

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



**SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS
COMBUSTIBLE
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE ENERGÍA
Bogotá, diciembre de 2021**

1. Identificador del prestador

1.1. Nombre o razón social: RUITOQUE S.A. E.S.P.

1.2. Nit: 804001062 – 8

1.3. ID (SUI - RUPS): 1737

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: 1995

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

2.1. Año del programa al que pertenece la acción: 2020

2.2. Clase acción: Vigilancia Inspección

2.3. Motivo de la acción: Especial detallada concreta

2.4. Origen causal de la acción: Clasificación de nivel de riesgo 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 2021220351600203E

3. Delimitación del marco de evaluación

RUITOQUE S.A. E.S.P. Análisis para el año 2020.

4. Descripción de lo desarrollado – Fuentes de información:

4.1. Fuente utilizadas:

- Sistema Único de Información SUI, Información cargada en Gobierno NIF.
- Información remitida por el prestador en reuniones virtuales – incluida en expediente virtual SSPD 2021220351600203E
- Acta de visita del 11 y 12 de octubre de 2021, incluida en expediente Virtual de la empresa.
- Formatos capítulo de tarifas de la Resolución SSPD 20192200020155 de 2019.
- Formato TC1 y TC2 de la Resolución SSPD 20192200020155 de 2019.
- Formato 3 de la Resolución 20102400008055 de 2010.
- Formato TT10 de la Resolución 20192200020155 de 2019

4.2. Requerimientos realizados:

Radicado No. 20212203654411 del 31 de agosto de 2021, asunto: Evaluación Integral SSPD 2020 - RUITOQUE S.A.S. E.S.P.

4.3. Estado de respuesta de requerimientos:

Información remitida a través de Radicados SSPD 20215292599162, 20215292602322 y 20215292673972 del 13 de septiembre de 2021, y Radicado SSPD 20215293221852 del 25 de octubre de 2021.

4.4. Evaluaciones realizadas:

4.4.1. Descripción general de la empresa

La empresa RUITOQUE S.A. E.S.P. (en adelante Ruitoque), se constituyó el día 10 de octubre de 1995 y se encuentra inscrita en el RUPS desde el 07 de noviembre de 1995. Desarrolla la actividad con el objeto social modificado por Reforma de estatutos realizado por escritura pública No. 2968 de fecha 2017-11-30 de la Notaria 01 de Bucaramanga. Su objeto principal es la explotación comercial de las siguientes actividades: i) La prestación de servicios públicos domiciliarios de acueducto, alcantarillado, aseo, energía eléctrica, telefonía pública básica conmutada y móvil rural y distribución de gas combustible. ii) Distribución y Comercialización de energía producida por medios convencionales o alternativos dentro del territorio nacional e internacional y la ejecución de las actividades complementarias, ubicada en la ciudad de Floridablanca.

La composición accionaria de la empresa se observa en la Tabla 1:

Tabla 1. Composición Accionaria RUITOQUE S.A. E.S.P.

Accionista	Participación
Urbanización David Puyana S.A.	50,8%
Eduardo José Carvajal Puyana	2,1%
PETROLABIN S.A.S.	9,6%
Juan Pablo Carvajal Puyana	1,6%
MACAI S.A.S.	9,1%
Inmaculada Rosa Mística S.A.S.	4,6%
Hermanos Ordoñez EN C.	9,6%
Nitro Energy Colombia S.A.S E.S.P.	9,6%
Ana Clemencia Ortiz Bustamante	1,1%
Pablo Emilio Bustamante Ortiz	1,0%
Felipe Bustamante Ortiz	1,0%
TOTAL	100.0%

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

A su vez, la composición accionaria de Urbanización David Puyana S.A. se presenta en la Tabla 2:

Tabla 2. Composición Accionaria Urbanización David Puyana S.A.

Accionista	Participación
ARTIC TUNDRA S.A.S.	16,6%
PROMISION S.A.	10,6%
Carvajal Puyana Juan Pablo	10,5%
Carvajal Rey Daniel	8,2%
Carvajal Rey Mariana	7,6%
Otros de menor participación	0.0%

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

Ruitoque cuenta con capital 100% privado, cuya actividad principal es la prestación de servicios públicos domiciliarios de acueducto alcantarillado, aseo, y energía eléctrica. Nace de la necesidad de brindar la prestación de servicio público a un centro poblado especial denominado "RUITOQUE CONDOMINIO", conformado por diferentes conjuntos de casas, ubicado en la meseta de Ruitoque que geográficamente pertenece a los municipios de Floridablanca y Piedecuesta. Estos proyectos de vivienda fueron liderados por Constructora URBANAS S.A.

La Empresa fue consolidándose y expandiendo los servicios de acueducto, aseo y energía a zonas aledañas al centro poblado por ello en el 2009 inicia operaciones de Acueducto en el Municipio de Girón; y en año 2011 el servicio de Aseo en este Municipio.

El servicio de Energía inicia las operaciones de distribución y comercialización en el Centro Poblado Especial de Condominio Ruitoque desde el año 1995, posteriormente el prestador expande la prestación del servicio con la actividad de comercialización, en los municipios de Floridablanca, Piedecuesta, Bucaramanga, Girón, Bogotá, Aratoca, Los Santos, Chía, Cartagena, Yopal, Albania, entre otros.

Los datos generales de Ruitoque se observan en la Tabla 3:

Tabla 3. Datos Generales del prestador

Tipo de Sociedad:	Sociedad Anónima
Razón Social:	RUITOQUE S.A.E.S.P.
Sigla:	RUITOQUE S.A.E.S.P.
Nit:	804001062 - 8
ID RUPS:	01737
Representante Legal:	José Gabriel Sorzano Serrano
Actividad Desarrollada:	Comercialización – Distribución
Año de Entrada en Operación:	1995
Auditor - AEGR:	MEDINA AUDITORES Y CONSULTORES SAS
Clasificación:	Zona Interconectada
Fecha Última Actualización RUPS:	26-jun-21

Fuente: Sistema Unico de Información – 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 de la manera en que se presenta en la Tabla 4.

Tabla 4. Clasificación de los contratos

EMPLEADOS DIRECTOS	TOTAL
Contratos directos indefinidos	74
Contratos a término fijo	0
Contrato por prestación de servicios	7
TOTAL	81

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

Durante la vigencia 2020 se presentó una reasignación de funciones y reducción de personal, finalizando el mes de diciembre con 81 empleados, de los cuales 56 son hombres y 25 son mujeres, lo que equivale a un 31% de representación femenina en la planta. Existen empleados con dedicación completa a un servicio; además, hay personal que desarrolla labores compartidas en las diferentes actividades vigiladas. La descripción de lo anterior se encuentra en la Tabla 5.

Tabla 5. Vinculación de Personal

Área	Termino Fijo	Término Indefinido	Obra o labor
Administración	2	42	44

Área Operativa	4	33	37
Total	6	75	81

Fuente: Talento humano Ruitoque y SGT- INFORME AEGR – Elaboración: DTGE

Ruitoque es una empresa de servicios públicos domiciliarios con sede principal en Floridablanca – Santander. La Dirección, Administración y Representación Legal de la sociedad RUITOQUE S.A. E.S.P., está en cabeza de los siguientes órganos:

- ASAMBLEA GENERAL DE SOCIOS
- JUNTA DIRECTIVA
- GERENTE

Cada uno de los órganos indicados tiene las facultades y atribuciones que le confieren los estatutos sociales, las que se ejercen de conformidad con las normas especiales, expresadas en los estatutos y las disposiciones legales.

En la participación accionaria de Ruitoque, la Urbanizadora David Puyana SA – sigla Urbanas SA, configura situación de control sobre el prestador. Se consideran como partes vinculadas de Ruitoque la matriz (URBANASA SA ESP), la subsidiaria (INGENERCOL SA) y la controlada (ENERGIA Y AGUA SAS ESP).

El Sistema de Gestión en el año 2020 implementó el protocolo de bioseguridad para brindar la protección necesaria a los empleados y dar continuidad en la prestación del servicio, por ello se adaptaron los espacios de trabajo dando el distanciamiento físico necesario, y se optó por realizar las actividades de oficina de manera remota para el personal administrativo; así mismo, se reguló y supervisó el trabajo operativo en cumplimiento del plan de bioseguridad, dotando a los trabajadores con elementos de protección personal (tapabocas y gel antibacterial), en cumplimiento de las disposiciones establecidas por el Ministerio de Salud y Protección Social. A partir de la adopción de las anteriores medidas, el prestador logró mitigar el impacto de la emergencia sanitaria, y sus usuarios pudieron contar con continuidad en la prestación del servicio. A partir del segundo semestre se retomó gradualmente la presencialidad para los empleados de la empresa.

Por otro lado, en el 2020 la empresa mantuvo, dentro de su Plan estratégico Corporativo, la estrategia *Creciendo Juntos*, el cual se soportó en tres (3) pilares fundamentales; en primer lugar, las estrategias de crecimiento; en segundo lugar, las estrategias de productividad; y finalmente, las estrategias de sostenibilidad. En cuanto a modelo del Sistema de Gestión de Calidad adoptado por Ruitoque, éste tiene un enfoque de gerencia estratégica, que señala líneas estratégicas. A partir de la definición de los objetivos estratégicos, en el proceso de reingeniería la empresa creó cuatro (4) Gerencias¹.

RUITOQUE desde hace más de 12 años tenía vigente la certificación de calidad ISO 9001:2015, la cual se venció en octubre del 2020, pero debido a los grandes cambios estructurales que trajo emergencia sanitaria por la pandemia del COVID-19, el prestador no logró realizar la renovación de certificación, y espera que a fines del 2021 pueda realizar las gestiones encaminadas a obtener nuevamente dicha certificación de calidad.

Finalmente, Ruitoque presenta proyectos de protección ambiental y/o apoyo a la comunidad.

¹ Gerencia General, Gerencia administrativa y Financiera, Gerencia Comercial y Gerencia Técnica, en la cual desarrolla el seguimiento y cumplimiento a cada proceso.

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.

4.4.2.3. Clasificación de Riesgo

De conformidad con el Artículo 16 del Decreto 1369 de 2020, son funciones comunes de las Superintendencias:

“(...) 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, la Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible en el año 2021 realizó el cálculo del riesgo financiero con la última información disponible; es decir, con la información financiera cargada por el prestador del año 2020 en el Sistema Único de Información – SUI. De acuerdo con los indicadores calculados por la Dirección Técnica de Gestión de Energía – DTGE para la vigencia 2020, el nivel de riesgo según la metodología señalada en la Resolución CREG 072 de 2002 y modificada por la Resolución CREG 034 de 2004, la empresa obtuvo un nivel de riesgo financiero medio (nivel de riesgo 2).

Teniendo en cuenta que: i) el contexto normativo contable que aplicaba en Colombia cuando se expidió la Resolución CREG 072 de 2002, se basaba en lo dispuesto en el Decreto 2649 de 1993, el cual cesó en sus efectos legales, según lo señalado en el artículo 2.1.1. del Decreto 2420 de 2015, y ii) el actual marco normativo sustentado en Normas Internacionales de Información Financiera – NIIF presenta diferencias con los anteriores principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia - PCGA, en temas de medición, reconocimiento, presentación y revelación de hechos económicos; los indicadores financieros de origen regulatorio que sirven como referente para evaluar la gestión de las empresas prestadoras de los servicios de energía eléctrica y gas combustible, se construyen a partir de información originada de criterios y políticas contables diferentes.

Por lo anteriormente expuesto, y con el objetivo de cumplir con el mandato regulatorio y a su vez tener elementos de análisis robustos desde el punto de vista técnico, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios publicó para cada uno de los grupos definidos en la norma aludida, los referentes del año 2020, a la luz de la resolución vigente y adicionalmente, pone a consideración de los interesados los mismos indicadores calculados para el año 2020.

En consecuencia, para la evaluación de la gestión del año 2020 de las entidades prestadoras, se utilizaron ambos referentes.

Tabla 6. Indicadores de Gestión – Referentes 2020

INDICADORES DE GESTIÓN	RESULTADOS 2020	REFERENTES 2020 - CREG	CONCEPTO
Margen Operacional	2	25%	NO CUMPLE
Cobertura de Interés	0,8	64,60	NO CUMPLE
Rotación de Cuentas por Cobrar	47,62	45,96	NO CUMPLE
Rotación de Cuentas por Pagar	40,20	24,93	NO CUMPLE
Razón Corriente	1,43	1,77	NO CUMPLE

INDICADORES DE GESTIÓN	RESULTADOS 2020	REFERENTES 2020 - NIF	CONCEPTO
Margen Operacional	2	20%	NO CUMPLE
Cobertura de Interés	0,8	16,57	NO CUMPLE
Rotación de Cuentas por Cobrar	47,62	67,89	SI CUMPLE
Rotación de Cuentas por Pagar	40,20	47,04	NO CUMPLE
Razón Corriente	1,43	1,77	NO CUMPLE

Fuente: SUI – Cálculos y Elaboración: DTGE

En la Tabla 7 se observan los resultados para cada uno de los indicadores establecidos por la regulación, los cuales establecen la clasificación de riesgo inicial de los prestadores evaluados.

Tabla 7. Indicadores Financieros Regulatorios Comparativos 2020-2019

INDICADORES FINANCIEROS	TIPO	RESULTADOS 2020	RESULTADOS 2019
Rentabilidad Sobre Activos	Rentabilidad	3,3%	14,0%
Rentabilidad Sobre Patrimonio	Rentabilidad	-11,1%	34,0%
Flujo de Caja Sobre Activos	Rentabilidad	13,3%	8,0%
Ciclo Operacional	Liquidez	7,42	-4,494
Cubrimiento de Gastos Financieros	Liquidez	0,83	3,45
Razón Corriente	Liquidez	1,43	1,54
Patrimonio Sobre Activo	Solidez	19%	25%
Pasivo Corriente Sobre Pasivo Total	Solidez	61%	72%
Activo Corriente Sobre Activo Total	Solidez	71%	82%
Patrimonio		\$ 7.040.601.000	\$ 11.517.770.000
RIESGO FINANCIERO		2	1

Fuente: SUI – Cálculo y Elaboración: DTGE

Para el año 2020, Ruitoque se ubica en el Clúster 1 junto a 103 empresas más; cómo se puede observar, la calificación de riesgo inicial de la empresa pasa de 1 (Riesgo bajo) a 2 (Riesgo medio), identificando que no cumple con cinco (5) de los nueve (9) indicadores con los que se realiza el modelo; además; en el año 2019 incumplió con dos (2) indicadores.

Los cinco (5) indicadores que no cumple la empresa con parámetro fijo, de acuerdo con la Resolución CREG 072 de 2002 y 034 de 2004, son la *Rentabilidad Sobre Patrimonio*, que para el año 2020 cerró por debajo de cero evidenciando un notable deterioro² con respecto al año 2019.

Con relación al ciclo operacional, se observa que de acuerdo con la regulación éste no debe ser superior a cero, por lo tanto, su aumento está dado fundamentalmente por un incremento en el retorno de dinero, mientras que a su vez la empresa cancela sus obligaciones previamente. Por otro lado, el *Cubrimiento de Gastos Financieros* es un indicador de liquidez el cual, de acuerdo con la regulación, debe ser igual o mayor a uno; sin embargo, éste no cumple, lo que se refleja en que los costos financieros fueron superiores al EBITDA generado.

Finalmente, los otros dos (2) indicadores que no se cumple hacen referencia a la solidez de la entidad y tienen que ver con el indicador de *Patrimonio Sobre Activo* y el *Pasivo Corriente Sobre Pasivo Total*. Es de aclarar que estos indicadores se miden con la mediana del grupo al cual pertenece la empresa Ruitoque. Al respecto del indicador de *Patrimonio Sobre Activo* es de esperarse una mayor

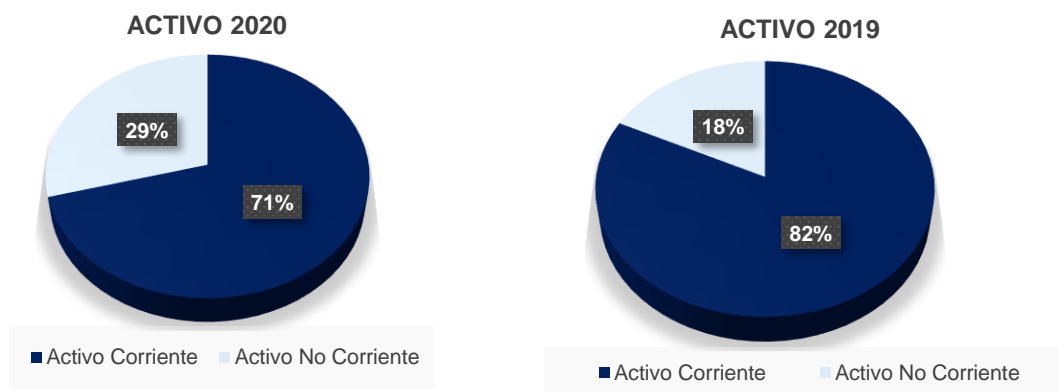
² Es claro que el margen de ingresos influyó en este deterioro de un año al otro.

participación del patrimonio; sin embargo, este hecho no se cumple del año 2019 al 2020, pues se disminuye en 6% este indicador, fundamentalmente se evidencia el porcentaje del pasivo respaldado con los activos de la empresa. Por otro lado, el indicador de *Pasivo Corriente Sobre Pasivo Total* es el valor de la deuda a largo plazo, el cual es superior a la mediana del clúster donde la empresa se encuentra.

4.4.2.4. Estado de situación financiera y estado de resultados

Para el año 2020, los recursos de la empresa Ruitoque se encontraban apalancados en un 81%, mientras que el 19% restante pertenece a los socios. La distribución de los activos se observa en la Ilustración 1.

Ilustración 1. Comportamiento Activo, Corto y Largo Plazo 2020-2019



Fuente: Cargue Anual XBRL – Elaboración: DTGE

Los activos de la empresa se encuentran concentrados en un 71% en los activos de corto plazo, siendo las otras cuentas por cobrar corrientes, y las cuentas comerciales por cobrar prestación del servicio, las cuales sumadas tienen una participación del 59% sobre los activos totales. De estos conceptos se evidenció que su mayor concentración está en los anticipos de compra de energía y la cuenta avances y anticipos, la cual finalizó con un saldo de \$10.684 millones, de los cuales \$8.651 millones, que representan el 80.9%, corresponden a anticipos de contratos por compra de energía, y \$1.839 millones por concepto de avances prepagos de energía. El estado de la situación financiera se presenta en la Tabla 8.

Tabla 8. Estado de Situación Financiera Comparativo 2020-2019

Estado de Situación Financiera por Servicio	2020	AV	2019	AV	VARIACION 2020-2019	VAR %
Activos						
Activos corrientes						
Efectivo y equivalentes al efectivo	\$ 1.848.415.000	5%	\$ 5.217.459.000	12%	-\$ 3.369.044.000	-65%
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes						
Cuentas comerciales por cobrar por prestación de servicios públicos corrientes	\$ 9.864.341.000	27%	\$ 11.793.320.000	26%	-\$ 1.928.979.000	-16%
Cuentas por cobrar partes relacionadas y asociadas corrientes			\$ 7.981.027.000	18%	-\$ 7.981.027.000	-100%
Otras cuentas por cobrar corrientes	\$ 11.435.372.000	32%	\$ 8.480.368.000	19%	\$ 2.955.004.000	35%
Total cuentas comerciales por cobrar y otras	\$ 21.299.713.000	59%	\$ 28.254.715.000	62%	-\$ 6.955.002.000	-25%
Inventarios corrientes	\$ 208.734.000	1%	\$ 134.543.000	0,3%	\$ 74.191.000	55%
Activos por impuestos corrientes, corriente	\$ 2.242.258.000	6%	\$ 3.599.825.000	8%	-\$ 1.357.567.000	-38%
Activos corrientes totales	\$ 25.599.120.000	71%	\$ 37.206.542.000	82%	-\$ 11.607.422.000	-31%
Activos no corrientes						
Propiedades, planta y equipo	\$ 8.094.479.000	22%	\$ 7.116.630.000	16%	\$ 977.849.000	14%
Activos intangibles distintos de la plusvalía	\$ 1.596.189.000	4%	\$ 435.633.000	1%	\$ 1.160.556.000	266%
Inversiones en asociadas	\$ 12.500.000	0%	\$ 12.500.000	0,03%	\$ 0	0%
Total de Inversiones en subsidiarias, negocios	\$ 12.500.000	0%	\$ 12.500.000	0,03%	\$ 0	0%
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes						
Cuentas comerciales por cobrar por prestación de servicios públicos no corrientes	\$ 124.184.000	0%	\$ 124.184.000	0,3%	\$ 0	0%
Otras cuentas comerciales por cobrar no corrientes						
Total cuentas comerciales por cobrar y otras cu	\$ 124.184.000	0%	\$ 124.184.000	0,3%	\$ 0	0%
Activos por impuestos diferidos	\$ 733.987.000	2%	\$ 333.389.000	1%	\$ 400.598.000	120%
Total de activos no corrientes	\$ 10.561.339.000	29%	\$ 8.022.336.000	18%	\$ 2.539.003.000	32%
Total de activos	\$ 36.160.459.000	100%	\$ 45.228.878.000	100%	-\$ 9.068.419.000	-20%

Fuente: Cargue Anual XBRL – Elaboración: DTGE

Se observa una disminución del activo total en 20% explicado por la disminución del activo corriente, principalmente en dos cuentas, la primera es las cuentas por cobrar partes relacionadas y asociadas la cual para el año 2020 se encuentra en \$0 entrando este efectivo a la compañía, la deuda que venía del año anterior fue dada por un error involuntario el cual se subsano tal como lo Indica el prestador así:

“(…) En el año 2019 Ruitoque S.A. E.S.P. evidenció unos errores correspondientes a los años 2017 y 2018, registrándose para cada año el efecto acumulado de estas diferencias, con llevando a la reexpresión de los estados financieros por los años 2017 y 2018.

Basados en la sección 10 párrafos 10.19 a 10.23 -Políticas contables, estimaciones y errores contables- y en las cifras consideradas como materiales se reexpreso los estados financieros con corte a diciembre 31 de 2017 y 2018.

Estas correcciones a las cifras de los estados financieros por los años 2017 y 2018 tuvieron el siguiente efecto en la cuenta de resultados, conllevando al registro del acumulado total por cuantía de \$2.750 millones en la Cuenta por Cobrar a los accionistas en el año 2019, así con efecto en ganancias acumuladas, detallamos efecto neto en cuentas de resultado para los años mencionados:

Esta diferencia de \$2.750 millones se carga a la Cuenta por Cobrar a Accionistas, dado que se distribuyeron en exceso dividendos en los años 2017 y 2018 (…)”

Este error contablemente se resolvió a través de la cuenta por cobrar por concepto de dividendos a los accionistas por \$2.750 millones, este activo se cruzó con el aumento del capital pagado de la empresa por \$2.300 millones y el excedente con las reservas. De esta forma para el cierre del año 2020 la

empresa refleja la realidad económica y financiera una vez subsanados los errores contables del año 2017 y 2018.

Tabla 9. Estado de Situación Financiera Comparativo 2020-2019

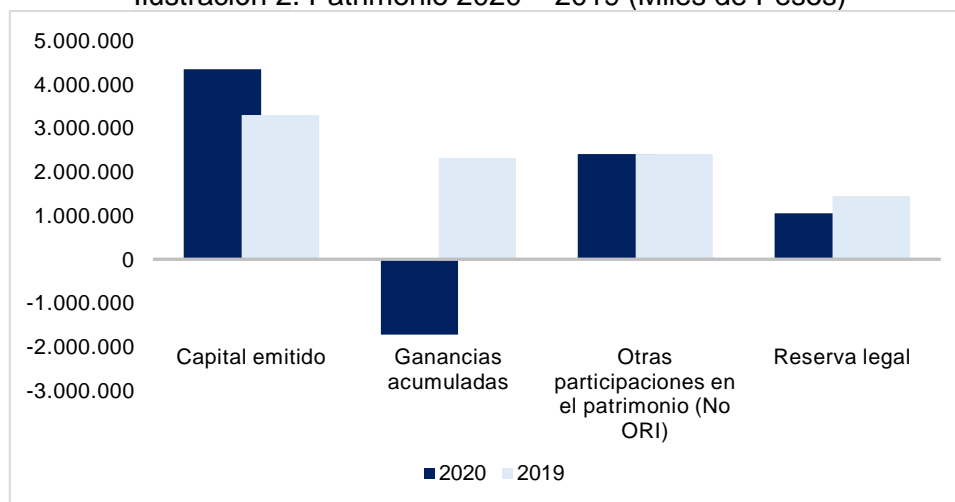
Estado de Situación Financiera por Servicio	2020	AV	2019	AV	VARIACION 2020-2019	VAR %
Patrimonio y pasivos						
Pasivos						
Pasivos corrientes						
Provisiones corrientes						
Otras provisiones corrientes	\$ 119.455.000	0%			\$ 119.455.000	0%
Total provisiones corrientes	\$ 119.455.000	0%			\$ 119.455.000	0%
Cuentas comerciales por pagar por adquisición de servicios corrientes	\$ 8.252.455.000	23%	\$ 12.087.117.000	27%	-\$ 3.834.662.000	-32%
Otras cuentas comerciales por pagar corrientes	\$ 1.131.596.000	3%	\$ 876.136.000	2%	\$ 255.460.000	29%
Total cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar corrientes	\$ 9.384.051.000	26%	\$ 12.963.253.000	29%	-\$ 3.579.202.000	-28%
Pasivos por impuestos corrientes, corriente	\$ 1.465.684.000	4%	\$ 2.791.930.000	6%	-\$ 1.326.246.000	-48%
Obligaciones financieras corrientes		0%				
Otros pasivos financieros corrientes	\$ 4.258.662.000	12%	\$ 5.906.985.000	13%	-\$ 1.648.323.000	-28%
Préstamos corrientes	\$ 4.258.662.000	12%	\$ 5.906.985.000	13%	-\$ 1.648.323.000	-28%
Parte corriente de préstamos no corrientes						
Otros pasivos no financieros corrientes	\$ 2.643.512.000	7%	\$ 2.492.956.000	6%	\$ 150.556.000	6%
Total pasivos corrientes	\$ 17.871.364.000	49%	\$ 24.155.124.000	53%	-\$ 6.283.760.000	-26%
Pasivos no corrientes						
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	\$ 145.918.000	0%			\$ 145.918.000	0%
Otras provisiones no corrientes						
Total provisiones no corrientes	\$ 145.918.000	0%			\$ 145.918.000	0%
Pasivo por impuestos diferidos	\$ 1.990.242.000	6%	\$ 1.111.083.000	2%	\$ 879.159.000	79%
Pasivos por impuestos corrientes, no corriente						
Otros pasivos financieros no corrientes	\$ 9.112.334.000	25%	\$ 8.442.704.000	19%	\$ 669.630.000	8%
Parte no corriente de préstamos no corrientes	\$ 9.112.334.000	25%	\$ 8.442.704.000	19%	\$ 669.630.000	8%
Otros pasivos no financieros no corrientes			\$ 2.197.000	0,00%	-\$ 2.197.000	-100%
Total pasivos no corrientes	\$ 11.248.494.000	31%	\$ 9.555.984.000	21%	\$ 1.692.510.000	18%
Total pasivos	\$ 29.119.858.000	81%	\$ 33.711.108.000	75%	-\$ 4.591.250.000	-14%
Patrimonio						
Capital emitido	\$ 4.338.991.000	12%	\$ 3.291.239.000	7%	\$ 1.047.752.000	32%
Inversión suplementaria al capital asignado						
Ganancias acumuladas	-\$ 1.722.456.000	-5%	\$ 2.315.405.000	5%	-\$ 4.037.861.000	-174%
Efectos por adopción NIF						
Otras participaciones en el patrimonio (No ORI)	\$ 2.400.854.000	7%	\$ 2.400.854.000	5%	\$ 0	0%
Reserva legal	\$ 1.048.382.000	3%	\$ 1.445.799.000	3%	-\$ 397.417.000	-27%
Otras reservas	\$ 974.830.000	3%	\$ 2.064.473.000	5%	-\$ 1.089.643.000	-53%
Otras partidas patrimoniales (ORI)						
Total patrimonio	\$ 7.040.601.000	19%	\$ 11.517.770.000	25%	-\$ 4.477.169.000	-39%
Total patrimonio y pasivos	\$ 36.160.459.000	100%	\$ 45.228.878.000	100%	-\$ 9.068.419.000	-20%

Fuente: Cargue Anual XBRL – Elaboración: DTGE

El efectivo disminuyó 65%, se evidencia que el movimiento 2020 con respecto al 2019 en cuanto a la disminución fue de \$3.369 millones, las cuentas por cobrar tuvieron una disminución de \$6.955 millones, las cuales dieron la posibilidad de realizar una inversión en CAPEX del 14% y el pago del servicio de la deuda.

Los pasivos en la empresa representan el 81% del activo y denota un endeudamiento alto; sin embargo, presenta una disminución marginal del 14%, que se explica principalmente por la disminución de los pasivos por impuestos corrientes, el cual presentó una disminución del 48%, descenso ocasionado en las provisiones de las contribuciones para el 2020, y el impuesto de industria y comercio. Se observa además que disminuye el pasivo financiero corriente en un 28%, al tiempo realiza una ampliación de la duración de la deuda (aumento del pasivo no corriente), gracias a la gestión con la banca nacional, esto a su vez alivianó el servicio de la deuda para el año 2020.

Ilustración 2. Patrimonio 2020 – 2019 (Miles de Pesos)



Fuente: Cargue Anual XBRL – Elaboración: DTGE

En cuanto al patrimonio, se observa una disminución del 39% con respecto al año 2019, lo que refleja una pérdida para el año 2020, consumiendo la utilidad de los años anteriores por \$2.315 millones adicionalmente, se observa una disminución en la reserva ocasional de \$1.089 millones. El capital emitido aumentó en un 32%, y este aumento es determinado por la recapitalización con dividendos y la reserva al patrimonio.

