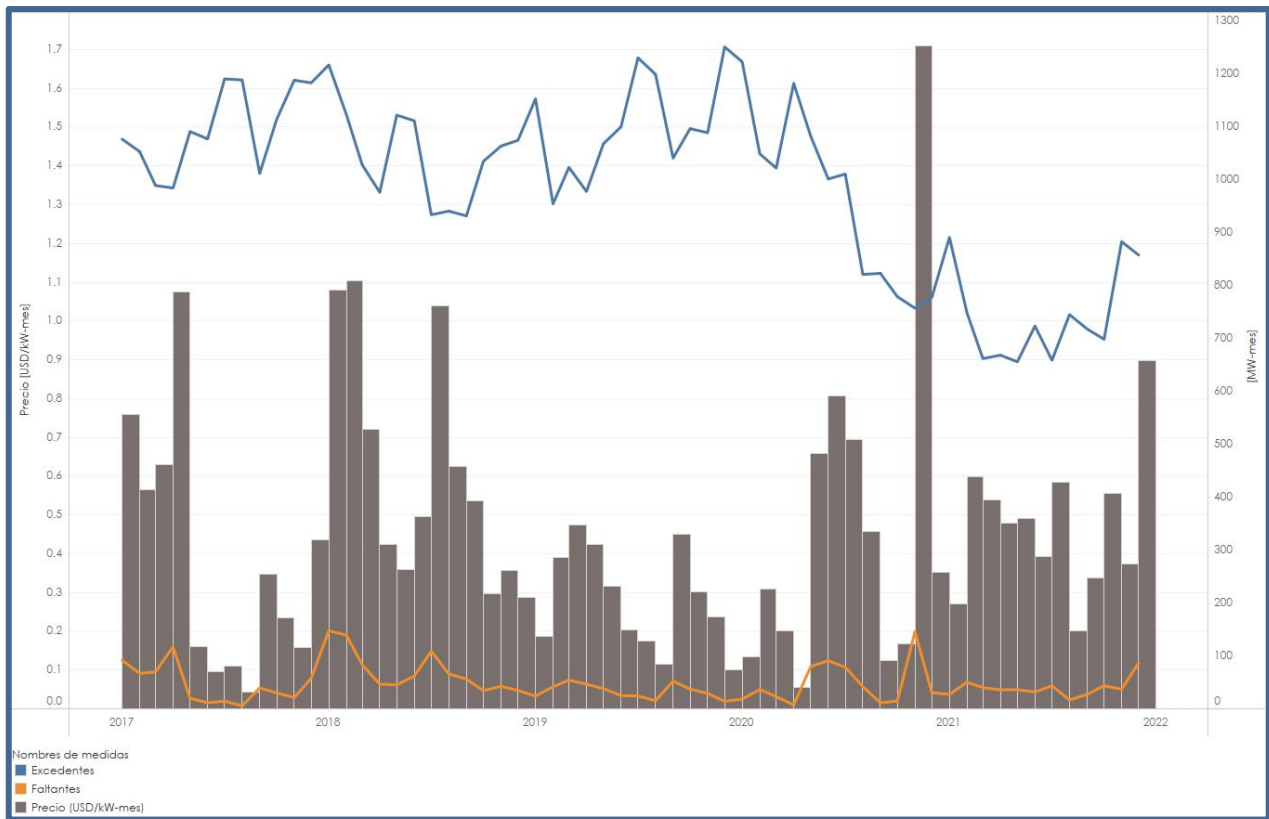
En la referida gráfica se puede observar que el monto total recaudado es directamente proporcional a los faltantes de potencia de los participantes, es decir que si los faltantes de potencia disminuyen o dejan de existir, la demanda de potencia para cubrir dichos faltantes se verá reducida o desaparecerá en dicho mercado, así como el monto recaudado. En el año 2017, el monto total recaudado fue de US\$4.86 millones de dólares, mientras que en el año 2020 el monto total ascendió a un valor de US\$5.16 millones; sin embargo, para el año 2021 el monto resultante totalizó US\$4.26 millones, como resultado de la disminución de los faltantes de potencia en 2021 respecto del año 2020.

Gráfica 36. Comportamiento del Mercado de Desvíos de Potencia



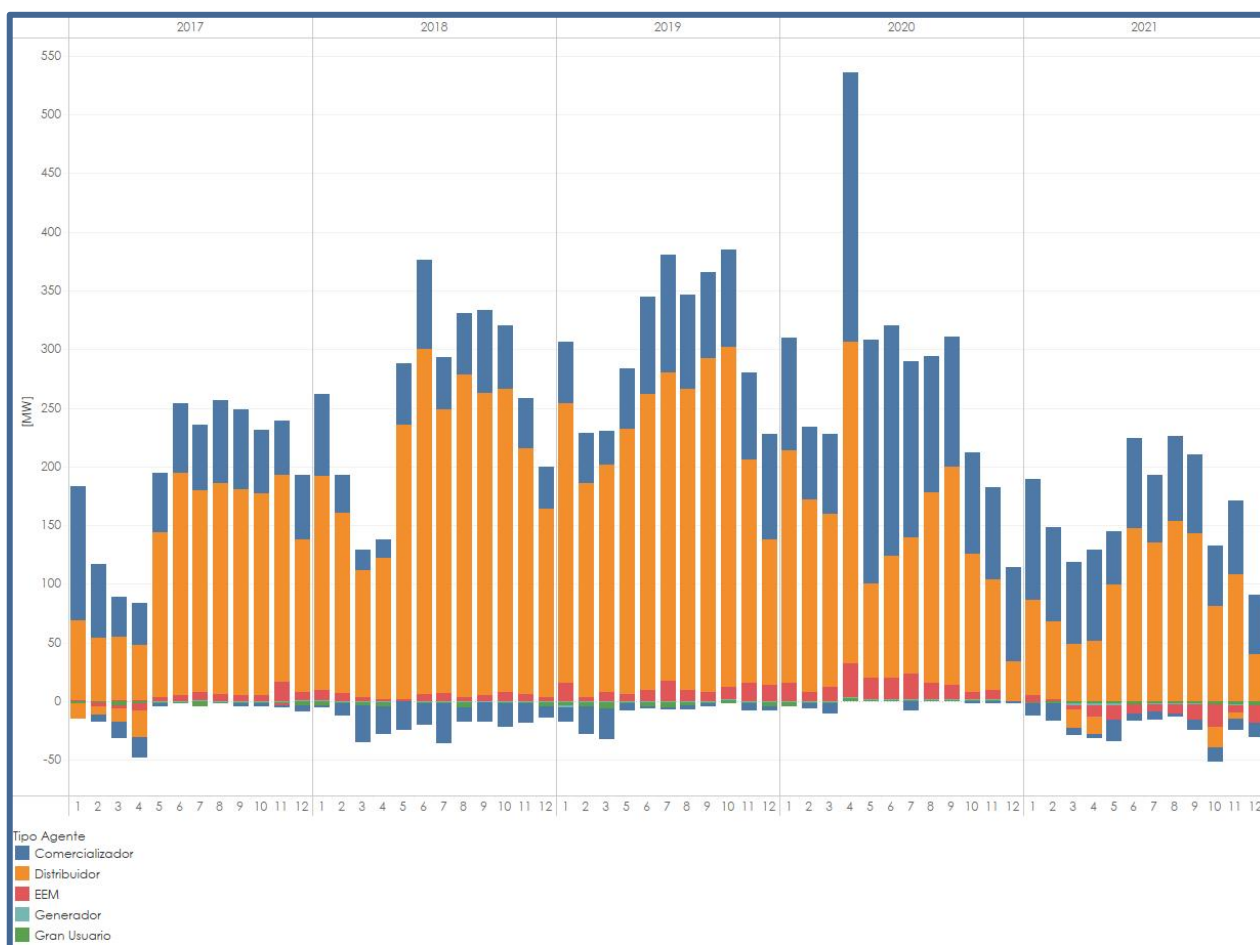
Respecto al precio de los desvíos de potencia positivos, este se determina en función del total de excedentes de potencia en el mercado y del monto total recaudado de los faltantes; esto implica que, aunque existan pocos excedentes de potencia, si el monto recaudado de los faltantes de potencia es bajo en comparación con otros meses, el precio del desvío de potencia positivo será menor. Lo anteriormente descrito se observa en la mayoría de los meses de los años del 2017 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 período indicado han sido en promedio 0.45 USD/kW-mes; por lo tanto, los precios de noviembre 2020 a enero y febrero de 2018 son valores atípicos. Para el caso del año 2021 se observa una reducción del excedente y una caída en el monto total recaudado, lo cual coincide con la indisponibilidad de la central San José durante varios meses de principio de 2021, entre otras circunstancias.

Gráfica 37. 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 38. 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.

Se puede observar que en el año 2021 se redujeron las desviaciones de potencia positivos de los agentes distribuidores; sin embargo, en general las desviaciones de potencia negativos se incrementaron respecto a los realizados durante el año 2020.

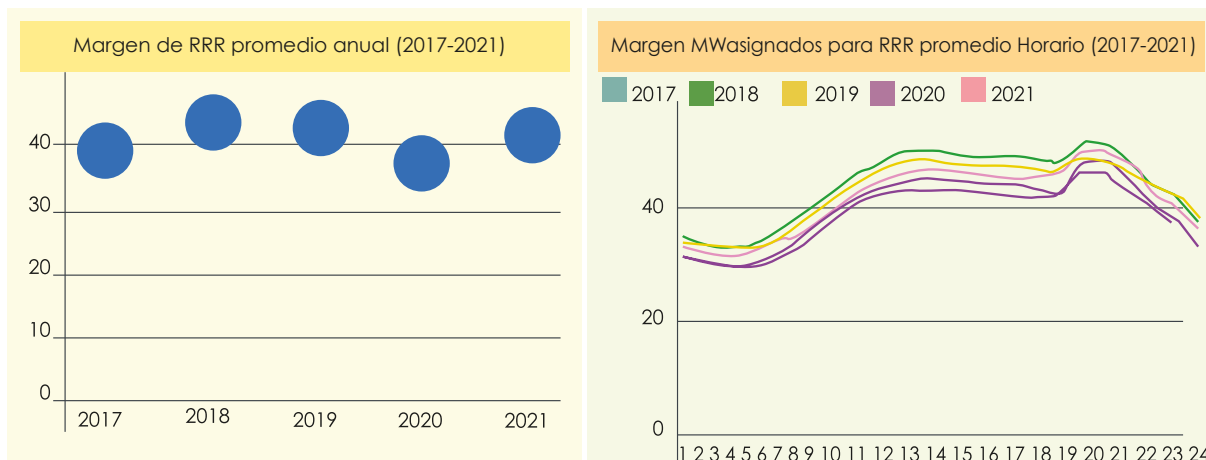
4.5. Servicios Complementarios

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

4.5.1. Reserva Rodante Regulante –RRR–

Es la porción de capacidad de una central/unidad en reserva que tiene como finalidad la regulación primaria de frecuencia; esto permite mantener el equilibrio entre generación y demanda. De acuerdo a la normativa, es deber de todas las unidades generadoras prestar esta reserva la cual corresponde al 3% de la generación despachada en cada hora. Debido a que dicha reserva está en función de la generación, la misma varía en cada hora de acuerdo al nivel de carga del sistema; a continuación, se muestra un resumen de las cantidades de MW asignados para prestar dicho servicio para el período 2017 a 2021.

Gráfica 39. Servicio de Reserva Rodante Operativa



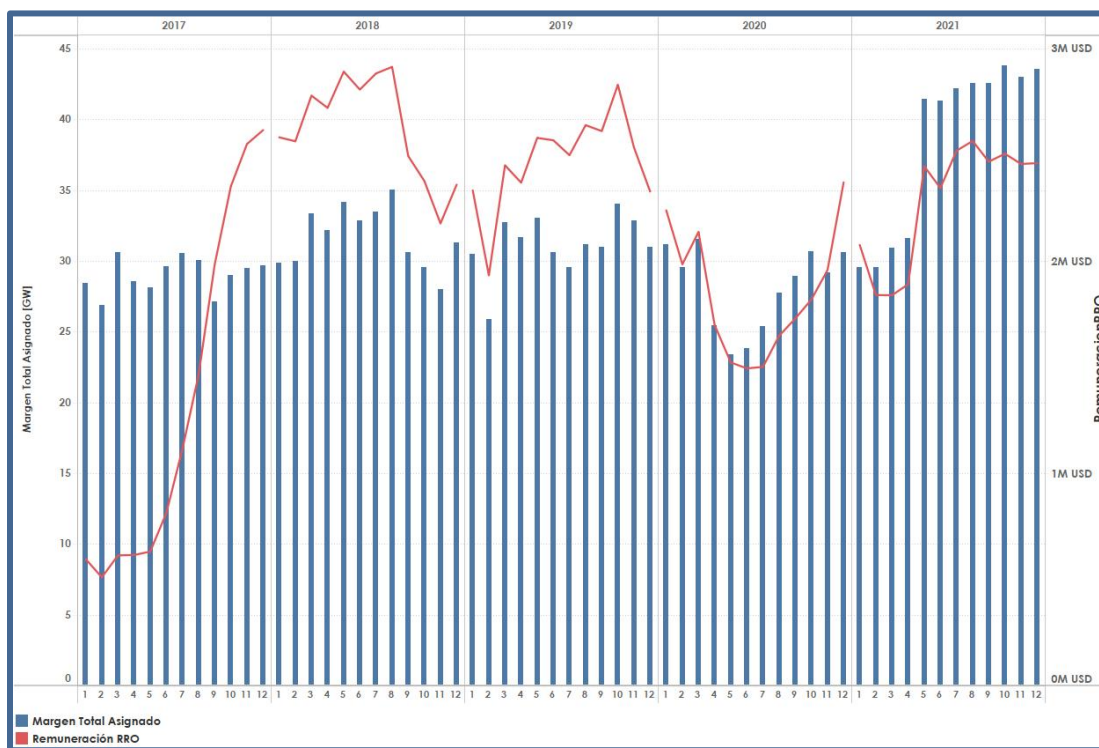
4.5.2. Reserva Rodante Operativa –RRO–

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 Reserva Rodante Regulante.

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

La siguiente gráfica presenta el margen asignado de RRO horario acumulado de manera mensual y la remuneración respectiva también acumulada de manera mensual. Para el período 2017-2020 se observa que los márgenes asignados varían alrededor de 10% intermensualmente. A partir de mayo de 2021, las modificaciones normativas a la RRO permitieron que fuera posible declarar valores para subir y para bajar, por lo tanto existe una mejor distribución de la reserva; sin embargo, esto también ha impactado en los montos que se han remunerado por el servicio de RRO.

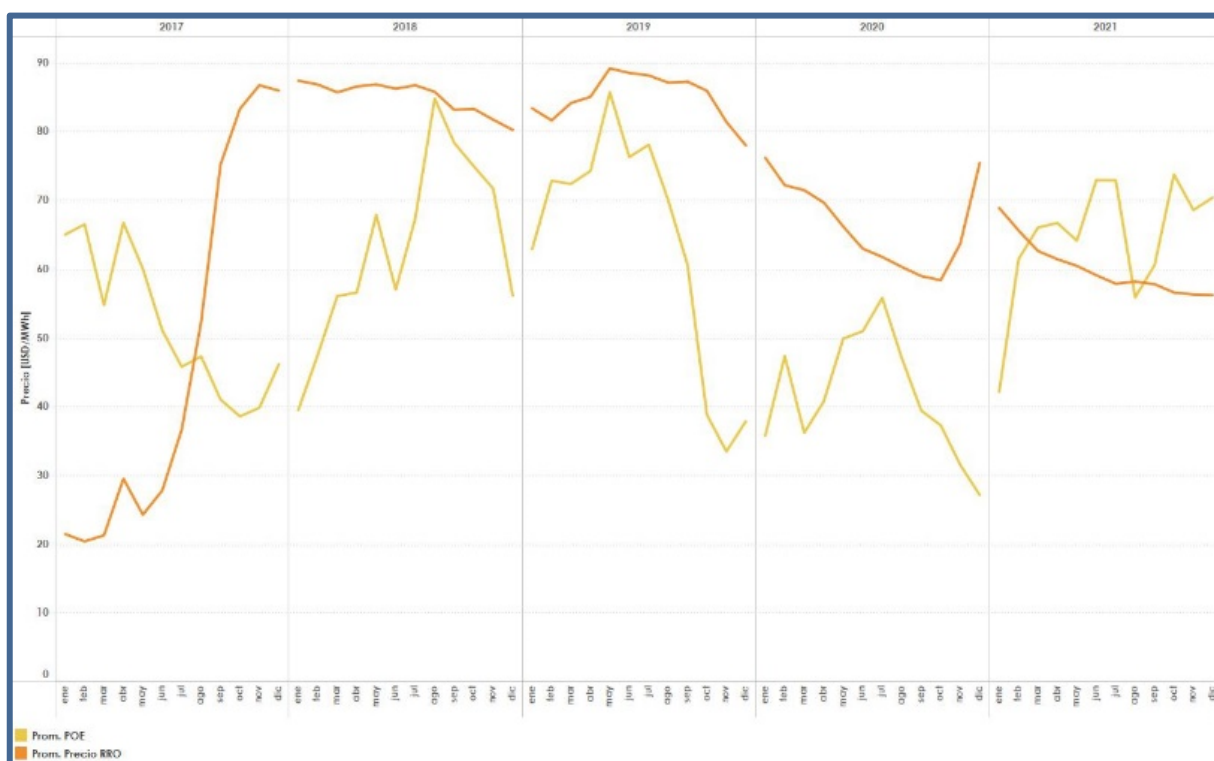
Gráfica 40. Remuneración de la Reserva Rodante Operativa y el Margen de Reserva Horario acumulado



El monto de la remuneración de la RRO es directamente proporcional al margen de reserva asignado y al precio ofertado para el período 2017-2020, 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). Estas condiciones han cambiado con las modificaciones normativas, ya que ahora los poseedores de centrales habilitadas para la prestación del servicio de RRO ofertan sus márgenes para subir y para bajar en la programación semanal y son asignadas en la programación diaria como resultado de la optimización en el despacho económico.

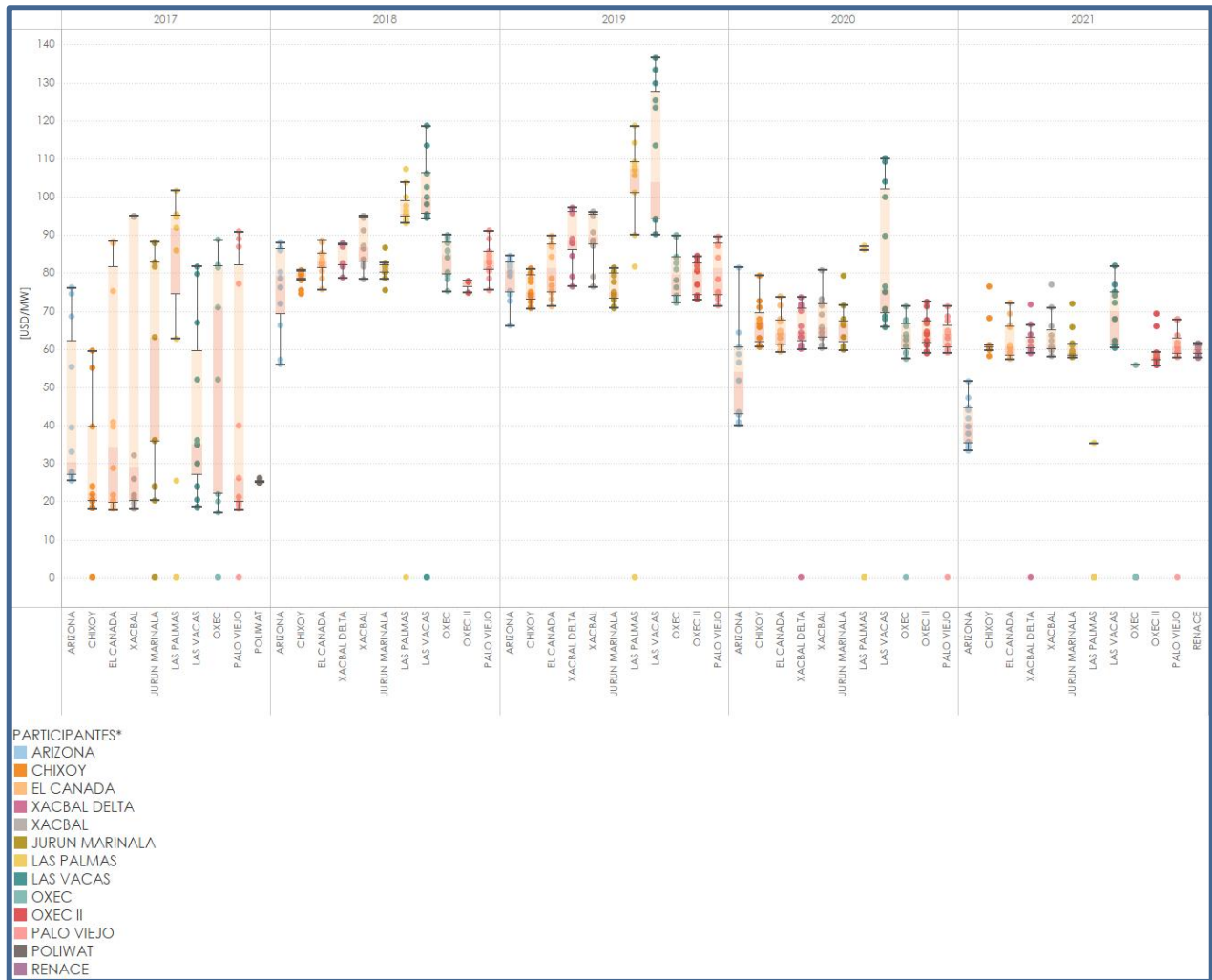
A continuación, se observa la comparación entre el precio promedio liquidado de las ofertas asignadas para la prestación de RRO y el precio promedio SPOT para el período 2017–2021.

Gráfica 41. 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 la siguiente gráfica se presenta la variación de precios semanales liquidados por central en cada año. Se observa que, en el año 2021 se declararon menores precios respecto a los del año 2019.

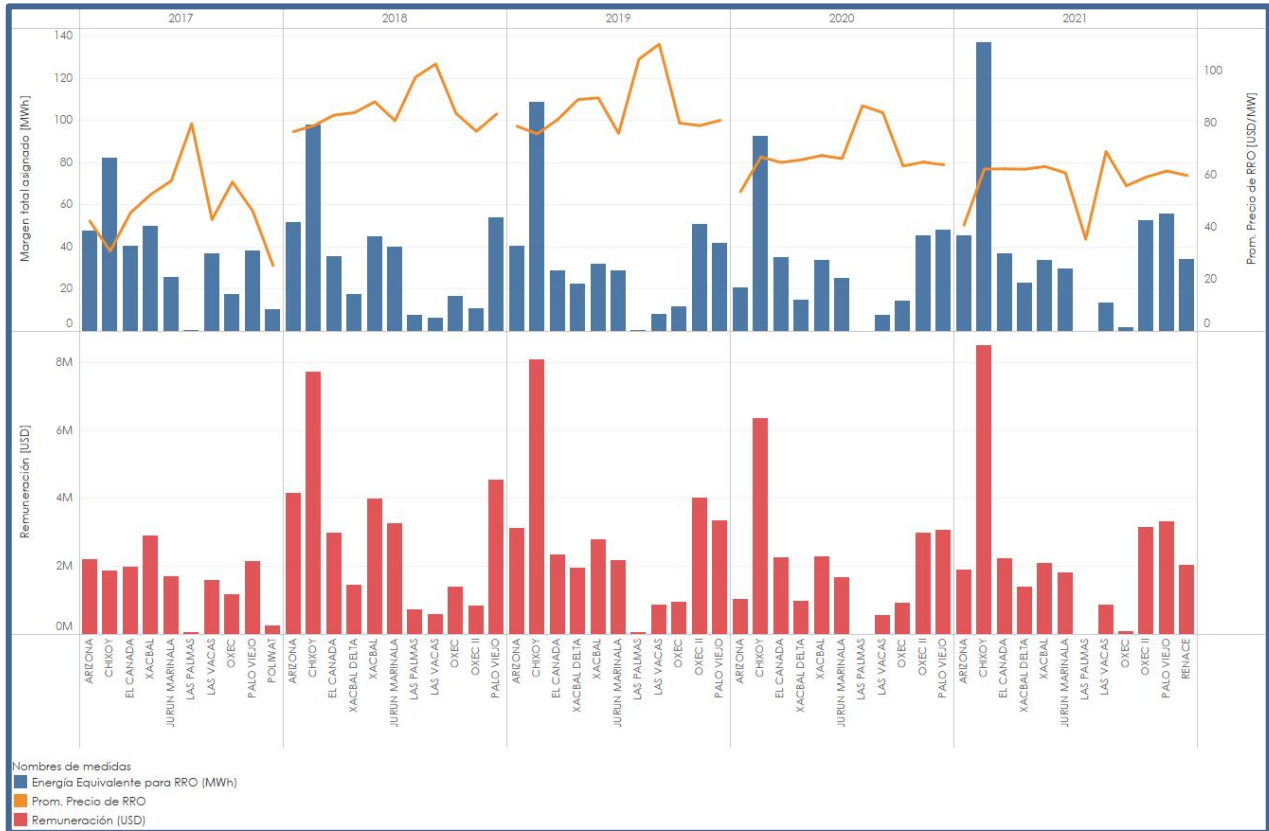
Gráfica 42. Variación de precios promedio semanales por central



En la gráfica anterior se observa que para el año 2017, la dispersión de valores de las ofertas es alta y los valores de las ofertas oscilan entre los 30 y 75 USD\$/MWh. Mientras que para el año 2021, los datos se concentran y rondan entre los 60 y 80 USD\$/MWh.

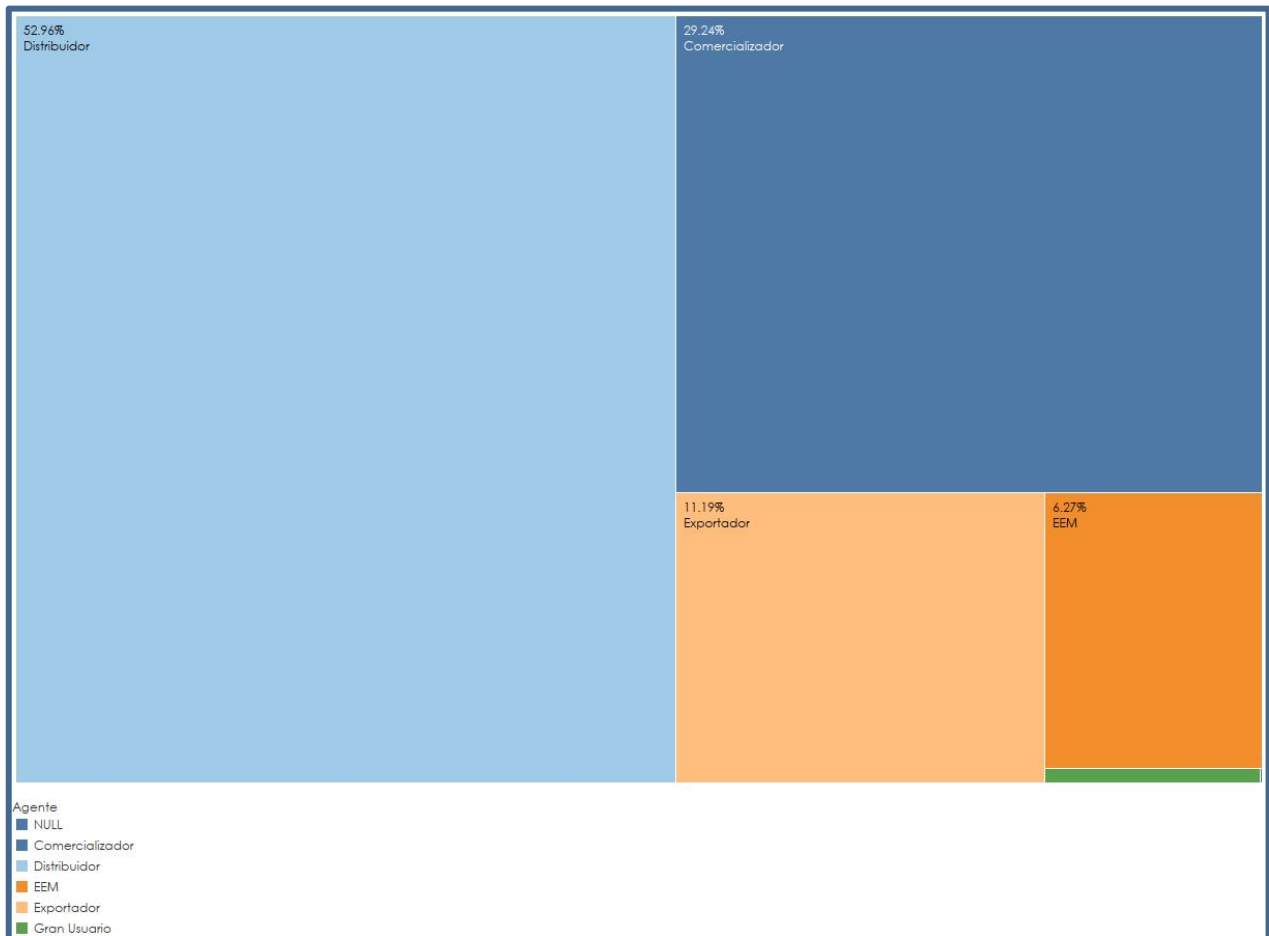
La siguiente gráfica presenta la remuneración recibida por cada central por la prestación del servicio de RRO respecto el margen asignado total y el precio promedio de cada central. La remuneración del servicio de RRO se incrementó en el año 2021, siendo Chixoy la central que más remuneración recibió en 2021.

Gráfica 43. Remuneración por central respecto MW asignados y Precio Promedio Liquidado



Los Participantes Consumidores son quienes pagan el servicio de RRO¹⁹. Tomando en cuenta esa premisa, las empresas distribuidoras, excluyendo las Empresa Eléctricas Municipales, han tenido una participación en el orden de 60% del pago total anual por el servicio de RRO; los comercializadores han participado en el pago de aproximadamente 29% y el restante 11% ha sido cubierto por los Exportadores, los Grandes Usuarios Participantes y las Empresas Eléctricas Municipales. 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.

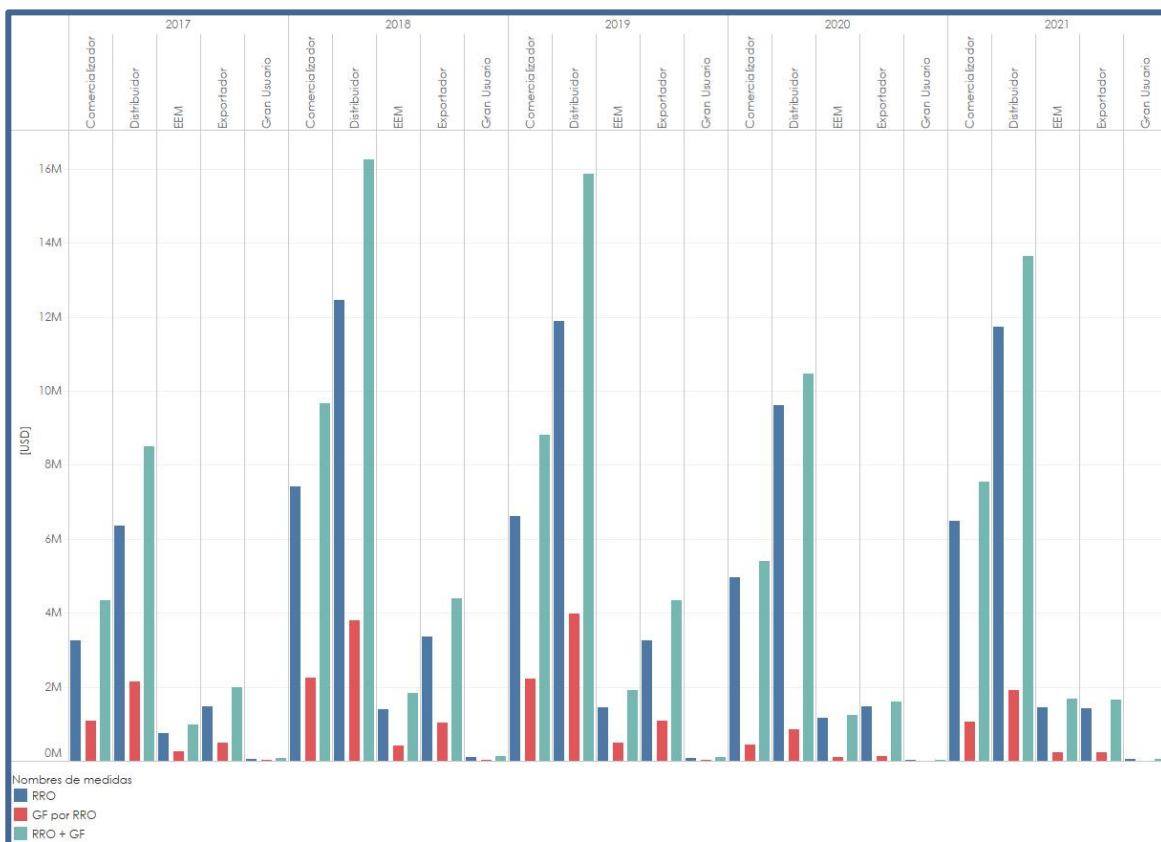
Gráfica 44. Porcentaje de participación del servicio de RRO 2017-2021



¹⁹ Conforme lo establece la NCC-8 el servicio de RRO se paga en proporción al consumo de energía en cada hora.

