



Superservicios
Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios

INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN
ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA



**EVALUACIÓN INTEGRAL DE PRESTADORES
ENERTOTAL S.A.S. E.S.P.**



Superservicios
Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS
COMBUSTIBLE
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE ENERGÍA – DTGE
Bogotá, junio de 2022**

1. Identificador del prestador

- 1.1. Nombre o razón social: ENERTOTAL S.A. E.S.P.
1.2. Nit: 900039901-5
1.3. ID (SUI - RUPS): 20437
1.4. Servicio público domiciliario (SPD) prestado objeto de la vigilancia o inspección: Energía eléctrica
1.5. Actividad del SPD objeto de la vigilancia o inspección: Distribución y Comercialización
1.6. Fecha de inicio de operación en la actividad a vigilar o inspeccionar: 2005

2. Identificación de la acción de vigilancia e inspección realizada:

- 2.1. Año del programa al que pertenece la acción: 2021
2.2. Clase acción: Vigilancia ___ Inspección X
2.3. Motivo de la acción: Especial ___ detallada X concreta ___
2.4. Origen causal de la acción: Clasificación de nivel de riesgo X Perfilamiento de riesgo ___ Evaluación de Gestión y Resultados ___ Monitoreo de planes ___ Denuncia ciudadana (Petición de interés general) ___
2.5. Ubicaciones físicas o virtuales objeto de la acción: Expediente 2022220351600219E

3. Delimitación del marco de evaluación

ENERTOTAL S.A. E.S.P. Análisis para el año 2021.

4. Descripción de lo desarrollado – Fuentes de información:

4.1. Fuentes utilizadas

- Sistema Único de Información SUI, Información cargada en Gobierno NIF.
- Información remitida por el prestador en reuniones virtuales, incluida en expediente virtual SSPD 2022220351600219E.
- Acta de visita del 7 y 8 de abril de 2022, incluida en expediente virtual SSPD 2022220351600219E.
- Formatos capítulo de tarifas de la Resolución SSPD 20212200012515 de 2021
- Formato TT10 de la Resolución SSPD 20212200012515 de 2021
- Formato TC1 y TC2 de la Resolución SSPD 20212200012515 de 2021.

4.2. Requerimientos realizados:

- Radicado No. 20222200973391 del 09 de marzo de 2022, asunto: Evaluación Integral SSPD 2021 – ENERTOTAL S.A. E.S.P.

4.3. Estado de respuesta de requerimientos:

- Información remitida a través de Radicados SSPD 20225291127772 del 24 de marzo de 2022, SSPD 20225291439522 del 13 de abril de 2022, SSPD 20225291571962 del 22 de abril de 2022, y SSPD 20225291675332 del 29 de abril de 2022.

4.4. Evaluaciones realizadas

4.4.1. Descripción general de la empresa

ENERTOTAL S.A. E.S.P. (en adelante “Enertotal”) es una empresa de servicios públicos domiciliarios de carácter 100% privado, constituida el 15 de julio de 2005. La empresa cuenta con domicilio principal ubicado en la ciudad de Cali, y con oficinas comerciales y/o de atención al cliente en Bogotá D.C., Medellín, Montería y Pasto.

La empresa se encuentra inscrita en el Registro Único de Prestadores de Servicios Públicos – RUPS desde el 25 de agosto de 2005. Enertotal desarrolla la actividad con el objeto social registrado por Escritura Pública No. 2069 del 15 de julio de 2005 en la Notaria Cuarta de Cali. Su objeto principal es la comercialización y la distribución de energía y combustibles en todas las formas de ellos y para todos los usos en los distintos segmentos del mercado mayorista y minorista en el territorio nacional y en el extranjero.

Los datos generales de la empresa se señalan en la Tabla 1.

Tabla 1. Datos Generales del prestador

Tipo de Sociedad:	Sociedad Anónima
Razón Social:	ENERTOTAL S.A. E.S.P.
Sigla:	ENERTOTAL S.A. E.S.P.
NIT:	900039901 - 5
ID RUPS:	20437
Representante Legal:	Eliana Garzón Rayo
Actividad Desarrollada:	Comercialización
Año de Entrada en Operación:	2005
Auditor - AEGR:	AMG ASESORIAS CONTABLES EU
Clasificación:	Sistema Interconectado Nacional
Fecha Última Actualización RUPS:	27 de enero de 2022

Fuente: Sistema Único de Información de Servicios Públicos Domiciliarios – SUI – Elaboración: DTGE

4.4.2. Aspectos Administrativos y Financieros

A continuación, se realiza una descripción de los principales componentes de carácter administrativo y financiero que competen al prestador en el año de evaluación.

4.4.2.1. Aspectos administrativos

Para el desarrollo de sus actividades, el prestador cuenta con una planta de personal distribuida como lo muestra la Tabla 2.

Tabla 2. Clasificación de los contratos laborales

Empleados directos	Total
Contratos directos indefinidos	112
Contratos a término fijo	0
Contratos por prestación de servicio	6
TOTAL	118

Fuente: Enertotal – Elaboración: DTGE

Enertotal cuenta con un total de ciento dieciocho (118) empleados, de los cuales ciento doce (112) tienen contrato a término indefinido, mientras que seis (6) se encuentran contratados por prestación de servicios. El 65,3% de los empleados están ubicados en las áreas administrativa, técnica, comercial y de mercadeo; por otro lado, cinco (5) de los empleados con contratos por prestación de servicios se ubican en el área de servicio al cliente.

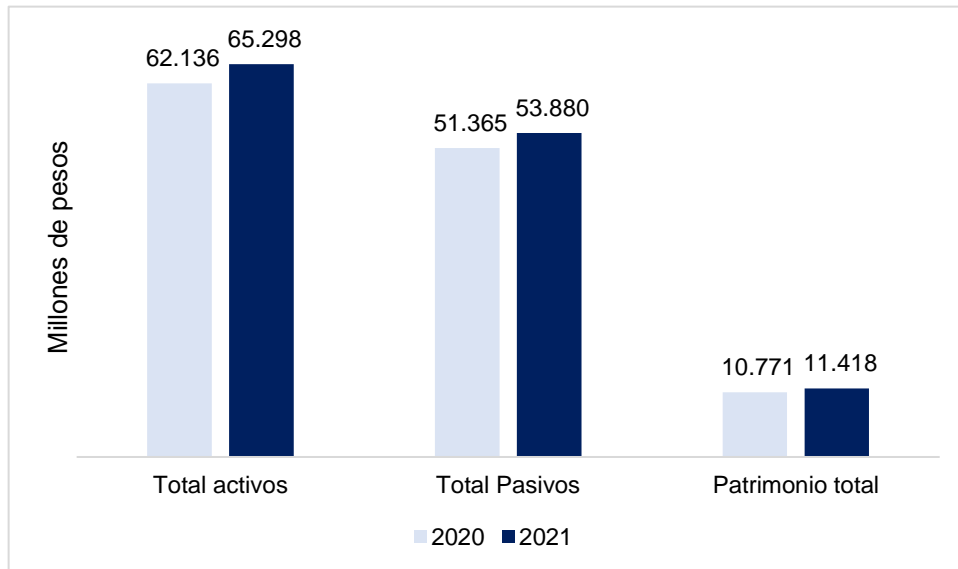
4.4.2.2. Aspectos financieros

A continuación, se señalan los aspectos financieros de la empresa, haciendo énfasis en cuatro puntos principales; primero, la clasificación del riesgo; segundo, el estado de la situación financiera y el estado de resultados; tercero, el flujo de caja; y finalmente, el flujo de caja proyectado.

4.4.2.2.1. Estado de situación financiera y estado de resultados

En el Gráfico 1 se observa el comportamiento de los activos, pasivos y patrimonio en los años 2020 y 2021.

Gráfico 1. Activos, pasivo y patrimonio. Comparativo 2020 – 2021

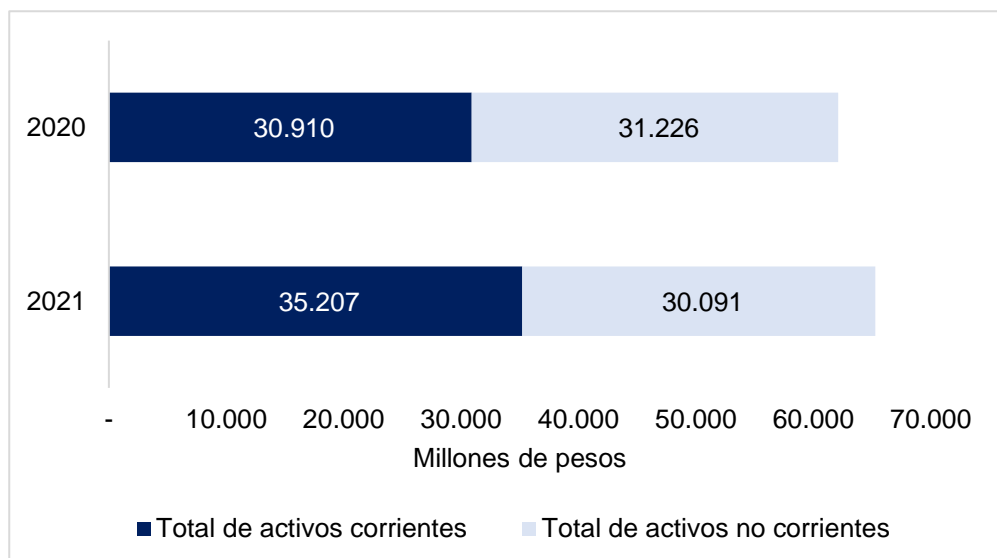


Fuente: SUI – Cálculo y elaboración: DTGE

La gráfica anterior refleja que para el año 2021 los activos totales de Enertotal sumaron un total de \$65.298 millones, lo cual representó un crecimiento del 5,1% frente al 2020. Por su parte, los pasivos totales fueron de \$53.880 millones, creciendo 4,9% frente al 2020. Finalmente, el patrimonio creció un 6,0%, ubicándose en \$11.418 millones. Del total de los activos que tenía la empresa para el año 2021, se encuentra que los pasivos tuvieron un peso del 82,7%, mientras que el patrimonio alcanzó una participación del 17,3%.

En la siguiente gráfica se presenta la distribución del activo corriente y no corriente de Enertotal para los años 2020 y 2021.

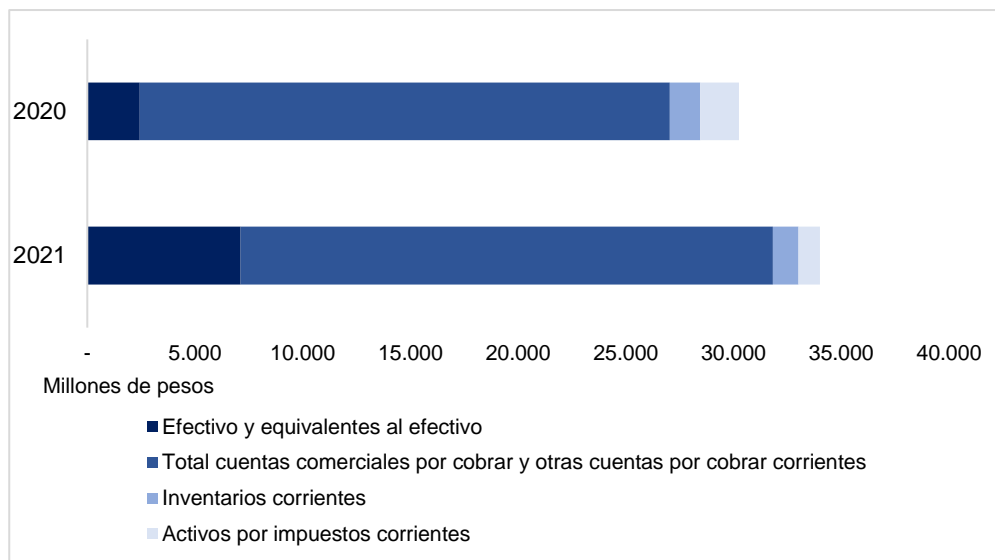
Gráfico 2. Distribución del activo



Fuente: SUI – Cálculo y elaboración: DTGE

Como se observa en el Gráfico 2, para el año 2021 el activo se distribuyó en un 53,9% para el corriente y 46,1% el activo no corriente; además, se encuentra que los activos corrientes tuvieron un crecimiento de 13,9% con respecto al año 2020, mientras que los activos no corrientes presentaron una caída anual de 3,6%. El Gráfico 3 desagrega el activo corriente de Enertotal, en sus diferentes componentes, para los años 2020 y 2021.

Gráfico 3. Distribución del activo corriente



Fuente: SUI – Cálculo y elaboración: DTGE

El gráfico anterior muestra los principales componentes del activo corriente. Las cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes presentaron la mayor participación, ubicándose en un 70,2% y teniendo un crecimiento de 0,4%, seguido del efectivo y equivalentes al efectivo, con una participación de 20,2% y un crecimiento positivo de 193,1%. Por otro lado, los inventarios corrientes pesaron 3,4%, y decrecieron un 16,7%, mientras que los activos por impuestos corrientes, que pesaron 2,8%, tuvieron una caída de 44,8%.

En virtud de lo anterior, y con el objetivo de analizar puntualmente los montos más representativos que conforman el activo corriente, en la Tabla 3 se muestra la distribución del efectivo y equivalente al efectivo.

Tabla 3. Distribución del efectivo y equivalentes. Comparativos 2021-2020 (Cifras en millones de pesos)

Concepto	2021	2020	AH
Efectivo y equivalentes al efectivo	3	4	-14,1%
Caja	50	80	-37,5%
Bancos	446	-	-
Depósitos a corto plazo	5.829	1.724	239,8%
Otros efectivos y equivalentes al efectivo	765	622	22,9%
TOTAL	7.122	2.430	193,1%

Fuente: SUI – Cálculo y elaboración: DTGE

De acuerdo con la Tabla 3, y lo expresado por la empresa en la visita de Evaluación Integral, más del 50% del efectivo y equivalentes al efectivo corresponden a cuentas bancarias administradas por el Patrimonio Autónomo Colpatria, de las cuales Enertotal mantiene el control y conserva los riesgos y ventajas sobre estos activos. La empresa manifiesta que en estas cuentas se realiza todo el recaudo de los clientes, de acuerdo con la facturación que se emite mensualmente. El crecimiento del 239,8% en los depósitos a corto plazo obedecen a la recuperación del recaudo, dado que, en el año 2020, por la

emergencia sanitaria, la empresa se acogió a una opción tarifaria. Esto será descrito con mayor en la sección comercial.

En la misma línea del análisis anterior, en la Tabla 4 se observa la distribución de las cuentas por cobrar y otras cuentas comerciales corrientes, para el período de análisis.

**Tabla 4. Distribución de cuentas por cobrar y otras cuentas comerciales corrientes.
Comparativos 2021-2020 (Cifras en millones de pesos)**

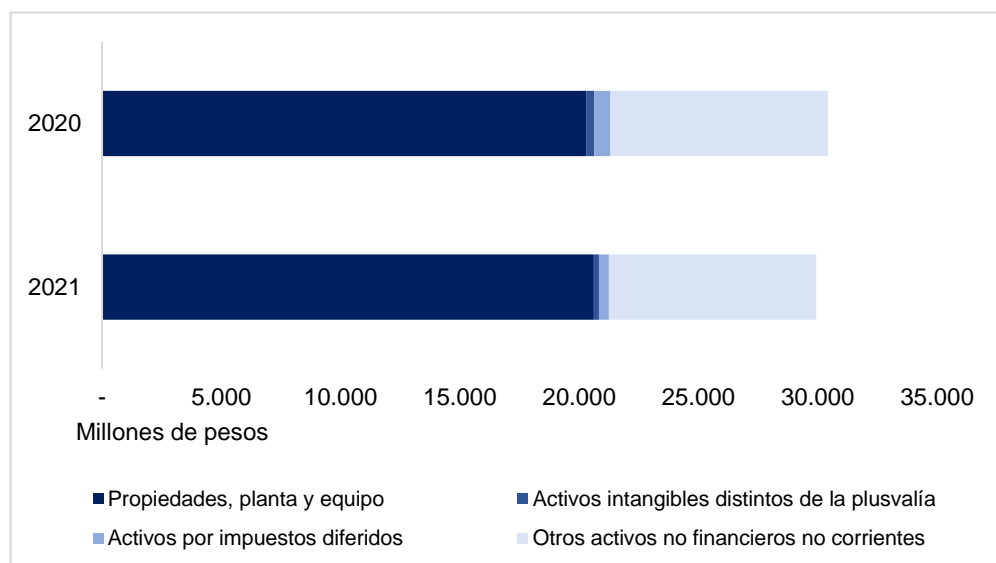
Concepto	2021	2020	AH
Cientes	5.515	6.920	-20,3%
Deterioro de clientes	-596	-1.159	-151,4%
Cuentas por cobrar recuperación del G ¹	3.597	7.389	-51,3%
Cuentas por cobrar pendiente de facturar	14.602	9.932	47,0%
Cuentas por cobrar a empleados	1	36	-96,0%
Anticipos y avances	794	995	-20,2%
Otras cuentas por cobrar	1.405	1.025	37,1%
Deterioro de otras cuentas por cobrar	-605	-527	14,8%
Total cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar corto plazo	24.714	24.610	0,4%

Fuente: SUI – Cálculo y elaboración: DTGE

De la Tabla 4 el indicador de Clientes corresponde al valor a cobrar por facturación realizada sobre conceptos de terceros, tales como alumbrado, generación, Sistema de Distribución Local – SDL, Sistema de Transmisión Nacional – STN, tasa de convivencia, entre otros. También se incluyen conceptos propios como: ingresos por comercialización de energía, ventas de equipos de medición, prestación de servicios de valor agregado, servicios de facturación por intermediación y cuentas por cobrar a otras entidades por transacciones comerciales.

De manera similar a como fueron analizados los activos corrientes, en la siguiente gráfica se desagrega el activo no corriente de Enertotal, en sus diferentes componentes, para los años 2020 y 2021.

Gráfico 4. Distribución del activo no corriente



Fuente: SUI – Cálculo y elaboración: DTGE

¹ Se hace referencia al componente de generación del costo unitario de prestación del servicio.

El activo no corriente presenta una reducción de 3,6%, la cual se explica, principalmente, por el concepto de otros activos financieros no corrientes, que disminuye un 4,6% y el monto correspondiente a propiedad, planta y equipos que tiene un incremento anual de 1,6%. Para analizar nuevamente en detalle los montos más representativos, en este caso del activo no corriente, la Tabla 5 muestra la distribución de la propiedad, planta y equipos.

Tabla 5. Distribución de propiedad, planta y equipos. Comparativos 2021-2020 (Cifras en millones de pesos)

Concepto	2021	2020	AH
Costo	29.453	27.272	8,0%
Revaluación	2.989	2.989	0,0%
Deterioro	-6	-6	0,0%
Depreciación	-11.816	-9.962	18,6%
TOTAL	20.620	20.293	1,6%

Fuente: SUI – Cálculo y elaboración: DTGE

El crecimiento de la propiedad, planta y equipo se explica por una variación del 8,0% en el costo histórico, así como un crecimiento en la depreciación del 18,6%. Es preciso señalar que, si bien el incremento de 1,6% de este monto en el rubro de activos no corrientes es inferior al incremento de los montos señalados, esto se debe a que la depreciación afecta negativamente al total del rubro; es decir, un incremento de la depreciación representa una caída en el activo no corriente correspondiente a propiedad, planta y equipos.

Finalmente, en la Tabla 6 se presenta la distribución de otros activos no financieros no corrientes, en el período de evaluación.

Tabla 6. Distribución de otros activos no financieros no corrientes. Comparativos 2021-2020 (Cifras en millones de pesos)

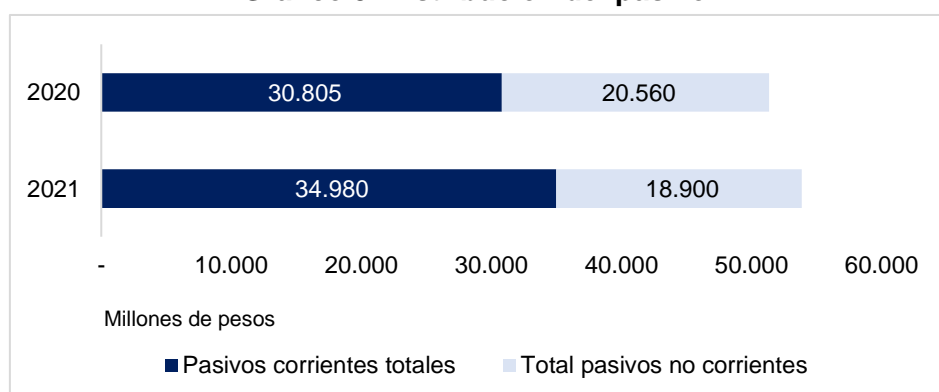
Concepto	2021	2020	AH
Activos por cumplimiento de contrato	200	303	-34,1%
Proyecto de investigación y desarrollo	-	313	-100,0%
Mercado de comercialización	8.500	8.500	0,0%
TOTAL	8.700	9.116	-4,6%

Fuente: SUI – Cálculo y elaboración: DTGE

La caída de los otros activos no financieros no corrientes se explica por el un proyecto de investigación y desarrollo, cuya amortización finalizó en el 2020, por lo que su saldo para el 2021 es de cero.

En el Gráfico 5 se presenta la distribución de los pasivos de Enertotal para los años 2020 y 2021.

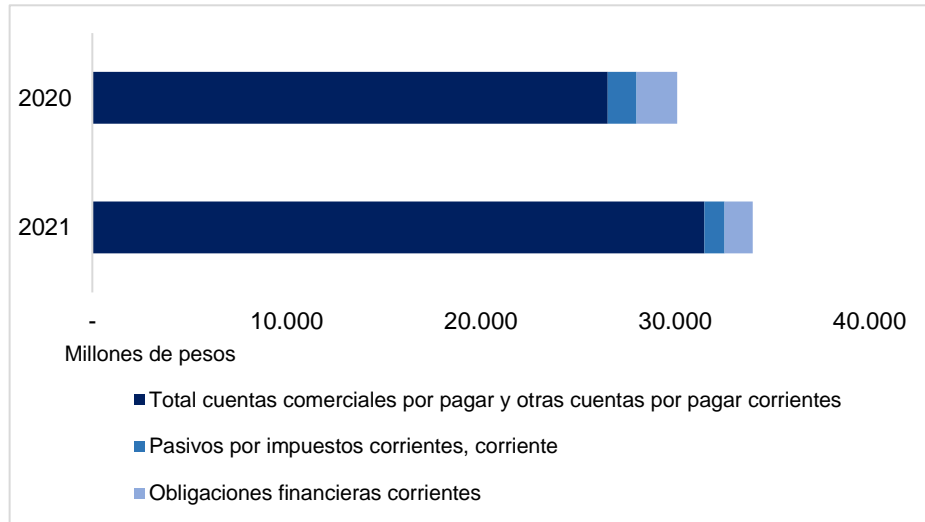
Gráfico 5. Distribución del pasivo



Fuente: SUI – Cálculo y elaboración: DTGE

En el año 2021 el pasivo total creció 4,9% con respecto al año anterior, la cual se vio influenciada por un incremento de 13,6% de los pasivos corrientes y una caída de 8,1% de los pasivos no corrientes. Con el objetivo de desagregar ambos valores, en la siguiente gráfica se observan los rubros que participan en el pasivo corriente de Enertotal, para los años 2020 y 2021.

