



Superservicios

Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios



DIAGNÓSTICO DE LAS ACTIVIDADES DE TRANSMISIÓN NACIONAL Y REGIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA **2020**

**Superintendencia delegada para
Energía y Gas Combustible**

Natasha Avendaño García

Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios

Diego Alejandro Ossa Urrea

Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible

Ángela María Sarmiento Forero

Directora Técnica de Gestión de Energía

EQUIPO DE TRABAJO

Catherine Yuliana Bohórquez Rodríguez

Oscar Fabio Vélez Cano

Jamer Arley González Vásquez

Mayo de 2022

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	6
1 MARCO TEÓRICO	7
1.1 Definiciones.....	7
1.2 Actualidad Normativa y Regulatoria.....	10
2 CARACTERIZACIÓN DEL STN – STR.....	12
2.1 Sistema de Transmisión Regional – STR	13
2.2 Sistema de Transmisión Nacional – STN.....	15
3 CALIDAD DEL SERVICIO EN LAS REDES DE TRANSPORTE DE ENERGÍA	18
3.1 Sistema de Transmisión Regional – STR	18
3.1.1 Máximas Horas Anuales De Indisponibilidad Ajustadas - MHAIA.....	18
3.1.2 Eventos que afectan las HID por indisponibilidad de activos del STR.....	19
3.1.3 Horas de indisponibilidad que excedieron las MHAIA (HC)	20
3.1.4 Agentes con mayores HC en el STR.....	21
3.2 Sistema de Transmisión Nacional – STN.....	25
3.2.1 Máximas Horas Anuales De Indisponibilidad Ajustadas - MHAIA.....	27
3.2.2 Eventos que afectan las HID por indisponibilidad de activos del STN	28
3.2.3 Horas de indisponibilidad que excedieron las MHAIA (HC)	28
3.2.4 Transmisores Nacionales con mayores HC en el STN	30
3.3 Eventos que ocasionaron Demanda No Atendida	36
3.3.1 Consignaciones Nacionales.....	43
4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	46
5 BIBLIOGRAFÍA	48
ANEXOS.....	49
Anexo 1 - HC por activos en el STR para CODENSA – 2020.....	49
Anexo 2 - HC por activos en el STR para Prime-TERMOFLORES – 2020	51
Anexo 3 - HC por activos en el STR para ISA INTERCOLOMBIA – 2020	51
Anexo 4 - HC por activos en el STR para Operadores del Mercado Caribe – 2020	52
Anexo 5 - HC por activos en el STN para ISA INTERCOLOMBIA – 2020.....	53
Anexo 6 - HC por activos en el STN para TRANSELCA – 2020.....	55
Anexo 7 - HC por activos en el STN para GEB – 2020.....	56

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1 Legislación aplicable	10
Tabla 2 Regulación CREG aplicable al STN y/o STR	11
Tabla 3 Acuerdos CNO aplicable al STN	12
Tabla 4 Máximas Horas Anuales de indisponibilidad por activo – STR	18
Tabla 5 Horas a Compensar Mercado Caribe 2019-2020	25
Tabla 6 Máximas Horas Anuales de indisponibilidad por activo	27
Tabla 7 Subáreas Operativas del SIN	37
Tabla 8 Demanda No Atendida No Programada en el STN – 2020.....	39
Tabla 9 Demanda No Atendida Programada en el STN – 2020	41
Tabla 10 HC por activos en el STR para CODENSA en el año 2020	49
Tabla 11 HC por activos en el STR para TERMOFLORÉS en el año 2020.....	51
Tabla 12 HC por activos en el STR para ISA INTERCOLOMBIA en el año 2020.....	51
Tabla 13 HC por activos en el STR para Electricaribe, AIR-E y Afinia – Caribemar en el año 2020.....	52
Tabla 14 HC por activos en el STN para ISA INTERCOLOMBIA en el año 2020.....	53
Tabla 15 HC por activos en el STN para TRANSELCA en el año 2020.	55
Tabla 16 HC por activos en el STN para GEB en el año 2020.	56

LISTADO DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1 Agentes del STR por km de Red	13
Ilustración 2 Capacidad de transformación por Agentes del STR	14
Ilustración 3 Cantidad de activos operados por agente en el STR	15
Ilustración 4 Ilustración Agentes del STN por km de Red	16
Ilustración 5 Capacidad de transformación por Agentes del STN	17
Ilustración 6 Cantidad de Activos por Operador del STN	17
Ilustración 7 Eventos por indisponibilidad de activos 2019-2020 - STR.	20
Ilustración 8 Comparación de Horas de indisponibilidad que excedieron las MHAIA STR (HC) 2019-2020 - STR.	21
Ilustración 9 Activos con mayor HC para CODENSA 2019-2020 - STR	22
Ilustración 10 Activos con mayor HC para TERMOFLORES 2019-2020 - STR	23
Ilustración 11 Activos con mayor HC para ISA INTERCOLOMBIA 2019-2020 - STR	24
Ilustración 12 Activos con mayor HC para el Mercado Caribe 2020 - STR	25
Ilustración 13 Características de calidad en el STN	26
Ilustración 14 Eventos por indisponibilidad de activos 2019-2020 - STN.	28
Ilustración 15 Comparación de Horas de indisponibilidad que excedieron las MHAIA (HC) 2019-2020 - STN.	29
Ilustración 16 Contraste entre cantidad de eventos por indisponibilidad de activos y HC 2019-2020.	30
Ilustración 17 Referencia histórica de la variable HC en los últimos 5 años.	31
Ilustración 18 Activos con mayor HC para ISA INTERCOLOMBIA 2019-2020	32
Ilustración 19 Unifilar SVC Chinú.	33
Ilustración 20 Activos con mayor HC para TRANSELCA 2019-2020	35
Ilustración 21 Activos con mayor HC para GEB 2020	36
Ilustración 22 Demanda No Atendida No Programada 2019 - 2020	37
Ilustración 23 Demanda No Atendida STN - 2020	38
Ilustración 24 Impacto en la Demanda No Atendida - Evento SE Sabanalarga - 2020	39
Ilustración 25 Demanda No Atendida Programada 2019-2020	41
Ilustración 26 Consignaciones nacionales STN y STR por estado para el año 2020	43
Ilustración 27 Consignaciones nacionales STN y STR por tipo para el año 2020	44
Ilustración 28 Consignaciones por estado 2019-2020.	44
Ilustración 29 Consignaciones por tipo 2019-2020.	45

INTRODUCCIÓN

La actividad de la transmisión hace parte de los cuatro eslabones de la cadena para la prestación del servicio de energía eléctrica: generación, transmisión, distribución y comercialización. Tal actividad consiste en llevar la electricidad a través de un conjunto de redes de conducción, con sus correspondientes módulos de conexión y transformación, interconectando la generación con los grandes centros de consumo.

En Colombia se cuenta con el Sistema de Transmisión Nacional - STN y el Sistema de Transmisión Regional - STR como los escenarios físicos para el transporte de energía eléctrica y cada uno de estos sistemas cuenta con un esquema de calidad para la prestación de la actividad de transmisión.

Respecto a lo anterior, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - SSPD presenta el diagnóstico de la actividad de transporte de energía eléctrica en el año 2020, cuyo objetivo es realizar seguimiento al comportamiento de la calidad de la prestación del servicio en el STN y STR, además de mostrar los análisis de algunos agentes cuya calidad tiene un impacto significativo en la confiabilidad y seguridad del Sistema. Es preciso resaltar, que este documento a diferencia del documento publicado sobre la calidad del transporte en el año 2019¹, incluye el análisis de la calidad en el STR, completando así el esquema de calidad en las redes de transporte.