La generación forzada también contempla aquella que sea convocada por el servicio de RRO, por lo tanto, esta generación forzada también debe ser pagada por los Participantes Consumidores ya que estos son quienes pagan el servicio de RRO²⁰. A continuación, se observan los montos que pagan los participantes por la GF y la RRO.

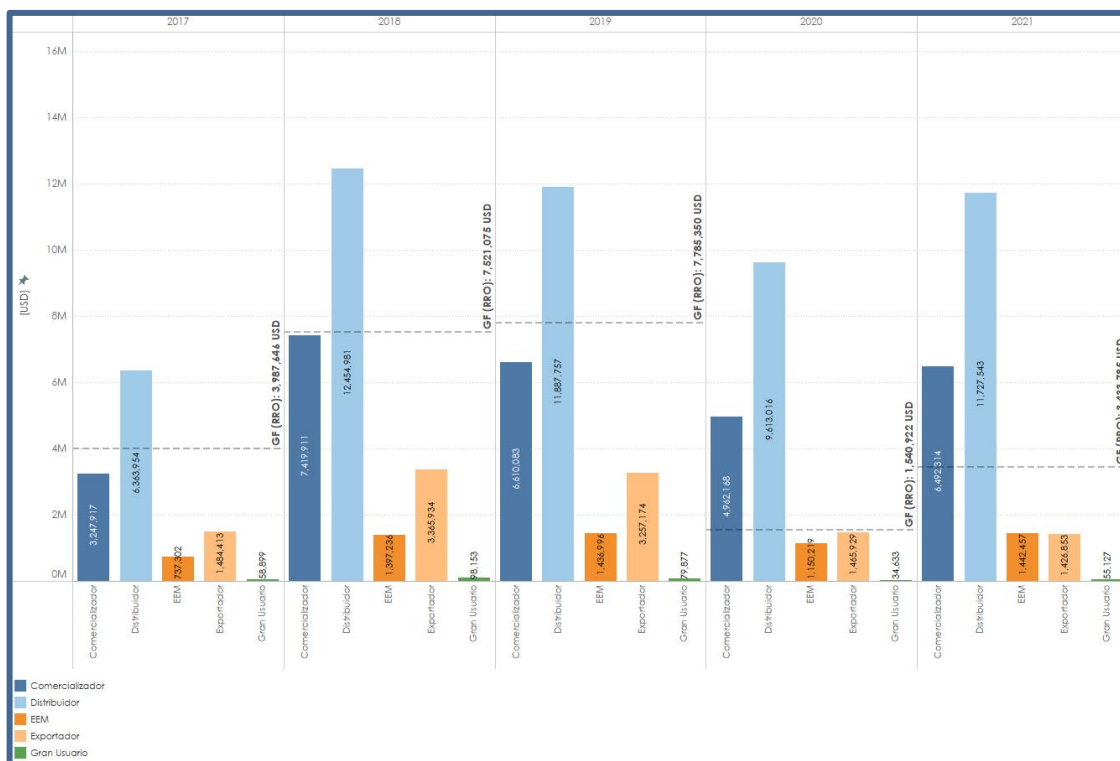
Gráfica 45. Pago por Participante del Servicio de RRO, de la Generación Forzada por RRO, y el total



Considerando que los participantes consumidores pagan el servicio de RRO, a continuación, se presenta la suma de los montos pagados por cada tipo de participante. Se observa que son los distribuidores quienes más pagan por este servicio, y que el monto de GF por RRO se ha incrementado en 123% para el 2021 respecto del año 2020.

²⁰ Conforme lo establece la NCC-8 el servicio de RRO se paga en proporción al consumo de energía en cada hora.

Gráfica 46. Montos pagados por Participante por el Servicio de RRO + Generación Forzada por RRO



4.5.3. Reserva Rápida –RRA–

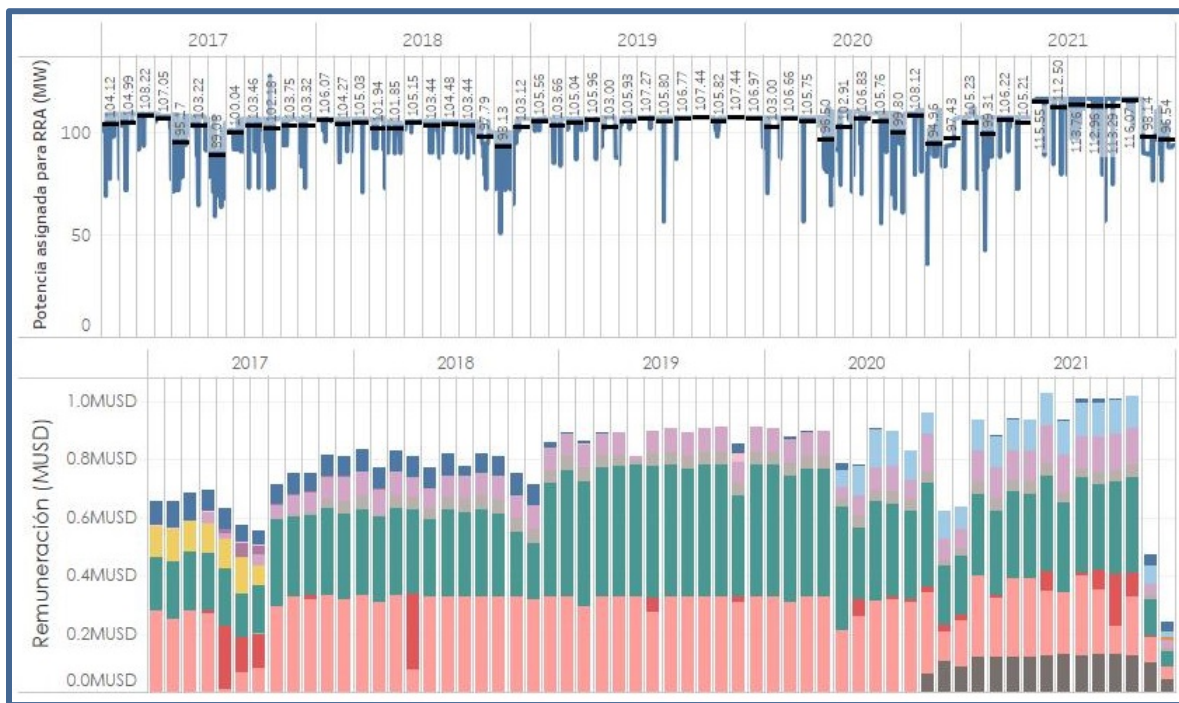
La Reserva Rápida es un servicio que tiene como finalidad contar con la disponibilidad potencia para cubrir desbalances de generación y demanda provocados por contingencias, fallas o salidas de transmisión y generación u otro tipo de imprevistos importantes. Esta reserva se define como la generación que puede ser arrancada y conectada al SNI en los tiempos que definen las normas de coordinación; puede ser proporcionada con unidades térmicas de punta o unidades hidroeléctricas que puedan entrar en servicio y alcanzar la potencia máxima dentro del tiempo límite establecido.

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

Las centrales habilitadas para prestar el servicio de RRA son remuneradas por la disponibilidad de su capacidad en caso sean requeridas por alguna contingencia en el sistema. En el siguiente gráfico se puede observar la asignación promedio diaria para los meses y años desplegados. Los valores asignados de potencia para la prestación de los servicios de Reserva Rápida no pueden ser inferiores al mínimo técnico que establece la Programación de Largo

Plazo de cada año estacional. Asimismo, el precio ofertado no podrá ser mayor al precio de referencia de la potencia.

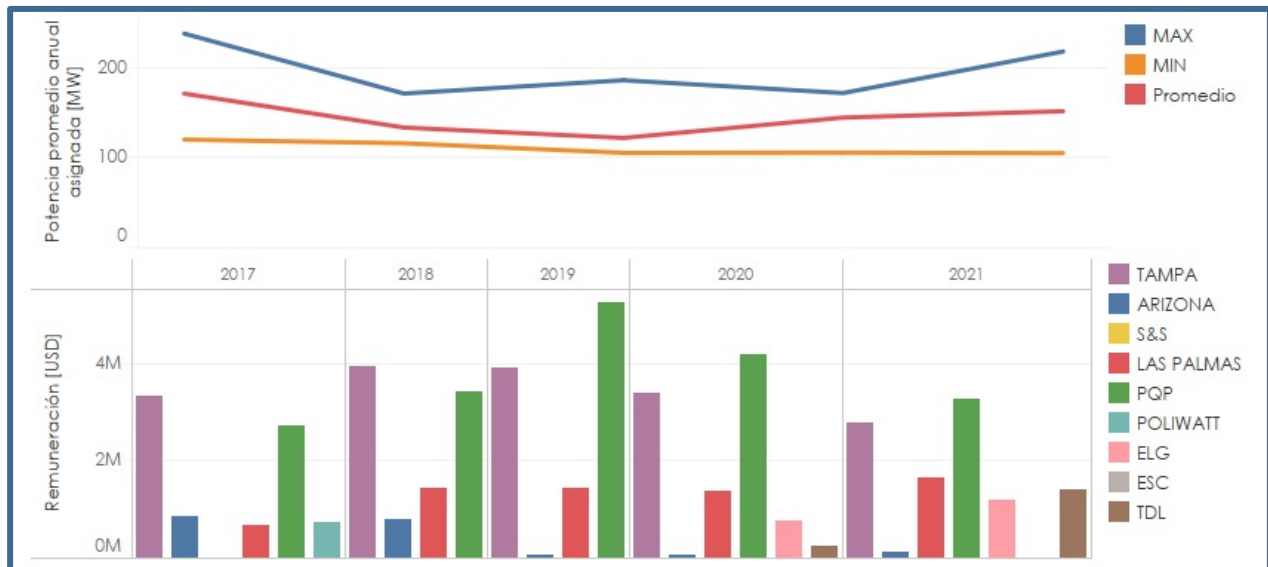
Gráfica 47. Remuneración total en concepto de Reserva Rápida y los MW asignados por el servicio.



En la gráfica anterior se observa que la remuneración por el servicio de RRA en el año 2021 fue de aproximadamente US\$10.4 millones y se puede observar que en los últimos dos meses de este año se ha reducido la remuneración hasta menos de US\$ 0.4 y 0.2 millones al mes; no obstante, se observa que la potencia asignada promedio ha tenido un comportamiento promedio alrededor de 100 MW 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, Generadora del Este, Electro generación, Escuintla Laguna y Poliwatt; esta última ya no está habilitada en el mercado; de las unidades que participaron mayormente fueron Tampa, Puerto Quetzal Power y Las Palmas como se muestra en la gráfica siguiente. En dicha gráfica, se encuentran los valores de RRA promedios anuales asignados a cada central, con sus correspondientes máximos y mínimos anuales. Puerto Quetzal Power, en el 2021, obtuvo el monto total remunerado en concepto del servicio de RRA por un valor de US\$3.25 millones.

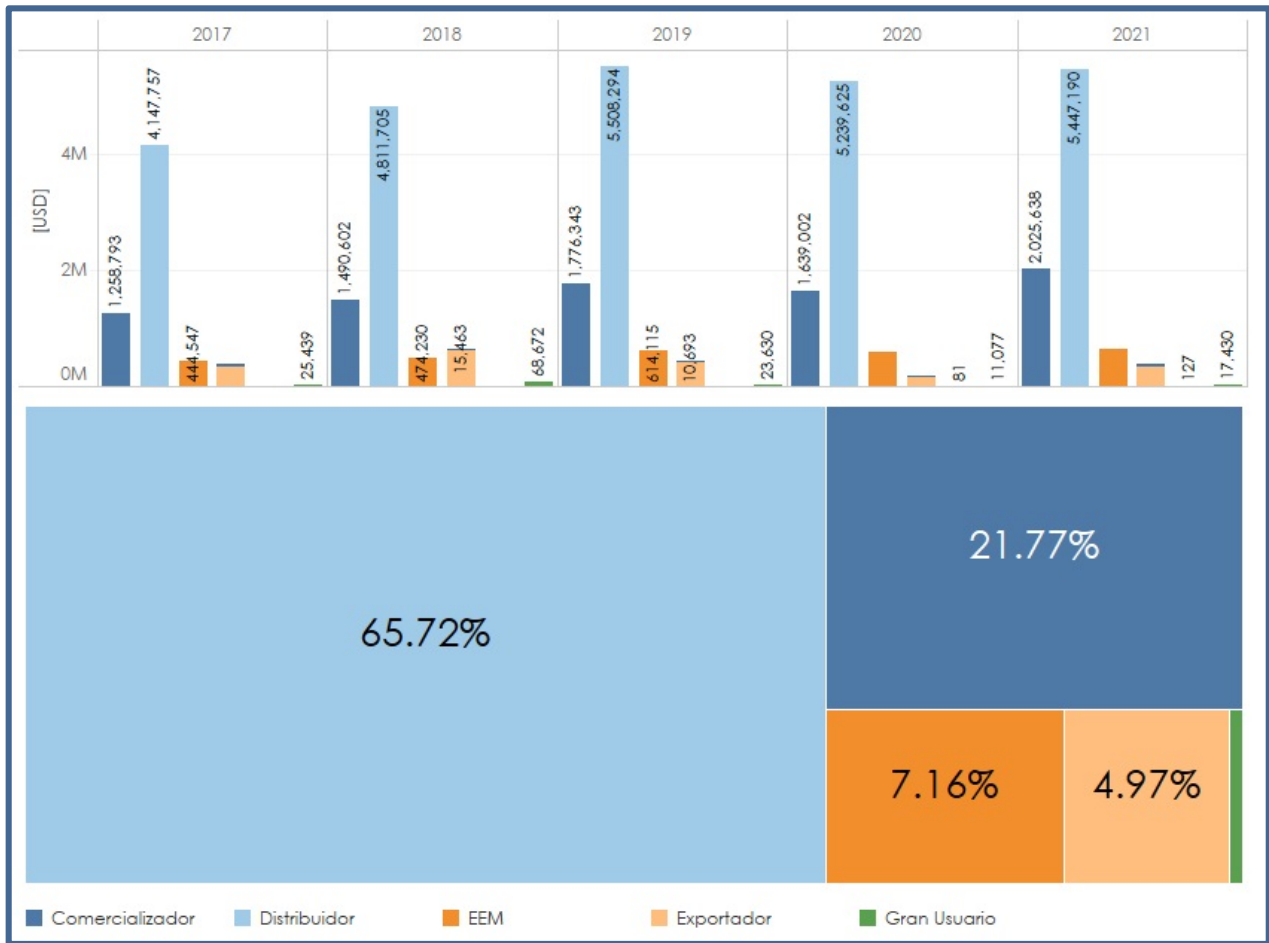
Gráfica 48. Remuneración del servicio de RRA por Participante



El pago del servicio de RRA es cubierto por los participantes consumidores²¹ 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 65.72% ha sido pagado por los agentes distribuidores, el 21.77% 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.

²¹ Conforme lo establece la NCC-8 se paga en proporción a la demanda máxima registrada del día entre las 18 y 20 horas.

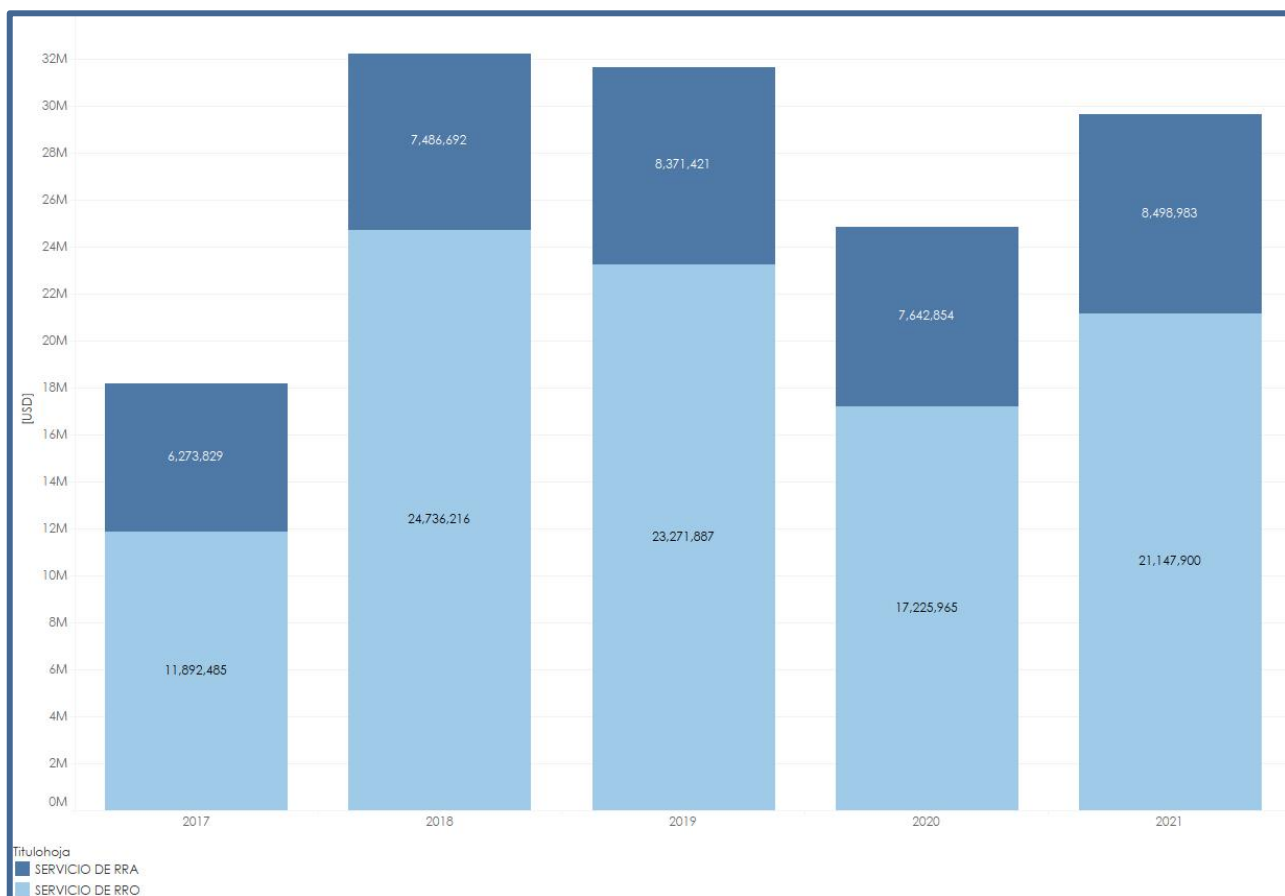
Gráfica 49. Pago realizado por Participante en concepto del servicio de RRA



4.5.4. Costo Total de las Reservas remuneradas

En la siguiente gráfica se presenta el histórico de los costos totales en conceptos de reservas para el funcionamiento del Sistema Nacional Interconectado; se aprecia, en la mayoría de los casos, que aproximadamente el 70% de los costos corresponden al servicio de RRO y el 30% de los costos corresponde al servicio de RRA. Para el año 2021, el total de costos relacionado a reservas fue de aproximadamente US\$29.65 millones, con un 71.3% correspondiente a RRO y un 28.7% de RRA; esto se observa a continuación:

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

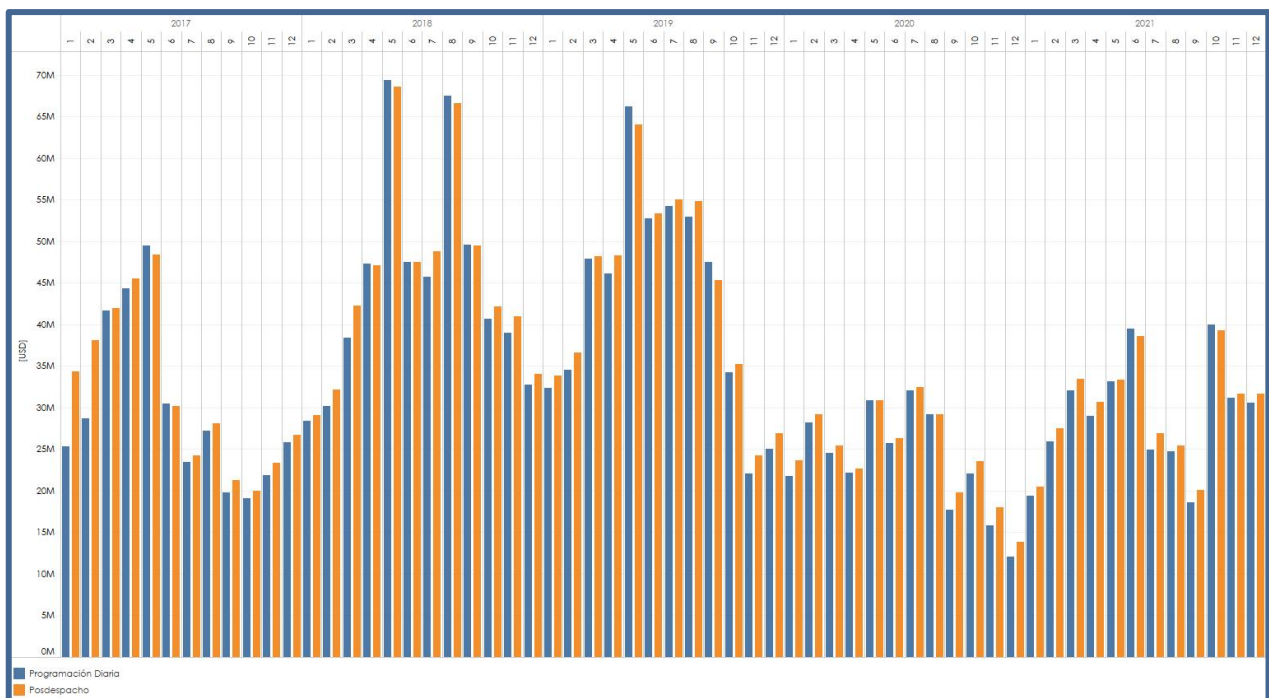


4.6. Costo Total de la Operación

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

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

Gráfica 51. Evolución del Costo Total de la Operación



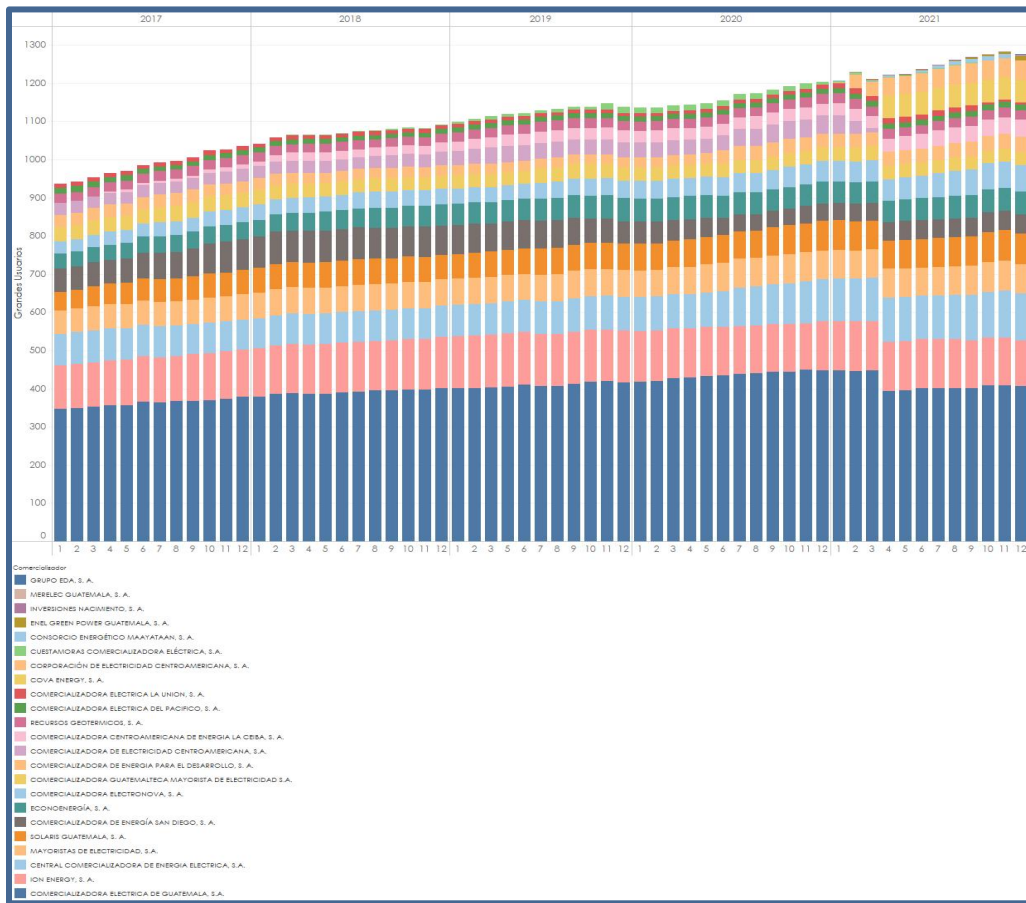
En la gráfica anterior se puede observar que existen meses en los que se alcanzan valores de operación menores a los 20 millones de dólares, esto debido principalmente al incremento en la participación de tecnologías renovables en dichos meses. Para el período de años 2017-2021 se tiene en promedio una operación mensual cercana a los 35 millones de dólares, dependiendo del mes y la temporada. Si se toman en cuenta solo los valores de 2021, se tiene un promedio de operación de 30 millones de dólares al mes aproximadamente.

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 cantidad suficiente de contratos con OFE para cubrir la DF de todos y cada uno de los Grandes Usuarios que representa durante todos y cada uno de los compromisos contractuales que adquiere por el período de tiempo de los mismos. En el Mercado Mayorista hay alrededor de 1,212 Grandes Usuarios, de los cuales más del 99% del total son Grandes Usuarios Representados.

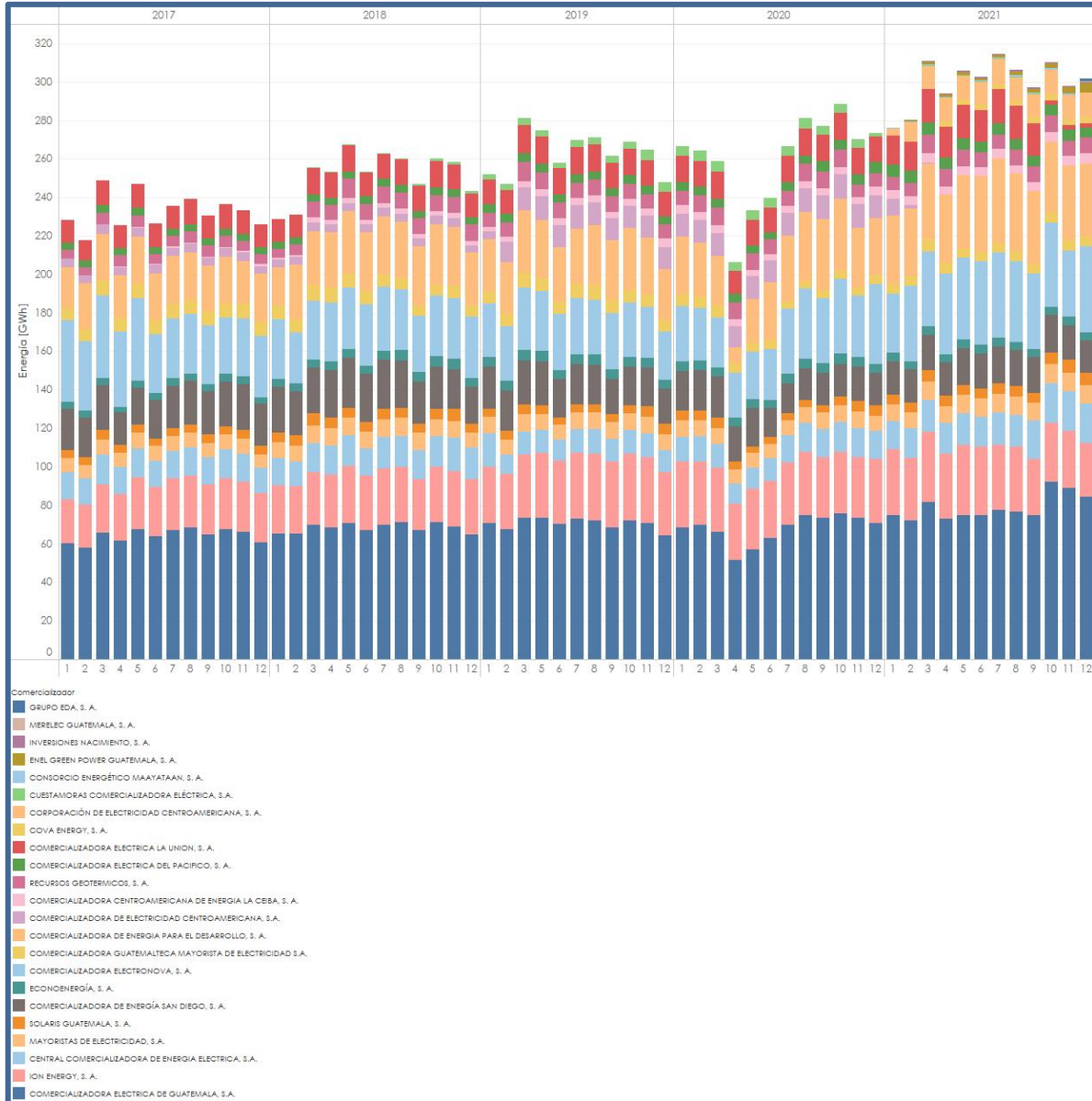
Gráfica 52. Número de Grandes Usuarios representados por los Agentes Comercializadores



En la Gráfica anterior se puede observar la cantidad máxima mensual de Grandes Usuarios representados que tuvo cada comercializador; en ese sentido, es importante tomar en cuenta que en los últimos cinco años el número de comercializadoras se ha incrementado, permitiéndole a los Grandes Usuarios un mayor abanico de opciones para satisfacer sus necesidades energéticas.