Tabla 10. Estado de Resultados Comparativo 2020-2019

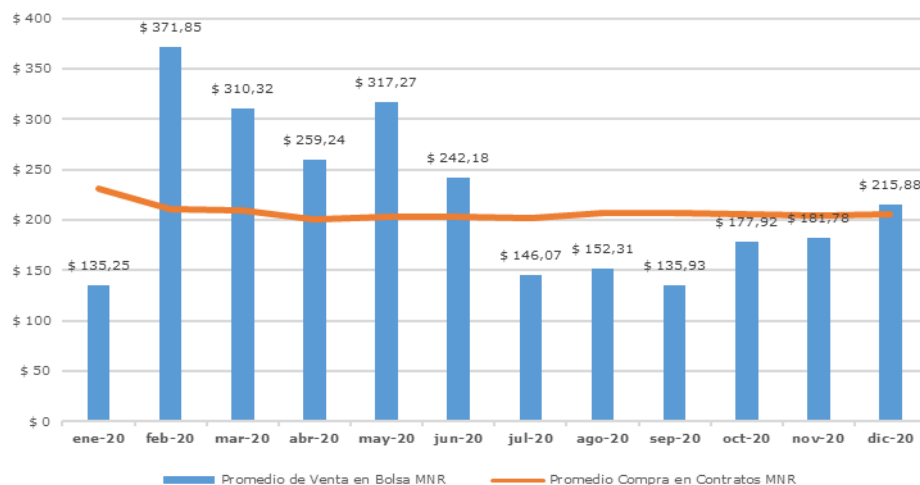
Estado de Resultados Integral por Servicio	2020	AV	2019	AV	VARIACION 2020-2019	VAR %
Ingresos de actividades ordinarias	\$ 77.273.030.000	100%	\$ 95.306.023.000	100%	-\$ 18.032.993.000	-19%
Costo de ventas	\$ 74.927.365.000	97%	\$ 87.965.987.000	92%	-\$ 13.038.622.000	-15%
Ganancia bruta	\$ 2.345.665.000	3%	\$ 7.340.036.000	8%	-\$ 4.994.371.000	-68%
Gastos de administración	\$ 2.849.562.000	4%	\$ 2.825.922.000	3%	\$ 23.640.000	1%
Ingresos financieros	\$ 769.333.000	1%	\$ 159.259.000	0%	\$ 610.074.000	383%
Costos financieros	\$ 1.449.267.000	2%	\$ 1.746.139.000	2%	-\$ 296.872.000	-17%
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	-\$ 1.183.831.000	-2%	\$ 2.927.234.000	3%	-\$ 4.111.065.000	-140%
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	\$ 538.625.000	1%	\$ 611.832.000	1%	-\$ 73.207.000	-12%
Ganancia (pérdida) de operac. continuadas	-\$ 1.722.456.000	-2%	\$ 2.315.402.000	2%	-\$ 4.037.858.000	-174%
Ganancia (pérdida)	-\$ 1.722.456.000	-2%	\$ 2.315.402.000	2%	-\$ 4.037.858.000	-174%

Fuente: Cargue Anual XBRL – Elaboración: DTGE

En el Estado de Resultados se observa una empresa que presenta pérdidas. El Ingreso para el 2020, disminuyó 19% comparado con el año inmediatamente anterior, lo que evidencia una fuerte disminución en las ventas, y disminución en el recaudo en concordancia con los alivios generados por el gobierno a raíz de las medidas adoptadas por la pandemia COVID-19. En virtud de lo anterior la compañía señaló³:

- “(…) se presentan las variables más significativas que influyeron en la pérdida para el año 2020:*
- *Consumo de clientes: Afrontamos un año 2020 con una caída del 13,2% del consumo en el mercado regulado (27,3 GWh/año) frente al año 2019 y a su vez un mercado No regulado fuertemente contraído en un 6,8% (113,6 GWh/año), lo que representó para la demanda de RUITOQUE una caída del 5% en su consumo con respecto frente al año 2019 por efectos de la pandemia.*
 - *Las medidas tomadas por el Gobierno Nacional de no suspensión de los servicios por mora y aplicación de la opción tarifaria, efectuaron una disminución significativa en los ingresos y unos sobrecostos en gastos financiero para mantener la operación del mercado mayorista.*
 - *Efecto de la caída del consumo, RUITOQUE debió vender dichos excedentes a bolsa; lo que significó una pérdida cercana a los \$1.250 millones por vender a un precio promedio en bolsa de 201,7 kWh y con estimación de venta de 239,21 \$/kWh en usuario final”.*

Ilustración 3. Precio promedio de compra vs precio promedio de venta en bolsa



Fuente: Ruitoque

Para el 2020 la empresa tiene un aumento en la participación en los costos de ventas, puesto que dan un margen de utilidad bruta del 3% con respecto del ingreso, y disminuye en un 68% con respecto del año anterior. El resultado final es una pérdida con una disminución en el ingreso y en el margen de ganancia, determinado por efectos de la emergencia sanitaria, la cual generó reducción en la actividad económica con una fuerte caída del consumo y una venta de excedentes por debajo del precio de compra.

³ El prestador señala que una de las causas que impactó negativamente el Estado de Resultados fue la caída en el consumo de sus usuarios. Al respecto es importante aclarar que, como se explica detalladamente en el numeral 4.4.5.1 de este informe, al haberse reducido la demanda, los excedentes de los contratos de compra del prestador fueron puestos en bolsa para su venta; esta situación fue beneficiosa en el segundo trimestre del año, pero en los siguientes meses tuvo un impacto negativo, debido a que el precio de bolsa se ubicó por debajo de los precios de compra de contratos del prestador. Por otro lado, la empresa señala que el consumo del Mercado No Regulado se vio: “fuertemente contraído en un 6,8% (113,6 GWh/año), lo que representó para la demanda de RUITOQUE una caída del 5% en su consumo con respecto frente al año 2019 por efectos de la pandemia”; sin embargo, como se indica en el capítulo 4.4.5.1, la demanda del Mercado No Regulado de Ruitoque se incrementó 8,6% en 2020, mientras que la demanda total del mercado se incrementó 3,8% de manera interanual.

4.4.2.5. Flujo de caja.

De acuerdo con lo establecido en las Resoluciones CREG 072 de 2002 y 034 de 2004, en la Tabla 11 se presenta el flujo de caja real para el año 2020 y lo corrido del 2021.

Tabla 11. Flujo de caja real 2020 – 2021 (Miles de Pesos)

FLUJO DE CAJA 2020-2021	2020	2021
Saldo inicial	7.222	6.083
Ingresos	86.067	147.137
Otros Ingresos	0	0
Flujo disponible	93.289	153.220
Costos de energía	80.010	122.563
Gastos administración y operación (incluidos impuestos)	5.750	17.262
Obligaciones financieras	1.011	6.062
Otras salidas de recursos - Proyectos de inversión	435	2.397
Saldo final del período	6.083	4.936

Fuente: Ruitoque – Elaboración: DTGE

Para lograr superar los inconvenientes generados por la emergencia sanitaria, la cual afectó de manera contundente la demanda, el costo de la energía y el porcentaje de recaudo entre otras afectaciones, el prestador ejecutó acciones en busca de lograr la continuidad del negocio y el cumplimiento de los compromisos que se tenían con la banca, proveedores y empleados. A continuación, la empresa expresó las medidas tomadas:

(...)” La empresa se acogió la circular 007 de la Superfinanciera, en donde se otorgó período de gracia para pago de obligaciones, los cuales fueron otorgados por los bancos aliados hasta por 5 meses, lo que significó en términos de la caja desplazar 2000 Millones al siguiente año, y finalizado la aplicación del alivio se realizó el pago de los intereses de los 5 meses, en ese orden los gastos financieros si se causaron.

Se gestiona negociaciones frente al pago con los agentes con quienes se tiene relación de contratos en el mercado mayorista, logrando que Electricaribe nos realice prepago por todo el año 2020, valor promedio mensual de 2000 Millones

Se renegocia tasa del crédito con mayor participación, en 1 punto porcentual pasando de una tasa efectiva anual del 9% al 8%.

Se genera nueva política de pago conciliada con proveedores los cuales estaban pactados a 30 días y se llevan a 45 y 60 días.

Se gestiona una estrategia interna de reducción de costos administrativos.

Gestión de crédito virtual rotativo por 2350 millones que permite dar liquidez en momentos de estrechez de la caja que no afectan el endeudamiento en el sentido que se liquida en el mismo mes que se desembolsa. (...)”

Tabla 12. Flujo de Caja proyectado 2021-2023 (Miles de Pesos)

FLUJO DE CAJA PROYECTADO	2021	2022	2023
Saldo inicial	6.083	4.936	954
Ingresos	147.137	185.559	304.561
Otros Ingresos	0	0	0
Flujo disponible	153.220	190.495	305.515
Costos de energía	122.563	160.575	232.116
Gastos administración y operación (incluidos impuestos)	17.262	18.766	24.716

Obligaciones financieras	6.062	8.200	15.895
Otras salidas de recursos - Proyectos de inversión	2.397	2.000	2.132,00
Saldo final del período	4.936	954	30.656

Fuente: Ruitoque – Elaboración: DTGE

Para la proyección del flujo de caja de los años 2021 al 2023 se muestra un crecimiento en los ingresos, resultado de negociaciones en contratos firmados en el Mercado de Energía Mayorista, los cuales representan una mejora en los precios promedio de compra, condición que apalanca la rentabilidad del negocio.

La gestión de las fuentes para mantener un flujo de caja que cumpla con los compromisos adquiridos con los agentes, la banca y demás partes interesadas, de acuerdo con lo informado por el prestador, se orienta a lo siguiente:

- Aumento de cupo de garantías y avales bancarios.
- Nuevo cupo de crédito para realizar prepagos en contratos de energía.
- Negociaciones con los agentes en el tema de la fecha de los pagos de los compromisos en las franjas en donde la empresa ya disponga el recaudo resultado de la operación mensual.

El flujo de caja proyectado incorpora las inversiones aprobadas en el plan del quinquenio asegurando el cumplimiento regulatorio referente a la tarifa.

4.4.3. Aspectos Técnicos – Operativos

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

4.4.3.1. Aspectos Generales – Infraestructura

El Sistema de Distribución Local – SDL de Ruitoque se encuentra dentro del SDL de Electrificadora de Santander SA ESP, energizados desde la línea 422 Florida – ICP a 34,5 kV. Para la prestación del servicio de energía eléctrica el SDL de Ruitoque consta de cuatro (4) alimentadores, y una (1) subestación con una capacidad instalada de 7,5 MVA. El mercado del prestador cuenta con 18 km de red en Media Tensión – MT, tanto de modalidad aérea como subterránea; además cuenta con sesenta y ocho (68) transformadores de distribución, los cuales tienen como objetivo la atención de 2.390 usuarios finales en su área de cobertura que, en su mayoría, son usuarios residenciales y comerciales en Nivel de Tensión 1 – NT1⁴.

Como Operador de Red (OR), el área de cobertura del prestador cuenta con usuarios ubicados en los municipios de Floridablanca y Piedecuesta, más exactamente en la mesa de Ruitoque (Ruitoque Condominio y Punta Ruitoque) y usuarios ubicados en la autopista Piedecuesta-Floridablanca en sentido sur – norte, desde el Hospital Internacional de Colombia hasta la entrada sur a la cabecera del municipio de Floridablanca (Condominio Abadías).

⁴ El mercado de distribución cuenta además con un (1) usuario en NT3 y tres (3) usuarios en NT2.

Ilustración 4. Área de cobertura del prestador – Condominio Ruitoque



Fuente: Visita Evaluación Integral SSPD – septiembre 2021

4.4.3.2. Componentes del SDL de Ruitoque

Para atender las necesidades del desarrollo urbanístico en Ruitoque Condominio, el prestador construyó una subestación de subtransmisión de 34,5/13,2 kV tipo pedestal, la cual pertenece al SDL, y es la frontera comercial principal (entre agentes) con la empresa ESSA SA E.S.P. cumpliendo con las normas y regulaciones establecidas por la CREG. La demanda máxima proyectada atendida por esta subestación se estima en 3 MW, y fue puesta en servicio en el mes de enero de 1998. La subestación eléctrica tiene las siguientes características:

a. Alimentador Primario

La subestación está conectada a la línea Subestación Florida – Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) a 34,5 kV de propiedad de la ESSA E.S.P.

b. Equipo de protección

La protección principal de la subestación en el punto de derivación del alimentador primario se hace a través de un reconector que tiene las siguientes características técnicas de la Tabla 13.

Tabla 13. Características técnicas – Equipo de Protección Ruitoque

Marca	Hawker Siddeley Switchgear	Tipo	Autocierre PMR 3
Número de fases	3	Tipo de interruptor	Vacío
Refrigerante	Gas SF6 (Hexafluoruro de azufre)	Tensión nominal (kV)	38
Nivel básico de aislamiento BIL (kV)	150	Máxima corriente de interrupción (kA)	25
Corriente mínima de disparo (Amp)	Ajustable: Desde 10, Hasta 560, con CT's	Bloqueos para el cierre	Recierres y Corrientes por tierra
Ajustes permitidos:	No. Máx. de disparos instantáneos = 4 No. máx. de disparos para bloqueo = 4	Contador de recierres	Sí
Tipo de control	Electrónico	Alimentador de auxiliares	No requerida
Instalación	En estructura metálica	Norma para reconector automático	ANSI C37
Año de instalación:	2015		

Fuente: Ruitoque – Elaboración: DTGE

c. Equipo de medida

La medición del consumo de energía tanto en NT3 (34,5 kV, alimentador primario) como en NT2 (13,2 kV, circuitos de distribución) se realiza utilizando medidores electrónicos de las características indicadas en la Tabla 14 y Tabla 15.

Tabla 14. Medidor de los Circuitos de NT3

Marca	Elster	Tipo	A1800
Corriente admisible	1 (10) A	Frecuencia	60 Hz
Precisión	0,2 s	Medida energía activa	Multitarifa con demanda máxima
Medida energía reactiva	Multitarifa	Reloj de conmutación	Incorporado
Tensión de alimentación (F-N)	3x57/100 277/480 V	Tarjeta opcional	Multicuadrante con perfil de carga
Memoria de datos	Extendida opcional de 1 MB	Canales de datos	8 Und.
Comunicación remota	Módem Externo	Fecha de instalación Medidor General:	13/04/2016

Fuente: Ruitoque – Elaboración: DTGE

Tabla 15. Medidor de los Circuitos 1, 2, 3 y 4 de NT2

Marca	Elster	Tipo	A1800
Corriente admisible	1 (10) A	Frecuencia	60 Hz
Precisión	0,5 s	Medida energía activa	Multitarifa con demanda máxima
Medida energía reactiva	Multitarifa	Reloj de conmutación	Incorporado
Tensión de alimentación (F-N)	3x57/100 277/480 V	Tarjeta opcional	Multicuadrante con perfil de carga
Memoria de datos	Extendida opcional de 1 MB	Canales de datos	8 Und
Comunicación remota	Módem Externo	Fecha de instalación Medidor Cto 3 13,2 kV	13/04/2016

Fuente: Ruitoque – Elaboración: DTGE

Estos medidores se alimentan de los barrajes correspondientes, utilizando transformadores de medida instalados sobre los pórticos de los barrajes del nivel de medida correspondiente y están instalados por circuitos como se describen en la Tabla 16.

Tabla 16. Transformadores de medida por Circuito

Circuito General	Equipos	Fecha de Instalación
Circuito 1	(2) Transformadores de 36 kV	2008
Circuito 2	(2) Transformadores de 15 kV	Enero 20 de 1998
Circuito 3	(2) Transformadores de 15 kV	Enero 20 de 1998
Circuito 4	(2) Transformadores de 15 kV	2016

Fuente: Ruitoque – Elaboración: DTGE

d. Barrajes

La subestación cuenta con un barraje de 36 kV con capacidad de 16 MVA al que llega la acometida principal de la que se derivan los alimentadores primarios de los transformadores de subtransmisión. A la salida de los secundarios de los transformadores de subtransmisión se dispone de un barraje de 15 kV con capacidad de 6 MVA, del que se derivan las salidas para los circuitos de distribución.

e. Transformadores de subtransmisión

La subestación cuenta con cuatro (4) transformadores de subtransmisión, con las características de la Tabla 17.

Tabla 17. Características técnicas de los Transformadores de Subtransmisión

Circuito	Equipos	Fecha de Instalación
Transformador 1(circuito 2 y 3)	Transformador de 1.6 MVA	Enero 20 de 1998
Transformador 2 (circuitos 2 y 3)	Transformador de 1.25 MVA	2009
Transformador 3 (circuito 1- bombeo)	Transformador de 300 kVA	2009
Transformador 4 (circuito 4)	Transformador de 4000 kVA	2016

Fuente: Ruitoque – Elaboración: DTGE

f. Circuitos de distribución

De la subestación se derivan cuatro (4) circuitos que conforman el SDL de Ruitoque que atienden la carga de la manera en que se indica a continuación:

i. Circuito No.1 - 34,5 kV

El circuito No. 1 de distribución parte de la subestación de subtransmisión de 34,5 kV operada por Ruitoque, el cual atiende el suministro de energía para el sistema de bombeo de agua potable de Ruitoque Condominio. Este circuito fue puesto en servicio en julio de 1995; además, está construido en red aérea con cable ACSR #2/0 y tiene una longitud de 1.325 km, del cual se derivan (4) subestaciones a 13,2 kV. Estas cuatro (4) subestaciones atienden el suministro de energía de cuatro (4) estaciones de bombeo de impulsión en NT1. Las subestaciones son de tipo pedestal, y cuentan con una configuración radial de 112,5 kVA 13,2 kV/ 452-260 V.

ii. Circuito No. 2 – 13,2 kV

El circuito de distribución No. 2 parte de la subestación de subtransmisión No 1 de 34,5 kV operada por Ruitoque, y atiende el suministro de energía para usuarios residenciales, el campo de golf *Ruitoque Golf Country Club* y el alumbrado público comunal de la vía interna y de acceso de Ruitoque Condominio. Este circuito fue construido en red subterránea en cable XLPE #2 desde la subestación de subtransmisión.

La distribución a los diversos transformadores de los usuarios se hace mediante una red subterránea conectada a cajas de maniobra. En septiembre de 2004 se incluyeron como parte de la carga los (5) transformadores de 15 kVA que alimentan el alumbrado de la vía de acceso, para lo cual fue necesario construir una red en paralelo al circuito No.1 aéreo que alimenta las estaciones de bombeo en la vía de acceso. Este circuito atiende el suministro de energía para usuarios residenciales, comerciales, riego, el campo de golf y el alumbrado público comunal de la vía interna y de acceso de Ruitoque Condominio. Este circuito fue construido inicialmente en agosto de 1994 en red aérea con cable ACSR #2/0 y en septiembre de 2003 se pasó a red subterránea; además, de este se derivan veinticuatro (24) subestaciones de distribución a 13,2 kV, como se indica en la Tabla 18.

Tabla 18. Subestaciones de distribución a 13.2 kV – Circuito No. 2

Item	Nombre Subestación	Código S/E	Capacidad (kVA)
------	--------------------	------------	-----------------

1	Alumbrado Público Vía de Acceso S/E No. 1	1-AP1	15
2	Alumbrado Público Vía de Acceso S/E No. 2	1-AP2	15
3	Alumbrado Público Vía de Acceso S/E # 3	1-AP3	15
4	Alumbrado Público Vía de Acceso S/E # 4	1-AP4	15
5	Alumbrado Público Vía de Acceso S/E # 5	1-AP5	15
6	Campamento de obra base	2A-BASE	75
7	Alumbrado Público Vía Interna S/E # 6 (APVI-Port.Rios)	2A-AP1	45
8	Bombeo de Riego Golf I Vuelta	2A-B1	75
9	Subcentral EPB-DT Sede Nueva	2A-EPB	75
10	Alumbrado Público Vía Interna S/E # 11 (APVI-Ref.Golf)	2A-RG	50
11	C.R. Mirador del Oriente / SA-1y2	2A-SA1	112,5
12	C.R. La Bahía / SA-26	2A-SA26	112,5
13	C.R. La Lomita / SA-3	2A-SA3	75
14	C.R. La Aldea / SA-30	2A-SA30	112,5
15	C.R. La Rinconada / SA-4	2A-SA4	150
16	C.R. El Remanso – C.R. Bosque Alto – C.R. La Cima	2A-SA41	400
17	Sede Ruitoque ESP	2A-RESP	45
18	C.R. Villa Mary / SA-43	2B-SA43	75
19	Antena Colombia Móvil	2A-ATCM	30
20	C.R Náutica	2A-SA31	150
21	C.R. La Montaña	2A-SA35	150
22	C.R. La Pradera	2A-SA36	225
23	C.R. El baluarte	2A-SA45	75
24	PROVINCIONAL CASA DEL BOSQUE	2B-SA47	75

Fuente: Ruitoque – Elaboración: DTGE

iii. Circuito No. 3 – 13,2 kV

El circuito No. 3 de distribución parte de la subestación de subtransmisión No.1 de 34,5 kV operada por Ruitoque, donde se atiende el suministro de energía para usuarios residenciales, riego del campo de golf, usuarios residenciales, comerciales y el alumbrado público comunal de la vía interna de Ruitoque Condominio. Este circuito fue construido en mayo de 2007 en red subterránea en cable XLPE #2 desde la subestación de subtransmisión. La distribución a los diversos transformadores de los usuarios se hace mediante red subterránea conectada a cajas de maniobra y de este se derivan veintiséis (26) transformadores. Este circuito atiende el suministro de energía en NT1 y NT2, de la manera en que lo presenta la Tabla 19.

Tabla 19. Subestaciones de Distribución 13,2 kV – Circuito No. 3

Ítem	Nombre Subestación	Código S/E	Capacidad (kVA)
1	C.R. La MonteReal / SA-5	2A-SA5	112,5
2	Alumbrado Público Vía Interna S/E # 10 (APVI-Ret.SA-13)	2B-AP1 4	45
3	Alumbrado Público Vía Interna S/E # 9 (APVI-Ret.SA-20)	2B-AP2	45
4	Club el Vergel	2B-CEV	100
5	PRO-SHOP - Hoyo 19	PRO-SHOP	19
6	C.R. La Península / SA-19	2B-SA19	45
7	Tanque Acueducto SA-20	2B-PT20	45
8	Bombeo de Riego Golf II Vuelta	2B-RGII	75
9	C.R. El Laguito / SA-13	2B-SA13	300
10	C.R. Torreón de la Capilla / SA-14	2B-SA14	75
11	C.R. Altos de Yerbabuena / SA-15	2B-SA15	225
12	C.R. Pico del Águila / SA-17	2B-SA17	112,5
13	C.R. Balmoral / SA-21	2B-SA21	112,5

14	Antena Colombia Móvil	2B-OLA	30
15	C.R. Ruitoque Gold / SA-20	2B-SA20	150
16	C.R. Loma Puyana / SA-10	2B-SA10	75
17	C.R. Peñón del Lago / SA-12	2B-SA12	112,5
18	C.R. Aldea Comercial	2B-AC	500
19	Cancha de Fútbol	2B-CFUT	45
20	Parque Línea	2B-PLRC	30
21	C.R. Buena Visa	2B-SA48	225
22	Hotel	2B-HOT	500
23	C.R. Valle de Rocas	2B-SA49	225
24	Portería 3 Esquinas	2B-P3E	45
25	Casa Monte Alto	2B-CMALT	45
26	Conjunto Residencial Madeira	2B-SA54	112.5

Fuente: Ruitoque – Elaboración: DTGE

iv. Circuito No. 4 – 13,2 kV

El circuito No.4 de distribución parte de la subestación de subtransmisión No. 4 de 34,5 kV. Este circuito fue construido en el año 2016 en red aérea en cable ACSR y cable ecológico desde la subestación de subtransmisión. La distribución a los diversos transformadores de los usuarios se realiza mediante red aérea conectada a cajas de maniobra y de este se derivan diez (10) transformadores, como se observa en la Tabla 20; además, atiende el suministro de energía en NT1 y NT2.

Tabla 20. Subestaciones de distribución a 13,2 kV – Circuito No. 4

Ítem	Nombre Subestación	Código S/E	Capacidad (kVA)
1	C.R. Punta Ruitoque 1	4-SA51	150
2	Club House	4-SA52	112.5
3	Casa a la Medida	4-CMED	112.5
4	Provisional Punta Ruitoque 2	4-SA53	50
5	C.R. Sacro Monte	C4-AB02	500
6	C.R. Monte Casinos	C4-AB03	500
7	Servicios Generales Abadias	C4-ABSG	112.5
8	C.R. Monteoliveto	C4-AB01	400
9	Avinsa	C4-AVSA	1000
10	Hospital Internacional	C4-HICPN2	800

Fuente: Ruitoque – Elaboración: DTGE

4.4.3.3. Organigrama del área de distribución de Ruitoque

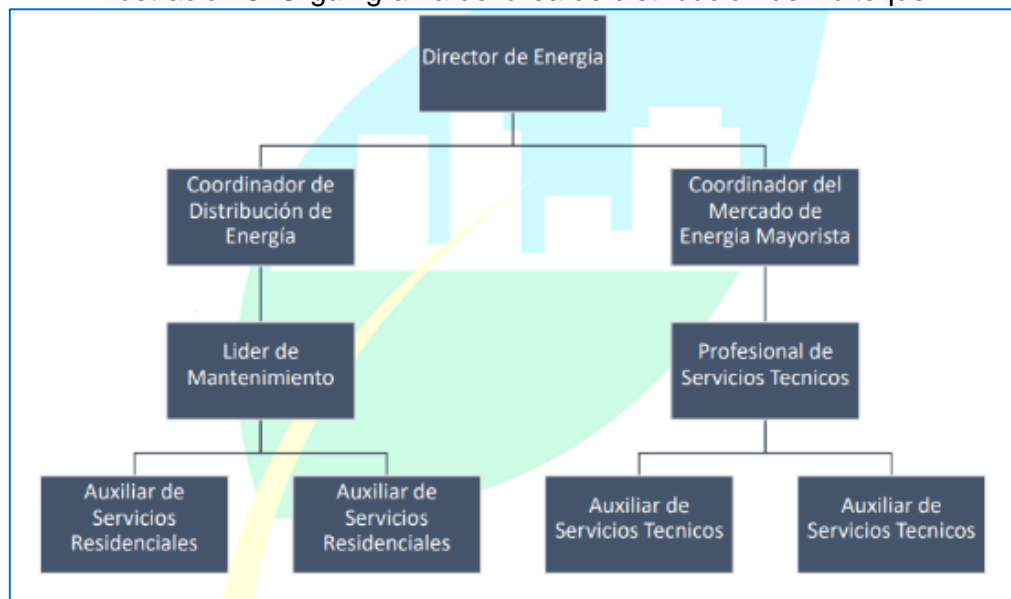
La estructura organizacional en el área de distribución de Ruitoque está conformada como se observa en la Ilustración 5.

De acuerdo con el organigrama presentado por el prestador, el área de distribución se encuentra en cabeza del Director de Energía con dos subáreas operativas:

- i. Coordinación de Distribución de Energía: En esta coordinación se cuenta con un (1) Líder de Mantenimiento, el cual se apoya a su vez en dos (2) auxiliares de servicios residenciales
- ii. Coordinación del Mercado de Energía Mayorista: En esta coordinación se cuenta con un (1) Profesional de Servicios Técnicos, quien se apoya en dos (2) auxiliares de servicios técnicos.

Según esta organización el área de distribución del prestador posee un personal asignado de (9) empleados encargados de las actividades correspondientes a la actividad en su respectivo mercado.

Ilustración 5. Organigrama del área de distribución de Ritoque



Fuente: Ritoque

4.4.3.4. Validación del proceso de distribución

Para validar el Proceso de Distribución de Energía, Ritoque cuenta con las siguientes disposiciones que permiten evaluar y validar la capacidad del proceso, además de verificar el cumplimiento de las especificaciones asignadas a las características de la calidad del servicio. Dicho proceso se presenta en la Ilustración 6.

Ilustración 6. Proceso de distribución

Los criterios definidos para la revisión y aprobación de los procesos:	Para el proceso de Distribución de Energía se estandarizaron las actividades y métodos de trabajo a través de documentos (procedimientos, manuales y guías.). De igual forma se establecieron los criterios para revisar y aprobar cada proceso y poder garantizar el control de cada de las características necesarias en la prestación del servicio.
El uso de métodos y procedimientos específicos	El análisis mensual de información sobre: Indicadores SAIDI - SAIFI (calidad de la energía)
La aprobación de los equipos	RUITOQUE E.S.P. Cuenta con equipos idóneos, y a través de las disposiciones establecidas para el mantenimiento de la red de distribución, lo cual asegura la continuidad del servicio.
Calificación del Personal	En el Proceso de Personal se establecen disposiciones para asegurar que se cuente con personal competente.
Los requisitos para los registros	Los registros que evidencian los controles realizados (revisiones y aprobaciones), la competencia y calificación del personal, el uso de equipos idóneos, entre otros, se encuentran referenciados en la caracterización de cada proceso y listados maestro de registros y están implementados.

Fuente: Ritoque

De acuerdo con lo indicado por el prestador, periódicamente el Gerente y el Líder a través de reuniones o en comité, evalúa el cumplimiento de las condiciones descritas anteriormente. Para validar el proceso se mantiene control a través del análisis de información.

4.4.3.5. Mantenimiento

A continuación, se presenta la gestión del prestador relacionada con el mantenimiento de sus redes de distribución.

a. Definición de la programación de mantenimientos requeridos del SRT y SDL de Ruitoque

El operador tiene programado realizar las actividades de mantenimiento sobre las redes del SDL dentro de las siguientes consideraciones:

Alimentador primario: Las labores de mantenimiento de este alimentador dependen de ESSA ESP, debido a que este circuito a 34,5 kV hace parte del SDL que opera esta entidad. El Coordinador técnico de energía deberá reportar a la ESSA ESP cualquier anomalía detectada sobre este circuito.

Subestación eléctrica 34,5 kV. Se tiene estipulado realizar las siguientes labores preventivas de mantenimiento en esta subestación, consignando los datos correspondientes en la respectiva hoja de vida:

- ✓ Equipo de protección y Transformador de subtransmisión 34,5 kV: Se deberá chequear el nivel de aceite de los transformadores de subtransmisión 1, 2, 3 y 4, y se verificará que no existan fugas de este en su carcasa. Si esto se presenta se deberá tomar la decisión de retirarlo para efectos de mantenimiento. Este chequeo se hará cada tres (3) meses y se deberá realizar un mantenimiento preventivo cada dos (2) años para revisar el estado de estos.
- ✓ Medición de impedancia de puesta a tierra de la subestación: La programación de la medición es semestral y se considera realizar preferiblemente desenergizada.
- ✓ Verificación de factor de carga de la subestación de 1,6 MVA: La programación de la medición es de tipo mensual para realizarse el primer día del mes.
- ✓ Verificación de contactos mediante prueba con equipo de 25 estación 25ic: La programación de la medición es de tipo anual.
- ✓ Retiro de hierbas y maleza en el patio o ramas de árboles próximos al cerramiento de la subestación: La programación del mantenimiento es de tipo trimestral.
- ✓ Protecciones requeridas como respaldo permanente en la subestación en caso de falla: Sobre la protección del circuito de 34,5 kV y sobre la protección del circuito de 13,2 kV.

El operador define que toda maniobra que se realice en la subestación de 34,5 kV deberá ser programada y supervisada por el Coordinador Técnico de Energía con instrucciones claras y precisas a fin de evitar riesgos innecesarios en los trabajos que puedan atentar contra la vida del personal que interviene en las labores de mantenimiento.

Redes de distribución de los circuitos 1, 2, 3 y 4 de 13,2 kV. El operador define que realizarán las siguientes labores preventivas de mantenimiento sobre las redes de distribución aéreas y subterráneas, los datos consignados se deberán consignar en la respectiva hoja de vida.

- ✓ Medición de impedancia de puesta a tierra: Los puntos de medición definidos son las cajas de maniobra y los transformadores de distribución. La programación de la medición es de tipo semestral.
- ✓ Verificación de contactos mediante prueba con equipo de 26 estación 26ic: La programación de la medición es de tipo opcional; adicionalmente, define que se hará una inspección visual

mensual del estado de los contactos en los puntos de derivación de las protecciones y los nodos de derivación de circuitos ramales.

- ✓ Retiro de ramas de árboles próximos a la red de distribución: La programación del mantenimiento es de tipo mensual. Cuando se requiera podar árboles en predios ajenos al condominio se deberá solicitar la autorización correspondiente.
- ✓ Protecciones requeridas como respaldo permanente en las oficinas de Ruitoque Condominio en caso de falla: Se realiza sobre las protecciones de los circuitos 1,2 y 3 a 13,2 kV.

Sistema de impulsión bombeo de acueducto: Se deberán realizar las siguientes labores preventivas de mantenimiento en cada una de las cuatro estaciones de bombeo de impulsión de la red de acueducto. Se deberán consignar los datos en su respectiva hoja de vida.

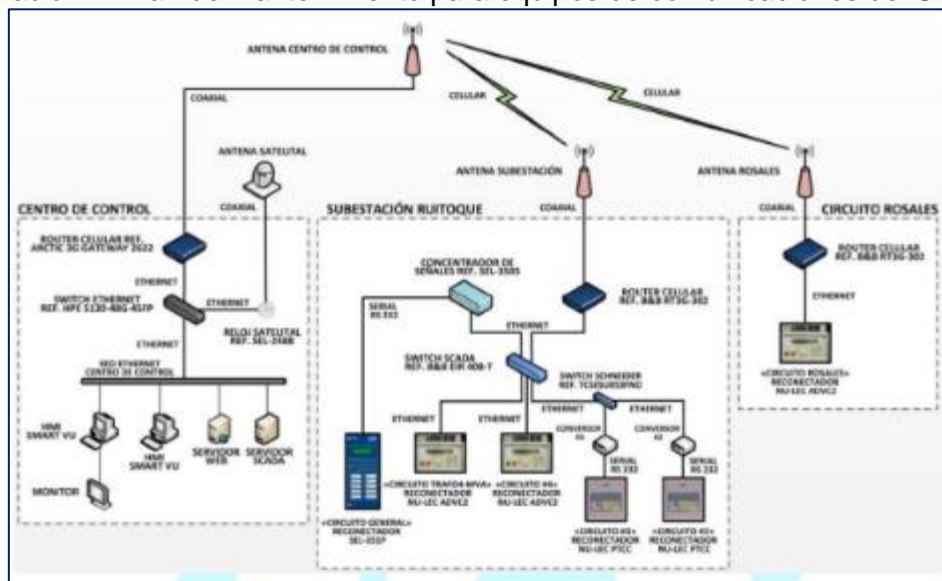
- ✓ Subestación tipo jardín de 112,5 kVA 13.200/440-254 V: Se deberá chequear el nivel de aceite del transformador de distribución y se verificará que no existan fugas de este en su carcasa. Si esto se presenta se deberá tomar la decisión de retirarlo para efectos de mantenimiento. Este chequeo se hará cada tres (3) meses.
- ✓ Medición de impedancia de puesta a tierra subestación de distribución: Los puntos de medición son las cajas de maniobra y los transformadores de distribución, la programación de la medición es de tipo semestral.
- ✓ Condiciones para la medición: Subestación de 112,5 kVA: Preferiblemente desenergizada.
- ✓ Tablero de control estaciones de bombeo: Se debe efectuar cada seis (6) meses limpieza y reajuste de contactos en bornes de contactores y otros elementos de protección que componen el tablero de control de la estación de bombeo: La programación de la medición es de tipo semestral.
- ✓ Retiro de hierbas y maleza en el patio o ramas de árboles próximos al cerramiento de la estación de bombeo: La programación del mantenimiento es de tipo trimestral.

b. Plan de mantenimiento para equipos de comunicaciones del SCADA

Ruitoque cuenta en la actualidad con un Sistema SCADA, cuya arquitectura de comunicación permite programar:

- ✓ El Mantenimiento preventivo: A partir de inspecciones y/o mediciones periódicas se realizan propuestas orientadas a mejorar el rendimiento y/o disponibilidad del sistema de comunicación del SCADA.
- ✓ Los ciclos de mantenimiento preventivo propuestos serán: Diario para validación y análisis de comportamiento de las comunicaciones con los equipos del Centro De Control – CDC. o semanal para validar la estabilidad de las comunicaciones. o mensual para Comprobación del estado físico, ambientales y eléctricos de equipos controlados.
- ✓ El mantenimiento correctivo: Para la resolución de incidencias (in situ o en remoto) generadas por problemas o mal funcionamiento de los equipos incluidos en el sistema y relacionados anteriormente, incluyendo las tareas necesarias hasta conseguir la restauración del servicio y otras asociadas a la gestión de las incidencias.