Gráfico 6. Distribución del pasivo corriente



Fuente: SUI – Cálculo y elaboración: DTGE

De acuerdo con el gráfico, el crecimiento del 13,6% en el pasivo corriente se explica, principalmente, por un incremento del 23,5% en el total de cuentas comerciales por pagar, un decrecimiento del 29,6% en los pasivos por impuestos corrientes, y del 30,9% en las obligaciones financieras corrientes. Con el objetivo de en detalle de los montos más representativos, en la Tabla 7 se muestra la distribución de las cuentas por pagar comerciales y de otras cuentas.

Tabla 7. Distribución de las cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes. Comparativos 2021-2020

Concepto	2021	2020	AH
Agentes del sector	10.822	7.765	39,4%
Proveedores y otros acreedores	1.893	2.302	-17,8%
Préstamos	1.119	1.419	-21,1%
Retenciones de nómina	178	222	-19,6%
Avances y anticipos	207	16	1188,3%
Alumbrado, aseo y tasa de convivencia	680	592	14,9%
Patrimonio autónomo	1.986	3.445	-42,3%
Estimación agentes del sector (consumo mes)	13.830	9.247	49,6%
Otras cuentas por pagar	480	231	108,0%
Arrendamiento bienes inmuebles	317	286	10,9%
TOTAL	31.512	25.524	23,5%

Fuente: SUI – Cálculo y elaboración: DTGE

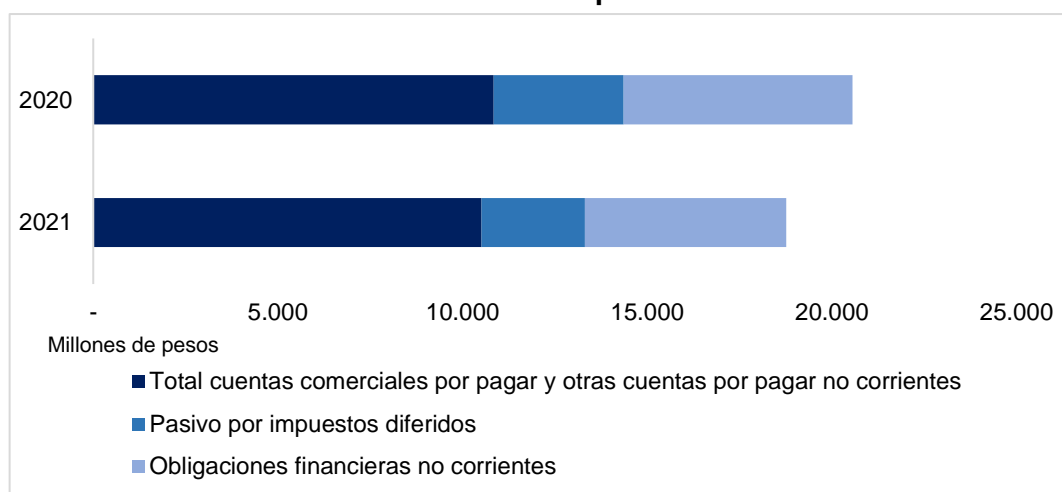
Con respecto a las cuentas por pagar corrientes, se observa un crecimiento que está explicado por una variación positiva de 49,6% en el rubro de estimación agentes del sector, correspondiente a la estimación del siguiente período de consumo, el cual es registrado como una causación del servicio, para revertirse en el mes siguiente al que se emite la facturación. También se presenta una variación del 39,4% en los

agentes del sector, que corresponden a los saldos de la cadena de prestación del servicio que conforman el costo unitario.

El patrimonio autónomo, está compuesto por un crédito rotativo otorgado por Colpatría al patrimonio autónomo, destinado al pago de costos y gastos de la compañía y se soporta por el recaudo de la actividad comercial según contrato de fiducia. En este rubro también se incluye un préstamo otorgado por Bancaribe – base Curazao, a través del patrimonio autónomo y cuyo valor es convertido a moneda funcional con la tasa de cambio vigente.

En cuanto a los pasivos no corrientes, en el Gráfico 7 se desagregan los rubros que participan en dicho monto, para los años 2020 y 2021.

Gráfico 7. Distribución del pasivo no corriente



Fuente: SUI – Elaboración: DTGE

El pasivo no corriente decreció 8,1% en el año 2021, variación que se explica por el total de cuentas por pagar no corrientes, que se redujo un 3,0%, el pasivo por impuesto diferido, el cual decreció 20,6%, y las obligaciones financieras que cayeron un 12,0%. En la Tabla 8 se muestra la distribución de las cuentas por pagar comerciales y de otras cuentas por pagar no corrientes.

Tabla 8. Distribución de las cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes. Comparativos 2021-2020 (Cifras en millones de pesos)

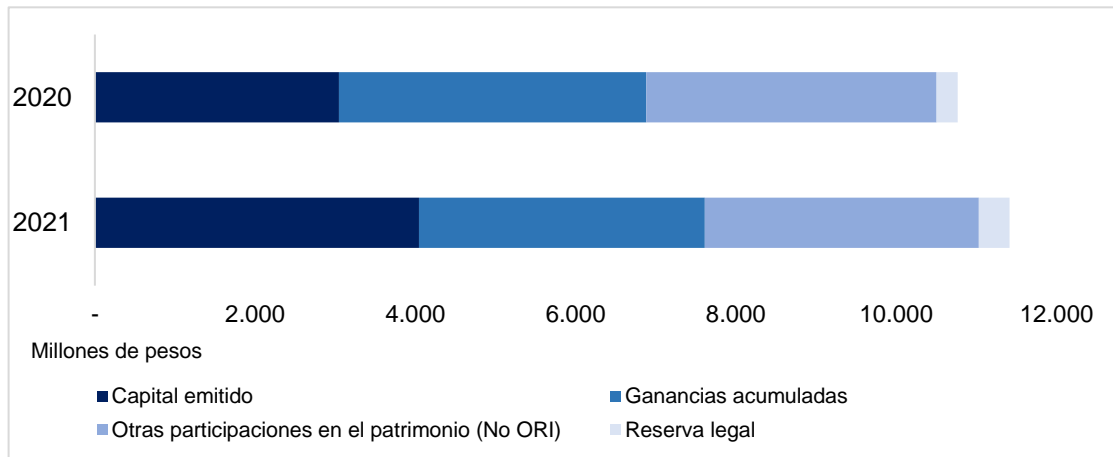
Concepto	2021	2020	AH
Proveedores y otros acreedores	340	-	-
Alumbrado, aseo y tasa de convivencia	-	136	-100,0%
Patrimonio autónomo	8.946	8.805	1,6%
Otras cuentas por pagar	915	971	-5,7%
Arrendamiento bienes inmuebles	316	624	-49,4%
TOTAL	10.518	10.536	-0,18%

Fuente: SUI – Cálculo y elaboración: DTGE

El comportamiento de las cuentas por pagar responde a los pasivos por alumbrado, aseo y tasa de convivencia, a los cuales no se les asignó un rubro en el año 2021.

De manera final y en cuanto al valor del patrimonio de Enertotal, el siguiente Gráfico 8. refleja la evolución de este monto para los años 2020 y 2021.

Gráfico 8. Distribución del patrimonio



Fuente: SUI – Cálculo y elaboración: DTGE

Para el año 2021, el capital emitido de Enertotal presentó un crecimiento del 32,9%, el cual se explica por un proceso de capitalización de utilidades aprobado por la asamblea de accionistas de la empresa, que tenía el objetivo de fortalecer patrimonialmente al prestador. Por otro lado, en el año de evaluación se presentó un superávit por revaluación de \$3.417 millones, donde la mayor parte del mismo corresponde a redes de distribución (\$5.120 millones) e impuestos diferidos (-\$1.765 millones).

El resumen más detallado sobre los valores de activos, pasivos y patrimonio en el año 2021, así como su variación con respecto al año 2020, se presenta desagregado en la Tabla 9.

Tabla 9. Estado de situación financiera. Comparativos 2021-2020 (Cifras en millones de pesos)

ACTIVOS	2021	AV	2020	AV	AH
Activos corrientes					
Efectivo y equivalentes al efectivo	7.122	10,90%	2.430	3,90%	193,10%
Total cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	24.714	37,80%	24.610	39,60%	0,40%
Cuentas por cobrar partes relacionadas	16	0,00%	8	0,00%	108,74%
Inventarios corrientes	1.182	1,80%	1.420	2,30%	-16,70%
Activos por impuestos corrientes	990	1,50%	1.794	2,90%	-44,80%
Otros activos financieros corrientes	371	0,60%	-	0,00%	
Otros activos no financieros corrientes	812	1,20%	649	1,00%	25,10%
Total de activos corrientes	35207	53,90%	30910	49,70%	13,90%
Activos no corrientes					
Propiedades, planta y equipo	20.620	31,60%	20.293	32,70%	1,60%
Propiedad de inversión	87	0,10%	87	0,10%	0,00%
Activos intangibles distintos de la plusvalía	210	0,30%	338	0,50%	-38,10%
Total cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	45	0,10%	714	1,10%	-93,60%
Cuentas por cobrar partes relacionadas	7	0,00%	8	0,00%	-10,30%

Activos por impuestos diferidos	422	0,60%	679	1,10%	-37,90%
Otros activos financieros no corrientes	-	0,00%	-	0,00%	
Otros activos no financieros no corrientes	8700	13,30%	9116	14,70%	-4,60%
Total de activos no corrientes	30091	46,10%	31226	50,30%	-3,60%
Total de activos	65.298	100,00%	62.136	100,00%	5,10%
PASIVOS	2021	AV	2020	AV	AH
Pasivos corrientes					
Total cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar corrientes	31512	48,30%	26534	42,70%	18,80%
Cuentas por pagar partes relacionadas	366	0,60%	454	0,70%	-19,50%
Pasivos por beneficio a empleados	611	0,90%	556	0,90%	9,90%
Pasivos por impuestos corrientes, corriente	1038	1,60%	1474	2,40%	-29,60%
Obligaciones financieras corrientes	1446	2,20%	2093	3,40%	-30,90%
Otros pasivos financieros corrientes	7	0,00%	705	1,10%	-99,00%
Pasivos corrientes totales	34.980	53,60%	30.805	49,60%	13,60%
Pasivos no corrientes					
Total cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	10.518	16,10%	10.842	17,40%	-3,00%
Cuentas por pagar partes relacionadas	135	0,20%	305	0,50%	-19,48%
Pasivo por impuestos diferidos	2.797	4,30%	3.523	5,70%	-20,60%
Obligaciones financieras no corrientes	5.451	8,30%	6.195	10,00%	-12,00%
Total pasivos no corrientes	18.900	28,90%	20.560	33,10%	-8,10%
Total pasivos	53.880	82,50%	51.365	82,70%	4,90%
PATRIMONIO	2021	AV	2020	AV	AH
Capital emitido	4.045	6,20%	3.045	4,90%	32,80%
Ganancias acumuladas	3.570	5,50%	3.836	6,20%	-6,90%
Otras participaciones en el patrimonio (No ORI)	3.418	5,20%	3.627	5,80%	-5,80%
Reserva legal	386	0,60%	263	0,40%	46,90%
Patrimonio total	11.418	17,50%	10.771	17,30%	6,00%
Total patrimonio y pasivos	65.298	100,00%	62.136	100,00%	5,10%

Fuente: SUI – Cálculo y elaboración: DTGE

4.4.2.2. Estado de resultados integral

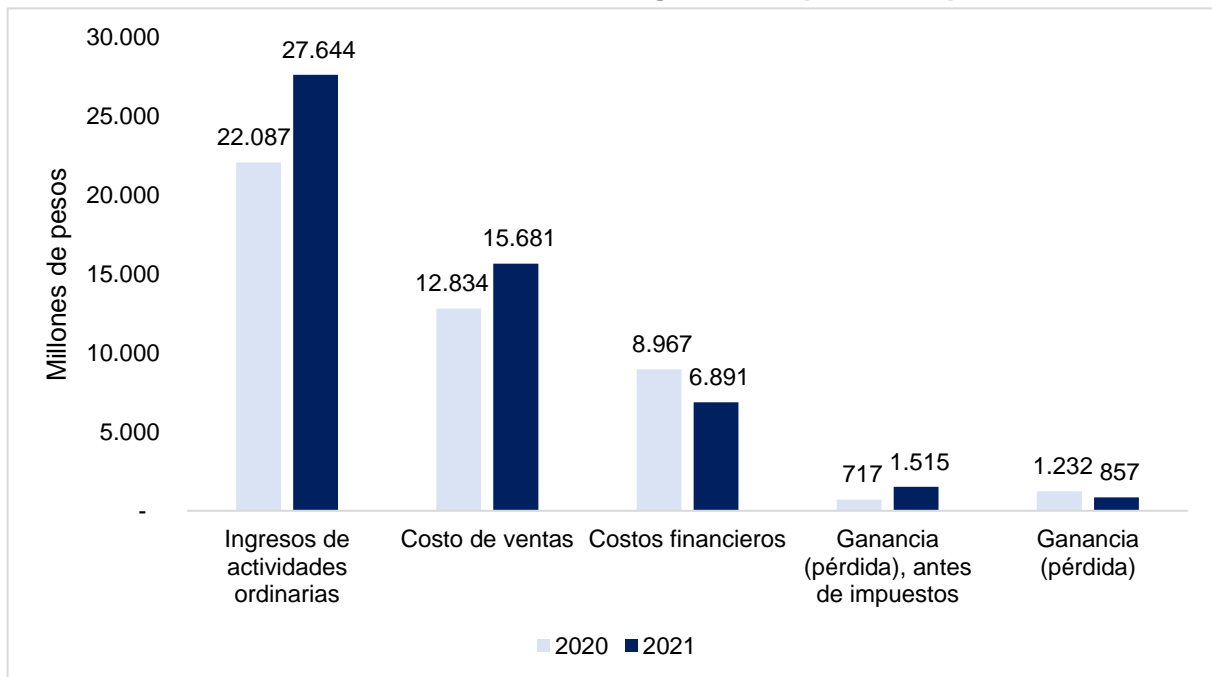
En la Tabla 10 se observa el estado de regulados integral de Enertotal, en los años 2020 y 2021, y los mismos datos se reflejan en el Gráfico 9.

Tabla 10. Estado de resultados integral. Principales componentes (Cifras en millones de pesos)

Concepto	2021	AV	2020	AV	AH
Ingresos de actividades ordinarias	27.644	100,0%	22.087	100,0%	25,2%
Costo de ventas	15.681	56,7%	12.834	58,1%	22,2%
Ganancia bruta	11.964	43,3%	9.253	41,9%	29,3%
Gastos de administración	3.101	11,2%	2.528	11,4%	22,7%
Ganancia (pérdida) por actividades de operación	6.139	22,2%	3.928	17,8%	56,3%
Ingresos financieros	2.268	8,2%	5.756	26,1%	-60,6%
Costos financieros	6.891	24,9%	8.967	40,6%	-23,2%
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	1.515	5,5%	717	3,2%	111,2%
Ganancia (pérdida)	857	3,1%	1.232	5,6%	-30,4%

Fuente: SUI – Cálculo y elaboración: DTGE

Gráfico 9. Estado de resultados integral. Principales componentes



Fuente: SUI – Cálculo y elaboración: DTGE

Para el año 2021 los ingresos de actividades ordinarias crecieron un 25,2%, lo cual obedece principalmente a la comercialización de energía en el Mercado Regulado y No Regulado, que creció un 22,1%; adicionalmente, la venta de equipos y servicios creció un 40,6% y los ingresos por redes² un 10,3%, siendo los tres (3) anteriores, los que más participaron en el total de ingresos ordinarios, con un total de 99,4%. Por otro lado, en la Tabla 11 se observa la distribución del total facturado por Enertotal, en sus principales componentes.

Tabla 11. Estado de resultados integral. Principales componentes (Cifras en millones de pesos)

Concepto	2021	2020	AH
Mercado Mayorista	17.545	15.465	13,5%
Regulado y otros	112.110	96.170	16,6%

² Según lo expresado por la empresa, corresponde al servicio que se presta para la distribución de energía eléctrica

No Regulado	43.645	25.950	68,2%
PPA - Solar ³	1	1	3,6%
TOTAL	173.301	137.589	26,0%

Fuente: SUI – Cálculo y elaboración: DTGE

La facturación de Enertotal y el recaudo a terceros presentó un crecimiento del 26,0%% para el año 2021; lo anterior, debido a un incremento de la demanda, particularmente del sector industrial, que se vio afectado en el 2020 por la pandemia del COVID-19, pero que para el año 2021 presentó una importante recuperación, gracias a la flexibilización de las medidas tomadas para enfrentar dicha pandemia.

El sector que presentó mayor crecimiento en la facturación corresponde al mercado no regulado, que varía un 68,2%, sin embargo, debido a la participación que se tiene para el 2020, el que más aporta al crecimiento es el mercado regulado (la cual se evidencia en la sección comercial), que varía un 16,6%. Por su parte, el recaudo del mercado mayorista se incrementa un 13,5%.

Se presentó un incremento en el costo de ventas del 22,2%, que obedece a un incremento del 12,2% en los costos de sostenimiento y del 46,1% en el costo de ventas de equipo y otros servicios. Con respecto a los costos de sostenimiento, su comportamiento se explica por variaciones positivas en los sueldos y salarios y en las prestaciones, rubros que en el 2020 representaron el 86% de estos costos de sostenimiento. En lo relacionado con los costos de ventas y otros servicios, se identifican solamente dos componentes, donde el de mayor peso corresponde al costo de ventas de equipos, el cual crece un 51,2% entre los años 2020 y 2021.

Para el año 2021, los costos financieros presentaron una reducción del 23,2%, lo cual obedece principalmente a diferencias en cambios de instrumentos de cobertura, en particular un forward otorgado por Bancaribe – Base Curazao, a través del patrimonio autónomo Colpatria. También se presenta una disminución en los intereses por préstamos que la compañía ha adquirido.

La empresa muestra un crecimiento en la ganancia antes de impuestos del 111,2%, sin embargo, después de impuestos decrece un 30,4%. Lo anterior se debe a que, para el año 2020, no se registró impuesto corriente, mientras que en el año 2021 tuvo un valor de 1.337 millones de pesos. Este hecho, junto con una reducción de 164 millones en el impuesto diferido explica las diferencias en las ganancias del ejercicio antes y después de los impuestos de la empresa.

4.4.2.3. Clasificación de Riesgo

Finalmente, y de conformidad con el artículo 16 del Decreto 1369 de 2020, de la Presidencia de la República, son funciones de esta Superintendencia, las siguientes:

“(...) Evaluar la gestión técnica, operativa, financiera, comercial, administrativa y tarifaria de los prestadores de servicios públicos domiciliarios de acuerdo con los indicadores o procedimientos definidos por las Comisiones de Regulación y el ordenamiento jurídico aplicable y publicar los resultados de las respectivas evaluaciones. (...)”

En cumplimiento de lo anterior, el cálculo del riesgo financiero, a partir de la información cargada por el prestador en el año 2021 en el SUI, y considerando la metodología señalada en la Resolución CREG 072 de 2002⁴, indica que Enertotal quedó clasificada en un nivel de riesgo financiero medio (nivel de riesgo 2). En la Tabla 12 se observan los resultados para cada uno de los indicadores que reflejan la clasificación de riesgo inicial de los prestadores evaluados.

³ Servicio de energía eléctrica a través de paneles solares.

⁴ Modificada por la Resolución CREG 034 de 2004

Tabla 12. Indicadores Financieros Regulatorios. Comparativo 2021 – 2020

Indicadores financieros	2021	2020	CREG		NIF	
			Requisito	Cumple	Requisito	Cumple
Razón Corriente (veces)	1,0	1,0	2,5	NO	2,2	NO
Margen operacional	28,1%	26,5%	33,0%	NO	24,2%	SI
Rotación de cuentas por cobrar (días)	51	64	71,7	SI	71,8	SI
Rotación de cuentas por pagar (días)	78	86	19,8	SI	40,7	SI

Fuente: SUI – Cálculo y elaboración: DTGE

Para el año 2021 la razón corriente se ubicó en 1, lo que indica que los activos corrientes apenas superaron a los pasivos corrientes; en otras palabras, se indica que la empresa pudo cubrir sus pasivos de corto plazo con los activos de corto plazo, utilizando cerca del 100% de los mismos. De acuerdo con los referentes de la CREG y NIF, este indicador debería ubicarse entre 2,2 (NIF) y 2,5 (CREG); por lo tanto, se esperaría que los activos corrientes cubran más de dos (2) veces a los pasivos corrientes.

El margen operacional, definido como el EBITDA⁵ sobre los ingresos operacionales, se ubicó en 28,1%. En este caso, la empresa cumple con el parámetro de NIF, que se ubica en 24,2%, pero no con el de la CREG, que se encuentra en 33,0%

Por otro lado, la empresa presentó un índice de rotación de cuentas por cobrar de 51 días y de pagar de 78 días. De esta manera, como se presenta en la Tabla 12, el prestador cumple con los referentes en las cuentas por cobrar y por pagar. Esto muestra que la recuperación de cartera de la empresa cumple con los estándares de calidad financiera requeridos, tanto por la CREG como por NIF.

Finalmente, es posible concluir que Enertotal se encuentra en un nivel de riesgo intermedio, al contar con un elevado nivel de endeudamiento, reflejado en los pasivos y en los costos financieros; no obstante, la empresa manifiesta que se trata de una deuda controlada y que el plan de refinanciación de la deuda es adecuado para garantizar la solvencia financiera.

4.4.3. Aspectos Comerciales

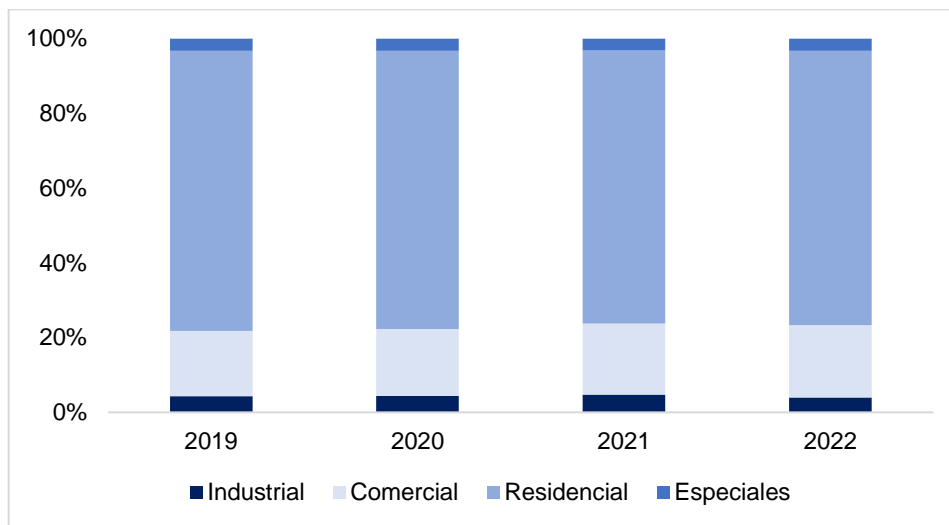
Enertotal realiza la actividad de comercialización en 16 mercados del país, distribuidos en la región centro (50%), suroccidente (25%) y norte (25%), donde se atiende a usuarios de los sectores residencial, industrial, comercial y especial. En función de lo anterior, el desarrollo del presente tópico se dividió en cuatro (4) puntos; en primer lugar, se inspeccionaron aspectos relacionados con la participación de la empresa en el Mercado de Energía Mayorista – MEM, principalmente sobre su estrategia comercial; en segundo lugar el nivel de satisfacción de los usuarios a partir de las PQR relacionadas; en tercer lugar, se observó la información reportada sobre subsidios y contribuciones; en cuarto lugar, se realizó una revisión de las tarifas ofrecidas en los Mercados Regulado y No Regulado; y, finalmente, se verificó el cumplimiento del Código de Medida en las fronteras comerciales de la empresa.