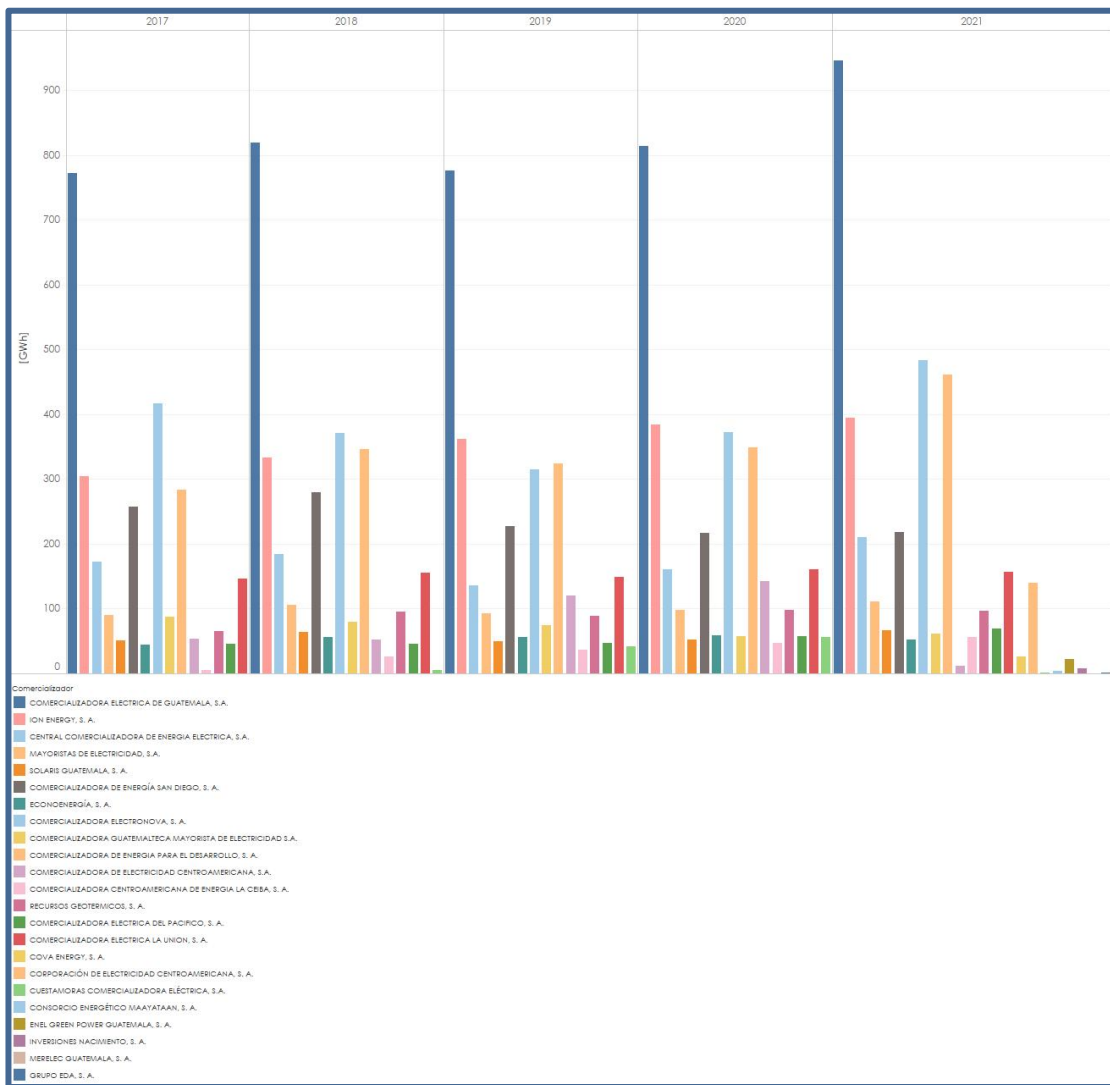
Los comercializadores son quienes cubren las necesidades de energía de sus Grandes Usuarios, abasteciéndolos ya sea con contratos en el mercado a término o comprando energía del Mercado de Oportunidad. En las siguientes gráficas se observa cómo ha sido el consumo de los grandes usuarios representados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

Gráfica 53. Energía Consumida mensual por los Grandes Usuarios representados por los Agentes Comercializadores



A continuación, puede observarse la cantidad de energía de los participantes consumidores que fue representada por los comercializadores. Los agentes Comercializadora Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima, Comercializadora Electronova, Sociedad Anónima, Ion Energy, Sociedad Anónima, Comercializadora de Energía para el Desarrollo, Sociedad Anónima, y Comercializadora de Energía San Diego, Sociedad Anónima, han representado la mayor cantidad de energía de los Grandes Usuarios durante el período 2017-2021.

Gráfica 54. Energía Consumida por los Grandes Usuarios representados por los Agentes Comercializadores, por agente comercializador



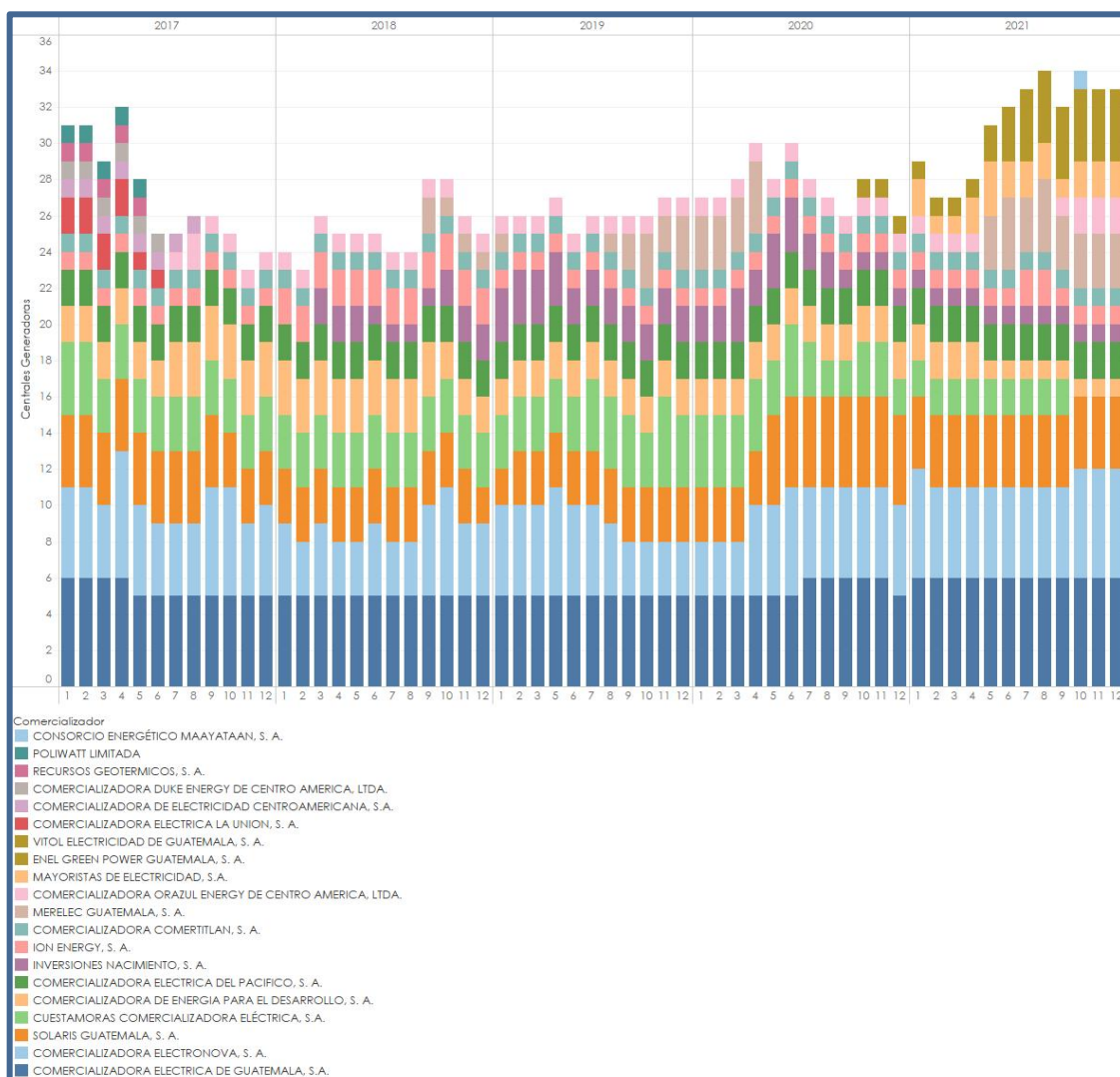
Debido a que el consumo total asignado a cada Comercializadora depende no solamente del número de los Grandes Usuarios Representados que atiende, sino del consumo energético de cada uno de estos, las gráficas anteriores permiten observar que la proporción en cantidad de Grandes Usuarios atendidos y consumo total asignado a cada una de estas no es la misma, ya que existen comercializadoras con pocos Grandes Usuarios representados que tienen una intensidad energética mayor en sus actividades económicas.

4.7.2.Comercialización de la Oferta

Al igual que la normativa contempla la figura de la comercialización de la demanda, también contempla la comercialización de la oferta, que es la actividad mediante la cual un agente comercializador, mediante un contrato de comercialización, asume las responsabilidades comerciales de un Participante Productor por la venta total o parcial de su potencia y energía ante el AMM.

La siguiente gráfica presenta la cantidad de centrales generadoras representadas por cada agente comercializador; se observa que la cantidad de centrales representadas por un comercializador han variado a lo largo del tiempo; sin embargo, el número total de centrales que actúan representadas en el mercado durante el último mes del año 2021 fue de 33 centrales, un incremento de 44% respecto del último mes del año 2020. El histórico de la evolución de las centrales representadas por los Agentes Comercializadores en el período 2017-2021 se muestra a continuación:

Gráfica 55. Número de centrales representadas por los Agentes Comercializadores



Respecto al volumen de energía producida que representaron los agentes comercializadores, la siguiente gráfica muestra que las comercializadoras COMEGSA y COMERTITLÁN han representado la mayor cantidad de energía producida en el período 2017-2021. Sin embargo, en el 2021, el agente Electronova, S.A., ha sido el representante de la mayor cantidad de energía producida, debido a las importaciones de oportunidad que ha realizado el participante, principalmente desde México (aproximadamente 168 GWh).

Gráfica 56. Energía producida que es representada por los Agentes Comercializadores

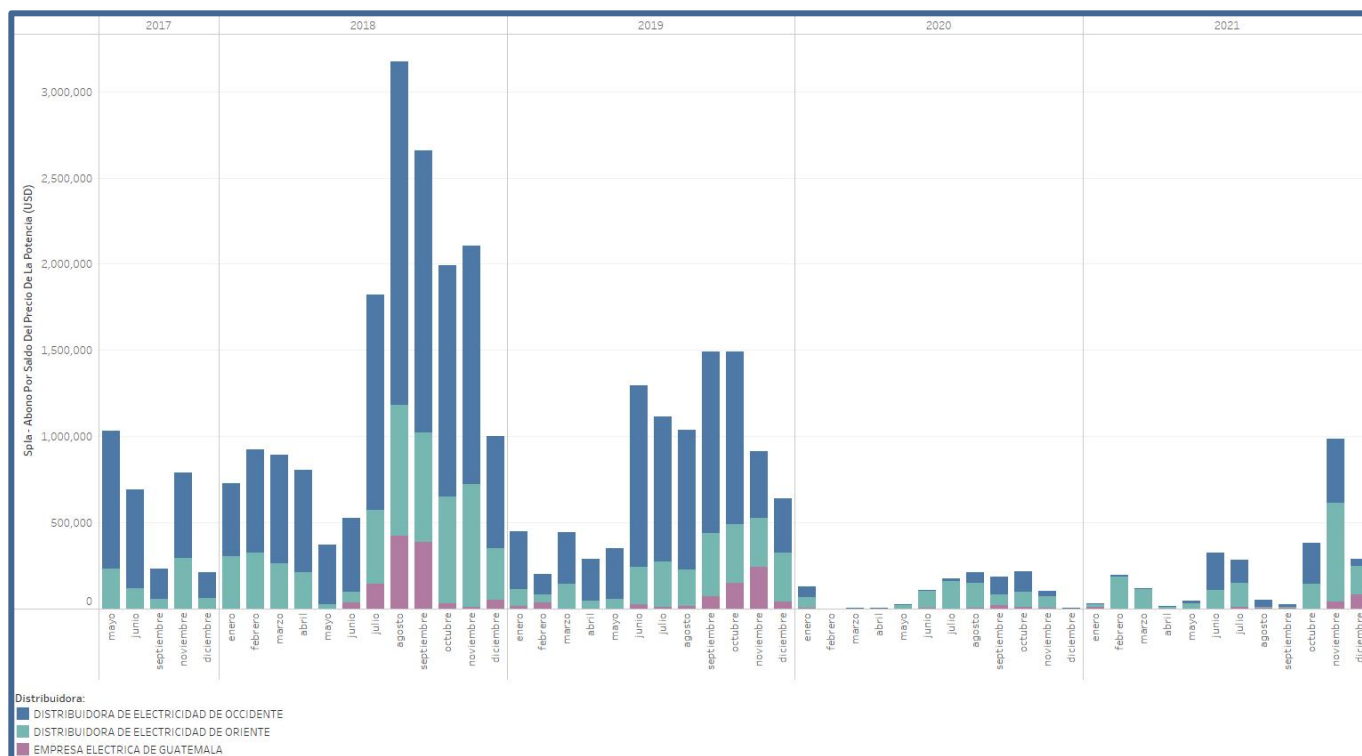


4.8. Sobrecostos de potencia

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 siguiente gráfica muestra cómo ha sido la asignación de los abonos a los agentes Distribuidores con contratos suscritos en virtud de licitaciones abiertas; esto quiere decir que debido a que los excedentes de la energía eléctrica se utilizaron en el mercado de oportunidad, a los participantes distribuidores les corresponde recibir una especie de “indemnización”, ya que debido a los contratos que estos tienen con los agentes que ganaron en un proceso de licitación abierta, fue posible que existiera la disponibilidad de esta energía.

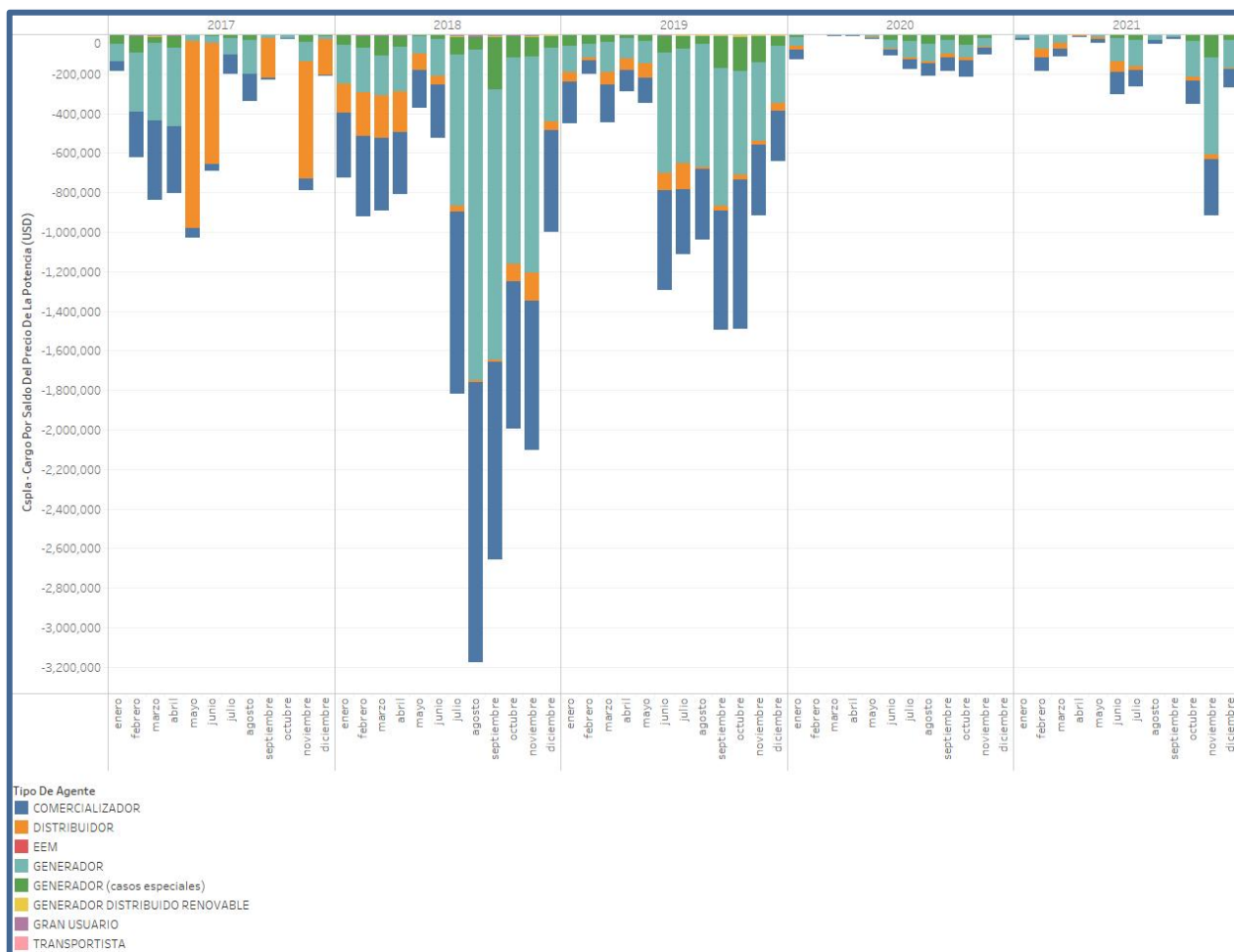
Gráfica 57. Saldo del Precio de la Potencia por agente distribuidor



Mientras que la siguiente gráfica logra evidenciar qué tipo de participante ha contribuido más con el pago de estos cargos, estos participantes al realizar compras en el mercado de oportunidad de energía eléctrica excedente de aquella que fue contratada por medio de licitaciones abiertas para los agentes distribuidores, deben realizar el pago por utilizar esta energía, considerando que es debido a los contratos entre distribuidor-agente productor que las centrales están instaladas. Se puede observar que las compras de los participantes en el mercado de oportunidad tienen congruencia con el cargo del saldo del precio de la potencia ya que, a lo largo de los últimos cinco años, al ingresar las centrales generadoras que ganaron los procesos de licitación abierta, existió en el mercado la posibilidad que la

demanda energética de los agentes distribuidores fuera menor de la oferta de energía contratada, dando como resultado excedentes de energía eléctrica contratada por medio de licitaciones abiertas.

Gráfica 58. Cargo del Saldo del Precio de la Potencia por tipo de participante

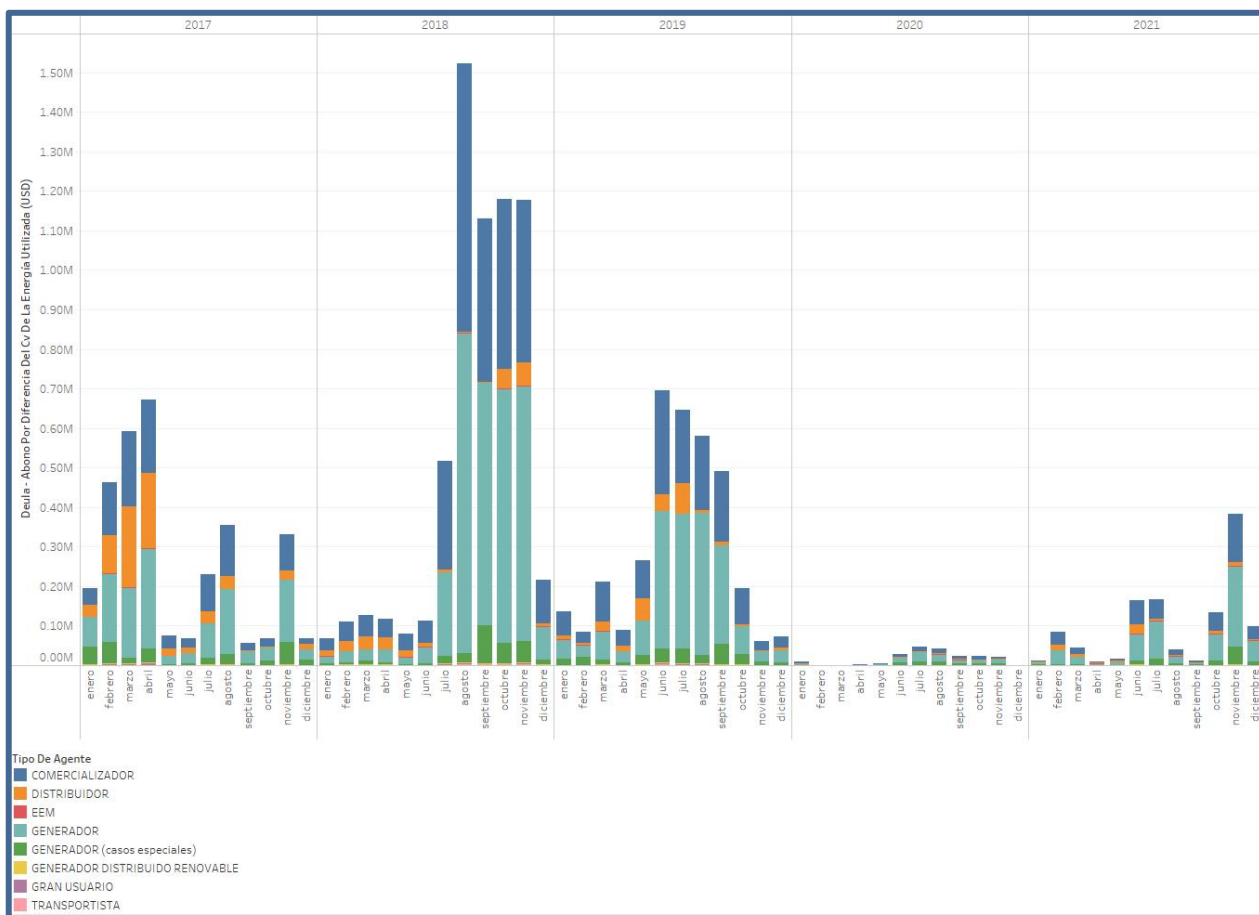


Para el año 2021 se observa que los cargos y abonos por concepto de Cargo del Saldo del Precio de la Potencia se redujeron considerablemente respecto de los años anteriores a 2020. Esto se puede interpretar como un mejor aprovechamiento de la energía contratada por parte de las Distribuidoras; sin embargo, durante los meses de invierno, derivado del incremento en la producción hidroeléctrica por las condiciones climatológicas, se presentó un incremento en la producción de energía de centrales con contratos suscritos en virtud de licitaciones abiertas y por ende un mayor aprovechamiento del recurso por parte de otros Agentes lo que resultó en cargos a los mismos por dicha utilización.

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

Bajo una serie de condiciones, el DEULA corresponde a una reducción monetaria horaria a cuenta de CSPLA²². Los participantes generadores constituyen los mayores acreedores a descuentos por la energía utilizada, seguido por los comercializadores; para el año 2020, el promedio de participación es del 30% y 55% respectivamente, mientras que en 2021 se tiene una participación de 35% y 23% respectivamente. Los montos recaudados para los últimos dos años corresponden a USD 0.206 millones para 2020 y USD 1.7 millones para 2021.

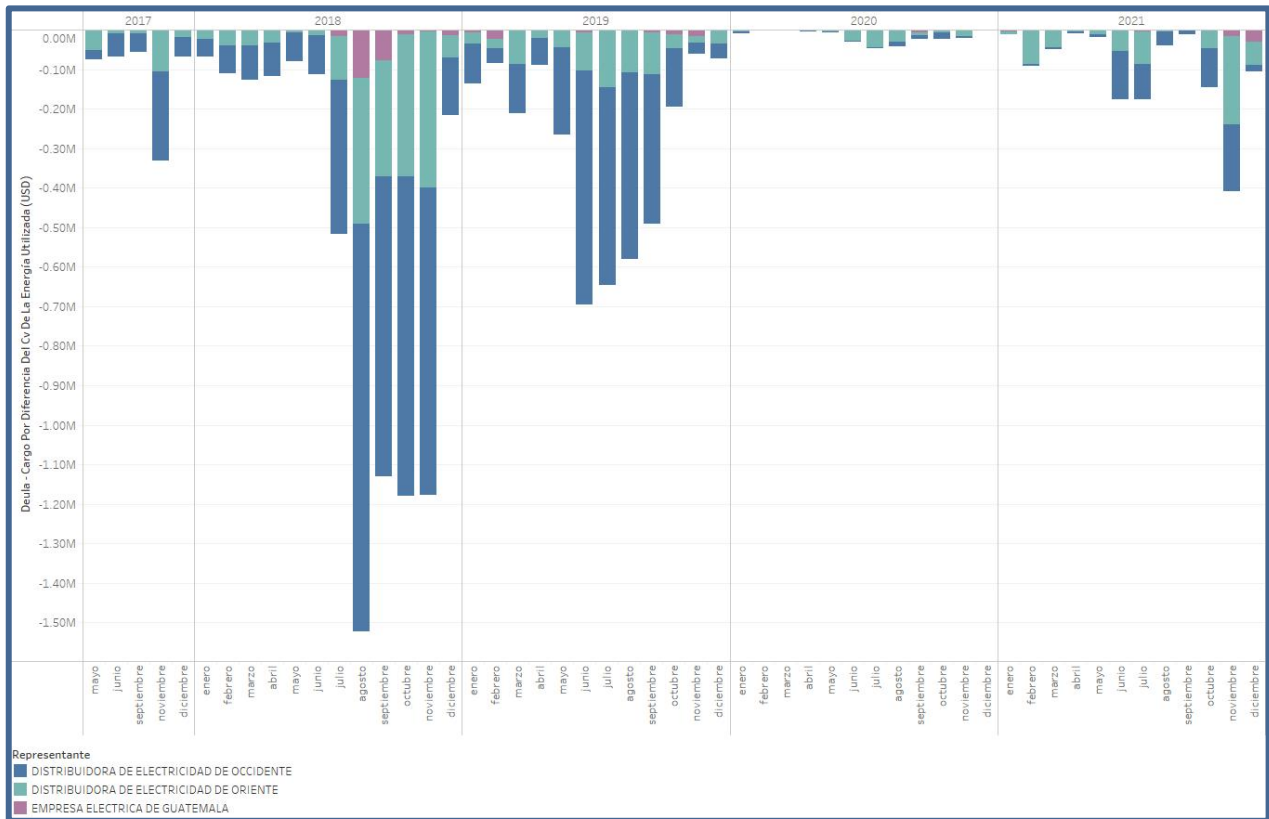
Gráfica 59. Abonos al DEULA, por tipo de participante del Mercado Mayorista



²² Véase Resolución CNEE-247-2017

Los agentes distribuidores con contratos resultado de licitaciones abiertas de largo plazo, también están sujetos al DEULA, lo que en este caso se traduce como cargos por las diferencias entre los Costos Variables de Generación de la energía utilizada con el Precio de Oportunidad de Energía. Puede observarse que los abonos que reciben los participantes por esta misma razón, constituyen en cargos que se realizan a las partes que participan como compradores en dichos contratos. De la siguiente gráfica, se puede inferir que la Distribuidora DEOCSA lidera en cuanto a cargos del DEULA se refiere, seguido por DEORSA.

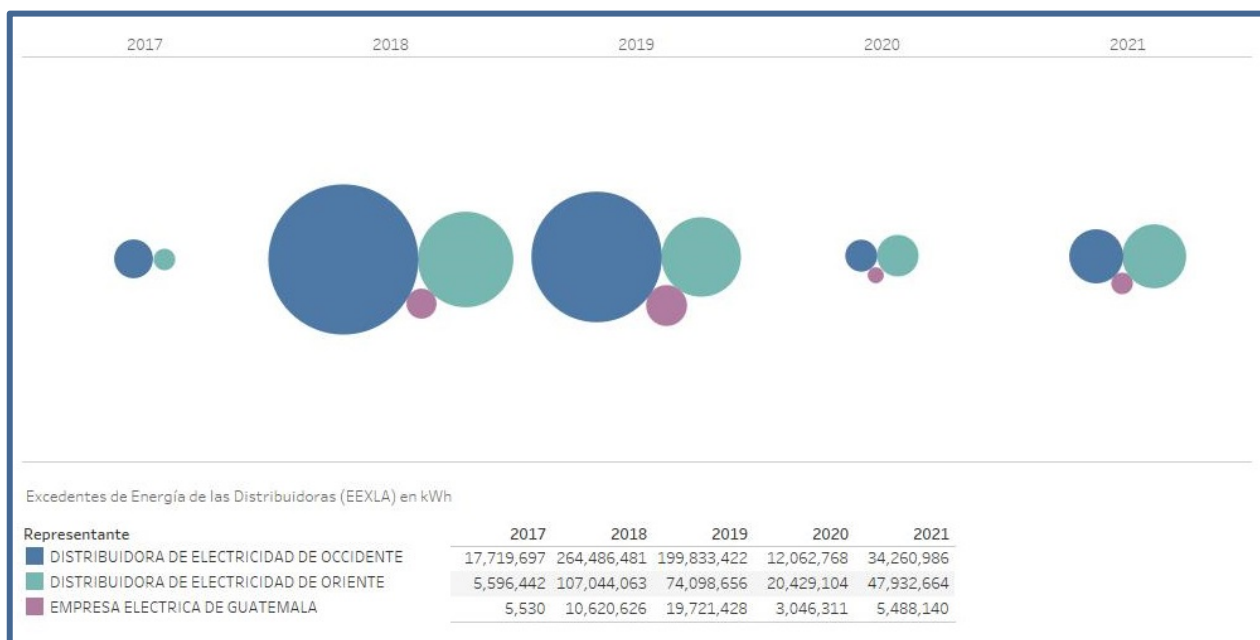
Gráfica 60. Cargos al DEULA, por agente Distribuidor



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

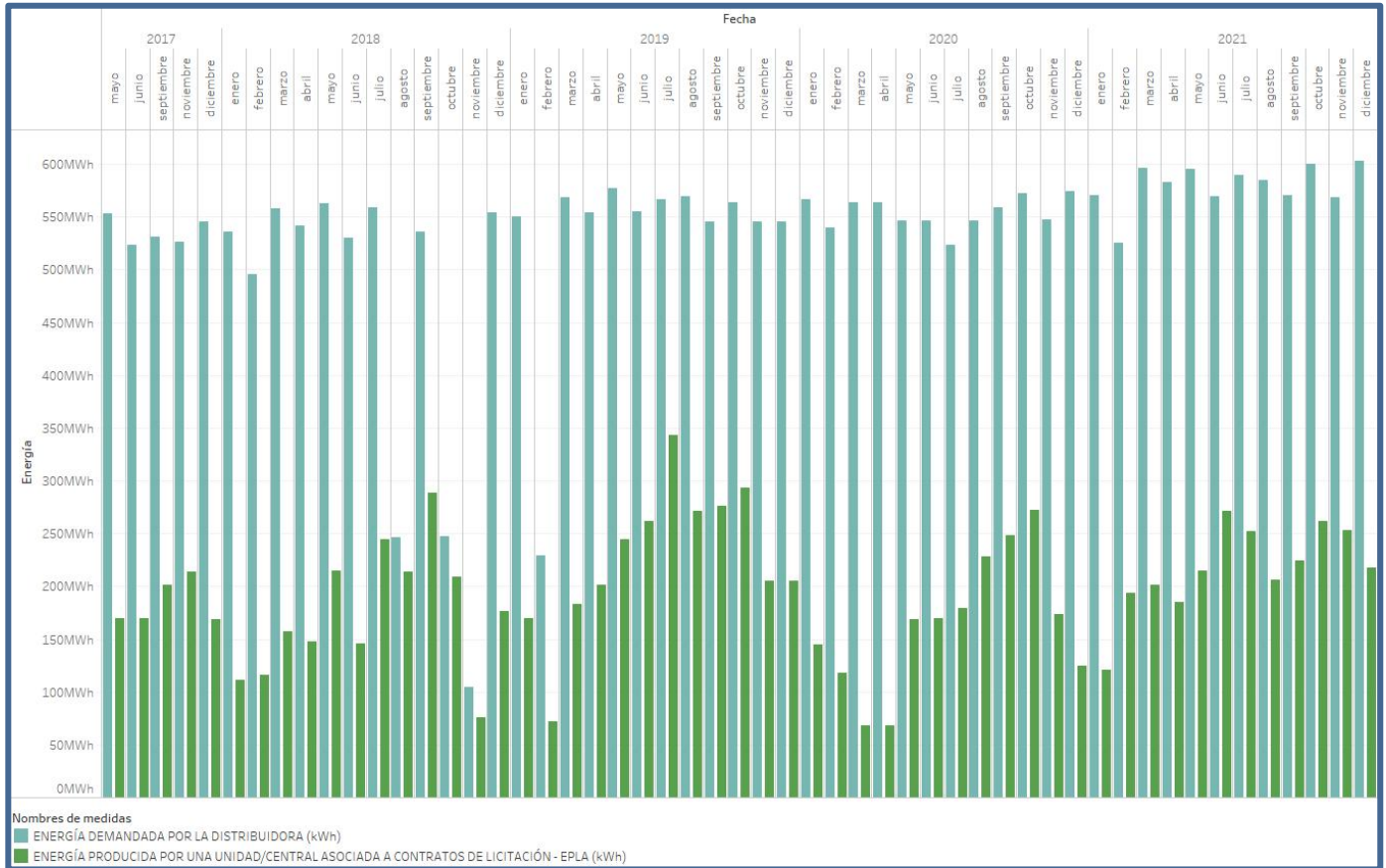
La Resolución CNEE-140-2007 define que existe un excedente de energía (EEXLA) cuando la energía producida en una hora (asociada a contratos de licitación abierta) es mayor que la energía demandada de la parte compradora del contrato que no está cubierta por otros contratos. Dichos excedentes de las distribuidoras se venden en el Mercado de Oportunidad de la Energía (MOE o Mercado SPOT). En la siguiente gráfica se puede observar que los agentes DEORSA y DEOCSA lideran en la cantidad de energía que no han utilizado, pero que si tenían contratada, por lo tanto esta energía se encontraba disponible en el Mercado de Oportunidad para su aprovechamiento por otros participantes, sucediendo un cambio a partir el año 2020, como resultado de la caída de la demanda de los demás participantes y de el reacomodo de los contratos suscritos en virtud de licitaciones abiertas para las tres entidades compradoras.