Ilustración 7. Plan de mantenimiento para equipos de comunicaciones del SCADA



Fuente: Ruitoque

4.4.3.6. Plan de inversiones – Metodología Resolución CREG 015 de 2018

En el presente título se enuncian los avances del prestador en la implementación del plan de inversiones establecido en la Resolución CREG 015 de 2018, así como su impacto en los indicadores de calidad del servicio.

a. Plan de inversiones aprobado

En el mes de septiembre de 2018 Ruitoque presentó ante la CREG el inventario de activos, y su respectivo plan de inversiones para los próximos cinco (5) años, en virtud de lo establecido por la Comisión en la Resolución CREG 015 de 2018; sin embargo, mediante la Resolución CREG 027 de 2020, y en virtud del artículo 6.4 de la Resolución CREG 015 De 2018, donde se limitó el crecimiento al 8% (para SDL \$720 millones) de las nuevas inversiones en los planes de expansión de los OR, no fue autorizado el plan propuesto para los cinco (5) proyectos presentados por Ruitoque, los cuales tenían un valor de 7.501 millones de pesos.

Dando alcance a lo anterior, el prestador presentó un recurso de reposición y la CREG aprobó los proyectos de inversión por medio de la Resolución CREG 165⁵ de 2020. De acuerdo con lo señalado por el OR, estos proyectos tienen como objetivo la atención de nuevas demandas (Tipo 2) solicitadas por los usuarios (proyectos P1, P2 y P5); además, buscan dar cumplimiento a los requisitos del esquema de calidad del servicio establecidos en el numeral 5.2.10 de la resolución CREG 015 de 2018 (proyectos P3 y P4).

A partir del cambio en la metodología⁶ de remuneración del componente tarifario de distribución, los ingresos para los Operadores de Red pasaron de depender de los consumos facturados a los usuarios y de los cargos de distribución, a una metodología que garantiza una remuneración para el respectivo período tarifario, independientemente del consumo facturado a los usuarios finales conectados al SDL del OR. En función de lo anterior, y de acuerdo con lo indicado por Ruitoque, los ingresos aprobados para el nuevo período regulatorio de cinco (5) años se incrementaron en \$5.600 millones con respecto

⁵ Por la cual se modificó de la resolución CREG 027 de 2020.

⁶ La metodología pasó de un modelo de Precio Máximo – o Price Cap – establecido en la Resolución CREG 097 de 2008 a una metodología de Ingreso Regulado – o Revenue Cap – en la Resolución CREG 015 de 2018.

a los aprobados anteriormente por medio de la Resolución CREG 097 de 2008, lo que equivale a un aumento de 44%. El Plan de Inversiones aprobado al prestador mediante Resolución CREG 165 de 2020, se presenta en la Tabla 21.

Tabla 21. Plan de Inversiones de Ruitoque para el período 2019 – 2023

Año	Plan de Inversiones Total (\$)
2019	6.314.854.350
2020	614.534.750
2021	0
2022	0
2023	0
Total	6.929.389.100

Fuente: Resolución CREG 165 de 2020 – Elaboración: DTGE

Los proyectos mencionados están ubicados en el área de influencia de Ruitoque y se relacionan como lo presenta la

Tabla 22, donde se evidencia la participación proporcional de cada uno de ellos, valorado a partir de las respectivas Unidades Constructivas.

Tabla 22. Proyectos del Plan de Inversiones de Ruitoque para el período 2019 – 2023

Identificación del proyecto	Peso / Total de inversión
Esquema Calidad del Servicio – P4	51%
Proyecto Fénix – P1	28%
Proyecto Muisca – P2	7%
Proyecto red Nautica – Punta Ruitoque – P3	12%
Abadías y HIC – P5	2%
Total	100%

Fuente: Resolución CREG 165 de 2020. Proyectos – Elaboración: DTGE

Por otro lado, y con respecto al Plan de Pérdidas, Ruitoque señala que no presentó ni le fue asignado un plan de reducción de pérdidas.

b. Ejecución del Plan de inversiones 2019 – 2020

El Plan de Inversiones inicialmente aprobado por la CREG para Ruitoque contempla cinco (5) proyectos por un monto total de \$6.929.389.100 (pesos a diciembre de 2017). De los proyectos aprobados y señalados en la Tabla 22, tres (3) de ellos tienen como objetivo la atención a nueva demanda, y buscan contribuir al desarrollo urbanístico y económico de Santander. Dichos proyectos se enuncian a continuación:

- ✓ **Proyecto Fénix - P1:** Ubicado en el Valle de Mensulí de Floridablanca, urbanización Cibeles para disponibilidad energía eléctrica de 1.849 clientes nuevos.
- ✓ **Proyecto Muisca - P2:** Ubicado en el sector de Ruitoque Alto en la urbanización Muisca de Floridablanca para disponibilidad de energía eléctrica de 20 clientes nuevos.
- ✓ **Proyecto Abadías y HIC - P5:** Ubicado en el sector de Hospital Internacional de Colombia entre Piedecuesta y Floridablanca, para dar disponibilidad al crecimiento de la demanda del hospital y el condominio Abadías.

Por otro lado, los dos (2) proyectos restantes no motivados por la demanda corresponden a las exigencias regulatorias que Ruitoque debe cumplir, con el fin de prestar un servicio de calidad y

continuidad en sus redes de distribución al que los clientes tienen derecho. Estos proyectos se mencionan a continuación:

- ✓ **Esquema Calidad del Servicio - P4:** permitirá contar con un sistema de gestión de las redes de distribución – DMS, que con criterios tecnológicos y de comunicaciones permitan validar el estado de la red y con ello identificar a nivel de los usuarios sus niveles de calidad del servicio.
- ✓ **Proyecto red Náutica - Punta Ruitoque - P3:** Ubicado en el sector Ruitoque Alto, sector Punta Ruitoque de Floridablanca y Piedecuesta se desarrolla para reducir los riesgos de una posible afectación de la calidad, seguridad y confiabilidad de las redes de distribución de Ruitoque. Con el proyecto se pretende trasladar 0,905 kilómetros de red aérea a red subterránea, lo anterior debido al difícil acceso a esta red aérea y su cercanía con la línea de 34,5 kV (identificada con el No. 422) de la Electrificadora de Santander S.A E.S.P. que dificulta su gestión de mantenimiento e incrementa el número de clientes afectados cuando se realizan intervenciones.

De acuerdo con el prestador, los proyectos relacionados fueron estructurados contemplando aspectos sociales, ambientales y de permisos legales, y consisten sustancialmente en el suministro, transporte e instalación de las redes eléctricas de 13,2 kV, transformadores de distribución, y redes de baja tensión, bajo los estándares y exigencias técnicas reguladas para Colombia en el RETIE y las normas NTC.

El circuito de distribución que alimenta cada proyecto fue evaluado y el mismo permite la disponibilidad de conexión, así como la capacidad de transformación de cada subestación asociada. Los diseños técnicos de cada proyecto fueron elaborados por Ruitoque en su calidad de Operador de Red, y los mismos cumplen con las exigencias que sobre el particular se tiene estipuladas en las normas técnicas de la misma empresa. En la Ilustración 8 se observan las obras de infraestructura del SDL de Ruitoque que fueron visitadas por el equipo de la SSPD.

Ilustración 8. Revisión de la infraestructura del SDL de Ruitoque

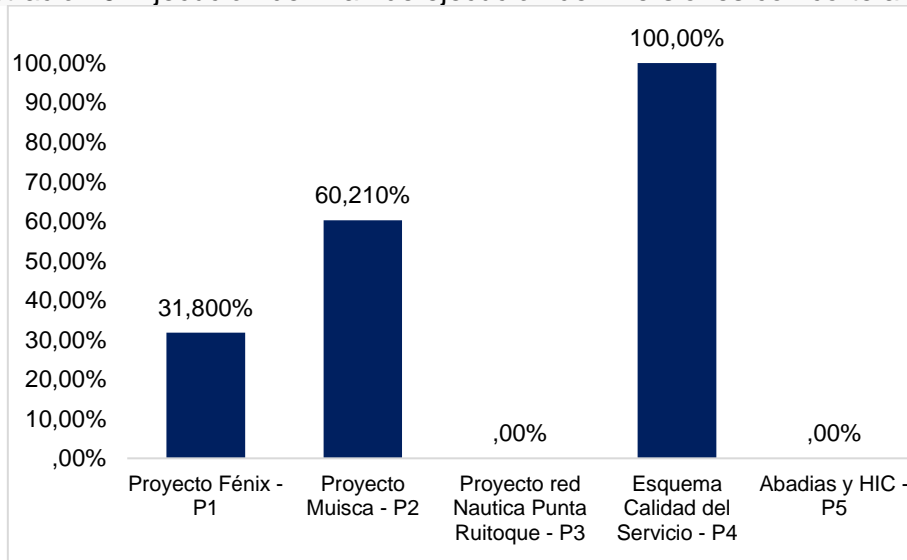




Fuente: Visita Evaluación Integral SSPD – Septiembre de 2021

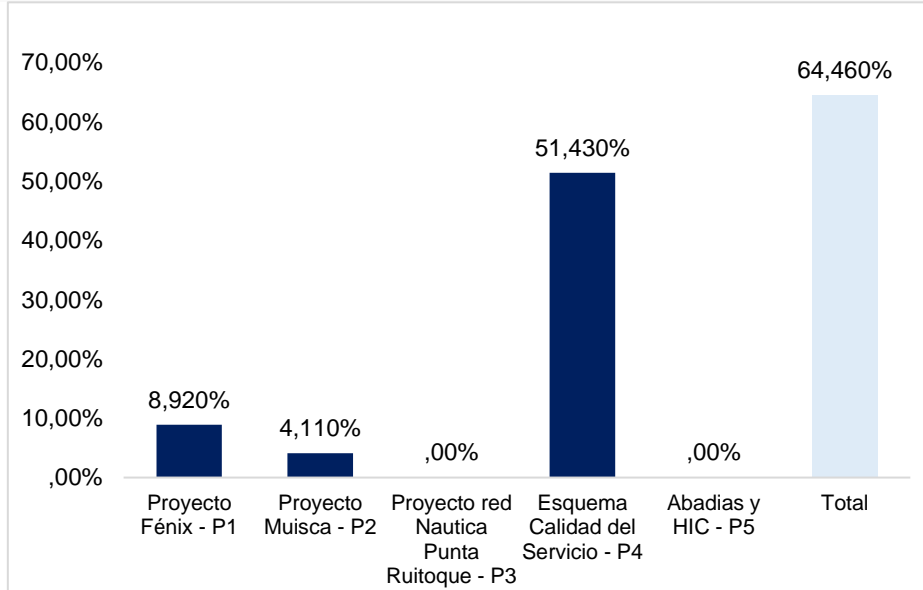
Adicionalmente, es preciso señalar que los proyectos de todo el período se aprobaron al prestador por parte de la CREG para ejecutar en el año 2019 por un monto de \$6.314.854.350 y para el segundo año 2020 por \$614.534.750 (pesos a diciembre 2017). En la información de la Ilustración 9 el OR presenta el Avance en la ejecución de cada Proyecto en el año 2020 y en la Ilustración 10 presenta el Porcentaje de Avance de cada Proyecto sobre la ejecución acumulada del Plan de inversiones aprobado 2019 – 2023 al OR. En estas ilustraciones el OR presenta el avance en la ejecución del plan de inversiones de manera acumulada con corte a diciembre de 2020, de manera desagregada por proyecto.

Ilustración 9. Ejecución del Plan de ejecución de inversiones con corte a 2020



Fuente: Ritoque. – Elaboración: DTGE

Ilustración 10. Avance acumulado del Plan de inversiones con corte a 2020



Fuente: Ruitoque – Elaboración: DTGE

De acuerdo con la información suministrada por el prestador en la mesa de trabajo de la Evaluación Integral, se corroboró que Ruitoque no ejecutó proyectos del plan de inversiones durante el primer año del plan 2019, y se reporta la ejecución del 100% del Proyecto P4 como terminado, el cual fue puesto en operación en el segundo año de 2020. Adicionalmente Ruitoque reporta un avance del 31,8% en el Proyecto Fénix P1 y de 60,2% en el Proyecto Muisca P2. En esta consideración, el reporte de ejecución de Ruitoque corresponde a un total de \$4.466.696.800 para el segundo año del Plan de Inversiones. Con los valores ejecutados reportados por Ruitoque se registra un porcentaje de ejecución del 0.0% para el primer año del Plan de inversiones 2019 y un porcentaje de ejecución de 727,0% sobre el valor aprobado para el año 2020. Los proyectos P1, P2, P3 y P5, continúan en ejecución para culminar en los años 2021 y 2022.

De acuerdo con lo señalado por Ruitoque, actualmente el operador se encuentra gestionando ante la CREG la respuesta ante la condición que aplica a la remuneración de la inversión realizada en el año 2020, ya que superó en más del 110% el valor aprobado por la CREG para el año 2020. El operador entregó copia a la SSPD de la comunicación con fecha del 22 de octubre de 2020 presentada ante la CREG, solicitando *“claridad sobre el procedimiento a realizar para modificar el cronograma de ejecución del plan de inversiones y poder modificar la fecha de entrada en vigencia del plan de inversiones del año 2019 al año 2020”*. La anterior solicitud de aclaración continúa en trámite; y por tanto, la SSPD se encuentra haciendo seguimiento a la ejecución de los planes de inversión del Operador ante esta inconsistencia particular.

- **Consideraciones sobre la ejecución del Plan de Inversiones 2019 - 2020**

Ante la situación particular del operador de presentar un porcentaje de ejecución del Plan de inversión aprobado del 0% para el año 2019, la Dirección Técnica de Gestión de Energía – DTGE, realizó el requerimiento de los soportes correspondientes para la justificación de la no ejecución del plan de inversiones para el primer año 2019. De acuerdo con los documentos soporte presentados por el operador al cierre de la Evaluación Integral, se presentan las siguientes claridades sobre la no ejecución del Plan de Inversiones en el año 2019:

- Respecto a la ejecución del Proyectos P1 - Proyecto Fénix: Se incluyó dentro del primer año del cronograma del plan de inversiones, debido a que en febrero del año 2017 se recibió la

primera solicitud de disponibilidad y su desarrollo urbanístico se proyectó que se daría entre los años 2017 y 2019; sin embargo, este proyecto no se inició en el año 2019. Sólo hasta el año 2020 la constructora del proyecto urbanístico (Fénix Construcciones) dio inicio a este proyecto, determinando que Ruitoque diera inicio a las inversiones y a la construcción de la red de MT en el año 2020 hasta un 31,8% de avance del proyecto, para ser concluido al 100% en el año 2021 junto, con el desarrollo del proyecto de construcción urbanístico Cibeles; así mismo, el desarrollo de este proyecto incluye el desarrollo de las obras civiles necesarias para proveer paralelamente el servicio de acueducto.

- Respecto al Proyecto P2 – Proyecto Muisca: Se incluyó dentro del primer año del cronograma del plan de inversiones, debido a que en el mes de enero de 2017 se firmó un acta de alianza estratégica entre Ruitoque y MUISCA Construcciones para el diseño de redes, legalización de servidumbres y construcción de las obras y redes para proveer los servicios de Energía, Acueducto y Alcantarillado; sin embargo, a la fecha el proyecto urbanístico no se ha desarrollado, y ha cambiado a través del tiempo, solicitando actualizaciones de disponibilidad en mayo de 2019 y septiembre del 2021, con modificaciones respecto al proyecto y carga otorgadas inicialmente. Teniendo en cuenta lo anterior, en el año 2017 Ruitoque inició inversiones en el desarrollo del proyecto, construyendo la canalización de la red de MT del proyecto, por lo que dio avance del proyecto hasta el 60,21% en el año 2020. De acuerdo con el desarrollo del proyecto urbanístico, se espera Ruitoque complete el avance de este proyecto al 100% en el año 2022.
- Referente al Proyecto P4 – Esquema Calidad del Servicio: Ruitoque S.A. E.S.P. teniendo en cuenta los compromisos adquiridos como Operador de Red, y de acuerdo con los requisitos del numeral 5.2.10 de la Resolución CREG 015 de 2018, inicio inversiones del proyecto P4- Esquema de Calidad del servicio en diciembre de 2018 de acuerdo con el contrato No. 2018-12-035 (adjunto) suscrito entre Ruitoque S.A. E.S.P. y el desarrollador del producto Survalent Technology Colombia SAS.

Si bien, al inicio del contrato se tuvo en cuenta una duración de 12 meses, con el fin de ser entregado en diciembre de 2019, el desarrollo del proyecto vio la necesidad de ampliar el plazo de entrega hasta abril de 2020, tal como se evidencia en el Otro si No.1 del proyecto.

Adicionalmente, debido a la coyuntura presentada por la pandemia mundial de Covid-19, ya en marzo de 2020 se decidió suspender el desarrollo del proyecto por aproximadamente un mes, hasta el reinicio en abril de 2020. El acta de cierre del proyecto se firmó el 8 de junio de 2020. Por los motivos anteriormente expuestos, Ruitoque S.A. E.S.P. presentó cierre del proyecto P4- Esquema Calidad del Servicio en diciembre de 2020.

En consideración a las aclaraciones realizadas por el operador, esta Superintendencia se permite realizar las siguientes precisiones concluyentes:

- ✓ El porcentaje de ejecución del Plan de Inversiones aprobado para el operador Ruitoque es de 0% para el primer año 2019.
- ✓ Si bien Ruitoque realizó inversiones en los proyectos inscritos en el Plan de Inversiones aprobado para el operador durante el año 2020 (Proyectos P1 y P4), estas inversiones no fueron reportadas en la ejecución del año 2019, ya que no cumplían con la consideración de cierre de proyecto y/o puesta en operación de las unidades constructivas según lo determina la Resolución CREG 015 de 2018.
- ✓ Las razones que Ruitoque sustenta para el no reporte de la ejecución del Plan de Inversiones en el año 2019 son de tipo operativo, comercial y administrativo.

- ✓ Sobre la remuneración del cargo de Distribución al operador Ruitoque, se genera una afectación sobre los años 2019, 2020 y 2021 inicialmente, situación que continua en revisión por parte de la Comisión de Regulación sobre el requerimiento presentado por el operador en octubre de 2020, pendiente de respuesta. En virtud de lo anterior, la SSPD continuará realizando seguimiento al caso.

- **Revisión del avance en la Ejecución del Plan de Inversiones. 2019-2020**

Durante la visita realizada al operador en el marco de la Evaluación Integral se realizó un recorrido a la infraestructura eléctrica de distribución de Ruitoque, con el objetivo de realizar el reconocimiento del estado de las redes, la configuración existente y las particularidades técnicas de la infraestructura instalada como parte de los proyectos correspondientes a los planes de inversión ejecutados. Al respecto de dicha visita, a continuación se enuncia la gestión adelantada por esta Superintendencia:

- ✓ Se realizó verificación en campo de las condiciones técnicas del SDL de Ruitoque, donde se pudo observar que gran parte de la infraestructura está construida con redes soterradas, lo cual garantiza la prestación del servicio con unos mejores niveles de calidad.
- ✓ Se verificó la ejecución de los siguientes proyectos de inversión, sobre los cuales el operador reportó avance para el año 2020:
 - Proyecto Fénix P1, el cual comprende la construcción de redes de SDL soterradas para atender nueva demanda del condominio Cibeles, el cual se encuentra por fuera de Condominio de Ruitoque.
 - Se realizó visita a la subestación Ruitoque Principal, con el fin de verificar la instalación de los equipos de calidad de la potencia del proyecto P4 Esquema de Calidad.
 - Se verificó la instalación del tercer equipo de telemedición de corte y maniobra telecontrolado, en cumplimiento al literal f del numeral 5.2.10 de la resolución CREG 015 de 2018, el cual está incluido en el proyecto P4 para dos (2) circuitos, en donde se evidenció la instalación y puesta en operación de una de las dos celdas puestas en operación.

c. Solicitud de modificaciones al plan de inversiones aprobado.

De acuerdo con lo señalado por Ruitoque, se proyecta presentar solicitud a la CREG para la modificación del plan de inversiones de la siguiente manera:

- ✓ Disminución del valor total y cantidad de unidades constructivas del Proyecto Fénix – P1, debido a un menor avance de desarrollo urbanístico del sector.
- ✓ Inclusión del Proyecto Provincia de Soto – P6, para el reconocimiento de activos en NT3, NT2 y NT1 propiedad de Ruitoque.
- ✓ Inclusión del Proyecto Gestión de Activos – P7, para el reconocimiento de los activos necesarios para la certificación en Gestión de activos ISO 55001.

d. Gestión de activos

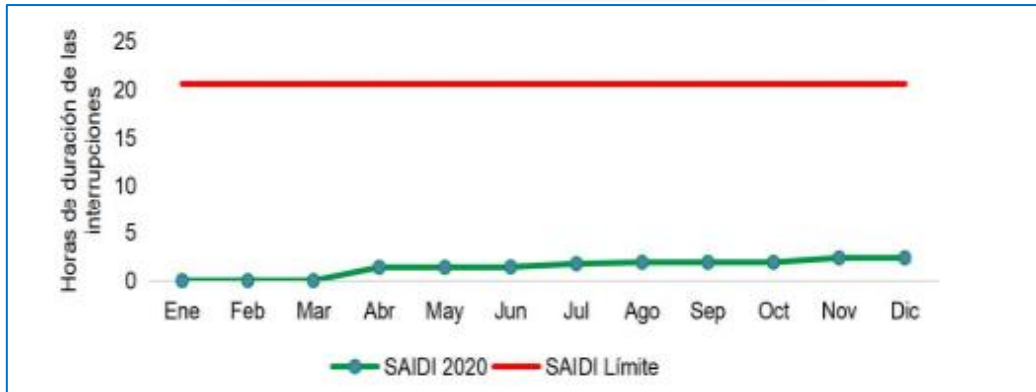
Ruitoque se encuentra en proceso de análisis de brecha, implementación y auditoría interna para el Sistema de Gestión de Activos, de acuerdo con la norma ISO 55001. Por tal motivo, se presentará el plan de inversiones asociado a la implementación del Sistema de Gestión de Activos en la próxima solicitud de revisión del plan de inversiones.

4.4.3.7. Reporte de indicadores SAIDI y SAIFI 2020 – Calidad del servicio

En virtud de la información remitida por el prestador, y las inversiones realizadas en su plan de inversiones, en la Ilustración 11 se observa la evolución del indicador SAIDI para el año 2020.

De acuerdo con lo indicado por el prestador, el indicador SAIDI, el cual indica la duración de las interrupciones en el año 2020, alcanzó la cifra de 2,3 horas por año, reflejando un resultado positivo con respecto al límite regulatorio establecido por la CREG de 20,5 horas por año.

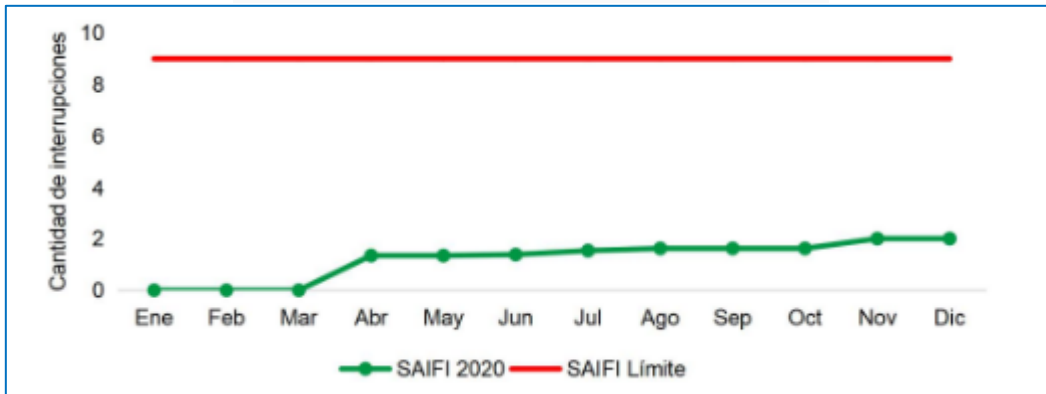
Ilustración 11. Indicador SAIDI en el año 2020



Fuente: Ruitoque

Con respecto al indicador SAIFI, el cual refleja la frecuencia de las interrupciones, en el año 2020 Ruitoque alcanzó un valor de 1,9 veces por año, un resultado positivo comparado con el límite regulatorio establecido por la CREG en 9,0 veces por año. En la Ilustración 12 se presenta la evolución del indicador SAIFI a lo largo del año 2020.

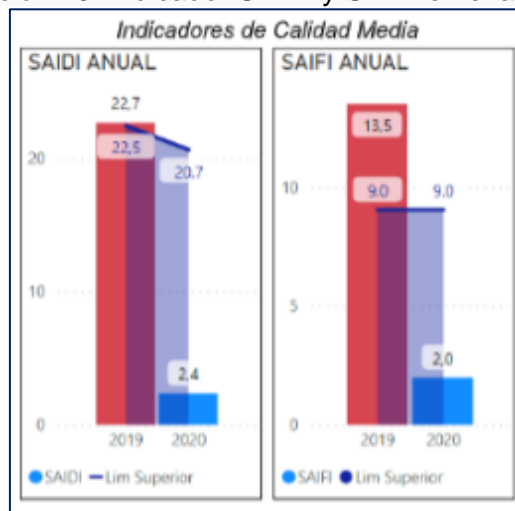
Ilustración 12. Indicador SAIFI en el año 2020



Fuente: Ruitoque.

Estos datos suministrados por el OR se encuentran cercanos a los datos calculados por la DTGE de la SSPD para el año de evaluación 2020, presentando una mejora significativa que puede estar siendo generada por la ejecución en Plan de inversiones - Proyecto P4 correspondiente al Esquema de Calidad de Ruitoque, adicional a las mejores condiciones de calidad en el Sistema SDL del ESSA en el año 2020, que no generaron interrupciones sobre el sistema SDL de Ruitoque. (ver Ilustración 13)

Ilustración 13. Indicador SAIDI y SAIFI en el año 2020



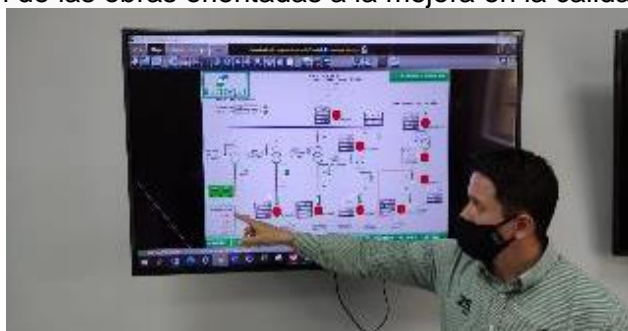
Fuente: Cálculo SSPD. Seguimiento 2020 – Elaboración: DTGE

En virtud de lo señalado anteriormente, durante la visita presencial para la Evaluación Integral a Ruitoque, se realizó la verificación de la información de las interrupciones del servicio en el sistema de gestión de calidad de la empresa, evidenciando los siguientes puntos:

- ✓ Se verificó la información de los eventos del Sistema de Gestión de Eventos – OMS, comparándola con los eventos reportados a XM, Ruitoque entregó copia de los registros del OMS desde junio de 2020 hasta la fecha.
- ✓ Se verificó la existencia de registros de mantenimiento programados en el OMS por parte del operador.
- ✓ Se verificó la frecuencia de los reportes al aplicativo INDICA, en donde se evidenció que el prestador carga la información de manera diaria ya sea que hayan ocurrido o no eventos.
- ✓ Se verificaron los eventos en la línea 422 de Electrificadora de Santander S.A E.S.P., y se encontró que no hay eventos desde junio de 2020.
- ✓ Adicionalmente, se indagó sobre las auditorías del DMS – Esquema de Calidad del Servicio – en donde se encontró que la auditoría fue realizada en junio de 2021, en la cual el prestador tiene pendiente presentar la certificación ISO 9001 para el proceso de distribución con el propósito de cumplir los literales a y b. Ruitoque aportó el dictamen inicial de la Auditoría.

En la Ilustración 14 se presentan imágenes de la visita de la SSPD a las obras del plan de inversión que están orientadas a la mejora en la calidad del servicio en el SDL de Ruitoque.

Ilustración 14. Revisión de las obras orientadas a la mejora en la calidad del servicio en el SDL



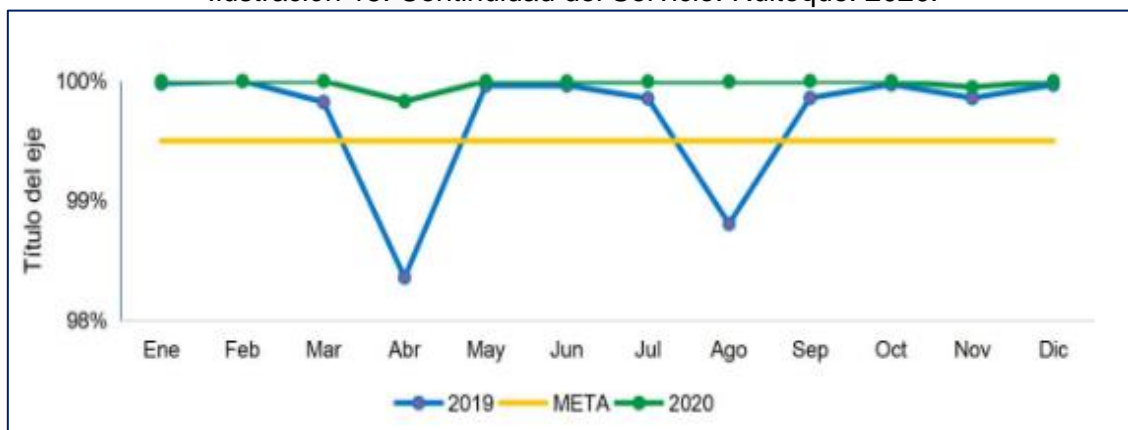


Fuente: Visita Evaluación Integral SSPD – septiembre 2021

- **Continuidad del Servicio**

Conforme a la información presentada por el operador la disponibilidad de la red de SDL de Ruitoque, la Continuidad del Servicio mejoró durante el año 2020 respecto al año 2019, pasando de un valor de 99,7% en el año 2019 a un 99,9% para el año 2020.

Ilustración 15. Continuidad del Servicio. Ruitoque. 2020.