La información necesaria para la elaboración de este documento proviene de los diferentes aplicativos del Centro Nacional de Despacho, el Liquidador y Administrador de Cuentas a cargo de XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. que consolidan reportes históricos de los indicadores de calidad en el STN y STR, Consignaciones Nacionales y Demanda No Atendida.

Este documento cuenta con 4 capítulos, el capítulo 1 corresponde al marco teórico y definiciones necesarias para el entendimiento de la información presentada. En cuanto al capítulo 2, se presenta una breve descripción de las características físicas del STN y STR que permiten una oportuna contextualización y actualización del tema. Posteriormente en el capítulo 3, se abordan los datos y análisis referentes a la calidad del servicio en la actividad de transmisión de energía eléctrica y finalmente en el capítulo 4 se identifican las conclusiones y recomendaciones respecto a los hallazgos identificados y presentados en este informe.

¹https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/informe_transmision_2019_251120%20%281%29.pdf

1 MARCO TEÓRICO

1.1 Definiciones

A continuación, se presentan algunas definiciones que permitirán al lector comprender de mejor manera el análisis y los resultados obtenidos en este informe [1] [2] [3] [4]

Activos de Conexión

Son aquellos activos que se requieren para que un generador, un usuario u otro transportador, se conecten físicamente al STN, a un STR o a un SDL. Siempre que estos activos sean usados exclusivamente por el generador, el usuario o el transportador que se conecta, o exclusivamente por un grupo de usuarios no regulados o transportadores que se conecten, no se considerarán parte del Sistema respectivo.

Activos de Uso del STN

Son aquellos activos de transmisión de electricidad que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, son de uso común, se clasifican en Unidades Constructivas y son remunerados mediante Cargos por Uso del STN.

Área operativa

Conjunto de subestaciones, recursos de generación y demanda que presenta alguna restricción eléctrica y por lo tanto limita los intercambios con el resto del sistema.

Centro Nacional de Despacho (CND)

Es la dependencia encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado Nacional. Está igualmente encargado de dar las instrucciones a los Centros Regionales de Despacho para coordinar las maniobras de las instalaciones con el fin de tener una operación segura, confiable y ceñida al reglamento de operación y a todos los acuerdos del Consejo Nacional de Operación.

Consignación

Es el procedimiento mediante el cual se solicita, se estudia y se autoriza la intervención de un equipo, de una instalación o de parte de ella para mantenimiento.

Consignación de emergencia

Es el procedimiento mediante el cual se autoriza previa declaración del agente responsable, la realización del mantenimiento y/o desconexión de un equipo, de una instalación o de parte de ella cuando su estado ponga en peligro la seguridad de personas, de equipos o de instalaciones, no pudiéndose cumplir con el procedimiento de programación del mantenimiento respectivo.

Demanda de energía

Carga en kWh solicitada a la fuente de suministro en el punto de recepción durante un periodo de tiempo determinado.

Demanda de potencia

Carga en kVA o kW solicitada a la fuente de suministro en el punto de recepción en un momento determinado.

Demanda No Atendida - DNA

Demanda dejada de atender por desconexiones programadas y forzadas, causadas por fallas en líneas, transformadores, generadores, mantenimientos y eventos programados por agentes externos.

Estado de alerta

Estado de operación que se encuentra cercano a los límites de seguridad y que ante la ocurrencia de una contingencia puede alcanzar un estado de emergencia.

Estado de emergencia

Es el estado de operación que se alcanza cuando se violan los límites de seguridad del sistema de potencia, o no se puede atender totalmente la demanda. Igualmente, se considera como tal el aislamiento de una o más áreas del SIN.

Evento

Es la situación que cause la indisponibilidad parcial o total de un activo de uso del STN o de un Activo de Conexión al STN y que ocurre de manera programada o no programada.

Herramientas Operativas (HEROPE)

Aplicativo de XM dispuesto para que los agentes Generadores, Transmisores Nacionales y Operadores de Red, puedan realizar los registros de la información operativa de todos los eventos ocurridos en las unidades de generación despachadas centralmente del SIN y los Eventos y Maniobras ocurridos en activos de uso del STN, activos de uso del STR y activos de conexión al STN respectivamente. La información reportada en el aplicativo es insumo tanto para la operación en tiempo real como para procesos posteriores, tales como análisis posoperativos, informes de operación, liquidación y facturación.

HIDA

Horas de indisponibilidad acumulada de un activo en un periodo de 12 meses.

MHAIA

Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas.

HC

Horas de indisponibilidad que excedan las MHAIA de un activo, calculadas para un mes específico.

Mantenimiento programado

Mantenimiento de equipos que es reportado por las empresas al CND para ser considerado en la coordinación integrada de mantenimientos.

Mantenimiento mayor

Es aquel mantenimiento sobre activos de conexión al STN o activos de uso del STN, que se realizan por una vez cada seis (6) años y que requieren un tiempo mayor al de la meta de indisponibilidad anual fijada para dichos activos.

Sistema de Transmisión Regional (STR)

Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los activos de conexión del OR o el TR al STN y el conjunto de líneas, equipos y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el nivel de tensión 4. Los STR pueden estar conformados por los activos de uno o más OR o TR.

Sistema de Transmisión Nacional (STN)

Es el Sistema Interconectado de Transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV.

Sistema Nacional de Consignaciones (SNC)

Sistema implementado con el fin de realizar la coordinación de los mantenimientos de equipos del Sistema de Transmisión Nacional, de los Sistemas de Transmisión Regional y de las unidades de generación despachadas centralmente.

Reglamento de operación

Conjunto de principios, criterios y procedimientos establecidos para realizar el planeamiento, la coordinación y la ejecución de la operación del Sistema Interconectado Nacional y para regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía eléctrica. El reglamento de operación comprende varios documentos que se organizarán conforme a los temas propios del funcionamiento del Sistema Interconectado Nacional.

Restablecimiento

Procedimiento empleado para llevar al sistema de potencia, de un estado de emergencia al estado normal de operación.

Restricción

Límite físico u operativo que se presenta en la operación del SIN, que disminuye las transferencias de potencia por las líneas de transmisión, activos de conexión e interconexiones internacionales, por causas como: límite de temperatura, sobrecargas, estabilidad, etc. Surgen por la aplicación de criterios de seguridad y confiabilidad en el suministro de electricidad.

Sector eléctrico colombiano

Conjunto de participantes del Mercado de Energía Mayorista colombiano que hacen parte de la cadena productiva, así: generadores, transmisores, distribuidores y comercializadores.

Trabajos de expansión

Son aquellos proyectos contenidos en el plan de expansión emitido por la UPME y/o los trabajos necesarios para la entrada en operación comercial de estos activos de conexión al STN o de uso del STN.

Operador de red de STR y SDL (OR)

Persona encargada de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL, incluidas sus conexiones al STN. Los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. Para todos los propósitos son las empresas que tienen cargos por uso de los STR o SDL aprobados por la CREG. El OR

siempre debe ser una empresa de servicios públicos domiciliarios. La unidad mínima de un SDL para que un OR solicite cargos por uso corresponde a un municipio.

Transmisor regional (TR)

Persona jurídica que opera y transporta energía eléctrica en un STR o que ha constituido una empresa cuyo objeto es el desarrollo de dichas actividades. En el ejercicio de su actividad, es responsable por la calidad del sistema que opera, así como las demás normas asociadas con la distribución de energía eléctrica en un STR.

Transmisor Nacional (TN)

Persona jurídica que opera y transporta energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional o que ha constituido una empresa cuyo objeto es el desarrollo de dichas actividades.

Transportador

De manera genérica se entiende por Transportador, los Transmisores Nacionales, los propietarios de activos de uso del STN, los Transmisores Regionales, los Distribuidores Locales, o los propietarios de activos de uso de STR y/o SDL.