Gráfica 61. Excedentes de energía de las Distribuidoras



Se puede observar que las Distribuidoras DEOCSA y DEORSA son las que poseen mayor volumen de excedentes de energía (EEXLA) que se venden al SPOT con porcentajes para 2021 de 39% y 55% respectivamente.

Gráfica 62. Demanda energética de las Distribuidoras y energía generada asociada a contratos de Licitación de Largo Plazo



En la gráfica anterior se muestra el volumen de energía producida por los participantes que poseen un contrato de licitación abierta y la demanda de energía de las distribuidoras. Puede observarse que, en los meses de mayor generación con recursos hídricos, es posible aprovechar la mayor cantidad de energía de los contratos de licitación abierta.

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 presentaron un incremento de 12.37% respecto al año anterior, el cual se vio afectado por la situación sanitaria así como las disposiciones regionales sobre contratos firmes del MER; si bien para el 2021 se presentó un incremento de energía exportada, los niveles de exportación son inferiores a los demás años evaluados. Respecto a las exportaciones de energía eléctrica a través de la Interconexión Guatemala - México, presentaron una disminución de 2.23% respecto al año 2020; no obstante, en febrero de 2021 se presentó el valor máximo de exportación de los últimos dos años, el cual coincide con el período en el que hubo dificultades del suministro de Gas Natural proveniente de Estados Unidos debido a las altas temperaturas en Texas. Cabe mencionar que las exportaciones de energía eléctrica a través de la Interconexión Guatemala – México han disminuido considerablemente en 2020 y 2021.

Las importaciones de energía desde el MER presentaron los valores más altos durante 2020 y 2021 de los últimos 5 años. Por su parte, las importaciones de energía desde la Interconexión Guatemala – México, disminuyeron 2.27% respecto al 2020 debido a la finalización del Contrato Firme suscrito entre el INDE y la Comisión Federal de Electricidad (CFE); no obstante, se observó un incremento del 327.88% en las importaciones de energía de oportunidad con respecto al año anterior.

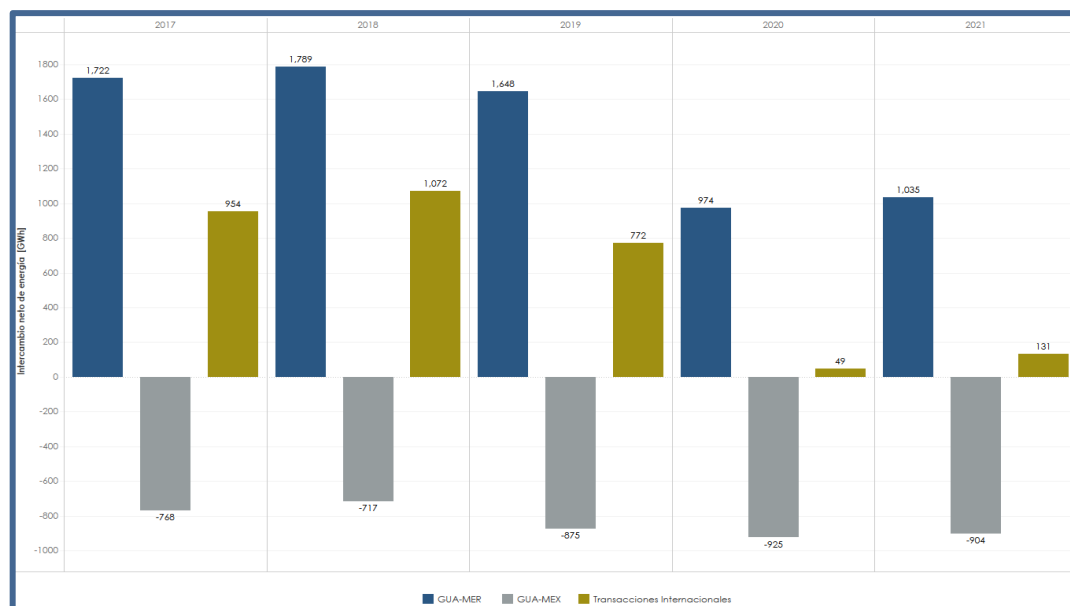
A continuación, se presenta un resumen de los volúmenes totales y los porcentajes de transacciones internacionales de energía eléctrica del Mercado Mayorista de Guatemala (MM) con América Central (MER) y con México (MEM).

Tabla 3. Datos Generales

Datos Generales	2017	2018	2019	2020	2021
Consumo de Energía (Consumida total + exportada total) (GWh)	11,876.17	12,875.35	12,847.80	12,204.69	12,618.81
- Energía consumida localmente total	10,018.41	10,374.97	10,676.46	10,579.73	11,454.25
- Energía exportada total	1,857.76	2,500.38	2,171.35	1,156.03	1,189.82
Proporción de la Exportación sobre la energía consumida total (%)	15.64%	19.42%	16.90%	9.47%	9.43%
Producción de Energía (Producida SNI + importada total) (GWh)	12,381.28	13,348.12	13,342.59	12,206.63	13,141.61
- Energía producida SIN	11,489.90	12,522.39	12,228.23	11,122.03	11,943.08
- Energía importada total	891.38	825.73	1,114.36	1,084.60	1,227.41
Proporción de la Importación sobre la energía producida total (%)	7.20%	6.19%	8.35%	8.89%	9.34%

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

Gráfica 63. Volúmenes de intercambio neto de Guatemala.



Para el 2021, se observa un cambio en el patrón debido a que se redujeron las exportaciones hacia el MER, en tanto que las importaciones, principalmente desde México, se mantuvieron con volúmenes similares a los últimos años, dando como resultado una exportación marginal neta; esto, principalmente, se dio por 2 razones: la primera son los efectos de la situación sanitaria debido a que se redujo la demanda en los países de la región así como el efecto de la baja en los precios de los derivados del petróleo y otros combustibles que permitió a países como El Salvador y Nicaragua abastecer su demanda con generación térmica que les resultó más económica que la importación; la segunda razón es que se continuó sin la realización de subastas de Derechos Firms entre Guatemala y El Salvador así como de Derechos Firms con porteo en Nicaragua.

5.1. Mercado Eléctrico Regional

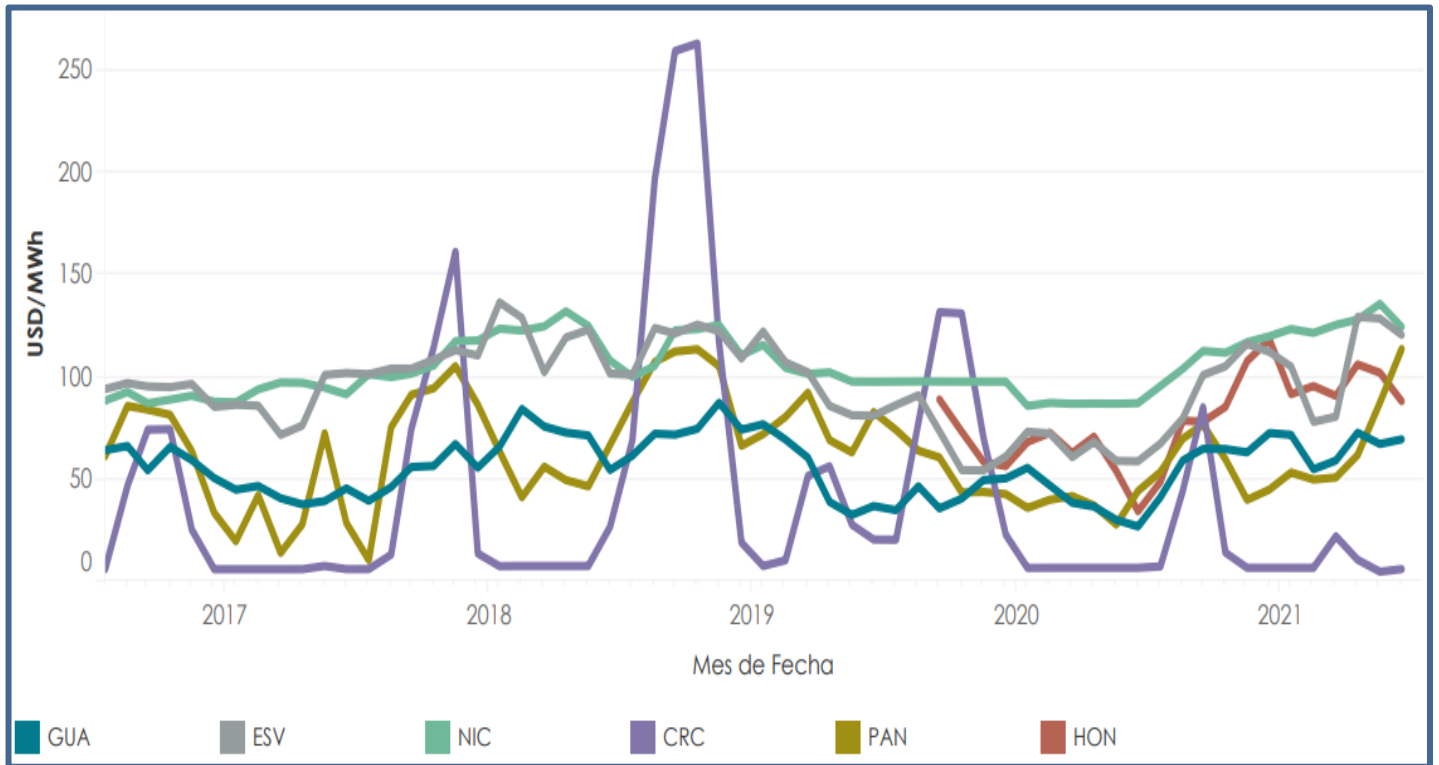
El Mercado Eléctrico Regional es el ámbito en que se realizan las transacciones de compra y venta de energía eléctrica entre los Agentes del mercado eléctrico de cada uno de los seis países miembros. Derivado de la voluntad de los países miembros (Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica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

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

El comportamiento de los precios internacionales del crudo, de los derivados líquidos del petróleo y del carbón marcan, en mayor o menor medida, el costo y precio de la electricidad en los sistemas eléctricos en América Central²³, ya que la generación térmica representa una porción significativa en la matriz energética en cada uno de los países y cada país tiene una composición distinta de capacidad térmica en su parque Generador. Con esta referencia, se observa que los países que reflejaron una disminución en su costo marginal de corto plazo para el 2020 fueron El Salvador, Panamá y en menor medida Guatemala, debido a la disminución de la demanda y el efecto de los precios internacionales de combustible.

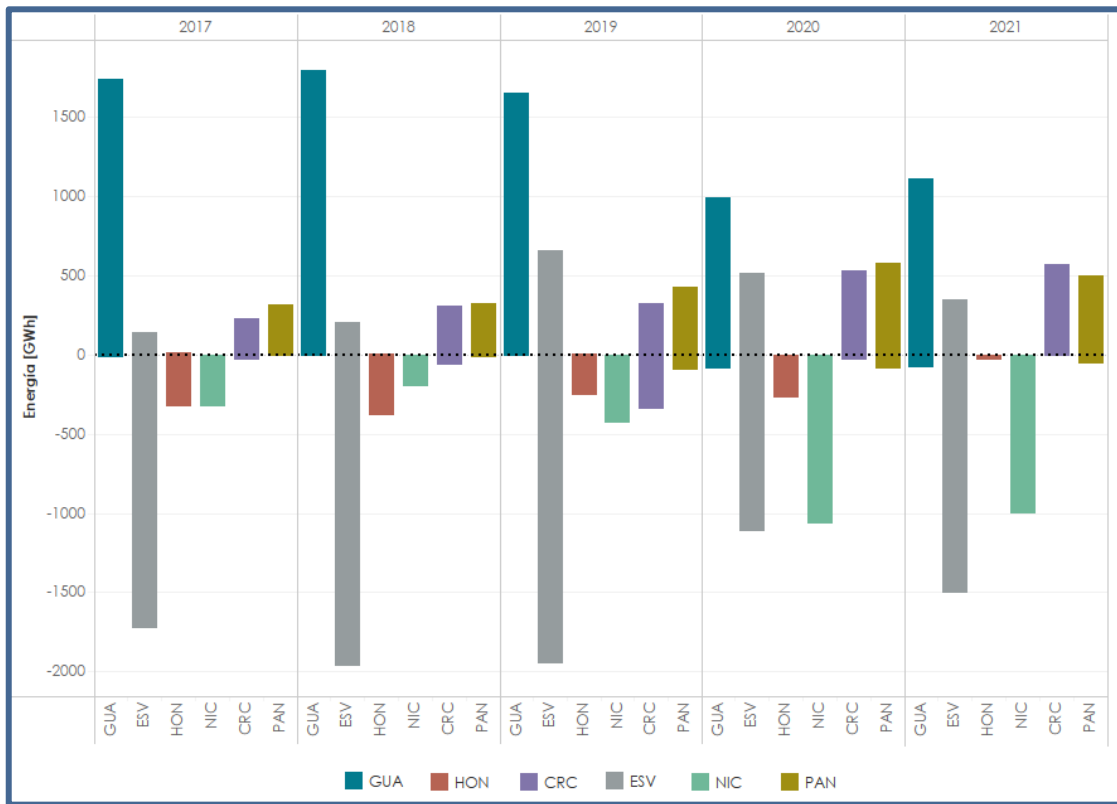
²³ Con la información disponible, se tiene datos del Sistema Eléctrico Hondureño a partir marzo de 2020 para este país.

Gráfica 64. Comparación de los costos marginales de corto plazo de los países de América Central



En el último año, se observó un aumento a nivel regional de las transacciones de energía respecto a 2020, el cual tuvo una disminución asociada a la crisis sanitaria. El aumento que se presenta en 2021 principalmente se puede atribuir a la recuperación de la demanda regional tras el impacto de la pandemia del COVID-19; asimismo, la habilitación nuevamente de los Derechos de Transmisión Firmes entre todas las áreas de control.

Gráfica 65. Compras y ventas de energía en el MER



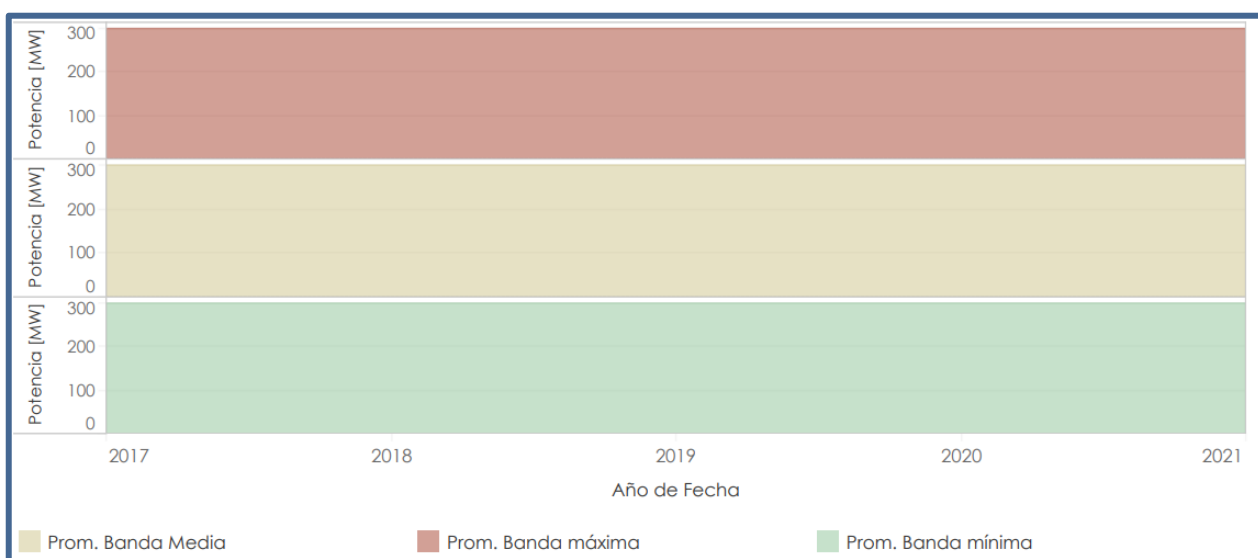
La gráfica siguiente presenta un resumen de la participación en las transacciones realizadas en el MER por cada País Miembro, por tipo de mercado y sentido de la transacción. Para ello, se ha resaltado con mayor intensidad las participaciones mayores, siendo que El Salvador y Guatemala son los países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

Gráfica 66. Análisis sobre las compras y ventas de energía por País Miembro del MER, desglosado por MCR y MOR

PAÍS	GUA	ESV	HON	NIC	CRC	PAN	TOTAL
2017							
Oportunid	19.9%	23.1%	4.9%	23.6%	19.5%	8.9%	100.0%
Ventas	35.6%	14.2%	1.8%	0.2%	31.6%	16.8%	100.0%
Compras	2.2%	33.2%	8.4%	50.4%	5.8%	0.0%	100.0%
Contratos	41.1%	43.1%	7.7%	1.3%	0.9%	5.9%	100.0%
Ventas	83.4%	3.0%	0.1%	0.0%	1.8%	11.7%	100.0%
Compras	0.4%	81.6%	15.0%	2.6%	0.0%	0.3%	100.0%
2018							
Oportunid	15.8%	23.8%	8.0%	20.8%	25.5%	6.1%	100.0%
Ventas	32.0%	15.0%	2.3%	0.1%	40.6%	10.0%	100.0%
Compras	1.5%	31.5%	13.1%	39.2%	12.1%	2.5%	100.0%
Contratos	38.5%	42.3%	7.5%	0.9%	4.0%	6.7%	100.0%
Ventas	77.8%	1.3%	0.0%	0.0%	7.4%	13.4%	100.0%
Compras	0.1%	82.4%	14.8%	1.8%	0.7%	0.1%	100.0%
2019							
Oportunid	14.2%	27.1%	9.8%	14.5%	25.6%	8.8%	100.0%
Ventas	33.5%	20.4%	1.2%	0.0%	30.2%	14.6%	100.0%
Compras	0.4%	31.9%	16.0%	24.8%	22.3%	4.6%	100.0%
Contratos	33.4%	39.9%	3.4%	5.9%	8.1%	9.4%	100.0%
Ventas	67.1%	8.8%	0.0%	0.0%	7.9%	16.2%	100.0%
Compras	0.2%	70.4%	6.6%	11.7%	8.3%	2.7%	100.0%
2020							
Oportunid	19.8%	39.0%	15.0%	7.1%	12.2%	6.9%	100.0%
Ventas	39.1%	24.7%	0.0%	0.0%	24.6%	11.6%	100.0%
Compras	5.5%	49.6%	26.2%	12.3%	3.0%	3.5%	100.0%
Contratos	20.6%	28.8%	2.8%	23.5%	10.3%	14.0%	100.0%
Ventas	37.6%	18.6%	0.0%	0.0%	19.5%	24.3%	100.0%
Compras	2.8%	39.4%	5.7%	48.2%	0.7%	3.2%	100.0%
2021							
Oportunid	12.8%	27.6%	8.0%	11.3%	35.0%	5.3%	100.0%
Ventas	19.4%	3.8%	0.4%	0.0%	67.4%	9.0%	100.0%
Compras	5.7%	53.2%	16.2%	23.4%	0.2%	1.4%	100.0%
Contratos	27.2%	44.5%	3.0%	7.7%	4.8%	12.8%	100.0%
Ventas	50.6%	17.6%	0.0%	0.0%	9.3%	22.6%	100.0%
Compras	2.7%	72.5%	6.2%	15.8%	0.1%	2.7%	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.

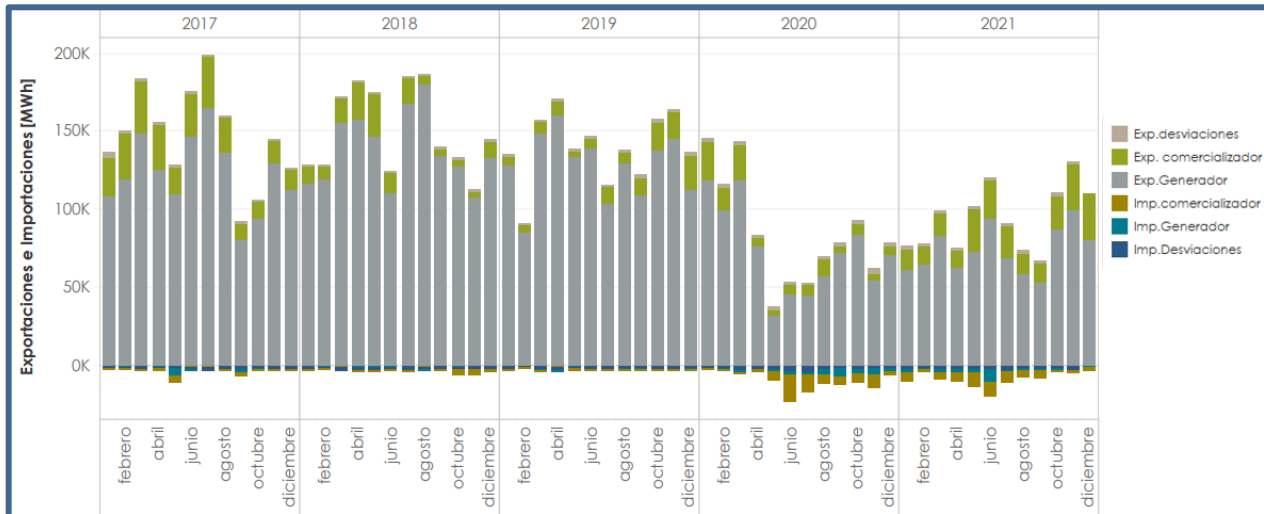
Gráfica 67. Máxima transferencia simultánea en el Triángulo Norte, dirección Norte-Sur



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

En contexto con lo expuesto anteriormente, la participación de Guatemala en el MER ha mostrado una participación significativa, principalmente en las transacciones de exportación. La gráfica siguiente presenta en detalle, el total de energía comercializada según el tipo de transacción y el tipo de Agente. Se observa que el mayor volumen de transacciones ha sido realizado por los Agentes Generadores; asimismo, se observa que en 2021 las exportaciones de Guatemala al MER totalizaron cerca de 1113.89 GWh (no incluye desviaciones), dato que equivale a un aumento de 12.37% respecto a 2020; en tanto que las importaciones, realizadas principalmente por comercializadores, fueron de 81.06 GWh (no incluye desviaciones), es decir una disminución de 10.46 GWh (11.43% en términos relativos) con respecto al 2020.

Gráfica 68. Exportaciones e importaciones de Guatemala en el MER.



Año	2017	2018	2019	2020	2021
Importaciones [GWh]	19.24	9.68	9.48	91.52	81.06
Exportaciones [GWh]	1,741.13	1,798.87	1,657.13	991.23	1113.89
Variación Importaciones [%]	272.87	-49.69	-2.07	865	-11.43
Crecimiento Exportaciones [%]	-	3.32	-7.88	-40.18	12.37

5.1.1.Mercado de Oportunidad Regional

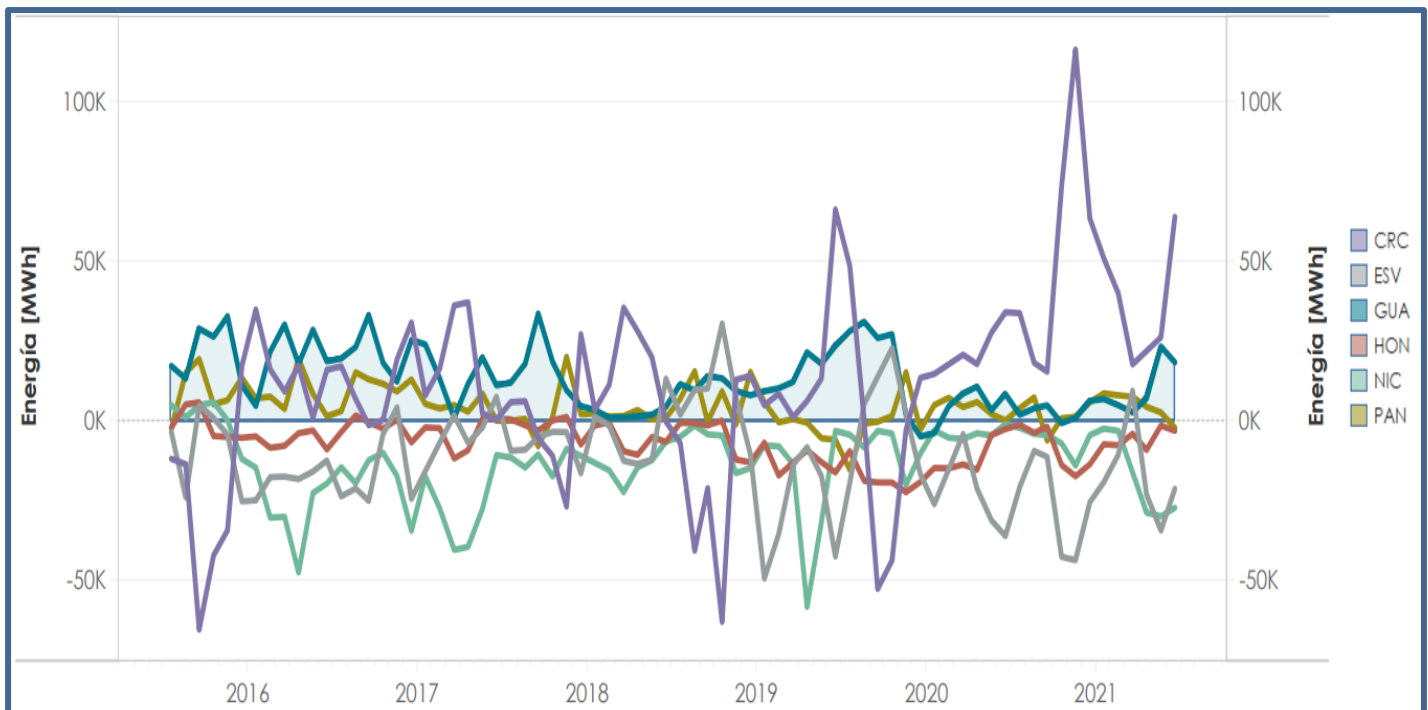
Tiene como objeto ofrecer a los Agentes del MER un ámbito formal y organizado para realizar intercambios de energía a nivel regional con base en ofertas de oportunidad de inyección y retiro de energía. El Mercado de Oportunidad Regional, MOR, es un mercado de corto plazo, basado en ofertas diarias de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

5.1.1.1. Intercambio de energía

A continuación, la siguiente gráfica presenta el saldo neto (Importador o Exportador) de cada País Miembro del Mercado Eléctrico Regional de acuerdo a las transacciones mensuales realizadas por estos en el MOR para el período 2017 - 2021. 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, se observa que durante todo 2021 el mayor Exportador neto de la región resultó ser Costa Rica. Adicionalmente, se observa que para abril 2021, Guatemala resultó ser importador en el MOR asociado a la oferta disponible en otros países. Con relación a la importación de energía, se observa una alta variabilidad en la magnitud del resultado neto por país para los meses presentados; las transacciones en el MOR se realizan por la existencia de diferenciales entre costos marginales de corto plazo (precios Spot) de los países del MER y ese diferencial se genera por situaciones de escasez de potencia (indisponibilidades, déficit hídricos, etc.) o por la composición relativa del parque Generador de cada País Miembro respecto a los demás. Se observa que los países que resultan importando en el MOR principalmente han sido Nicaragua y El Salvador.

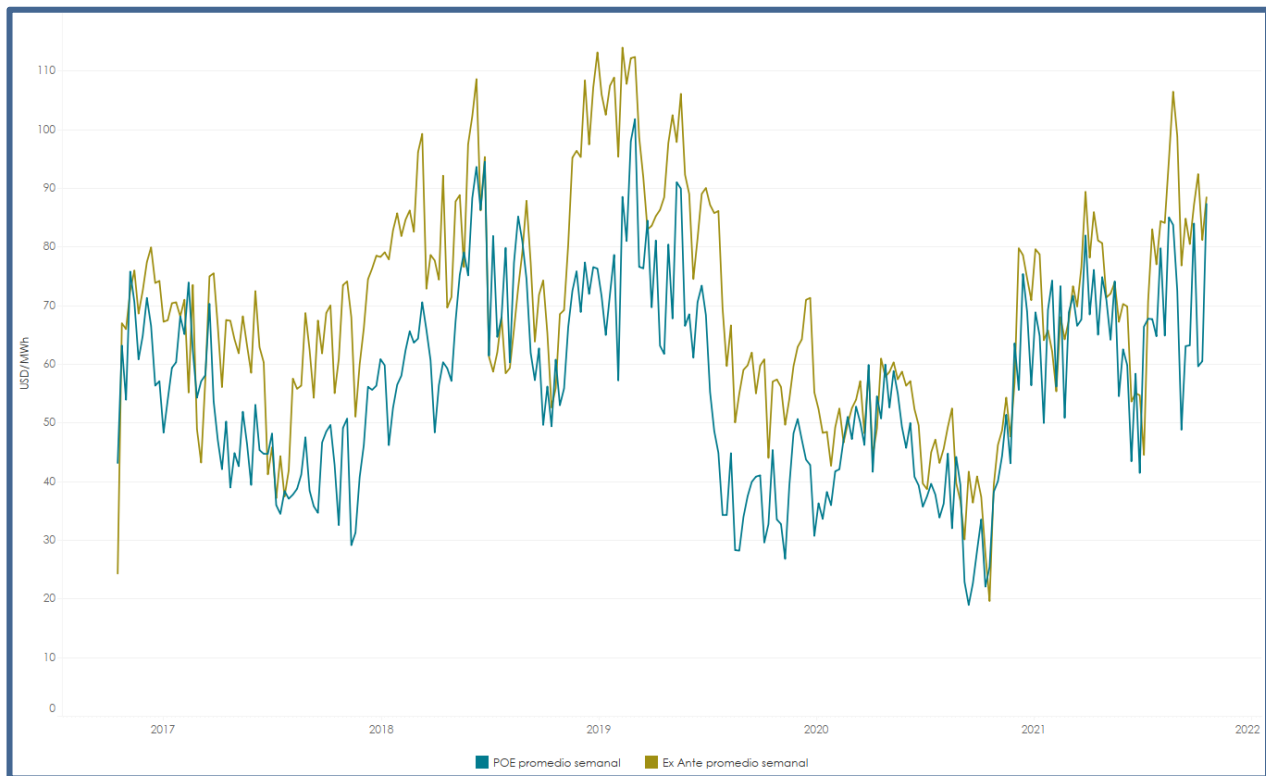
Gráfica 69. Intercambio neto de energía en el MOR por País miembro del MER



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

El precio ex ante se calcula a partir de las ofertas presentadas por los Agentes del MER, es decir, antes de la operación en tiempo real, mientras el precio ex post se refieren a los precios nodales calculados después de la operación en tiempo real. La siguiente gráfica presenta el comportamiento histórico del POE promedio semanal y los precios ex ante en los nodos de enlace de control de Guatemala (Panaluya, La Vega II y Moyuta); se observa que en la mayoría de meses del 2021, la brecha entre uno y otro precio se redujo, siendo así que para algunas semanas fue menor el precio de oportunidad en Guatemala y explica en parte, las importaciones registradas al existir energía más económica en otro país de la región.