4.4.3.1. Mercado de Energía Mayorista – MEM

Al cierre del año 2021 Enertotal contaba con un total de 18.081 usuarios, los cuales demandaron 21,8 GWh en dicho mes. En el Gráfico 10 se observa la distribución porcentual de los diferentes sectores en el mercado de comercialización de Enertotal.

⁵ Refleja los ingresos antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones.

Gráfico 10. Distribución del número de usuarios por sector de consumo, 2019 – 2022⁶



Fuente: Enertotal– Elaboración: DTGE

En los últimos tres (3) años⁷ la distribución de la cantidad de usuarios en los sectores económicos del mercado de Enertotal se ha mantenido relativamente constante. El promedio de participación en dicho período refleja un 74,2% de aporte del sector residencial, 18,1% del sector comercial, 4,5% del sector industrial, y 3,2% del sector especial. Con corte al mes de marzo de 2022 el prestador tenía 18.219 usuarios, donde el 72,7% se ubicaba en el sector residencial (caída de 1,4 p.p.⁸ respecto al mes de diciembre de 2021), el 19,4% en el sector comercial (crecimiento de 1,3 p.p. respecto al mes de diciembre de 2021), el 4,7% en el sector industrial (crecimiento de 0,2 p.p. respecto al mes de diciembre de 2021), y el restante 3,2% correspondía a usuarios del sector especial, el cual se mantuvo constante. Esta Superintendencia consultó al prestador sobre la manera en que toma la lectura de los usuarios de su mercado, y se observó que la empresa mantiene niveles altos de lectura real. De acuerdo con lo consultado, entre mayo de 2021 y marzo de 2022 Enertotal realizó estimación en el consumo del 0,1% de los usuarios facturados; adicionalmente, la diferencia negativa entre el consumo real de los usuarios estimados, y el consumo estimado de tales usuarios, equivale al 0,04% del monto total facturado en el período.

Por otro lado, en el Gráfico 11. se presenta la evolución de la demanda de energía eléctrica en el mercado de Enertotal, por sectores de consumo.

En los últimos tres (3) años la demanda de energía eléctrica en el mercado de Enertotal se vio impactada por el crecimiento en la participación del sector industrial. Entre diciembre de 2019 y diciembre de 2021 la participación del sector industrial se incrementó 11 p.p., pasando de 41,0% a 52,0%; además, en el primer trimestre de 2022 la demanda del sector industrial tuvo un incremento adicional de 1,1 p.p., llegando a 53,1%, alcanzando un valor de 12,4 GWh-mes.

Con corte a marzo de 2022, los demás sectores presentaron una demanda de energía eléctrica de la siguiente manera: el sector comercial fue de 7,1 GWh-mes, mientras que los sectores especial y residencial demandaron 2,0 y 1,8 GWh-mes, respectivamente. Lo anterior, representó una demanda total de 23,3 GWh, desagregada 13,0 GWh-mes (59,6%) en el Mercado Regulado – MR, y 9,3 GWh-mes (40,4%) en el Mercado No Regulado – MNR. De acuerdo con lo anterior, se resalta que, si bien los usuarios de los sectores residencial y comercial predominan en cantidad, son los usuarios del sector

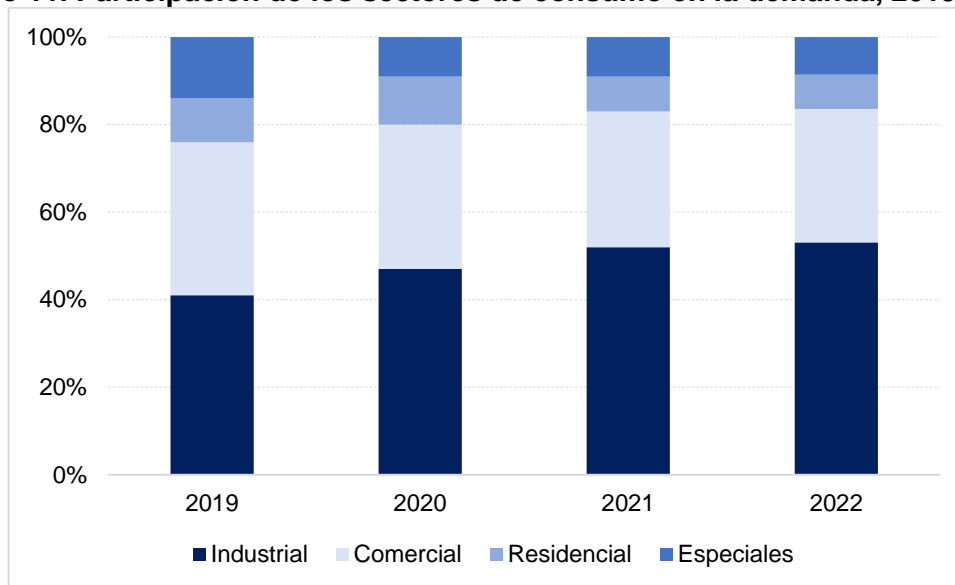
⁶ Los datos del último año corresponden a lo registrado en el mes de marzo de 2022.

⁷ En 2019 el prestador contaba con 17965 usuarios, en 2020 dicho valor se ubicó en 17.889 usuarios, y en 2021 el valor fue de 18.081.

⁸ Puntos porcentuales.

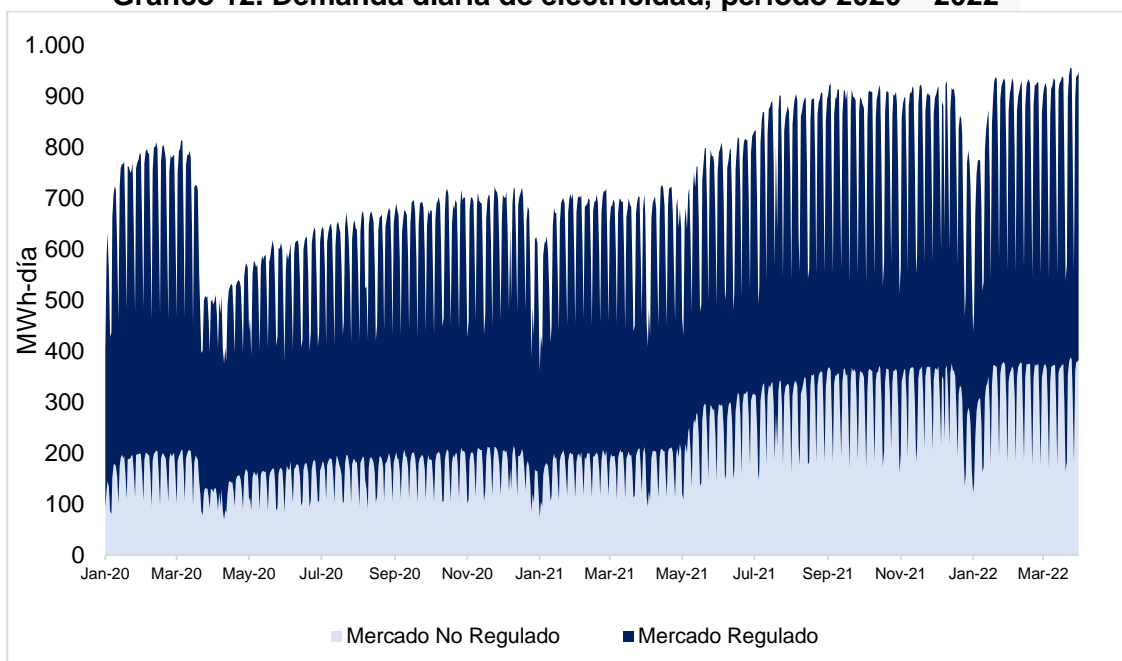
industrial quienes resultan más representativos a nivel de consumo total en el mercado de comercialización del prestador. En el Gráfico 12 se presenta la evolución de la demanda diaria de electricidad de Enertotal, desde enero de 2020, hasta marzo de 2022; lo anterior, con el objetivo de observar el impacto de los principales hechos como la emergencia sanitaria en 2020 y las protestas en 2021.

Gráfico 11. Participación de los sectores de consumo en la demanda, 2019 – 2022⁹



Fuente: Enertotal– Elaboración: DTGE

Gráfico 12. Demanda diaria de electricidad, período 2020 – 2022¹⁰



Fuente: XM S.A. E.S.P. – Elaboración: DTGE

La demanda de Enertotal en dicho período se ubicó en promedio cerca de los 700 MWh-día. La demanda total tuvo un impacto a partir del mes de marzo de 2020, donde se redujo 14,5% de manera interanual,

⁹ Los datos del último año corresponden a lo registrado en el mes de marzo de 2022.

¹⁰ Los datos del último año corresponden a lo registrado hasta el mes de marzo de 2022.

con motivo de la pandemia del COVID – 19; sin embargo, el mayor impacto durante este periodo se presentó en el mes de abril de 2020, donde la demanda tuvo una reducción máxima de 26,5%¹¹ en el período de análisis.

Por otro lado, en el mes de mayo de 2021 producto de los eventos de alteración del orden público en el país, especialmente en Valle del Cauca, la demanda de electricidad se vio reducida en los primeros días de dicho período, como se observa en el Gráfico 12. No obstante, el impacto de lo señalado no generó una reducción interanual en la demanda de Enertotal, debido a que el principal impacto se presentó durante el inicio del mes. En la Tabla 13 se observa la variación mensual de la demanda eléctrica por tipo mercado.

Tabla 13. Variación mensual (interanual¹²) de la demanda eléctrica

Mes	Evolución de la demanda por mercado		
	Mercado Regulado	Mercado No Regulado	Total
Jan-20	23,9%	-10,0%	-3,6%
Feb-20	17,6%	-5,2%	-0,5%
Mar-20	-0,9%	-18,3%	-14,5%
Apr-20	-3,2%	-33,3%	-26,5%
May-20	-13,7%	-29,8%	-26,1%
Jun-20	-6,3%	-23,9%	-19,7%
Jul-20	-7,2%	-22,9%	-19,0%
Aug-20	-13,8%	-21,7%	-19,7%
Sep-20	-9,6%	-18,5%	-16,2%
Oct-20	-11,4%	-13,3%	-12,7%
Nov-20	-10,2%	-13,9%	-12,9%
Dec-20	-7,0%	-11,8%	-10,5%
Jan-21	0,0%	-15,1%	-11,4%
Feb-21	-1,3%	-16,7%	-12,9%
Mar-21	17,3%	-1,5%	3,2%
Apr-21	15,9%	22,6%	20,6%
May-21	61,4%	12,8%	25,8%
Jun-21	74,1%	14,3%	31,0%
Jul-21	72,1%	15,6%	31,5%
Aug-21	83,8%	15,3%	34,1%
Sep-21	83,0%	12,5%	32,3%
Oct-21	77,1%	7,1%	26,6%
Nov-21	80,6%	10,0%	30,1%
Dec-21	75,1%	8,2%	26,5%
Jan-22	80,0%	11,1%	30,1%
Feb-22	83,8%	9,5%	30,2%
Mar-22	82,1%	13,4%	33,0%

Fuente: XM S.A. E.S.P. – Elaboración: DTGE

¹¹ En el mes de abril de 2020 la demanda del Mercado Regulado se redujo 33,3%, mientras que la demanda del Mercado No Regulado se redujo 3,2%. Si bien la mayor caída total se dio en el mes de abril, el mayor impacto negativo en el Mercado No Regulado se observó en el mes de mayo y agosto de 2020.

¹² Corresponde a la variación de la demanda de un período, con respecto al mismo período en el año anterior.

Como se observa en la Tabla 13, el mayor impacto en la demanda de Enertotal se dio en los meses de abril y mayo de 2020, producto de la pandemia del COVID – 19 y la contracción de la demanda agregada. La demanda del prestador muestra una reducción en el mes de marzo de 2020, que se logra recuperar hasta el mes de febrero de 2021. Enertotal se acoge a la opción tarifaria dispuesta por el regulador en la Resolución CREG 012 de 2020; lo anterior, de acuerdo con lo expresado por el prestador, implicó que éste no podía trasladar al usuario final los costos de prestación del servicio, pero que Enertotal sí tuviera que responder a los demás agentes por los costos reales, incluyendo los nuevos cargos aprobados para los distribuidores, a partir de la Resolución CREG 015 de 2018.

Para mitigar lo anterior, el prestador recurrió al sector financiero solicitando plazos para el cumplimiento de los compromisos y accediendo a liquidez por medio de Findeter, como fue descrito en el tópico administrativo y financiero del presente informe. El impacto en la reducción de la demanda en 2020 generó una caída en los ingresos del prestador de hasta un 40%; sin embargo, dicho impacto se solucionó en 2021.

En virtud del diagnóstico inicial del mercado de Enertotal, el desarrollo de la Evaluación Integral consistió en hacer una revisión de la estrategia comercial del prestador, teniendo en cuenta aspectos relacionados con el nivel de contratación para los mercados atendidos por el prestador, la mitigación ante la variabilidad climática y la identificación de los riesgos regulatorios y operativos que enfrentaron a lo largo del año 2021.

Así, como estrategia comercial Enertotal busca alcanzar una cobertura del 100% en contratos bilaterales, sin exposición con el fin de mitigar la volatilidad del precio de bolsa en el mercado de corto plazo. Por la composición de su mercado, el prestador cuenta con once (13) contratos destinados a la atención del Mercado Regulado y un (1) contrato para la atención del Mercado No Regulado.

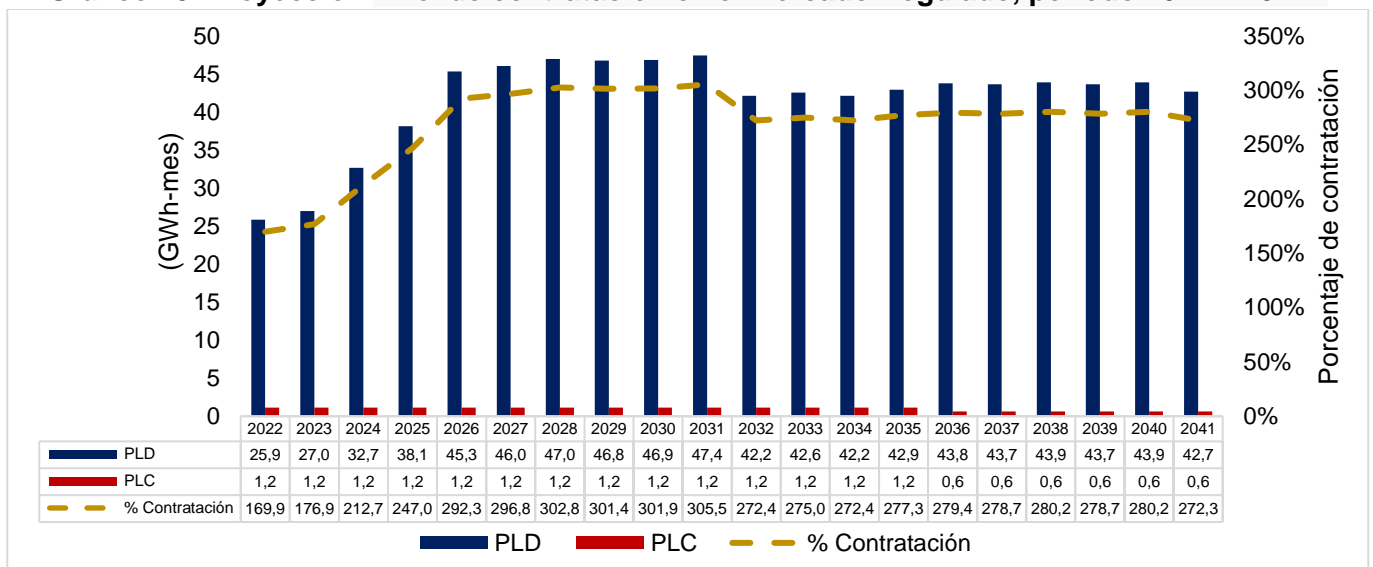
Los contratos destinados a la demanda regulada aseguran una cobertura de la demanda proyectada hasta el año 2041, a partir de contratos consecutivos de dos (2) años, producto de convocatorias realizadas en los años 2011, 2012, 2013, 2014, y 2019. Adicionalmente, Enertotal fue adjudicado en el mecanismo complementario de las subastas de contratos de largo plazo de energías renovables, realizadas por el Ministerio de Minas y Energía – MME en los años 2019 y 2021, dichos contratos tendrían una duración de 20 y 15 años, respectivamente. En el Gráfico 13 se observan los niveles de contratación del prestador en el Mercado Regulado, para el período de 2022 – 2041. En el eje vertical izquierdo se presenta la energía obtenida a partir de contratos *Pague lo Demandado – PLD* y *Pague lo Contratado – PLC*, mientras que el eje vertical derecho muestra el nivel de contratación total del prestador, tomando como referencia por parte de la Superservicios la demanda actual de su mercado.

La gráfica muestra que en el portafolio de compras de energía de Enertotal priman los contratos PLD con un tope de demanda¹³, mientras que las compras en contratos PLC corresponden a lo adjudicado en las subastas de energías renovables de largo plazo de 2019 y 2021. El prestador señala que su preferencia por los contratos PLD consiste en que se ajustan a sus necesidades de demanda, y les permite manejar un nivel de holgura para cubrir sus proyecciones de crecimiento en el mercado, proyecciones que son estimadas, ajustadas y verificadas de forma anual. De la gráfica anterior es concluyente resaltar que la empresa mantiene un alto nivel de contratación, lo que le permite alcanzar un nivel de holgura¹⁴ de entre 69,9% en el año 2022, hasta más de 200% en la próxima década.

¹³ Esta modalidad de contrato consiste en que el agente comprador paga (a precio de contrato) su consumo, siempre y cuando éste sea inferior o igual a la cantidad de energía contratada (tope máximo pactado en el contrato); sin embargo, en caso de que el consumo sea superior, la diferencia se liquida al precio de la bolsa. Lo anterior, de acuerdo con lo estipulado en la Resolución CREG 024 de 1995.

¹⁴ El nivel de holgura señalado corresponde a la diferencia positiva entre la demanda real del prestador y la demanda contratada para los próximos años.

Gráfico 13. Proyección nivel de contratación en el Mercado Regulado, período 2022 – 2041¹⁵



Fuente: Enertotal – Elaboración: DTGE

Enertotal reconoce que la modalidad de contratación PLD puede implicar precios de cierre superiores con respecto a los precios de la modalidad PLC; no obstante, la empresa considera que su principal valor agregado de cara al usuario final es garantizar la disponibilidad en el servicio, y para asegurar lo anterior el prestador está dispuesto a asumir precios de energía superiores. Entiéndase por lo anterior, que la empresa está dispuesta a obtener un valor de precio de la energía en el componente “G” superior dado la modalidad de contratación.

Sobre la competitividad en sus procesos de contratación, el prestador añadió y fue enfático en que las convocatorias que emitió para la contratación de su demanda regulada contaron con una participación muy limitada de la oferta y con altos requerimientos de garantías, lo que llevó a que el precio adjudicado no fuera el más competitivo. Por otro lado, y dado que Enertotal mantiene altos niveles de contratación para los próximos años, no considera necesario participar en el Sistema Centralizado de Información de Convocatorias Públicas – SICEP, establecido por la Comisión mediante la Resolución CREG 030 de 2019.

En cuanto al Mercado No Regulado, el prestador cuenta con un (1) contrato en la modalidad PLD por una cantidad de 21,6 GWh-mes. Considerando la demanda del MNR del prestador con corte a marzo de 2022, el contrato señalado tiene la capacidad de respaldar la totalidad de la demanda No Regulada de Enertotal hasta el año 2035, y permitir un nivel de holgura de 111,9%, en beneficio de un potencial incremento de la demanda No Regulada del prestador para los próximos años. Dadas las características de contratación mencionadas en el Mercado Regulado y No Regulado, las ventas de energía del prestador están compuestas por un 50,8% con destino a la demanda Regulada, 32,8% a la demanda No Regulada, y un 16,3% a otros agentes del Mercado de Energía Mayorista.

Es preciso señalar que el artículo 3 de la Resolución MME 40715 de 2019¹⁶ estableció que a partir del año 2023 los comercializadores de energía del Mercado Regulado estarían obligados a que el 10% de sus compras anuales de energía provengan de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable – FNCER. Lo anterior implica que, a pesar de que Enertotal mantiene altos niveles de contratación y con niveles de holgura para los próximos años, tendrá que dar cumplimiento a dicha obligatoriedad a partir de

¹⁵ El nivel de contratación del prestador toma como base la demanda regulada en el mes de marzo de 2022. PLD hace referencia a la modalidad de contratos Pague lo Demandado, y la sigla PLC hace referencia a los contratos Pague lo Contratado.

¹⁶ La Resolución MME 40060 de 2021 estableció que a partir del 1 de enero de 2024 esta obligatoriedad se extendería para todos los usuarios del mercado; es decir, a partir de 2024 se incluyen estas disposiciones para la atención a la demanda No Regulada.

2023, empleando los mecanismos de mercado dispuestos en la actualidad. A continuación, se describe la experiencia del prestador para dar cumplimiento a dicha medida:

- **Segunda Subasta de Contratación de Largo Plazo de Energía Eléctrica – CLPE, realizada en 2019:** durante la segunda¹⁷ subasta de CLPE, el prestador señaló tener dificultades en la consecución de garantías de seriedad y cubrimiento, argumentando que los altos valores de dichas garantías no resultaban fáciles de conseguir para un comercializador independiente, cuyo flujo de ingresos depende principalmente del pago de los usuarios, y por lo tanto, a pesar de haberse inscrito para la subasta, no se presentó al mecanismo ordinario; sin embargo, fueron adjudicados en el mecanismo complementario¹⁸ con un total de energía de 1.152.900 kWh-mes, en la modalidad PLC, por un período de 15 años, el cual fue extendido por 5 años más por una cantidad de 633.805 kWh-mes, a solicitud del agente generador. El prestador señaló que con esta adjudicación aún no se cubría el 10% de obligatoriedad de compra de energía a partir de FNCER.
- **Tercera Subasta de CLPE, realizada en 2021:** en esta ocasión Enertotal completó el proceso de registro suministrando la información requerida, incluyendo una garantía de seriedad conseguida con una entidad bancaria colateral, por un monto equivalente al 120% de la garantía. El prestador señaló haber hecho un análisis del precio de cierre de subastas similares en el continente, así como de las convocatorias públicas en SICEP; sin embargo, mencionó que el precio de cierre de la subasta del MME fue significativamente más alto¹⁹ que el precio determinado en los análisis realizados, y por lo tanto no resultaron adjudicados en el mecanismo ordinario. Al ejecutarse el mecanismo complementario, Enertotal fue adjudicado con un valor de 250.197 kWh-mes. El prestador ha señalado que con esta adjudicación tampoco ha sido posible cumplir con 10% de obligatoriedad de compra de energía a partir de FNCER.

