

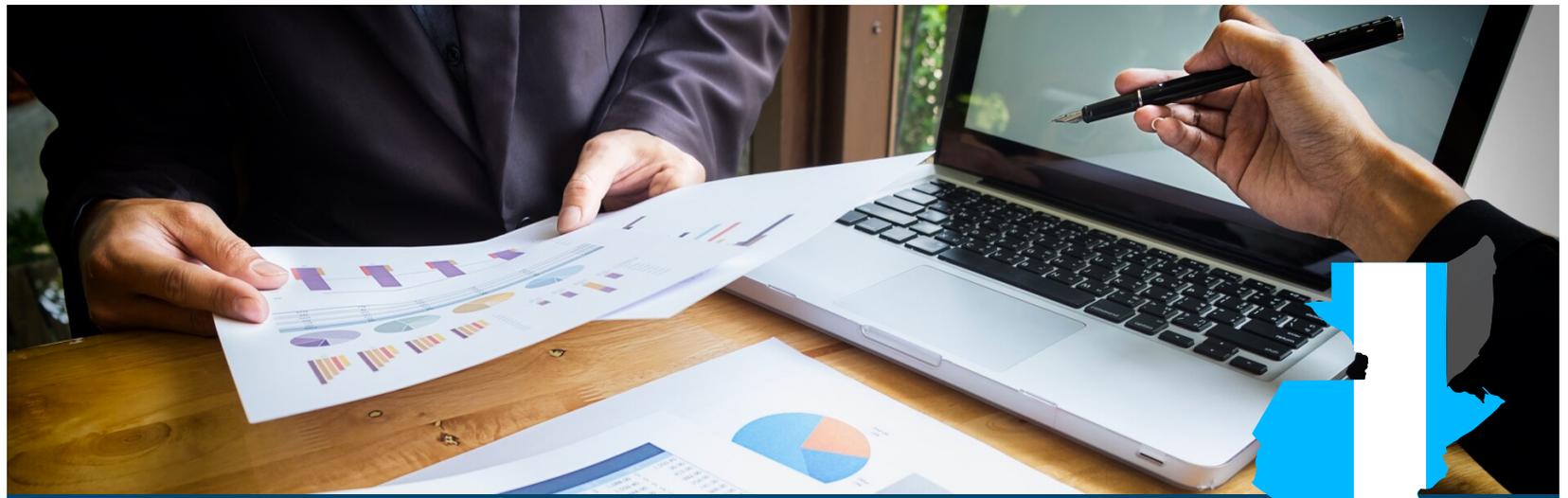
# Valor Agregado de Guatemala por su participación en el Mercado Eléctrico Regional

Gerencia de Planificación y Vigilancia de Mercados Eléctricos  
de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica



**CNEE**

Comisión  
Nacional de  
Energía Eléctrica



## Valor Agregado de Guatemala por su participación en el Mercado Eléctrico Regional

### 1.

#### Introducción

El Mercado Eléctrico Regional -MER- es el séptimo mercado superpuesto con los seis mercados nacionales existentes y posee una regulación propia denominada Regulación Regional, distinta a la de cada uno de los mercados de los países que lo conforman. En este mercado, los agentes habilitados denominados Agentes del MER, realizan transacciones internacionales de energía eléctrica en la región de América Central. Lo anterior tiene, como uno de sus principales propósitos, que los países de la región tengan acceso a un abastecimiento económico y oportuno de energía eléctrica, logrando desplazar energía generada en sus mercados nacionales con tecnologías más costosas; así también abastecer la demanda de energía en países con déficit en la oferta a través de los excedentes en la oferta de otros países.

En contexto con lo expuesto anteriormente, la participación de Guatemala en el MER ha sido significativa principalmente en las transacciones de exportación como resultado del excedente de oferta de energía eléctrica con el que se cuenta en el Mercado Mayorista de Guatemala, derivado que la capacidad de generación ha ido evolucionando y creciendo a través de la instalación de centrales más eficientes y con recursos renovables. A continuación se detalla el volumen total de transacciones<sup>1</sup> de exportación desde el año 2018 hasta el 30 de septiembre 2020:

<sup>1</sup>Se refiere al volumen total de energía, negociado entre las partes (compradora y vendedora) y programado para el despacho. No se refiere al flujo neto de intercambio. **1**

Año 2018	Año 2019	Año 2020
1,798.87 GWh	1,657.13 GWh	820.98 GWh

**La fuente de la información son los Documentos de Transacciones Regionales publicados por el Ente Operador Regional –EOR-<sup>2</sup>.**

Por lo tanto, el presente informe se centra en la evaluación y análisis del impacto económico del MER en Guatemala y para cada uno de los Participantes del Mercado Mayorista, según su participación en dicho mercado, tomando en cuenta la posición hasta el año 2020 de exportador neto utilizando el concepto de Valor Agregado<sup>3</sup>. En otras palabras, el objetivo es estimar el beneficio económico que obtienen los Participantes del Mercado Mayorista, derivado de las transacciones en el MER de Guatemala y valorar cómo dicho beneficio se traduce en el cumplimiento de los fines del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, entre los cuales se encuentra el de propiciar que los beneficios derivados del mercado

eléctrico regional lleguen a todos los habitantes de los países de la región y la de establecer reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias para regular el funcionamiento del mercado eléctrico regional y las relaciones entre agentes. Para que exista valor agregado, los ingresos que se perciben por participar en el MER deben ser superiores a los costos que se asumen por dicha participación.



<sup>2</sup> La Base de Datos de la institucionalidad regional puede ser accedida conforme el procedimiento que puede ser consultado en el siguiente link [http://www.cnee.gob.gt/wp/?page\\_id=3958](http://www.cnee.gob.gt/wp/?page_id=3958)

<sup>3</sup> Mayorga y Bonilla (2011) expresan que “el valor agregado es el valor neto de las ventas menos los costos intermedios...”. El valor agregado puede estimarse para una empresa, un sector de la economía o para una región o país, o incluso para la economía internacional. <http://congreso.investiga.fca.unam.mx/docs/xvi/docs/1Z.pdf> consultado el 26/11/2020.

2.

### Glosario

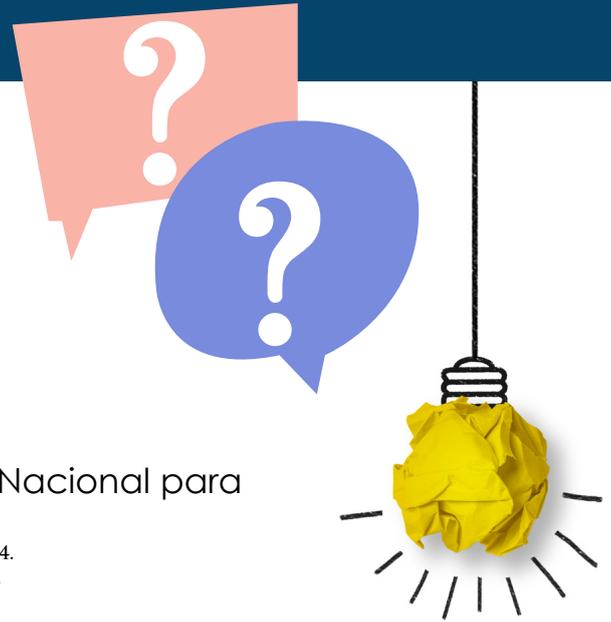
**MER:** Mercado Eléctrico Regional

**RENTAC:** Renta de Congestión

**POE:** Precio de Oportunidad de la Energía

**OS/OM:** Operador del Sistema y de Mercado Nacional para Guatemala es el AMM.

**SIEPAC:** Primer sistema de transmisión regional.<sup>4</sup>



### 3. Análisis Económico, Indicadores y Valor Agregado

Para el cálculo del Valor Agregado se agruparon los ingresos que obtienen los Participantes así como los costos en los que incurren, como se observa en el Tabla 1:

#### Ingresos Mensuales

- (+) Ingreso neto Transacciones de Oportunidad Programadas -TOP- (inyección)
- (+) Ingreso neto Transacciones de Contrato Programadas -TCP- (inyección)
- (+) Renta de Congestión - RENTAC-
- (+) Transacciones por desviaciones (cuando represente un abono)

#### Costos Mensuales

- (-) Costos de institucionalidad de Región y SIEPAC
- (-) Transacciones de desviaciones (cuando represente un cargo)
- (-) Cargo en el Mercado de Oportunidad Regional al cumplimiento del Compromiso Contractual -CMORC-
- (-) Sobrecosto de Demanda de Exportación (GF)

= VALOR AGREGADO

A continuación se detalla cada una de las variables que componen los ingresos y los costos, las consideraciones asociadas a cada una y su comportamiento durante el periodo que abarca el presente análisis, el cual es para los años 2018, 2019 y hasta septiembre de 2020.