1.2 Actualidad Normativa y Regulatoria

En la Tabla 1 se presenta el marco jurídico general aplicable a los servicios públicos domiciliarios y específicamente al servicio de energía eléctrica. Además, en la Tabla 2 se relacionan algunas de las principales resoluciones expedidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, aplicables al STR y STN.

Para la correcta operación del Sistema Interconectado Nacional, se cuenta con las funciones del Consejo Nacional de Operación (en adelante, “CNO”), creado por la Ley 143 de 1994 en su artículo 36, el cual es un organismo privado que tiene como función principal acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación del SIN sea segura, confiable y económica y ser el ejecutor del Reglamento de Operación.

El CNO está conformado por representantes de las empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras y el director del Centro Nacional de Despacho – CND (con voz, pero sin voto). Además, por disposición del artículo segundo del Decreto 2238 de 2009, el Superintendente Delegado de Energía y Gas de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, el Director de Energía del Ministerio de Minas y Energía y el Director de la UPME son invitados permanentes a las sesiones del CNO, los cuales participan en las reuniones de los Comités y Subcomités con voz y sin voto. Respecto a lo anterior, en la Tabla 3 se presentan algunos de los principales acuerdos del CNO aplicables al STR y/o STN.

Tabla 1 Legislación aplicable

LEGISLACIÓN	DISPOSICIÓN
Ley 142 de 1994	“Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones.”
Ley 143 de 1994	“Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional– establece el régimen de las actividades del sector eléctrico colombiano.”

Fuente: Normativa Superservicios.

Tabla 2 Regulación CREG aplicable al STN y/o STR

RESOLUCIÓN	DISPOSICIÓN
CREG 001 de 1994	"Por la cual se reglamenta el transporte de energía eléctrica por el Sistema de Transmisión Nacional y se regula la liquidación y administración de las cuentas originadas por los cargos de uso de dicho sistema"
CREG 002 de 1994	Por la cual se regula el acceso y uso de los sistemas de transmisión de energía eléctrica, se establece la metodología y el régimen de cargos por conexión y uso de los sistemas de transmisión, se define el procedimiento para su pago, se precisa el alcance de la resolución 010 de 1993 expedida por la Comisión de Regulación Energética y se dictan otras disposiciones.
CREG 025 de 1995	Por la cual se establece el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.
CREG 051 de 1998	Por la cual se aprueban los principios generales y los procedimientos para definir el plan de expansión de referencia del Sistema de Transmisión Nacional y se establece la metodología para determinar el Ingreso Regulado por concepto del Uso de este Sistema.
CREG 004 de 1999	Por la cual se aclaran y/o modifican las disposiciones establecidas en la Resolución CREG-051 de 1998, en la cual se aprobaron los principios generales y los procedimientos para definir el plan de expansión de referencia del Sistema de Transmisión Nacional y se estableció la metodología para determinar el Ingreso Regulado por concepto del Uso de este Sistema.
CREG 039 de 1999	Por la cual se establecen las normas relacionadas con las pérdidas de referencia en el Sistema de Transmisión Nacional.
CREG 080 de 1999	Por la cual se reglamentan las funciones de planeación, coordinación supervisión y control entre el Centro Nacional de Despacho (CND) y los agentes del SIN.
CREG 022 de 2001	Por la cual se modifican e incorporan las disposiciones establecidas en la Resolución CREG-051 de 1998, modificada por las Resoluciones CREG-004 y CREG-045 de 1999, mediante las cuales se aprobaron los principios generales y los procedimientos para definir el plan de expansión de referencia del Sistema de Transmisión Nacional, y se estableció la metodología para determinar el Ingreso Regulado por concepto del Uso de este Sistema.
CREG 106 de 2006	Por la cual se modifican los procedimientos generales para la asignación de puntos de conexión de generadores a los Sistema de Transmisión Nacional, Sistemas de Transmisión Regional o Sistemas de Distribución Local.
CREG 097 de 2008	Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.
CREG 011 de 2009	"Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional."
CREG 128 de 2010	Por la cual se establecen reglas para hacer la transición al nuevo esquema de calidad del servicio en el Sistema de Transmisión Nacional adoptado por la Resolución CREG-011 de 2009
CREG 093 de 2012	Por la cual se establecen el reglamento para el reporte de Eventos y el procedimiento para el cálculo de la Energía No Suministrada, y se precisan otras disposiciones relacionadas con la calidad del servicio en el Sistema de Transmisión Nacional.
CREG 094 de 2012	Por la cual se establecen el reglamento para el reporte de Eventos y el procedimiento para el cálculo de la Energía No Suministrada, y se precisan otras disposiciones relacionadas con la calidad del servicio en los Sistemas de Transmisión Regional.
CREG 224 de 2016	Por la cual se establecen los criterios de confiabilidad de la operación aplicables para contingencias sencillas, como parte del Código de Operación
CREG 015 de 2018	Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional.
CREG 036 de 2019	Por la cual se modifican algunas disposiciones de la Resolución CREG 015 de 2018.
CREG 039 de 2019	Por la cual se establecen las normas relacionadas con las pérdidas de referencia en el Sistema de Transmisión Nacional.

RESOLUCIÓN	DISPOSICIÓN
CREG 073 de 2019	Por la cual se modifica el artículo 2 de la Resolución CREG 224 de 2016 "por la cual se establecen los criterios de confiabilidad de la operación aplicables para contingencias sencillas, como parte del Código de Operación"

Fuente: datos CREG, elaboración DTGE

Es importante mencionar frente a la metodología de remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional – STN, que mediante la Resolución CREG 023 de 2016, la Comisión de Regulación de Energía y Gas público un proyecto de resolución cuya propuesta consideraba tener en cuenta para la remuneración criterios como:

- Los ingresos dependerán de la ejecución de los planes de inversión del Transmisor Nacional, representados principalmente en reposición de activos.
- La base regulatoria de activos del STN se determinaría a partir del costo de reposición de los activos mediante las Unidades Constructivas.
- El cargo por uso resultante de aplicar la metodología remuneraría el uso de la infraestructura y los gastos de AOM asociados al sistema de transmisión nacional.

A la fecha no se ha expedido la regulación definitiva, pero se encuentra dentro de la agenda regulatoria de la CREG prevista para la vigencia 2022.

Tabla 3 Acuerdos CNO aplicable al STN

ACUERDO	DISPOSICIÓN
787	Por el cual se establecen las responsabilidades y los procedimientos a los cuales están sujetos los agentes Transportadores, Operadores de Red, Generadores del SIN y el Centro Nacional de Despacho –CND-, en la realización de informes referentes al análisis de eventos que afecten la seguridad y confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional –SIN
1214	Por el cual se aprueba el Procedimiento para la entrada en operación comercial de proyectos de transmisión que incluyan activos de uso del Sistema de Transmisión Nacional - STN -, del Sistema de Transmisión Regional - STR -, de usuarios conectados directamente al STN y de recursos de generación
1239	Por el cual se aprueban las Causas Detalladas para el Reporte de Maniobras Operativas, Eventos y Cambios de Operatividad de activos del Sistema de Transmisión Nacional -STN- y del Sistema de Transmisión Regional -STR
1254	Por el cual se actualiza la definición y los formatos de reporte de los parámetros técnicos de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas que se quieran conectar al Sistema de Transmisión Nacional STN, al Sistema de Transmisión Regional STR y al Sistema de Distribución Local SDL
1299	Por el cual se aprueban los procedimientos para solicitar el cambio de parámetros técnicos de las plantas de generación, activos de uso del STN, activos de conexión al STN y sistemas de almacenamiento de energía con baterías SAEB