Enertotal ha manifestado que, dado que los contratos destinados a cubrir esta obligatoriedad deben tener períodos mínimos de 10 años²⁰, se puede generar a una sobrecontratación en el futuro, dada la posible participación de los comercializadores en múltiples subastas hasta lograr cumplir con el requisito de 10%; por lo tanto, el prestador considera que se debería contar con períodos de contratación flexibles, con el objetivo de cubrir los valores remanentes y poder cumplir, con menor riesgo de sobrecontratación, el requisito normativo de 10%.

En virtud de lo señalado, Enertotal considera que, en caso de que las modificaciones regulatorias permitan que en la plataforma SICEP se pudiese condicionar la convocatoria de la oferta a tecnología FNCER, esto podría contribuir a cubrir el porcentaje de 10% a partir de períodos de tiempo más cortos. Lo anterior, al margen de nuevas modalidades de contratación que el mercado y la regulación pongan a disposición de los comercializadores.

En cuanto a las PQR allegadas al prestador en el año 2021, esta Superintendencia realizó un seguimiento a la evolución de estos indicadores desde el año 2020 hasta la última fecha de reporte; lo anterior, con el fin de observar si hubo un impacto significativo a raíz de la pandemia del COVID-19, las festividades, o los eventos de alternación de orden público. En el Gráfico 14 se observa la evolución de las peticiones, quejas y reclamos – PQR presentadas a Enertotal a lo largo del período en mención.

En el año 2020 el prestador recibió 185 PQR relacionadas con aspectos comerciales. Las comunicaciones más recurrentes se relacionan con el cobro de cargos con intereses de mora, solicitudes de refinanciación,

¹⁷ La primera subasta se realizó el 26 de febrero de 2019; sin embargo, al no haberse cumplido los criterios de competencia, la subasta no fue adjudicada.

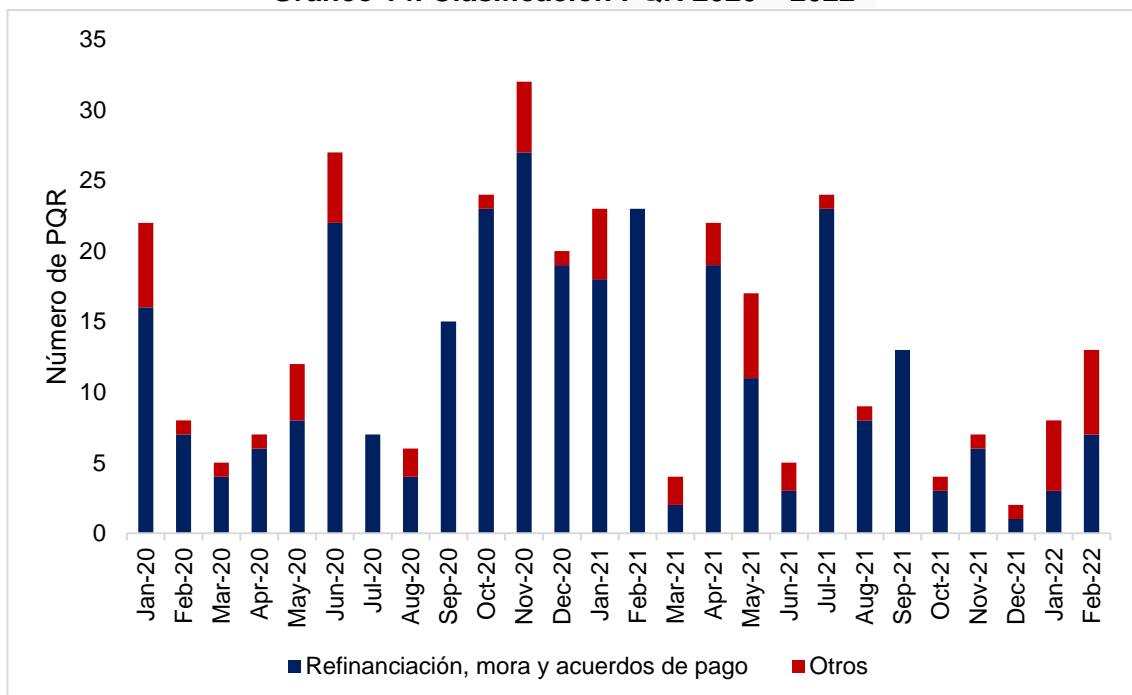
¹⁸ Esta adjudicación por medio del mecanismo complementario es obligatoria y no es potestativa.

¹⁹ El precio de cierre fue de 155 COP/kWh, sin incluir el Cálculo del Costo Equivalente Real en Energía del Cargo por Capacidad Real – CERE.

²⁰ Establecido en el artículo 4 de la Resolución MME 40715 de 2019.

y de acuerdos de pago de los usuarios (85,4%), mientras que el resto de comunicaciones (14,6%), etiquetadas como “Otros”, hacen referencia a cobros no autorizados, facturación inoportuna, estrato incorrecto, aplicación de subsidios y contribuciones, tarifa incorrecta, y suscriptores que efectúan el pago, pero no es aplicado por el prestador en la facturación. Como se muestra en la gráfica anterior, en junio y noviembre de 2021 se presentan los máximos valor en las PQR allegadas al prestador por asuntos comerciales. Enertotal señaló que la cifra de junio de 2020 se debió a que los usuarios solicitaban acuerdos de pago debido a la situación económica originada por la emergencia sanitaria y en respuesta a las modalidades de flexibilización en el pago establecidas en la Resolución CREG 058 de 2020²¹. Lo anterior, salvo una reducción en el tercer trimestre de 2020, se mantuvo hasta el mes de febrero de 2021.

Gráfico 14. Clasificación PQR 2020 – 2022²²



Fuente: Enertotal– Elaboración: DTGE

En 2021 Enertotal recibió 153 PQR relacionadas con aspectos comerciales. Las comunicaciones sobre refinanciación, mora, y acuerdos de pago representaron el 85,0% del total, mientras que el resto de comunicaciones el 15,0% faltante. En los primeros dos (2) meses de 2022 el prestador ha recibido 21 PQR relacionadas con aspectos comerciales, donde la distribución pasó a ser de 47,6% para los cobros de cargos con mora, refinanciación y acuerdos de pago, mientras que los *Otros* cobros se ubicaron en el 52,3%.

Sobre la gestión dada a las PQR, el prestador señala que si el resultado es a favor del usuario, se procede a evaluar si el evento hace parte de un evento identificado y se registra el caso como una No Conformidad en el Sistema de Gestión de Calidad de Enertotal, para generar posteriormente un plan de acción en aras de normalizar el proceso; por otro lado, en caso de que el caso no haga parte de un proceso identificado, tras evaluar frecuencia y posibilidad de dicho caso, se procede a incorporarlo en el listado de procesos del Sistema de Gestión de Calidad. En caso de que el resultado sea a favor del prestador, se procede a informar de forma personalizada al usuario sobre el sustento de la respuesta; además, Enertotal señala

²¹ Resolución CREG 058 de 2020: “Por la cual se adoptan medidas transitorias para el pago de las facturas del servicio de energía eléctrica”

²² Con corte a febrero de 2022.

haber realizado actividades de capacitación a los usuarios sobre los componentes de la tarifa, con el objetivo de disminuir el número de PQR relacionadas.

4.4.3.2. Subsidios y contribuciones

El Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos – FSSRI, fue creado mediante las leyes 142 de 1994 y 286 de 1996. Dicho fondo tiene el objeto de administrar y distribuir los recursos asignados del Presupuesto Nacional, que son destinados a cubrir los subsidios del servicio público de energía eléctrica de los usuarios de menores ingresos.

El artículo 3 de la Ley 1117 de 2006 estableció que la aplicación de subsidios al costo de prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica y de gas combustible para uso domiciliario distribuido por red de tuberías de los usuarios pertenecientes a los estratos socioeconómicos 1 y 2, debe hacerse de tal forma que el incremento tarifario a estos usuarios en relación con sus consumos básicos o de subsistencia, corresponda en cada mes como máximo a la variación del Índice de Precios al Consumidor – IPC. No obstante, en ningún caso el porcentaje del subsidio será superior al 60% del costo de la prestación del servicio para el estrato 1 y al 50% de éste para el estrato 2.

De igual manera, en cumplimiento de las funciones de inspección, vigilancia y control asignadas a esta Superintendencia, y en el marco de la presente Evaluación Integral, se realizó una verificación de la información cargada por el prestador en el año 2021 al SUI en los Formatos 2 y 3 (Información comercial Residencial y No Residencial), y los formatos TC2 de la Resolución 20192200020155 del 25 de junio de 2019, así como la información enviada al Ministerio de Minas y Energía – MME; lo anterior, con el objetivo de realizar la respectiva comparativa.

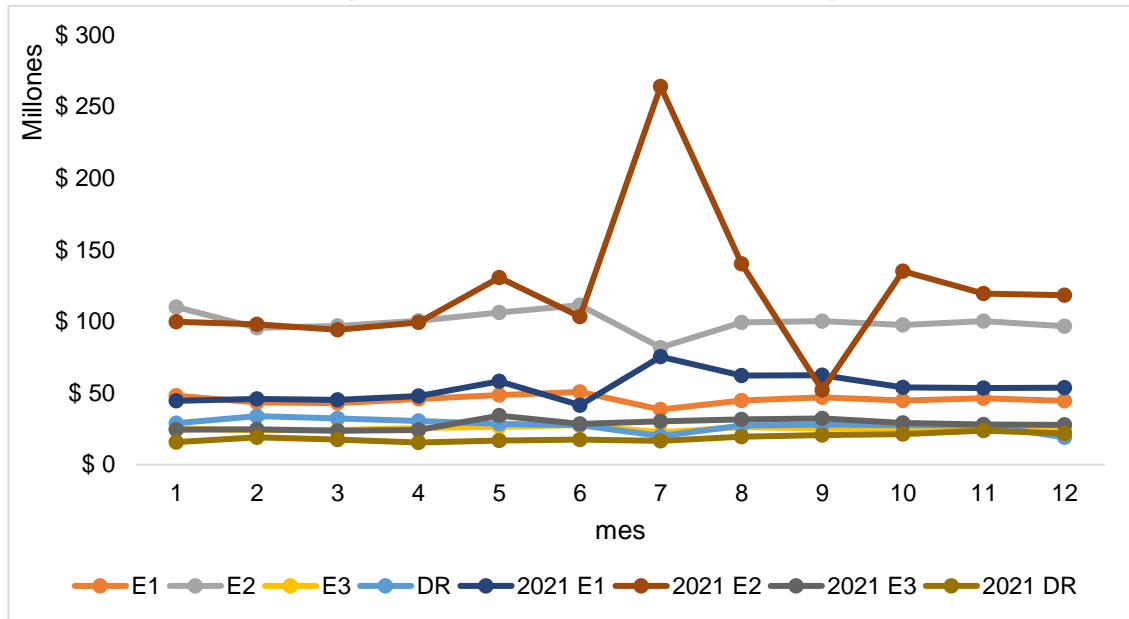
En concordancia con lo anterior y de acuerdo con lo establecido en el Decreto 847 de 2001 en su artículo 5, modificado por el artículo 2 del Decreto 201 de 2004, esta Superintendencia realizó un análisis de las conciliaciones de subsidios y contribuciones del FSSRI presentados al Ministerio de Minas y Energía correspondientes a los años 2020 y 2021, donde se encontró que para las vigencias 2020 y 2021, los porcentajes de subsidios aplicados por el prestador no superaron los toques²³ establecidos en la Ley; sin embargo, para el mes de octubre de 2020, con relación al tipo de tarifa tipo 3²⁴, se encontró un valor superior (57,51%) para estrato 2. De igual manera, en la revisión de la vigencia 2021, se encontró que para los meses enero (tipo de tarifa 1, Estrato 2), marzo (tipo de tarifa 1 y 3, Estrato 2), junio (tipo de tarifa 2, Estrato 1; la mayoría de los meses de Estrato 2), julio (tipo de tarifa 3, Estrato 2) y octubre (tipo de tarifa 3, Estrato 2).

En el Gráfico 15 se presenta un comparativo entre los subsidios otorgados para las vigencias 2020-2021 presentados por la empresa. De acuerdo con la gráfica, se puede observar una información relativamente uniforme, con excepción al mes de junio de 2022, donde los subsidios alcanzaron un valor por encima de los 250 millones de pesos.

²³ Los estratos 1, 2 y 3 son subsidiados con hasta el 60%, 50% y 15%, respectivamente, a partir del consumo de subsistencia establecido por altitud.

²⁴ Tipos de tarifa configurados internamente por la empresa encuentra especificados en el formato TA del Ministerio de Minas y Energía.

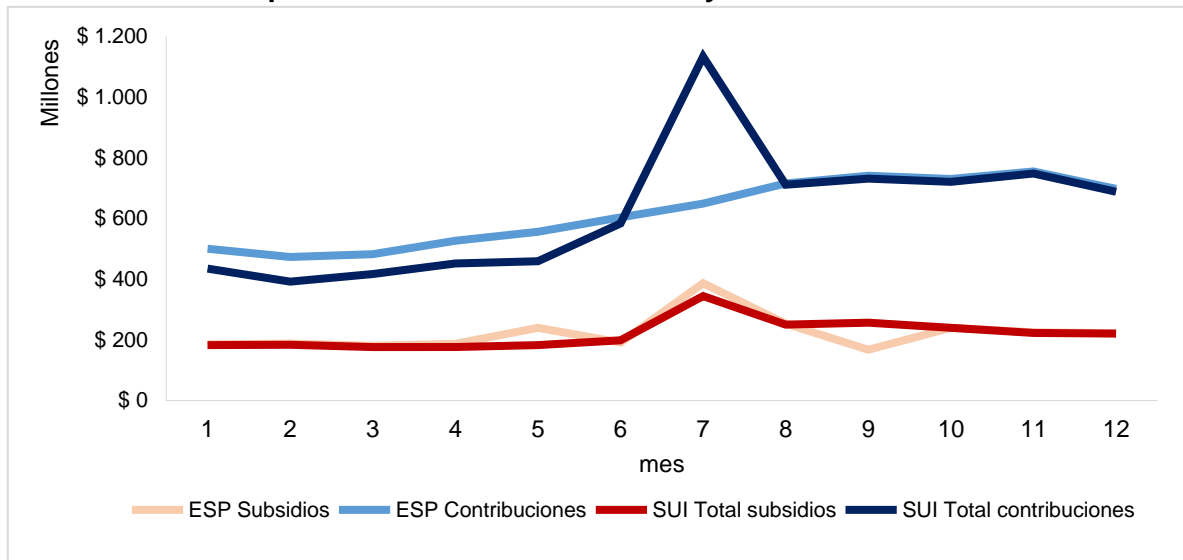
Gráfico 15. Comparativo de subsidios 2020 – 2021 por Estratos²⁵



Fuente: Enertotal – Elaboración: DTGE

En el siguiente gráfico se presenta un comparativo entre los subsidios y las contribuciones reportadas por Enertotal para la vigencia 2021.

Gráfico 16. Comparativo mensual de subsidios y contribuciones ESP – SUI 2021



Fuente: Enertotal – SUI – Elaboración: DTGE

En total, en el año 2021 se entregaron más de 2.375 millones de pesos en subsidios a la población de estratos 1, 2, 3 y distrito de riego; es decir, hubo un aumento al 12% en el monto de subsidios, representado por 287 millones de pesos adicionales, alcanzando un valor total de 2.662 millones de pesos. Adicionalmente, en el Gráfico 16 se aprecia una diferencia entre la información reportada por Enertotal en el componente de subsidios y contribuciones al SUI y lo que fue conciliado con el MME.

²⁵ El gráfico ilustra un comparativo en los subsidios aplicados en el 2020 y 2021, dividido por Estratos: 1, 2, 3 y Distrito de Riego.

Dicha diferencia corresponde con 27 millones en subsidios y de 42 millones en contribuciones, los cuales se hacen más evidentes en los meses de mayo, julio y septiembre, mientras que los meses restantes del 2021 tienen desviaciones menores.

Finalmente, en la Tabla 14 se presenta en detalle la relación entre el superávit y el déficit trimestral para el componente de subsidios y contribuciones de Enertotal, a partir de lo informado por el prestador, y lo registrado en el SUI en el año 2021.

Tabla 14. Superávit/Déficit trimestral subsidios y contribuciones ESP – SUI 2021

Ministerio de Minas Energía				SUI		
Mes	Subsidios	Contribuciones	Superávit/Déficit Trimestre	Total subsidios	Total contribuciones	Superávit/Déficit Trimestre
1	\$ 184.390.404	\$ 499.670.753	-\$ 902.685.320	\$ 182.357.247	\$ 434.400.096	-\$ 700.351.734
2	\$ 187.583.015	\$ 472.844.358		\$ 183.998.945	\$ 391.643.951	
3	\$ 180.350.130	\$ 482.493.759		\$ 176.093.332	\$ 416.757.211	
4	\$ 186.975.703	\$ 525.850.434	-\$ 1.067.333.490	\$ 176.569.454	\$ 451.004.633	-\$ 935.203.535
5	\$ 239.672.978	\$ 555.698.827		\$ 182.712.818	\$ 458.852.086	
6	\$ 190.699.212	\$ 603.132.122		\$ 198.956.304	\$ 583.585.392	
7	\$ 386.332.039	\$ 648.889.225	-\$ 1.297.553.273	\$ 344.040.024	\$ 1.132.730.294	-\$ 1.723.934.161
8	\$ 253.278.907	\$ 715.372.851		\$ 249.963.309	\$ 711.035.609	
9	\$ 167.255.893	\$ 740.158.036		\$ 256.840.478	\$ 731.012.069	
10	\$ 239.556.722	\$ 729.512.227	-\$ 1.495.221.858	\$ 239.391.898	\$ 720.025.993	-\$ 1.472.173.504
11	\$ 224.532.450	\$ 754.518.269		\$ 223.118.765	\$ 747.738.647	
12	\$ 221.371.466	\$ 696.652.000		\$ 221.090.466	\$ 688.009.993	
Total	\$ 2.661.998.920	\$ 7.424.792.861		\$ 2.635.133.040	\$ 7.466.795.974	

Fuente: Enertotal – SUI – Elaboración: DTGE

Como se puede observar en la Tabla 14, Enertotal otorgó \$ 2.661.998.820 en subsidios en el año 2021, con un promedio mensual de \$ 221.833.243 concedido en subsidios para estratos 1, 2 y 3. Por otra parte, en contribuciones el prestador facturó \$ 7.424.792.920, con un promedio mensual de \$618.732.738, otorgado en contribuciones para usuarios de estratos 5, 6, y los sectores industrial y comercial. El resultado de lo anterior arroja un déficit consolidado de \$4.762.793.941.

4.4.3.3. Aspectos tarifarios

Como ha sido señalado en el desarrollo del tópico comercial, Enertotal atiende a usuarios tanto del Mercado Regulado, como del Mercado No Regulado. De acuerdo con la información comercial reportada en el SUI, y la remitida por Enertotal en respuesta a los requerimientos realizados por esta Superintendencia, el prestador atiende usuarios en diecisiete (17) mercados de comercialización, de los cuales, Cali²⁶, Yumbo y Puerto Tejada fueron los mercados donde mayor número de usuarios reportó.

El presente informe contempla el análisis del Mercado Regulado, enfocado en el Costo Unitario de Prestación del Servicio, la aplicación de la Opción Tarifaria y las Tarifas aplicadas a los Usuarios Regulados conectados a Nivel de Tensión 1 – NT1, con propiedad de activos del Operador de Red – OR. Lo anterior, justificado en que la mayoría de los usuarios de la empresa se encuentran en este nivel de tensión – NT. Por otra parte, en lo que se refiere a Usuarios No Regulados, se mostrarán los valores promedio de prestación del servicio por NT, conforme con lo reportado por Enertotal en los formatos comerciales del SUI.

²⁶ Para el desarrollo de los análisis aquí presentados, se tomó como base este mercado, ya que es el de mayor influencia de Enertotal; sin embargo, en otros análisis la información será presentada de acuerdo con las Áreas de Distribución – ADD definidas

4.4.3.3.1. Usuarios Regulados

- Análisis por componente del Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU)**

ENERTOTAL debe aplicar mensualmente la metodología tarifaria establecida por la CREG en la Resolución CREG 119 de 2007, a través de esta metodología, se obtiene el costo económico eficiente de prestación del servicio al usuario final, conocido como Costo Unitario de Prestación del Servicio – CU, compuesto por seis (6) componentes: Generación – G, transmisión – T, distribución – D, comercialización – C, pérdidas – PR y restricciones del sistema – R. Cada uno de los anteriores componentes tarifarios cuentan con una metodología particular establecida por el regulador.

$$CU_{n,m} = G_m + T_m + D_{n,m} + C_m + PR_{n,m} + R_m$$

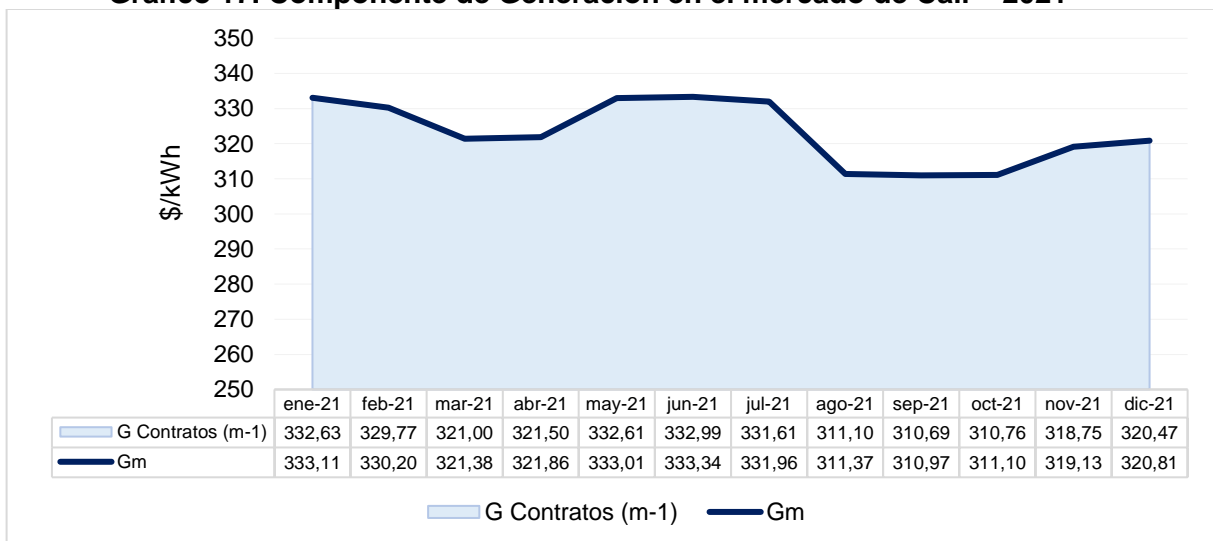
Diagrama de flujo que muestra la descomposición del Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU_{n,m}) en sus componentes: G_m (Compra de Energía), T_m (Transporte de Energía), D_{n,m} (Distribución), C_m (Gestión de Compra de Energía y atención de usuarios), PR_{n,m} (Pérdidas en el Transporte) y R_m (Costos por Restricciones en la Red).