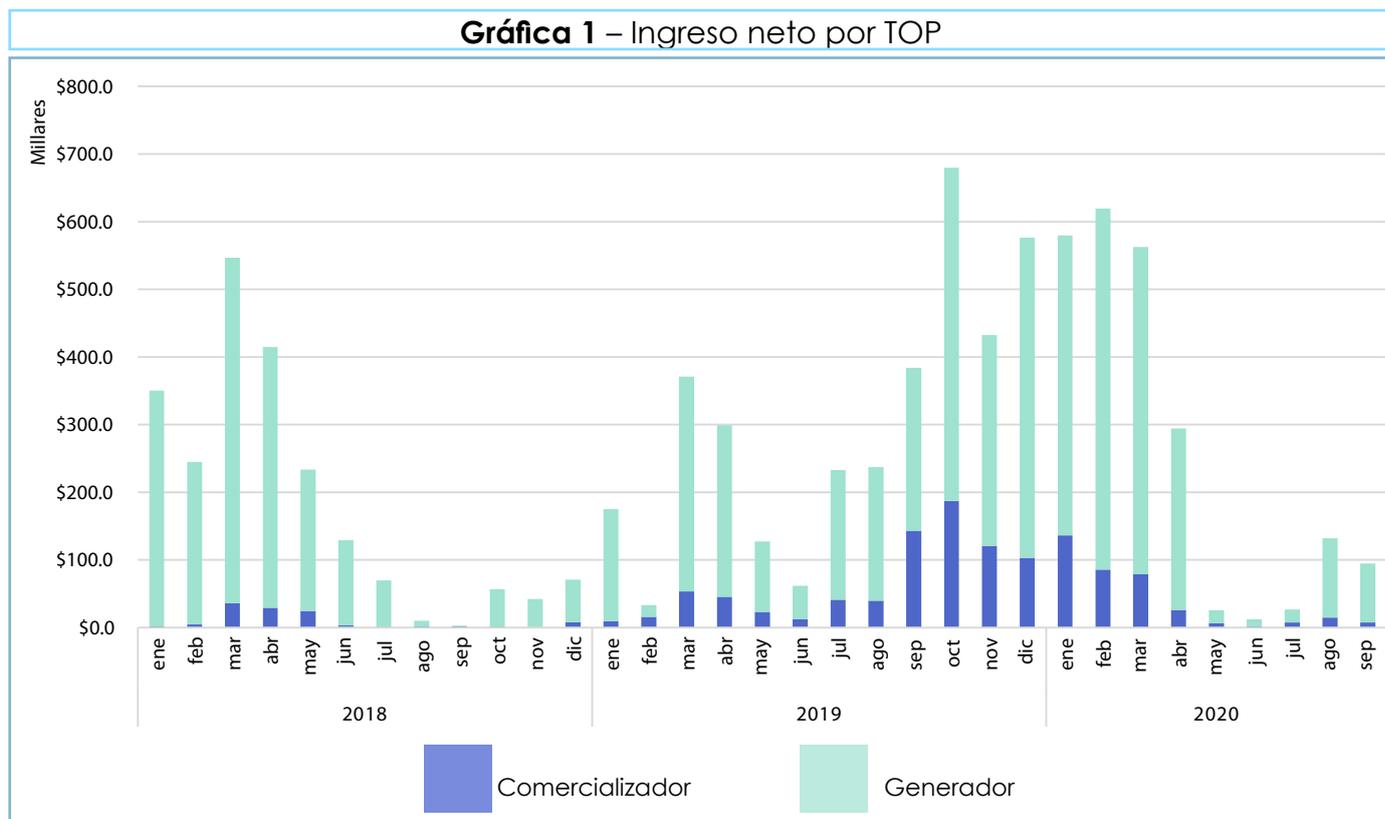
4. El artículo 15 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central.

## 3.1 Ingresos

Los ingresos para el análisis del valor agregado se constituyen por los montos que cada Participante potencialmente recibe por las transacciones en el MER, los cuales se explican a continuación:

**i. Ingreso neto<sup>5</sup> por Transacciones de Oportunidad Programadas -TOP-**, por tipo de Participante, valorizadas al Precio Ex ante de cada periodo de mercado, de acuerdo con el Documento de Transacciones Regionales.

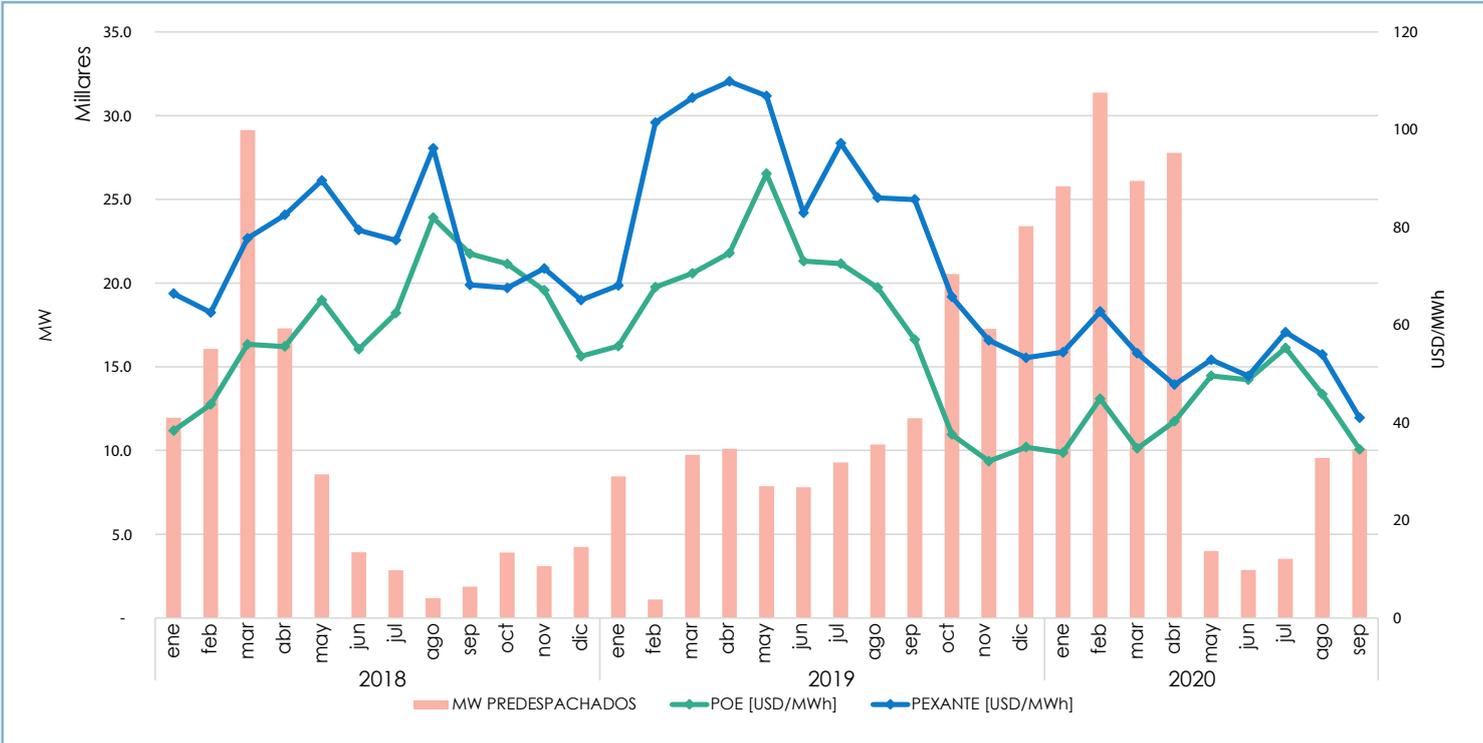
En esta variable, como se muestra en la Gráfica 1, se puede apreciar claramente que los Agentes Generadores de Guatemala que participan en el MER perciben los mayores ingresos por las Transacciones de Oportunidad, dado que el costo de transacción es menor que el costo que deben asumir los agentes Comercializadores. Lo anterior, derivado que como lo define la Ley General de Electricidad, el Comercializador compra y vende bloques de energía con carácter de intermediación, sin participación en la generación, transporte, distribución y consumo; mientras que un Generador es titular o poseedor de una central de generación de energía eléctrica que comercializa total o parcialmente su producción de electricidad. En otras palabras, un Comercializador revende bloques de energía y un Generador vende directamente su producción.



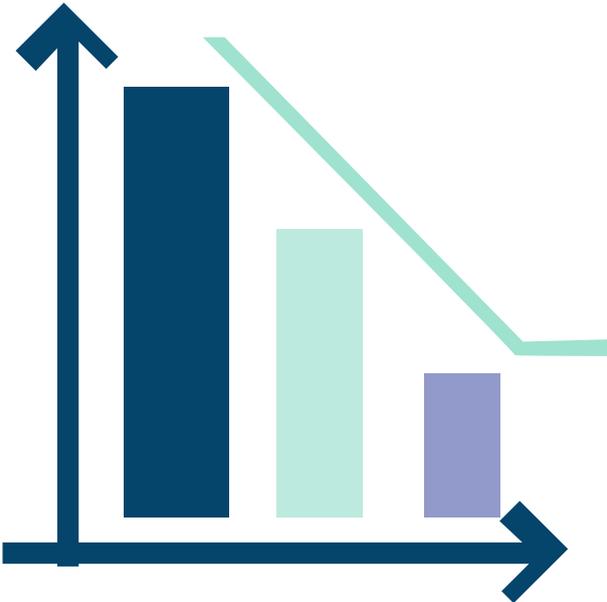
<sup>5</sup> Transacciones valorizadas al precio ex ante de acuerdo con el DTER – (Transacciones valorizadas al POE)

Adicionalmente, en la Gráfica 2, se observa la evidente relación directa que existe entre los ingresos de estas transacciones con la diferencia entre el Precio de Oportunidad de la Energía -POE- del Mercado Mayorista -MM- y el Precio Ex Ante correspondiente en el MER. Es decir, los meses en los cuales dicha diferencia es menor, los ingresos también disminuyen, pues esto significa un incremento en el costo de la energía en el mercado local y, por ende, desincentiva realizar este tipo de transacciones por parte de los Agentes, disminuyendo el volumen de dichas transacciones porque el margen que se puede obtener tiende a ser menor.