Gráfica 70. 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 principalmente que los precios en la banda mínima registran bajas relativas a las demás bandas horarias, principalmente el precio SPOT; asimismo, se aprecia que en la banda máxima en 2021 se tuvieron precios SPOT superiores a los precios ex ante durante octubre, noviembre y diciembre.

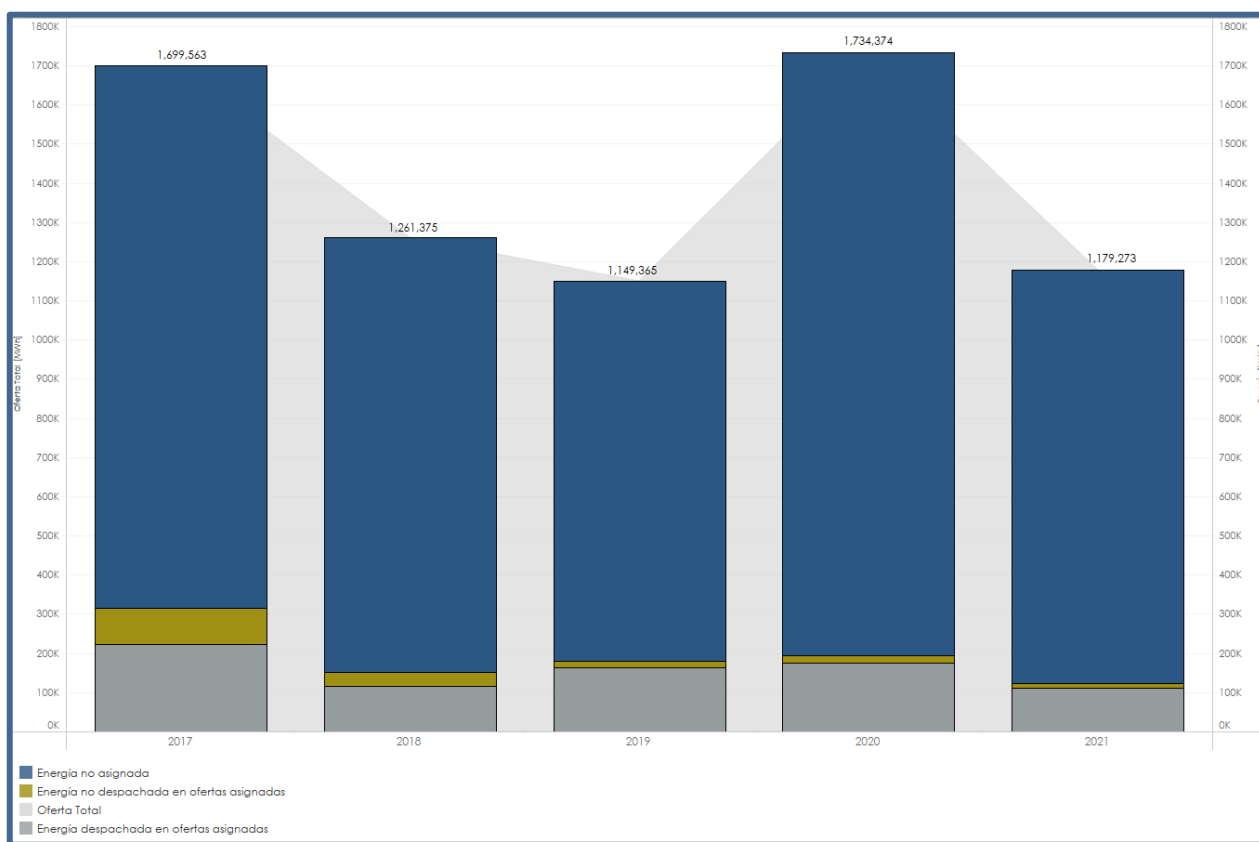
Gráfica 71. Relación histórica entre el Precio SPOT y el precio ex ante medio mensual del MER, por banda horaria



5.1.1.3. Ofertas de Inyección en el MOR

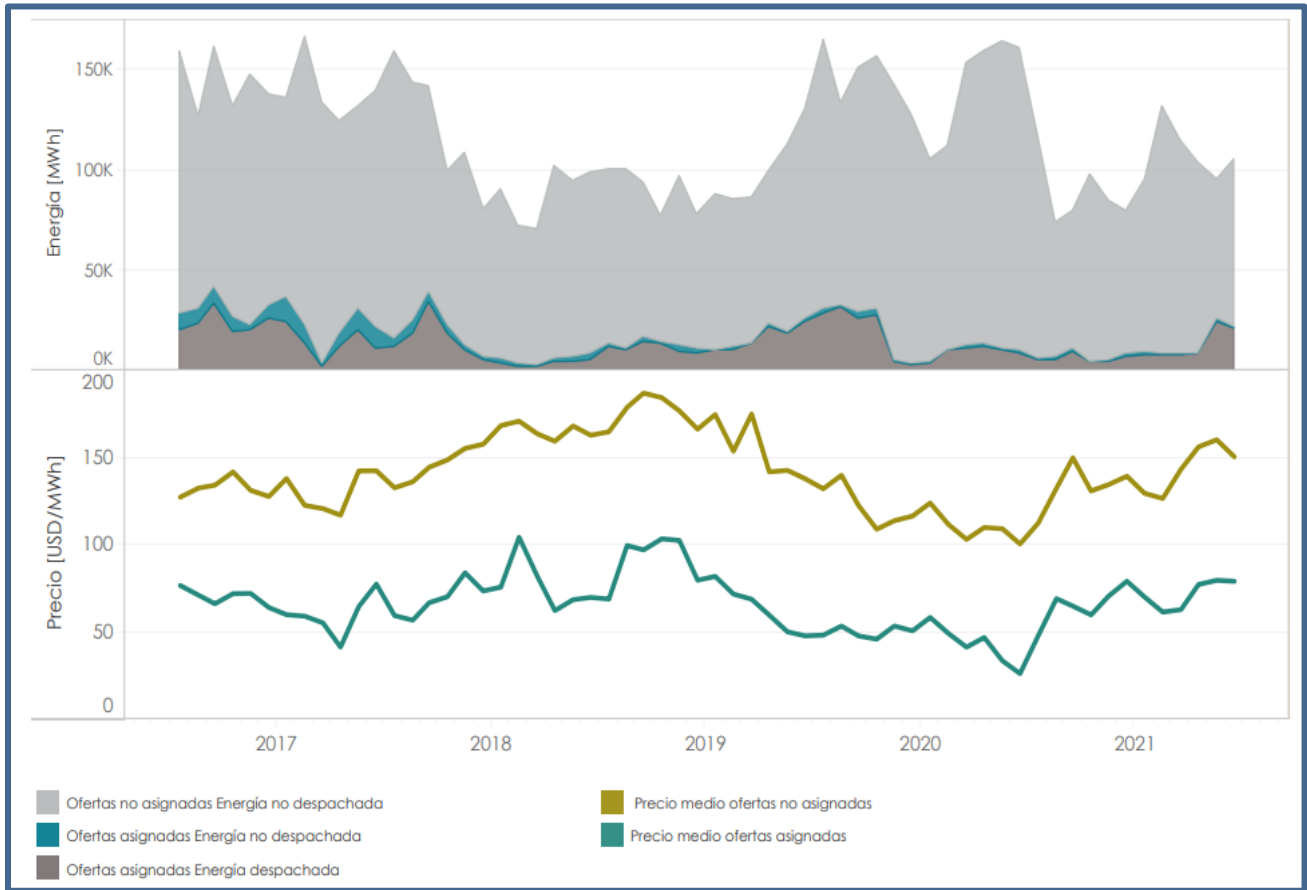
El modelo de optimización formulado en el Predespacho Regional tiene el objetivo de maximizar el beneficio social del MER e implica que el modelo de despacho podrá asignar o no la oferta de energía de forma completa o parcial, tanto para las ofertas de inyección como en ofertas de retiro en el MOR. Con relación a las ofertas de inyección en el MOR en 2021 realizadas por Guatemala, únicamente 110,390.00 MWh fue completamente asignada en el predespacho regional, es decir el 9.36% de la energía ofertada. Asimismo, el 1.12% de la energía ofertada, en ofertas que fueron asignadas, no fue despachada, lo cual es equivalente a 13,249.32 MWh; por último, 1,055,633.49 MWh de la energía ofertada total resultó no ser asignada al despacho regional, siendo un poco más del 89.5% del total. Esto se puede observar en la gráfica siguiente:

Gráfica 72. Energía asignada y despachada de ofertas de inyección de energía presentado en el MOR por los Agentes del Guatemala



Se puede apreciar la diferencia promedio entre los precios de las ofertas de inyecciones asignadas y no asignadas al predespacho regional. Asimismo, el volumen de las ofertas de inyección de energía que no fueron asignadas ni despachadas, aumentó para 2020, pero disminuyó durante 2021.

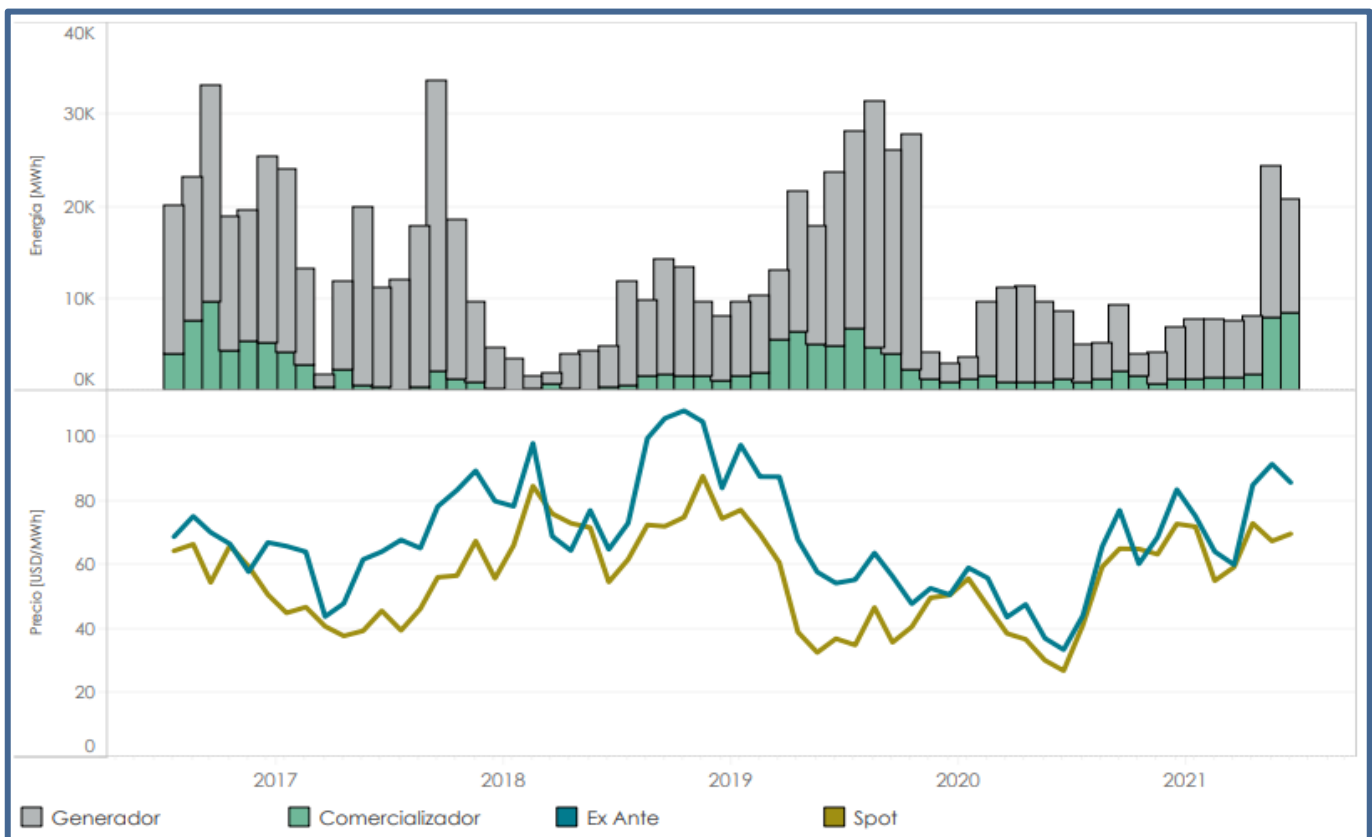
Gráfica 73. Volúmenes y precios de las ofertas de inyección de energía presentada por Guatemala al MOR



La siguiente gráfica presenta el valor neto de la exportación de energía de Guatemala al MOR para el período 2017 – 2021, así como el POE de Guatemala y los precios ex ante del MER. Es evidente que durante el 2020 el volumen de oferta realizadas por los Agentes Comercializadores se había reducido y que tuvo un leve aumento para finales de 2021.

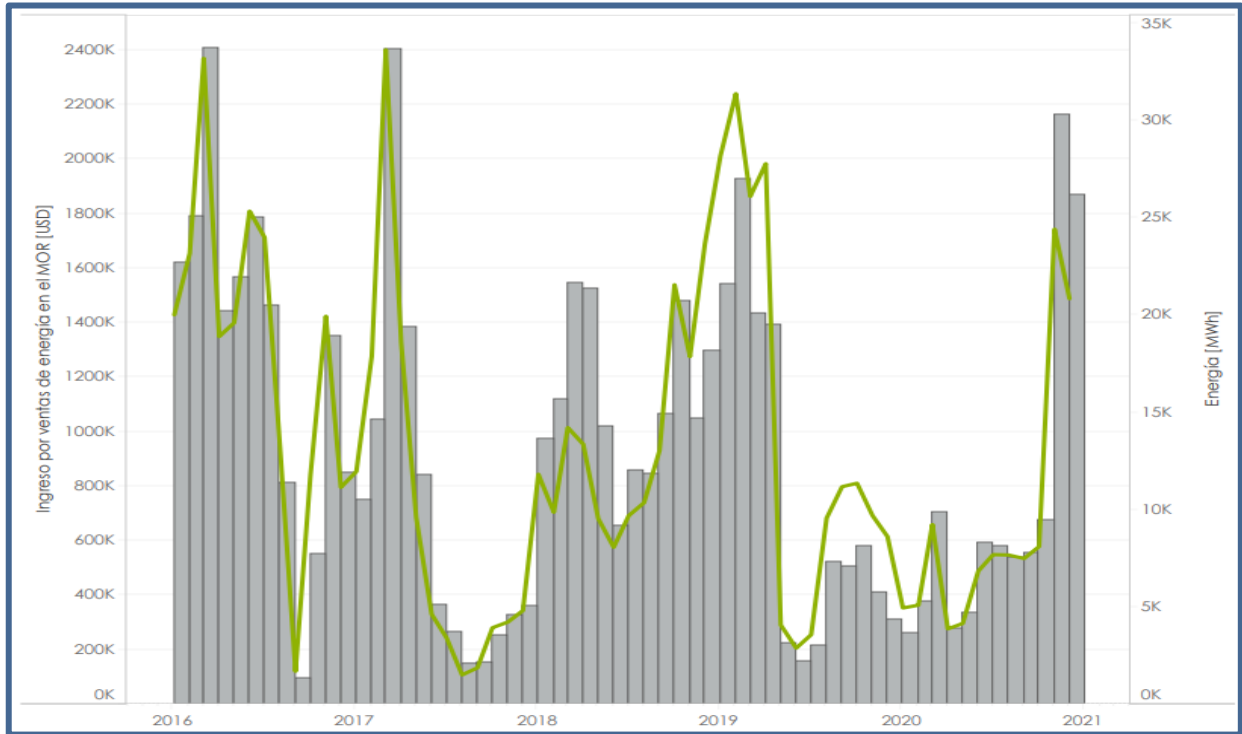
Además, se observa que en los períodos en los cuales la brecha entre el precio ex ante y el precio spot se estrecha, o el precio spot es mayor al ex ante, el volumen de transacciones de inyección de energía disminuye. Lo anterior indica que existe una relación directa entre la brecha antes indicada y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

Gráfica 74. 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 2021, el precio ex ante tuvo un comportamiento ascendente, lo cual se refleja en el aumento de ingresos por la energía exportada, adicional a que se aumentó el volumen exportado respecto al 2020.

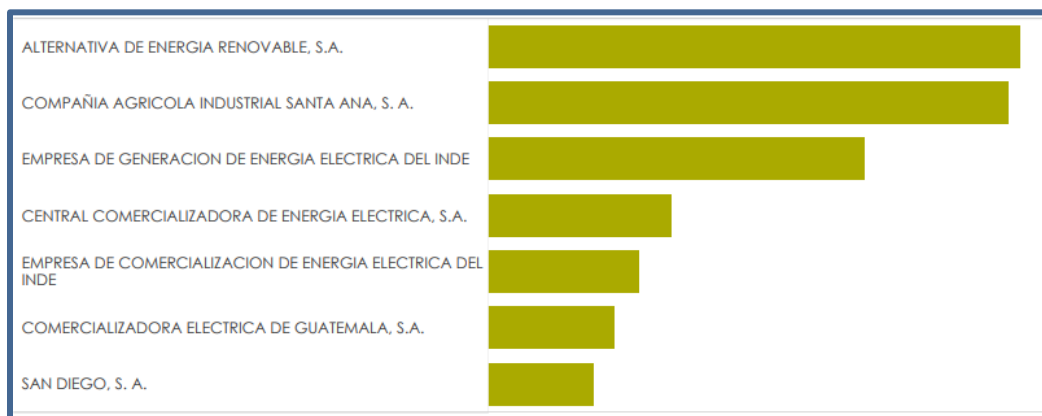
Gráfica 75. Ingresos por ventas de Energía en el MOR



5.1.1.4. Agentes exportadores de Guatemala en el MOR en 2021

Como se indicó anteriormente, son los generadores los principales exportadores en el MOR. Esto se refleja en la siguiente gráfica en la cual se tiene a los Agentes que realizaron más exportaciones en 2021, siendo los 4 primeros agentes generadores.

Gráfica 76. Top de Agentes Exportadores de Guatemala en el MOR 2021



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.

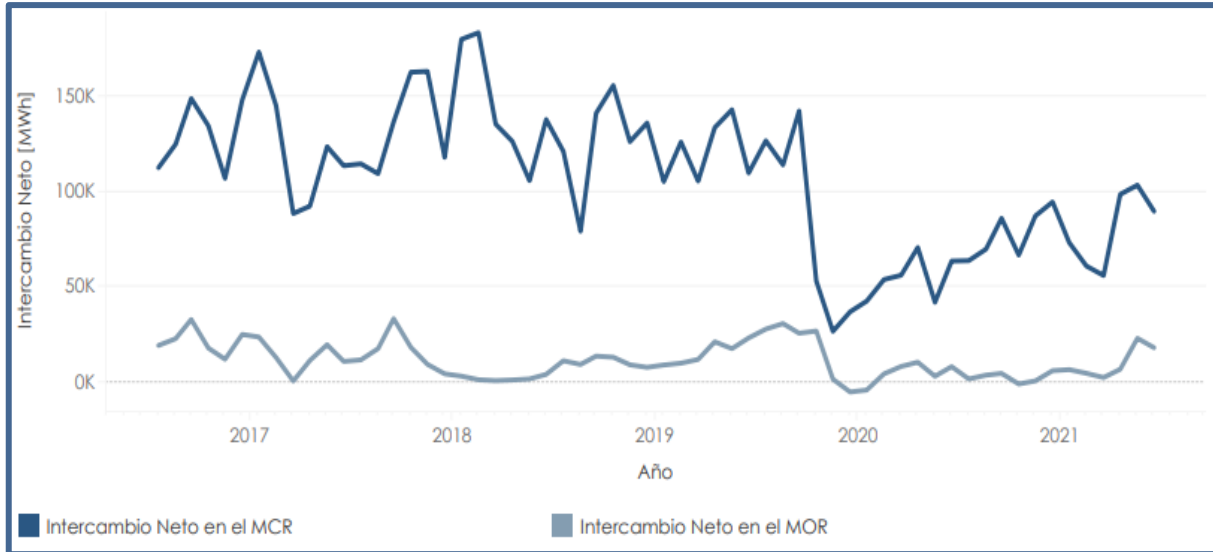
Los términos y condiciones del Contrato Regional son pactados entre las partes; los contratos regionales solo podrán celebrarse entre Participantes de diferentes países miembros del MER. Es un mercado de mediano plazo, integrado por instrumentos de inyección y retiro de energía para cumplir con los compromisos contractuales acordados entre partes (Agentes) localizados en distinto País Miembro. Los instrumentos habilitados para realizar transacciones en este mercado son: el Contrato No Firme Físico Flexible (CNFFF) y el Contrato Firme (CF). Este último fue denominado Contrato Firme del MER (CF_{MER}) en la normativa guatemalteca.

5.1.1.6. Intercambio neto de energía

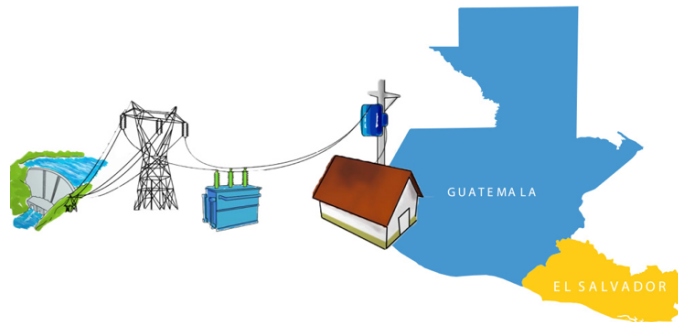
Para el caso de Guatemala, los volúmenes de energía transados en el Mercado de Contratos Regional (MCR) han superado los volúmenes de transacciones realizados en el MOR. La gráfica siguiente permite apreciar los volúmenes de transacciones realizados en ambos mercados en términos de intercambio neto de energía de Guatemala así como la diferencia entre estos. No obstante, para el último año se observa una reducción en los volúmenes de intercambio neto de Guatemala, siendo más marcada la reducción en las transacciones de contrato; esto resultado de la situación sanitaria y sus efectos así como de la imposibilidad de

adquirir Derechos de Transmisión para tener Contratos Firmes con El Salvador o que fuera necesaria capacidad de transferencia en Nicaragua.

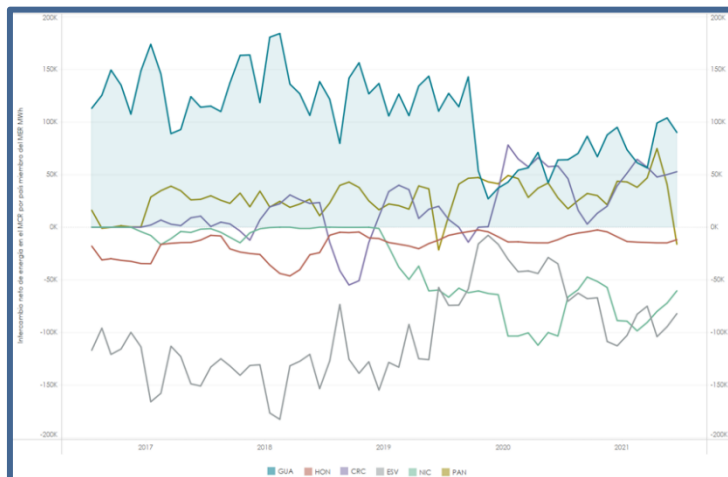
Gráfica 77. Diferencias en el intercambio neto de Guatemala entre el MOR y el MCR



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.



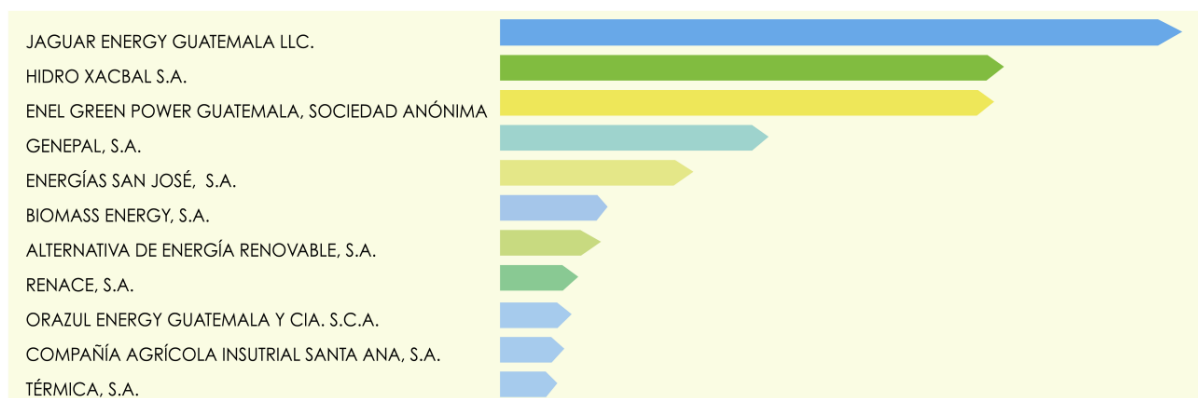
Gráfica 78. Intercambio neto de energía en el MCR por país miembro del MER



5.1.1.7. Agentes exportadores de Guatemala en el MCR en 2021

Como se indicó anteriormente y manteniendo el comportamiento que tuvo el MOR, son los generadores los principales exportadores también en el MCR. Esto se refleja en la siguiente gráfica en la cual se tiene a los Agentes que realizaron más exportaciones en 2021, siendo los 2 primeros agentes generadores y siendo 9 generadores los que están entre los 10 máximos exportadores.

Gráfica 79. Top de Agentes Exportadores de Guatemala en el MCR 2021

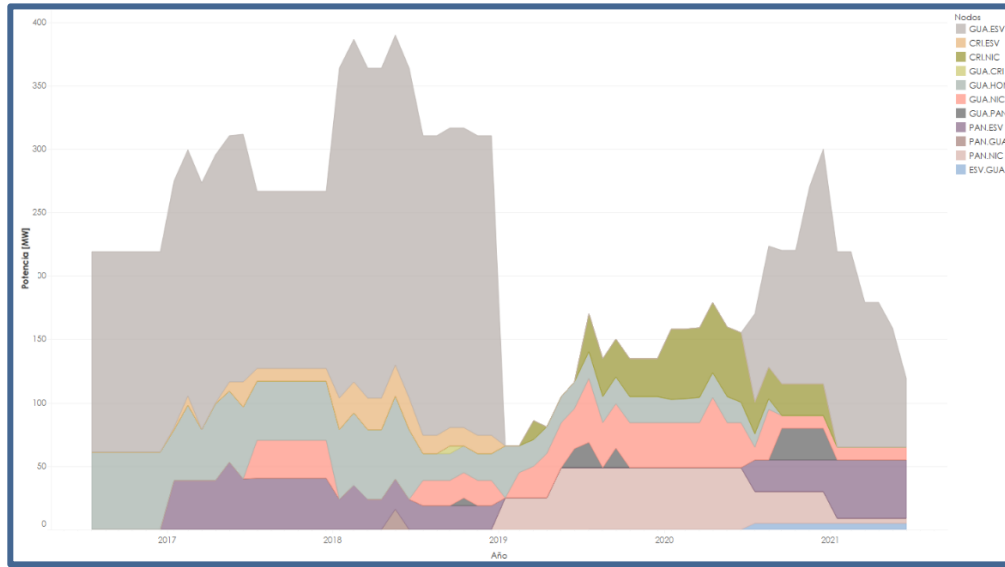


5.1.1.8. Subastas de Derechos de Transmisión y Derechos Firmes

De acuerdo al RMER, el Derecho de Transmisión es un documento que asigna a su Titular un derecho de uso o un derecho financiero sobre la Red Transmisión Regional por un determinado 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 que tiene el derecho pero no la obligación de inyectar potencia en un nodo de la Red de Transmisión Regional y a retirar potencia en otro nodo de la RTR.

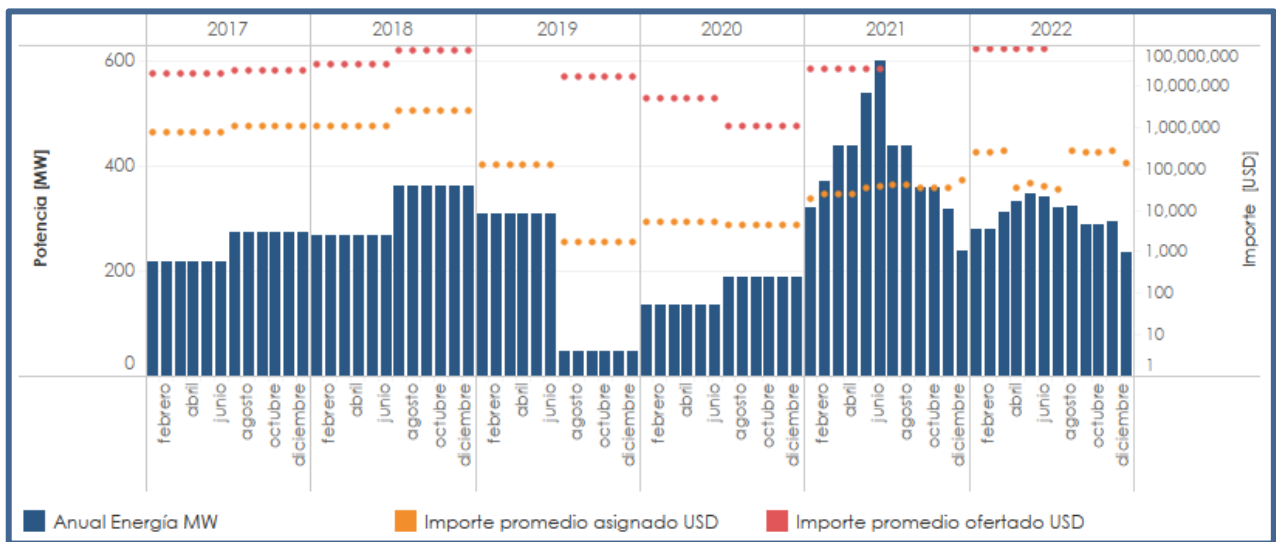
La siguiente gráfica muestra el total de energía firme asignada para CF_{MER} , y en su momento los CRPS por los países que inyectan y retiran potencia firme. La mayor participación en energía firme ocurría entre Guatemala y El Salvador según registros históricos hasta el 2019; no obstante, por las disposiciones regulatorias emitidas por la CRIE en la resolución CRIE-105-2018, se limitaron a 0 la cantidad de Derechos Firmes a asignar que se solicitaran con retiros en el área de control del Salvador o que utilizaran la capacidad de porteo de sur a norte en el área de control de Nicaragua. Por esta razón se observa que durante 2019 y 2020 se redujeron de forma importante la potencia asignada en Derechos de Transmisión. Sin embargo, por medio de la resolución CRIE-50-2020, se volvieron a habilitar los derechos de transmisión entre Guatemala y El Salvador, por lo que se aprecia que la participación en energía firme entre estos dos países aumentó en 2021.

Gráfica 80. Potencia de los Derechos de Transmisión y Derechos Firmes



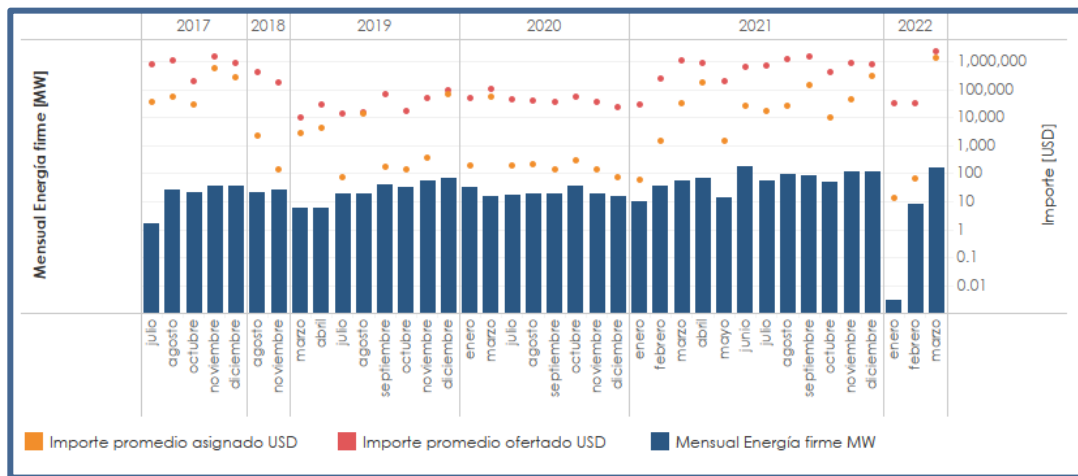
La asignación de la potencia firme responde a los resultados de las subastas de DT y DF de vigencia anual y mensual. Los resultados de la asignación se derivan de los mecanismos desarrollados según la normativa regional. A continuación, en la siguiente gráfica se presenta la Potencia firme asignada en el proceso de subastas de Derechos Firmes y Derechos de Transmisión anuales, el importe promedio ofertado por los Participantes del MER y el importe promedio asignado mediante el mecanismo de subasta. Debido a las diferencias entre los importes ofertados y los importes asignados, la escala para los importes fue ajustada a un orden logarítmico. Tomando en cuenta que a la fecha ya se realizaron las asignaciones de la subasta anual para 2022, se incluyen los resultados correspondientes.