Ahora bien, en desarrollo de la presente evaluación integral se desarrollará cada uno de los componentes, las principales variaciones y el desarrollo del mismo para la vigencia 2021.

- Componente de Generación**

El componente de generación se calcula con base en la metodología establecida en la Resolución CREG 119 de 2007, modificada por la Resolución CREG 030 de 2018 y Resolución CREG 129 de 2019. Este componente permite trasladar vía tarifa a los usuarios los costos de compra de energía del comercializador, bien sea por medio de compras en contratos bilaterales, o a través de la bolsa en el mercado de corto plazo. Como fue señalado previamente en el tópico de Mercado Mayorista de Energía, Enertotal, a partir de su estrategia comercial definida, solo realiza compras de energía mediante contratos bilaterales. El Gráfico 17 refleja la evolución del componente de generación de Enertotal en el mercado de Cali, el cual es el mercado que presentó mayor número de usuarios en el período de evaluación en el año 2021.

Gráfico 17. Componente de Generación en el mercado de Cali – 2021



Fuente: SUI – Elaboración: DTGE

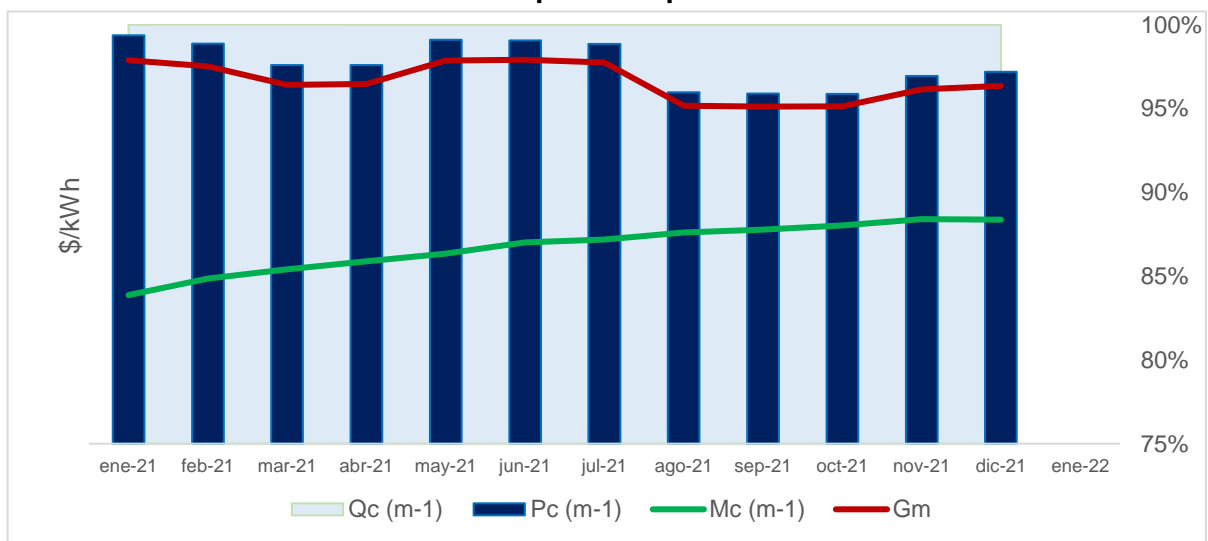
La evolución de este componente es muy similar en los distintos mercados donde la empresa tiene presencia, y la variación que se presenta entre un mercado y otro, está en función del factor de ponderación ALFA. De acuerdo con el gráfico anterior, se puede evidenciar un comportamiento estable que osciló entre 333,3 \$/kWh y 311,0 \$/kWh, para el mercado Cali, el cual es el más representativo por número de usuarios.

El área de color azul claro corresponde al valor en \$/kWh del componente de Generación aportado por la demanda regulada, atendida con energía comprada en contratos bilaterales, ésta equivale a la totalidad del área del componente G, consecuencia de la decisión de la empresa de no atender demanda mediante compras en bolsa. Las variaciones que se pueden observar en el componente de Generación están posiblemente determinadas por la entrada en vigencia de nuevos contratos, los precios de los mismos y los cambios en la demanda.

- **Compras en contratos**

Para ilustrar esta parte de la Evaluación Integral, el Gráfico 18 compara el comportamiento de las variables del costo promedio de la energía comprada en contratos – Pc, y el costo promedio ponderado por energía – Mc, el porcentaje de la demanda regulada cubierta con contratos bilaterales – Qc, y el costo máximo a trasladar a usuarios finales – G.

Gráfico 18. Variables del G para compras en contratos – 2021



Fuente: SUI – Elaboración: DTGE

De la gráfica anterior, se puede observar que Enertotal paga un precio promedio de energía en contratos – Pc muy superior al precio promedio del mercado – Mc, el cual tuvo un promedio de 243,8 \$/kWh en el año 2021. Es importante aclarar que los valores para el Pc no se indican en la gráfica, dado que son el resultado de la estrategia de negociación de la empresa para la compra de energía y no son públicos, aunque dichas negociaciones resultan de un proceso regulado de convocatoria pública donde los oferentes proponen un precio y el comercializador evalúa si es pertinente o no adquirir la energía a dicho precio.

En resumen, el precio promedio para el año 2021 de energía comprada en contratos fue de 331,6 \$/kWh, que se mantuvo por encima del Mc promedio para el mismo periodo, aportando a que el efecto final en el G tuviera un valor promedio de 323,2 \$/kWh. En esta misma gráfica se puede observar cómo la empresa atiende el 100% de su demanda mediante compra de energía en contratos bilaterales, lo cual reduce a cero la exposición en bolsa de la empresa. No obstante, como se mencionó en el tópico de MEM, Enertotal, salvo las asignaciones de las subastas de FNCER, utiliza contratos en modalidad PLD, lo cual

implica un precio final por encima del mercado, dado el costo de oportunidad y el nivel de riesgo que implica este tipo de contratos.

- **Compras en bolsa**

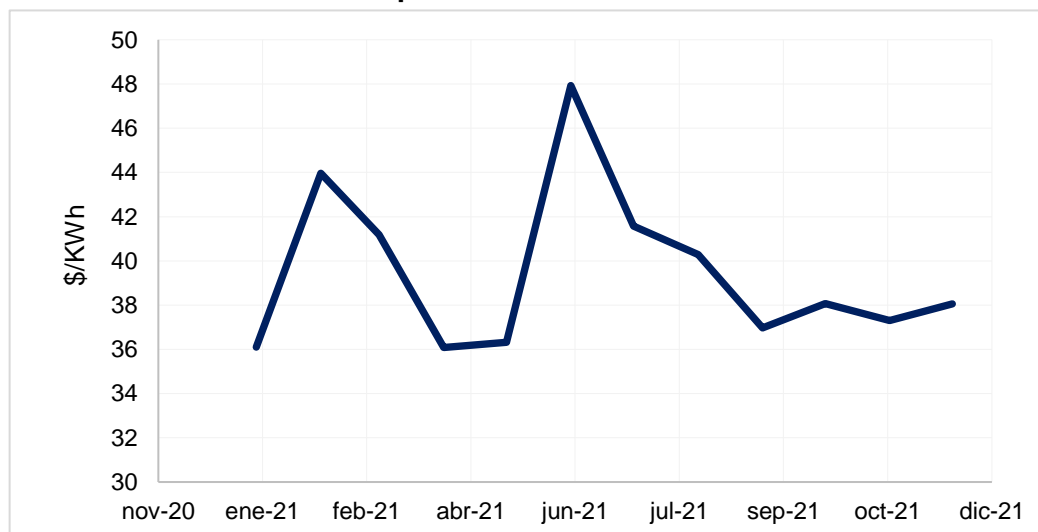
Como ha sido señalado previamente, Enertotal no atendió demanda regulada en la vigencia 2021 mediante compras en bolsa. Esto reduce a cero su exposición a la volatilidad del mercado de corto plazo y le permite mantener un componente relativamente más uniforme, ya que las compras de energía se reducen a los precios determinados en los distintos contratos bilaterales, a la entrada en vigencia de los mismos, y a los impactos inflacionarios.

- **Componente de Transmisión**

El componente de transmisión reconoce a los transmisores nacionales el valor de las inversiones realizadas mediante un ingreso regulado establecido por la CREG a través de resolución particular, y es liquidado y publicado por XM S.A. E.S.P. en calidad de Liquidador y Administrador de Cuentas – LAC, de acuerdo con la Resolución CREG 011 de 2009. Las empresas comercializadoras, como es el caso de Enertotal, cobran a sus usuarios dicho valor; sin embargo, no tienen una gestión directa sobre las variaciones o el valor que asuma este componente.

Para el cálculo del componente de transmisión se tienen en cuenta principalmente los ingresos mensuales del transmisor y la demanda de energía del Sistema Interconectado Nacional – SIN, estos ingresos del transmisor cambian cada vez que este solicita a la CREG la actualización de su base de activos y/o de otra variable. Las variaciones en los ingresos del transmisor no tienen un patrón en su actualización, la demanda de energía varía mensualmente, y la interacción entre estos dos factores arroja el valor del componente. El Gráfico 19 refleja la evolución de este componente en el mercado de Enertotal para el año 2021.

Gráfico 19. Componente de Transmisión – 2021



Fuente: SUI – Elaboración: DTGE

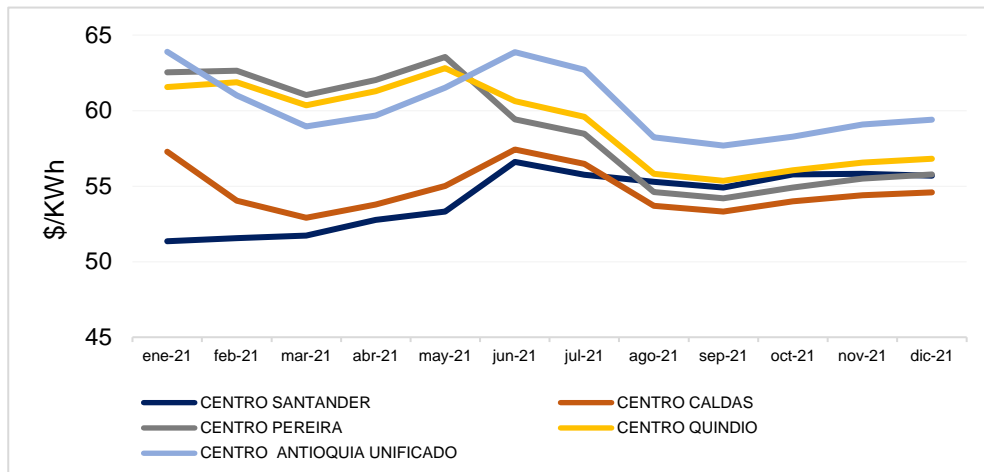
De la anterior gráfica, se observan los valores del componente de Trasmisión cobrado por las empresas a sus usuarios durante el año 2021. En el mes de junio se observó el valor más alto en el componente de Transmisión, mientras que el menor valor se presentó en el mes de abril de 2021.

- **Componente de Pérdidas**

Este componente corresponde al costo que es reconocido por pérdidas de energía por razones técnicas y no técnicas que se pierden en el STN, STR y SDL. De acuerdo con la metodología establecida en la Resolución CREG 173 de 2011, el componente de Pérdidas se calcula como una fracción de los componentes de Generación y Transmisión bajo las mismas condiciones del porcentaje de pérdidas

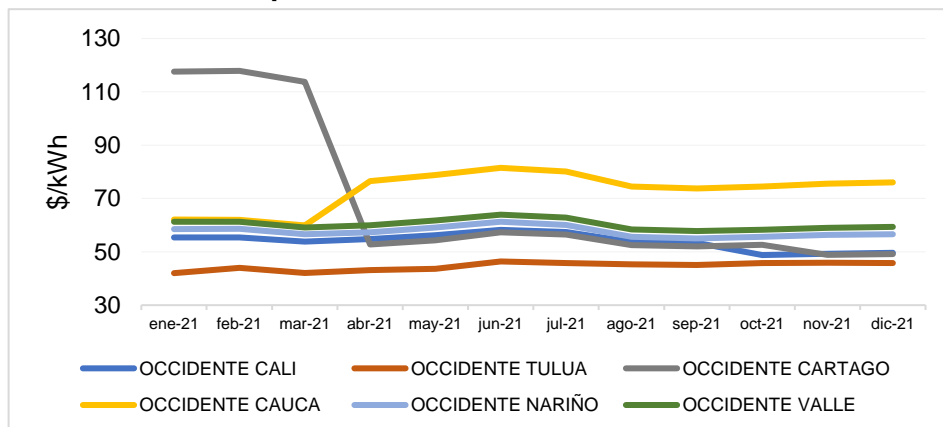
reconocidas al OR propietario de las redes donde se preste el servicio. Este componente también se ve afectado por la variable CPROG. En las gráficas Gráfico 20. , Gráfico 21. , Gráfico 22. y Gráfico 23. se refleja la evolución del componente de pérdidas por ADD.

Gráfico 20. Componente de Pérdidas ADD Centro – 2021



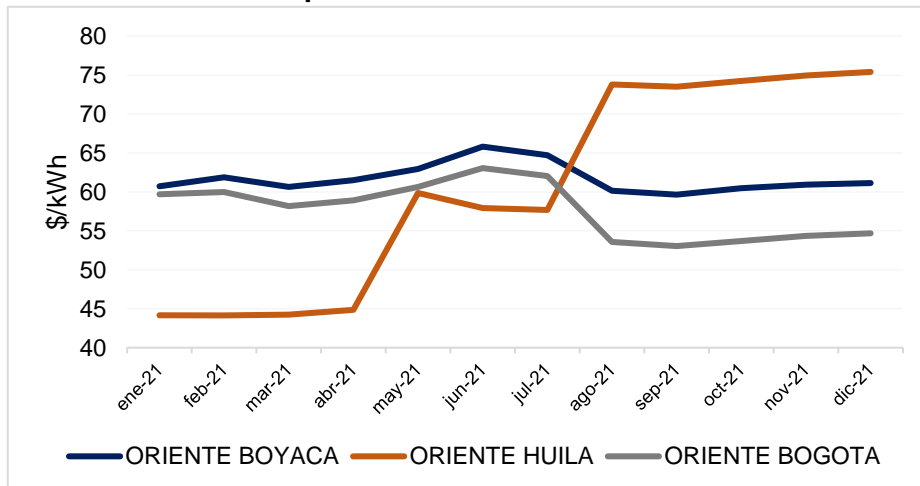
Fuente: SUI – Elaboración: DTGE

Gráfico 21. Componente de Pérdidas ADD Occidente – 2021



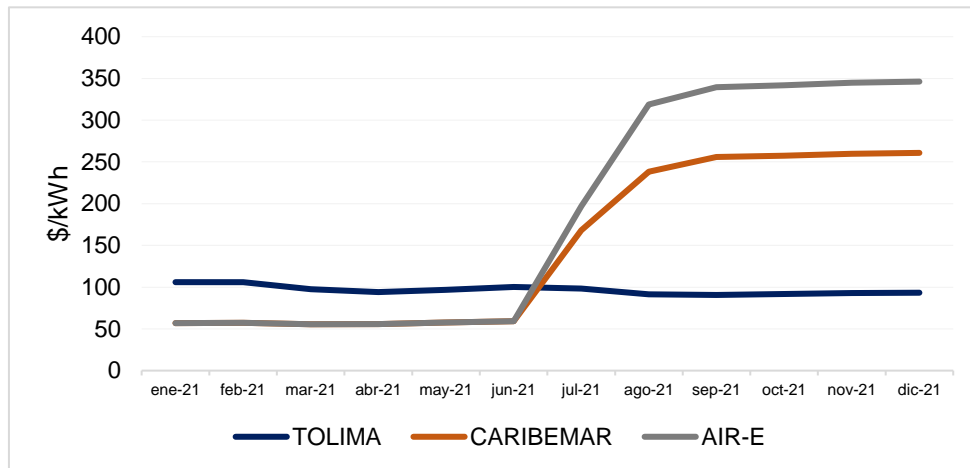
Fuente: SUI – Elaboración: DTGE

Gráfico 22. Componente de Pérdidas ADD Oriente – 2021



Fuente: SUI – Elaboración: DTGE

Gráfico 23. Componente de Pérdidas sin ADD asignada – 2021

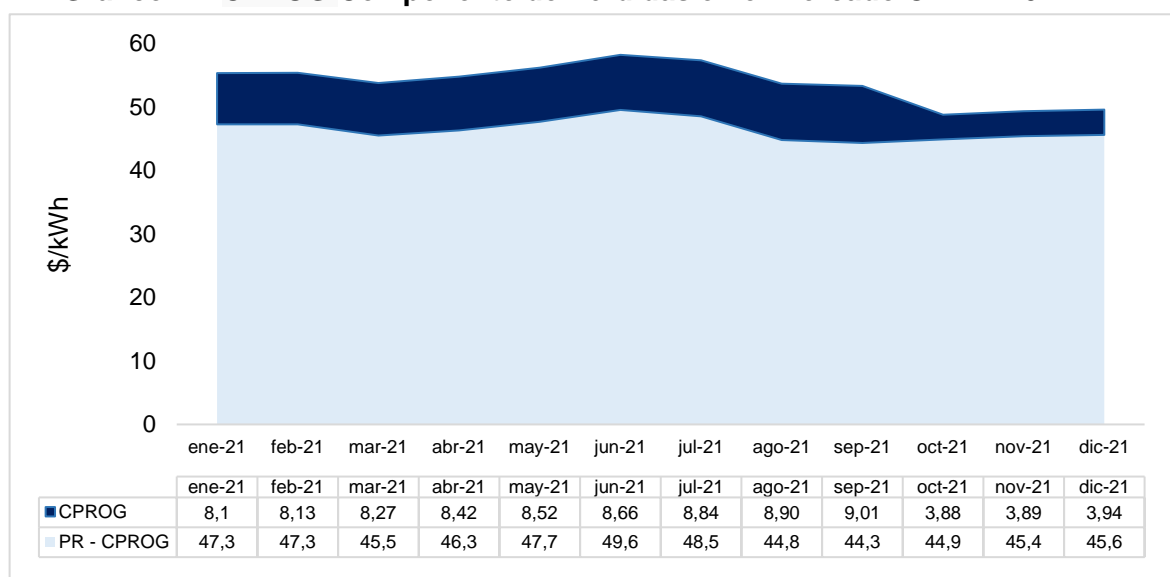


Fuente: SUI – Elaboración: DTGE

El componente de Pérdidas depende de la Generación y la Transmisión, razón por la cual los cambios en estos factores generarán un impacto similar en valor de las pérdidas, siendo el más influyente el componente de Generación para cada prestador en su respectivo mercado. En los mercados que no tienen ADD asignada se puede observar el incremento significativo en los mercados Caribemar y Air-e en el mes julio de 2021. Los incrementos observados en los dos mercados de la costa se deben a la entrada en aplicación de la Resolución CREG 010 de 2020, como resultado de la aprobación de ingresos en estos mercados, que implicaron un incremento significativo de los porcentajes de pérdidas referidas al STN; además, se reconoce el delta GT retrospectivo.

En el análisis del componente de Pérdidas también es necesario tener presente la variable CPROG²⁷, la cual afectó el valor del componente para la mayoría de los mercados, y en consecuencia modificó la curva de pérdidas; lo anterior, acorde con el inicio de aplicación de la Resolución CREG 015 de 2018. En el Gráfico 24 se observa la evolución de la variable CPROG y el agregado de las demás variables del componente de pérdidas, calculado como (PR – CPROG).

Gráfico 24. CPROG Componente de Pérdidas en el mercado CALI – 2021



Fuente: SUI – Elaboración: DTGE

²⁷ El CPROG corresponde al cargo por concepto de remuneración de los planes de pérdidas definidos por el OR y aprobados por la CREG. Estos deben ser aplicados por todos los comercializadores de energía que atiendan usuarios en el mercado conformado por las redes del OR.

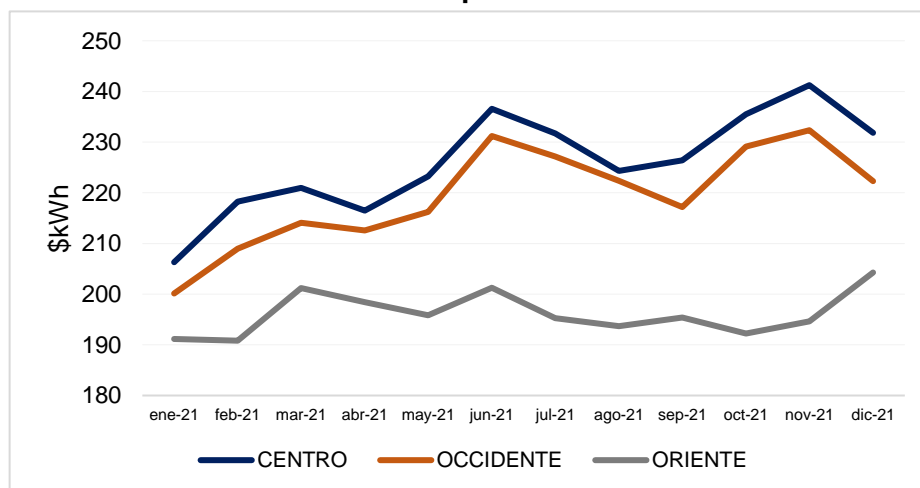
En la gráfica se puede observar el comportamiento de la variable CPROG y su impacto en el componente de Pérdidas de Enertotal para el mercado Cali, donde puede evidenciarse la relación directa en el comportamiento de la variable y el componente de Pérdidas hasta el mes de septiembre de 2021, donde el valor se ubicó en 9,0 \$/kWh, disminuyendo 3,9 \$/kWh con respecto al mes de octubre del año de evaluación.

- **Componente de Distribución**

El componente de Distribución está relacionado con el costo del sistema de distribución, de acuerdo con la metodología definida en la Resolución CREG 015 de 2018. En este componente se tiene en cuenta principalmente el valor de los gastos de administración, operación y mantenimiento, correspondiente a la actividad de distribución de energía eléctrica en el STR y SDL y los cargos por uso del OR, los cuales son los cargos expresados en \$/kWh, acumulados para cada NT, que remuneran a cada OR las inversiones en los activos de uso de los SDL, STR y los gastos de AOM en los que incurre para la prestación del servicio. Los cargos de los STR y SDL son calculados mensualmente por el LAC, con excepción de los OR que aún se encuentran bajo la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008.

Mediante el Decreto 388 de 2007 del Ministerio de Minas y Energía se ordenó a la CREG conformar, dentro de la metodología que establece la remuneración para la actividad de distribución de energía eléctrica, Áreas de Distribución – ADD, así, Enertotal trasfiere los costos de Distribución de acuerdo con el mercado específico en el que se encuentre el usuario. El objetivo de las ADD es unificar las tarifas de Distribución por NT para regiones con características similares, con el criterio de cercanía geográfica, y permitiendo así generar un cargo único por ADD de dicho componente. El cargo unificado de distribución – DtUN corresponde al cálculo realizado por el LAC, el cual se asemeja al promedio ponderado de los cargos propios reconocidos a cada empresa por su demanda. En las gráficas 25 y 26 se presenta la evolución del DtUN tanto para los mercados con ADD, como los que no cuentan con ADD.