**Gráfica 2 – Volumen de TOP vs. POE y PEXANTE**



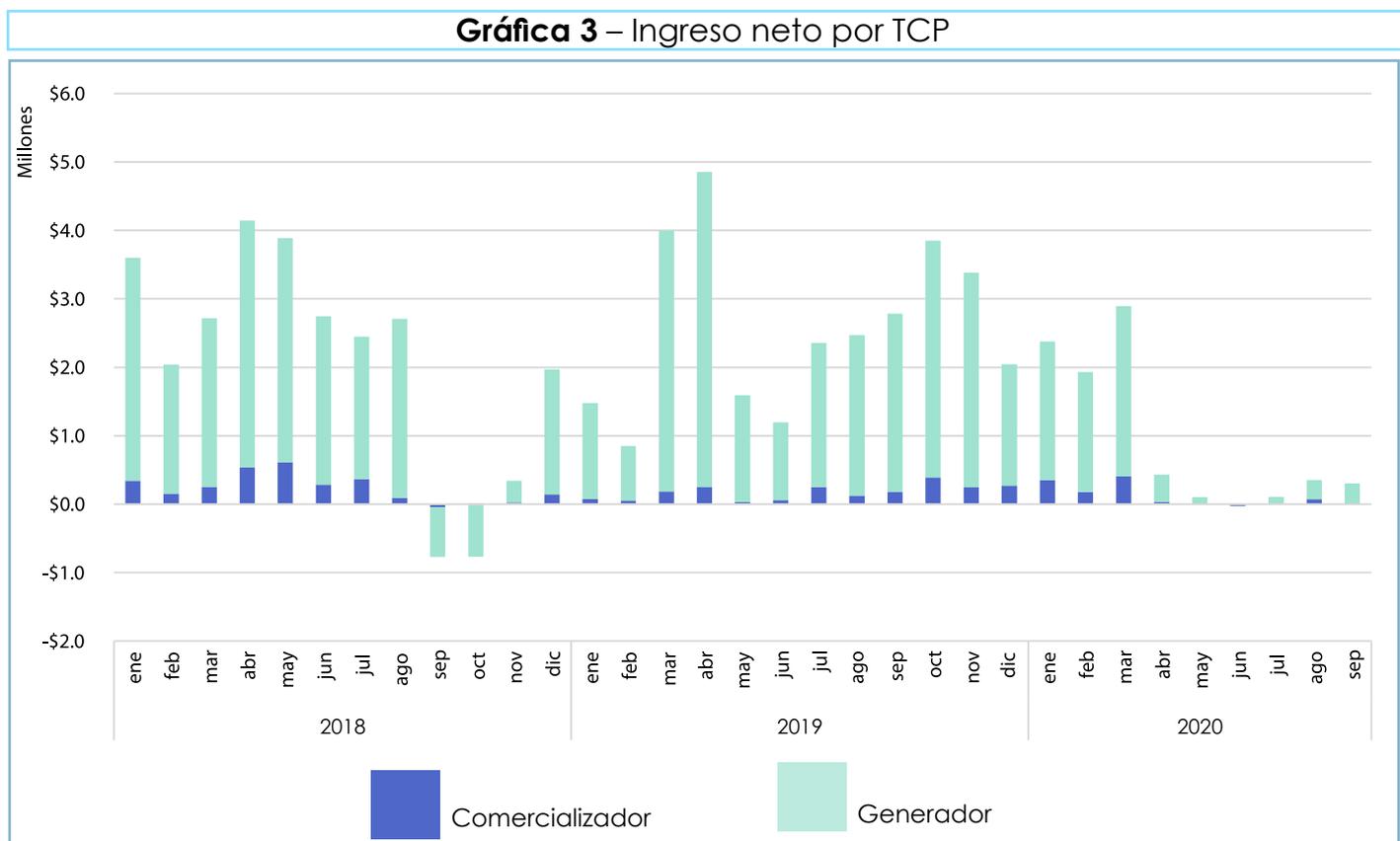
Por último, para el año 2020 es necesario resaltar que aparte de las condiciones antes mencionadas, también hubo repercusiones por la baja en los precios internacionales del petróleo y las medidas de contención por el COVID-19 en todos los países miembros del MER.



## ii. Ingreso neto por Transacciones de Contrato Programadas -TCP-

por tipo de Participante valorizadas al Precio Ex ante de cada periodo de mercado, de acuerdo con el Documento de Transacciones Regionales dado que no se conocen los precios pactados por dichas transacciones por ser una relación estrictamente privada. Sin embargo, se considera que con la información disponible y para los fines de esta estimación, es el mejor indicador para realizar el ejercicio del valor agregado.

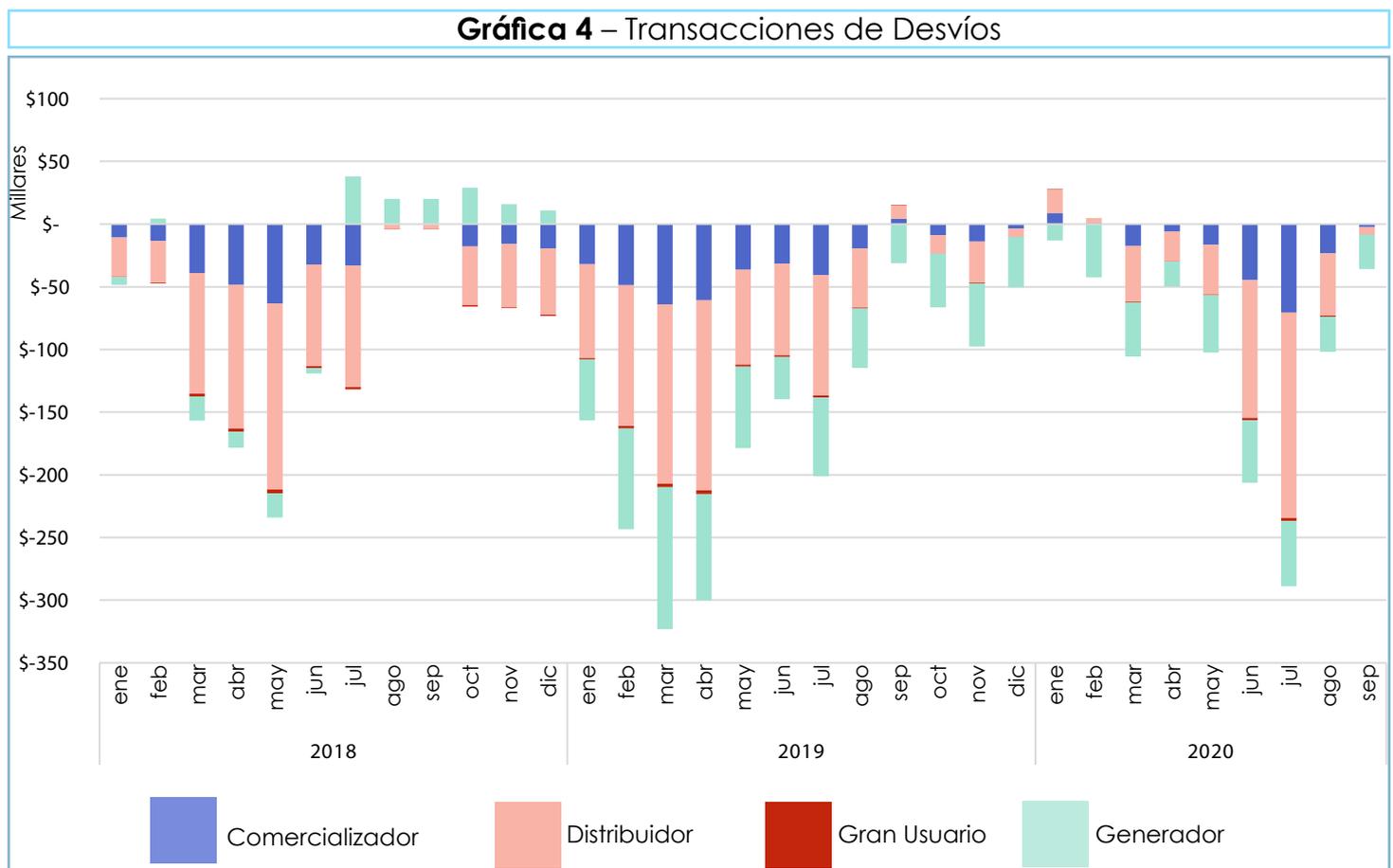
En las transacciones de contrato, los términos y condiciones son pactados entre las partes, entre ellos se encuentra el precio de la energía. Por lo tanto, dado que no es posible conocer dicho precio, se estiman las transacciones haciendo uso del Precio Ex ante, lo cual genera cierta incertidumbre en los resultados obtenidos como puede observarse en la gráfica 3, dado que en algunos meses se reflejan resultados negativos o marginales respecto de otros meses; sin embargo, como se mencionó antes, es el mejor indicador para realizar una valorización dado que cualquier transacción tomará como referencia, entre otros elementos, dicho precio. En ese sentido, tanto los Generadores como los Comercializadores, siempre tendrán un ingreso positivo por dichas transacciones, considerando que las transacciones se realizan tendiendo a obtener un margen de ganancia.