Fuente: CNO

2 CARACTERIZACIÓN DEL STN – STR

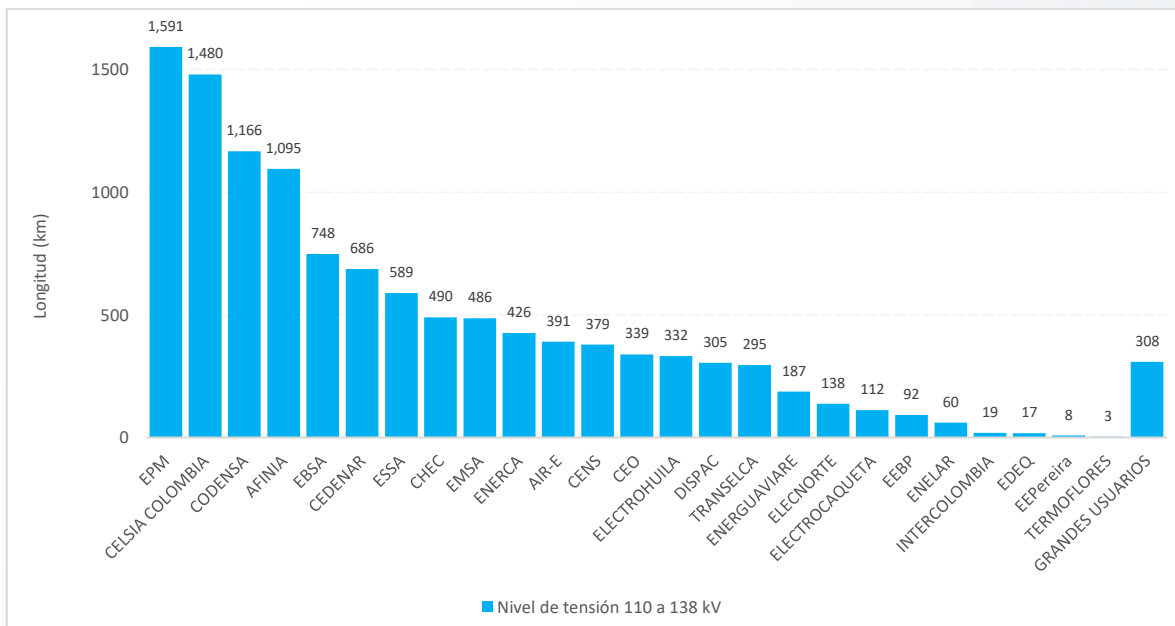
Se presenta la descripción del Sistema Interconectado Nacional a través de los Sistemas de Transmisión Nacional y Regional (STN – STR) para los diferentes agentes que intervienen en el sistema a través de la representación comercial u operación de activos en líneas de transmisión o subestaciones.

2.1 Sistema de Transmisión Regional – STR

En la Ilustración 1 se presenta la distribución de las longitudes de redes eléctricas cuyas tensiones son mayores o iguales 110 kV y menores o iguales 138 kV para las 28 empresas que tenían líneas de transmisión en el STR hasta finales del año 2020 y que en total se agrupan en 11.742 km. El 14% de las empresas, es decir, EPM, CELSIA COLOMBIA, CODENSA y AFINIA tenían redes con longitudes mayores a 1.000 km, entre las 4 agrupan el 45% del total de redes en este nivel de tensión. Dieciséis de las empresas tenían redes con longitudes mayores a 100 km y menores a 1.000 km y agrupan el 53% del total de redes. Finalmente, ocho empresas que representan el 29% del grupo analizado, presentaban redes con longitudes menores a 100 km.

Adicionalmente, el sistema cuenta con aproximadamente 369 km de líneas de transmisión con tensiones nominales de 57,5 y 66 kV operadas por Celsia Colombia, Caribemar – Afinia y CODENSA.

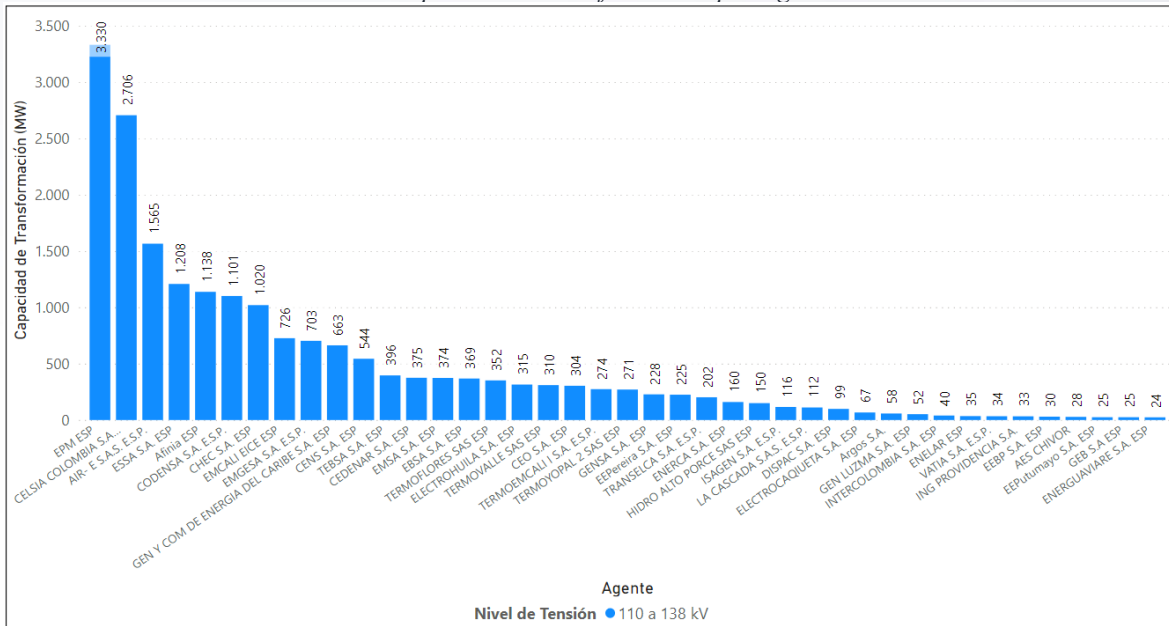
Ilustración 1 Agentes del STR por km de Red



Fuente: XM, Construcción SSPD – octubre 2021

En la Ilustración 2 se presenta la capacidad de transformación de las 41 empresas cuyos transformadores se encuentran en los niveles de tensión entre 110 kV y 138 kV. La capacidad de transformación total es de 19.786 MW. El 17% de las empresas, es decir, EPM, CELSIA COLOMBIA, AIRE, ESSA, AFINIA, CODENSA y CHEC presentan el 61% de la capacidad de transformación total, mientras que el 51% de las empresas cuyas capacidades se encuentran en el rango de 100 MW y 1000 MW, representan el 36% de la capacidad total de transformación del sistema. Finalmente, las 13 empresas restantes, representan tan solo el 2,8% de la capacidad total de transformación.