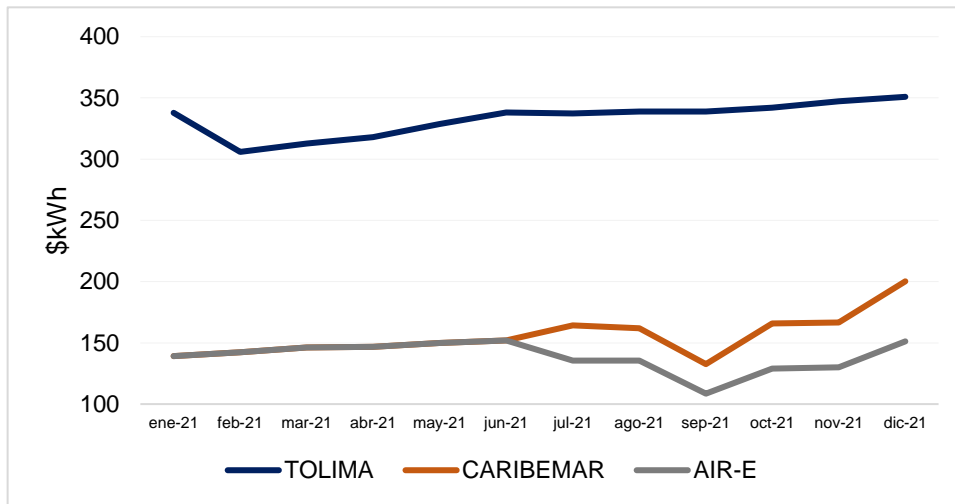
Gráfico 25. DtUN por ADD – 2021



Fuente: SUI – Elaboración: DTGE

Cabe resaltar que el prestador no es OR; es decir, no cuenta con activos para la distribución de energía eléctrica y por ende, no hace parte de la liquidación del cargo. Para el cálculo del Costo Unitario de Prestación del Servicio – CU, Enertotal utilizó el “DtUN” liquidado para cada ADD y el “D” liquidado para los mercados sin ADD asignada.

Gráfico 26. DtUN sin ADD – 2021



Fuente: SUI – Elaboración: DTGE

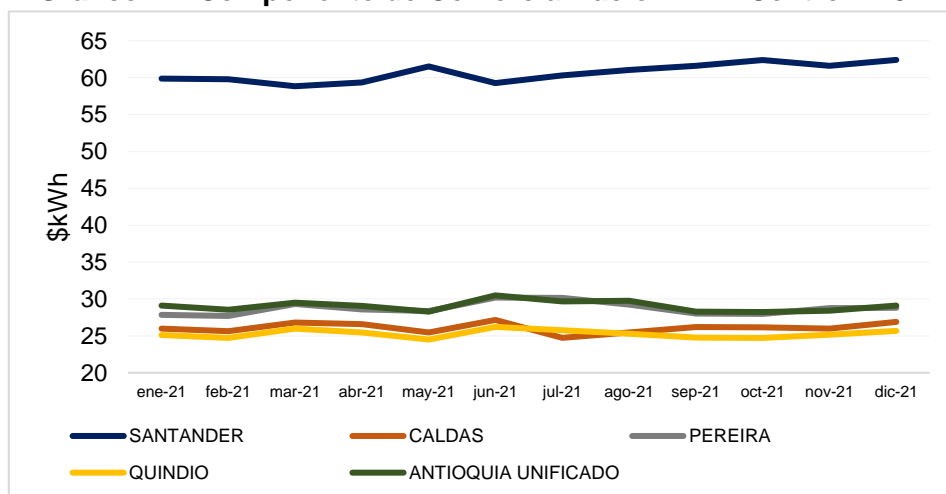
• **Componente de Comercialización**

Este componente remunera los costos que son asociados a la comercialización: margen de la actividad, riesgo de cartera, contribuciones y pagos al administrador del mercado. A la fecha, la comercialización se calcula a través de las metodologías establecidas en la Resoluciones CREG 180 y 191 de 2014, donde la metodología está conformada por tres (3) subcomponentes: Costo variable de comercialización – C*, costo variable para atender usuarios regulados – CvR, y reconocimiento de garantías y contribuciones.

Es importante mencionar que el cálculo del componente C depende en gran medida de las resoluciones particulares de aprobación del costo base de comercialización y riesgos de cartera para cada una de las empresas incumbentes en los mercados en que Enertotal tiene usuarios, siendo esta una de las razones principales por la cual se presentan las diferencias en este componente.

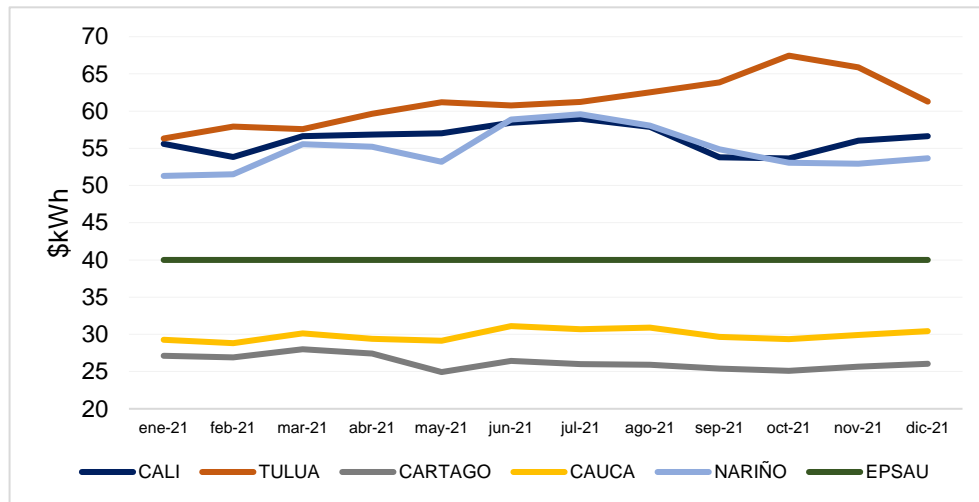
Enertotal, al ser un comercializador diferente al integrado con el OR en los mercados donde tiene presencia, está en la obligación de dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 23 de la Resolución CREG 180 de 2014. En las gráficas 27, 28 y 29 se observan los componentes de comercialización por ADD para el año 2021.

Gráfico 27. Componente de Comercialización ADD Centro – 2021



Fuente: SUI – Elaboración: DTGE

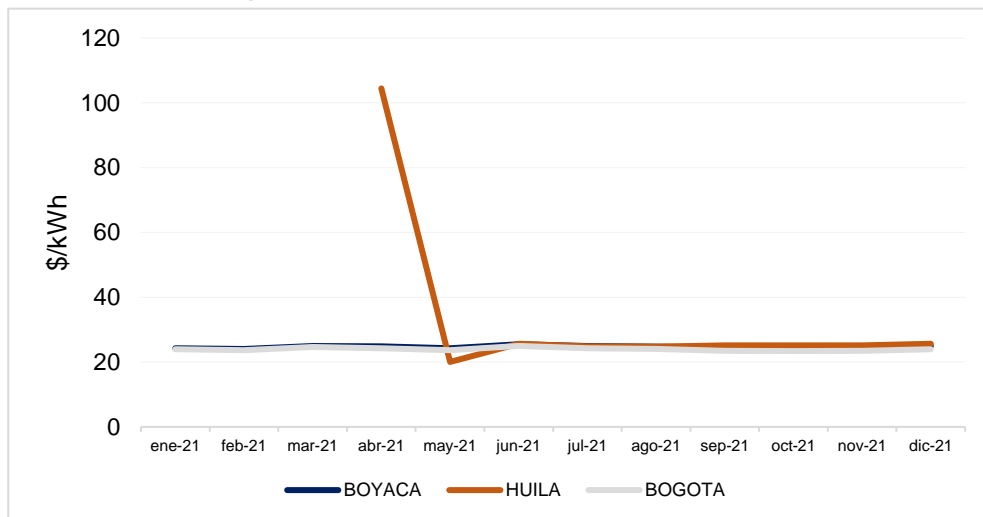
Gráfico 28. Componente de Comercialización ADD Occidente– 2021



Fuente: SUI – Elaboración: DTGE

En el Gráfico 29. se puede observar la entrada de Enertotal al mercado de comercialización HUILA, con el inicio de reporte de información para este mercado; por lo anterior, el valor del componente de Comercialización presenta un valor superior a los 100 \$/kWh y luego disminuye en una proporción significativa de abril a mayo de 2021. Lo anterior, conforme con lo dispuesto por la Resolución CREG 156 de 2009 donde el comercializador debe publicar y aplicar el valor del último componente de comercialización publicado por el comercializador incumbente en dicho mercado.

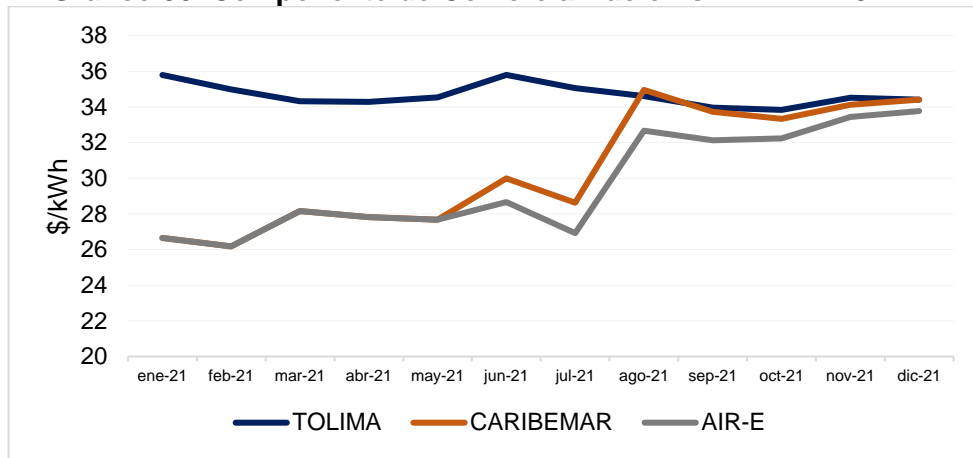
Gráfico 29. Componente de Comercialización ADD Oriente – 2021



Fuente: SUI – Elaboración: DTGE

En promedio, el componente de comercialización presentó un valor de 34,0 \$/kWh para el ADD Centro; 30,9 \$/kWh para el ADD Oriente y 44,8 \$/kWh para el ADD Occidente. Durante el periodo de análisis se evidencian datos para los mercados de Tolima, Caribemar y Air-e, mercados que no tienen ADD asignada.

Gráfico 30. Componente de Comercialización sin ADD – 2021



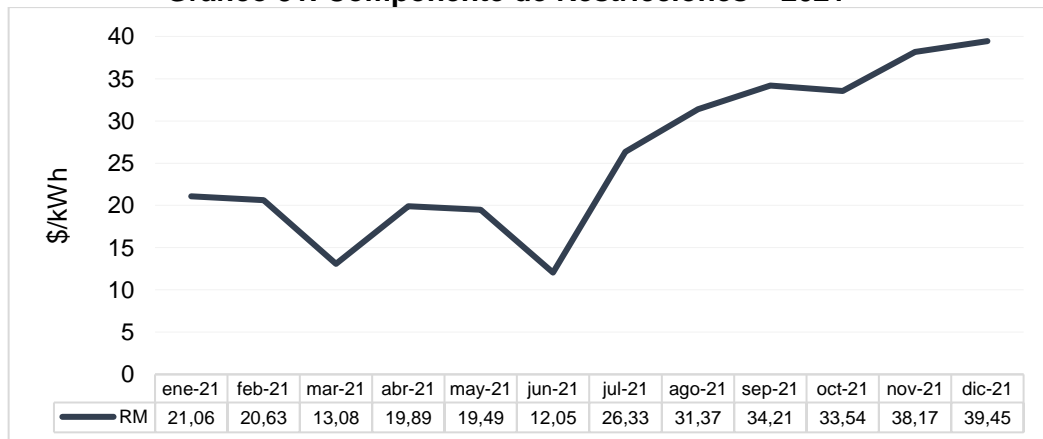
Fuente: SUI – Elaboración: DTGE

• **Componente de Restricciones**

En el componente de Restricciones, se ve reflejada la compensación de los sobrecostos en el sistema, generados en el despacho de energía y los eventos que limitan técnicamente las redes de transmisión, y la aplicación de criterios de seguridad y confiabilidad en el suministro de electricidad. Estos sobrecostos son asumidos por la demanda. El ASIC asigna mensualmente a cada comercializador un valor en pesos por concepto de restricciones; es decir, las empresas no tienen control sobre dicho componente, simplemente transfiere el cobro a sus usuarios vía tarifa.

En el Gráfico 31 se observan los componentes de comercialización por ADD para el año 2021. En el comportamiento del componente de Restricciones se puede evidenciar una disminución a finales del primer y segundo trimestre del año 2021, en los dos siguientes trimestres tuvo un incremento alcanzado en el mes de diciembre un valor de 39,5\$/kWh. En el mes de junio se presentó una reducción del componente equivalente a 12,1\$/kWh.

Gráfico 31. Componente de Restricciones – 2021



Fuente: SUI – Elaboración: DTGE

4.4.3.3.2. Costo Unitario de Prestación del Servicio – CU

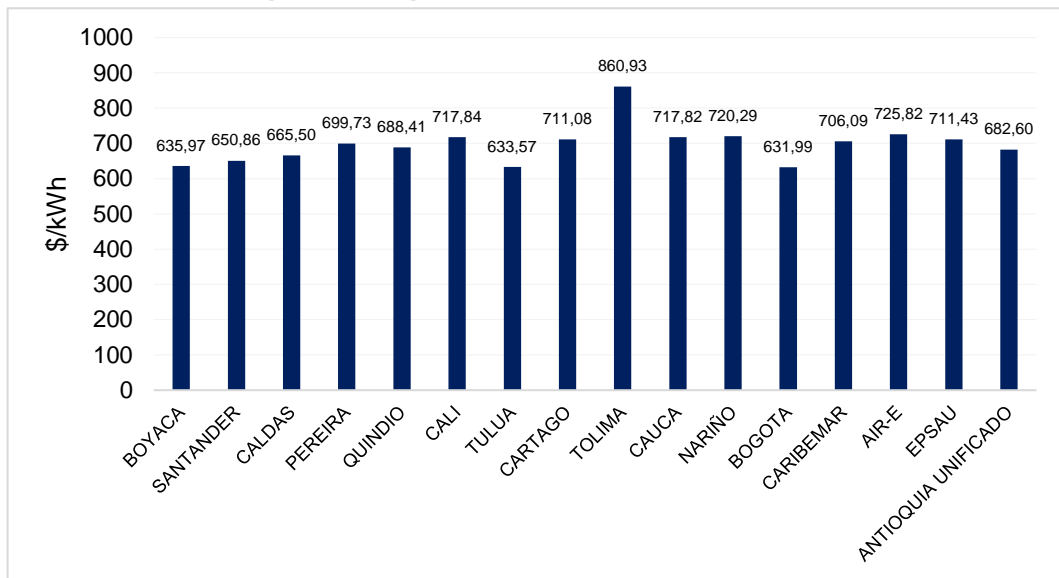
El porcentaje promedio de participación observado en el año 2021 de cada uno de los componentes del Costo Unitario de Prestación del Servicio de ENERTOTAL en los distintos mercados fue el siguiente:

$$\begin{array}{ccccccc}
 CUv_{n,m,i,j} & = & G_{m,i,j} & + & T_m & + & D_{n,m} & + & Cv_{m,i,j} & + & PR_{n,m,i,j} & + & R_{m,i} \\
 \downarrow & & \downarrow & & \downarrow & & \downarrow & & \downarrow & & \downarrow & & \downarrow \\
 2021 & & 45\% & & 7\% & & 28\% & & 7\% & & 8\% & & 5\%
 \end{array}$$

De acuerdo con la discriminación realizada por componentes para el año 2021 de los distintos mercados en los que Enertotal tiene usuarios, los componentes de Generación y la Distribución representaron en promedio el 73% del Costo Unitario de Prestación del Servicio – CU. De acuerdo con el análisis realizado previamente, el aumento en el componente de Generación estuvo determinado principalmente por un incremento en el precio de los contratos bilaterales, mientras que el componente de distribución adquirió un valor mayor al calculado por la empresa, de acuerdo con el DtUN de la ADD para cada mercado de comercialización de Enertotal.

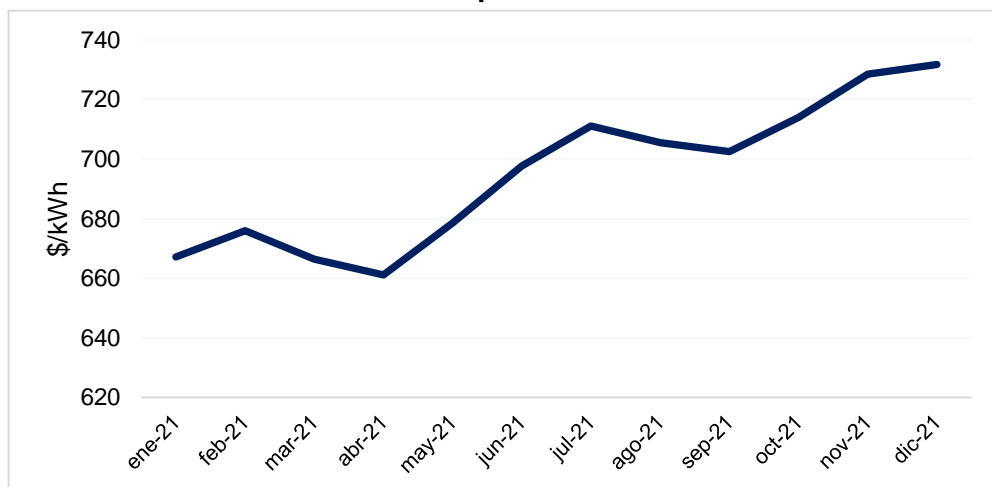
En la vigencia 2021, Enertotal presentó el menor valor promedio correspondiente al CU en el mercado de Bogotá con un valor de 632,0 \$/kWh, mientras que el valor promedio más alto se presentó en el mercado Tolima con 860,9 \$/kWh. El valor promedio del CU de Enertotal para los distintos mercados durante el período en mención se puede observar en la Gráfico 32. , y la variación del CU promedio se observa en el siguiente gráfico.

Gráfico 32. CU promedio por mercado de Comercialización – 2021



Fuente: SUI – Elaboración: DTGE

Gráfico 33. CU promedio– 2021

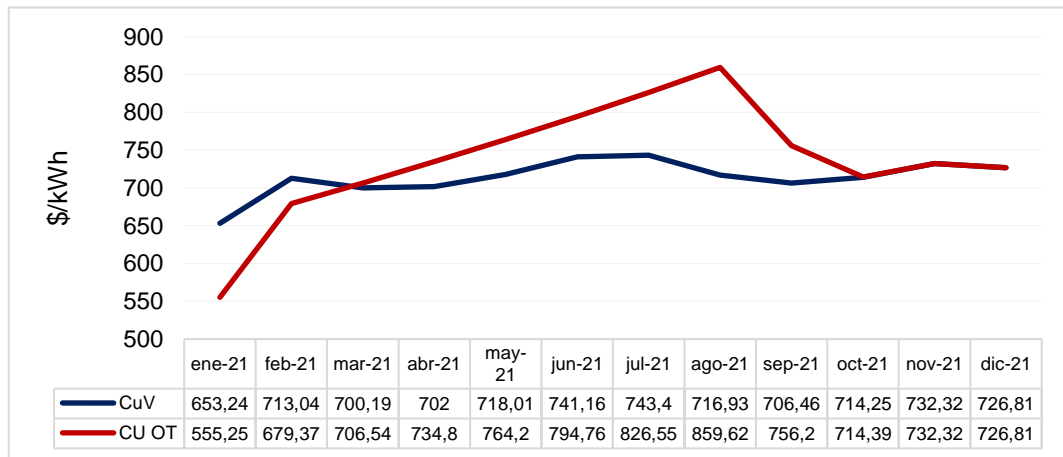


Fuente: SUI – Elaboración: DTGE

Ahora bien, es preciso mencionar que de acuerdo con las Resoluciones CREG 012 de 2020, CREG 058 de 2020, CREG 064 de 2020 y CREG 152 de 2020; se dispuso desde la regulación la aplicación de la

opción tarifaria a raíz de la emergencia sanitaria generada por el COVID -19 en 2020, opción tarifaria²⁸ que continuó su senda en el año 2021. En la siguiente gráfica se observa la comparación entre el CU y la Opción tarifaria en el año 2021, para el mercado Cali.

Gráfico 34. CU vs Opción tarifaria, mercado CALI – 2021



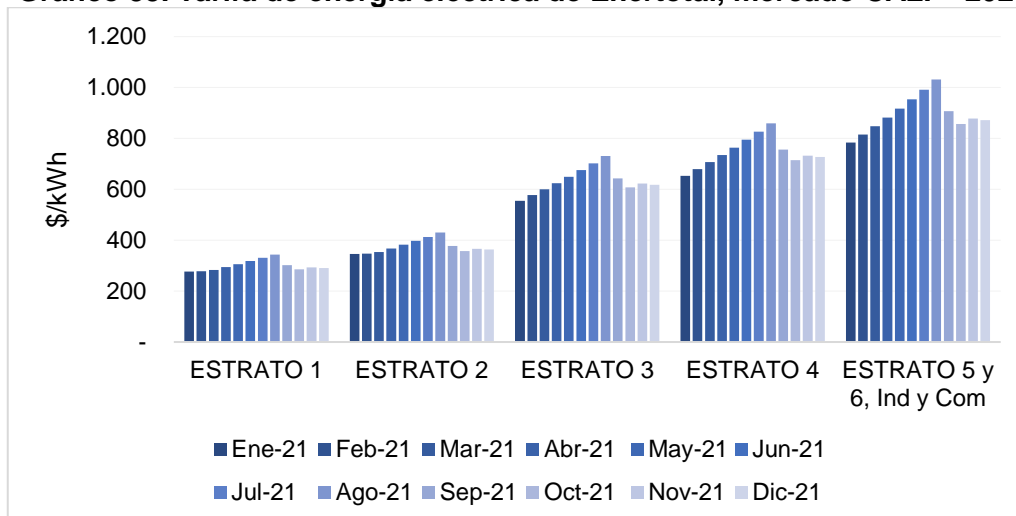
Fuente: SUI – Elaboración: DTGE

En el Gráfico 34 se puede observar el comportamiento de CU calculado bajo la metodología tarifaria general y del CU calculado bajo la metodología de opción tarifaria para la vigencia 2021, usuarios de NT1 con propiedad de los activos del OR, cabe resaltar que finalizando el año 2021 Enertotal transfería a los usuarios valores distintos al CU determinado bajo la metodología clásica en los mercados de Caribe mar, Caribe Sol, Cartago y Valle; lo anterior, para usuarios del NT1 con propiedad de los activos de la empresa.

4.4.3.3. Tarifas de Energía Eléctrica

Las tarifas de energía eléctrica son el valor resultante de aplicar al Costo Unitario de Prestación del Servicio, el factor de subsidio o contribución autorizado legalmente, según corresponda. En el caso de los usuarios de estrato 4 y/o usuarios no residenciales que no son beneficiarios de subsidios, ni están sujetos al pago de contribución, la tarifa corresponde al Costo Unitario de Prestación del Servicio – CU.