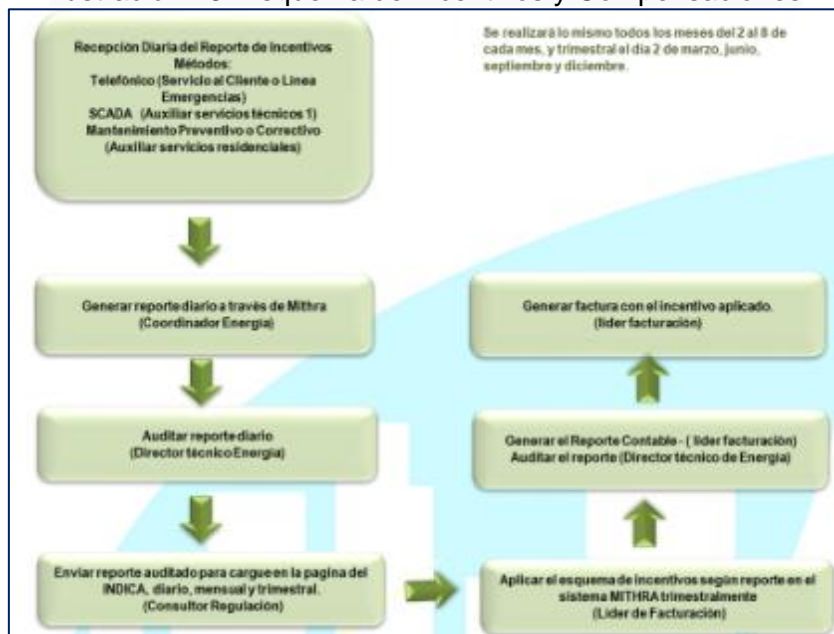


Fuente: Ruitoque.

4.4.3.8. Esquema de incentivos y compensaciones

El esquema de incentivos y compensaciones se presentan en el flujograma de la Ilustración 16.

Ilustración 16. Esquema de Incentivos y Compensaciones



Fuente: Ruitoque

Ruitoque ha definido que todas las interrupciones generadas, bien sean por modificaciones, adecuaciones o mantenimientos, deben ser registrados durante la jornada siguiente de trabajo entre las 8:00 am y las 9:00 am en el sistema MITHRA; así mismo, el operador determina avisar a los clientes residenciales 48 horas antes de realizar el mantenimiento programado, por un medio masivo. En cuanto a los usuarios industriales, se debe informar 72 horas antes por medio de un medio de comunicación formal, carta que debe ser firmada por el usuario al momento de su recepción, de acuerdo con lo estipulado en la Resolución CREG 015 de 2018.

Es obligación del Coordinador Técnico de Energía velar por el correcto registro de la información de las interrupciones y asignar un código al evento. Los soportes o respaldos que permitan excluir interrupciones para el reporte del LAC, según lo indica la Resolución CREG 015 de 2018 en su artículo 11.2.1.2, deben ser ubicados en una carpeta y estar salvaguardados dentro del archivo de la empresa a responsabilidad del Líder de Distribución.

A partir de los datos de interrupciones contenidos en el sistema de facturación MITHRA, será este mismo sistema quien se encargue de generar y calcular los valores del índice ITAD, y además de aplicar los valores de incentivos y compensación que de estos se derivan en la tarifa del cliente final, garantizando así la trazabilidad de los componentes de la tarifa aplicada.

La aplicación del incentivo o compensación en la tarifa, al igual que el cálculo del índice ITAD deberá ser validado antes de su entrada a la facturación por el Coordinador Técnico y el Director de Energía antes de su publicación y aplicación, máximo el día 13 de los meses marzo, julio, octubre y diciembre, hasta que se presente un cambio en la regulación.

Finalmente, de acuerdo con lo indicado por el prestador, para el año 2020 no se realizaron compensaciones en el sistema de distribución de Ruitoque.

En cuanto al cumplimiento de los requisitos del esquema de incentivos y compensaciones para el operador de red RUITOQUE S.A. E.S.P. de acuerdo con el numeral 5.2.10 de la Resolución CREG 015 de 2018, y los artículos 10 y 11 de la Resolución CREG 085 de 2018 que aclara y corrige algunas

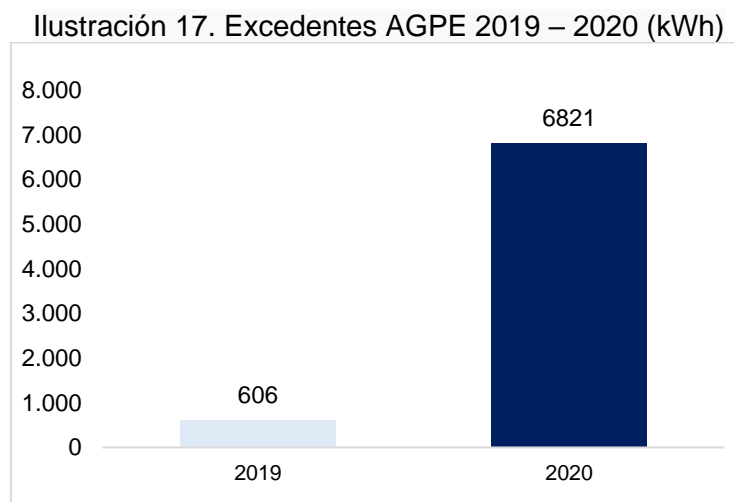
disposiciones de la Resolución CREG 015 de 2018, se advierte en la auditoría realizada con fecha 15 de Julio de 2021, los siguientes hallazgos:

- ✓ RUITOQUE E.S.P. No Cumple, teniendo en cuenta que cumple con tres (3) de los cinco (5) requisitos del esquema de incentivos y compensaciones establecidos en el numeral 5.2.10 de la resolución CREG 015 de 2018 y los artículos 10 y 11 de la Resolución CREG 085 de 2018.
- ✓ RUITOQUE actualmente no cuenta con el Certificado de Gestión de Calidad de sus procesos, por lo tanto, no cuenta con su proceso de Distribución certificado. Tienen definido un plan de trabajo interno para solicitar la certificación de sus procesos, tienen previsto que el ICONTEC en noviembre de 2021 realice la auditoría de certificación.
- ✓ RUITOQUE S.A. E.S.P. cuenta desde el punto de vista tecnológico, con un sistema integrado tanto a nivel físico como lógico a través del cual se opera el Sistema de Gestión de Distribución.

Ante tales resultados, el operador reporta que se encuentra implementando el plan de trabajo definido a nivel interno para dar cumplimiento a la certificación de los procesos internos, para la realización de la auditoría de certificación en el mes de noviembre de 2021 por parte de ICONTEC. Así mismo, dentro de este plan interno del operador se encuentran implementando las medidas necesarias para dar cumplimiento a los requisitos del esquema de incentivos y compensaciones para el operador de red RUITOQUE S.A. E.S.P. de acuerdo con el numeral 5.2.10 de la Resolución CREG 015 de 2018, y los artículos 10 y 11 de la Resolución CREG 085 de 2018 que aclara y corrige algunas disposiciones de la Resolución CREG 015 de 2018.

4.4.3.9. Autogeneración a Pequeña Escala (AGPE)

Ruitoque recibió legalizado a diciembre de 2020, un total de diez (10) proyectos de autogeneración a pequeña escala – AGPE, en viviendas localizadas en Ruitoque Condominio, las cuales entregaron 6.821 kWh-año de excedentes al SDL, que se liquidaron a precio de bolsa, presentando un incremento considerable con respecto al año 2019, como se observa en la Ilustración 17.



Fuente: Ruitoque – Elaboración: DTGE

4.4.3.10. Estado de la solicitud de conexión por parte de Ruitoque al STR de respaldo de Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.

El prestador mantiene la solicitud de conexión que se viene trabajando desde el año 2016 y se encuentra realizando análisis técnicos requeridos por Electrificadora de Santander S.A E.S.P. con el fin de volver a radicar la solicitud de conexión al STR. Una vez esta solicitud sea aprobada por ESSA puede ser remitida a la UPME para su respectiva aprobación.

Se han identificados (4) puntos posibles de conexión al STR de Electrificadora de Santander S.A E.S.P. Este proyecto sería presentado por convocatoria debido a los altos costos de inversión de este tipo de proyectos, los cuales no se tiene certeza de que pueden ser realizados por Ruitoque.

La Superintendencia realizó en esta visita la sugerencia al Operador de contemplar la alternativa de anillar su sistema a través del SDL de Electrificadora de Santander S.A E.S.P., ya que en caso de ser viable técnicamente, este proyecto puede resultar financieramente factible para el prestador y volvería el sistema eléctrico de la empresa más confiable.

4.4.4. Gestión del riesgo.

El contexto nacional para el desarrollo e implementación del Plan de Gestión del Riesgo para las empresas públicas y privadas, dentro de las que se encuentra Ruitoque, se establece bajo las disposiciones del artículo 42 de la Ley 1523 de 2012, “Por la cual se adopta la política nacional de gestión del riesgo de desastres y se establece el Sistema Nacional de Gestión del Riesgo de Desastres y se dictan otras disposiciones” y las directrices del Decreto 2157 de 2017, mediante el cual se establecen los procesos fundamentales y necesarios en materia de gestión del riesgo.

Desde el proceso de conocimiento se busca que las empresas tengan en cuenta el contexto interno y externo en que desarrolla su actividad económica, contando con instrumentos de planificación gubernamental y territorial con los que pueda determinar el nivel de riesgo al que está expuesta la actividad propia, como el medio social, económico y ambiental que lo rodea. De esta manera, al dar un primer paso a la realidad que sitúa a cada empresa, es posible generar estrategias de reducción del riesgo y por tanto ampliar la capacidad de resiliencia y respuesta ante fenómenos con un nivel de probabilidad ya identificado.

Adicionalmente, como dispone la Resolución SSPD 20192200020155 para los prestadores de servicios públicos, la empresa Ruitoque reportó la información correspondiente en el formato TT10 para la actividad de distribución de cada uno de los cuatro (4) circuitos de los que dispone, y lo propio para la actividad de comercialización, mediante las oficinas de atención al usuario, el Centro de Control, y el Centro de Gestión de Medida. Adicionalmente el prestador, como participante del mercado de energía, se ajusta a las disposiciones de comportamiento para los agentes que desarrollan las actividades de servicios públicos domiciliarios de acuerdo con la Resolución CREG 080 de 2019.

4.4.4.1. Proceso del Plan de Gestión del Riesgo de Desastres

Ruitoque cuenta con una infraestructura organizada para desarrollar las actividades de comercialización y distribución de la siguiente manera: una (1) subestación eléctrica, una (1) red aérea de 6,1 km y una (1) red subterránea de 12,5 km, una (1) oficina de atención, un (1) Centro de Gestión de Medida y un (1) Centro de Control que se encuentran ubicados en el mismo lugar. Estos activos se encuentran entre la cabecera urbana de los municipios Floridablanca y Piedecuesta en el departamento de Santander.

Como alcance general del documento Plan de Gestión del Riesgo de Desastres, se estableció: Brindar una respuesta adecuada a los eventos que surgen de la generación de emergencias por las amenazas a las que están expuestos. Como objetivo propuesto, Ruitoque estableció lineamientos de prevención, mitigación y control basados en procedimientos que permitan a cualquier persona dentro de sus instalaciones responder con eficacia ante cualquier emergencia para disminuir las consecuencias negativas que se puedan desarrollar.

Para determinar el origen de los fenómenos a tener en cuenta en los procesos del plan, dentro de la empresa se contempló como línea base el diagrama de la guía municipal para la gestión del riesgo, donde se contemplan los fenómenos de origen biológico, humano, tecnológico, natural y socio-natural.

4.4.4.2. Proceso de conocimiento del riesgo

A continuación, se mencionan los principales aspectos relacionados con el proceso de conocimiento del riesgo:

a. Establecimiento del contexto

Como análisis del contexto interno y externo, la empresa proporcionó una reseña de su historia, la información de domicilio principal, y las actividades económicas a las que se dedica⁷. Sus horarios de trabajo están establecidos en jornadas de ocho (8) horas diarias para todas las personas que hacen parte de la gerencia general, administrativa, financiera, técnica y comercial.

El prestador describió los linderos, las vías de ingreso, la seguridad física, los elementos estructurales, el suministro de agua y energía, además de los equipos que cuenta para hacer frente a un incendio, tanto para la oficina principal ubicada en el condominio RUITOQUE, que se encuentra entre Floridablanca y Piedecuesta y para el centro de trabajo LA CABA, ubicado en el centro comercial Cañaveral, también en Floridablanca, Santander.

Ruitoque cuenta con un recurso humano compuesto por una brigada de emergencia y un Comité Operativo de Emergencias – COE, un jefe de brigada y líderes de brigada para la evacuación, atención de incendios y primeros auxilios, ocupados por personas administrativas u operativas de la empresa; para lo anterior, tiene dispuesto un directorio para comunicación con cada una de las personas responsables. La comunicación se puede establecer con teléfonos dispuestos en el área administrativa y con operarios que están en constante movimiento, quienes se comunican vía celular y/o radio para reportar la emergencia y poder activar la ayuda.

b. Valoración y monitoreo del riesgo

Para este proceso, la empresa describió el índice de ocurrencia o probabilidad de las amenazas en cuatro niveles diferentes: baja, media, alta y muy alta, identificando el número de veces que se ha materializado un evento en un determinado tiempo y de la misma manera de acuerdo a la definición que dispusieron para la vulnerabilidad respecto a las personas, recursos, sistemas y procesos propusieron una calificación con los mismos niveles anteriormente mencionados y determinaron que a nivel global cuentan con una vulnerabilidad baja y de esta manera al multiplicar estos dos factores, determinaron el grado de riesgo de exposición.

Dentro de las instalaciones de la oficina ubicada en el centro comercial Cañaveral, se cuenta con un botón de pánico conectado a la central de monitoreo de la empresa de vigilancia del centro comercial. Adicionalmente, para la Subestación Eléctrica tienen un circuito cerrado de televisión, el sistema de monitoreo SCADA a cargo del personal de servicio de Energía, liderado por el Gestión Operativa de Energía y personal técnico.

Para satisfacer el ítem de lecciones aprendidas a partir de eventos ocurridos, Ruitoque de primera instancia informó que se materializaron dos eventos de riesgo, el primero de estos en el mes de abril de 2019, en el que el deslizamiento de un talud, provocó la caída de un árbol que posteriormente tumbó dos postes de la red aérea de transmisión generando una falla en la prestación del servicio por un período de 20 horas y un segundo evento ocurrido en agosto de 2019, en el que por daños generados en el transformador de un tercero impidió el funcionamiento de la subestación por un período de aproximadamente 5 a 6 horas. A partir de estas experiencias la empresa puede identificar riesgos futuros.

⁷ Aparte de la prestación del servicio de energía, Ruitoque S.A. E.S.P. también presta el servicio de acueducto, alcantarillado, aseo, gas y telefonía.

El recurso físico para la atención de emergencia se compone de 24 extintores, repartidos entre la sede de atención La Cava y las instalaciones dentro del condominio RUITOQUE y un botiquín para cada una de estas, adicionalmente cuentan con un equipo de emergencias para la subestación eléctrica.

4.4.4.3. Proceso de reducción del riesgo

Para este proceso, la empresa prestadora mencionó que, dentro de sus responsabilidades, se encuentra, adelantar actividades educativas de socialización del plan de gestión del riesgo con absolutamente todas las personas que pertenecen a la empresa y desarrollar jornadas de conocimiento y preparación tales como en temas de, primeros auxilios, administración de emergencias, técnicas de rescate, manejo de extintores, entre muchas otras. Adicional, se tienen previstas inspecciones de seguridad detalladas de las condiciones físicas de la infraestructura existente que se realizarán en períodos máximos de tres (3) meses.

Ruitoque propuso medidas de intervención correctivas y prospectivas con las cuales busca disminuir el nivel de riesgo identificado anteriormente y el que considera puede ser un riesgo futuro. Para los primeros implementó medidas estructurales que incluyen mejoras en los activos de sus redes y no estructurales que se fundamentaron en el mantenimiento de los activos en el marco del plan de mantenimiento del SDL, para lo cual realizó sondeo a sus clientes. Como medida prospectiva tienen diseñado el sistema SCADA.

4.4.4.4. Proceso de manejo del desastre

La empresa cuenta con recurso económico estipulado en el presupuesto de Seguridad y Salud en el trabajo SST, con el cual se ocuparán de la recarga de extintores, dotación de botiquín de primeros auxilios, señalización, distintivos para la brigada de emergencia, capacitaciones y simulacros.

La clasificación de la emergencia se realizó en escala ascendente con tres niveles de complejidad, con el fin de establecer la magnitud de la misma: El nivel menor corresponde a situaciones ocurridas en una sola área localizada que puede ser atendida por la misma empresa, el nivel medio sobre pasa el anterior y puede ser atendida por la empresa o por agentes externos y el nivel de emergencia mayor, es cuando el evento no puede ser controlado de forma interna y es obligatoria y necesaria la intervención de terceros.

En cualquier materialización de riesgo, el líder y las personas del área técnica de energía realiza los protocolos establecidos por el área de SST y el plan de emergencias y contingencias institucional.

Para la sede La Cava se Cuenta con alarma tipo sirena que se activa en caso de incendio, también posee un sistema de alarma la cual será activada por el personal de comando, haciendo que los coordinadores de evacuación realicen su labor. En la oficina Ruitoque Condominio, se contará con un pito para alertar la emergencia, el cual estará a cargo del Profesional de Gestión Documental.

Así la empresa destaco las siguientes acciones al momento de activar la alarma:

- Quien detecta una emergencia da aviso al jefe de brigada.
- Cuando se trate de una emergencia por sismo la primera alarma significa estar alerta preparados para la evacuación, segunda alarma significa evacuación.
- Cuando se trate de cualquier otra emergencia, la evacuación es inmediata una vez suene la alarma

En caso de requerir el acompañamiento de terceros para la atención de cualquier emergencia, cuenta con recursos externos como:

- Línea salvavidas de la ARL
- Cisproquim.
- Acueducto metropolitano de Bucaramanga.
- Electrificadora de Santander.
- Gas natural.
- Organismos de socorro (Bomberos, cruz roja, defensa civil).
- Instituciones de salud (centro regulador de urgencias, hospitales y clínicas de Piedecuestesa, Floridablanca y Girón).
- Instituciones de seguridad (policía municipal de Girón, Floridablanca, Piedecuesta, dirección de tránsito, Quinta brigada, etc).

La empresa dio a conocer sus PON (planes operativos normalizados), en los que mediante diagrama de flujo indica el procedimiento para la atención de emergencias como: accidentes por riesgo eléctrico, sismos, incendio, inundación y tormenta.

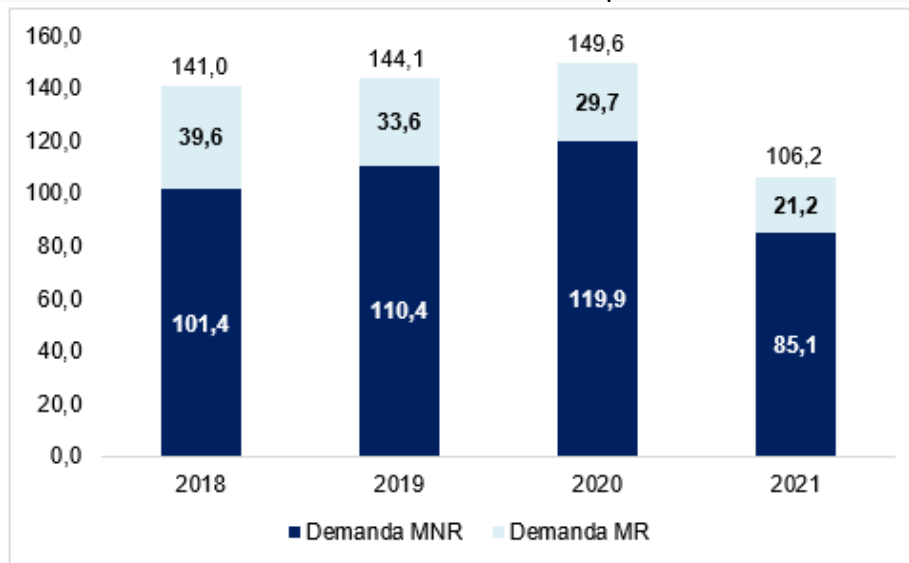
4.4.5. Aspectos Comerciales

Ruitoque realiza la actividad de comercialización atendiendo, con corte al mes de agosto de 2021, un total de 3.855 usuarios, los cuales representan una demanda mensual de 13.0 GWh-mes. En función de lo anterior, el desarrollo de este octavo tópico se dividió en tres 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 y el nivel de satisfacción de los usuarios a partir de las PQR relacionadas; en segundo lugar, se realizó una revisión de las tarifas de los usuarios del Mercado Regulado del prestador; y finalmente, se verificó el cumplimiento del Código de Medida.

4.4.5.1. Mercado de energía mayorista

Ruitoque cuenta con un total de 3.855 usuarios, de los cuales 120 corresponden al Mercado No Regulado – MNR, y 3.735 corresponden al Mercado Regulado – MR; sin embargo, a pesar de que los usuarios regulados son más numerosos, los usuarios del MNR representan un consumo más representativo. En el año 2020 la demanda de los usuarios del MNR representaron el 80,2% del consumo total del mercado de Ruitoque, equivalente a 119,9 GWh-año, mientras que la demanda de los usuarios del MR representa el 19,8% del consumo total, alcanzando un valor de 29,7 GWh-año.

Ilustración 18. Demanda comercial del mercado del prestador 2018 – 2021⁸ (GWh)



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

En la Ilustración 18 se observa la evolución de la demanda de Ruitoque desde el año 2018 hasta el mes de agosto de 2021, donde se observa un decrecimiento de la demanda del MR, y un incremento en la demanda de los Usuarios No Regulados. En el año 2020 el prestador tuvo un consumo de 149,6 GWh-año, equivalente a un promedio de 12,5 GWh-mes; sin embargo, con corte al mes de agosto de 2021 dicho consumo ha presentado un incremento de 6,9%, ubicándose en 13,3 GWh-mes.

En la Tabla 23 se observan de manera desagregada la composición de los usuarios del mercado de comercialización de Ruitoque para el mes de diciembre de 2020, y su variación en lo transcurrido del año 2021 con corte al mes de agosto.

Tabla 23. Clasificación de usuarios y consumo por sector en el mercado de Ruitoque

Clase de servicio	Usuarios 2021	Agosto de 2021 (GWh-mes)	Diciembre de 2020 (GWh-mes)	Variación en la demanda
Acueducto	3	0,21	0,18	16%
Alumbrado Público	21	0,03	0,03	1%
Áreas Comunes	73	0,47	0,49	-3%
Comercial	587	4,01	3,82	5%
Distrito de riego	1	0,10	0,12	-14%
Especial	124	1,98	2,03	-3%
Industrial	59	5,44	5,33	2%
Oficial	8	0,09	0,10	-5%
Residencial	2.979	0,62	0,62	-1%
Total	3.855	12,96⁹	12,72	2%

Fuente: Ruitoque – Elaboración: DTGE

⁸ Con corte al mes de agosto de 2021

⁹ Este valor es inferior a lo reportado por XM S.A.S E.S.P., debido a que el administrador del mercado actualiza constantemente los datos reportados, que en su primera versión son preliminares.

De acuerdo con la información remitida por Ruitoque, los usuarios de la clasificación comercial, especial, e industrial, representan el 88,2% de la demanda total del prestador, habiéndose incrementado 0,9% con respecto al mes de diciembre de 2020. En términos de cantidad de usuarios, el 77,3% corresponde al sector residencial, el 15,2% corresponde al sector comercial, y el 7,5% restante se divide entre los demás sectores; adicionalmente, en lo que respecta al sector residencial, el 82,0% se ubica en los estratos 5 y 6 y el porcentaje restante en el estrato 4, salvo dos (2) usuarios que se ubican en el estrato 2.

En virtud del diagnóstico inicial del mercado de Ruitoque, 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, la mitigación ante la variabilidad climática, y la identificación de los riesgos regulatorios y operativos que enfrentaron a lo largo del año 2020, en el marco de la pandemia del COVID – 19.

Sobre el nivel de contratación, el prestador señaló que su estrategia consiste en lograr un nivel alto de cubrimiento de su demanda a partir de contratos de largo plazo, con el fin de exponerse en menor medida a la volatilidad del precio de bolsa en el mercado de corto plazo. Lo anterior evidencia de manera clara especialmente en el MNR, donde el nivel de contratación desde 2019 hasta lo proyectado en 2027 oscila entre el 94% y el 100%. En cuanto al MR, en el año 2019 no se presentó exposición a bolsa, en parte porque se tenía un contrato pague lo demandado con un precio por encima de los 250 \$/kWh, y que de acuerdo con el análisis de la empresa los dejó sin competitividad en el Mercado Regulado. Como respuesta a lo acontecido en el año 2019, para el 2020 el prestador logró conseguir un contrato con un precio por debajo de los 220 \$/kWh, que de acuerdo con el análisis interno de Ruitoque, les permitió ser más competitivos en el MR.

Como resultado final, en 2020 la cobertura total de Ruitoque se soportó en ocho (8) contratos de compra en modalidad de *Pague lo contratado* por una cantidad de 331,2 GWh-año y a un precio ponderado de 204,3 \$/kWh; por otro lado, el prestador contó con cuatro (4) contratos de venta por una cantidad de 161,7 GWh-año, y un precio promedio ponderado de 208,7 \$/kWh. Como se observa, el prestador logró obtener un balance financiero positivo a partir de los precios logrados en contratos bilaterales de compra y venta, los cuales se ubican especialmente en el MNR.

Es importante mencionar los efectos que se presentaron en el consumo y el respectivo impacto financiero durante el año 2020 afectado por la pandemia; primero, la reducción de la demanda, como respuesta a la emergencia sanitaria y las medidas de confinamiento; y segundo, el incremento en el precio de bolsa, ante la situación de escasez en el recurso hídrico. De acuerdo con lo señalado por el prestador, y como lo pudo constatar esta Superintendencia, a partir del segundo trimestre del 2020 se presentó una reducción importante de la demanda de Ruitoque, especialmente de la demanda No Regulada; dicha situación, sumada a los incrementos en el precio de bolsa, reflejaron un escenario en que el prestador tenía unos contratos *Pague lo contratado* con importantes excedentes, y que ante un precio de bolsa que estaba por encima del costo medio de compra de los contratos, resultaba estratégico poner dicha cantidad de energía en el mercado de corto plazo para lograr un balance final positivo financieramente.

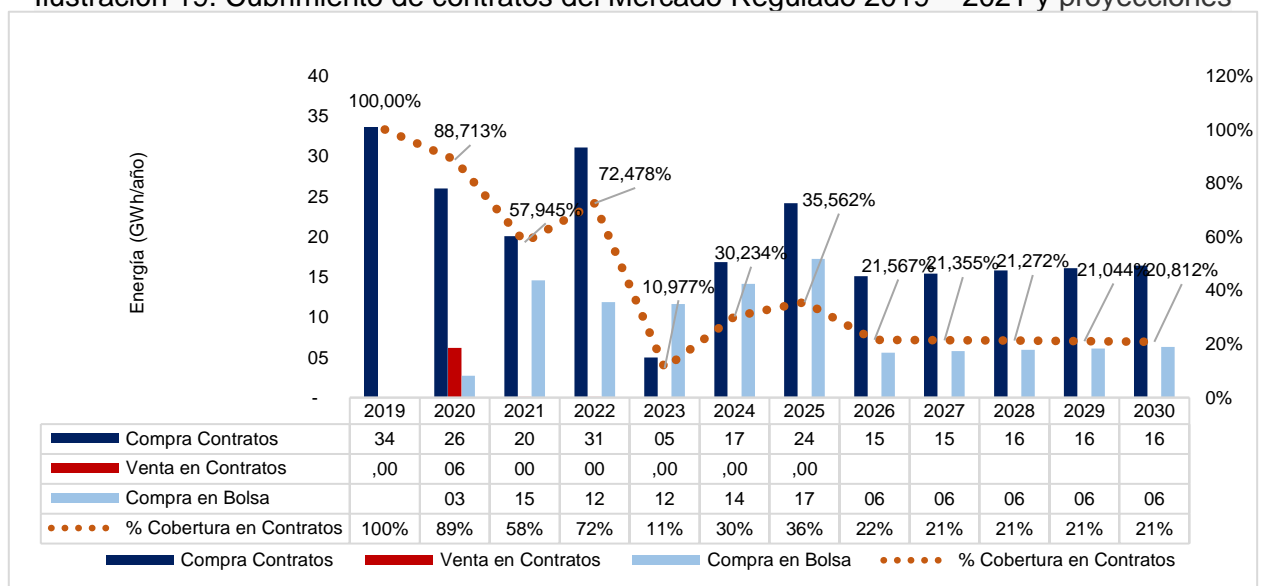
Sin embargo, a partir del segundo semestre cayó el precio de la bolsa por debajo del precio promedio de compra de los contratos; no obstante, la demanda del prestador no se recuperó a la misma velocidad, y se dio un escenario distinto al del segundo trimestre, en el que continuaban los excedentes de energía de los contratos, pero el precio de vender dicha cantidad de energía en bolsa no generaba una recuperación de los costos incurridos en los contratos de compra; por tanto, de acuerdo con lo señalado por Ruitoque, el efecto neto en el segundo semestre fue significativo financieramente, y no alcanzó a balancear los beneficios conseguidos en el segundo trimestre del año.

Como resultado de la gestión realizada por Ruitoque para el año 2020, el nivel de contratación alcanzado en el Mercado Regulado fue del 88,7%, y de 97,1% para el Mercado No Regulado. De manera adicional, el prestador contó con un esquema de respaldo para cumplir con las obligaciones de venta de energía, con contratos de largo plazo con generadores (71,0%) y con comercializadores (29,0%) que transan en el Mercado de Energía Mayorista.

En la revisión de la estrategia comercial de Ruitoque para el año 2020 se observan niveles de contratación óptimos, los cuales han logrado mitigar los altos precios de bolsa que se presentaron en el año 2020¹⁰, a causa de los valores mínimos históricos del embalse¹¹ agregado del SIN. No obstante lo anterior, de acuerdo con la información remitida por el prestador, en el año 2021 los niveles de contratación en el MR se redujeron considerablemente, situación que llamó la atención de esta Superintendencia¹², y que contrasta con lo indicado por la empresa sobre su estrategia comercial; además, implica un nivel alto de exposición a bolsa para los usuarios de dicho mercado, los cuales en cantidad representan el 96,9% del total de usuarios.

En la Ilustración 19 se observa el nivel de contratación en el Mercado Regulado del prestador desde el año 2019 hasta el año 2021, más las proyecciones realizadas por Ruitoque para los próximos años.

Ilustración 19. Cubrimiento de contratos del Mercado Regulado 2019 – 2021 y proyecciones



Fuente: Ruitoque – Elaboración: DTGE

De acuerdo con la información brindada por el prestador, el nivel de contratación para el año 2021 en el Mercado Regulado fue de 57,9%, lo que se refleja un nivel de exposición a bolsa¹³ de 42,1% para los usuarios de dicho mercado. Tras ser consultados por esta Superintendencia sobre dicha situación, el prestador señaló que la reducción en el nivel de contratación del MR se debió a que los contratos destinados para atender dicho mercado desde el 2021 en adelante, se pretendían adjudicar a partir de

¹⁰ En los primeros seis (6) meses de 2020 el precio promedio de bolsa fue de 335,4 \$/kWh; sin embargo, debido a mejores condiciones hidrológicas en el segundo semestre el precio se redujo. Finalmente, el precio promedio de bolsa en 2020 fue de 251,6 \$/kWh.

¹¹ Durante el segundo trimestre de 2020 el nivel del embalse agregado del SIN se situó en mínimos históricos, generando estrés en el sistema, y la posibilidad de que se interviniera el mercado, de acuerdo con la Resolución CREG 080 de 2020, la cual señalaba la posibilidad de aplicar el Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento establecido en la Resolución CREG 026 de 2014.

¹² Es de aclarar que, si bien el nivel de contratación hace parte de la estrategia comercial de la empresa y se desarrolla de manera independiente, en el marco de libre competencia establecida a partir de la Ley 142 de 1994, es deber de la SSPD realizar un ejercicio de Inspección, Vigilancia y Control, con el objetivo de evaluar dicha estrategia y su impacto sobre el usuario final y la suficiencia financiera de la empresa.

¹³ Si bien el Precio de Bolsa en el año 2021 ha alcanzado un valor promedio de 144,3 \$/kWh hasta el mes de agosto, la volatilidad de este precio es alto y genera incertidumbre al usuario final.

la segunda subasta de contratación de largo plazo de energías renovables, efectuada en el mes de octubre de 2019 y en la cual Ruitoque participó como compradores; y por otro lado, por medio de la participación en el Sistema Centralizado de Información de Convocatorias Públicas – SICEP, establecido por la CREG a través de la Resolución CREG 030 de 2019.