Ilustración 2 Capacidad de transformación por Agentes del STR

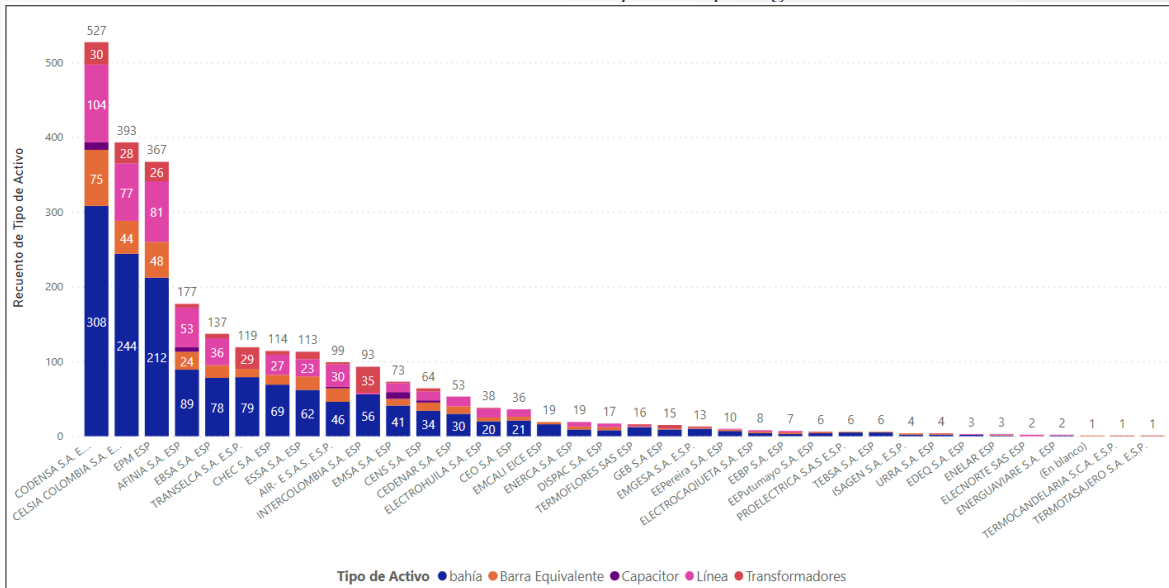


Fuente: XM, Construcción SSPD – octubre 2021

En la Ilustración 3 se presenta la cantidad de activos operados por cada empresa. De los 2.565 activos, el 58% son bahías, el 13% son barras, el 1,2% corresponden a capacitores, el 20% a líneas y el 7,5% restantes a transformadores. Las empresas CODENSA, CELSIA COLOMBIA y EPM presentan la mayor cantidad de bahías con 308, 244 y 212 respectivamente; de igual forma, las mismas empresas presentan la mayor cantidad de barras con 75, 44 y 48 respectivamente. Por otra parte, CODENSA y EMSA generan el mayor aporte en condensadores, con 10 y 9 respectivamente, mientras que lo que respecta a los transformadores ISA INTERCOLOMBIA, CODENSA y TRANSELCA presentan la mayor cantidad con 35, 30 y 29 respectivamente. Finalmente, en cuanto a líneas de transmisión CODENSA, EPM y CELSIA COLOMBIA presentan la mayor cantidad de activos con 104, 81 y 77 líneas respectivamente.

De forma global CODENSA es la empresa con mayor número de activos en el STR con 527 activos, seguido por CELSIA COLOMBIA con 393 y EPM con 367. Entre estas 3 empresas se tiene el 50% del total de activos en el STR. Las empresas AFINIA, EBSA, TRANSELCA, CHEC y ESSA representa en total un 26% del total de activos. El 24% del total de activos restantes se encuentran distribuidos en 27 empresas.

Ilustración 3 Cantidad de activos operados por agente en el STR



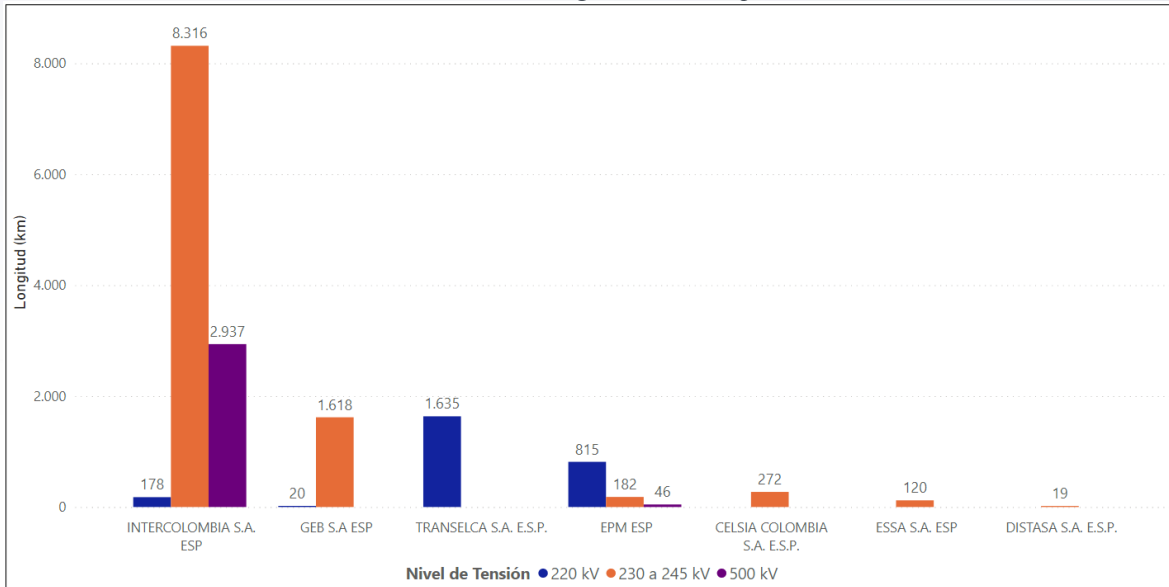
Fuente: XM, Construcción SSPD – octubre 2021

2.2 Sistema de Transmisión Nacional – STN

En las Ilustraciones 4 y 5 se presenta la información de las longitudes de las redes de transmisión y capacidad de transformación en los niveles de tensión de 220 kV, 230 kV a 245 kV y 500 kV respectivamente.

En total existen 16.157 km de redes de transmisión en el STN, de los cuales el 16% corresponden a líneas de 200 kV, el 65% corresponden a líneas cuyos niveles de tensión se encuentran entre 230 y 245 kV y el 18% restante corresponden a longitudes de líneas con niveles de tensión de 500 kV. ISA INTERCOLOMBIA presenta la mayor cantidad de redes del STN con 8.316 km de red entre 230 - 245 kV y 2.937 km a 500 kV, mientras que para redes con niveles de tensión de 220 kV la empresa TRANSELCA es la que presenta la mayor longitud con 1.635 km.

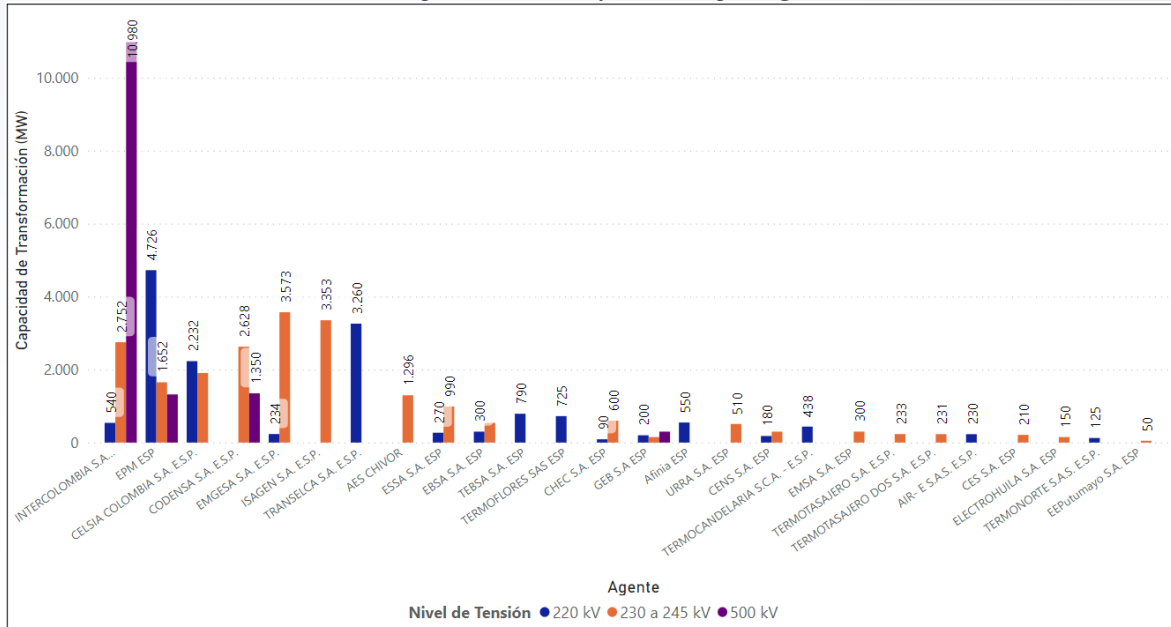
Ilustración 4 Ilustración Agentes del STN por km de Red