Gráfica 81. Energía Firme asignada, importe medio ofertado e importe medio asignado en subasta de DT y DF de vigencia anual



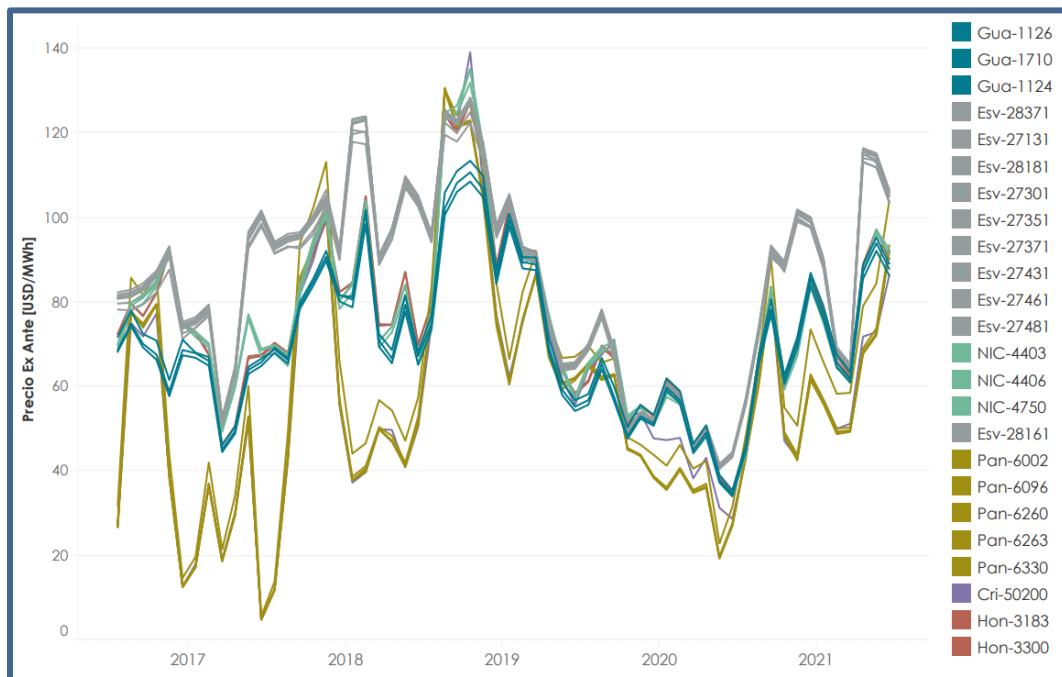
La siguiente gráfica muestra la energía firme asignada en el proceso de subastas de DT y DF mensuales (expresada en función de la potencia máxima asociada), el importe promedio ofertado por los Participantes y el importe promedio asignado mediante el mecanismo de subasta. Al igual que en la gráfica anterior, la escala para los importes fue ajustada a un orden logarítmico. Tomando en cuenta que a la fecha ya se realizaron las asignaciones de la subasta mensual para enero, febrero y marzo de 2022, se incluyen los resultados correspondientes.

Gráfica 82. 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. Estos precios se aumentaron durante 2021 respecto el 2020.

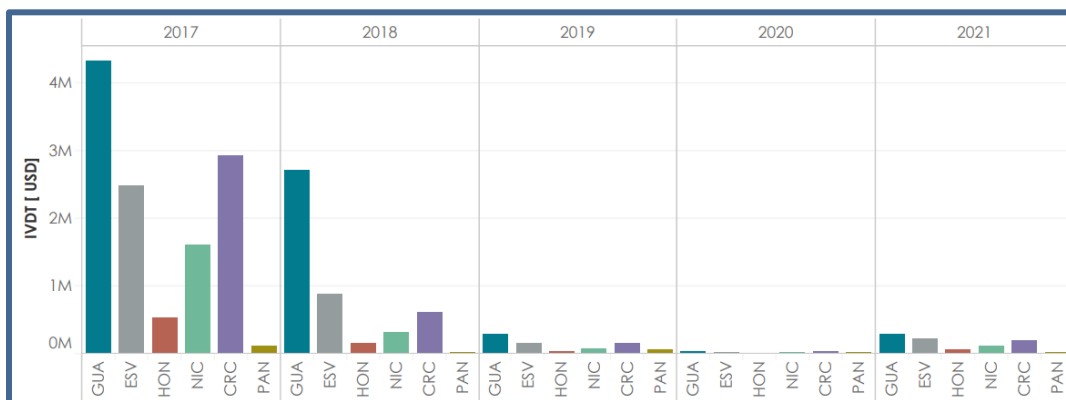
Gráfica 83. Comportamiento de los precios nodales utilizados para la asignación de energía firme



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

Los IVDT son aquellos montos que se recaudan por cada instalación de acuerdo a los resultados de la subasta de Derechos de Transmisión. Como resultado de las asignaciones de DT y DF existen montos totales por país que se recaudan en la subasta y se consolidan en la Cuenta General de Compensación; la gráfica siguiente presenta los resultados del período 2017 - 2021.

Gráfica 84. Ingresos por Ventas de Derechos de Transmisión por país miembro del MER.

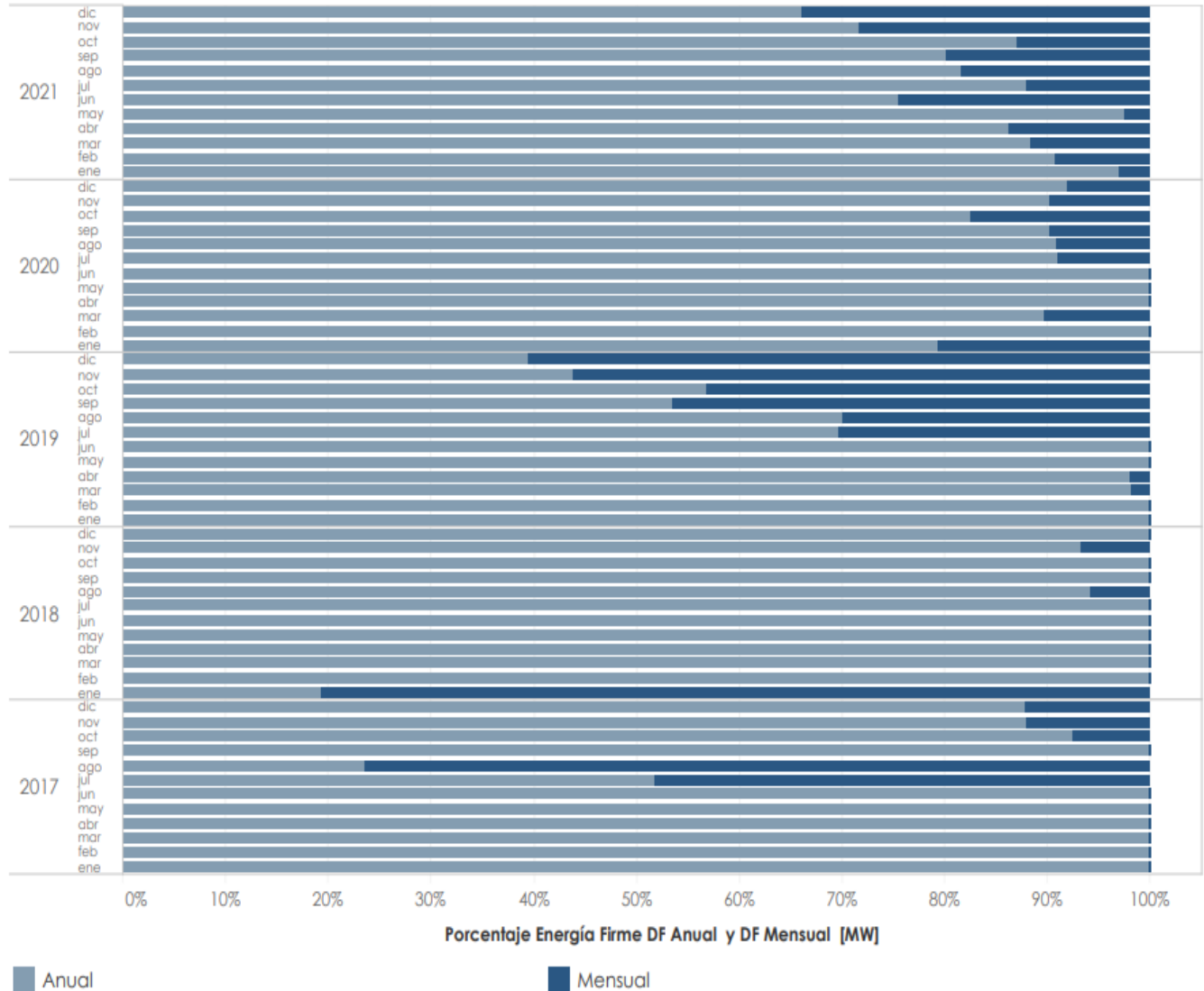


Se observa una reducción de estos ingresos asociada a la reducida cantidad que se tuvo de potencia asignada como se vio en secciones anteriores y por lo tanto los precios son menores al no haber suficientes condiciones de competencia.

5.1.1.10. Utilización de DT y DF asociados a energía inyectada desde Guatemala

La gráfica siguiente presenta la participación de Guatemala en DT y DF; puede apreciarse la energía firme asignada por tipo de subasta. Cabe resaltar la alta participación de la energía firme asignada en subastas de Derechos Firmes de vigencia anual sobre el total de la energía asignada históricamente.

Gráfica 85. Energía Firme por tipo de subasta de DT, asociada a la inyección de energía desde Guatemala



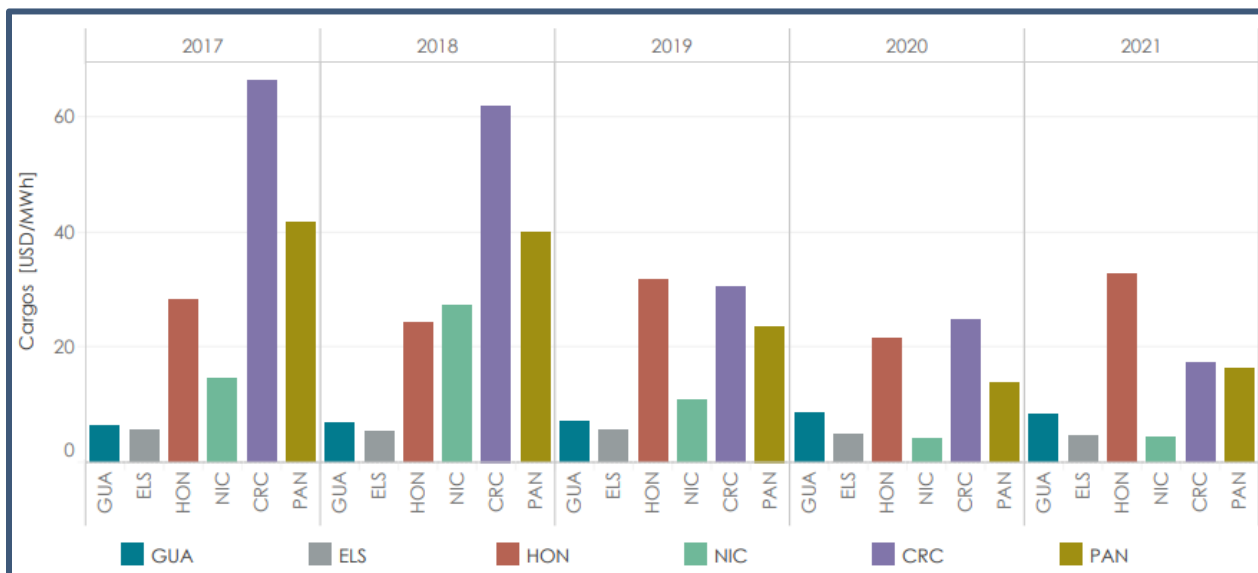
5.1.2. Cargo por regulación, operación y Cargo Complementario en el MER por MWh transado

Los cargos de operación y regulación son cargos pagados al EOR y a la CRIE respectivamente por los agentes del Mercado Eléctrico Regional para cumplir con las funciones establecidas en el Tratado Marco, Protocolos y Reglamentos. El cargo por operación es aprobado por la CRIE en función del presupuesto del EOR, el cual se financia a través de dicho cargo de operación, de las sanciones económicas, intereses de las gestiones comerciales, donaciones y transferencias de organismos públicos e internacionales, fondos o recursos asignados por leyes y reglamentos y bienes o derechos que adquiera a título oneroso o gratuito²⁴.

Por otra parte, el cargo por regulación es utilizado para financiar el presupuesto del regulador regional, mismo que se determina por dicha entidad en consulta con los reguladores nacionales²⁵.

Respecto al Cargo Complementario, según el RMER, es la parte de los Ingresos Autorizados Regionales que no se recolectan como peajes, cargos variables de transmisión o ingresos por venta de Derechos de Transmisión. En ese sentido, la siguiente gráfica presenta dichos cargos en función de la energía transada (compras y ventas) anualmente en el MER por País Miembro.

Gráfica 86. Cargos unitarios por regulación, operación y CC en el MER respecto a los 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 2021 fue Honduras debido principalmente a que durante el año en mención,

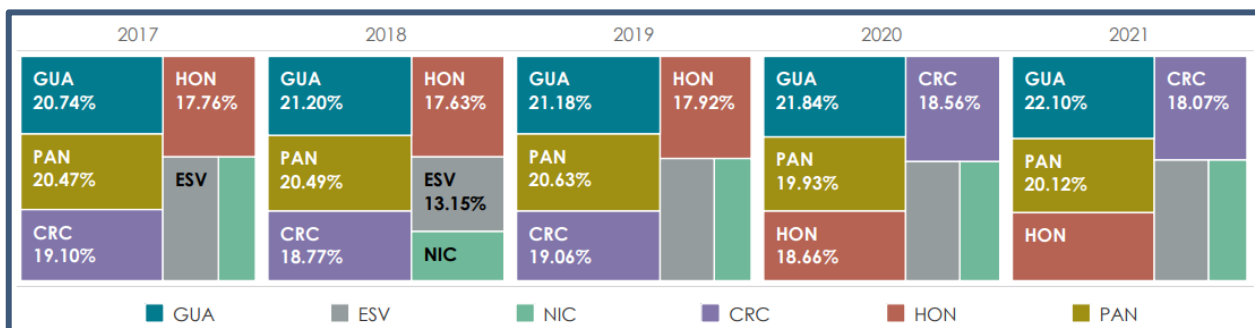
²⁴ Artículo 29 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central

²⁵ Artículos 52 al 65 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central

redujo sus transacciones en el MER. En tanto que el país miembro del MER con un valor unitario menor fue Nicaragua por tener una mayor participación en transacciones. En el caso de Guatemala, ha tenido una leve disminución 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 período analizado no ha superado los 10 US\$/MWh.

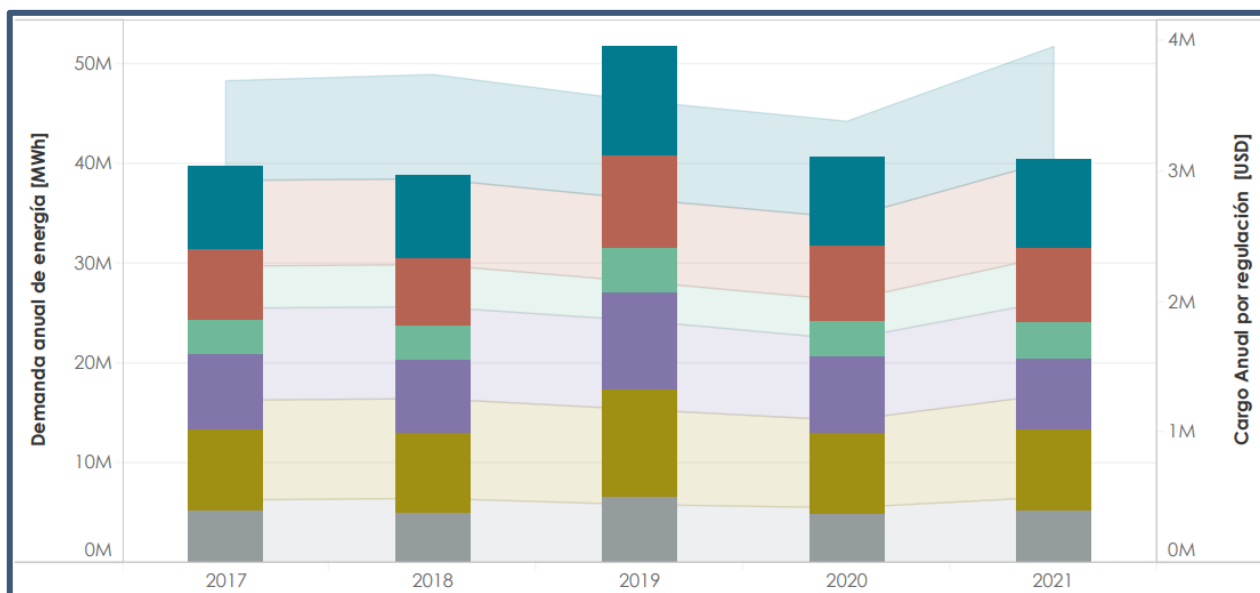
Los cargos de regulación, operación y Cargo Complementario del MER se distribuyen en proporción al consumo de energía en el sistema eléctrico de cada País Miembro del MER según los artículos 54 y 67 del Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central. En el caso de Guatemala, ha mantenido un consumo de demanda que representa aproximadamente el 20% de la demanda regional, es decir que le corresponde la quinta parte de los cargos regionales que se pagan en el MER. A continuación, se muestran la proporción de los consumos totales de energía por País Miembros del MER para el período 2017 al 2021.

Gráfica 87. Proporción por país miembro del MER

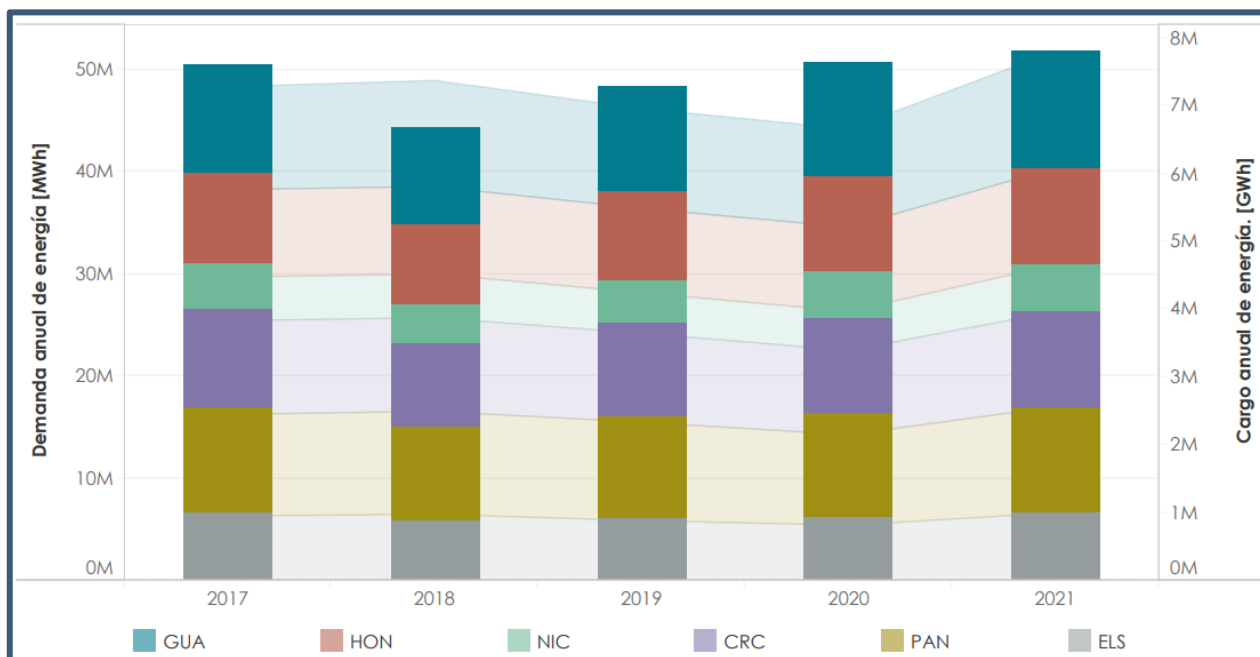


En referencia a la proporcionalidad mostrada en la gráfica precedente, se debe mencionar que los cargos por regulación y operación del MER asignados proporcionalmente al consumo de energía por País Miembro, pueden variar por año debido al monto autorizado en el presupuesto anual de cada una de las dos 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 88. Evolución del cargo anual por regulación y su relación con el consumo anual por país miembro del MER



Gráfica 89. 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

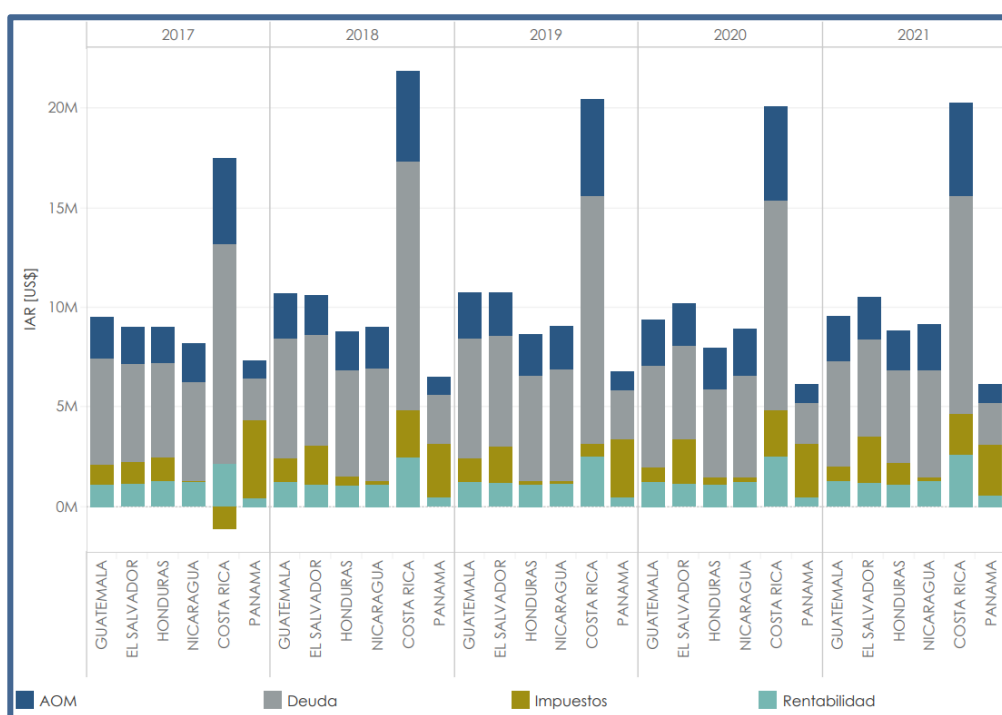
El servicio de Transmisión Regional es la actividad de transmitir energía eléctrica por medio de la RTR y de los sistemas de transmisión nacional, permitiendo los intercambios regionales de energía donde el EOR coordina el Servicio de Transmisión Regional. Según lo define el artículo 11 del tratado marco, 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 90. Componentes del Ingreso Autorizado Regional por el SIEPAC

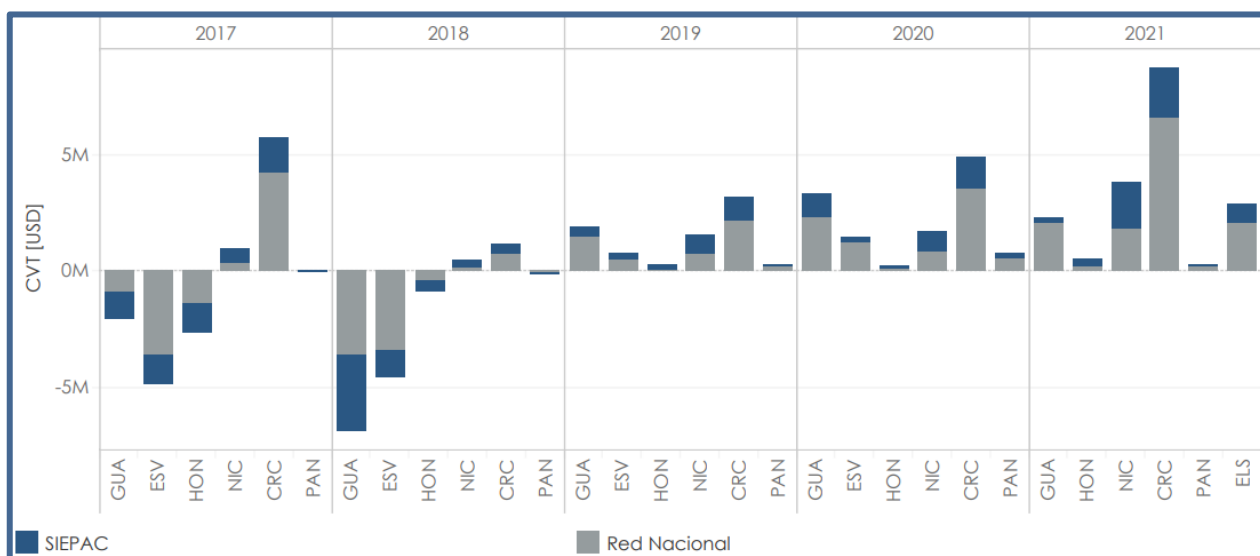


5.1.3.2. Cargos Variables de Transmisión –CVT–

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



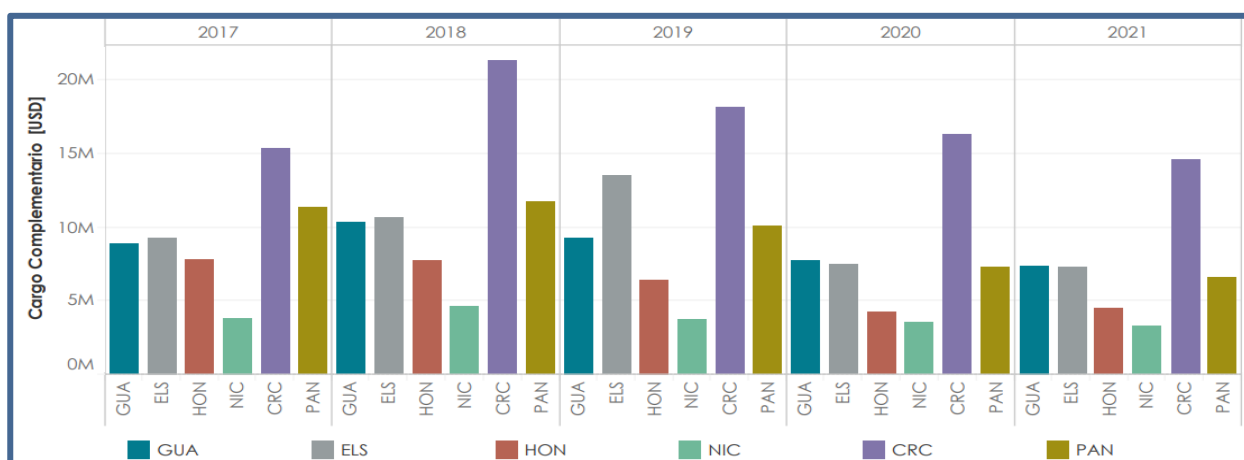
En los años 2017 y 2018, Guatemala ha generado cargos variables de transmisión en un aproximado de USD 2.01 millones y USD 6.87 millones respectivamente; mientras que para los años 2019, 2020 y 2021 Guatemala ha generado abonos, siendo el año 2020 el que mayor valor generó de aproximadamente USD 3.34 millones.

5.1.3.3. Peaje y Cargo Complementario

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

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

Gráfica 92. Pago asignado por país miembro del MER en concepto de Cargo Complementario

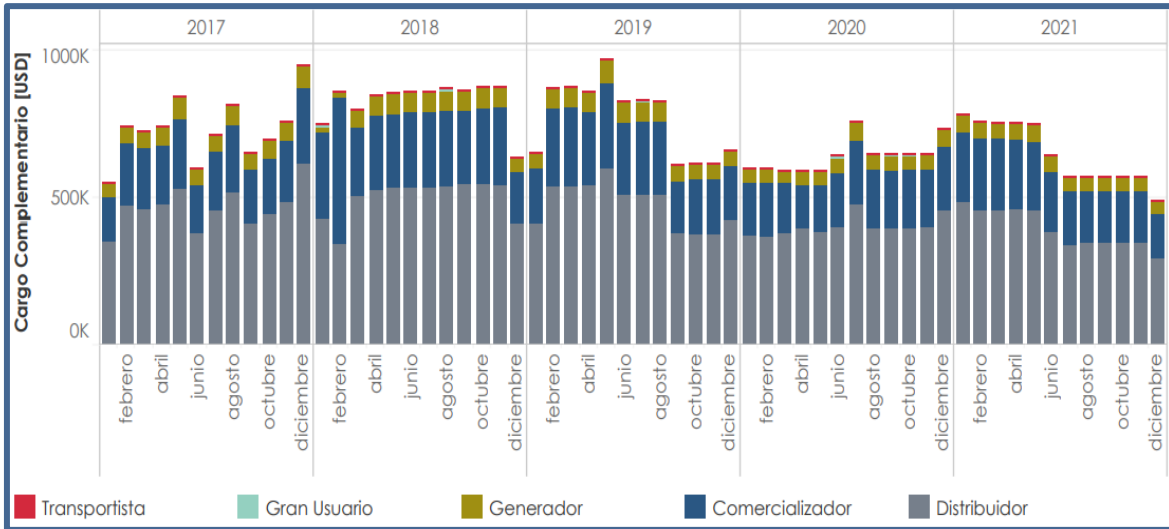


El país miembro del MER con más asignaciones en concepto de Cargos Complementarios es **Costa Rica con USD14.56 millones** para el año 2021; asimismo, el país miembro del MER con menos asignaciones es **Nicaragua con un cargo de USD 3.30 millones**. Para el 2021, **Guatemala** tuvo una disminución en las asignaciones en concepto de Cargo Complementario respecto al año 2020, con un cargo total de **US\$7.33 millones**.