Gráfico 35. Tarifa de energía eléctrica de Enertotal, mercado CALI – 2021



Fuente: SUI – Elaboración: DTGE

²⁸ La opción tarifaria ofrece al comercializador la posibilidad de cambiar el CU cuando las condiciones del mercado presentan un impacto considerable para el usuario; no obstante, como la empresa deja de percibir parte de sus ingresos, debe aplicar la opción tarifaria hasta que se recupere el valor financiado que dejó de percibir, lo que se traduce en cobros relativamente elevados, pero con incrementos parciales para el usuario.

Para el caso de Enertotal, el CU es equivalente a la tarifa de estrato 4, lo anterior aplica dependiendo de si se encuentra o no aplicando la opción tarifaria en cada mercado y/o nivel de tensión. En la siguiente gráfica, se pueden observar las tarifas por estrato publicadas y aplicadas por la empresa a sus usuarios durante el año 2021 para el mercado de Cali, usuarios de NT1 y propiedad de los activos del OR.

Del Gráfico 35 se puede observar un incremento paulatino en las tarifas aplicadas por Enertotal en el mercado Cali. Al aplicar la opción tarifaria, se redujo el impacto negativo inmediato para los usuarios y se permitió una gradualidad en los incrementos presentados.

4.4.3.3.4. Usuarios No Regulados

Como ha sido mencionado previamente, Enertotal presta el servicio a Usuarios No Regulados²⁹, quienes representan cerca del 40% de su demanda total. Por lo anterior, esta Superintendencia realizó el cálculo del Costo Unitario de Prestación del Servicio promedio con la información reportada por la empresa en el Formato TC2 de la Resolución SSPD 20155 de 2019 y SSPD 12515 de 2021 para el año 2021, usando los siguientes campos y filtros:

- **Resolución 20155 de 2019**

Campo 1: NIU (ID Mercado – NIU)

Campo 5: Tipo de factura

Campo 12: Tipo de Tarifa

Campo 14: Consumo Usuario (kWh)

Campo 18: Valor Facturación por Consumo Usuario (\$)

- **Resolución 12515 de 2021**

Campo 1: NIU

Campo 5: Tipo de factura

Campo 12: Tipo de Tarifa

Campo 14: Consumo Usuario (kWh)

Campo 17: Valor Facturación por Consumo Usuario (\$)

Esta información se complementó con la información por empresa, mercado, sector, usuario y nivel de tensión para el mismo periodo (el nivel de tensión y sector (condición especial)), que se obtiene mediante un cruce del NIU del Formato TC2 con el Formato TC1). Para este análisis se excluyeron los usuarios reportados de estratos residenciales clasificados con tarifas no reguladas debido a que representan una inconsistencia, siendo así mala calidad de información.

En las siguientes gráficas se pueden observar los resultados del Costo de Prestación del Servicio promedio al Usuario No Regulado de acuerdo con cada ADD; de igual manera, y con el objetivo de emplear nombres cortos en las leyendas de las siguientes gráficas, se utilizarán las abreviaturas de la Tabla 15:

Tabla 15. Siglas – Tarifas Usuarios No Regulados

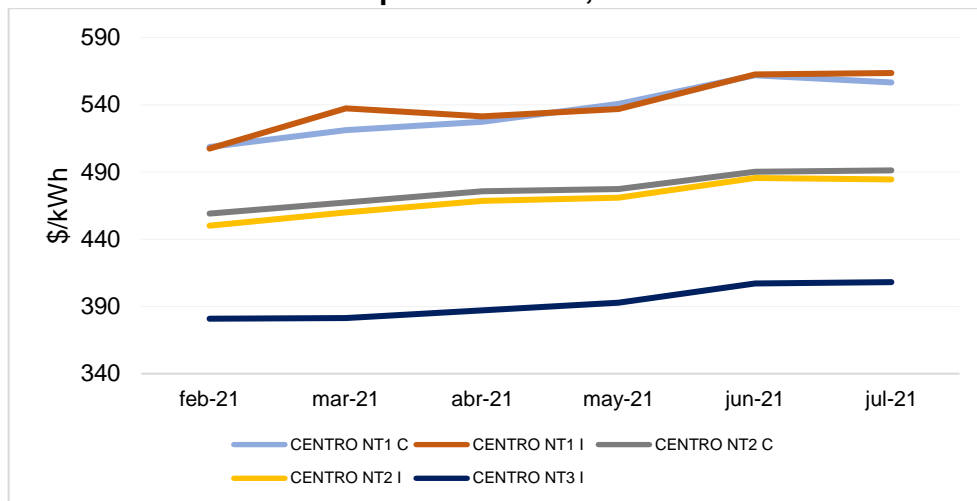
Sigla	Campo
UNR	USUARIOS NO REGULADOS
ADD	ÁREA DE DISTRIBUCIÓN
NT	NIVEL DE TENSIÓN
AP	ALUMBRADO PUBLICO
C	COMERCIAL
I	INDUSTRIAL
O	OFICIAL
P	PROVISIONAL

Fuente: SUI – Elaboración: DTGE

²⁹ Corresponde a aquella persona natural o jurídica cuya instalación supera los 0,1 MW o su consumo los 55 MWh, de acuerdo con la Resolución CREG 131 de 1998.

De acuerdo con las siglas anteriores, en las gráficas 36, 37, 38 y 39 se presentan las tarifas de los Usuarios No Regulados de Enertotal, por ADD para el año 2021.

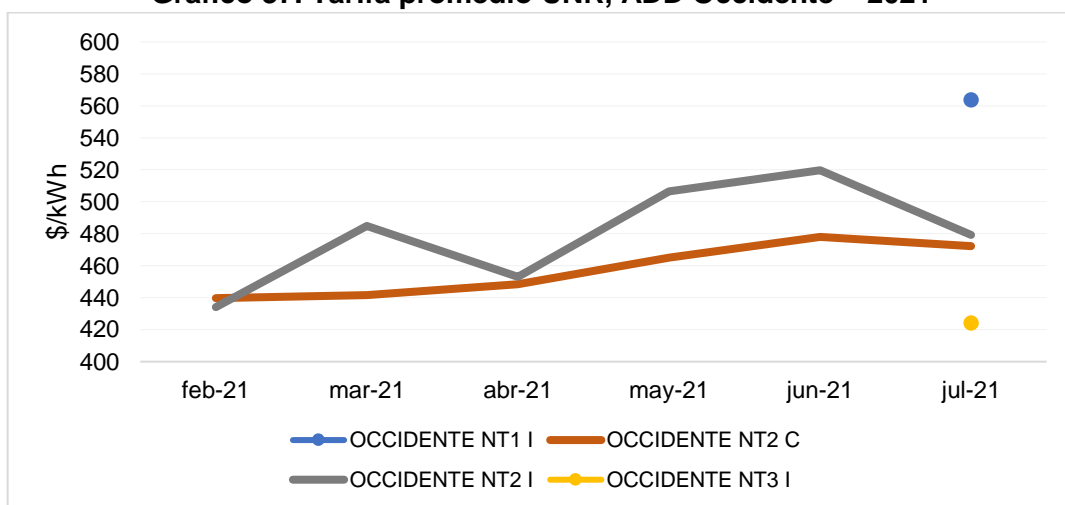
Gráfico 36. Tarifa promedio UNR, ADD Centro – 2021



Fuente: SUI – Elaboración: DTGE

De acuerdo con la información reportada en el SUI, Enertotal atiende Usuarios No Regulados comerciales e industriales para el ADD Centro en los niveles de tensión 1, 2 y 3.

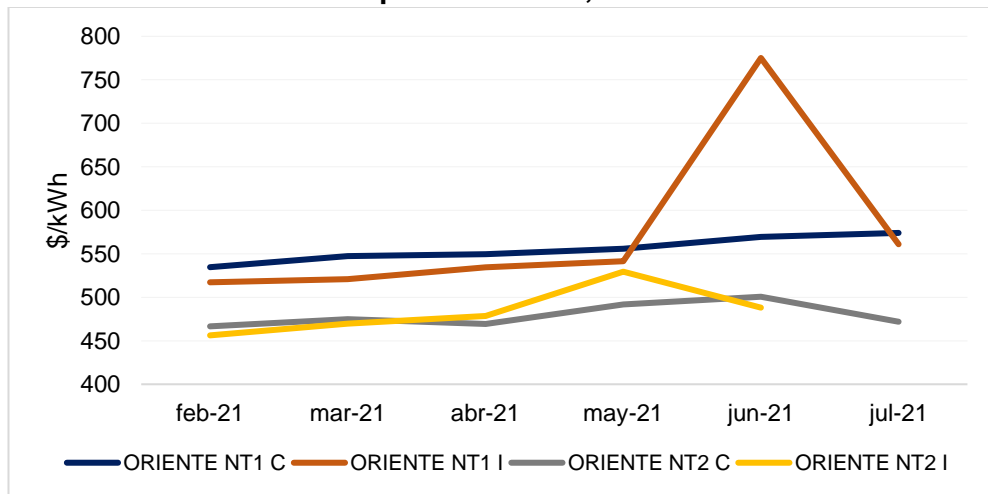
Gráfico 37. Tarifa promedio UNR, ADD Occidente – 2021



Fuente: SUI – Elaboración: DTGE

Enertotal reportó información con valores superiores a cero para usuarios industriales y comerciales en los niveles de tensión 1, 2 y 3. Los reportes de usuarios industriales en NT2 se presentan en el período entre febrero y julio de 2021, mientras que los usuarios industriales de NT1 y NT3 solo reportaron consumos en el mes de julio de 2021, razón por la cual, solo se observa un punto en dicho mes.

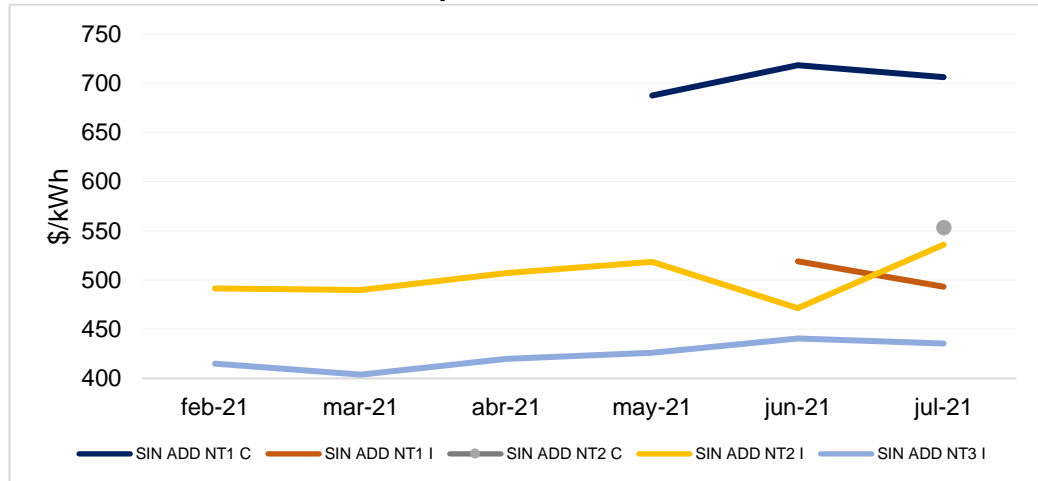
Gráfico 38. Tarifa promedio UNR, ADD Oriente – 2021



Fuente: SUI – Elaboración: DTGE

En el Gráfico 38 Se observan valores uniformes para los distintos niveles de tensión, exceptuando los usuarios industriales en el mes de julio en el nivel de tensión 1, para los cuales reportaron un incremento significativo de acuerdo a la información reportada al SUI, para luego reducir dicho valor en el mes de julio de 2021, lo anterior puede ser consecuencia de una nueva tarifa no regulada reportada por el prestador o un error en el reporte.

Gráfico 39. Tarifa promedio UNR sin ADD – 2021



Fuente: SUI – Elaboración: DTGE

Por último, en el gráfico se puede observar el comportamiento uniforme de las tarifas promedio, exceptuando los reportes que iniciaron en los meses de junio y mayo de 2021 para usuarios industriales y comerciales en NT1, de los cuales no se había reportado más información hasta estos meses.

4.4.3.4. Código de Medida

Enertotal cuenta, con corte al mes de marzo de 2022, con un total de 3.127 fronteras comerciales con reporte al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales – ASIC. Del total de fronteras, el 21,7% se conecta a las redes de ENEL COLOMBIA S.A. ESP., el 21,6% a las redes de EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P., el 21,0% a las redes de CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P., el 12,0% a las redes de CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P., el 9,2% a las redes

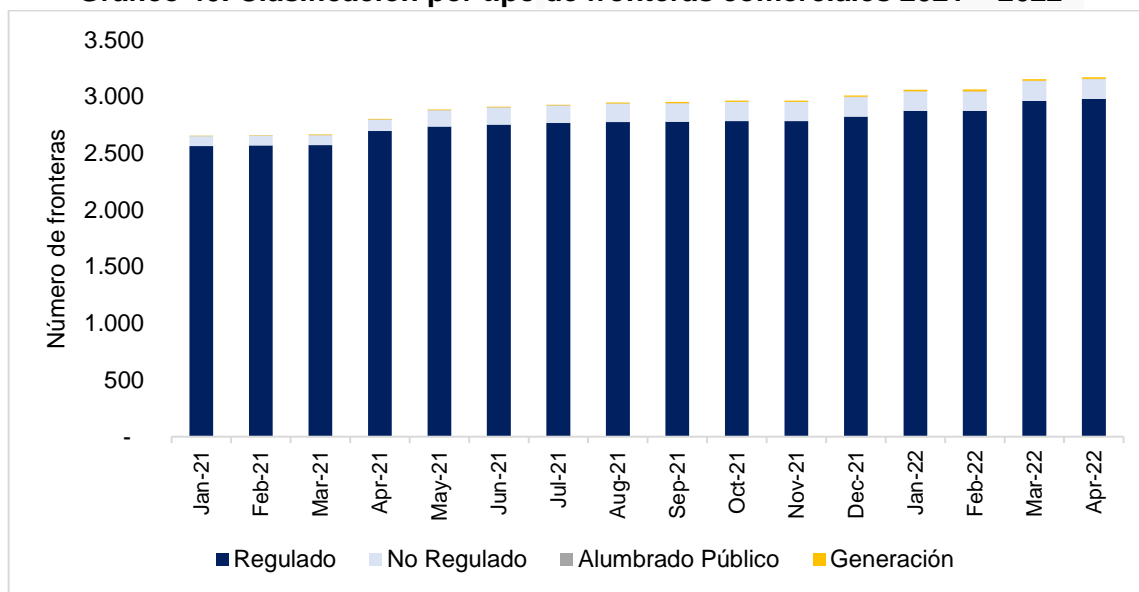
de EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P., el 8,1% a las redes de AIR-E S.A.S. E.S.P., mientras que el 6,5% restante se distribuye entre otros nueve (9) OR.

Dadas las características del mercado del prestador, donde predominan los usuarios residenciales, el 90,7% de las fronteras se conectan al NT1, el 9,0% al NT2, y el restante 0,3% a NT3. En la Gráfica 40 se presenta la clasificación de las fronteras comerciales del mercado de comercialización del prestador por tipo de frontera.

En abril de 2022 Enertotal contaba con 2.979 fronteras de tipo Regulado, 175 fronteras de tipo No Regulado, 15 fronteras de generación, correspondientes a proyectos de Autogeneración a Pequeña Escala – AGPE, y 1 frontera de Alumbrado Público. En virtud de la información remitida por el prestador, esta Superintendencia procedió a verificar el cumplimiento del sistema de medición a los requisitos generales de las fronteras comerciales, de acuerdo con el artículo 8 de la Resolución CREG 038 de 2014.

Para el registro y lectura de la información relacionada con el consumo, de acuerdo con el artículo 15 de la Resolución CREG 038 de 2014, el prestador emplea esquemas de interrogación³⁰ remota o local de los medidores de las fronteras comerciales de su mercado. Para la interrogación remota Enertotal utiliza el software de PRIMESTONE, Prime Read Versión 10, o el software Telesimex, los cuales efectúan la telemida desde el Centro de Gestión de Medida – CGM propiedad del prestador. El Gráfico 41 muestra el esquema de comunicación empleado por el prestador para la interrogación remota de los medidores.

Gráfico 40. Clasificación por tipo de fronteras comerciales 2021 – 2022³¹



Fuente: XM S.A. E.S.P. – Elaboración: DTGE

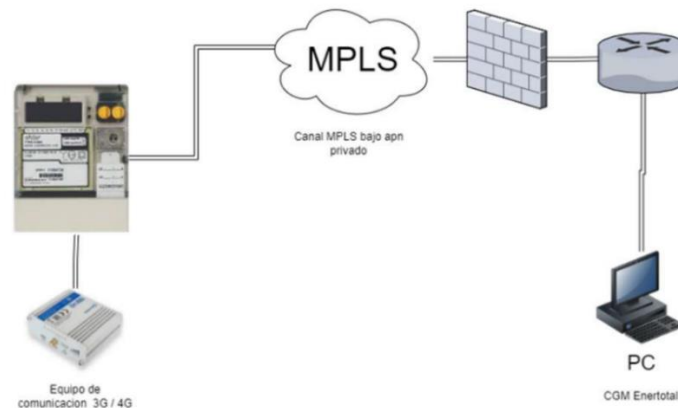
El procedimiento de interrogación remota requiere que los medidores se encuentren agendados para una llamada remota y automática desde el CGM, por medio de alguno de los dos softwares disponibles. En caso de que la llamada automática falle, los técnicos del CGM deben realizar el llamado manual desde el software de telemida. Las consultas de las lecturas automáticas programadas se realizan de manera diaria durante las primeras horas del día, identificando las lecturas exitosas y las que se encuentran

³⁰ El prestador ha definido un procedimiento interno para efectuar lecturas en sitio, a partir de fronteras que se encuentran en falla, o en respuesta a quejas de los usuarios por diferencias de consumo.

³¹ Información con corte a 30 de abril de 2022, a partir de lo publicado en el portal Sinergox de XM S.A. E.S.P. Disponible en la página web del administrador del mercado: <https://sinergox.xm.com.co/dmnd/Paginas/Informes/EvolucionFrtComerciales.aspx>

pendientes para completar el día de operación. La información es almacenada en las bases de datos de los softwares de lectura y se sincroniza automática en períodos de 30 minutos.

Gráfico 41. Esquema de comunicación para la interrogación remota de medidores



Fuente: Enertotal

Los medidores instalados en las fronteras comerciales del prestador utilizan canales MPLS y/o VPNs, según sea el caso, para la interrogación remota. El CGM cuenta con un Data Center que almacena la información recopilada, y administra las comunicaciones de todas las fronteras comerciales. Los operarios del CGM analizan el reporte de los consumos con el fin de realizar la crítica y detectar diferencias significativas en el consumo diario de alguna o varias fronteras. En caso de desestimar la presencia de fallas en los sistemas de medición, ni irregularidades en las lecturas, el prestador realiza el cargue de los reportes automáticos al portal de la Webservice, para remitir los datos al ASIC.

Por otro lado, la empresa ha definido de manera paralela un procedimiento para la interrogación local de los medidores, utilizando el software Prime Read Mobile, el cual permite obtener la lectura en campo por medio del puerto serial y óptico de los equipos.

Sobre los mecanismos de seguridad física e informática mencionados en el artículo 17 de la Resolución CREG 038 de 2014, el prestador menciona que, los medidores cuentan con un sistema de almacenamiento no volátil y con niveles de acceso protegidos con contraseñas que son asignadas al momento de realizar la parametrización de los medidores; además, conforme con el acuerdo CNO 1043 de 2018, las fronteras emplean canales de comunicación a partir de APNs privados en redes 4G y VPNs, en caso de que aplique.

Por otro lado, esta Superintendencia procedió a analizar la base de datos de fronteras remitida por el prestador, donde observó que, de 570 fronteras comerciales que tiene Enertotal en los puntos de medición 2 y 3, en 163 de ellas el nivel de exactitud de los transformadores de corriente – TC's, es menor al exigido por el Código de Medida; sin embargo, al realizar un análisis más detallado sobre lo anterior, se observó que 141 de las 163 fronteras señaladas tienen fecha de registro ante el ASIC previo a la entrada en vigencia de la Resolución CREG 038 de 2014: es decir, antes de que se establecieran los niveles de exactitud³² del artículo 9 del Código de Medida.

³² No obstante, se hace la claridad de que las fronteras comerciales deben someterse a mantenimientos periódicos, de acuerdo con los tiempos establecidos en el artículo 28 del Código de Medida. En caso de que el mantenimiento requiera la adición o reemplazo de los elementos del sistema de medición, así como en caso de actualización tecnológica de los equipos, estos nuevos elementos tendrán que cumplir con los requisitos de exactitud exigidos por el Código de Medida vigente.

De las 22 fronteras restantes, la empresa explicó que 19 de ellas fueron inscritas previo al año 2014 con un comercializador diferente a Enertotal y posteriormente desarrollaron el proceso de cambio³³ de comercializador para quedar registradas con el nuevo prestador.

Finalmente, de las seis (3) fronteras restantes, el prestador señaló que dos (2)³⁴ de ellas, a pesar de que en el ASIC tienen registrado un nivel de exactitud para los TC's de 0,5, en la práctica tienen instalados transformadores con nivel de exactitud 0,5S; es decir, el incumplimiento se debe un registro desactualizado por parte de Enertotal ante el ASIC. Finalmente, se observa que tres (3) las fronteras no presentan fecha de registro³⁵ ante el ASIC y una (1) de ellas fue registrada posterior a la entrada en vigencia del Código de Medida y conserva un nivel de exactitud de 0,5. En la Tabla 16 se presentan las fronteras comerciales que, tras el análisis desarrollado por esta Superintendencia, incumplen el nivel de exactitud para TC's que establece el artículo 9 del Código de Medida.

Tabla 16. Fronteras que incumplen el nivel de exactitud para TC's

Código SIC	Tipo de punto de medición	Nivel de exactitud TC (registrado)	Nivel de exactitud TC (requerido)	Observación SSPD/prestador
Frt22720	3	0,5	0,5S	Incumplimiento en Vigencia de R. CREG 038-14 ³⁶
Frt21343	3	0,5	0,5S	Registro ASIC desactualizado
Frt25069	3	0,5	0,5S	Registro ASIC desactualizado

Fuente: Enertotal– Elaboración: DTGE

Por otro lado, salvo la frontera comercial de Alumbrado Público, las restantes 3.126 fronteras comerciales de Enertotal cuentan con un medidor principal de energía activa que permite registrar de manera paralela el consumo de energía reactiva. En cuanto a los medidores de respaldo, las 28 fronteras con punto de medición tipo 2, cuentan con un medidor de respaldo, en virtud del artículo 13 de la Resolución CREG 038 de 2014.

En relación con los certificados de calibración y verificación de los que hablan los artículos 14 y 23 del Código de Medida, esta Superintendencia seleccionó un número aleatorio de fronteras del prestador, con el objetivo de observar de manera preliminar el cumplimiento de dichos requisitos. En la Tabla 17 se muestran las fronteras³⁷ seleccionadas, indicando la fecha de registro ante el ASIC, la fecha de registro con Enertotal como comercializador³⁸ y la última fecha de calibración del medidor principal y del transformador de corriente³⁹, así como la última fecha de verificación del sistema de medición.