Fuente: XM, Construcción SSPD – octubre 2021

La capacidad de transformación total en el STN equivale a 50.264 MW, de los cuales el 30% corresponden a transformadores con niveles de tensión de 220 kV, el 43% a transformadores con niveles de tensión entre 230 kV y 245 kV y el 28% restantes corresponden a transformadores en 500 kV. Las empresas EPM, TRANSELCA y CELSIA COLOMBIA tiene la mayor capacidad de transformación en 220 kV con 4.726 MW, 3.260 MW y 2.232 MW respectivamente, en cuanto a capacidad de transformación en los niveles de tensión entre 230 kV y 245 kV, las empresas EMGESA, ISAGEN e ISA INTERCOLOMBIA son las que más aportan con 3.573 MW, 3.353 MW y 2.752 MW respectivamente. Finalmente, las 4 empresas con capacidad de transformación en 500 kV son ISA INTERCOLOMBIA, CODENSA, EPM y GEB con 10.980 MW, 1.350 MW, 1.320 MW y 300 MW respectivamente.

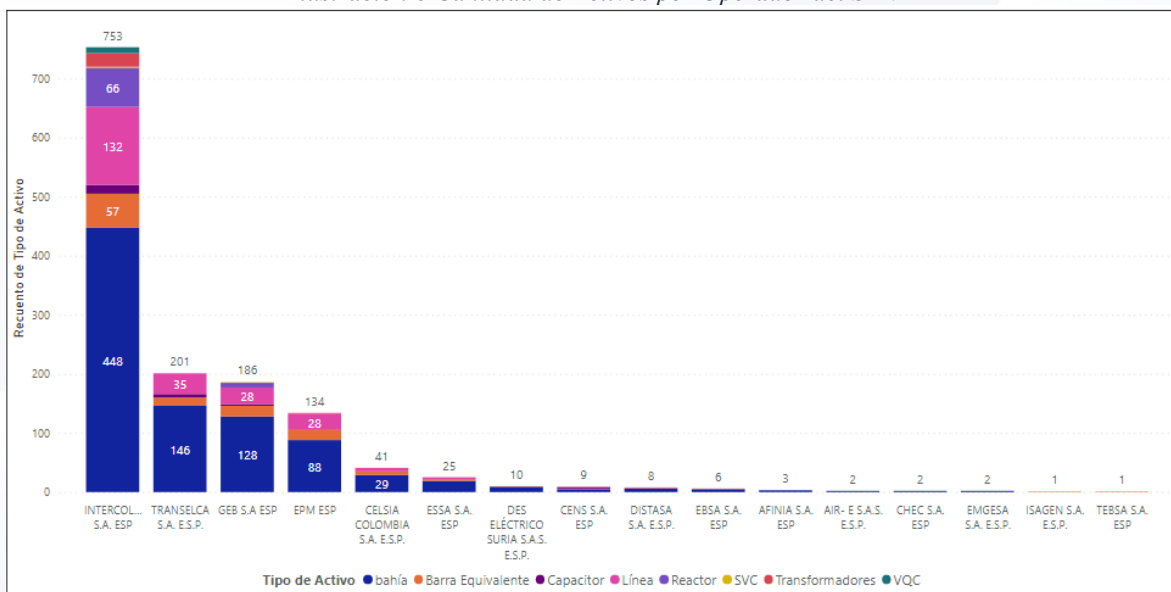
Ilustración 5 Capacidad de transformación por Agentes del STN



Fuente: XM, Construcción SSPD – octubre 2021

En la Ilustración 6 se presenta la cantidad de activos por operador en el STN. ISA INTERCOLOMBIA presenta la mayor cantidad de activos con 753 lo cual representa el 54% del total de activos del STN en Colombia, seguido por TRANSELCA con un 15% y GEB con un 13%. Del total de activos, el 64% corresponde a bahías, el 8,7% a barras, el 2% a capacitores, el 17% a líneas, el 5% a reactores, el 0,22% a SVC, el 1,7% a transformadores y el 0,7% a VQC. ISA INTERCOLOMBIA tiene la mayor cantidad de equipos en los diferentes tipos de activos con una participación del 36% en las bahías, el 47% en barras, el 57% en capacitores, el 56% en líneas, el 89% en reactores, el 67% en SVC, el 95% en transformadores y es el único transmisor con VQC.

Ilustración 6 Cantidad de Activos por Operador del STN



Fuente: XM, Construcción SSPD – Octubre 2021

3 CALIDAD DEL SERVICIO EN LAS REDES DE TRANSPORTE DE ENERGÍA

3.1 Sistema de Transmisión Regional – STR

La calidad del servicio en los Sistemas de Transmisión Regional – STR presentada en este documento hace referencia a la duración de las indisponibilidades que superen las máximas horas anuales de indisponibilidad ajustadas de los activos asociados al nivel de tensión 4. Estos están a cargo de los Operadores de Red – OR y de los Transmisores Regionales – TR que operan los activos del STR. Las disposiciones de calidad del servicio en el STR están definidas en las resoluciones CREG 097 de 2008 y 094 de 2012. Estas disposiciones se aplicarán hasta que hayan entrado en vigencia las resoluciones particulares del total de los OR que tengan ingresos por activos de nivel de tensión 4 y a partir de ese momento se aplicará lo dispuesto en la Resolución CREG 015 de 2018 y la Resolución CREG 036 de 2019.”

Dado lo anterior, en la Resolución CREG 097 de 2008 en el numeral “11.1 CALIDAD DEL SERVICIO EN EL STR” se establece que los OR serán los responsables de la continuidad en la distribución de energía eléctrica en el STR y que el incumplimiento de calidad dará lugar a la aplicación de compensaciones a favor de los usuarios, disminuyendo el Ingreso Mensual que le corresponde a cada Operador de Red.

La calidad del servicio en el STR está definida en los numerales 11.1.2, 11.1.3, 11.1.4 y 11.1.5 de la Resolución CREG 097 de 2008: Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad. Por lo anterior, se analizará de forma conjunta para todos los OR y posteriormente se presentará un análisis para los tres agentes con mayor cantidad de horas que superaron las MHAIA. Con esta información se busca verificar el nivel de cumplimiento de los prestadores del servicio público de energía eléctrica que realizan la actividad de Transmisión Regional o que operan activos en nivel de tensión 4 en el SIN.

3.1.1 Máximas Horas Anuales De Indisponibilidad Ajustadas - MHAIA

La metodología para la evaluación del indicador de MHAIA de acuerdo con lo definido en el numeral 11.1.2 de la resolución CREG 097 de 2008 establece que los Grupos de Activos² utilizados en la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica en el STR (ver Tabla 4), no deberán superar, en una ventana móvil de doce meses, el número de Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad, establecido en la norma:

Tabla 4 Máximas Horas Anuales de indisponibilidad por activo – STR

Grupos de Activos	Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad (MHAIA)
Conexión del OR al STN	51

² Para los Grupos de Activos “Conexión del OR al STN”, “Equipos de Compensación” y “Línea Nivel de Tensión 4” se consideran incluidas las respectivas bahías. Para el Grupo de Activos “Barraje” se diferencian las máximas horas permitidas para barrajes que cuentan con bahías de maniobra y para barrajes que no cuentan con estas. El máximo permitido se debe comparar con la suma de las indisponibilidades de los activos que hacen parte del Grupo de Activos.