De la misma manera que en las TOP es evidente que los Generadores tienen un margen de ingresos netos superior al de los Comercializadores por el costo que representa para cada uno realizar dichas transacciones, o sea, el costo de transacción es mayor en los Comercializadores, respecto de los Generadores.

**iii. Transacciones por desviaciones por tipo de Participante**, cuando estas representan un abono. Estas transacciones corresponden, como su nombre lo indica, a las desviaciones que existen entre las transacciones en tiempo real y las transacciones programadas en predespacho. Estas son determinadas y clasificadas por el operador regional para cada periodo de mercado, para cada área de control y para cada OS/OM en representación de su mercado nacional, el cual, las internalizará según su regulación nacional.<sup>6</sup>

Dichas transacciones son valorizadas al Precio Ex post o, en su defecto, al Precio Ex ante y asignadas a los Participantes Productores y Consumidores en forma proporcional a la energía generada y consumida en la hora correspondiente<sup>7</sup> para el caso de Guatemala. Como puede observarse en la siguiente gráfica, pocas veces, durante el período analizado, representan un abono para los Participantes.



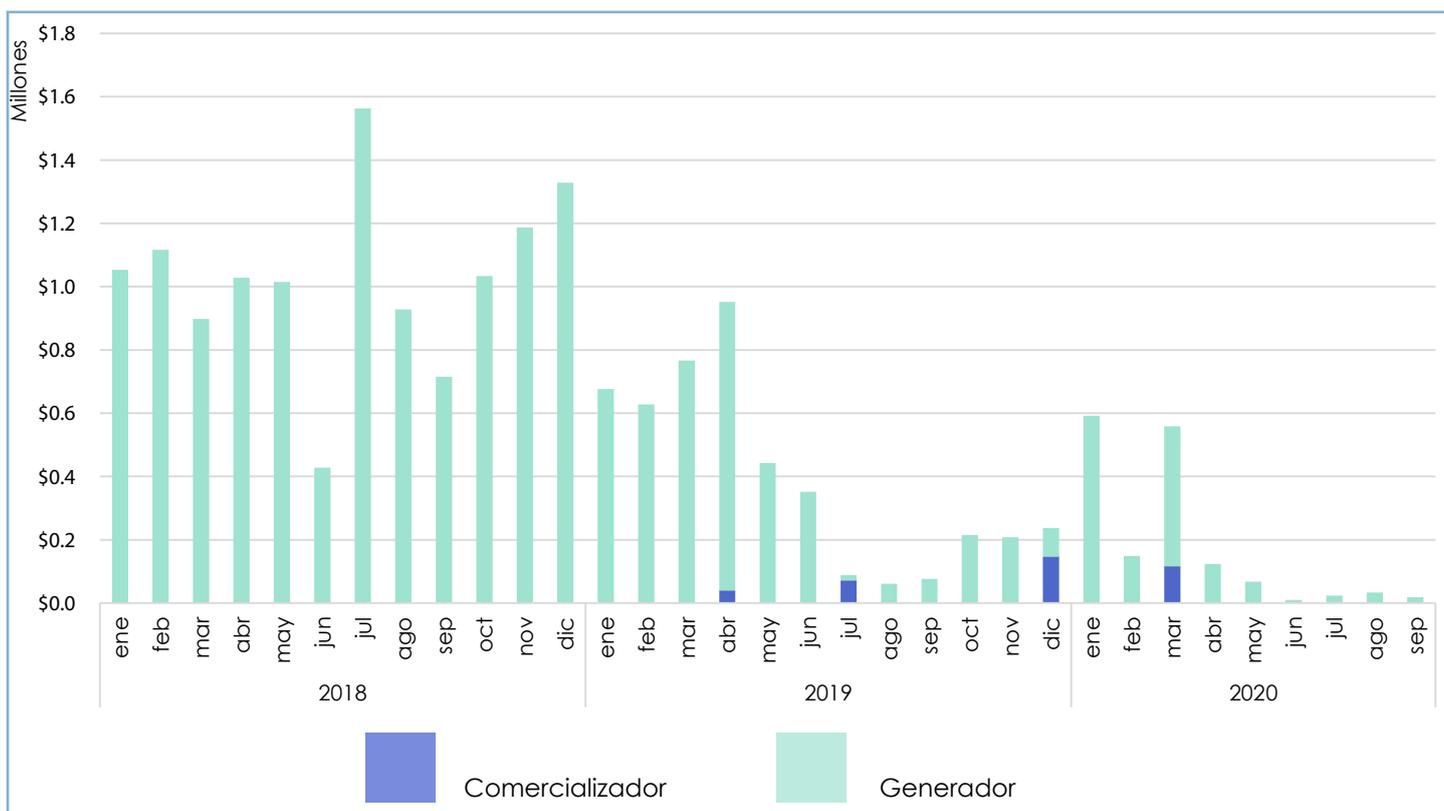
<sup>6</sup> Numeral 2.4.3.4 del libro II del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional -RMER

<sup>7</sup> Numeral 10.9.3 Norma de Coordinación Comercial No.10

#### iv. Renta de Congestión -RENTAC-

Esta variable, hasta octubre de 2020, se define 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 de 2020, existe una modificación en dicha renta derivada de la resolución CRIE-50-2020.

**Gráfica 5 – RENTAC**





La forma en la que se distribuyen estos cargos es proporcional al consumo de energía en el sistema eléctrico de cada País Miembro del MER. Asimismo, varían principalmente por el volumen de transacciones de energía en el MER,<sup>10</sup> 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.

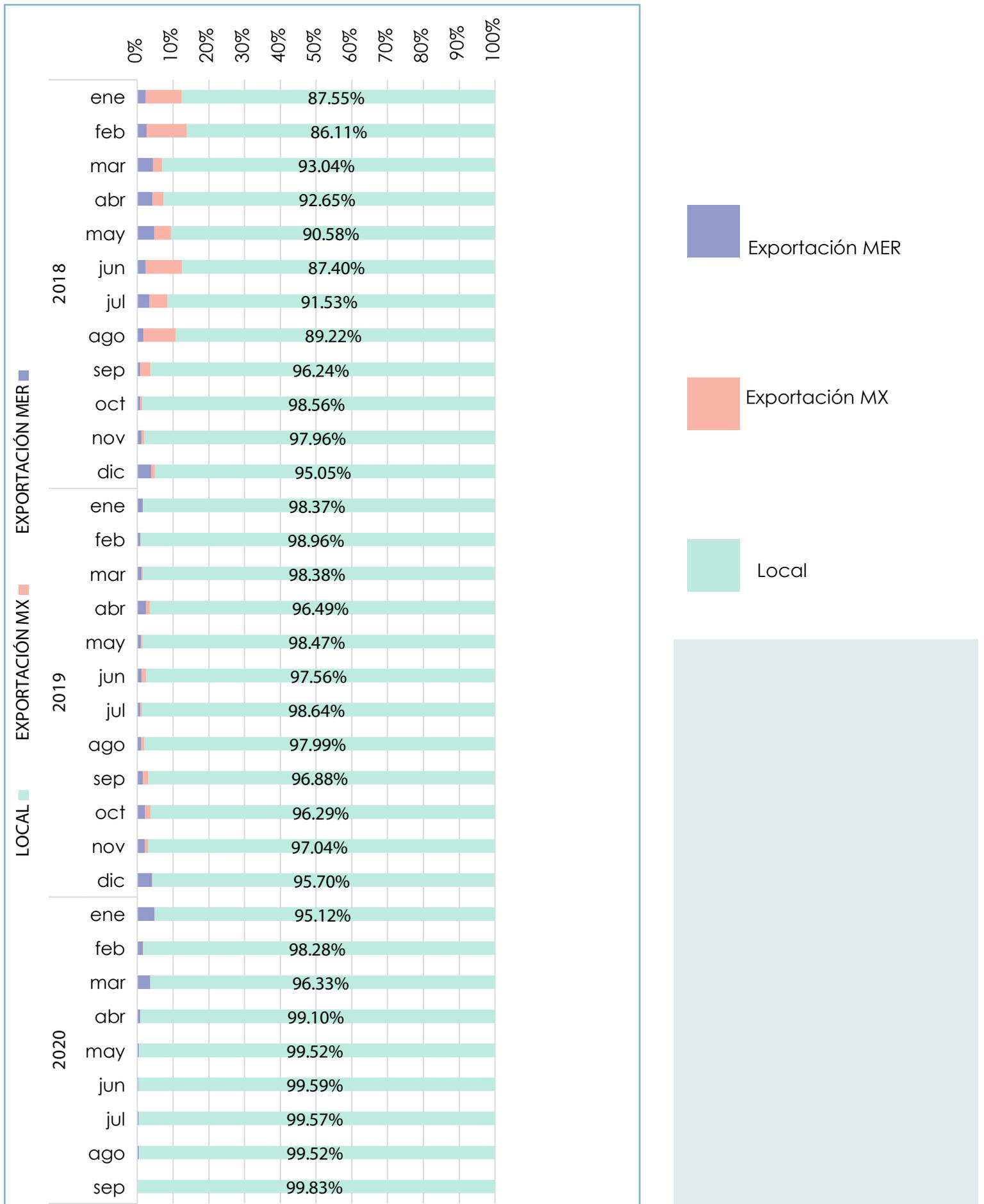
Dentro de esta variable es necesario considerar que la demanda de los Agentes Comercializadores a los que se asigna los cargos relacionados se divide en la demanda de exportación y la demanda de los Grandes Usuarios representados<sup>11</sup>. por lo que los cargos que corresponden a los Grandes Usuarios representados por su demanda serán trasladados por el Comercializador según las eficiencias que obtenga en la optimización de su curva de carga, que incluye la demanda de exportación y las condiciones pactadas en los contratos. La demanda de exportación al MER de los Comercializadores en el periodo analizado ha sido un poco más del 2% de la demanda total de estos Agentes, lo cual significa que si la división de los cargos a los Comercializadores fuera estricta entre la demanda de los Grandes Usuarios representados y la demanda de exportación, los costos atribuibles a la demanda de exportación serían un poco más de del 2% del total de los cargos en USD. En la gráfica siguiente se observa los porcentajes de demanda que corresponden:



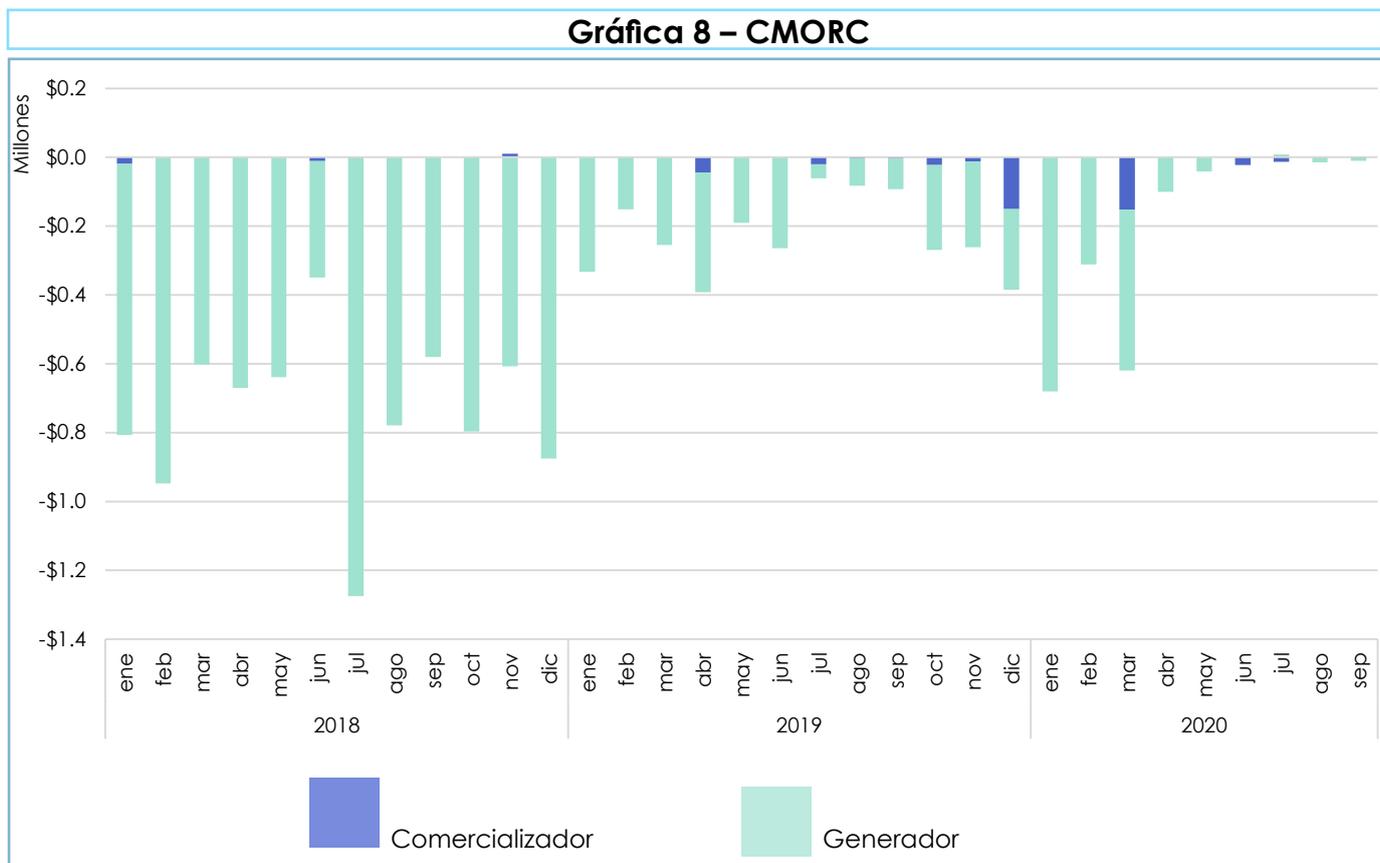
<sup>10</sup> Artículos 54 y 67 del Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central

<sup>11</sup> El artículo 1 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista define Gran Usuario representado.

**Grafica 7-** Estructura de la demanda de Agentes Comercializadores

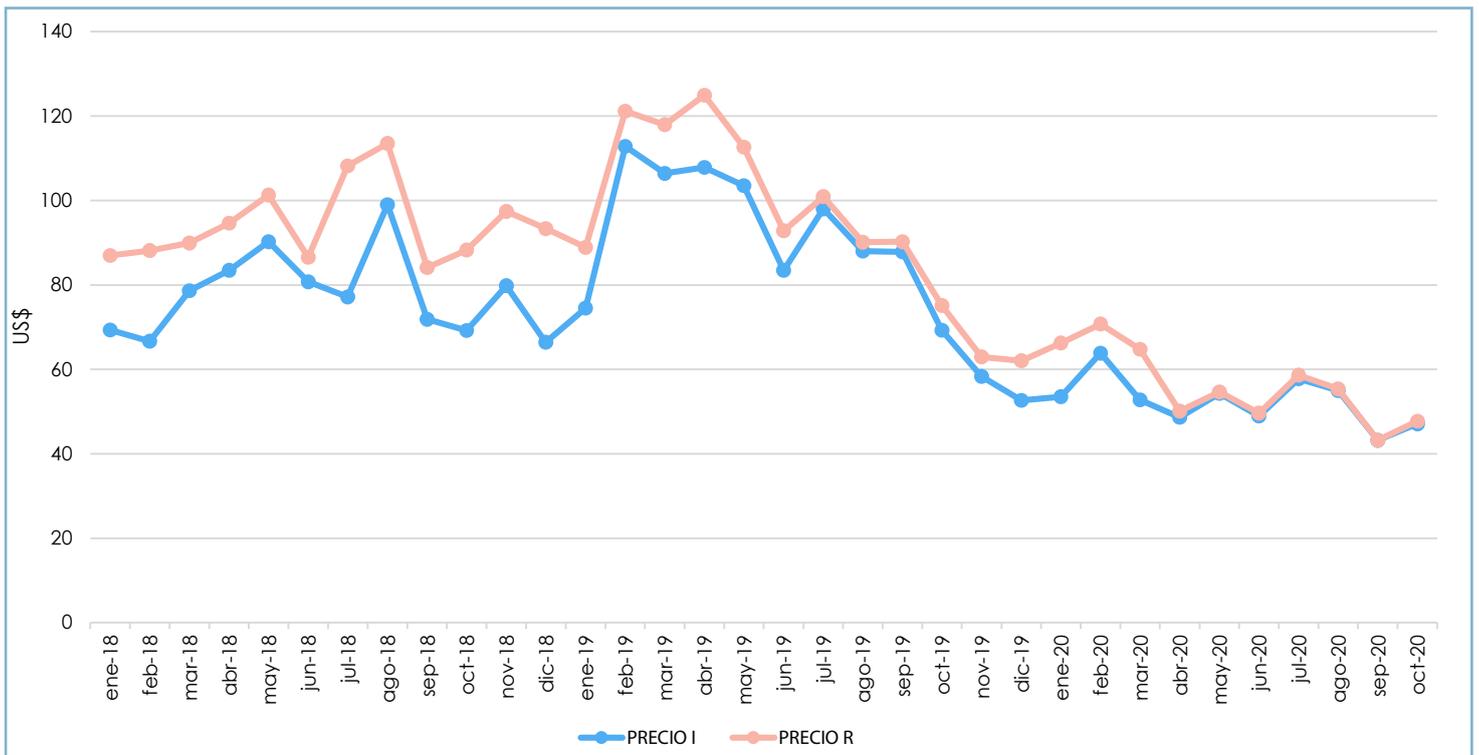


ii. **Cargo en el Mercado de Oportunidad Regional asociado al cumplimiento del Compromiso Contractual – CMORC-**. El agente que designen las partes de un contrato, sea el comprador o el vendedor, será responsable de los cargos en el Mercado de Oportunidad Regional asociados al cumplimiento del compromiso contractual. Para el caso de Guatemala, como se observa a continuación en la Gráfica 7, coincidente con el volumen de transacciones realizadas por cada tipo de Agente, los Generadores son quienes tienen un mayor CMORC.