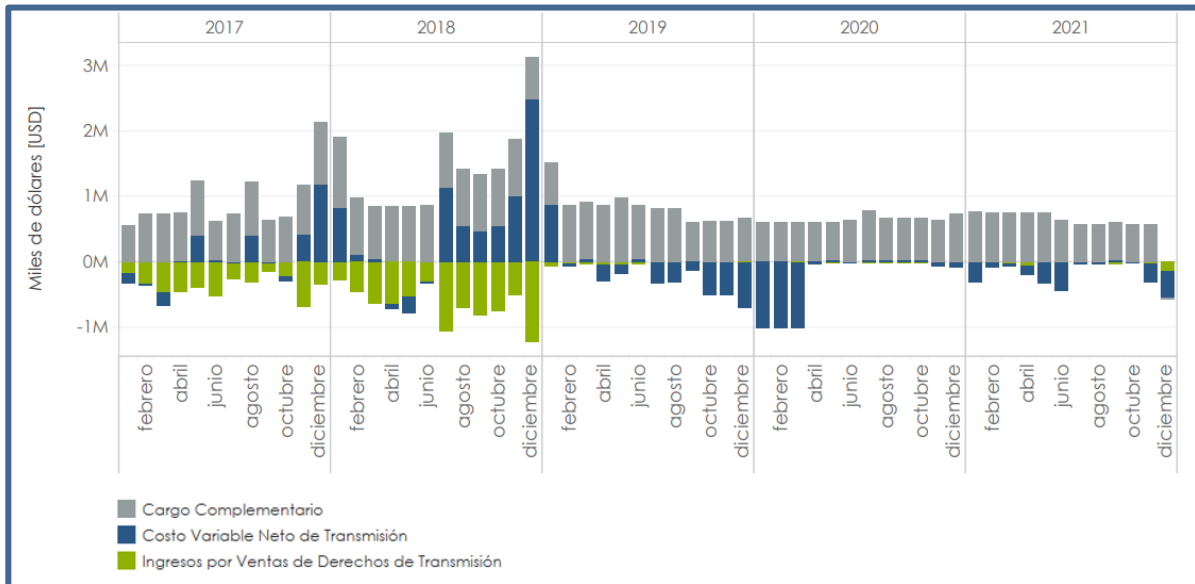
Respecto al cargo asignado a los Participantes del Mercado Mayorista de Guatemala, la siguiente gráfica muestra el monto que estos pagaron por el concepto de Cargo Complementario durante el período de análisis.

Gráfica 93. Pago asignado por tipo de Participante del MM de Guatemala, en concepto de Cargo Complementario



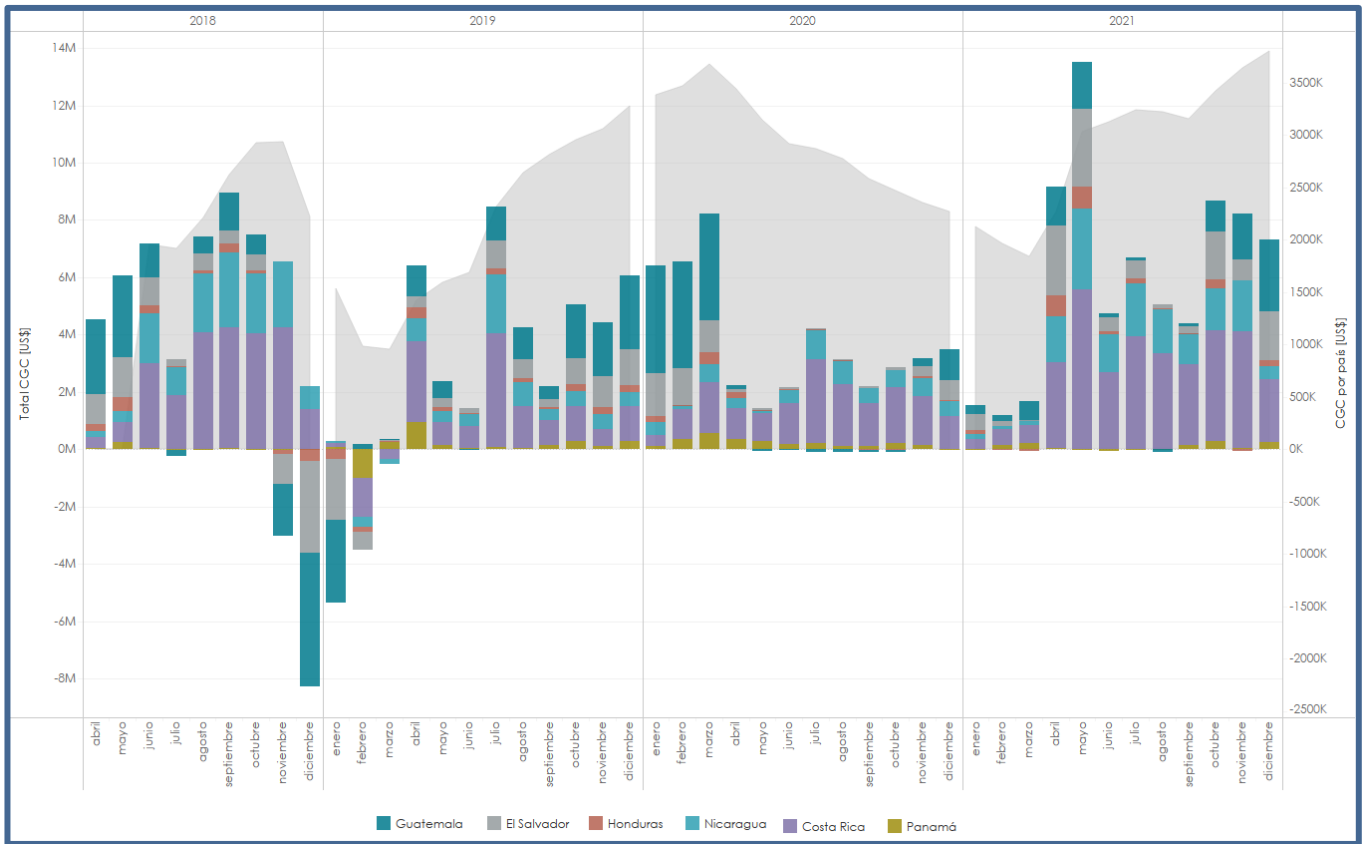
Respecto a los cargos y abonos de transmisión regional que fueron asignados a los Participantes del Mercado Mayorista de Guatemala, se detalla a continuación la suma mensual por tipo de cargo.

Gráfica 94. 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. En ese sentido, en la siguiente gráfica se puede observar el comportamiento de dicha cuenta; 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 95. Cargos y abonos de cada país a la Cuenta General de Compensación en concepto de CVT e IVDT



5.1.3.4. Renta de Congestión -RENTAC-

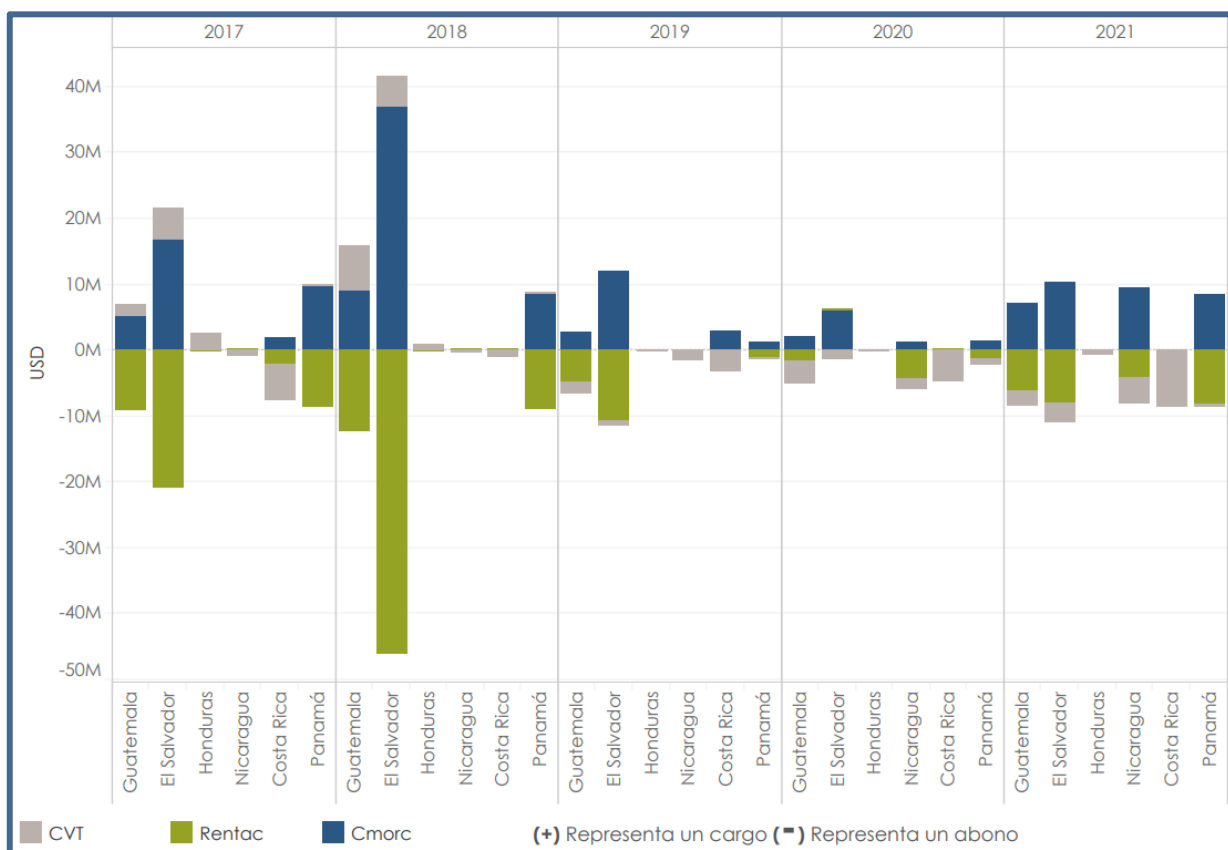
La Renta de Congestión, hasta octubre 2020, se definía como la diferencia entre el producto del Precio Nodal por la potencia de Retiro del Derecho de Transmisión menos el producto del Precio Nodal por la Potencia de Inyección del Derecho de Transmisión. A partir de noviembre 2020, existe una modificación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

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

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

En la siguiente gráfica se muestra los montos totales de RENTAC, CMORC, y CVT por país miembro del MER; se observa que los cargos y abonos de Nicaragua y Panamá han aumentado con relación a años anteriores; asimismo, se observa que Costa Rica solo generó abonos y que Honduras es el país que menos genera dichos cargos y abonos.

Gráfica 96. Cargos y abonos a los Participantes del MM de Guatemala, en concepto de los cargos regionales de transmisión del MER



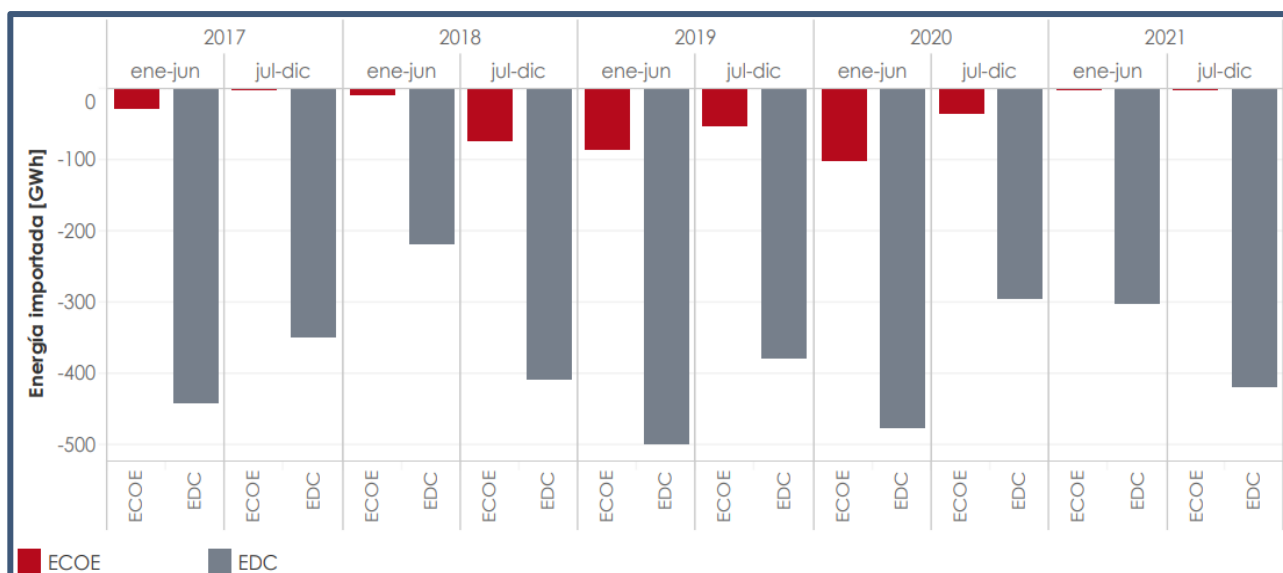
5.2. Interconexión Guatemala – México

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 2017 - 2021.

Gráfica 97. Importación de energía por Contratos Firmes desde la Interconexión Guatemala-México



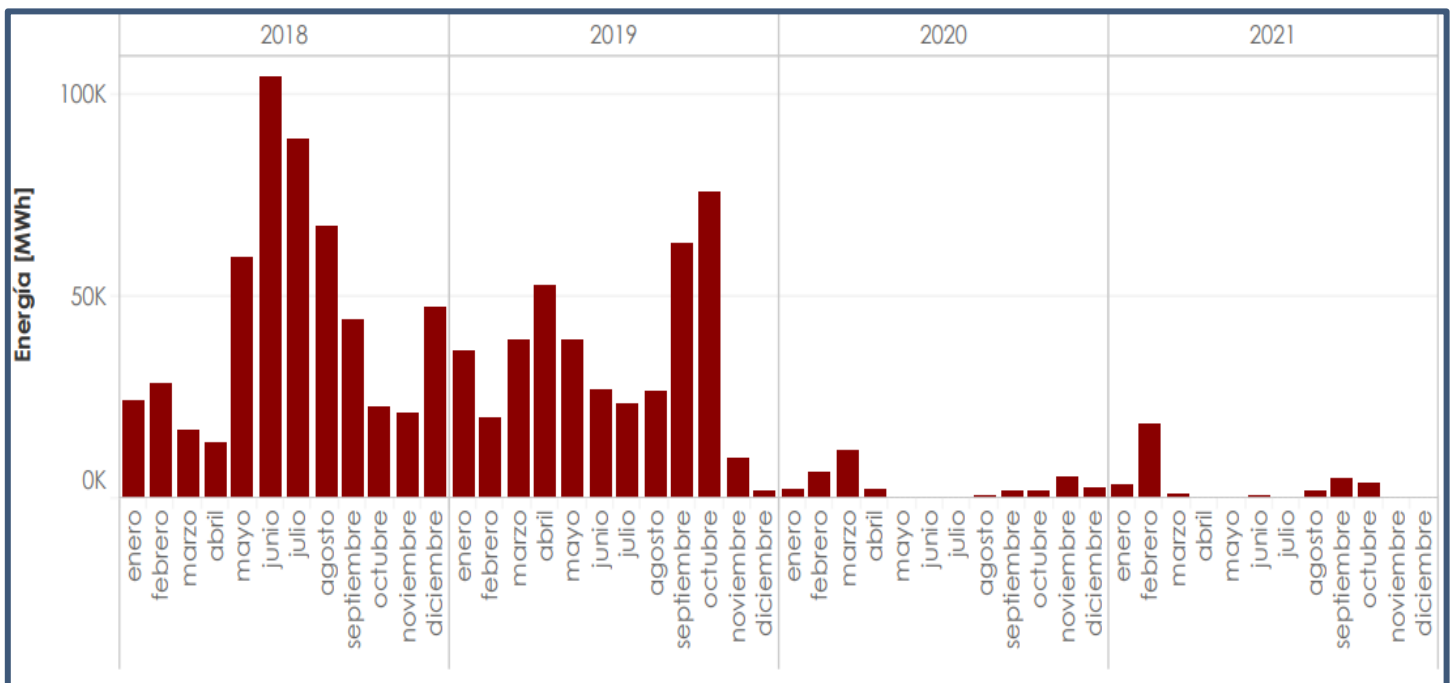
En la gráfica anterior se aprecia que a partir del primer semestre de 2021 las importaciones del INDE se han reducido a cero debido a que se finalizó el Contrato asociado a dicha transacción.

5.2.2.Compras y Ventas de energía de oportunidad

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

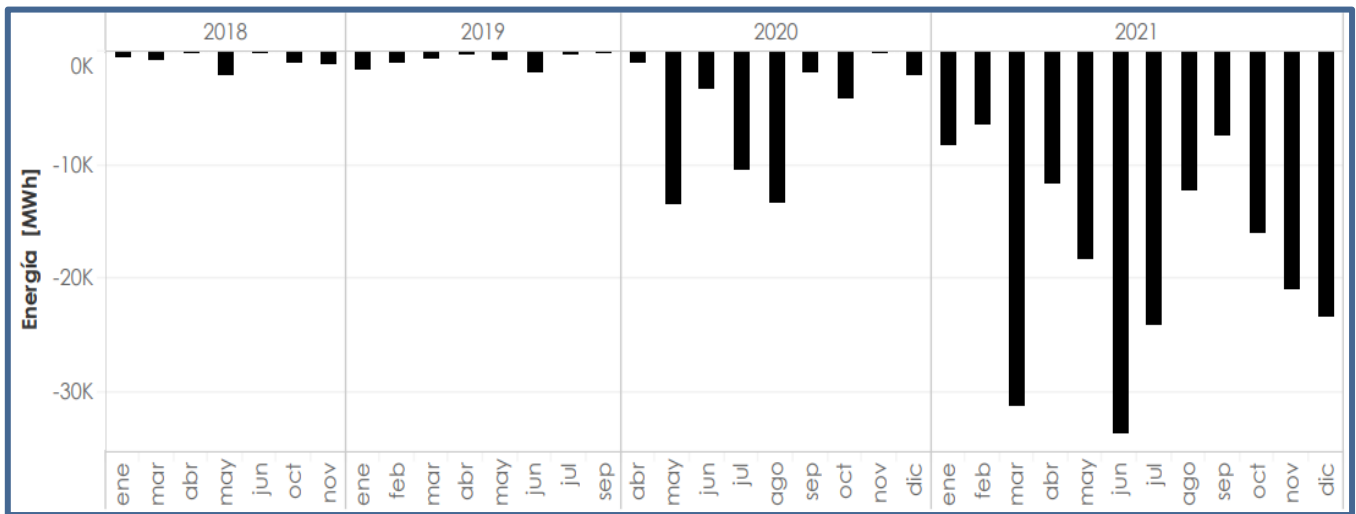
La siguiente gráfica presenta el total de energía exportada en el mercado de oportunidad hacia México, en la cual muestra una significativa reducción de las transacciones de oportunidad a partir de 2020; esto debido a las decisiones operativas tomadas por las entidades mexicanas. No obstante, se observa un incremento durante febrero de 2021, el cual coincide con el período en el que México tuvo problemas en el suministro de Gas Natural proveniente de Estados Unidos debido a las bajas temperaturas en Texas.

Gráfica 98. Exportación de energía de oportunidad mediante la Interconexión Guatemala – México



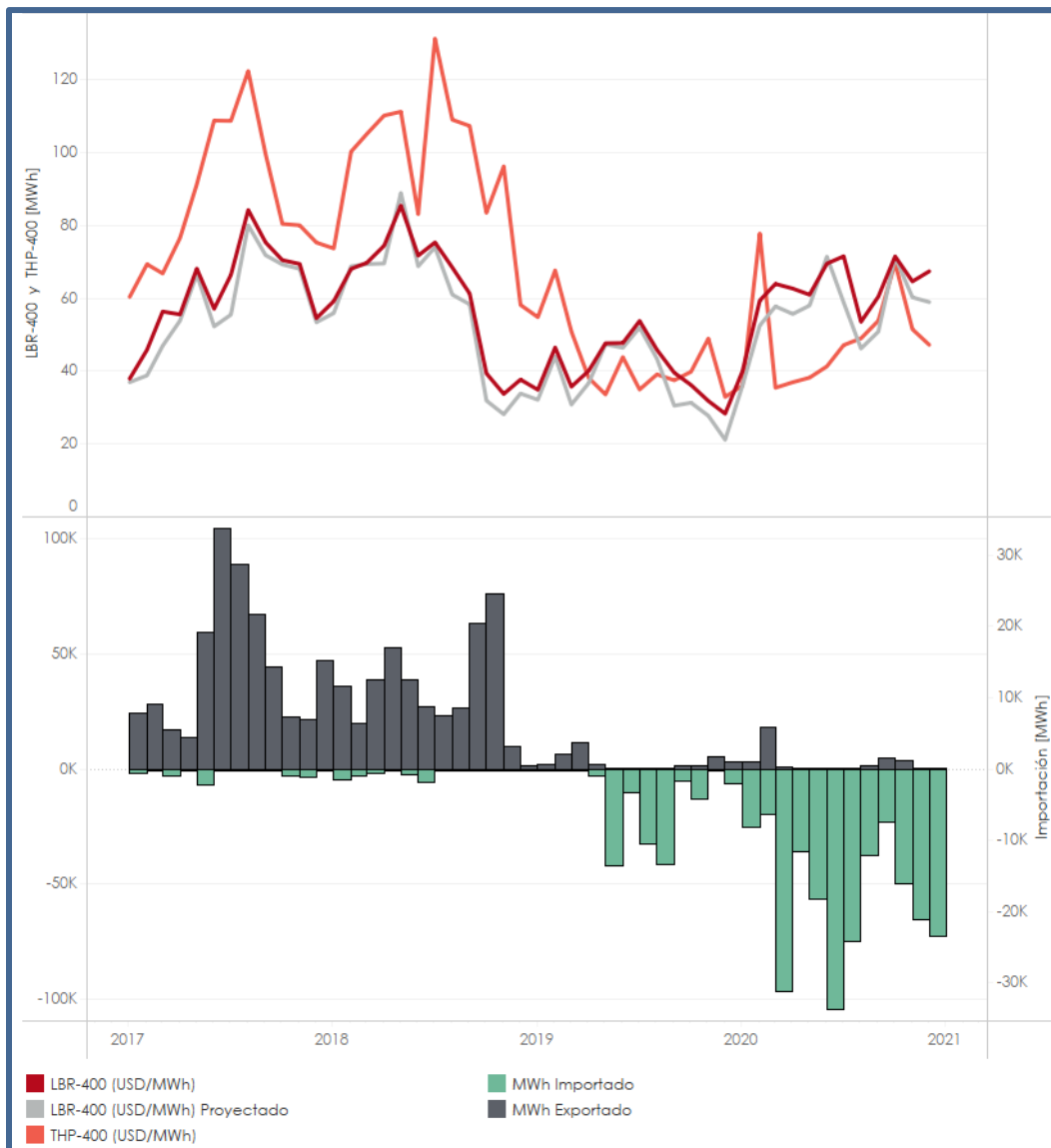
Por otra parte, desde 2017 se registraron las primeras ofertas de Importación de oportunidad de energía desde México hacia Guatemala, siendo el 2021 el año con mayor importación en esta modalidad del período de análisis. A continuación, se puede apreciar los meses en los que se llevaron a cabo transacciones de importación de oportunidad de energía así como el crecimiento en el volumen de dichas transacciones, alcanzando un máximo de 33,649 MWh de importación de oportunidad en junio del 2021.

Gráfica 99. 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. Como se aprecia en la gráfica, los últimos años se han reducido considerablemente las transacciones de exportación a México; en caso contrario, las transacciones de importación han sido las mayores obtenidas en los años de análisis. Respecto a los precios en los nodos THP-400 y LBR-400, puede observarse que, el nodo de THP-400 en febrero de 2021 alcanzó un valor de 77.8 USD/MWh, siendo el máximo de los últimos dos años, asimismo durante 2021 se observó una tendencia al alza de los precios en el nodo LBR-400, respecto al año 2020.

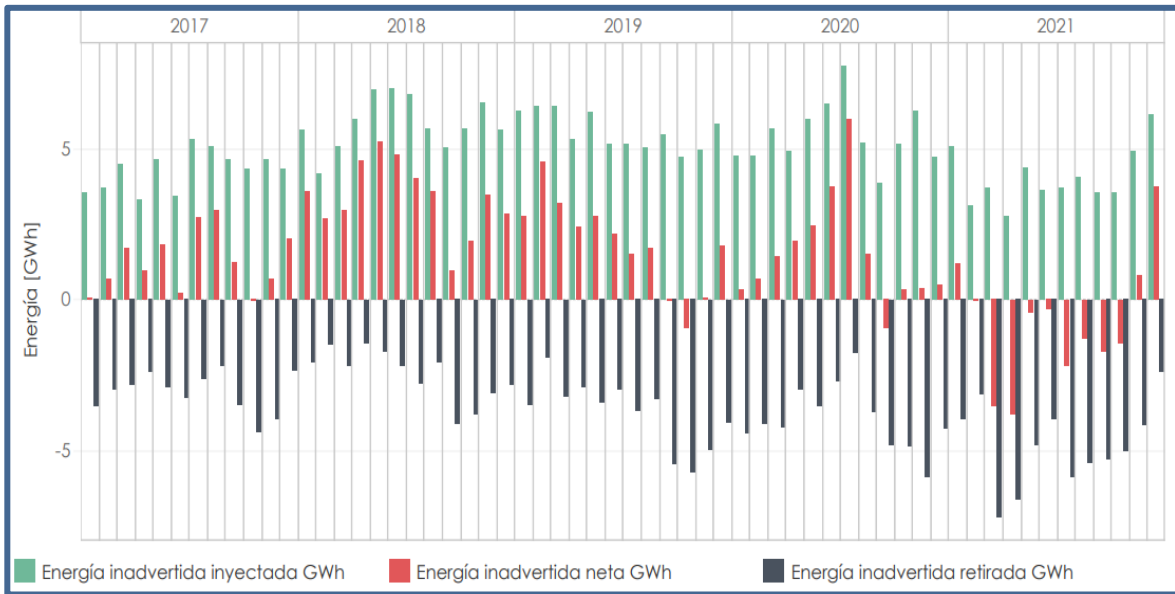
Gráfica 100. Comparación de los precios nodales en los Brillantes y Tapachula, incluyendo las transacciones de energía de oportunidad



5.2.3. Energía inadvertida

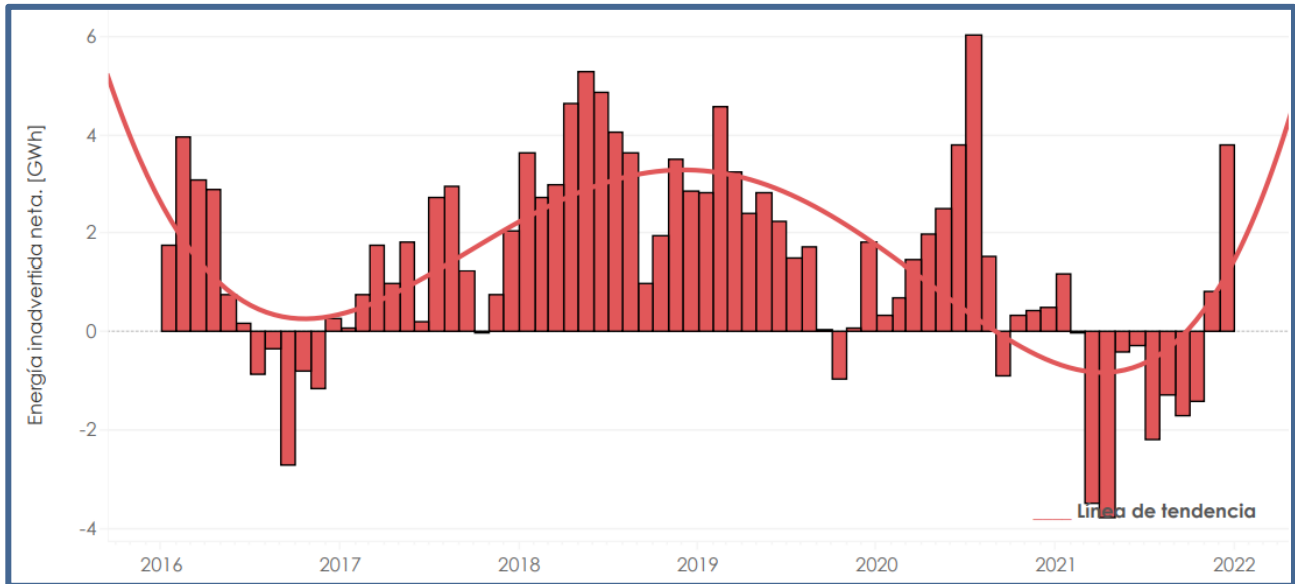
Esta energía es el resultado de la diferencia entre los registros de medición y el intercambio neto programado. La coordinación operativa entre los Operadores de Mercado y Sistema de cada país prevé mantener el menor valor posible de energía inadvertida respetando los criterios de calidad, seguridad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

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



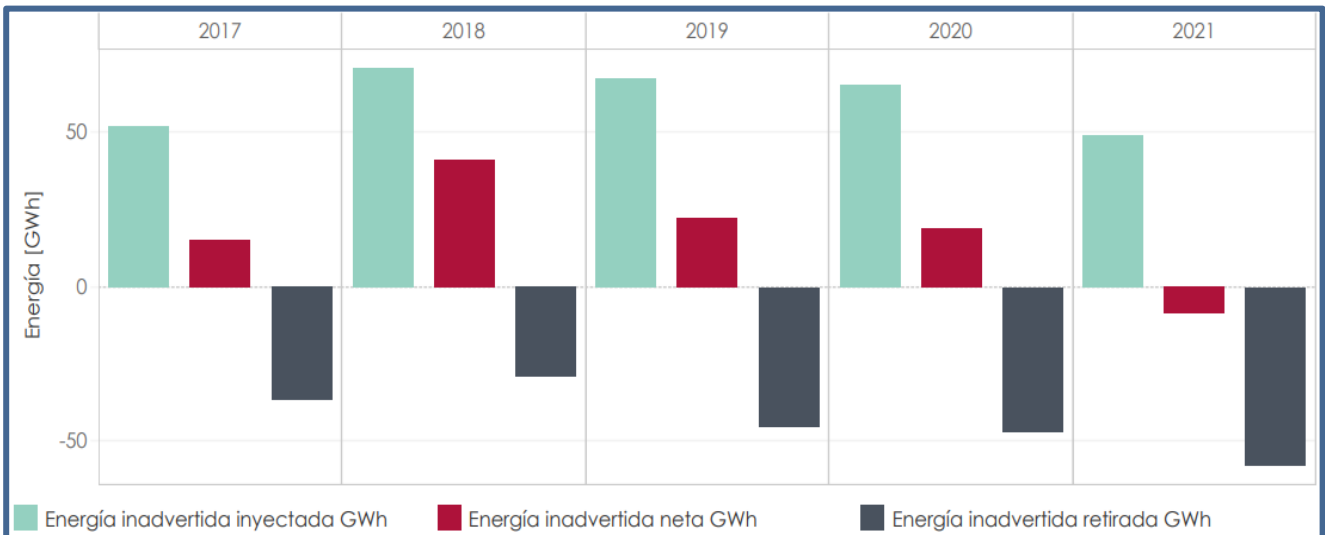
La diferencia entre la energía inadvertida retirada e inyectada en cada mes, en la mayoría de los casos tiene un resultado neto negativo. En el 2021 se registraron los valores más altos de retiro de energía inadvertida, siendo abril el mes en que se registró el máximo.

Gráfica 102. Energía inadvertida neta mensual en la Interconexión Guatemala – México



La siguiente gráfica permite visualizar la energía inadvertida neta registrada durante el período del 2017 a 2021. En este período, puede observarse que hasta el 2020 la energía inadvertida neta había sido positiva; sin embargo, para el 2021 esta es negativa, teniendo un valor de -8.8 GWh.