Grupos de Activos	Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad (MHAI)
Equipos de Compensación	31
Línea Nivel de Tensión 4	38
Barraje	
Sin Bahías de Maniobra	15
Con Bahías de Maniobra	30

Fuente: CREG 097 de 2008

Otro aspecto a tener en cuenta se encuentra definido en el numeral 11.1.3 en donde se establece que las MHAI se podrán reducir en 0,5 horas cada vez que se presenten alguna de las siguientes situaciones:

- i) Por cada retraso en Reporte de Eventos de cualquiera de los activos que conforman el grupo.
- ii) Por solicitud de Consignaciones No Programadas, asociadas con Consignaciones Nacionales.

Lo anterior quiere decir, que la referencia del indicador de calidad se ajustará para volverse más exigente en la medida que el prestador incurra en alguna de las dos situaciones mencionadas, este ajuste se realizará a través del cálculo de la variable Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas (MHAIA).

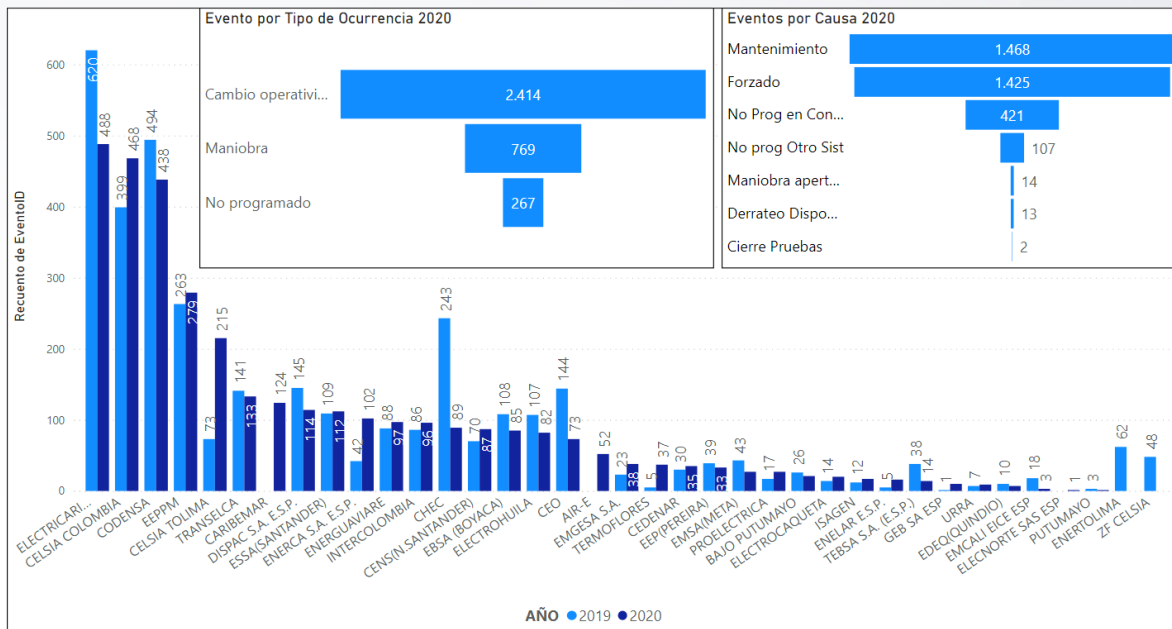
Por otra parte, en el numeral 11.1.8.1 de la Resolución CREG 097 de 2008 se define la manera de calcular las Horas de Indisponibilidad Acumulada – HIDA del grupo de activos, las cuales no deberán superar las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas - MHAIA para determinar el nivel de cumplimiento del indicador por grupo de activos. Este indicador está orientado a penalizar la indisponibilidad del grupo de activos.

3.1.2 Eventos que afectan las HID por indisponibilidad de activos del STR

Para el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2020 y 31 de diciembre de 2020 se presentaron 3.447 eventos, con los cuales se ocasionó la indisponibilidad de activos en el STR. Esta condición se puede visualizar en la Ilustración 7 en la que se presenta la información de la cantidad de eventos asociada a cada empresa, por tipo de ocurrencia y causa. En comparación con el año 2019 se pudo apreciar un comportamiento similar con una leve disminución del 3%, pasando de 3.553 a 3.447 eventos.

De la Ilustración 7 se puede apreciar que las tres empresas con mayor número de eventos por indisponibilidad de activos en el año 2020 fueron: ELECTRICARIBE, CELSIA COLOMBIA y CODENSA lo cual es proporcional a la propiedad y operación de activos en el STR, puesto que son de los Operadores de Red más grandes del país.

Ilustración 7 Eventos por indisponibilidad de activos 2019-2020 - STR.

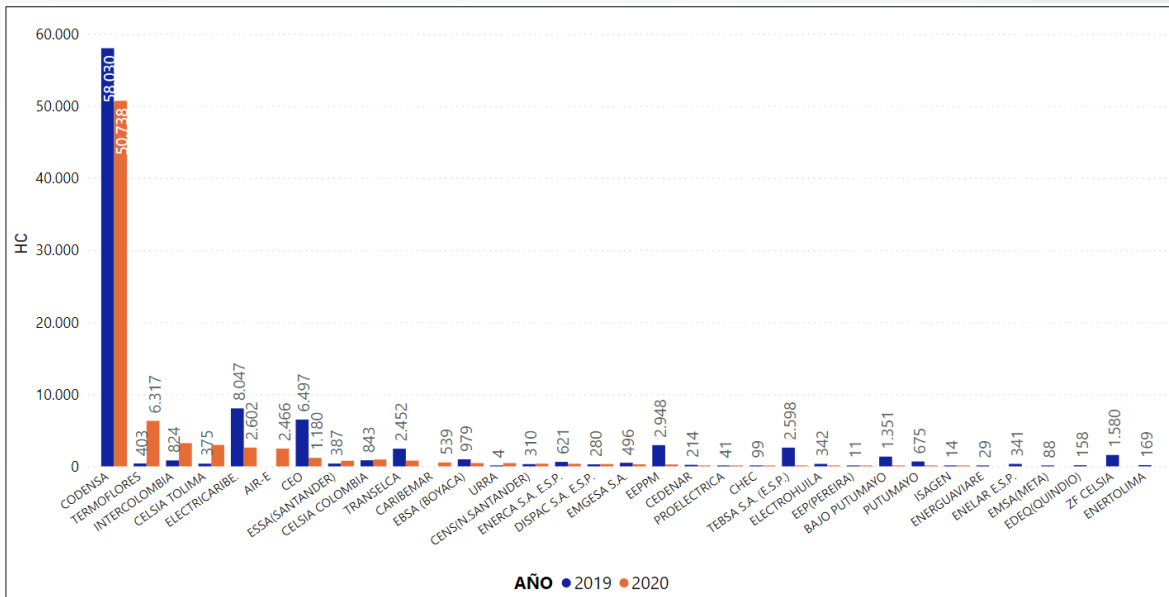


Fuente: XM, construcción SSPD – octubre 2021

3.1.3 Horas de indisponibilidad que excedieron las MHAIA (HC)

Respecto a las horas de indisponibilidad que superaron las MHAIA establecidas en la regulación vigente, para el año 2020 se presentaron aproximadamente 75.815 horas a compensar y en comparación con el año 2019 se presentó una disminución del 16,9%, pasando de 91.207 horas compensadas por superar las MHAIA en el año 2019 a 75.815 en el año 2020. En la Ilustración 8 se puede evidenciar esta información para cada uno de los Operadores de Red, Transmisores Regionales y agentes que operan activos en el STR.

Ilustración 8 Comparación de Horas de indisponibilidad que excedieron las MHAIA STR (HC) 2019-2020 - STR.