Adicionalmente, como se puede observar en la Gráfica 9, en los periodos en los que dicho cargo se ha disminuido, es coincidente con la reducción en la diferencia entre el precio ex ante para el nodo de retiro del contrato resultante del predespacho o redespacho regional y el precio ex ante para el nodo de inyección del contrato, resultante del predespacho o redespacho regional.

**Gráfica 9 – Pexante nodo de retiro vs. Pexante nodo de inyección**



### iii. Generación Forzada por Sobrecosto de Demanda de Exportación -SDE-

Producto del despacho económico<sup>12</sup> que en Guatemala tiene como objetivo minimizar el costo total de la operación<sup>13</sup>; se define, una vez ejecutado dicho despacho, el POE<sup>14</sup> y las unidades generadoras forzadas, así como los motivos del forzamiento<sup>15</sup>. Como parte de las razones por las cuales una unidad generadora puede resultar con Generación Forzada, se encuentra el sobrecosto de demanda de exportación<sup>16</sup>; sobrecosto que deberá ser asumido por los Agentes que realizan las exportaciones en proporción a la energía exportada mientras los intercambios de exportación de oportunidad no reflejen condiciones económicas equivalentes.

<sup>12</sup>. El artículo 33 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista establece cual es el objeto del Despacho.

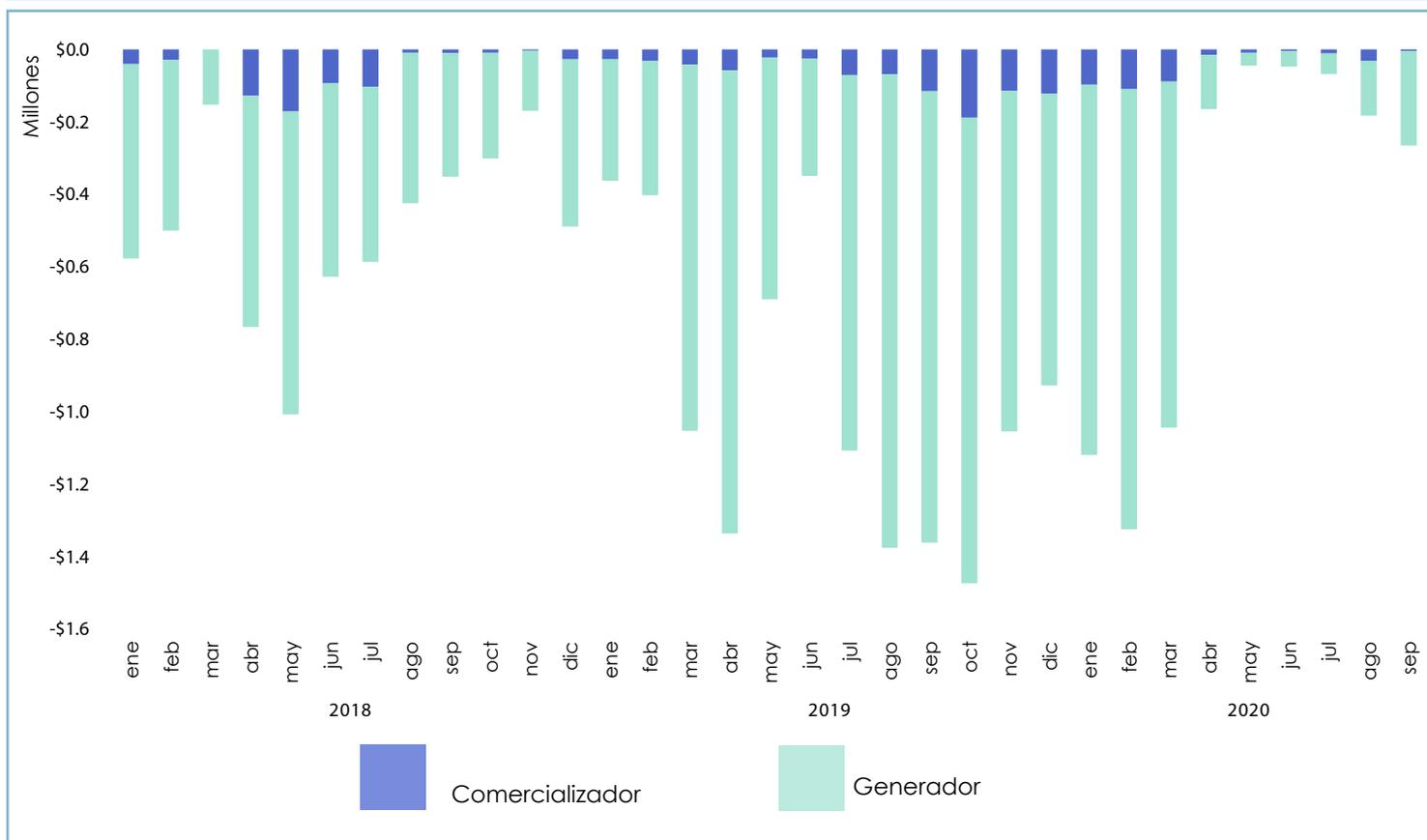
<sup>13</sup>. El artículo 43 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista define este término.

<sup>14</sup>. El artículo 45 y 46 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista y la Norma de Coordinación Comercial No. 4 define este término.

<sup>15</sup>. Los artículos 47 y 48 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista y la Norma de Coordinación Comercial No. 5 establecen los procedimientos para determinar la Generación Forzada.