Tabla 17. Certificados de calibración y verificación

Código SIC	Registro ante el ASIC	Cambio a Enertotal	Última calibración MP	Última calibración TC	Última verificación
Frt05684	2004-11-30	2010-01-13	2018-12-18	2004-04-19	2015-11-18
Frt06010	2005-04-17	2010-01-19	2009-03-12	No envía	2015-08-04
Frt04365	2002-11-28	2010-01-13	2012-02-14	No envía	2015-05-19
Frt06787	2009-07-13	2010-01-13	2015-05-14	No envía	2015-09-14

³³ Al realizar el cambio de comercializador, en virtud del artículo 54 de la Resolución CREG 156 de 2011, no es obligación realizar una modificación en el sistema de medición.

³⁴ El error en el registro se observó en el momento de la Evaluación Integral, pero el prestador corrigió el registro ante el ASIC posteriormente.

³⁵ Al no presentar fecha de registro ante el ASIC, no es posible verificar el motivo del presunto incumplimiento al nivel de exactitud requerido.

³⁶ Esta frontera tiene registro en el mes de mayo de 2014; es decir, posterior a la entrada en vigencia de la Resolución CREG 038 de 2014, la cual fue expedida en el mes de marzo de 2014.

³⁷ Las fronteras elegidas aleatoriamente tienen tipo de punto de medición 4; por lo tanto, la frecuencia de mantenimiento del sistema de medición establecido en el artículo 28 del Código de Medida, y el cual incluye la calibración de los medidores, es de diez (10) años.

³⁸ Las diez (10) fronteras seleccionadas fueron registradas inicialmente ante el ASIC, con un comercializador diferente a Enertotal S.A. E.S.P., y posteriormente surtieron el proceso de cambio de comercializador.

³⁹ Las fronteras seleccionadas no emplean transformador de tensión.

Código SIC	Registro ante el ASIC	Cambio a Enertotal	Última calibración MP	Última calibración TC	Última verificación
Frt04131	2002-07-13	2010-01-19	2016-07-12	No envía	2016-08-11
Frt06511	2006-03-21	2010-01-13	2015-12-28	2005-08-26	2015-08-06
Frt03705	2001-10-30	2010-01-13	2016-06-11	No envía	2015-06-10
Frt05172	2004-01-05	2010-01-13	2017-12-11	No envía	2015-06-05
Frt02791	2000-10-13	2010-01-13	2017-05-17	No envía	2015-11-17
Frt01368	1999-10-14	2010-01-13	2017-05-17	No envía	2015-11-30

Fuente: Enertotal – Elaboración: DTGE

Sobre las condiciones de los medidores principales, se observa una condición de *cumplimiento* en los certificados de calibración enviados, tanto para los medidores principales, como para los transformadores de corriente; sin embargo, el certificado de calibración del medidor principal de la frontera Frt06010 es del año 2009. Si se tiene en cuenta que el mantenimiento para esta frontera, donde se debe incluir la calibración del medidor principal, es de diez (10) años, el período máximo⁴⁰ que el prestador tiene para realizar dicho procedimiento, no se ha cumplido. Por otro lado, el prestador no incluye un certificado de calibración para los transformadores de corriente de ocho (8) de las diez (10) fronteras seleccionadas.

Enertotal ha señalado que las fronteras actualmente se encuentran en un plan de mantenimiento, el cual no se ha implementado con normalidad, debido a que en los años 2020 y 2021 se han visto afectados por la emergencia sanitaria, lo que ha impedido el acceso del prestador a las instalaciones de los usuarios y la movilidad de sus operarios; adicionalmente, el prestador señala que la alteración del orden público en 2021 generó una afectación en el desarrollo de las actividades. Finalmente, el comercializador señala las dificultades relacionadas con la oferta de productos (medidores, módems, transformadores de medida), dado la oferta limitada a nivel global y la tasa de cambio.

Sobre el CGM, en la página web del prestador se encuentra publicado el *Informe Anual de Operación del CGM* del que habla el artículo 40 y el anexo 3 de la Resolución CREG 038 de 2014. En dicho informe se reporta un crecimiento anual de 14% en el total de fronteras comerciales registradas ante el ASIC, al cierre del año 2021, en el cual ocurrieron veinticuatro (24)⁴¹ fallas en el sistema de medición, de las cuales doce (12) ocurrieron en el medidor principal, diez (10) en los transformadores de corriente y dos (2) en los transformadores de tensión. En este año el Representante de Frontera – RF realizó un total de 387 verificaciones iniciales en los sistemas de medición, y acumuló un total de 133.534 horas de interrogación, de las cuales 57.641 fueron de manera remota y 75.897 en sitio. Dentro de los procesos de crítica de la lectura, el 99,8% de las lecturas fueron sometidas a crítica, y el 100,0% de las lecturas en crítica fueron aceptadas. El prestador realizó setenta y tres (73) mantenimientos, principalmente en los puntos de medición 3 y 4, y ejecutó un (1) informe de verificación de registro, la cual arrojó un 100,0% de conformidad.

En concordancia con lo mencionado anteriormente, esta Superintendencia revisó la trazabilidad de las fallas ocurridas en las fronteras comerciales Enertotal desde 2020 hasta la fecha, dicha información se observa en la Tabla 18.

⁴⁰ Se considera dicho tiempo como el máximo permitido, dado que, en caso de que el medidor sea sometido a una revisión por algún caso particular, por ejemplo, con el objetivo de evaluar sus niveles de exactitud, el medidor debería ser sometido a calibración en un período menor a los diez (10) años señalados para su mantenimiento.

⁴¹ Esta información difiere con respecto a la remitida por el prestador en el anexo 20 del radicado SSPD No. 20225291127772 del 24 de marzo de 2022, donde se reportan treinta (30) fallas para el año 2021; adicionalmente, en portal Sinergox de XM S.A. E.S.P. se reportan treinta y dos (32) fallas del prestador en dicho período.

Tabla 18. Fallas en las fronteras comerciales de Enertotal– 2020 – 2022

Tipo de falla	2020	2021	2022 ⁴²
Falle en Medidor Principal	10	12	3
Falla en Transformador de Tensión (TP)	10	4	3
Falla No Envío de Lectura	7	1	1
Falla en Transformador de Corriente (TC)	6	10	5
Falla en Dispositivo de Interfaz de Comunicaciones	1	5	0
Hurto en Medidor Principal	1	0	1
Hurto en Transformador de Corriente (TC)	1	0	0
Total de fallas por período	36	32	13
%fallas sobre el total de fronteras	1,4%	1,1%	0,4%

Fuente: XM S.A. E.S.P. – Elaboración: DTGE

De la anterior tabla se observa que el prestador mantiene un porcentaje de fallas relativamente bajo sobre el total de fronteras registradas ante el ASIC. El porcentaje de fallas sobre el total de fronteras registradas en el SIN es de 5,7%; es decir, Enertotal se ubicó en el año de análisis 4,6 p.p. por debajo del promedio del mercado.

4.4.4. Calidad y reporte de la información al SUI

A continuación, se presenta la información del cumplimiento de los reportes por parte de Enertotal al SUI.

4.4.4.1. Estado de reporte – Cargue de información

Enertotal realizó actualización en el Registro Único de Prestadores de Servicios Públicos – RUPS bajo imprimible No. 2021120437387136 del 26 de enero del 2021. En este registro se incluyen los siguientes datos:

- 15 de julio de 2005
- Fecha de inicio de operaciones: 01 de noviembre del 2005
- NIT: 900.039.901 – 5
- Servicios Registrados: Energía Eléctrica
- Actividades Desarrolladas:

Tabla 19. Registro actividades RUPS

Servicio	Actividad	Fecha de Inicio	Fecha final
Energía – SIN	Comercialización	1/11/2005	--

Fuente: Registro Unico de Prestadores – RUPS

Conforme con lo establecido en la Resolución SSPD No. 20181000120515 del 25 de septiembre de 2018, el prestador ha venido certificando año a año las correspondientes actualizaciones del RUPS.

4.4.4.2. Cargue y calidad de información

Según la revisión realizada en el SUI, se evidenció que el prestador a la fecha presenta 340 reportes en estado certificado para el servicio de energía eléctrica. El porcentaje de cargue del prestador se ubica en la Tabla 20:

⁴² Se dispone información con corte al mes de abril de 2020.

Tabla 20. Porcentaje de cargue

ID	Empresa	Año	Certificado	Certificado No Aplica	Pendiente	Porcentaje de cargue
2247	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	2021	217	116	7	97.95 (%)

Fuente: SUI. Fecha de corte de la consulta 02/05//2022 – Elaboración: DTGE

Por otro lado, los formatos que se encuentran pendientes de cargue son:

Tabla 21. Formatos pendientes de cargue

Formato	Periodicidad	Periodo	Aplicación
FE1. Información Bimestral de la Sobretasa Fondo Empresarial SSPD L1955/19	Bimestral	Bimestre 4	Cargue Masivo
FE1. Información Bimestral de la Sobretasa Fondo Empresarial SSPD L1955/19	Bimestral	Bimestre 5	Cargue Masivo
FE1. Información Bimestral de la Sobretasa Fondo Empresarial SSPD L1955/19	Bimestral	Bimestre 6	Cargue Masivo
FE2. Declaración Bimestral de la Sobretasa Fondo Empresarial SSPD	Bimestral	Bimestral 4	Formulario
FE2. Declaración Bimestral de la Sobretasa Fondo Empresarial SSPD	Bimestral	Bimestral 5	Formulario
FE2. Declaración Bimestral de la Sobretasa Fondo Empresarial SSPD	Bimestral	Bimestral 6	Formulario
S9. Facturas Base Aplicación FOES	Mensual	12	Cargue Masivo

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 02/05//2022 – Elaboración: DTGE

Evaluando la oportunidad de cargue de la información al SUI del año 2021, se pudo constatar que Enertotal presentó el 50,6% de sus cargues dentro del término establecido por los actos administrativos correspondientes.

Tabla 22. Oportunidad en el cargue

Variable	Fuera de término	Con oportunidad
Cantidad (Nº)	168	172
Porcentaje (%)	49,4%	50,6%

Fuente: SUI. Fecha de corte de la consulta 02/05//2022 – Elaboración: DTGE

Por otro lado, las reversiones solicitadas por la empresa durante 2021 se relacionan en la Tabla 23.

Tabla 23. Formatos Reversados

Año de la solicitud de reversión	Nombre formato o formulario reversado	Año	Periodo	Fecha de ejecución
2021	FC2. Patrimonio Técnico Transaccional - CROM	2021	2	24/05/2021
2021	T14. Servicios Adicionales	2020	1	27/09/2021
2021	S1. Resumen Contable Subsidios, Contribuciones y FOES	2020	5	13/12/2021
2021	T2. Garantías Financieras	2021	6	13/12/2021
2021	T3. Tarifas Publicadas	2021	6	13/12/2021
2021	T3. Tarifas Publicadas	2021	7	13/12/2021
2021	T7. Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 UR	2021	6	13/12/2021



Año de la solicitud de reversión	Nombre formato o formulario reversado	Año	Periodo	Fecha de ejecución
2021	T7. Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 UR	2021	7	13/12/2021
2021	T9. Variables Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 UR	2021	6	13/12/2021
2021	T9. Variables Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 UR	2021	7	13/12/2021
2021	T7. Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 UR	2021	6	13/12/2021
2021	T7. Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 UR	2021	6	13/12/2021

Fuente: SUI. Fecha de corte de la consulta 02/05//2022 – Elaboración: DTGE

5. Hallazgos

En siguiente tabla se presentan los hallazgos encontrados para cada uno de los tópicos abarcados en la siguiente Evaluación Integral.

Tabla 24. Hallazgos de la Evaluación Integral

Criterio	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
Estándares de calidad financiera.	Referentes establecidos por la CREG y NIF	Valores en los referentes de las cuentas por cobrar y por pagar.	Cumple
Conciliaciones FSSRI con el Ministerio de Minas y Energía	Cumplimiento de la Ley 1428 de 2010.	Se identificaron porcentajes de subsidios aplicados por el prestador que superan los topes establecidos por la Ley. Estrato 1 (60%), Estrato 2 (50%).	No cumple
Reporte de información formatos comerciales TC2 Resolución No. SSPD - 20212200012515 del 26 de marzo de 2021	Calidad de la información del reporte en el SUI.	Comparativo SUI con la información remitida por la empresa. Se encuentran diferencias entre subsidios y contribuciones por valor de 27 millones y 42 millones, respectivamente.	No cumple
Tarifas de Usuarios residenciales con tarifas no reguladas	Información reportada al SUI	La empresa certifica información comercial de usuarios residenciales con tipo de tarifa no regulada.	No cumple
Reporte de los Formatos T4 y T8 del SUI.	Información reportada al SUI	Enertotal aún presenta información preliminar sin actualizar en el SUI para la vigencia 2021.	No cumple
Diferencias en la información en el Formato T9 del SUI.	Información reportada al SUI	Diferencia de información en las variables para determinar el Pc y Pb del componente de Generación en los mercados de comercialización.	No cumple
Continuidad en la información comercial de usuarios no regulados	Información reportada al SUI	La información reportada en la vigencia 2021 para usuarios no regulados no refleja continuidad y presenta inconsistencias.	No cumple
Cumplimiento al nivel de exactitud en los transformadores de corriente.	Artículo 9 de la Resolución CREG 038 de 2014.	Se observaron tres (3) fronteras comerciales que no cumplen el nivel de exactitud para transformadores de corriente establecido en el Código de Medida.	No cumple
Calibración de los elementos del sistema de medición.	Artículos 11 y 28 de la Resolución CREG 038 de 2014.	Calibración del medidor principal de la frontera Frt06010 desde el año 2009, de acuerdo con la información	No cumple

Criterio	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
		entregada mediante radicado SSPD 20225291571962 del 22 de abril de 2022.	
Calibración de los elementos del sistema de medición.	Artículos 11 y 28 de la Resolución CREG 038 de 2014.	Calibración de los transformadores de corriente de ocho (8) de las diez (10) fronteras seleccionadas, de acuerdo con la información entregada mediante radicado SSPD 20225291571962 del 22 de abril de 2022.	No cumple
Reporte de información Formato S5.	Se verificó la calidad de información reportada en los formatos subsidiarios de las Resoluciones 20155 de 2019 y 12515 de 2021 (Formato S5) – Validaciones Trimestrales Subsidios	Verificación del estado de cargue de la empresa identificando que a la fecha, la empresa no ha reportado este formato. Teniendo en cuenta, que la empresa ENERTOTAL reporta otros formatos de subsidios, debe solicitar la habilitación de este formato desde la entrada en vigencia de las resoluciones analizadas en el criterio.	No cumple
Reporte de información al SUI.	Se verifica el estado de cargue de la información comercial según lo dispuesto en las Resoluciones 20155 de 2019 y 12515 de 2021.	Se evidencia que el estado de cargue de la empresa ENERTOTAL, de los distintos formatos reportados de las Resoluciones 8055 del 2010, 20155 de 2019 y 12515 de 2021, superan las fechas límite de cargue.	No cumple

6. Acciones correctivas definidas

- El prestador debe realizar seguimiento al desempeño financiero, el cual debe estar orientado a la reducción del nivel de riesgo señalado en el presente informe.
- Realizar la gestión respectiva para dar cumplimiento al artículo 3 de la Resolución MME 40715 de 2019, sobre el porcentaje de energía contratada a partir de FNCER en su mercado de comercialización.
- Verificar la información reportada al SUI relacionada con los subsidios, debido a la existencia de valores que se encuentran por encima de los establecidos en la Ley, y a las diferencias entre los reportes al SUI de los subsidios y contribuciones reportados y a los que son otorgados por el MME.
- Realizar la corrección de las tarifas en los formatos diseñados para tal fin.

- Aclarar las presuntas inconsistencias con la información comercial relacionada con usuarios no regulados en estratos residenciales; además, aclarar por qué algunos reportes de estos usuarios no son constantes.
- Realizar seguimiento a la aplicación y/o salida de la opción tarifaria para los mercados que aplique, garantizando la recuperación de saldos sin afectación a los usuarios.
- Actualizar los datos de registro de las fronteras comerciales que tienen un nivel de exactitud en los transformadores de corriente diferente al que el elemento tiene en realidad.
- Adoptar medidas para dar cumplimiento al nivel de exactitud de los transformadores de corriente de las fronteras comerciales señalados en la Tabla 16.
- Adoptar medidas para dar cumplimiento a la calibración del medidor principal de la frontera comercial Frt06010 y de los transformadores de corriente de ocho (8) de las diez (10) fronteras.
- Realizar un plan estructurado para el mantenimiento de las fronteras comerciales que permita adelantar las medidas que no fueron realizadas en los años 2020 y 2021, de acuerdo con lo informado por Enertotal en el desarrollo de la evaluación integral.
- Verificar el proceso de cargue, revisión, actualización y reversión cuando sea necesario, de la información al SUI, garantizando que la información de cada mercado corresponda a la información de la empresa.

7. Conclusiones

A continuación, se reúnen las principales conclusiones relacionadas con los tópicos evaluados en la Evaluación Integral.

- El total de los pasivos de Enertotal representa un 82,5% del total de los activos, lo que representa una participación del 17,5% del patrimonio. Este resultado obedece a un elevado nivel de endeudamiento, donde las cuentas por cobrar corrientes y no corrientes tienen una participación conjunta en el activo del 64,4%. Según lo expresado por la empresa, el elevado nivel de endeudamiento obedece, entre otras, a dos razones: el cambio de regulación a partir de la resolución CREG 156 de 2011, lo cual le ha dificultado mantener un flujo de caja positivo; y por otra parte, préstamos que ha tomado la empresa para incrementar la propiedad planta y equipo, así como redes en algunos barrios abiertos y subestaciones de energía.
- Para el 2021, la empresa presentó unos ingresos ordinarios de \$27.644 millones. Su costo de ventas representa un 56,7%, alcanzando una ganancia bruta del 43,3%. Sin embargo, a pesar del buen resultado en los costos de ventas, los costos financieros, que incluyen el servicio de la deuda, participan con un 24,9% de los ingresos, lo que sumado a los gastos de administración del 11,2%, permiten alcanzar una ganancia antes de impuestos del 5,5% y una ganancia neta del 3,1%. Se espera que, para los próximos años, la carga financiera se reduzca, gracias a un plan de refinanciación de deuda por \$9.000 millones a seis años, donde además se cambie la deuda en dólares por pesos colombianos.

- Enertotal cumple con los referentes en las cuentas por cobrar y por pagar. Esto muestra que la recuperación de cartera de la empresa cumple con los estándares de calidad financiera requeridos, tanto por la CREG como por NIF.
- Enertotal ha realizado las gestiones orientadas para atender la totalidad de su demanda a partir de contratos bilaterales bajo la modalidad Pague lo demandado. Esta modalidad le asegura al prestador contar con la energía necesaria que se ajusta a su demanda; sin embargo, implica un precio mayor con respecto a otras modalidades de mercado, derivando en un costo mayor en el componente de Generación. Por otro lado, a pesar de contar con la energía necesaria para atender a su demanda, no ha logrado completar el porcentaje de 10% de FNCER para la atención del Mercado Regulado a partir del año 2023.
- Frente a los subsidios y contribuciones se pudo verificar que realiza la aplicación de acuerdo con la normatividad vigente; sin embargo, se encontraron unos porcentajes que están superando los rangos establecidos para estratos 1, 2 y 3. Adicionalmente, se encontraron diferencias entre los reportes realizados al SUI y al Ministerio de Minas y Energía.
- Las tarifas aplicadas por la empresa Enertotal y la determinación del CU presentan estabilidad dentro del marco temporal objeto de la presente Evaluación Integral. Sin embargo, presenta ciertas inconsistencias en la información reportada al SUI en cuanto a los formatos tarifarios e información de Usuarios No Regulados; lo anterior, principalmente con cambios de información de acuerdo con cada mercado y la falta de actualización de información reportada con valores preliminares mediante los formatos diseñados para esto.
- Las fronteras de comercialización entre agentes y usuarios de tipo regulado predominan en el mercado de Enertotal y se observa un crecimiento gradual de las fronteras de generación relacionadas con proyectos de AGPE. En general el prestador ha dado cumplimiento al Código de Medida en la mayoría de las fronteras comerciales de su mercado; sin embargo, se observaron incumplimientos en los niveles de exactitud de los transformadores de corriente de por lo menos ocho (8) fronteras comerciales y en la calibración y/o mantenimiento del medidor principal y transformadores de medida de las fronteras comerciales.
- Realizando el análisis de oportunidad de calidad de información al Sistema Único de Información -SUI, se encontró el hallazgo de que la empresa ENERTOTAL S.A. reportaba los formatos 2 (Información Comercial Residencial) y 3 (Información Comercial No Residencial) de las empresas a las que realiza su actividad económica, de la Resolución SSPD 20102400008055 de 2010. Ahora bien, al verificar el estado de cargue de la empresa, se evidencia que dicha información reportada de los formatos mencionados anteriormente corresponde a la misma información del formato TC2 (Facturación a Usuario) de la resolución 20192200020155 de 2019 y 20212200012515 de 2021.
- A su vez, revisando la oportunidad de cargue de información por parte de la empresa, se comprueba que casi el 50% de los formatos reportados por el prestador, son reportados fuera de la fecha, límite asignado dentro del lineamiento de cargue de las resoluciones antes mencionadas.

8. Medidas recomendadas que pudiera ser oportuno o pertinente aplicar

- Enertotal ha manifestado que el plan de mantenimiento a implementar en sus fronteras comerciales ha presentado retrasos, razón por la cual, esta Superintendencia hará seguimiento a la implementación de dichos planes, en consecuencia, con los tiempos estipulados para el mismo

en el Código de Medida. Por lo anterior, se recomienda al prestador establecer un plan estructurado sobre la manera en que desarrollará dichos mantenimientos.

- Los subsidios y contribuciones que aplica Enertotal los hace de manera correcta, de acuerdo con la normatividad vigente; sin embargo, es necesario que se hagan revisiones sobre los porcentajes que están aplicando a los usuarios, y que éstos no superen los rangos establecidos para estratos 1, 2 y 3. De igual manera, es importante que la información que Enertotal reporta en el SUI sea consistente y no tenga diferencias con lo que concilia con el Ministerio de Minas y Energía. Por lo anterior, se recomienda al prestador revisar la manera en que está realizando el cargue de la información señalada y hacer la verificación a que haya lugar.
- La DTGE se compromete a monitorear el estado de cargue de los formatos habilitados a Enertotal, con el objetivo de evaluar una mejora en la calidad de la información reportada, y establecer si el porcentaje de oportunidad de cargue de cargue de la información mejora en los próximos meses.

9. Responsables

9.1. Responsable general:

Angela María Sarmiento Forero – Directora Técnica de Gestión de Energía

9.2. Equipo de evaluación:

Revisor: Mauricio Andrés Palma Orozco – Asesor DTGE

Diego Fernando Borda Tovar – Coordinador Grupo GC DTGE

Manuel Gustavo Vergara Murillo – Profesional DTGE

Francisco Alberto Daza Mosquera – Profesional DTGE

Rafael Ricardo Rojas – Contratista DTGE

Wilmer Andrés Sandoval López – Contratista DTGE

Daniel Casas Bautista – Contratista DTGE

10. Anexos

Expediente SSPD 2022220351600219E de Evaluación Integral de ENERTOTAL S.A.S. E.S.P., donde reposan todos los documentos enviados por la empresa a través de requerimientos y de las visitas realizadas.