Ruitoque señala que participó en seis (6) convocatorias¹⁴ durante el año 2020, en tres (3) de ellas el período a contratar era del 1 de enero de 2021 al 31 de diciembre de 2025, y en las restantes el período se extendía hasta el 31 de diciembre de 2030. De acuerdo con la información otorgada por el prestador, el resultado de la primera convocatoria en la que participó fue desierta, debido a que no se presentaron ofertas; en la segunda participación, la convocatoria fue cancelada, debido a una sobreestimación en las cantidades a comprar para el período 2021 – 2022 del producto I; en la tercera participación, la convocatoria fue cancelada por un error en la creación de productos a través de la plataforma SICEP; en la cuarta convocatoria, se adjudicaron 23,9 GWh para los años 2021 a 2022 con Energía y Agua S.A. E.S.P., y 78,8 GWh de 2026 a 2030 con la empresa Nitro Energy Colombia S.A.S. E.S.P.; en la quinta convocatoria, la misma se declaró desierta, debido a que los precios de las ofertas eran más altas que el precio de la oferta de reserva; y finalmente, en la sexta convocatoria se adjudicaron 19,2 GWh con Empresas Públicas de Medellín E.S.P. para el año 2025.

Adicionalmente, el prestador señaló que participó en dos (2) convocatorias en SICEP en el año 2021, donde consiguió una asignación de 6,6 GWh para el año 2021, con EPM, y de 15,6 GWh con Energía de Pereira para el año 2022. Como resultado de lo anterior, la energía contratada para atender la demanda de los usuarios del MR correspondió a 144,1 GWh para cubrir los períodos de los años 2021, 2022, 2025 y de 2026 a 2030, lo que se suma a otros contratos para las vigencias 2022 al 2025 con los agentes Empresas Públicas de Medellín E.S.P., Emgesa S.A. E.S.P., AES Chivor, Nitro Energy Colombia S.A.S. E.S.P., Enerco S.A. E.S.P. y los contratos producto de la subasta¹⁵ de energías renovables de 2019. En cuanto al MNR, la información remitida por Ruitoque refleja un nivel de contratación entre 93,6% y 100.0% entre 2021 y 2030.

Como complemento a su estrategia comercial la empresa realizó un cambio en su estructura organizacional, donde modificó la estructura del proceso de ventas con la creación de los siguientes cargos: un (1) líder de ventas, cinco (5) ejecutivos de cuenta, y un (1) auxiliar administrativo de gestión comercial. Adicionalmente, la estrategia de ventas se ha soportado en cuatro pilares; primero, un posicionamiento de la marca a través de redes sociales; segundo, selección de clientes potenciales, a partir del ingreso a gremios (Andesco), grupos corporativos (sector financiero, cadenas de restaurantes y mercados minoristas), e inclusión en nuevos mercados (hotelero, textil y plásticos); tercero, fortalecimiento de clientes actuales, gracias a actividades de capacitación de los usuarios, como un Diplomado en Eficiencia Energética en convenio con la Universidad Autónoma de Bucaramanga – UNAB, visitas comerciales estratégicas para mejorar el relacionamiento; y cuarto, fortalecimiento de alianzas, gracias a servicios particulares y estratégicos a grandes clientes. A partir de las anteriores prácticas, Ruitoque se trazó unas metas de crecimiento en su mercado, las cuales consisten en pasar de atender una demanda de 29,7 GWh-año en el año 2020, a 65,9 GWh-año en 2025, principalmente en los mercados de Santander, Norte de Santander y Cundinamarca.

¹⁴ Código de las convocatorias:

CP-RTQC-2020-001, abierta desde el 22 de abril de 2020 hasta el 7 de julio de 2020. Resultado: desierta.

CP-RTQC-2020-002, abierta desde el 24 de junio de 2020 hasta el 26 de junio de 2020. Resultado: cancelada.

CP-RTQC-2020-003, abierta desde el 2 de julio de 2020 hasta el 3 de julio de 2020. Resultado: cancelada.

CP-RTQC-2020-004, abierta desde el 3 de julio de 2020 hasta el 7 de octubre de 2020. Resultado: adjudicada.

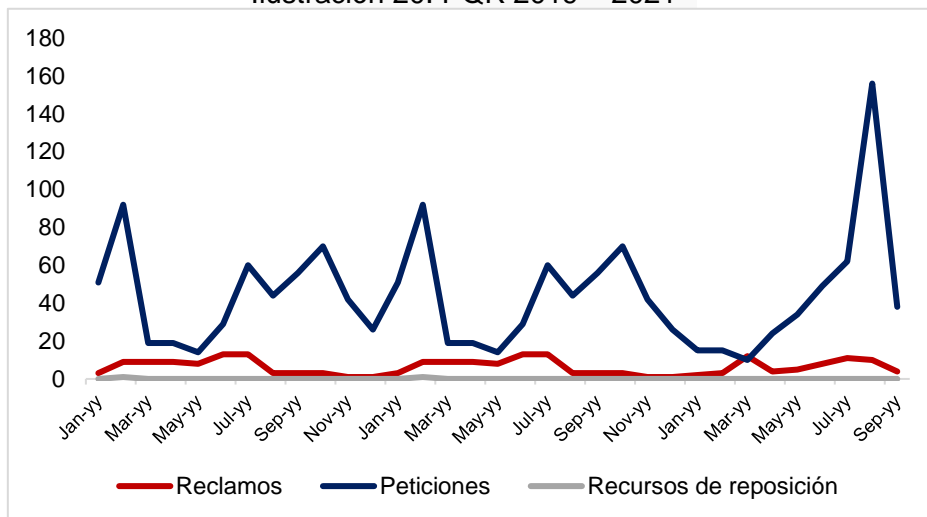
CP-RTQC-2020-005, abierta desde el 6 de octubre de 2020 hasta el 7 de diciembre de 2020. Resultado: desierta.

CP-RTQC-2020-006, abierta desde el 28 de diciembre de 2020 hasta el 18 de marzo de 2021. Resultado: adjudicada

¹⁵ De acuerdo con lo señalado por el prestador, la participación en la subasta de energías renovables del año 2019, en la cual fueron adjudicados como compradores, requirió adquirir garantías bancarias elevadas, las cuales han implicado reducir su cupo crediticio de cara a la participación en el MEM.

Finalmente, en cuanto a las PQR del prestador en el año 2020, se realizó un seguimiento a la evolución de estos indicadores desde el año 2019 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. En la Ilustración 20 se observa la evolución de los reclamos, las peticiones, y los recursos de reposición presentados a Ruitoque a lo largo del período en mención.

Ilustración 20. PQR 2019 – 2021¹⁶



Fuente: Ruitoque – Elaboración: DTGE

En el año 2019 el prestador recibió 613 peticiones y reclamos; en cuanto a las peticiones, de las 584 solicitudes, las más significativas fueron las relacionadas con el pago parcial flexible de las facturas vencidas (38,5%), cambio de dirección (14,7%) y la revisión e instalación del medidor (11,6%); en cuanto a las reclamaciones, el 93,1% fue debido a altos consumos, y 6,9% con respecto a subsidios y contribuciones.

Para el año 2020 Ruitoque recibió 597 peticiones y reclamos; en cuanto a las peticiones, de las 521 solicitudes, las más significativas fueron las relacionadas con el pago parcial flexible de las facturas vencidas (39,0%), solicitudes de acuerdo de pago (16,1%), y revisión e instalación del medidor (7,7%); en cuanto a las reclamaciones, el 96,0% fue debido a altos consumos, y 4,0% con respecto a errores en la lectura.

Finalmente, hasta el mes de septiembre de 2021 el prestador ha recibido 462 peticiones y reclamos, en cuanto a las peticiones, de las 403 solicitudes, las más significativas fueron las relacionadas con el pago parcial flexible de las facturas vencidas (39,0%), cambio de dirección (16,1%), y la legalización del servicio (7,7%); en cuanto a las reclamaciones, el 78,0% fue debido a altos consumos, 11,9% fue por subsidios y contribuciones, 6,8% por pago sin abono a cuenta, y 3,4% por errores en la lectura.

De acuerdo con lo anterior, y como se muestra en la Ilustración 20, se ha presentado una reducción paulatina en las PQR allegadas a Ruitoque. En el 2020 se observa un incremento de las peticiones a partir del mes de junio, lo anterior, de acuerdo con el prestador, se debe 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 2020¹⁷. Esta situación de alto número de peticiones se redujo gradualmente a partir del mes de noviembre de 2020, y volvió a incrementar de manera significativa a partir del mes de agosto de 2021.

¹⁶ Con corte a septiembre de 2021

¹⁷ Resolución CREG 058 de 2020: "Por la cual se adoptan medidas transitorias para el pago de las facturas del servicio de energía eléctrica"

Las peticiones para el pago flexible de las facturas han predominado, alcanzando en lo corrido de 2021 casi la totalidad de peticiones que ocurrieron en 2020; así mismo, esto se refleja en que el 5% de los usuarios del mercado han realizado peticiones por dicho concepto.

4.4.5.2. Aspectos tarifarios

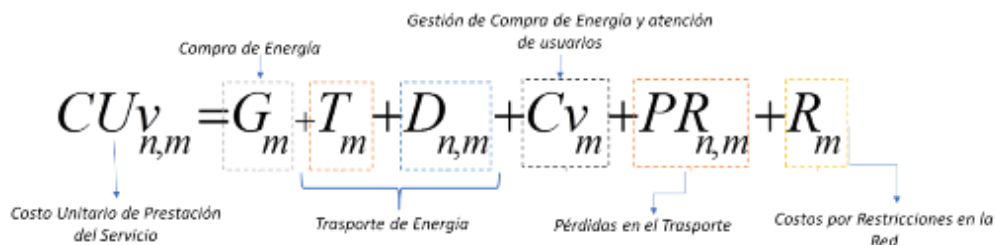
De acuerdo con la información comercial reportada en el Sistema Único de Información – SUI, Ruitoque atiende Usuarios Regulados y No Regulados. Para el caso del mercado regulado, el presente informe se enfocará en el Costo Unitario de Prestación del Servicio – CU, y las Tarifas aplicables a los usuarios regulados conectados a nivel de tensión 1 con propiedad de activos del operador de red, teniendo en cuenta que de esta manera aplicaría a la mayoría de los usuarios del prestador; además, es importante indicar que la empresa es comercializador incumbente en el mercado Ruitoque y comercializador entrante en los mercados Santander y Bogotá. Por otra parte, en lo que se refiere a Usuarios No Regulados, se mostrarán los valores promedio de prestación del servicio por nivel de tensión conforme con lo reportado por el comercializador en los formatos comerciales del SUI.

A continuación, se presenta evaluación de las tarifas del año 2020 de la empresa:

4.4.5.2.1. Usuarios Regulados.

a. Análisis por componente del Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU)

Corresponde al costo económico eficiente de prestación del servicio al usuario final regulado. El CU de energía eléctrica, de acuerdo con la regulación establecida por la CREG, está conformado por la suma de los componentes de generación – G, transmisión – T, distribución – D, comercialización – C, pérdidas – PR y restricciones del sistema – R, cada uno de los cuales obedece a unas condiciones reguladas para la determinación de su valor.



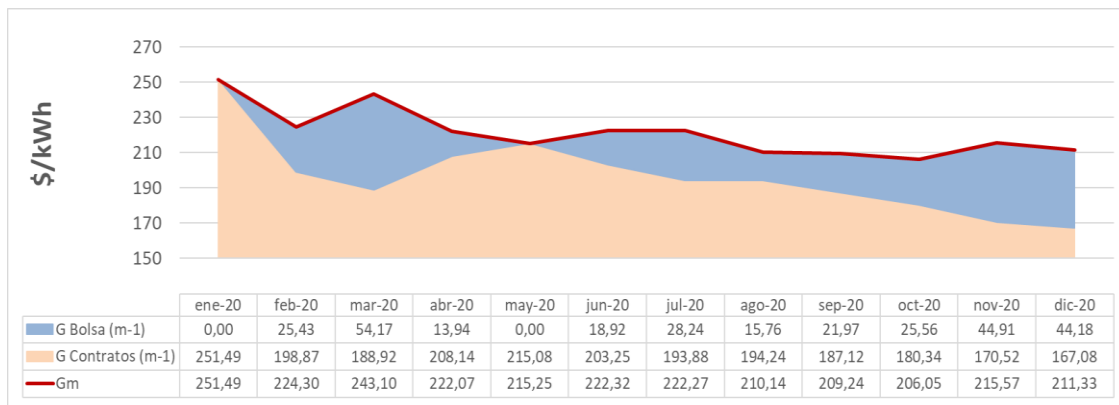
- **Componente de Generación**

Este componente 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 vía contratos bilaterales o bolsa en el mercado de energía mayorista. En la Ilustración 21,

Ilustración 22 y la

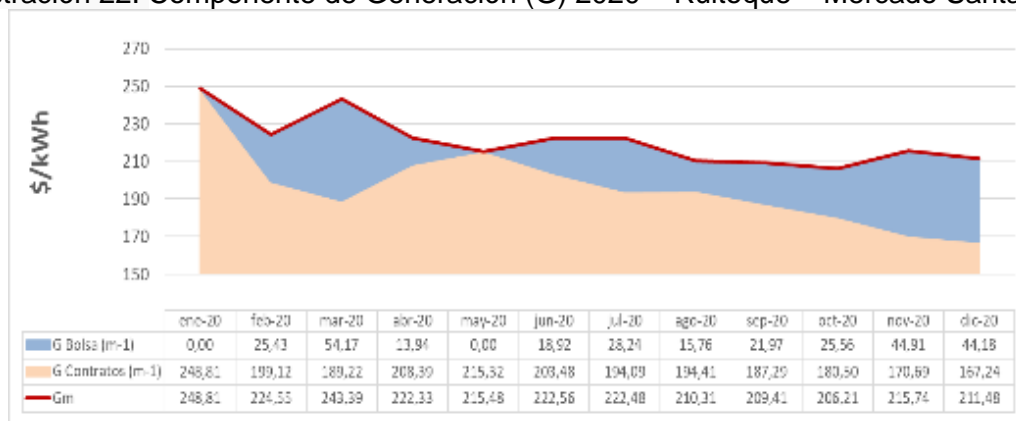
Ilustración 23 se observa la evolución de dicho componente para los mercados de Ruitoque, Santander y Bogotá, respectivamente.

Ilustración 21. Componente de Generación (G) 2020 – Ruitoque – Mercado Ruitoque



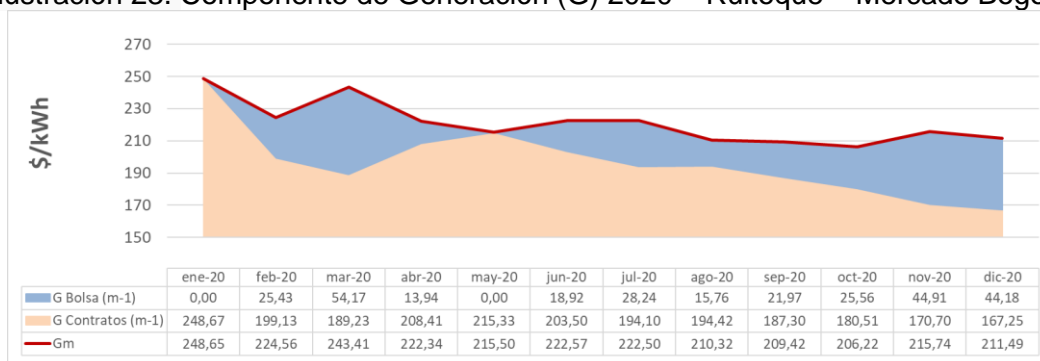
Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI – Cálculos y Elaboración: DTGE

Ilustración 22. Componente de Generación (G) 2020 – Ruitoque – Mercado Santander



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI – Cálculos y Elaboración: DTGE

Ilustración 23. Componente de Generación (G) 2020 – Ruitoque – Mercado Bogotá



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI – Cálculos y Elaboración: DTGE

Con base en los gráficos anteriores, puede evidenciarse un incremento del componente tarifario de generación en el primer trimestre de 2020, alcanzando su pico en el mes de marzo con valores de 243,1 \$/kWh para el mercado Ruitoque, 243,4 \$/kWh para el mercado Santander y 243,4 \$/kWh para el mercado Bogotá. Las pequeñas diferencias presentadas entre mercados se deben principalmente al *Alpha* que debe aplicar el comercializador en estos mercados. El área de color azul corresponde al valor en \$/kWh del componente de Generación aportado por la parte de la demanda regulada atendida con energía comprada en bolsa y el área de color rosado corresponde a valor en \$/kWh del componente de Generación aportado por la parte de la demanda regulada atendida con energía comprada en contratos bilaterales

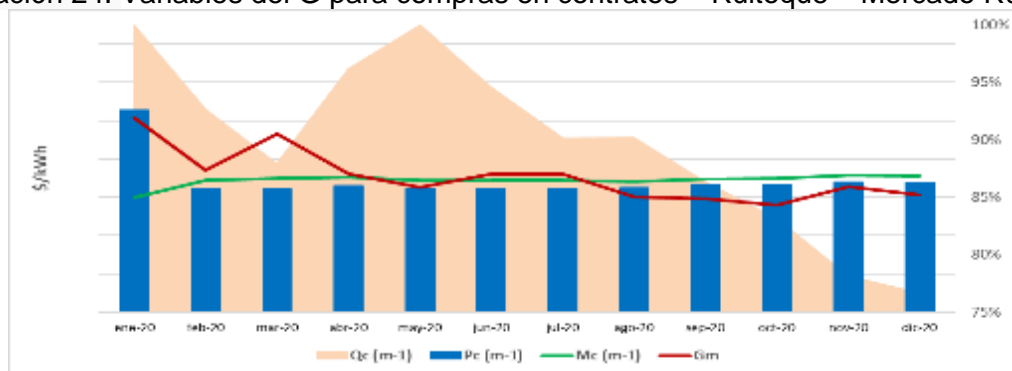
El aumento del componente de Generación en el mes de marzo de 2020 estuvo determinado por una mayor proporción de la participación proveniente del precio de bolsa en la fórmula de cálculo del componente; es decir que, la combinación del precio de bolsa junto con el nivel de exposición en ese momento hizo que se trasladara el 12,0% del precio promedio de bolsa, el cual fue de 449,9 \$/kWh en todos sus mercados de comercialización. Para los meses posteriores, el comportamiento del componente fue estable oscilando en un promedio de 215,0 \$/kWh en todos los mercados.

- **Compras en contratos**

Para ilustrar esta parte de la evaluación, se compara el comportamiento de las variables del costo promedio de la energía comprada en contratos – Pc, 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. En las Ilustraciones Ilustración 24, Ilustración 25 e

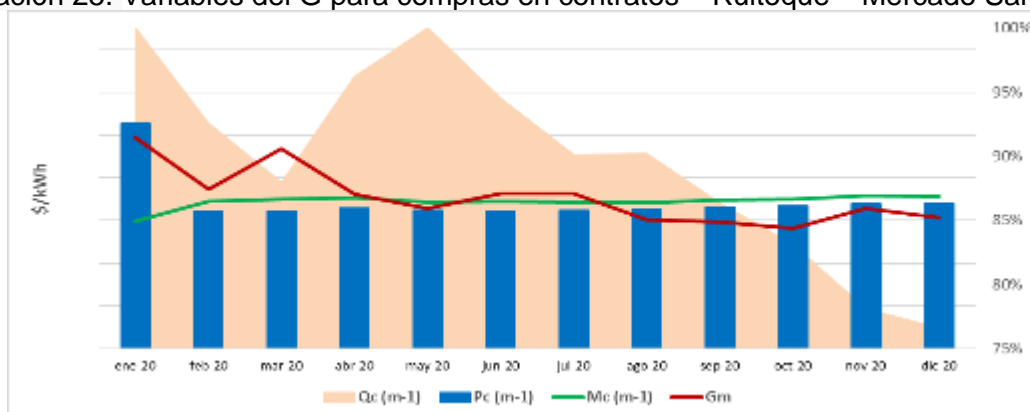
Ilustración 26 se observa la evolución de dicho componente para los mercados de Ruitoque, Santander y Bogotá, respectivamente.

Ilustración 24. Variables del G para compras en contratos – Ruitoque – Mercado Ruitoque



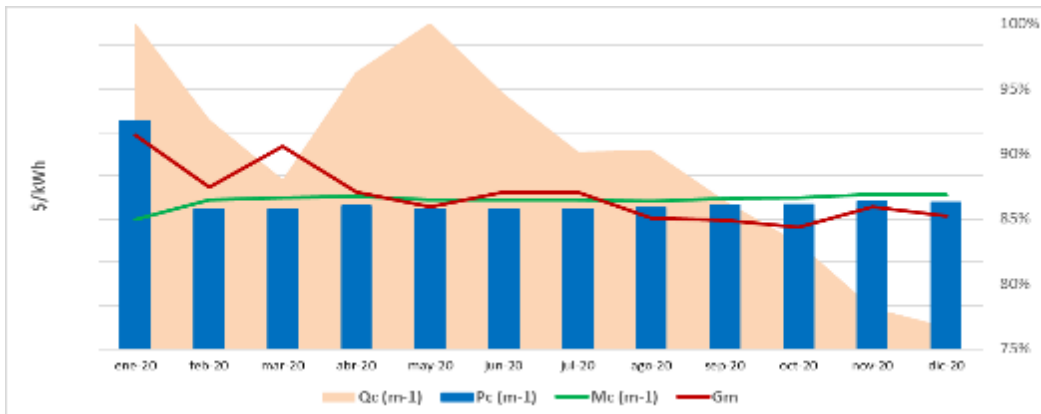
Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI – Cálculos y Elaboración: DTGE

Ilustración 25. Variables del G para compras en contratos – Ruitoque – Mercado Santander



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI – Cálculos y Elaboración: DTGE

Ilustración 26. Variables del G para compras en contratos – Ruitoque – Mercado Bogotá



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI – Cálculos y Elaboración: DTGE

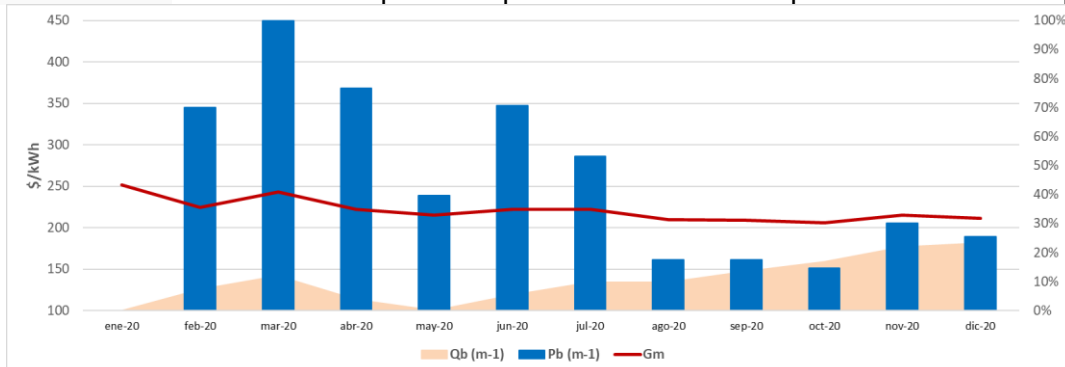
De las gráficas anteriores se puede evidenciar que Ruitoque paga un precio promedio de energía en contratos – Pc menor y muy cercano al precio promedio del mercado – Mc, el cual se situó en 218,8 \$/kWh en el 2020, exceptuando el mes de enero, esto debido a que para este mes se continuaban con el traslado de los precios de compras en contratos vigentes durante el año 2019. Se aclara 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, de acuerdo con las condiciones de la convocatoria, evalúa la pertinencia de las propuestas. En resumen, el precio promedio para el año 2020 de energía comprada en contratos fue de 219,0 \$/kWh, que se mantuvo por debajo del Mc promedio para el mismo período.

Sin embargo, se puede evidenciar que, a partir del mes de junio de 2020, el cubrimiento de la demanda regulada a través de contratos bilaterales disminuyó hasta alcanzar un menor valor en el mes de diciembre de 2020 con un cubrimiento aproximado del 77%, lo que implica que aproximadamente el 23% de su demanda estuvo expuesta a bolsa.

- **Compras en bolsa**

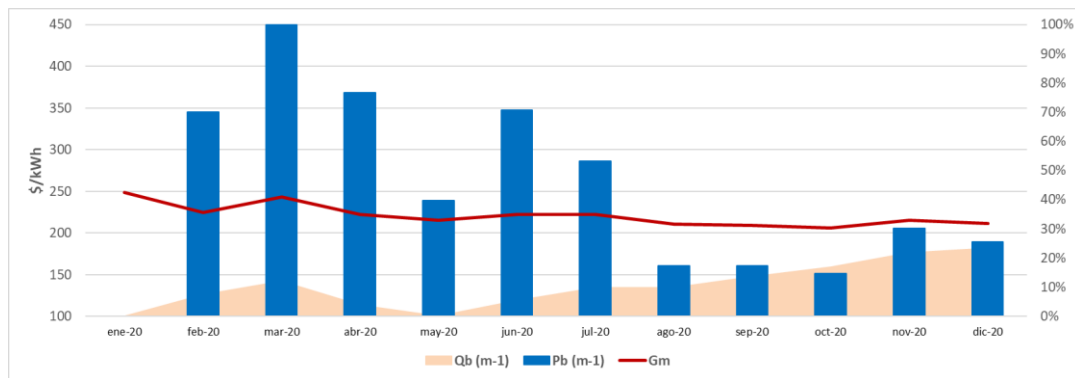
Similar al ejercicio realizado con las compras en contratos, a continuación se realiza una comparación entre las variables del costo promedio de la energía comprada en bolsa – Pb, el porcentaje de la demanda regulada cubierta con bolsa – Qb y el costo máximo a trasladar a usuarios finales – G.

Ilustración 27. Variables del G para compras en bolsa – Ruitoque – Mercado Ruitoque



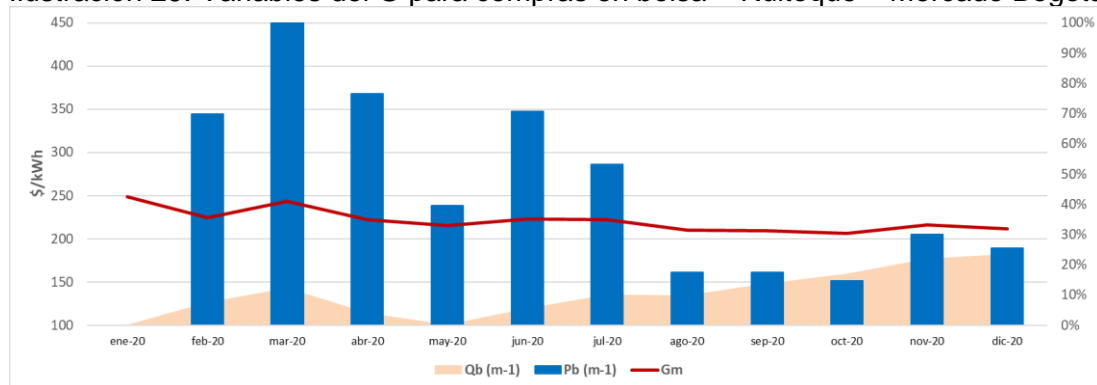
Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI – Cálculos y Elaboración: DTGE

Ilustración 28. Variables del G para compras en bolsa – Ruitoque – Mercado Santander



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI – Cálculos y Elaboración: DTGE

Ilustración 29. Variables del G para compras en bolsa – Ruitoque – Mercado Bogotá



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI – Cálculos y Elaboración: DTGE

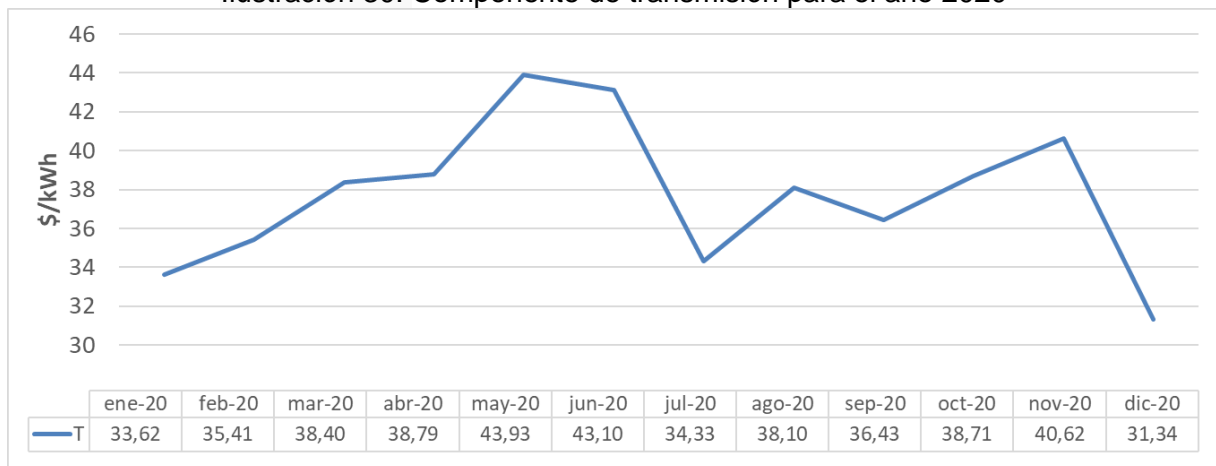
En las gráficas anteriores puede evidenciarse que la combinación del porcentaje de exposición en bolsa y el precio de la misma incide directamente en el componente de Generación aplicado por Ruitoque, aumentándolo como se evidenció a partir del mes de marzo de 2020, donde un Pb de 449,9 \$/kWh y una exposición en bolsa del 12,0% generaron un G de bolsa igual a 54,2 \$/kWh, siendo el más alto de todo el año 2020 para todos sus mercados. Así mismo y en línea con lo mencionado en el capítulo de “compras en contratos”, a partir del mes de junio de 2020 se evidencia un incremento en el porcentaje de cubrimiento de la demanda regulada por medio de bolsa alcanzando su mayor valor en el mes de diciembre de 2020 (aproximadamente 23%).

- **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, es liquidado y publicado por XM S.A. E.S.P. en calidad de LAC de acuerdo con la Resolución CREG 011 de 2009 y las empresas comercializadoras cobran a sus usuarios dicho valor; es decir, los comercializadores no tienen gestión sobre las variaciones o valor que asuma este componente.

En la Ilustración 30 se muestran los valores del componente de Transmisión cobrado por Ruitoque a sus usuarios durante el año 2020. Cabe aclarar que la remuneración del componente de transmisión tiene la modalidad de *Estampilla*, esto quiere decir que todos los comercializadores de energía eléctrica del país cobran mensualmente vía tarifa un único valor del componente.

Ilustración 30. Componente de transmisión para el año 2020



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, XM S.A. E.S.P – Cálculos y Elaboración: DTGE

• Componente de Pérdidas

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

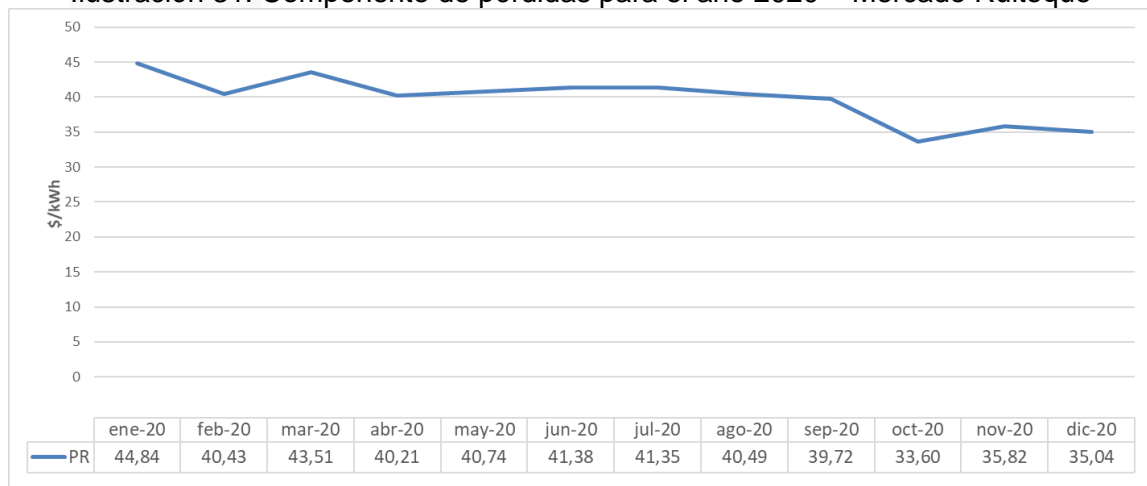
En promedio, el componente de Pérdidas se compone de un 85% proveniente del componente de Generación y un 15% por el componente de Transmisión; razón por la cual la curva mostrada en la Ilustración 31 tiene un comportamiento similar al del componente de Generación. Por lo anterior, un incremento en el componente de Generación impacta directamente de manera incremental en el componente de Pérdidas.