<sup>16</sup>. Numeral 5.3.10 de la Norma de Coordinación Comercial No.5

**Gráfica 10 – Sobrecosto de demanda de exportación**



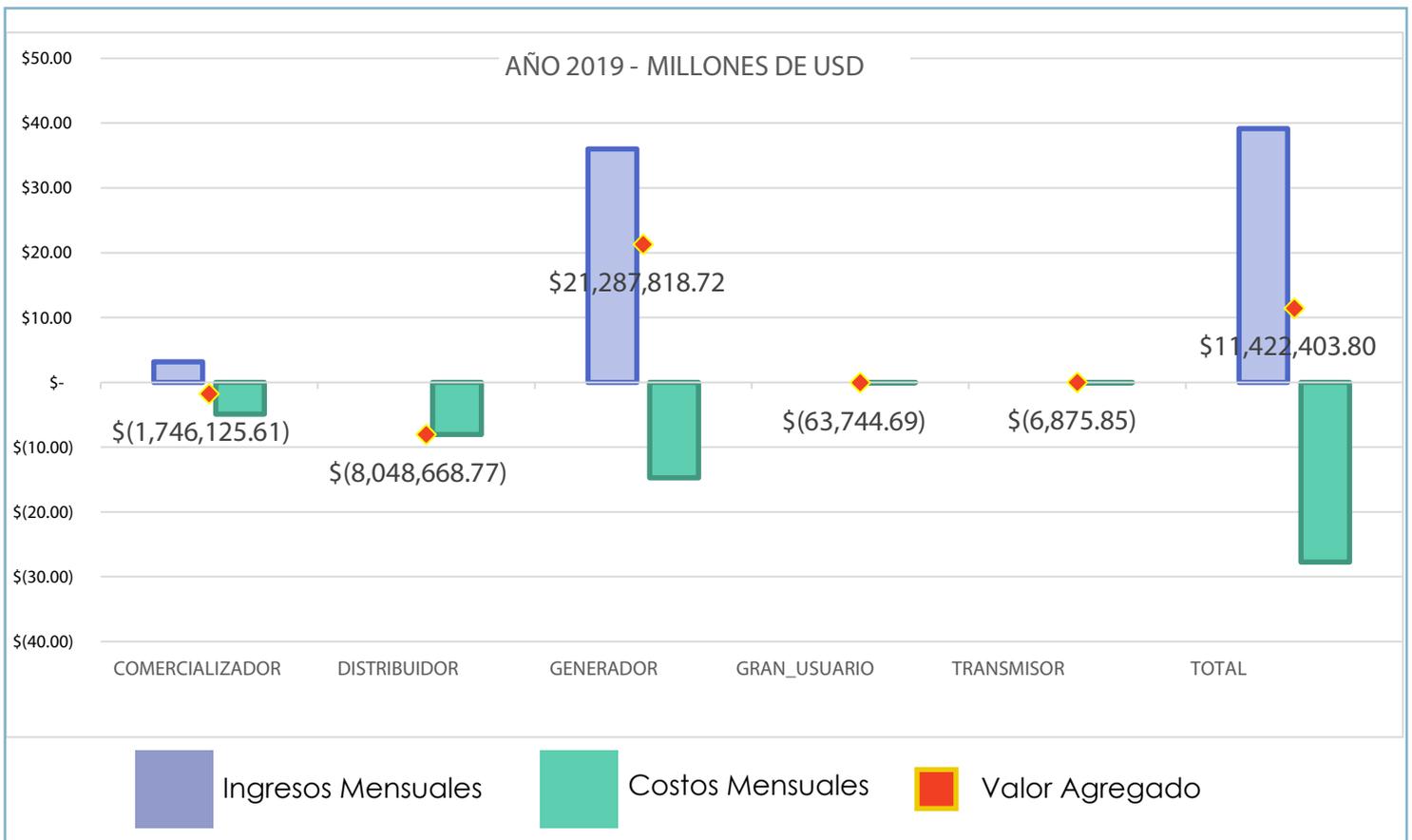
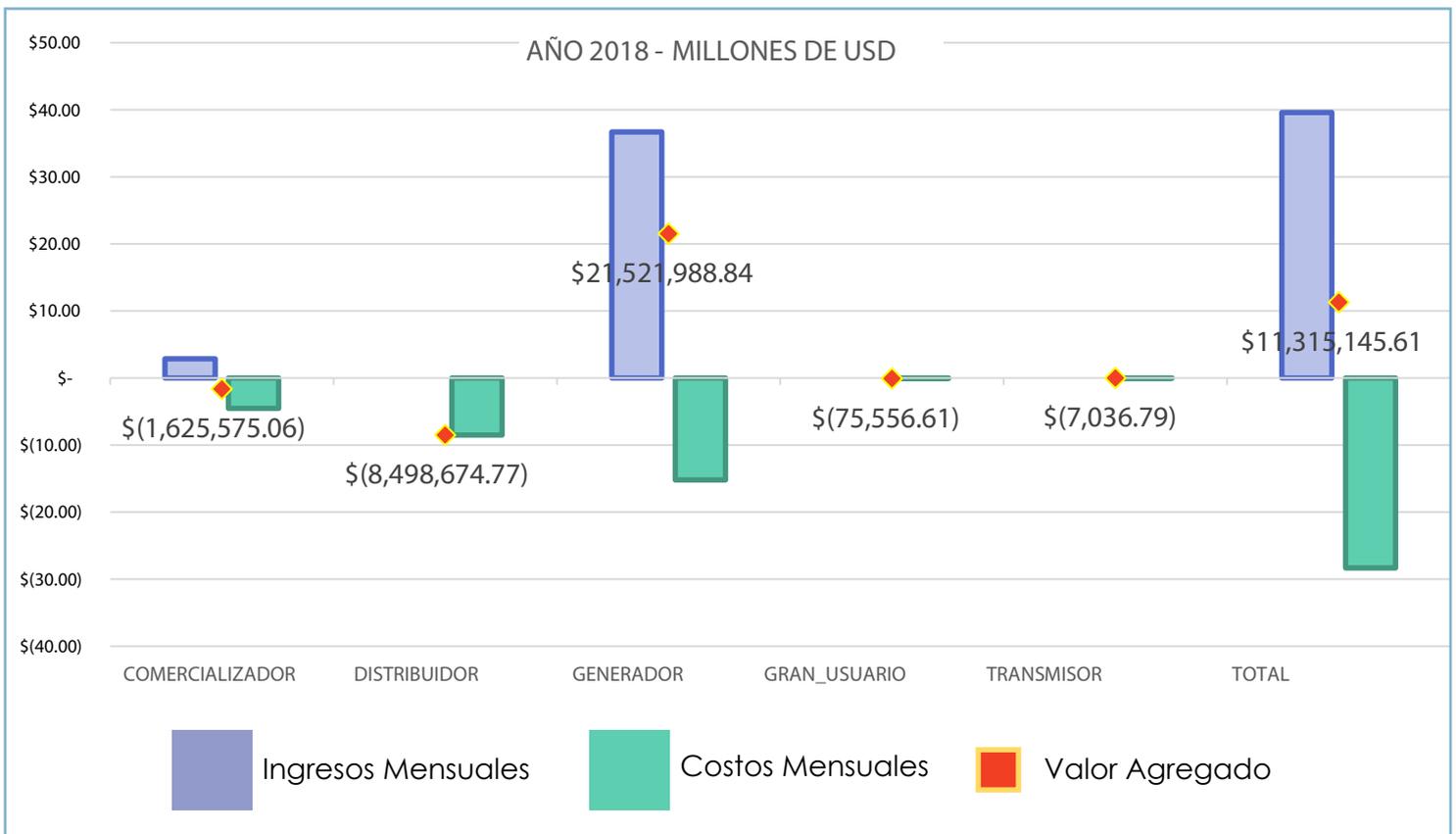
**iv. Transacciones por desviaciones por tipo de Participante cuando estas representan un cargo.**

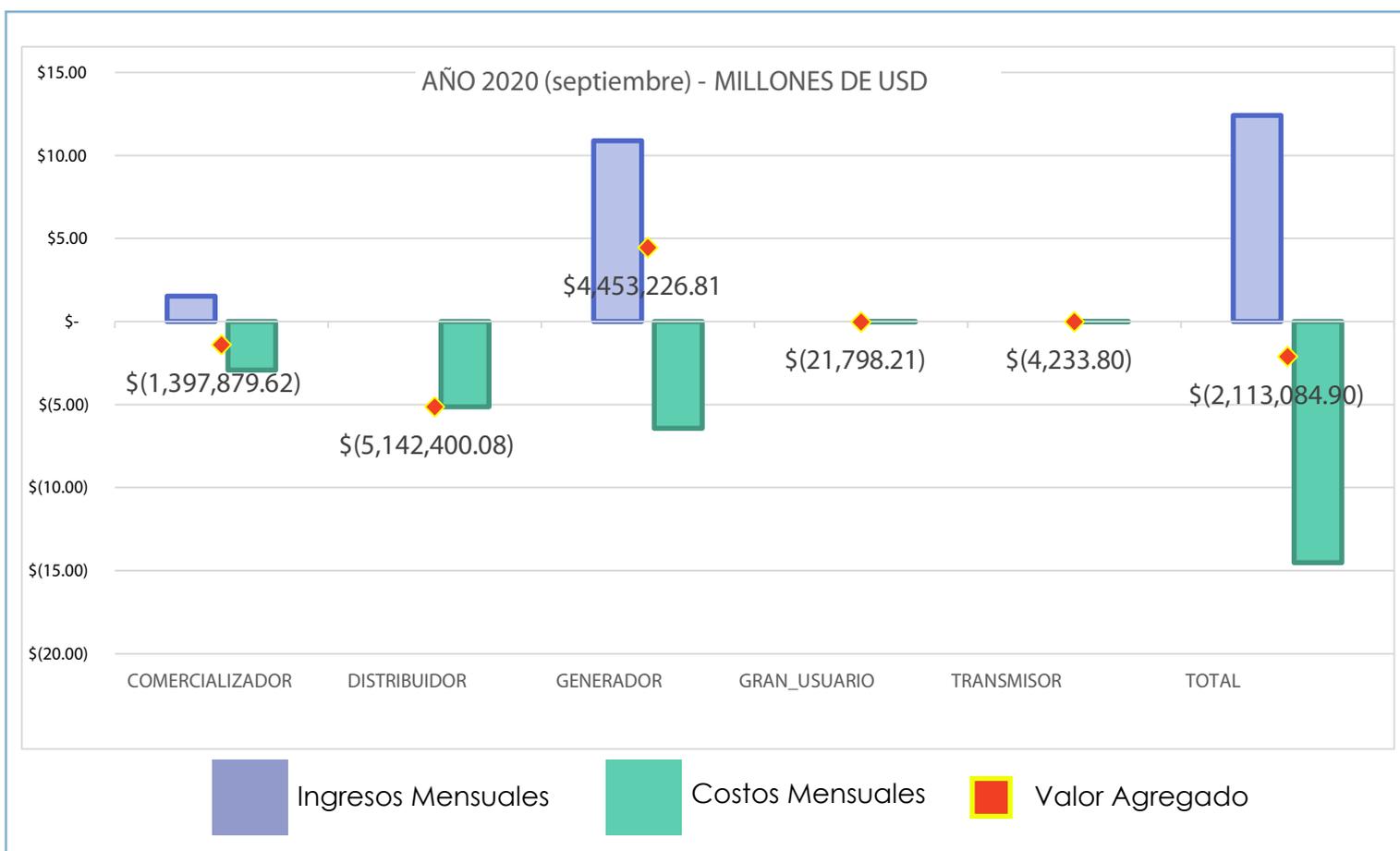
Como se explicó anteriormente (gráfica 4), en la mayoría de los casos estas transacciones representan un cargo para los Participantes.

**4. Resultados**

Con base en lo anterior se realizó el cálculo de Valor Agregado para el año 2018, 2019 y 2020 (hasta el 30 de septiembre) y disgregado por tipo de agente, obteniendo los siguientes resultados:

**Gráfica 11 – Valor Agregado Anual**





Para el año 2018 se obtuvo un Valor Agregado total estimado de USD 11.32 millones; para el año 2019 fue de USD 11.42 millones y de enero a septiembre de 2020 se tiene un resultado de USD -2.11 millones. No obstante es importante recordar que los ingresos por transacciones de inyección de contrato son estimados utilizando el precio ex ante como referencia dado que no es posible determinar el precio real pactado por las transacciones en dicho mercado, por lo que existe cierta incertidumbre en el resultado, especialmente para los Agentes Comercializadores; sin embargo, el resultado constituye el mejor indicador para realizar una determinación del valor agregado para dicho segmento. En ese sentido, se puede afirmar que tanto los Agentes Generadores como los Comercializadores, siempre tendrán un Valor Agregado positivo, siendo mayor el margen para los Generadores derivado que sus costos por transacciones son menores como se explicó anteriormente.