Gráfica 103. Energía inadvertida anual en la Interconexión Guatemala – México

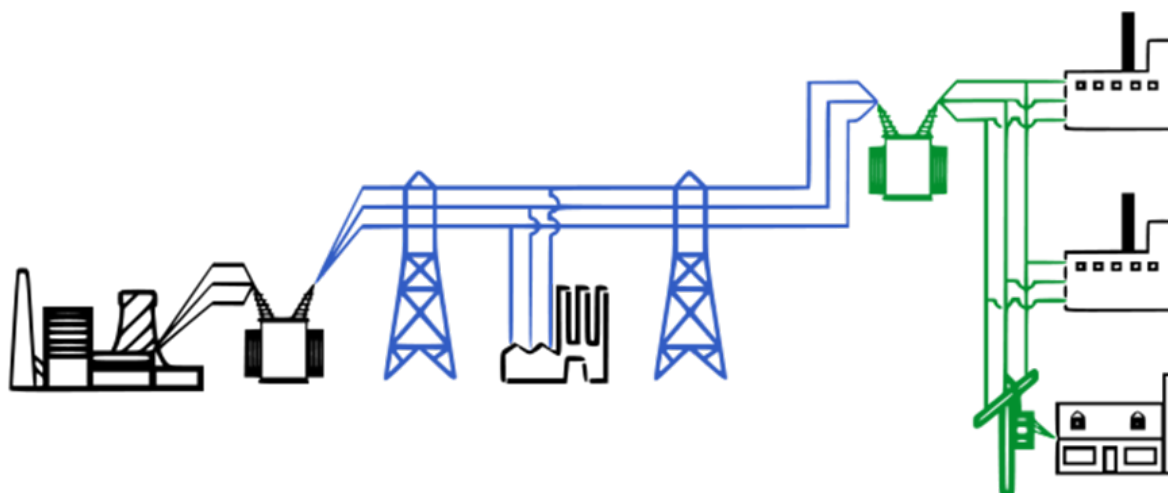
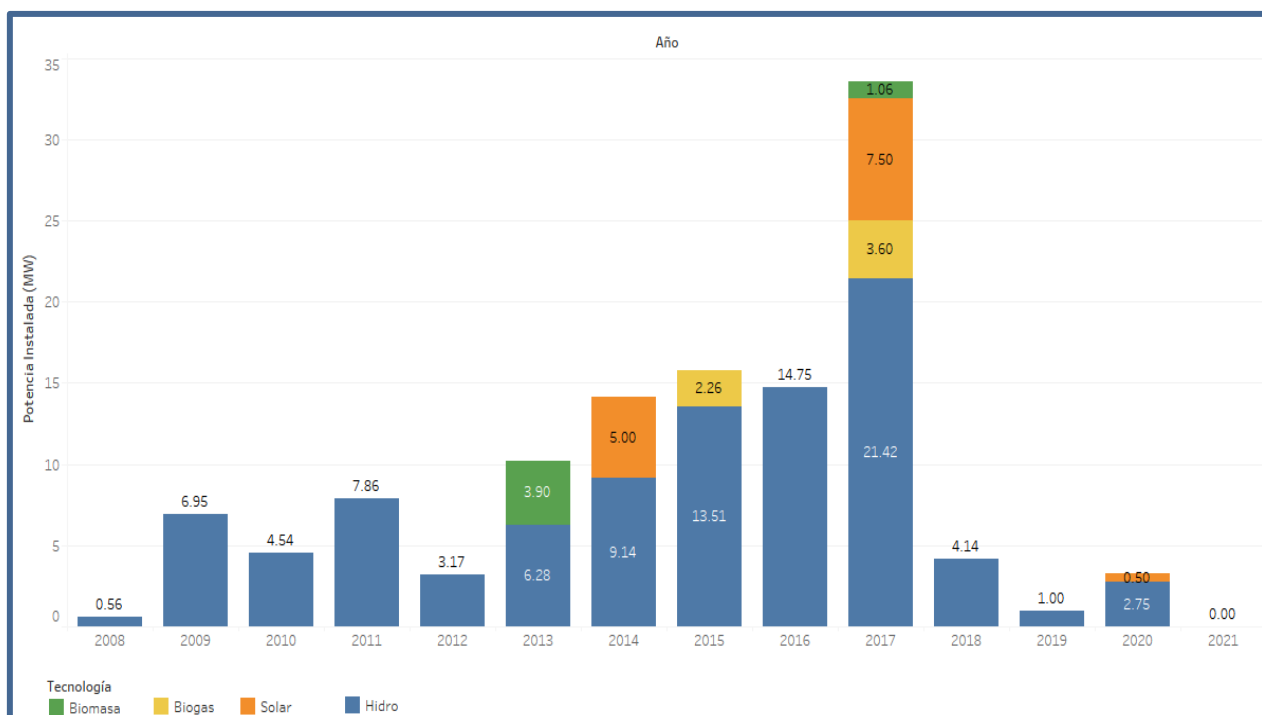


6. Generación Distribuida Renovable

6.1. Capacidad Instalada

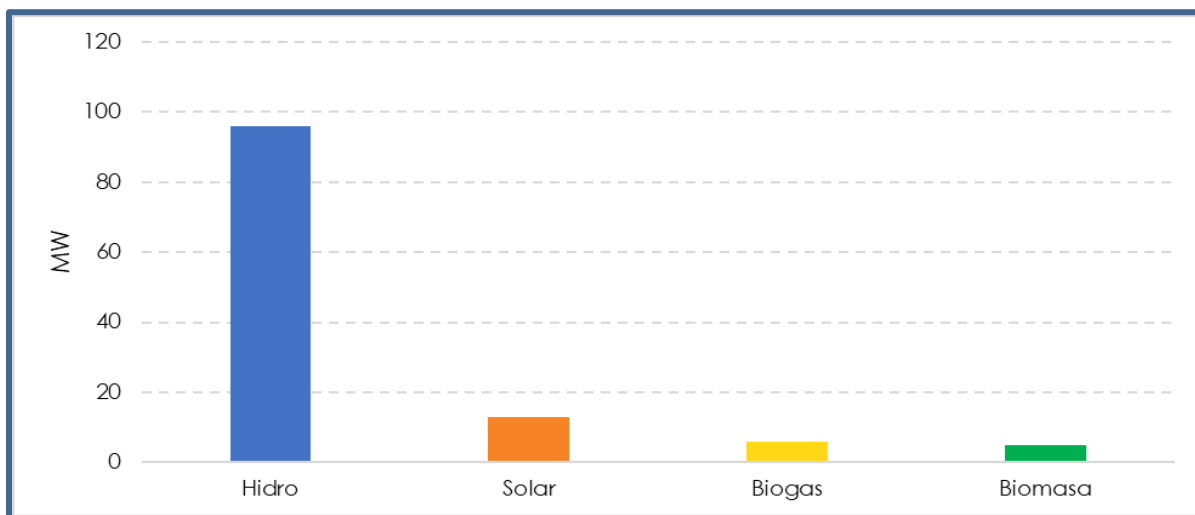
Desde la entrada en vigencia de la Norma Técnica de Generación Distribuida Renovable y Usuarios Autoprodutores con Excedentes de Energía, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica ha autorizado la conexión de 90 proyectos de Generación Distribuida Renovable al Sistema Nacional Interconectado a través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

Gráfica 104. Potencia instalada de los GDR's por Año



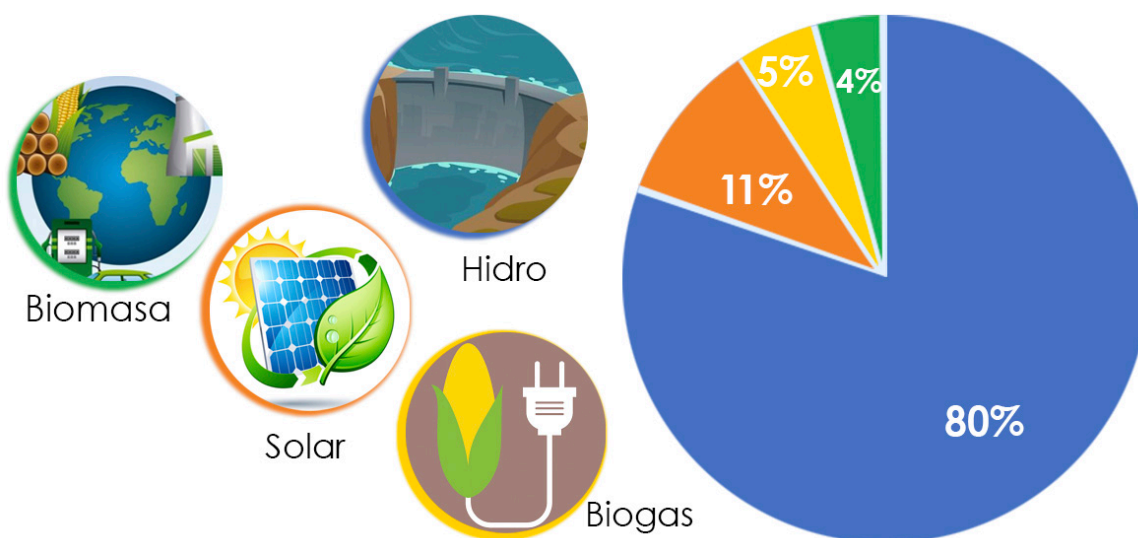
Como se observa, durante el año 2021 no entraron en operación nuevos proyectos de Generación Distribuida Renovable. Actualmente, existen 4 tecnologías de Generación Distribuida Renovable conectadas al SNI: hidroeléctricas, fotovoltaicas, biogás y biomasa; estas se distribuyen de la siguiente manera:

Gráfica 105. Potencia instalada de los GDR's por tecnología



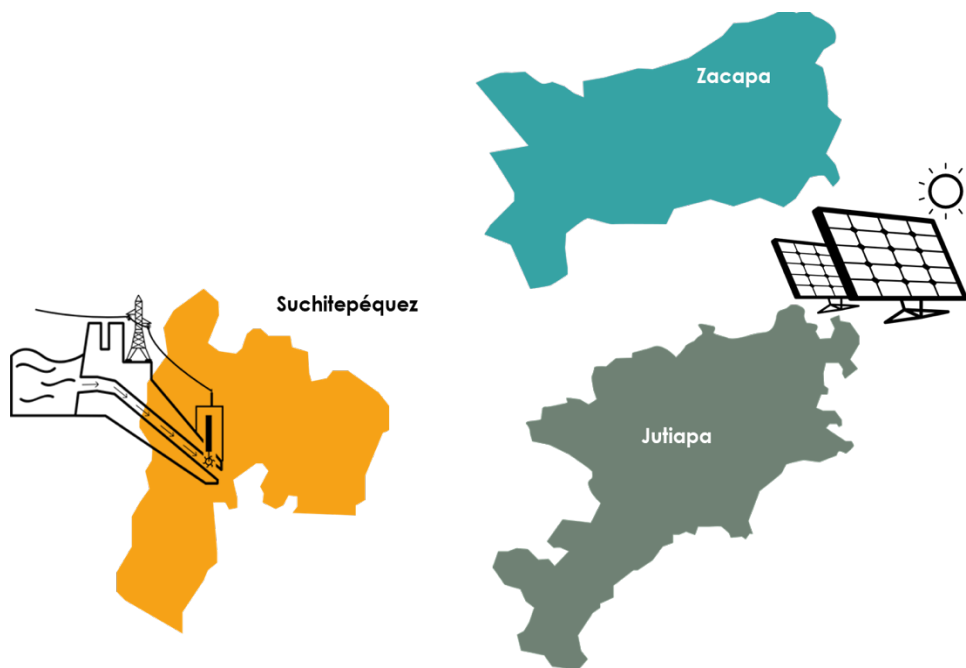
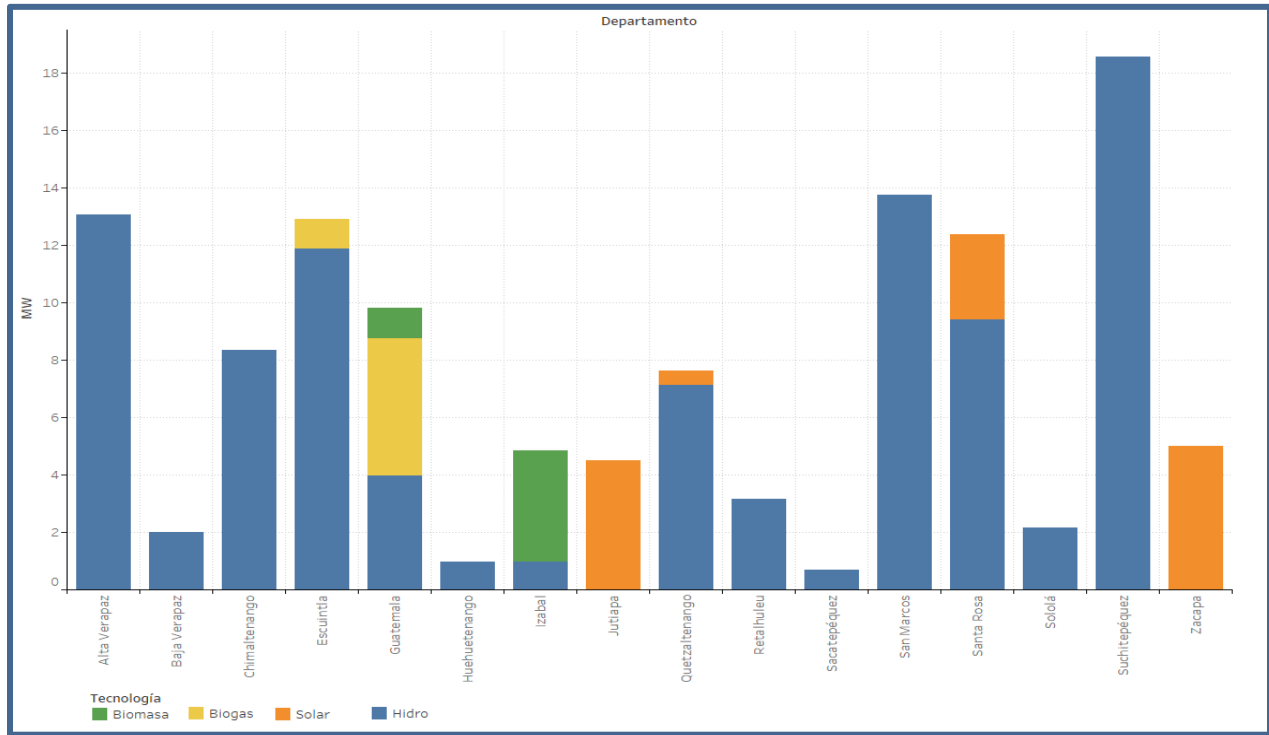
Se puede observar que la mayor parte de la capacidad instalada de los Generadores Distribuidos Renovables está conformada por hidroeléctricas, siendo así el 80% de la capacidad instalada del parque generador:

Gráfica 106. Porcentaje de participación por tecnología de los GDR's



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

Gráfica 107. Potencia instalada por Departamento en kW



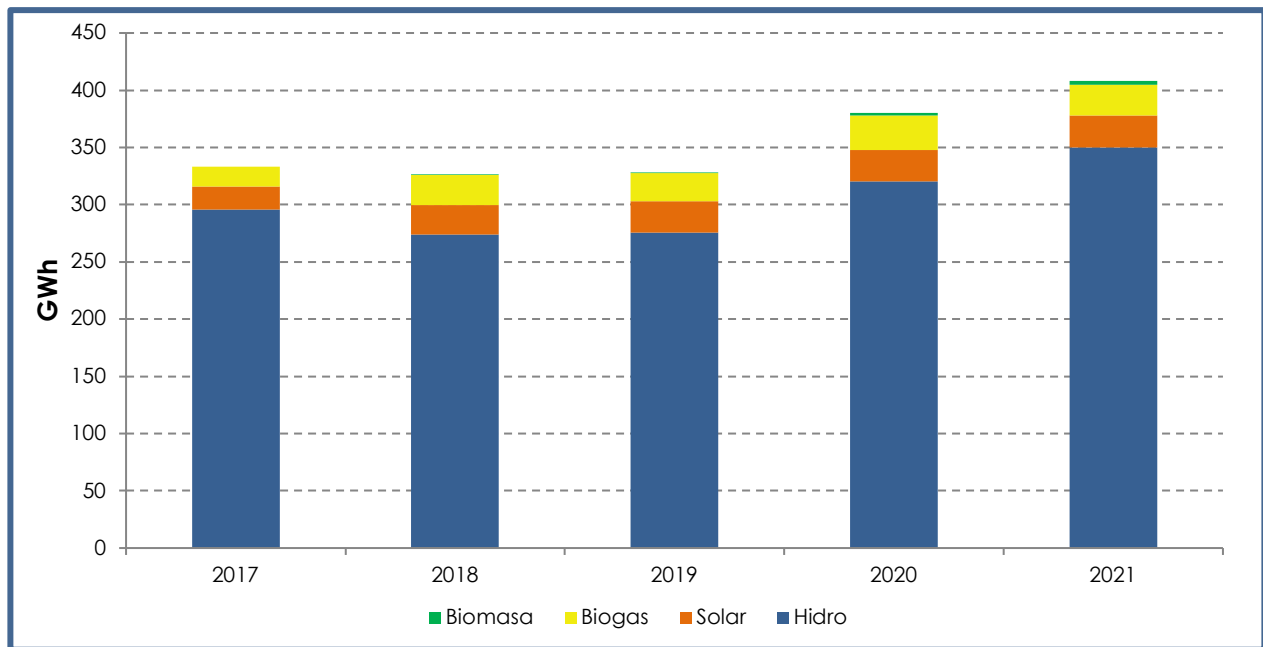
6.2. Energía Generada por la Generación Distribuida

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 que el año 2021 fue en el que ha habido mayor participación de plantas de Generación Distribuida Renovable

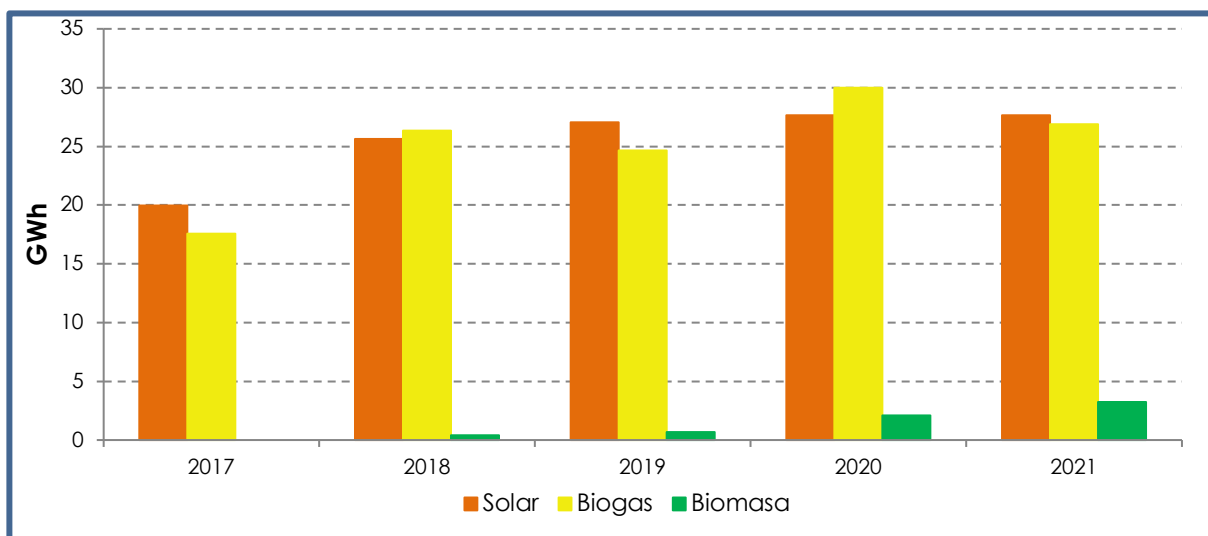


Gráfica 108. Energía anual generada por GDR's GWh



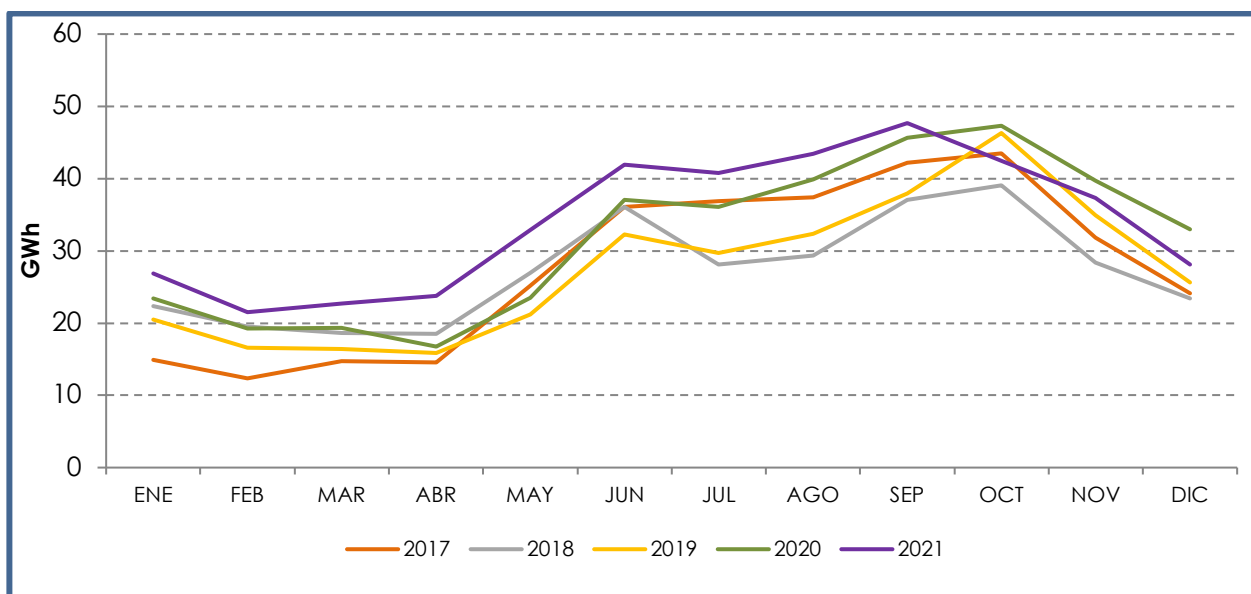
Adicionalmente, en cuanto a las otras tecnologías de generación, la energía generada por centrales fotovoltaicas y de biogás se ha mantenido dentro de los mismos niveles en los últimos cuatro años. Para el caso de la Biomasa, se puede apreciar un crecimiento con respecto al 2020.

Gráfica 109. 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. Adicionalmente, se puede observar que, durante el mes de septiembre de 2021, se registró el máximo histórico de energía generada por plantas de Generación Distribuida Renovable.

Gráfica 110. Energía mensual generada por GDR [GWh]



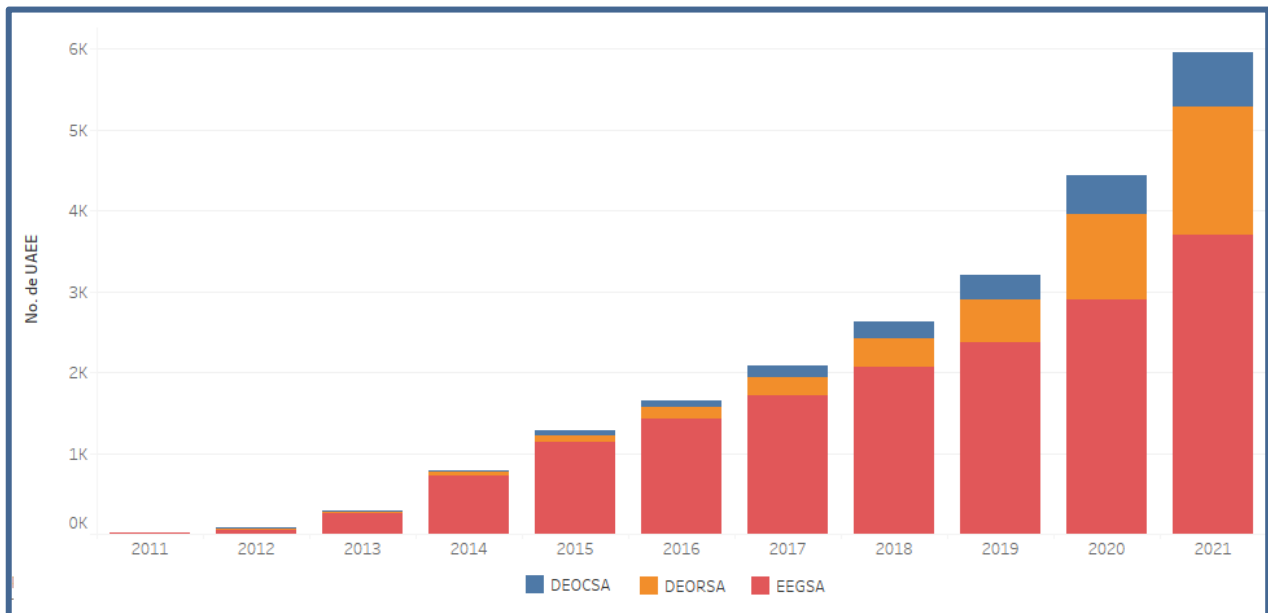
7. Usuarios Autoprodutores con Excedentes de Energía

7.1. Evolución del número de UAEE

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

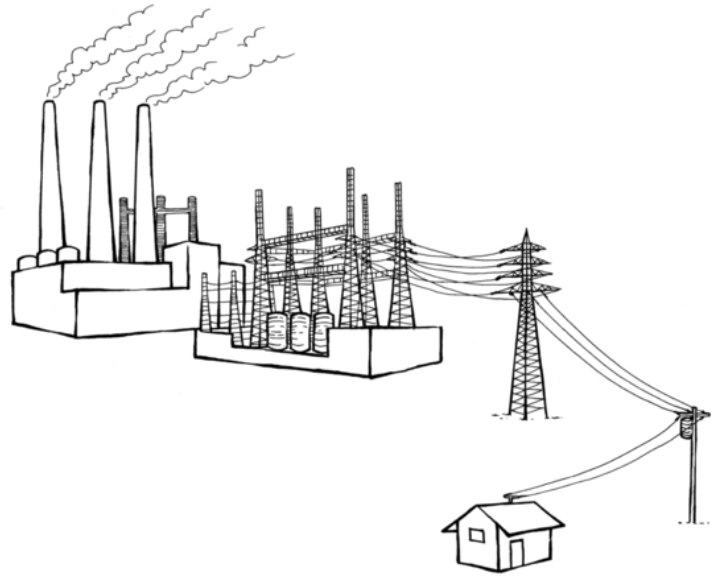


Gráfica 111. Evolución del número de UAEE por Distribuidora

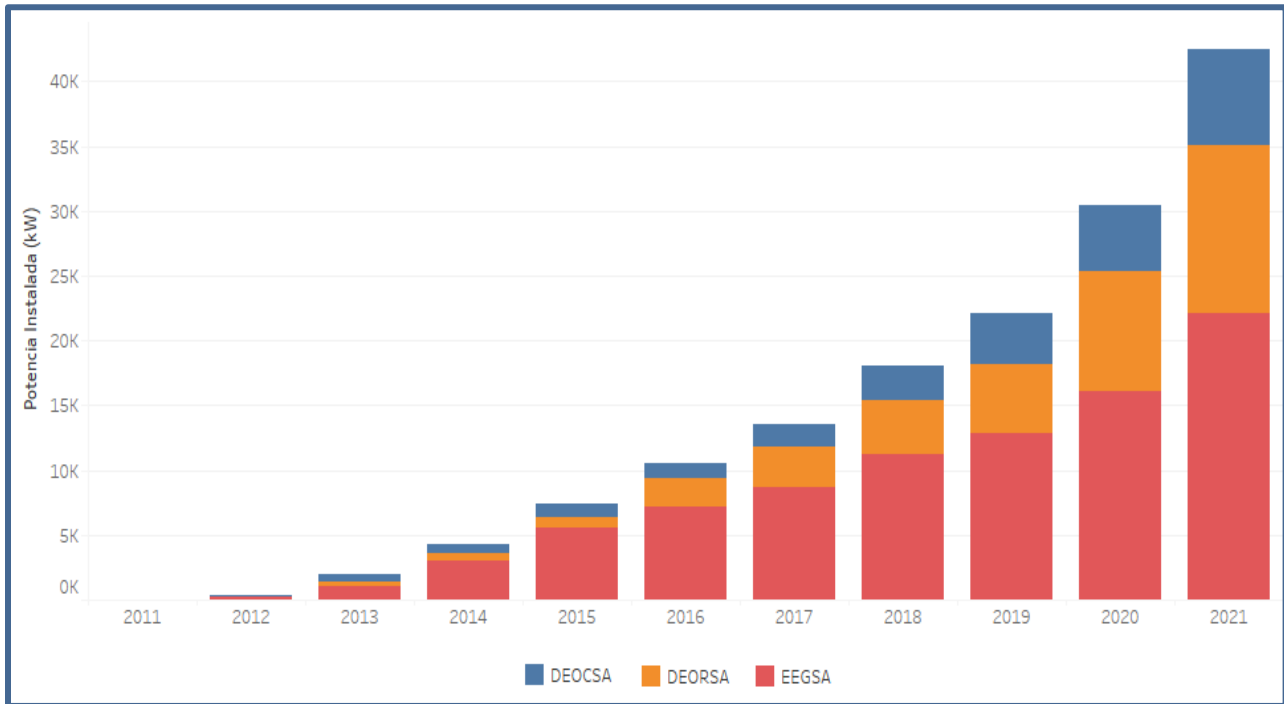


7.2. Evolución de la capacidad instalada UAEE

En los últimos cinco años se observa un crecimiento significativo de la cantidad de UAEE que han sido conectados a la red de distribución, siendo EEGSA la que posee la mayor cantidad. Asimismo, se puede apreciar que ha habido un crecimiento sustancial en la potencia instalada de UAEE en las áreas cubiertas por DEOCSA y DEORSA.

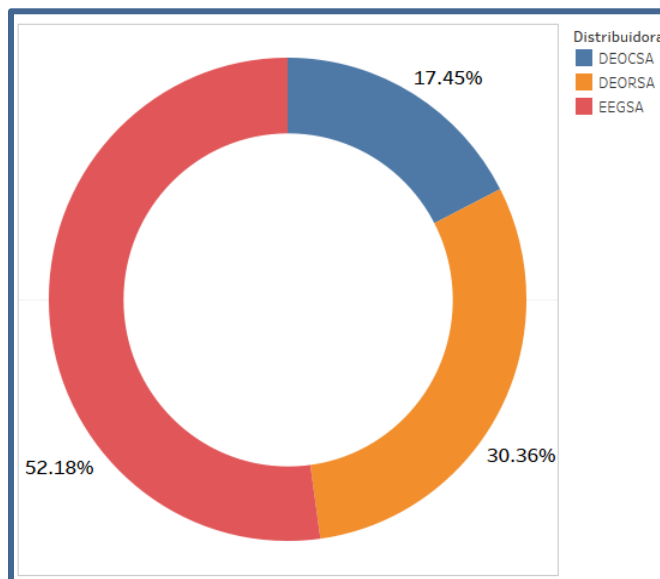


Gráfica 112. Evolución de la capacidad instalada de UAEE por Distribuidora



Como se observa, la mayoría de los UAEE están conectados a la red de distribución de EEGSA, representando el 52.18% de la potencia instalada; sin embargo, en comparación con 2020, este porcentaje se ha reducido 13.25%, lo que significa que la potencia instalada en las áreas cubiertas por DEOCSA y DEORSA creció en mayor proporción el último año que EEGSA:

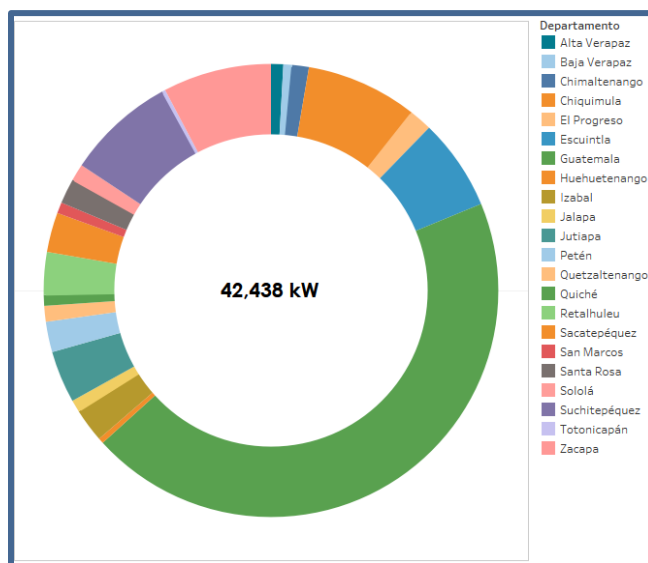
Gráfica 113. Porcentaje de la capacidad instalada de UAEE por Distribuidora



7.3. Distribución de la capacidad instalada de UAEE por departamento

En el siguiente gráfico se muestra la distribución de la capacidad instalada de los UAEE por departamento, encontrándose que Guatemala es el que posee la mayor participación en la distribución con aproximadamente el 45% de la capacidad instalada, seguido por Chiquimula, Suchitepéquez y Zacapa.

Gráfica 114. Distribución de la capacidad instalada de UAEE por Departamento





INFORME ESTADÍSTICO

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

Periodo 2017-2021 febrero 2022



 www.cnee.gov.gt

 4a. avenida 15-70 zona 10,
Edificio Paladium nivel 12
Ciudad de Guatemala, Guatemala

 (502) 2290-8000

cneeguatemala