De otra parte, un elemento que cambió el valor del componente para la mayoría de mercados está asociado a la inclusión de la variable CPROG, acorde con el inicio de aplicación de la Resolución CREG 015 de 2018. El CPROG corresponde al cargo por concepto de remuneración de los planes de pérdidas definidos por el OR y aprobados por la CREG, y que deben ser aplicados por todos los comercializadores de energía que atiendan usuarios en el mercado conformado por las redes del OR Ruitoque; sin embargo, y como se mencionó en el título 4.4.3.6, a Ruitoque no le fue asignado un plan de reducción de pérdidas, y para este mercado no se hicieron traslados de valores en esta variable.

Caso contrario en el mercado conformado por las redes de los OR ESSA y CODENSA, donde a partir de los meses de marzo y agosto de 2020, respectivamente se inició con la liquidación de la variable CPROG, lo que indica que todos los comercializadores deben aplicarlo en el cálculo de su componente.

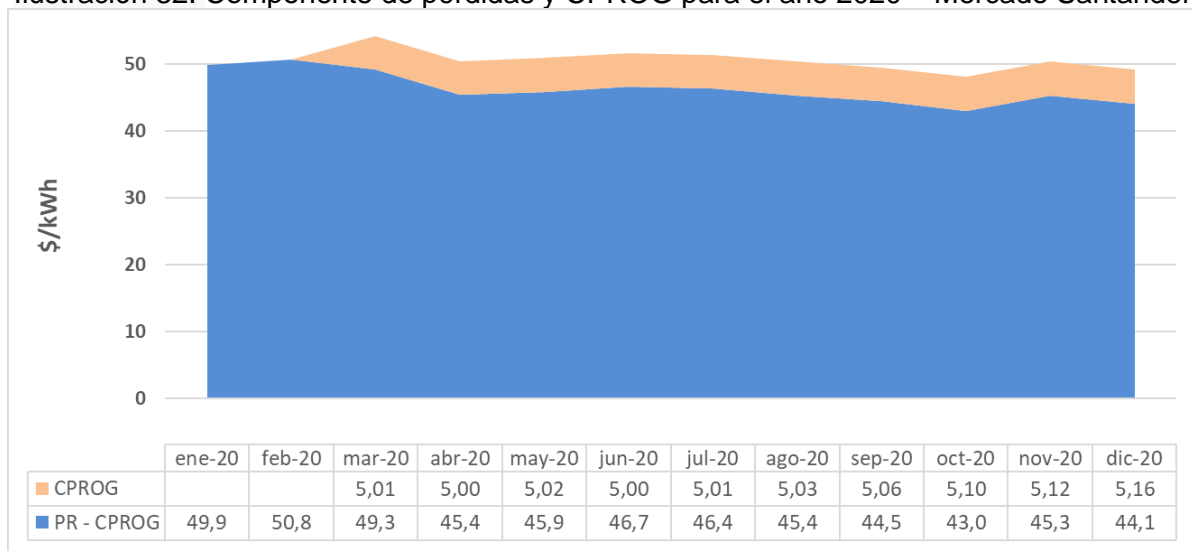
En la Ilustración 32 se presenta de forma discriminada el valor del CPROG y su impacto en el componte de pérdidas, donde puede evidenciarse que el incremento a partir de la aprobación de los cargos de ESSA fue, en promedio, de alrededor de 5 \$/kWh. En la gráfica se muestra la variable CPROG y el agregado de las demás variables del componente de pérdidas calculado como PR – CPROG.

Ilustración 31. Componente de pérdidas para el año 2020 – Mercado Ruitoque



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, XM S.A. E.S.P – Cálculos y Elaboración: DTGE

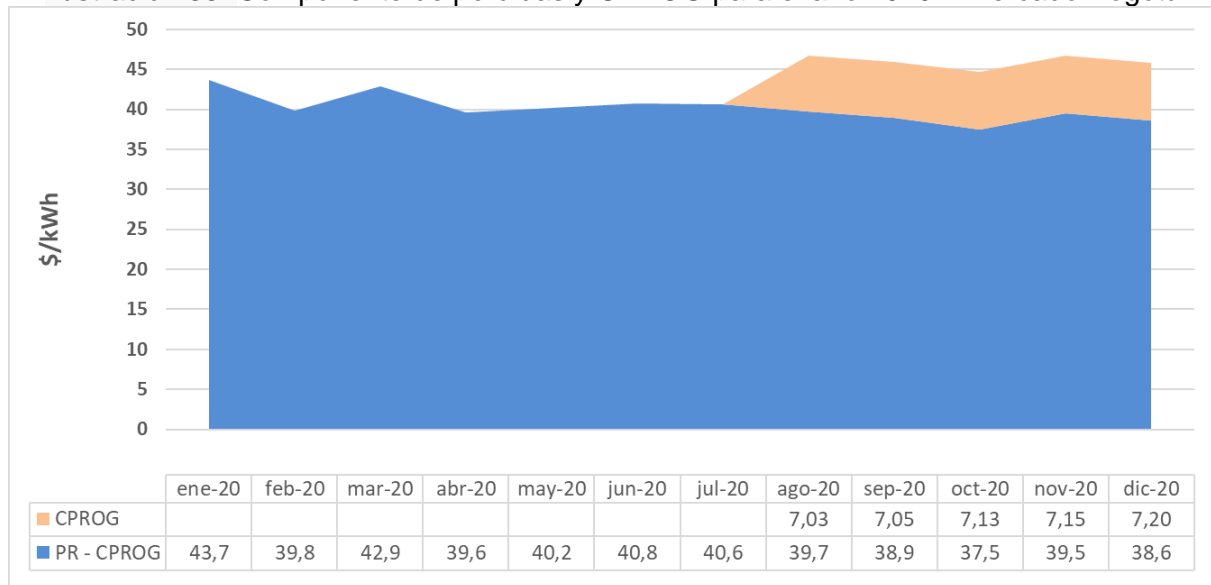
Ilustración 32. Componente de pérdidas y CPROG para el año 2020 – Mercado Santander



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI – Cálculos y Elaboración: DTGE

En la Ilustración 33 se muestra de forma discriminada el valor del CPROG y su impacto en el componente de pérdidas donde puede evidenciarse que el incremento a partir de la aprobación de los cargos de CODENSA fue en promedio 7 \$/kWh.

Ilustración 33. Componente de pérdidas y CPROG para el año 2020 – Mercado Bogotá



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI – Cálculos y Elaboración: DTGE

- **Componente de Distribución**

El Ministerio de Minas y Energía, a través del Decreto 388 de 2007, impartió orden a la CREG de conformar dentro de la metodología que establece la remuneración para la actividad de distribución de energía eléctrica, las Áreas de Distribución – ADD; por tanto, una vez expedidas las Resoluciones MME 182306 de 2009 (ADD Oriente), MME 181347 de 2010 (ADD Occidente), MME 180696 de 2011 (ADD Sur) y MME 180574 de 2012 (ADD Centro), Ruitoque fue incluida en el ADD Centro junto con ESSA, CENS, EDEQ, EEP, CHEC y EPM.

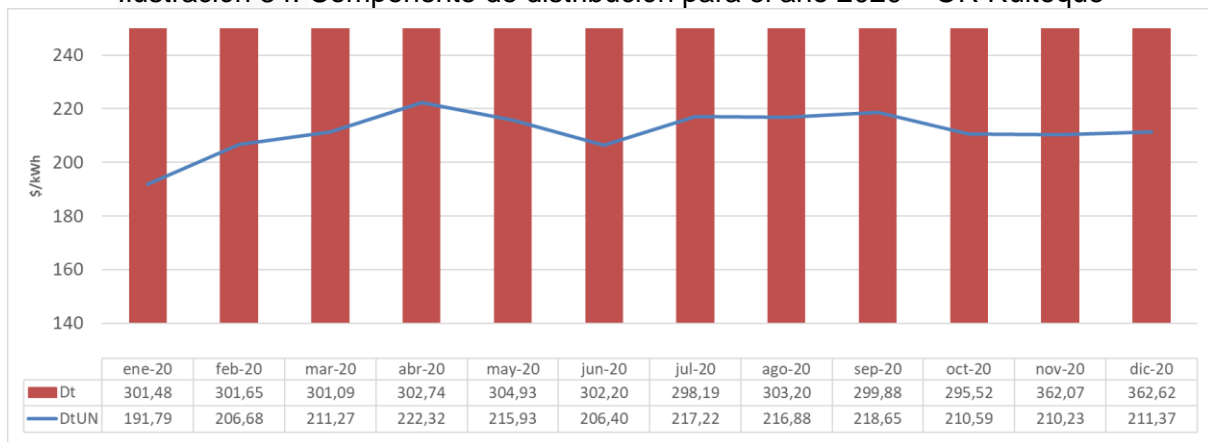
El objetivo de las Áreas de Distribución (ADD) es unificar las tarifas de distribución por nivel de tensión para regiones con características similares, con el criterio de cercanía geográfica, permitiendo así generar un cargo único por ADD de dicho componente. El cargo unificado de distribución – DtUN 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 resumen, los comercializadores dentro de un mismo ADD cobran a sus usuarios un valor único de distribución por nivel de tensión, pero el LAC internamente liquida el valor de los ingresos reales de cada OR por lo que dicho dinero se redistribuye y al final de ejercicio cada uno recibe lo que le corresponde.

A la fecha, a través de la Resolución CREG 165 de 2020, Ruitoque obtuvo su aprobación de ingresos por parte de la CREG en el marco de la metodología definida en la Resolución CREG 015 de 2018, e inició su aplicación a partir del mes de febrero de 2020.

Aclarado lo anterior, de acuerdo con la Ilustración 34, durante 2020 el valor promedio del DtUN fue de 211,6 \$/kWh con un valor máximo de 222,3 \$/kWh en abril de 2020 y un valor mínimo de 191,8 \$/kWh en enero de 2020; sin embargo, se observa que el valor del DtUN es inferior al cargo por uso del OR, razón por la cual, la diferencia es suplida por las otras empresas del ADD que son superavitarias. De la misma gráfica, puede observarse el incremento permanente en el cargo de Distribución de la empresa con la entrada de la nueva metodología de distribución, donde pasó de 295,5 \$/kWh a 362,1 \$/kWh.

Ilustración 34. Componente de distribución para el año 2020 – OR Ruitoque



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI – Cálculos y Elaboración: DTGE

- Componente de Comercialización**

El componente de comercialización remunera los costos asociados al desarrollo de esta actividad: 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 Comercialización está conformada por tres (3) subcomponentes: Costo variable de comercialización (C*), costo variable para atender usuarios regulados (CvR) y reconocimiento de garantías y contribuciones. Para el caso de Ruitoque, la conformación en promedio de este componente es la siguiente:

$$Cv_{m,i,j} = C_{i,j,m}^* + \frac{CER_{i,m} + CCD_{i,m-1} + CG_{i,m-1}}{V_{i,m-1}} + CvR_{i,j,m}$$

	34%	7%	59%
Ruitoque			
Santander	58%	8%	33%
Bogotá	80%	15%	5%

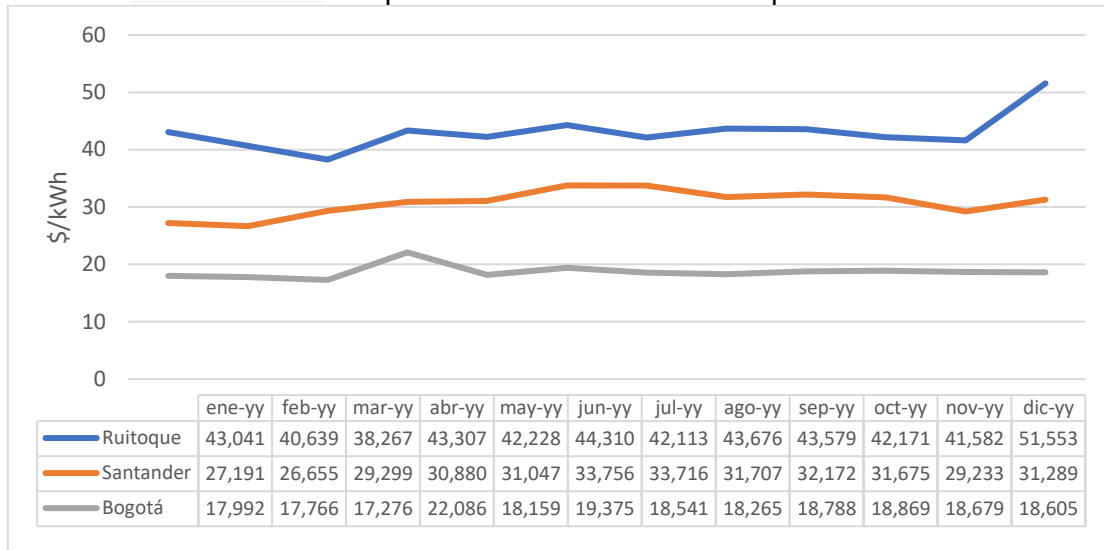
De acuerdo con la Ilustración 35, en donde se presenta el comportamiento de componente durante el año 2020 para los tres (3) mercados de comercialización, se puede evidenciar que para el mercado Ruitoque el componente se mantuvo entre los 38,3 \$/kWh y 51,6 \$/kWh, el primero se presentó en el mes de marzo y el segundo en el mes de diciembre. Para el mercado Santander el mínimo valor presentado fue de 26,7 \$/kWh en el mes de febrero y el mayor valor presentado fue de 33,8 \$/kWh en el mes de julio. Finalmente, el componente en el mercado Bogotá presentó el mayor valor en el mes de abril con un valor de 22,1 \$/kWh y el menor valor se presentó en el mes de marzo con un valor de 17,3 \$/kWh.

- Componente de Restricciones**

En el componente de Restricciones es donde se compensan los sobrecostos en el sistema ocasionados por los despachos de energía asociados a los límites técnicos de la red de transmisión o

la aplicación de criterios de seguridad y confiabilidad en el suministro de electricidad; estos sobrecostos son asumidos por la demanda.

Ilustración 35. Componente de Comercialización para el año 2020



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI – Cálculos y Elaboración: DTGE

De acuerdo con la regulación, el ASIC asigna mensualmente a cada comercializador un valor en pesos por concepto de restricciones, por lo que las empresas no tienen control sobre dicho componente; simplemente, transfieren a sus usuarios vía tarifa estos valores. Las variaciones en el componente dependen principalmente del estado de las plantas de generación y las condiciones del STN y el STR, por lo que la configuración del despacho de energía cambia regularmente.

Para el año 2020 este componente presentó variaciones importantes, como se observa en la Ilustración 37, donde el valor más alto de Restricciones se presentó en octubre de 2020 con un valor 27,9 \$/kWh y el más bajo en el mes de enero con un valor de -0,3 \$/kWh; el valor promedio del componente fue de 11,2 \$/kWh. El incremento en las restricciones se debe a la disminución del precio de bolsa, ocasionando que las plantas térmicas que generaban en mérito inicien a generar por seguridad, resultando en un mayor valor de las reconciliaciones positivas que se trasfiere a la demanda. En contraparte, los altos precios de bolsa implican que las plantas térmicas despachen energía estando en mérito por lo que no se recurre al mecanismo de reconciliaciones que son reconocidas a través del componente.

b. Costo Unitario de Prestación del Servicio – CU

El CU corresponde a la suma aritmética de cada uno de los valores señalados anteriormente, de la manera en que se observa en la Ilustración 36.

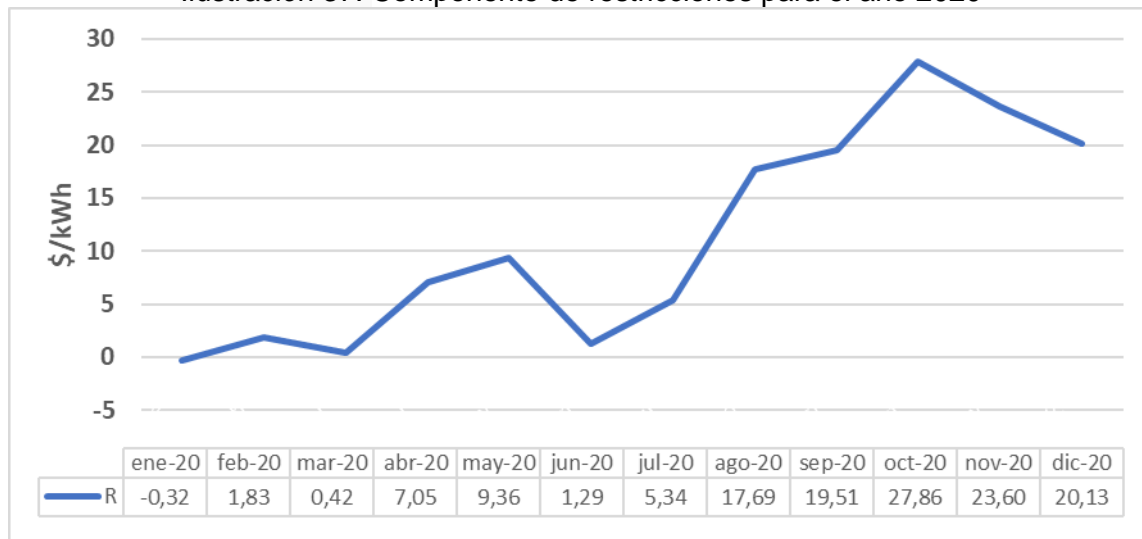
Ilustración 36. Costo Unitario de Prestación del Servicio

$$CUv_{n,m,i,j} = G_{m,i,j} + T_m + D_{n,m} + Cv_{m,i,j} + PR_{n,m,i,j} + R_{m,i}$$

Fuente: CREG

Para el año 2020, la participación proporcional de cada uno de los componentes en el CU, en cada uno de los mercados donde Ruitoque presta la actividad de comercialización, se observa en la Tabla 24.

Ilustración 37. Componente de restricciones para el año 2020



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI – Cálculos y Elaboración: DTGE

Tabla 24. Peso de cada componente en el CU por mercado – Ruitoque

Mercado	G	T	Dtun	Cv	PR	R
Ruitoque	39%	7%	37%	8%	7%	2%
Santander	39%	7%	38%	5%	9%	2%
Bogotá	43%	7%	36%	4%	8%	2%

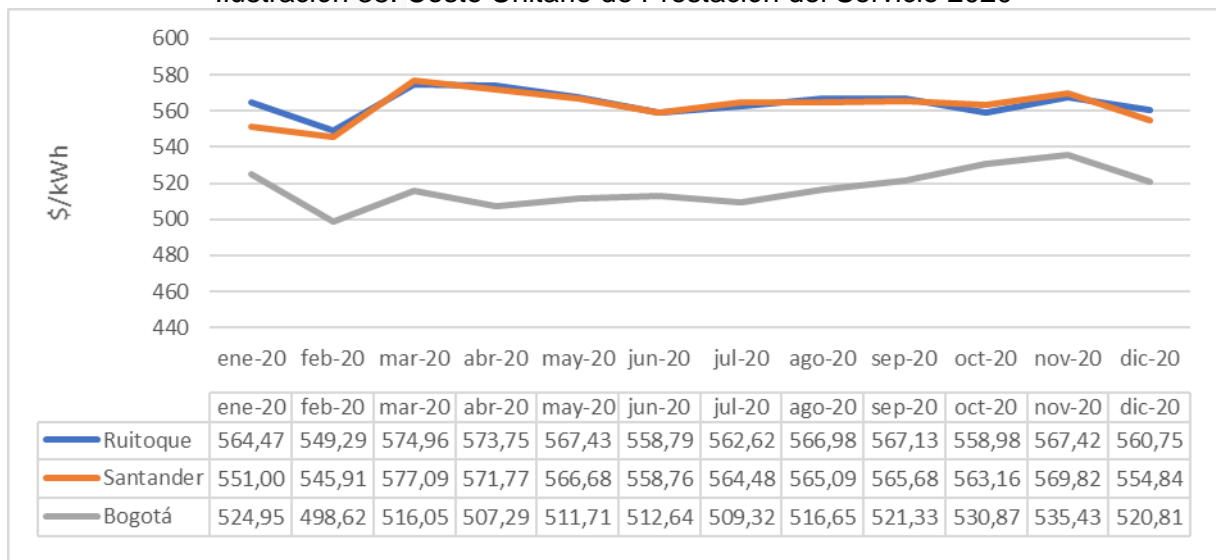
Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI – Cálculos y Elaboración: DTGE

Puede observarse que la Generación y la Distribución representan el 77% del Costo Unitario de Prestación del Servicio, y por el análisis realizado a estos dos componentes, la combinación de precios de bolsa y exposición a la misma afectaron el componente de Generación y la obtención de la aprobación del ingreso regulado por parte de la CREG, afectaron el componente de Distribución y Pérdidas.

Para el período de análisis, los valores más altos presentados en el CU de los mercados Ruitoque, Santander y Bogotá fueron de 575,0 \$/kWh en el mes de febrero, 577,1 \$/kWh en el mes de febrero y 535,4 \$/kWh en el mes de noviembre, respectivamente; ahora bien, los menores valores se presentaron en el mes de febrero para los tres (3) mercados de comercialización con valores de 549,3 \$/kWh en el mercado Ruitoque, 545,9 \$/kWh en el mercado Santander y 498,6 \$/kWh en el mercado Bogotá; sin embargo, debe tenerse presente que por motivo de la declaratoria de emergencia a raíz de la pandemia del COVID-19, la CREG dispuso de la implementación de la opción tarifaria de la que trata la Resolución CREG 012 de 2020, a través de las resoluciones CREG 058 de 2020, CREG 064 de 2020 y CREG 152 de 2020; además, en dichas resoluciones se aplicaron medidas para que los usuarios pudiesen diferir un determinado porcentaje de la tarifa.

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, lo que se traduce en cobros relativamente elevados, pero con incrementos parciales para el usuario.

Ilustración 38. Costo Unitario de Prestación del Servicio 2020

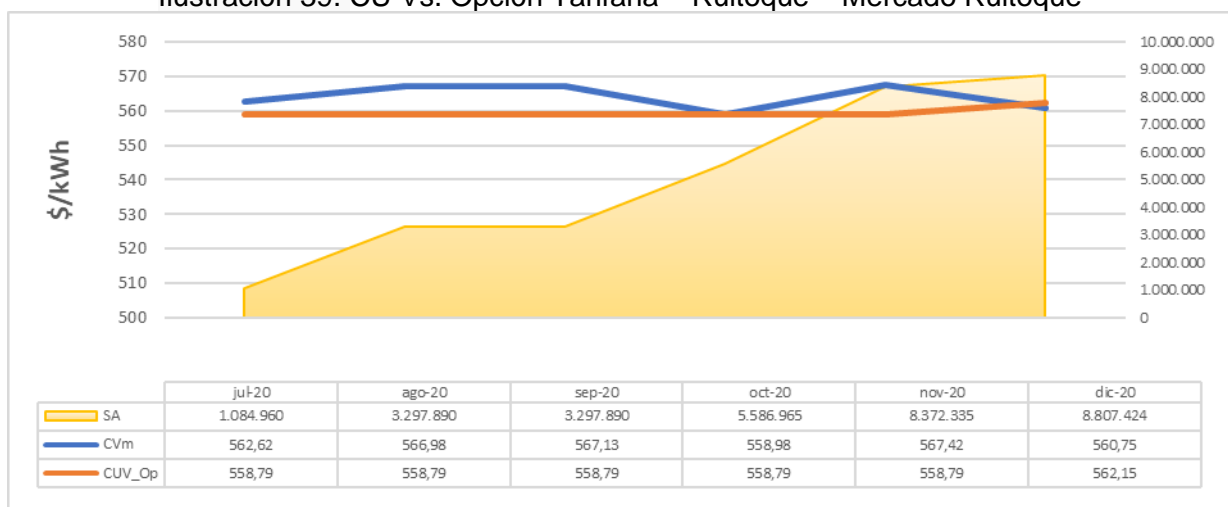


Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI – Cálculos y Elaboración: DTGE

Aclarado lo anterior, se informa que RUITOQUE entró en opción tarifaria a partir del mes de julio de 2020 en el mercado Ruitoque, en el mes de junio de 2020 en el mercado Santander y mayo de 2020 en el mercado Bogotá. De acuerdo con las disposiciones regulatorias, el Costo Unitario de Prestación del Servicio permaneció igual hasta el mes de noviembre de 2020, gracias a la aplicación de un porcentaje de variación de la tarifa – PV igual a cero. A partir del mes de diciembre de 2020 la regulación permitía incrementos a través del uso de un PV de hasta el 0,5%.

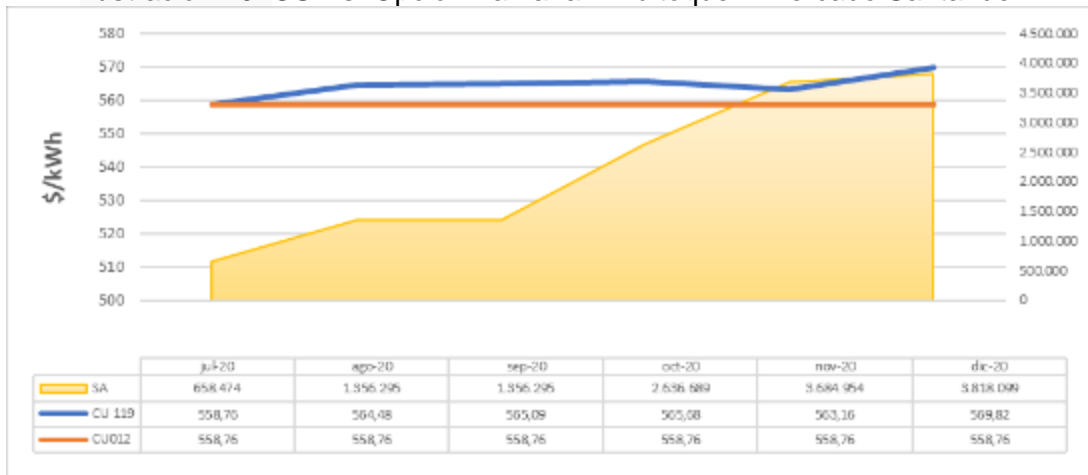
En la Ilustración 39, Ilustración 40 y la Ilustración 41 puede observarse claramente que, pese a las variaciones del CU calculado bajo la metodología tarifaria general, el efecto positivo para los usuarios que tuvo la aplicación de la opción tarifaria y adicional para el caso del NT1 con propiedad de activos del OR, la empresa se encontraba asumiendo saldos acumulados por valor de \$8 millones en el mercado Ruitoque, \$3 millones en el mercado Santander y \$4 millones en el mercado Bogotá, aproximadamente. Los saldos acumulados es el valor en pesos de las diferencias entre los CU de la metodología general y la opción tarifaria multiplicados por las ventas reguladas del mes anterior.

Ilustración 39. CU Vs. Opción Tarifaria – Ruitoque – Mercado Ruitoque



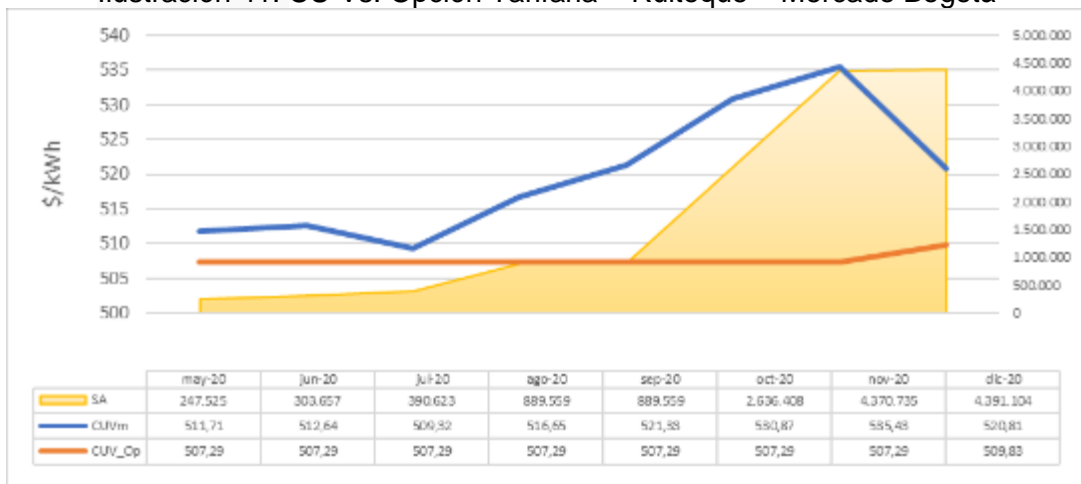
Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI – Cálculos y Elaboración: DTGE

Ilustración 40. CU Vs. Opción Tarifaria – Ruitoque – Mercado Santander



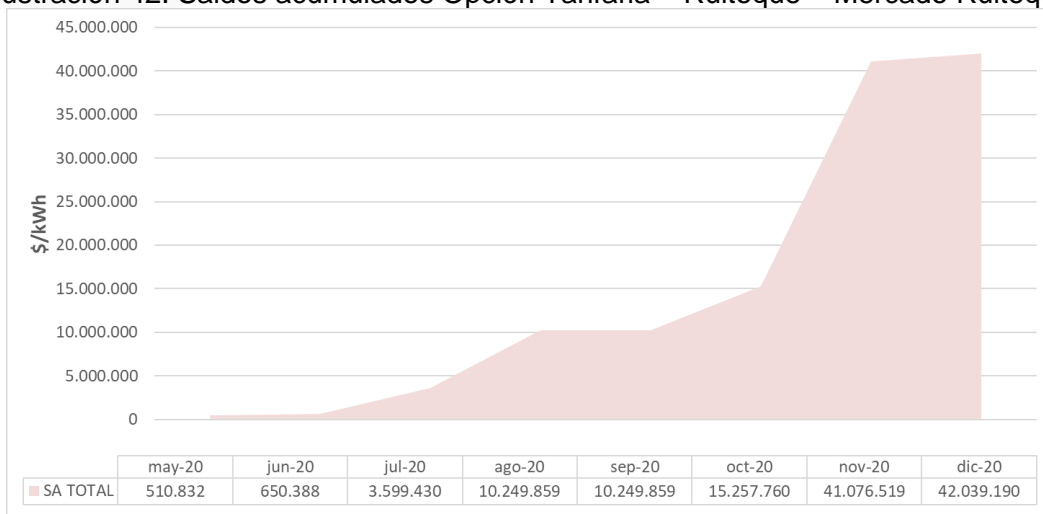
Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI – Cálculos y Elaboración: DTGE

Ilustración 41. CU Vs. Opción Tarifaria – Ruitoque – Mercado Bogotá



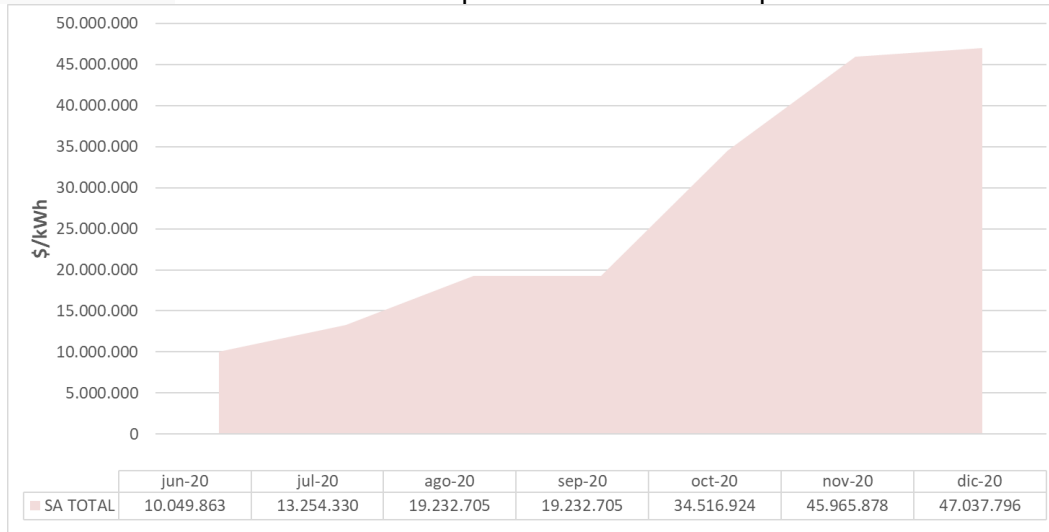
Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI – Cálculos y Elaboración: DTGE