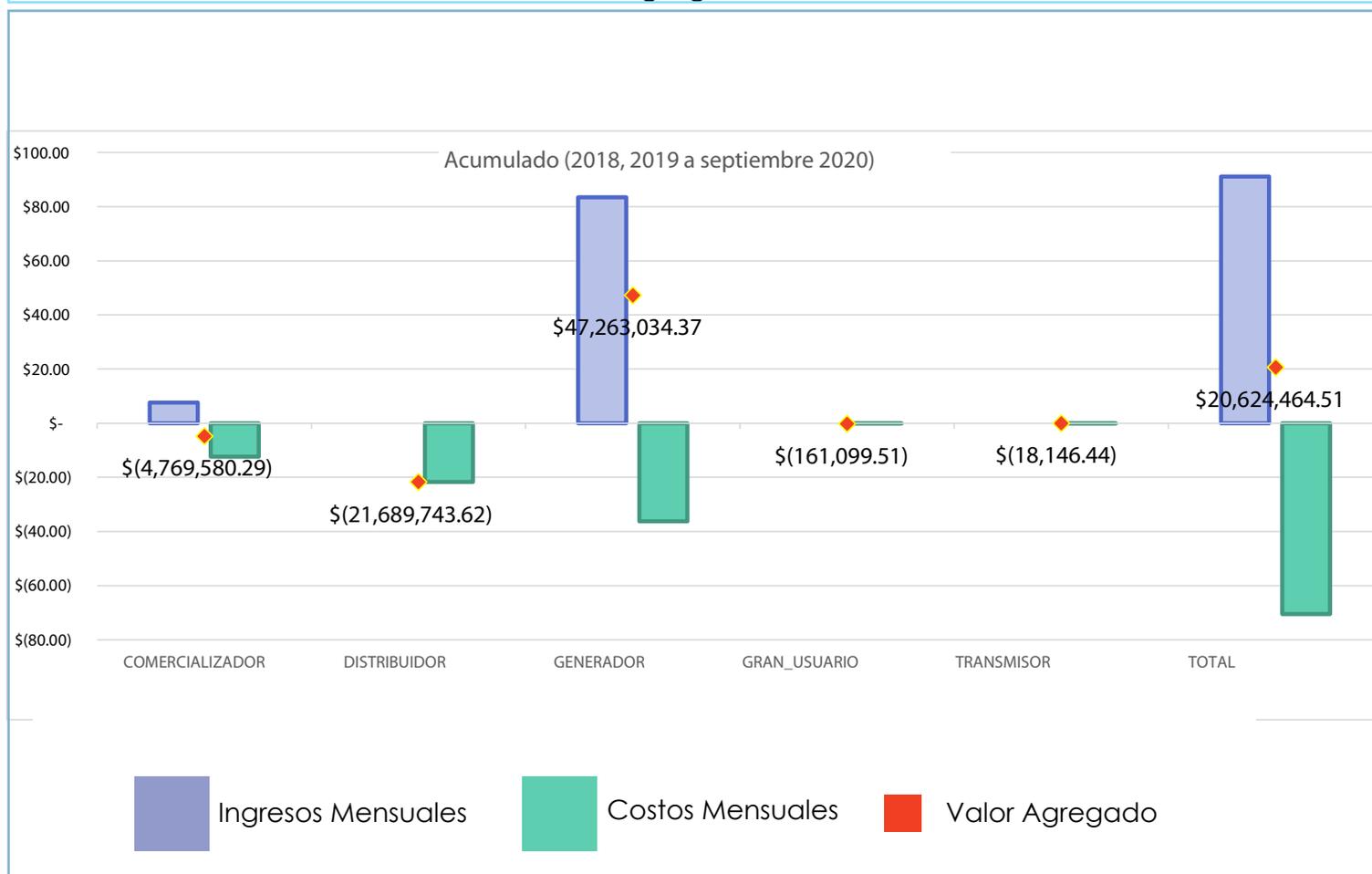
Así también se debe reiterar la coyuntura derivada por la Pandemia COVID-19 y la caída en los precios de los combustibles procedentes del petróleo, lo cual repercutió negativamente en el volumen de transacciones de exportación en Guatemala, por lo que el resultado obtenido para 2020 a la fecha de análisis es menos favorable en comparación a los años anteriores. Esto debido a que los cargos regionales (cargo complementario, el cargo por operación y el cargo por regulación) mantienen valores similares a años anteriores pero las transacciones han sido menos.

En relación con los resultados por tipo de Participante es evidente que solo se estiman beneficios para los Participantes que realizan transacciones; sin embargo, los costos son asumidos por todos, como es el caso de los costos de institucionalidad de la Región y SIEPAC, que se asignan a las Distribuidoras, los cuales han alcanzado montos superiores a los USD 8.0 millones en los años 2018 y 2019 y alrededor de los USD 5.0 millones a septiembre de 2020. Dichos costos son trasladados a la demanda, es decir incluye a los usuarios finales a través de la tarifa por disposición regulatoria del Tratado<sup>17</sup>. El mismo caso sucede para la demanda de los Grandes Usuarios representados, la cual es más difícil de estimar y separar los efectos, considerando que los cargos de institucionalidad de la Región y SIEPAC se asignan a toda la demanda del Comercializador, que es la suma de la que corresponde a los Grandes Usuarios representados y la que corresponde a las transacciones de exportación que realizan, por lo que el Comercializador optimizará su curva de carga y trasladará los cargos a los Grandes Usuarios representados, según el contrato de comercialización suscrito, el cual se encuentra en el ámbito privado.

Aún cuando el resultado total se interpreta como un beneficio económico, es necesario evaluar si dicho beneficio es realmente percibido como país o únicamente se percibe en algunas actividades. A continuación, se muestra el resultado del Valor Agregado acumulado de enero 2018 a septiembre de 2020.

<sup>17</sup> Artículo 14 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, Artículos de 52 al 70 del Segundo Protocolo al Tratado.

**Gráfica 12 – Valor Agregado Acumulado**



Para el periodo analizado se tienen ingresos estimados por un monto de USD 91.11 millones, costos estimados por un monto USD 70.49 millones, resultando en un Valor Agregado Total de USD 20.62 millones, el cual representa un 22.6% del total de los ingresos estimados. De los costos estimados, el 30.8% son asumidos por las Distribuidoras, lo cual es equivalente a USD 21.7 millones que se refieren en su mayoría a Costos de institucionalidad de la Región y SIEPAC; a su vez representa un resultado negativo de Valor Agregado para dichos Participantes; es decir, no hay un beneficio, dado que no es un tipo de Participante activo en el MER. Asimismo, se debe tomar en cuenta que, de acuerdo con la regulación nacional, las Distribuidoras deberán contar con contrato de potencia que les permita cubrir con Oferta Firme Eficiente sus requerimientos de demanda firme y dichos contratos deben estar constituidos con precios (que generalmente serán mejores que el POE para el comprador), cantidades y duración pactados entre las partes los cuales deben estar enmarcados dentro de lo preceptuado por la Ley General de Electricidad, sus reglamentos y las normas de coordinación del Mercado Mayorista.<sup>18</sup> Actualmente no existen contratos en el MER que cumplan con las características y condiciones necesarias para que un Participante Distribuidor pueda cubrir su

<sup>18</sup> Norma de Coordinación Comercial No. 13

demanda firme en el Mercado Mayorista, aunado a que realizarlo a través de transacciones de contrato en el MER conduciría a costos de transacción que no permitiría mejoras en el precio respecto al POE.

En el caso de los Agentes Generadores, los resultados obtenidos de Valor Agregado nos muestran que puede ser rentable realizar transacciones de exportación al MER por el hecho de ser titulares de una central de generación que comercializa total o parcialmente su producción de energía eléctrica y, como se había indicado antes, no asume costos adicionales a los de producción para realizar transacciones. Lo anterior se encuentra sujeto a que el Precio de la Energía en el mercado nacional se mantenga competitivo por debajo del Precio Ex Ante y del Precio de la Energía en los principales países importadores de la energía de Guatemala. En el gráfico anterior se observa un Valor Agregado para los Generadores de USD 47.2 millones, el cual representa un 56.6% del total de los ingresos estimados para el periodo 2018 a septiembre 2020.

Por lo tanto, de acuerdo con los objetivos del MER plasmados en el RMER, “En concordancia con los fines del Tratado Marco, el MER tiene como propósito beneficiar a los habitantes de los países miembros mediante el abastecimiento económico y oportuno de electricidad y la creación de las condiciones necesarias que propicien una mayor confiabilidad, calidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica en la región” (resaltado propio), y desde la óptica del análisis planteado en el presente informe, los Participantes del Mercado Mayorista que realizan transacciones en el MER obtienen un beneficio económico, es decir, existe Valor Agregado por su participación en dicho mercado.

Sin embargo, desde la perspectiva como país y derivado que Guatemala ha sido exportador neto en el MER, se estima que no se obtiene un Valor Agregado para los habitantes, usuarios finales o consumidores, ya que como se determinó en los resultados, únicamente existe un traslado de costos a las Distribuidoras y, por consiguiente, a la demanda de los usuarios finales y para los Grandes Usuarios, tomando en cuenta que no realizan transacciones.



Subestación Panaluya

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

 PBX: (502) 2290-8000

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

cneeguatemala