Ilustración 42. Saldos acumulados Opción Tarifaria – Ruitoque – Mercado Ruitoque



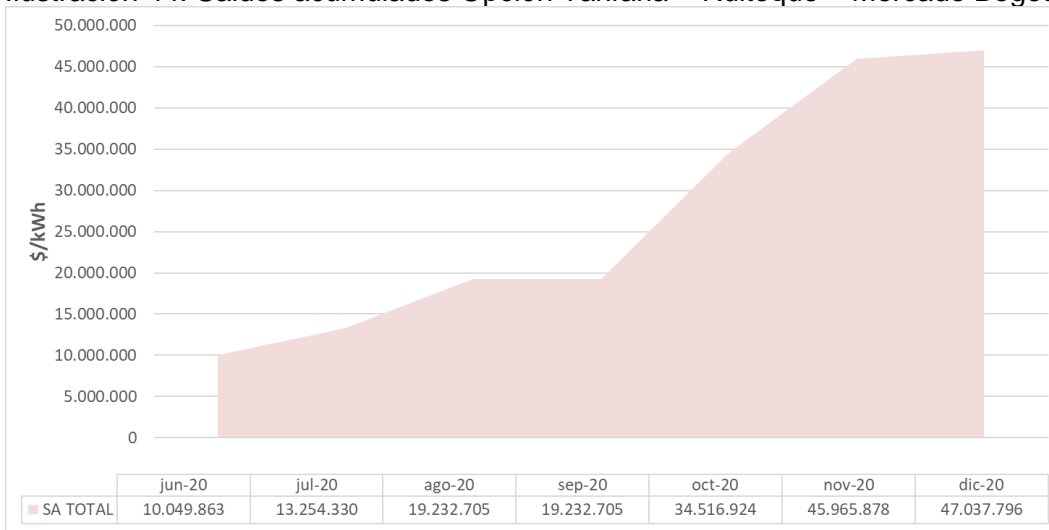
Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI – Cálculos y Elaboración: DTGE

Ilustración 43. Saldos acumulados Opción Tarifaria – Ruitoque – Mercado Santander



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI – Cálculos y Elaboración: DTGE

Ilustración 44. Saldos acumulados Opción Tarifaria – Ruitoque – Mercado Bogotá



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI – Cálculos y Elaboración: DTGE

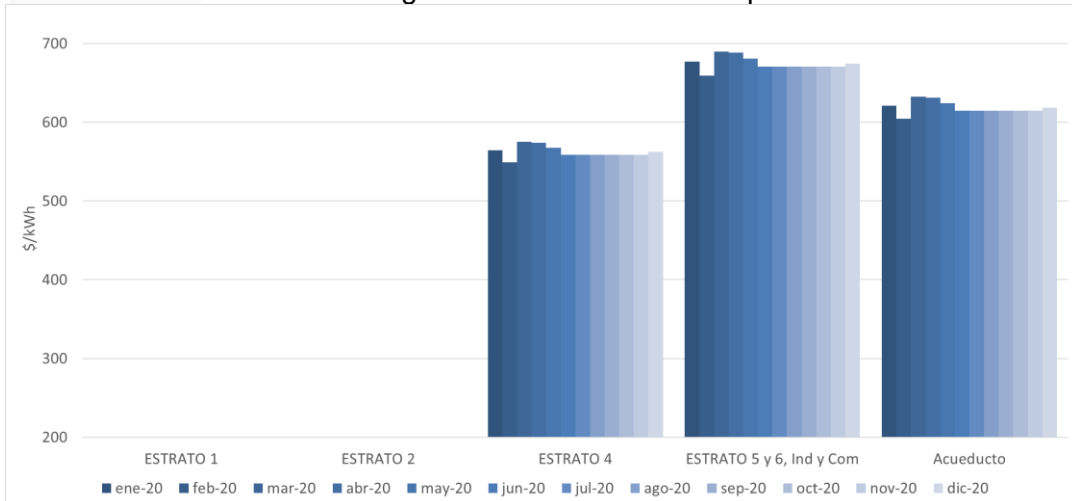
Si se tienen en cuenta todos los niveles de tensión a los cuales la empresa tuvo que aplicar opción tarifaria, con corte al mes de diciembre de 2020, los saldos acumulados – SA ascendían a aproximadamente \$42 millones en el mercado Ruitoque, \$47 millones en el mercado Santander y \$42 millones en el mercado Bogotá, para un total general de aproximadamente \$131 millones; sin embargo, llama la atención en la información reportada de los meses de agosto y septiembre para todos los mercados en los diferentes niveles de tensión, de lo anterior se podría concluir un mal reporte de información en el formato T6 del capítulo de tarifas de la Res. 20155 de 2019.

c. Tarifas de Energía Eléctrica

La tarifa es el valor resultante de aplicar al Costo Unitario de Prestación del Servicio, el factor de subsidio o contribución autorizado legalmente. En el caso de los usuarios de estrato 4 y/o usuarios no residenciales que no son beneficiarios de subsidio, ni están sujetos al pago de contribución, la tarifa corresponde al Costo Unitario de Prestación del Servicio.

Para el caso de Ruitoque que aplica opción tarifaria, el CU de la metodología general es reemplazado por el CU de opción tarifaria y pasa a ser la tarifa de estrato 4 y con base en dicho CU, se determinan los porcentajes para los subsidios y contribuciones, luego de lo cual resultan las tarifas para los estratos 3, 5, 6 y para los sectores comerciales e industriales. En las siguientes graficas se observan las tarifas por estrato y mercado de comercialización publicadas por la empresa a sus usuarios durante el año 2020 y que corresponde a NT1 con propiedad de activos del operador de red; lo anterior, debido a que la mayoría de los usuarios se encuentran conectados con esta característica.

Ilustración 45. Tarifas de Energía Eléctrica 2020 – Ruitoque – Mercado Santander



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI – Cálculos y Elaboración: DTGE

Tabla 25. Tarifas publicadas por estrato – RUITOQUE – Mercado Ruitoque

PERÍODO	ESTRATO 4	ESTRATO 5 y 6, Ind y Com	Acueducto
ene-20	564,4	677,3	620,8
feb-20	549,3	659,1	604,2
mar-20	575,0	690,0	632,5
abr-20	573,8	688,5	631,1
may-20	567,4	680,9	624,2
jun-20	558,8	670,6	614,7
jul-20	558,8	670,6	614,7
ago-20	558,8	670,6	614,7
sep-20	558,8	670,6	614,7
oct-20	558,8	670,6	614,7
nov-20	558,8	670,6	614,7
dic-20	562,2	674,6	618,4

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI – Cálculos y Elaboración: DTGE

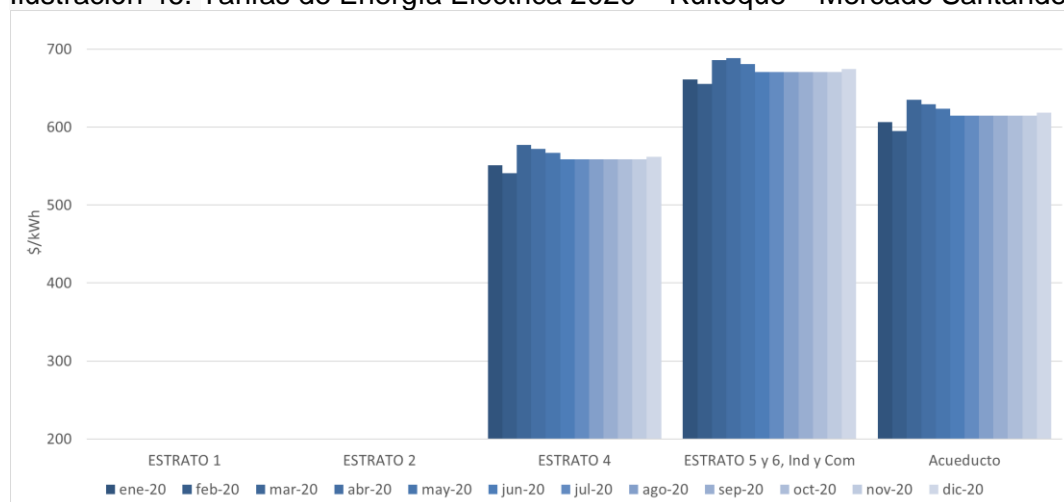
Tabla 26. Tarifas publicadas por estrato – RUITOQUE – Mercado Santander

PERÍODO	ESTRATO 4	ESTRATO 5 y 6, Ind y Com	Acueducto
ene-20	551,0	661,2	606,1
feb-20	540,9	655,1	595,0
mar-20	577,1	686,1	634,8
abr-20	571,8	688,5	629,0
may-20	566,7	680,9	623,4

jun-20	558,8	670,5	614,6
jul-20	558,8	670,5	614,6
ago-20	558,8	670,6	614,6
sep-20	558,8	670,5	614,6
oct-20	558,8	670,5	614,6
nov-20	558,8	670,5	614,6
dic-20	562,1	674,6	618,3

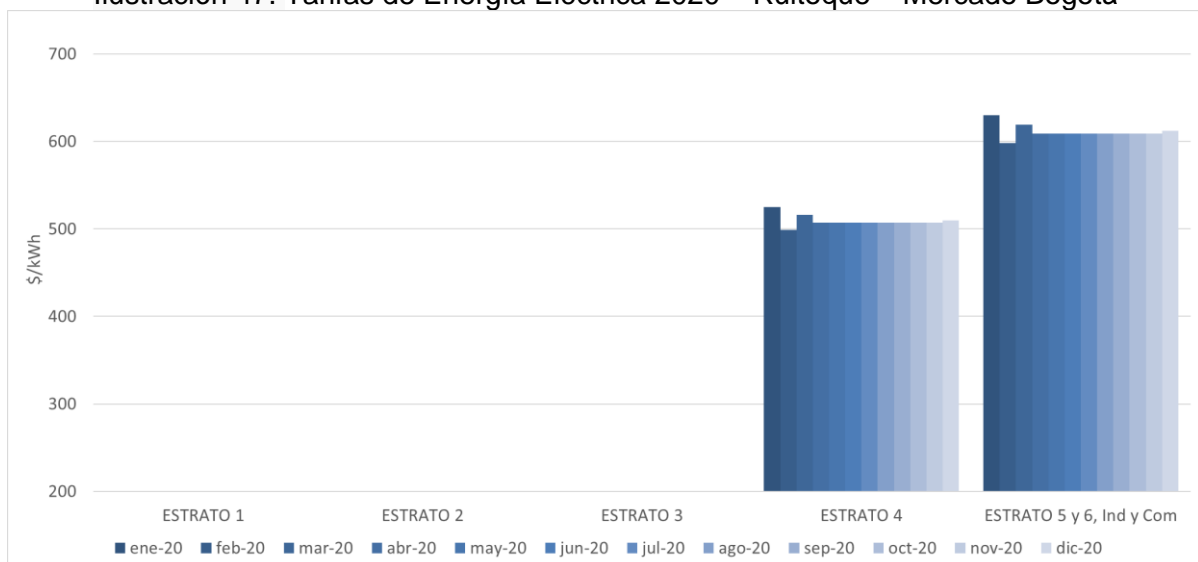
Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI – Cálculos y Elaboración: DTGE

Ilustración 46. Tarifas de Energía Eléctrica 2020 – Ruitoque – Mercado Santander



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI – Cálculos y Elaboración: DTGE

Ilustración 47. Tarifas de Energía Eléctrica 2020 – Ruitoque – Mercado Bogotá



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI – Cálculos y Elaboración: DTGE

Tabla 27. Tarifas publicadas por estrato – RUITOQUE – Mercado Bogotá

MERCADO	PERÍODO	ESTRATO 4	ESTRATO 5 y 6, Ind y Com
Bogotá	ene-20	525,0	629,9



Bogotá	feb-20	498,6	598,4
Bogotá	mar-20	516,1	619,3
Bogotá	abr-20	507,3	608,8
Bogotá	may-20	507,3	608,8
Bogotá	jun-20	507,3	608,8
Bogotá	jul-20	507,3	608,8
Bogotá	ago-20	507,3	608,8
Bogotá	sep-20	507,3	608,8
Bogotá	oct-20	507,3	608,8
Bogotá	nov-20	507,3	608,8
Bogotá	dic-20	509,8	611,8

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI

De las gráficas anteriores, puede evidenciarse el efecto positivo de la aplicación de la metodología de opción tarifaria en donde se observa que las tarifas venían disminuyendo y posteriormente dejaban de presentar variaciones y solo hasta el mes de diciembre se observa incrementos nuevamente.

Ilustración 48. Tarifas de Energía Eléctrica 2020 – Ruitoque – Mercado Ruitoque y Santander – Mes de febrero de 2020

TARIFA MONOMIA SECTOR RESIDENCIAL / COMERCIAL / INDUSTRIAL / OFICIAL				
Nivel de Medida	OPERADOR DE RED : RUITOQUE E.S.P.			
	Est. 4 & Oficial	Est. 5 y 6	Comercial	Acueductos
Nivel 1 Activos del OR	\$549,29	\$659,14	\$659,14	\$604,22
Nivel 1 Activos del Usuario	\$493,21	\$591,85	\$591,85	\$542,53
Nivel 2			\$538,30	\$493,44
Nivel de Medida	OPERADOR DE RED : ESSA E.S.P.			
	Est. 4 & Oficial	Est. 5 y 6	Comercial	Acueductos
Nivel 1 Ref. a. 2 Activos del OR	\$540,63	\$648,76	\$648,76	\$594,70
Nivel 1 Ref. a. 2 Activos del Usuario	\$484,82	\$581,78	\$581,78	\$533,30
Nivel 2			\$525,93	\$482,11

Fuente: Página web Ruitoque

Así mismo, en las publicaciones realizadas por la empresa en el año 2020 en los mercados Ruitoque y Santander, se evidencia una tarifa denominada “acueducto” la cual, según lo indicado, hace referencia a usuarios “industriales de bombeo”, los cuales según la Circular MME 18078 de 2005, solo deben pagar el 10% de contribución.

“La contribución de solidaridad de energía eléctrica que están obligadas a pagar las empresas de acueducto y alcantarillado de conformidad con el Decreto 2287 de 2004 corresponde al factor del 14% del valor del consumo para el año 2005, el factor del 12% para el año 2006 y el factor del 10% para el año 2007 en adelante. Estos factores solo aplican para los consumos utilizados específicamente en las actividades operativas inherentes a la propia prestación del servicio de acueducto y/o alcantarillado (ejemplo: bombeo); las demás actividades siempre pagarán el 20% sobre el valor del servicio como contribución de solidaridad”.

4.4.5.2.2. Usuarios No Regulados

- **Análisis Costo Promedio de Prestación del Servicio**

De acuerdo con la información comercial de 2020 reportada por Ruitoque en el Sistema Único de Información – SUI, la empresa atiende usuarios No Regulados¹⁸.

La SSPD realizó el cálculo del Costo Unitario de Prestación del Servicio promedio con la información reportada por la empresa en el formato 3 del Sistema Único de Información SUI de la Resolución SSPD 8055 de 2010 y el Formato TC2 de la Resolución SSPD 20155 de 2019 para el año 2020, usando los campos y filtros siguientes:

Resolución 8055 de 2010

Campo 9: Sector

Campo 10: Tipo de Tarifa

Campo 13: ID Mercado

Campo 14: Consumo

Campo 16: Facturación por consumo

Campo 39: Tipo de factura

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 (\$).

Esta información se complementó con la información por empresa, mercado, sector, usuario y nivel de tensión para el mismo período (el nivel de tensión y sector (condición especial)), que se obtiene mediante un cruce del NIU del formato 3 con el formato 1 o del NIU del Formato TC2 con el Formato TC1). De acuerdo con la definición del campo 16 (F3) o 18 (TC2), el valor del consumo facturado no incluye subsidios ni contribuciones por lo que debería corresponder al cálculo realizado por la empresa del CU de cada usuario.

Seguidamente, se realizó la sumatoria de los consumos y la facturación por consumo (Campos 14 y 16 (8055 de 2010) y Campo 14 y 18 (20155 de 2019)) agrupada por empresa por sector por mercado y por nivel de tensión, resultado usado para calcular el cociente entre los campos 16 y 14 o 18 y 14, obteniendo un costo unitario de prestación del servicio promedio por empresa por sector y por nivel de tensión.

A continuación, se presentan los resultados del Costo de Prestación del Servicio promedio al usuario no regulado por nivel de tensión y ADD, aclarando que a la fecha se encuentra pendiente de certificación por parte de la empresa el Formato TC2 para los períodos 8M y 9M de 2020 del SUI por lo que la información en mercados cuyos OR ya se encuentran con aprobación de ingresos, no será visible. De igual manera, y para permitir nombres cortos en las leyendas, se utilizarán las siguientes abreviaturas:

¹⁸ Categoría definida por la Ley 143 de 1994 como la persona natural o jurídica con una demanda máxima superior a 2 MW por instalación legalizada, cuyas compras de electricidad se realizan a precios acordados libremente. La CREG reguló la materia y mediante Resolución CREG 131 de 1998 también modificó el límite para su clasificación, actualmente el límite corresponde a capacidad instalada mínimo de 0,1 MW o consumos mensuales mínimo de 55 MWh.

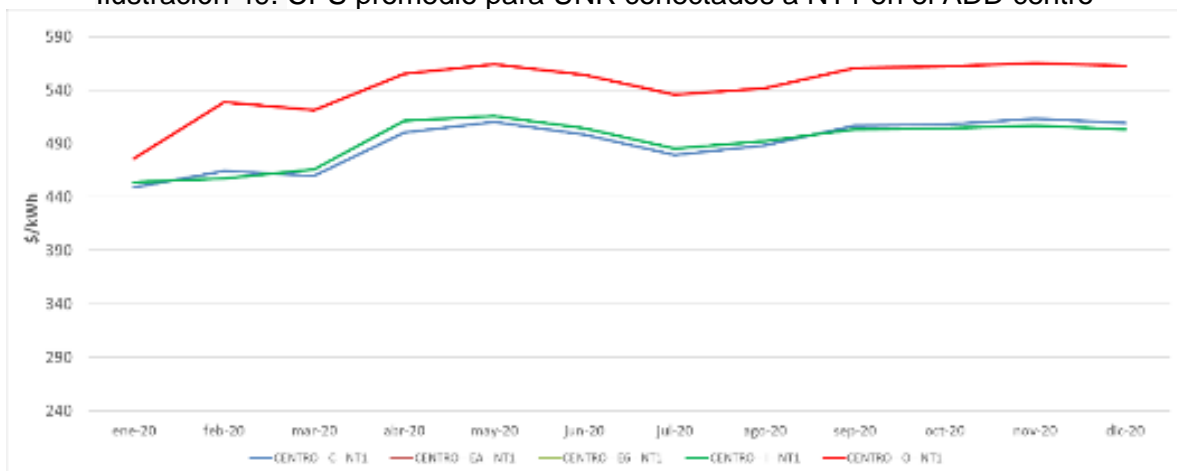
Tabla 28. Leyendas UNR

ESPECIAL ASISTENCIAL	EA	INDUSTRIAL	I
COMERCIAL	C	OFICIAL	O
ESTRATO 6	E6	PROVISIONAL	P

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI – Cálculos y Elaboración: DTGE

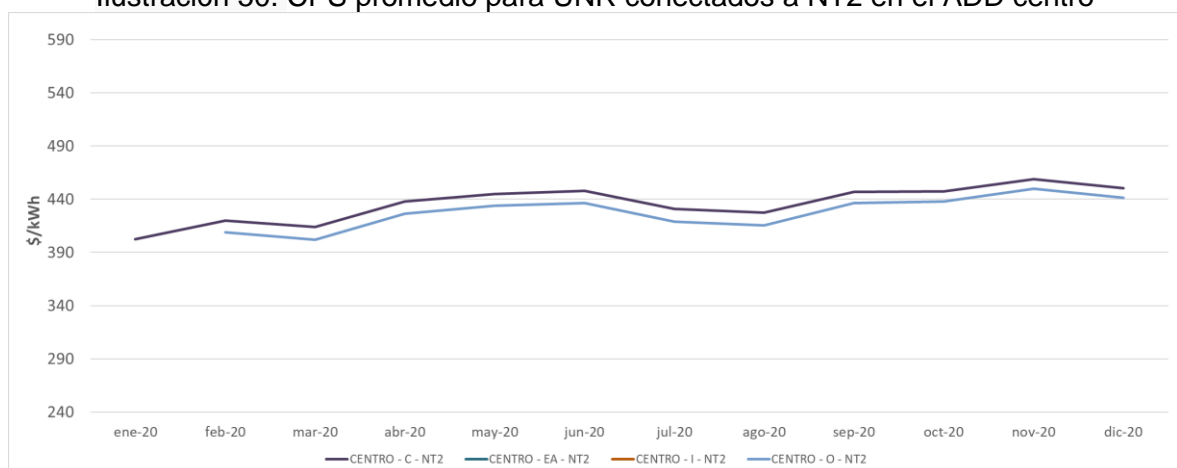
En términos generales, se identifican usuarios no regulados sin reporte de información para meses en específicos, otros con reporte de información de facturación y consumo en cero, usuarios que no presentan un consecutivo en la emisión de las facturas mes a mes y usuarios reportados en un solo período de facturación. Se podría inferir de forma inicial, que lo anterior podría estar relacionado con la calidad de la información reportada en los formatos comerciales; sin embargo, esto será de seguimiento por la entidad.

Ilustración 49. CPS promedio para UNR conectados a NT1 en el ADD centro



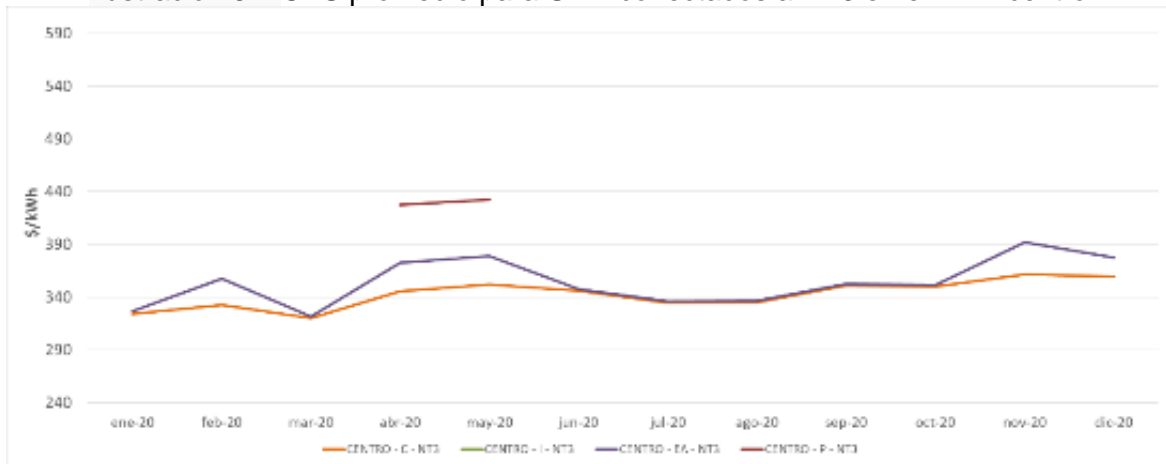
Fuente: Formatos Comerciales SUI – Cálculos y Elaboración: DTGE

Ilustración 50. CPS promedio para UNR conectados a NT2 en el ADD centro



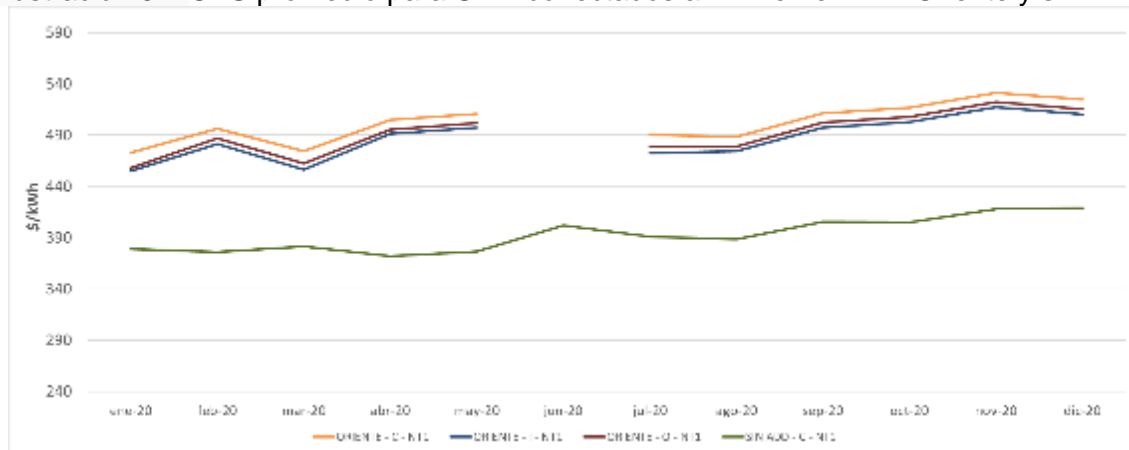
Fuente: Formatos Comerciales SUI – Cálculos y Elaboración: DTGE

Ilustración 51. CPS promedio para UNR conectados a NT3 en el ADD centro



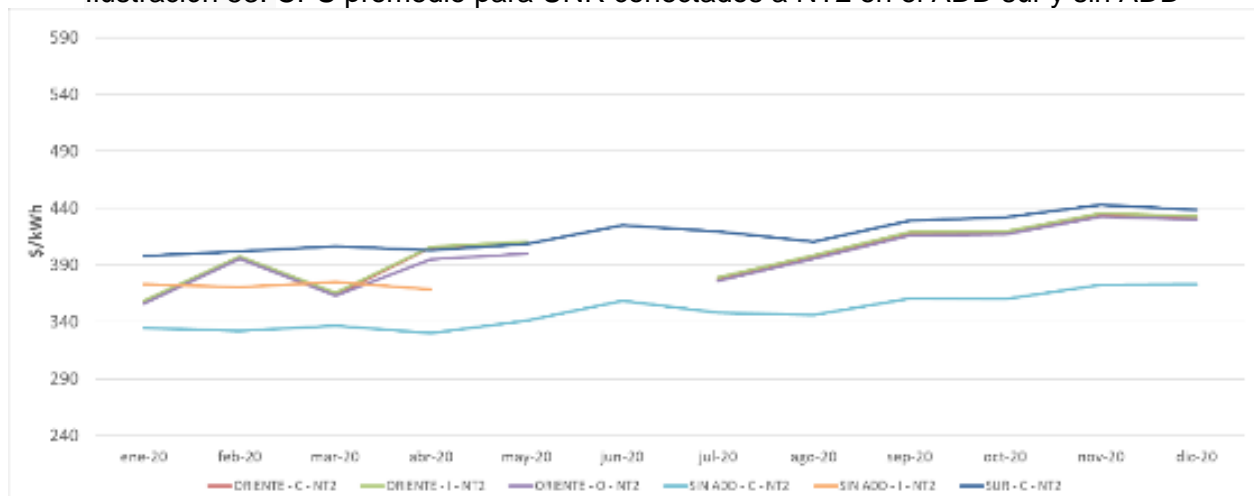
Fuente: Formatos Comerciales SUI – Cálculos y Elaboración: DTGE

Ilustración 52. CPS promedio para UNR conectados a NT1 en el ADD Oriente y sin ADD



Fuente: Formatos Comerciales SUI – Cálculos y Elaboración: DTGE

Ilustración 53. CPS promedio para UNR conectados a NT2 en el ADD sur y sin ADD



Fuente: Formatos Comerciales SUI – Cálculos y Elaboración: DTGE

4.4.5.3. Código de Medida

Ruitoque cuenta con un total de 217 fronteras comerciales con reporte al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales – ASIC. Del total de fronteras, 127 de ellas se encuentran conectadas al mercado de distribución de ESSA S.A.S. E.S.P., 73 se encuentran conectadas al mercado de distribución de CODENSA S.A. E.S.P., y las restantes se conectan a las redes de CENS S.A. E.S.P., CARIBEMAR de la Costa S.A.S. E.S.P., ENERCA S.A. E.S.P., y AIR-E S.A.S. E.S.P. Finalmente, 119 de las fronteras se conectan al NT2, 79 se conectan al NT1, y 19 se conectan a NT3. En la Tabla 29 se presenta la clasificación de las fronteras comerciales del mercado de comercialización del prestador por tipo de frontera.

Tabla 29. Clasificación de fronteras comerciales por tipo

Tipo de frontera	Número de fronteras
No Regulado	118
Regulado	95
Generación	3
Entre Agentes	1

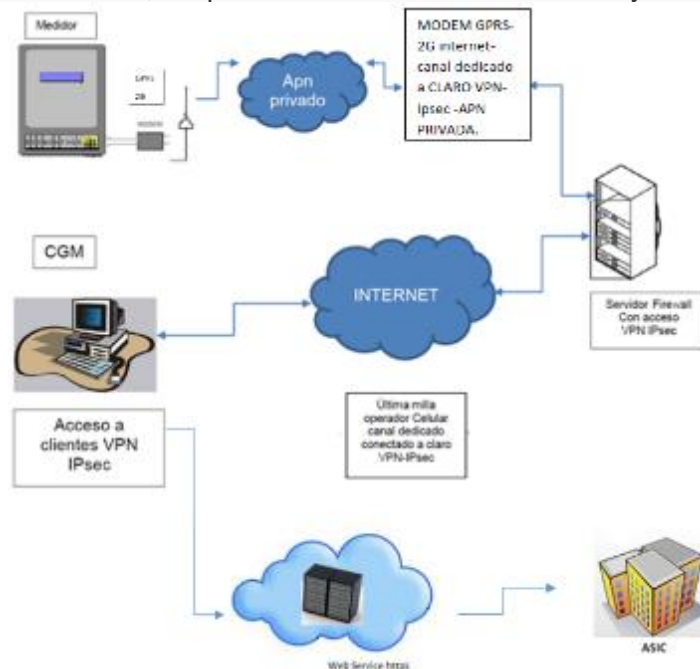
Fuente: Ruitoque – Elaboración: DTGE

Como se observa en la Tabla 29, el 54,5% de las fronteras son de tipo No Regulado, el 43,8% son de tipo Regulado, y las restantes corresponden a tres (3) fronteras de Autogeneración a Pequeña Escala, y una (1) frontera comercial entre agentes, que es la frontera comercial entre Ruitoque y ESSA S.A.S. E.S.P.

En virtud de la información remitida por el prestador, se verificó el cumplimiento del artículo 8 de la Resolución CREG 038 de 2014, donde se establecen los requisitos generales que debe cumplir el sistema de medición. En primer lugar, y una vez analizada la base de datos de fronteras remitida por el prestador, se observó que el medidor principal de las fronteras Frt20645 y Frt21023, al igual que las fronteras Frt22373 y Frt22243, están registradas con el mismo código de medidor principal, a pesar de que las fronteras se encuentran en distintas ubicaciones y tienen una clasificación diferente. Una vez observada esta situación por parte de la DTGE, Ruitoque realizó el requerimiento al ASIC para actualizar y corregir estos datos. En cuanto a los medidores de respaldo, todas las fronteras de las que habla el artículo 13 de la Resolución ibídem cuentan con el respectivo medidor. Finalmente, en cuanto a los certificados de conformidad, calibración y verificación de los que hablan los artículos 10, 14 y 23 del Código de Medida, se observó que todas las fronteras del prestador cumplen con dichos requisitos.

Por otro lado, el prestador cuenta con un Centro de Gestión de Medida – CGM, el cual es operado por Ruitoque A partir del CGM se logra interrogar y recolectar las lecturas de los medidores para enviar un reporte posterior al ASIC, En la Ilustración 54 se observa cómo es el esquema de comunicaciones entre el CGM y las fronteras comerciales.

Ilustración 54, Esquema de comunicaciones CGM y frontera



Fuente: Ruitoque

El Esquema de Comunicación CGM de Ruitoque utiliza el software de PRIMESTONE, PrimeRead, para realizar la telemetria. El procedimiento consiste en el ingreso al software de lectura, donde se agendan las llamadas a los medidores y se configura el punto de medida. En dicho proceso de interrogación se genera un reporte por empresa, el cual se valida y critica por un miembro del prestador que ejerce la función de Coordinador del Mercado de Energía Mayorista; así mismo, este operario analiza los consumos del reporte de cada día con el fin de observar y analizar la presencia de diferencias significativas en el consumo diario de alguna o varias fronteras, y si estas situaciones se sustentan en fallas en el sistema de medida de las fronteras. Posteriormente, en caso de validar que no exista una irregularidad en la lectura, se realiza el cargue de los reportes automáticos al portal de la Webservice, haciendo el procedimiento en el módulo de mediciones en Mithra Energy Commerce Solutions que se comunica con el ASIC. Como lo indica el artículo 18 del Código de Medida, el prestador ha definido un procedimiento diario para la validación de las lecturas (pre crítica), y una revisión diaria de los consumos publicados al ASIC (post crítica).

Sobre los mecanismos de seguridad física e informática de los que habla el artículo 17 de la Resolución CREG 038 de 2014, de acuerdo con lo indicado por el prestador, los medidores cuentan con nivel de acceso 1 para la toma de lecturas, y nivel de acceso 2 para su configuración; por lo anterior, cuando el CGM interroga el medidor, existe un servidor con un Firewall licenciado que permite la conexión de VPN a través de internet con diferentes tipos de cifrados y con unos niveles de seguridad que validan si la conexión se está realizando desde la red de Ruitoque; adicionalmente, este Firewall permite tener un registro y control de los diferentes accesos que se van a tener a las diferentes fronteras. Para la interrogación de los medidores el esquema de comunicación utiliza un Router 2G con APN privada, y una VPN de los equipos que se comunica con el modem General Packet Radio Service – GPRS a través de un protocolo propio del equipo, con tecnología Quality of Service – QoS y APN Privada. La VPN está interconectada por medio de un enlace de última milla con el Operador Celular CLARO al APN privado ruitoqueesp.claro.com, con el fin de que solo tengan acceso a estas IP los operarios autorizados por Ruitoque

De acuerdo con lo señalado por el prestador, la interrogación remota de los medidores tiene los siguientes pasos:

1. La señal desde el modem se conecta a través de una VPN a un servidor, con el fin de que este servidor valide que la comunicación está saliendo del CGM de Ruitoque, a partir de ahí, si cumple el requerimiento, la llamada sale hacia los medidores, de lo contrario no hace conexión con los medidores.
2. Se reconoce la IP de la Sim Card programada en el modem.
3. Al momento de conectarse el modem con el medidor, este último le pide la clave de lectura; si es validada, permite reconocer el número de serie del medidor y el tipo de medidor.
4. Se verifica desde qué momento el medidor está atrasado en las lecturas.
5. Toma los blocks de lecturas.
6. Finalmente, la señal regresa al CGM.

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 destaca que en el 2020 ocurrieron dieciocho (18) fallas en el sistema de medición, de las cuales dieciséis (16) se dieron en el sistema de comunicación, una (1) en el medidor principal, y una (1) en un PT. Se realizaron veintidós (22) verificaciones iniciales. Se realizaron 27.163 horas de interrogación, de las cuales 26.646 fueron de manera remota y 517 en sitio. Al cierre del período habían 197¹⁹ fronteras activas, lo que representó un crecimiento anual de 5,3% con respecto al 2019. Se realizaron tres (3) validaciones que arrojaron 100% de cumplimiento. Se efectuaron doce (12) pruebas de recuperación de los respaldos de información y comunicación con el ASIC, cuyo resultado fue de conformidad. No se atendió ningún evento a través del plan de contingencia. Se realizaron noventa y nueve (99) mantenimientos al sistema de medición, y doce (12) verificaciones de registro, que arrojaron en todos los casos conformidad.

En concordancia con lo mencionado anteriormente, se revisó la trazabilidad de las fallas ocurridas en las fronteras comerciales desde 2019 hasta la fecha. De acuerdo con la revisión realizada, en el año 2019 se registraron 190 fallas por *No Envío de Lectura* y por *Falla en el Dispositivo de Interfaz de Comunicación*; por otro lado, en el año 2020 estas fallas descendieron a dieciocho (18), y en lo transcurrido del año 2021 ascienden a veintinueve (29) fallas. De acuerdo con el prestador, el alto número de fallas en el año 2019 se relaciona con fallas de comunicación en la zona por parte del operador celular.

En virtud de lo anterior, el prestador indicó que desde el segundo semestre del año 2020 se empezó a implementar un *Plan de Actualización Tecnológica de las Fronteras Comerciales*, con el objetivo de lograr mejoras en las tecnologías de comunicación, cambiando casi el 100% de los módems de comunicación con tecnología GPRS por módems de comunicación con tecnologías 2G y 3G. En la actualidad solo dos (2) fronteras comerciales cuentan con tecnología GPRS; además, el 91,2% de las fronteras tienen de operador celular a Claro, 8,3% con Tigo, y 0,5% con Movistar. Como resultado de lo anterior se ha logrado reducir la cantidad de fallas por errores en la comunicación.

Ruitoque señala que el período de implementación del plan es de 2021 a 2023; además, el RF indica que tiene una totalidad de 125 módems con tecnología 2G, los cuales deben ser cambiados a tecnología 4G. La inversión estimada para implementación del Plan de Actualización es de \$125.000.000, los cuales serán distribuidos como se observa en la Tabla 30.

¹⁹ El período inició con 187 fronteras activas, 23 fueron inscritas en el año y 13 fueron canceladas.

Tabla 30. Cronograma²⁰ de implementación del Plan de Actualización Tecnológica

Período	Total Módems a cambiar	Costo estimado (\$)
1er trimestre de 2022	15	15.000.000
2do trimestre de 2022	20	20.000.000
3er trimestre de 2022	20	20.000.000
4to trimestre de 2022	25	25.000.000
1er trimestre de 2023	25	25.000.000
2do trimestre de 2023	20	20.000.000
Total	125	125.000.000

Fuente: Ruitoque – Elaboración: DTGE

Como parte del desarrollo de la Evaluación integral se visitaron las fronteras comerciales de generación Frt39694 y Frt41827, las cuales habían acumulado tres (3) fallas y, de acuerdo con el Anexo 11 de la Resolución CREG 038 de 2014 deben implementar un plan de normalización. Se observó en la visita que ambas fronteras adelantan el plan de normalización, y en la frontera Frt39694 se realizó un cambio en la tecnología de comunicación por un módem 4G; así mismo, para dicha frontera el prestador remitió el informe del tercero verificador NEGAWATT, donde se observa un resultado de conformidad.

Finalmente, el artículo 23 de la Resolución CREG 038 de 2014, señala que para las fronteras comerciales con reporte al ASIC se debe realizar una verificación inicial; además el mismo artículo señala que el RF debe consolidar los resultados de las verificaciones en un informe, y publicarlo en su página web y enviarlo a la SSPD; sin embargo, tras consultar en la página de la empresa no se logra observar el informe.

En cuanto a las publicaciones en la página web, tampoco se cumple lo establecido en el artículo 28 del Código de Medida sobre la publicación del mantenimiento del sistema de medición. Sobre lo señalado en el anexo 3 relacionado con la publicación del Informe Anual de Operación del CGM, el RF no había actualizado la información y contaba solo con el informe del año 2019; sin embargo, posterior a la visita el prestador cargó el informe correspondiente al año 2020.

4.4.6. Tópico AEGR

Con el fin de analizar el informe realizado por la empresa de Auditoría Externa de Gestión y Resultados (AEGR), MEDACO S.A.S., para la vigencia 2020, se presentan algunas de las conclusiones más relevantes de la auditoría.

En primera instancia, al verificar el cumplimiento del Artículo 51 de la Ley 142 de 1994, referente a la presentación anual del informe AEGR, la Resolución SSPD No. – 20211000154045 del 14 de mayo de 2021 “Por la cual se amplía el plazo para la presentación del informe de Auditoría Externa de gestión y Resultados – AEGR a 31 de diciembre de 2020” y la aplicación de la resolución SSPD No. 20061300012295 de 2006 y sus modificatorias, se concluye que el AEGR que efectuó y certificó el cargue de información en el SUI, es el mismo que se encuentra registrado en el RUPS por parte de Risaralda Energía.

Los informes presentados de acuerdo con la normatividad vigente se observan en la Tabla 31.

²⁰ De acuerdo con lo indicado por el prestador, el cronograma y su ejecución dependen del avance del operador de red celular Claro en el desmonte de las antenas con tecnología 2G, que estiman terminar en el segundo semestre del año 2023.

Tabla 31. Cargue Aspectos Generales de la Empresa

AÑO	PERÍODO	NOMBRE	APLICACIÓN	ESTADO	FECHA CERTIFICACIÓN
2020	Anual	17. Indicadores y Referentes de la Evaluación de Gestión	Formularios	Certificado	20/06/2021
2020	Anual	01. Datos Básicos Evaluación Sistema de Control Interno	Formularios	Certificado	18/06/2021
2020	Anual	20. Concepto del AEGR sobre el indicador de nivel de riesgo	Formularios	Certificado	20/06/2021
2020	Anual	19. Concepto AEGR del indicador y referente de la evaluación de gestión	Formularios	Certificado	20/06/2021
2020	Anual	12. Concepto Gral. Evaluación y Resultados	Formularios	Certificado	18/06/2021
2020	Anual	07. Concepto General Sobre el Nivel de Riesgo	Formularios	Certificado	18/06/2021
2020	Anual	02. Encuesta Evaluación Sistema de Control Interno	Formularios	Certificado	18/06/2021
2020	Anual	NOVEDADES PDF ENERGIA	Cargue Masivo	Certificado No Aplica	18/06/2021
2020	Anual	CONCEPTO ENCUESTA CONTROL INTERNO PDF ENERGIA	Cargue Masivo	Certificado No Aplica	18/06/2021
2020	Anual	MATRIZ DE RIESGO ENERGIA	Cargue Masivo	Certificado	18/06/2021
2020	Anual	ANALISIS Y EVALUACION DE PUNTOS ESPECIFICOS PDF ENERGIA	Cargue Masivo	Certificado No Aplica	18/06/2021
2020	Anual	VIABILIDAD FINANCIERA PDF ENERGIA	Cargue Masivo	Certificado No Aplica	18/06/2021
2020	Anual	ORGANIGRAMA PDF ENERGIA	Cargue Masivo	Certificado No Aplica	18/06/2021
2020	Anual	21. Indicadores de Nivel de Riesgo	Formularios	Certificado	20/06/2021

Fuente: SUI – Elaboración: DTGE

Como se puede observar en la Tabla 31 el cargue del PSPD ha sido oportuno.

4.4.6.1. Novedades y Arquitectura Organizacional

El AEGR informa que Ruitoque presentamos un análisis de los diferentes elementos de la arquitectura organizacional y los principales cambios presentados en el año 2020, relacionados con el tipo de sociedad, capital autorizado, composición accionaria, órganos de dirección, administración y fiscalización y la estructura organizacional.

4.4.6.2. Análisis y Evaluación de Puntos Específicos

El AEGR, con base en los estados financieros entregados por Ruitoque para los períodos 2019 y 2020 concluye que:

(...) “se presenta a juicio del auditor como riesgo alto el efecto de la emergencia económica presentada en el 2020, producto del COVID ,que afecto la planificación comercial de la Empresa

por lo cual produjo pérdida en esta vigencia; aunado a la regulación establecida por la CREG en la resolución 240 de 2020 que modifica la resolución 156 de 2012, referente al cálculo de la Capacidad de Respaldo para Operaciones en el Mercado, CROM, es una medida del riesgo adicional que puede comprometer un agente en el mercado, medido en cantidad de energía, teniendo en cuenta la condición de valor en riesgo vigente para ese momento y su situación de patrimonio transaccional. Hecho que se ve en la. afectación por la Pérdida presentada y el aumento del pasivo” (...)

4.4.6.3. Encuesta de Control Interno

El AEGR concluye que verifico el cumplimiento de la empresa con los señalamientos de las Leyes 142 y 143 de 1994, los decretos y resoluciones del Ministerio de Minas y Energía, las resoluciones y circulares CREG y las resoluciones, circulares externas y conjuntas de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

4.4.6.4. Viabilidad financiera

Teniendo en cuenta que el concepto de viabilidad financiera se realiza sobre la proyección de tres años, Gestión Futura Auditores S.A.S. declara sobre la hipótesis de negocio en marcha que:

(...) RUITOQUE S.A. ESP, prepara sus estados financieros bajo la hipótesis de que es una entidad en funcionamiento y continuará con sus operaciones en el futuro realizando en forma permanente planificación y proyección del mercado.

- Con base en los indicadores Financieros, comparativos, se realizó el análisis de Viabilidad financiera, teniendo como referente los indicadores establecidos por la CREG 072 del 2002 y CREG 034 del 2004- CREG 248 para la vigencia 2020. Los indicadores financieros de rentabilidad para el año 2020 fueron negativos para la Empresa por la disminución de la demanda de Energía en el mercado no regulado, por lo que presentó un excedente de inventario de energía, producto de la compra por contrato realizado en años anteriores en cumplimiento del respaldo para la oferta proyectada para el año 2020, lo que obligo a llevar los excedentes al mercado de la Bolsa, produciendo pérdida al verse obligado a vender por debajo de la compra. Sin embargo, se considera que la pérdida presentada sobre el rendimiento del patrimonio del -4%, no se encuentra sobredimensionada en relación al contexto nacional al presentar Colombia u PIB de – 6.8 %, como consecuencia de la emergencia economía producida por la Pandemia - COVID. ...)*

4.4.7. Calidad y reporte de la información al SUI

A continuación se presenta la información del cumplimiento de los reportes por parte de Ruitoque al Sistema Único de Información – SUI.

4.4.7.1. Estado de Reporte – Cargue de Información.

Se realizó la consulta de la información en el SUI, encontrando que la empresa Ruitoque, presenta un porcentaje de cargue del 93% para el año 2020, como se evidencia en la imagen que se presenta a continuación:

Ilustración 55. Estado de reporte cargue de información RUITOQUE SA ESP



ID	EMPRESA	AÑO	NÚMERO DE REPORTES PENDIENTES	NÚMERO DE REPORTES RADICADOS	PORCENTAJE DE CARGUE	VER DETALLE DE INFORMACION
1737	RUITOQUE S.A. E.S.P.	2020	98	1348	93 %	Ver Detalle

Fuente: Reporte estado de pendientes SUI – 22 de noviembre de 2021
Reporte: SUI/Administración/Estado de reporte de Información Prestadores SSPD
Link: http://reportes.sui.gov.co/fabricaReportes/frameSet.jsp?idreporte=sui_adm_028

Sin embargo, es importante aclarar que este reporte presentado el estado de todos los formatos habilitados para cargue a la empresa y no permite la discriminación por servicio. Por lo anterior, y con el fin de dar mayor claridad frente a los reportes pendientes con el servicio de energía eléctrica a continuación, se presenta el reporte de información pendiente para el servicio de energía eléctrica.

4.4.7.2. Reporte de Información Pendiente

Tópico Comercial y de Gestión

En cuanto a los reportes pendientes se encontró que RUITOQUE SA ESP. para el año 2020, no reportó los siguientes formatos, quedando en estado pendiente conforme a lo señalado en la Resolución SSPD No. 20192200020155 del 25 de junio de 2021 como se presenta en la relación de la Tabla 32.

Tabla 32. Reportes Pendientes

SERVICIO	PERIODO	FORMATO	ESTADO
Energía Eléctrica	Anual	T14. Servicios Adicionales	Pendiente
Energía Eléctrica	Anual	TC4. Info Peticiones No Constituyen Reclamación	Pendiente
Energía Eléctrica	Semestre 2	FC3. Concurso Económico	Pendiente

Fuente: Reporte estado de pendientes SUI – 22 de noviembre de 2021
Reporte: SUI/Administración/Estado de reporte de Información Prestadores SSPD
Link: http://reportes.sui.gov.co/fabricaReportes/frameSet.jsp?idreporte=sui_adm_028

5. Hallazgos

En la Tabla 33 se presentan los hallazgos encontrados para cada uno de los tópicos abarcados en la siguiente Evaluación Integral.

Tabla 33. Hallazgos de la Evolución Integral

Criterio	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
Reporte de información formatos comerciales Resolución	Se verificó la calidad de información reportada en los formatos comerciales de la Resolución 8055 de 2010 (Formato 1y 3) y Resolución	Formatos SUI	Se identifican usuarios no regulados sin reporte de información para meses en específicos, otros con reporte de información de facturación y

Critero	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
8055 de 2010 (Formato 1y 3) y Resolución 20155 de 2019 (Formato TC1 Y TC2)	20155 de 2019 (Formato TC1 Y TC2) – Usuarios no regulados.		consumo en cero, usuarios que no presentan un consecutivo en la emisión de las facturas mes a mes y usuarios reportados en un solo período de facturación. No cumple
Publicación de Tarifas. Art. 18 Resolución CREG 119 de 2007	Se verificó que la Información certificada en los formatos T3, T4, T7 y T8 de la Resolución 20155 de 2019 concuerde con las publicaciones remitidas como archivo adjunto en la certificación.	Formatos SUI – Publicación de tarifas ESP.	El art. 18 de la Res. CREG 119 de 2007, indica: “El Comercializador Minorista publicará en un periódico de amplia circulación, en los municipios donde preste el servicio, o en uno de amplia circulación nacional, en forma simple y comprensible las tarifas que aplicará a sus usuarios”. Si bien, la empresa certifica las tarifas aplicadas en el mercado Bogotá para usuarios regulados en los formatos del SUI, revisadas las publicaciones en el diario (documento adjunto en los formatos certificados) no se evidencia las tarifas para el mercado Bogotá. No cumple
Reporte de información al SUI.	Se verifica el estado de cargue de la información comercial según lo dispuesto en la Resolución 20155 de 2019 y sus modificaciones.	Reporte estado de pendientes SUI – 22 de noviembre de 2021.	Se evidencia que los formatos: T14. Servicios Adicionales TC4. Info Peticiones No Constituyen Reclamación FC3. Concurso Económico. Se encuentran en estado pendiente, superando las fechas límite de cargue. No cumple.
Implementación de la Resolución CREG 015 de 2018	Se advierte según la auditoría realizada con fecha 15 de Julio de 2021 que <i>Ruitoque SA ESP No Cumple</i> y debe lograr la Certificado de Gestión de Calidad de sus procesos y adelantan las gestiones correspondientes para el cumplimiento de los requisitos.	ResCREG015de2018 RUITOQUE13072021	Ruitoque debe lograr el Certificado de Gestión de Calidad de sus procesos y adelantar las gestiones correspondientes para el cumplimiento de los requisitos CREG 015 de 2018.
Plan de Gestión del riesgo de Desastre	Se verificó la información de instrumentos de planificación del desarrollo dentro del contexto externo de la empresa	Informe de Plan de Gestión de riesgo de desastres remitido por la empresa	Artículo 2.3.1.5.2.1.1.- Formulación del Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas

Critero	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
(Decreto 2157 de 2017)			(PGRDEPP) - Proceso de conocimiento del riesgo No cumple.
Plan de Gestión del riesgo de Desastre (Decreto 2157 de 2017)	Se identificó que no se priorizaron las medidas de intervención correctiva y no cuenta con el reconocimiento de las medidas de intervención prospectivas	Informe de Plan de Gestión de riesgo de desastres remitido por la empresa	Artículo 2.3.1.5.2.1.1.- Formulación del Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas (PGRDEPP) 2.1 Intervención correctiva 2.2 Intervención prospectiva No cumple.
Plan de Gestión del riesgo de Desastre (Decreto 2157 de 2017)	La empresa mencionó que en caso de emergencia, implementa los protocolos, pero no indica cuáles y cómo son los mismos en su ejecución	Informe de Plan de Gestión de riesgo de desastres remitido por la empresa	Artículo 2.3.1.5.2.1.1.- Formulación del Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas (PGRDEPP) 1.3 monitoreo del riesgo 1.3.2 Protocolos o procedimientos de notificación previos a una situación de emergencia No cumple.
Plan de Gestión del riesgo de Desastre (Decreto 2157 de 2017)	Se verifica si incorporó, los saberes locales y la información respecto el desarrollo de estrategias de comunicación a la comunidad del área de influencia	Informe de Plan de Gestión de riesgo de desastres remitido por la empresa	Artículo 2.3.1.5.2.5.1.- Socialización y comunicación del PGRDEPP. 1.3 monitoreo del riesgo. Aspectos 1 y 3 No cumple.
Cumplimiento a la Resolución CREG 038 de 2014 – Código de Medida.	Se presentan irregularidades en el registro ante el ASIC del código del medidor principal de cuatro (4) fronteras comerciales. Lo anterior, de acuerdo con lo señalado en el capítulo 4.4.5.3.	Información Fronteras comerciales RUITOQUE (Base de datos remitida por el prestador)	Art. 8 de la Resolución CREG 038 de 2014, numerales b y d No cumple

6. Acciones correctivas definidas

- Solicitar a Ruitoque aclarar las presuntas inconsistencias con la información comercial relacionada con usuarios no regulados en lo referente a la clasificación de condiciones especiales, estratos y/o sector y cuya participación a través del año no es constante y de evidenciar posibles errores en el reporte de la información solicitar la reversión respectiva.
- Solicitar a Ruitoque aclarar las razones por las cuales no se evidencia en las publicaciones realizadas en el periódico las tarifas de los usuarios regulados en el mercado Bogotá, en cumplimiento de lo indicado en el art. 18 de la Res. CREG 119 de 2007.

7. Conclusiones

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

7.1. Aspectos financieros y administrativos

- Ruitoque presentó una caída en el activo del 20%, por disminución de los anticipos pagados, y disminución del pasivo con socios, ese mejor recaudo de los anticipos hace que haya un mejor recurso de capital de trabajo que le permitió pagar el servicio de la deuda y capital e interés, y una inversión de CAPEX de \$977 millones.
- La empresa presenta una disminución del 14% en el pasivo, aumento de la deuda al pasivo corriente y un pago a proveedores de 32%
- En el patrimonio la mayor disminución fue dada en las reservas legales, y en la disminución por la pérdida operacional para el año 2020, parte de las reservas aumentaron el capital emitido.
- Para el año 2020 presentó una caída en ventas del 19% determinado por la menor venta de energía en el mercado no regulado.
- El margen de ganancia bruta cayó un 68% determinado por un nivel de demanda inferior al proyectado por la empresa para el año 2020 lo cual generó excedentes que salió a vender al Mercado Mayorista obteniendo un precio de venta inferior al precio de compra.
- Refleja una pérdida para el año 2020 de \$1.722 millones de pesos.
- Dada la situación de los errores financieros presentados en los años 2017 y 2018, como medida correctiva la empresa reestructuro toda la parte administrativa y financiera.
- El revisor fiscal de la empresa RSM COLOMBIA BG SAS. emite una opinión sin alertas que se resume en lo siguiente: *“En mi opinión, los estados financieros, tomados de los libros de contabilidad y adjuntos a este informe, presentan razonablemente, en todos los aspectos de importancia material, la situación financiera de RUITOQUE S.A. E.S.P., al 31 de diciembre. de 2020 y 2019”.*

7.2. Aspectos Técnicos y Operativos

- En cuanto al cumplimiento de los requisitos del esquema de incentivos y compensaciones para el operador de red RUITOQUE de acuerdo con el numeral 5.2.10 de la Resolución CREG 015 de 2018, y los artículos 10 y 11 de la Resolución CREG 085 de 2018 que aclara y corrige algunas disposiciones de la Resolución CREG 015 de 2018, se advierte según la auditoría realizada con fecha 15 de Julio de 2021 que *Ruitoque SA ESP No Cumple* y debe lograr la Certificado de Gestión de Calidad de sus procesos y adelantan las gestiones correspondientes para el cumplimiento de los requisitos.
- Dentro del seguimiento a la ejecución el Plan de inversiones aprobado para Ruitoque SA ESP se encuentra un porcentaje reporta de ejecución del 0.0% para el primer año del Plan de inversiones 2019 y un porcentaje de ejecución de 727,0% sobre el valor aprobado para el año 2020. Los proyectos P1, P2, P3 y P5, continúan en ejecución para culminar en los años 2021 y 2022.
- Ruitoque SA ESP ha presentado a la CREG, mediante la comunicación con fecha del 22 de octubre de 2020, una solicitud de *“claridad sobre el procedimiento a realizar para modificar el cronograma de ejecución del plan de inversiones y poder modificar la fecha de entrada en vigor del plan de inversiones del año 2019 al año 2020”.* Esta solicitud continua pendiente de respuesta. Se indica al operador que debe poner en conocimiento de esta Dirección de la SSPD la respuesta emitida por la CREG a este concepto en el menor tiempo posible.
- Durante la visita técnica a la infraestructura eléctrica del SDL de Ruitoque en el mes de septiembre de 2021, por parte de la Dirección se verificó el avance de los proyectos P1 Proyecto Fénix y la puesta en operación de los activos del proyecto P4 Esquema de Calidad reportados por el operador en la ejecución del año 2020 dentro del plan de inversiones aprobado. Cabe

anotar que la ejecución de estos proyectos se había presentado para realizarse en el año uno (2019) de ejecución del plan aprobado y fueron ejecutadas por el operador en el año 2 (2020).

- De acuerdo con la revisión realizada en terreno se permite concluir que los niveles de calidad alcanzados por Ruitoque para el año 2020 (SAIDI 2,4 horas/año - SAIFI 2,0 veces/año), corresponden a las condiciones ideales de funcionamiento de la red al tener un porcentaje alto de las redes de distribución subterráneas, lo cual minimiza las posibilidades de falla. Adicionalmente, el prestador indica que la calidad del servicio entregado por ESSA a través de la línea que alimenta la red SDL de Ruitoque ha mejorado sustancialmente en los últimos años.
- Ruitoque se encuentra en proceso de análisis de brecha, implementación y auditoría interna para el Sistema de Gestión de Activos, de acuerdo con la norma ISO 55001. Consideración que el operador proyecta incluir en la modificación al plan de inversiones que se encuentra consolidando.
- Ruitoque SA ESP presenta un total de diez (10) proyectos de autogeneración a pequeña escala – AGPE, en viviendas localizadas en Ruitoque Condominio, las cuales entregaron excedentes al SDL por un valor de 6.821 kWh-año a diciembre de 2020.

7.3. Aspectos Comerciales y Gestión de la Medida

- La estrategia comercial de Ruitoque en el MEM es ambiciosa y si bien en los últimos años ha crecido principalmente en el Mercado No Regulado, se identificó una meta clara para incrementar su participación en el Mercado Regulado. Para lograr un crecimiento en su mercado en general, se observan estrategias organizacionales enfocadas en un posicionamiento de la marca, llegar a nuevos mercados, grupos corporativos y sectores potenciales; así como la mejora en la relación con el usuario y los servicios adicionales ofrecidos, es el caso del Diplomado en Eficiencia Energética, visitas comerciales estratégicas para mejorar el relacionamiento, y servicios particulares y estratégicos a grandes clientes
- Las condiciones atípicas presentadas en el año 2020 tuvieron como resultado que en el segundo trimestre del año, ante una menor demanda y precios altos en la bolsa, el prestador tuviera un balance positivo vendiendo sus excedentes; sin embargo, la demanda no se recuperó totalmente en el segundo semestre, y el precio de bolsa se redujo considerablemente, generando una situación donde la venta de los excedentes de energía se hacían a un precio menor al de los precios de compra de contratos, impactando negativamente las finanzas de la empresa.
- El prestador ha realizado gestiones para mantener niveles de contratación por encima del 90%, pero en el año 2021 el mercado regulado presentó un alto nivel de exposición a bolsa que, si bien no se materializó en un impacto negativo para el usuario final, debido a la bonanza en el recurso hídrico, y por consiguiente en un precio de bolsa bajo, sí genera un mensaje de incertidumbre para la demanda, especialmente del año 2022 en adelante, como se observa en la Ilustración 19.
- El prestador ha realizado gestiones para lograr precios competitivos en su mercado, situación que no se consiguió en 2019, mejoró en 2020, y ha logrado un resultado muy positivo en 2021, como consecuencia de los máximos históricos del embalse agregado del SIN, y un correspondiente precio de bolsa eficiente; sin embargo, la participación del comercializador en la plataforma SICEP no ha sido plenamente exitosa, por lo tanto aún se observa una incertidumbre para la atención de la demanda a precios competitivos en el mediano plazo. En virtud de lo anterior, esta Superintendencia, en ejercicio de sus funciones de Inspección, Vigilancia y Control, hará constante seguimiento al nivel de contratación, a los precios conseguidos en el mercado, al impacto de éstos en el traslado al usuario final, y en la suficiencia financiera del prestador.
- Sobre el cumplimiento del Código de Medida, se observa que para la mayoría de las fronteras se cumple con los requisitos establecidos; sin embargo, se encontraron algunas irregularidades en el registro ante el ASIC del código del medidor principal de cuatro (4) fronteras comerciales.

- Se observa un cumplimiento a lo exigido en la Resolución CREG 038 de 2014 relacionado con el CGM, los protocolos de seguridad, interrogación, validación y crítica de la información.
- El prestador ha diagnosticado que las numerosas fallas en las fronteras comerciales ocurridas en el año 2019 se debieron a problemas en las tecnologías de comunicación; por tanto, se diseñó e inició la implementación de un plan de actualización tecnológica, que refleja cambios positivos en el año 2020, y tiene como fecha de finalización el año 2023.

7.4. Aspectos Plan de Gestión de Riesgos

- El prestador ha realizado una corta descripción del contexto externo e interno de sus oficinas de atención al cliente y de las áreas administrativas, sin embargo, no fue posible evidenciar, la identificación de amenazas naturales a las que se encuentra expuesta en sus diferentes infraestructuras, a partir de los instrumentos de ordenamiento territorial, debido a que no fueron considerados para este ítem, tal como lo dispone el Decreto 2157 de 2017.
- Dentro de las consideraciones del plan de emergencias y contingencias, en el que indica las acciones a ejecutar al momento de presentarse una alarma, Ruitoque cuenta con personal encargado de la brigada de respuesta y equipos para la atención inmediata de riesgos por incendios.
- La empresa no presenta recurso financiero que asegure la implementación de las actividades previstas dentro de la gestión del riesgo, que sean necesarias para lograr la continuidad del negocio.
- La empresa describe cómo es el plan de acción cuando la alarma encendida tiene como origen un fenómeno natural sísmico, e indica que en cualquier caso de emergencia se realizarán los protocolos establecidos por el área de SST.
- Para algunas de las amenazas previstas se proponen controles correctivos de eventos que se han materializado tanto de origen natural, como tecnológico, para las medidas de intervención prospectivas cuenta con el sistema general de la empresa, que es el sistema SCADA, con el que monitorea sus SDL.

8. Medidas recomendadas que pudiera ser oportuno o pertinente aplicar:

- Se sugiere seguimiento a la operación de la empresa en cuanto a su recuperación de ventas y su margen bruto esto con el fin de no poner en riesgo la viabilidad financiera del prestador.
- Se sugiere ampliar los mecanismos de contratación del Mercado Regulado, con el fin de mitigar escenarios como el ocurrido en 2020, donde no fue exitosa la participación del prestador en la plataforma SICEP; para tal fin, esta Superintendencia hará constante seguimiento al nivel de contratación, a los precios conseguidos en el mercado, al impacto de éstos en el traslado al usuario final, y en la suficiencia financiera del prestador

9. Responsables de la realización

- Responsable general:
Ángela María Sarmiento Forero, Directora Técnica de Gestión de Energía
- Revisor:
Luis Carlos Rodríguez Bello - Asesor DTGE
- Equipo de evaluación:
Felliny Salamanca Arias – Profesional Especializada DTGE
Kelly Andrea Toro Toro – Profesional Especializada DTGE
María Cristina Guayara Sánchez – Contratista DTGE
María Alexandra Thomas Vallejo – Contratista DTGE
Daniel Casas Bautista – Contratista DTGE

10. Anexos

Expediente 2021220351600203E de Evaluación Integral RUITOQUE S.A.S. E.S.P. donde reposan todos los documentos enviados por la empresa a través de requerimientos y de las visitas virtuales realizadas.