Fuente: XM, Construcción SSPD – octubre 2021

Así mismo, en la Ilustración 8 se evidencia que el Operador de Red CODENSA para los años 2019 y 2020 presentó el mayor número de horas a compensar, en el año 2020 tuvo el 67% (50.738 Horas a compensar) del total de las horas de indisponibilidad de activos que superaron las MHAIA del Sistema de Transmisión Regional.

3.1.4 Agentes con mayores HC en el STR

A continuación, se presentará en más detalle los tres agentes que tuvieron mayor número de horas a compensar de grupos de activos que superaron las MHAIA del Sistema de Transmisión Regional durante el año 2020 y un análisis del mercado caribe por su relevancia en términos de calidad del servicio.

CODENSA

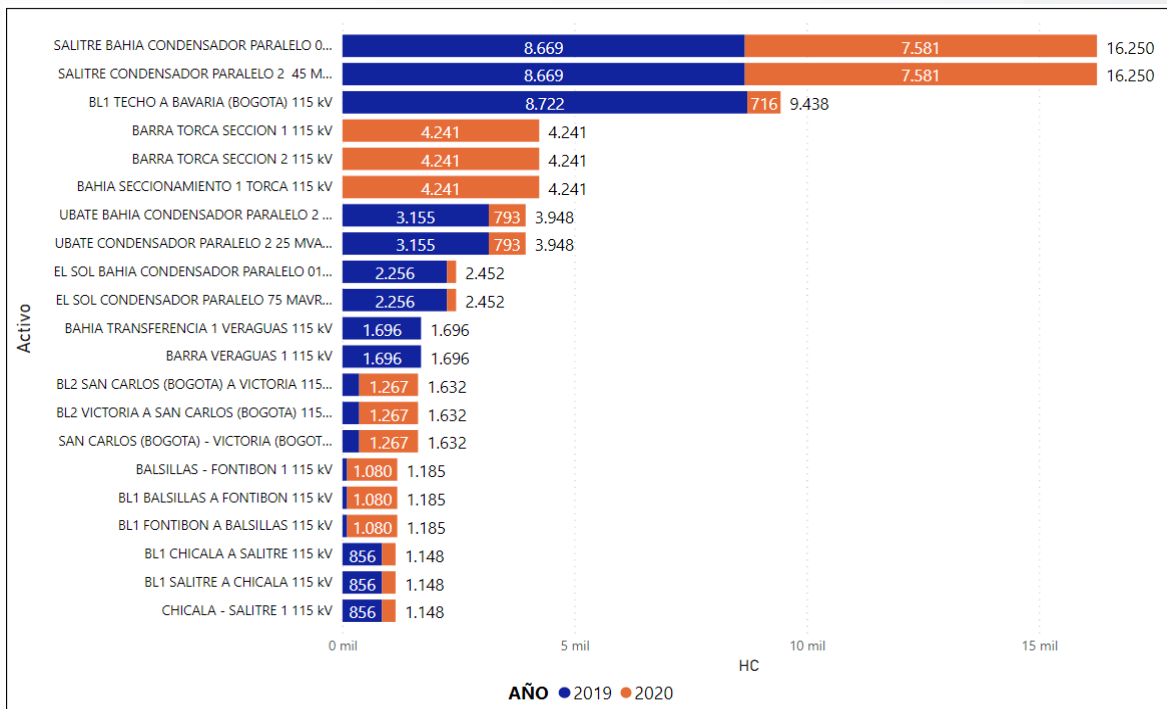
En el [Anexo 1](#) de este informe se encuentra el listado de grupos de activos cuyas horas de indisponibilidad superaron las MHAIA para CODENSA en el 2020, con un total de 45 grupos de activos que agrupan 116 activos individualmente con aproximadamente 50.738 horas de indisponibilidad. En la Ilustración 9 se muestran los primeros 21 activos operados por CODENSA que presentaron mayor indisponibilidad.

En comparación con el año 2019, se presentó una reducción tanto en la cantidad de activos indisponibles como en la cantidad de horas bajo esta condición, puesto que para el año 2019 se registraron 157 activos con aproximadamente 58.030 horas de indisponibilidad. Si bien este comportamiento es bueno y debería ser progresivo en el tiempo, se identifican activos que presentaron una cantidad significativa de horas de indisponibilidad, por lo que serán objeto de análisis detallado y particular para la detección de un presunto problema

operativo que pueda incidir en la calidad del servicio de energía eléctrica o en la operación del STR.

Para el año 2020 en la Ilustración 9 se identificaron activos en la subestación Salitre, Torca, San Carlos, Balsillas, Chicalá que presentaron más de 1.000 horas acumuladas que superaron las MHAIA, el detalle de cada activo se puede apreciar en el [Anexo 1](#).

Ilustración 9 Activos con mayor HC para CODENSA 2019-2020 - STR



Fuente: XM, Construcción SSPD – octubre 2021

TERMOFLORES

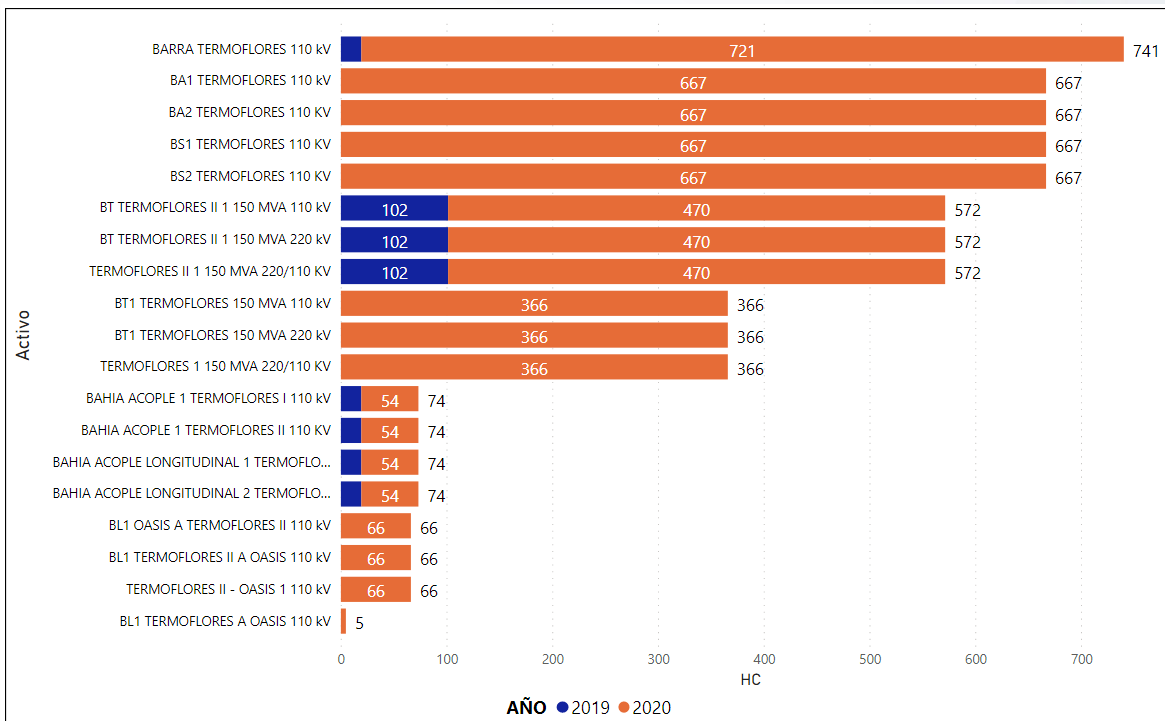
Antes de iniciar el análisis, es importante hacer claridad que Prime-Termoflores en el Registro Único de Prestadores de Servicios Públicos - RUPS de la Superservicios está registrado con la actividad de generación de energía eléctrica, sin embargo, este agente en sus actividades realiza la operación de algunos activos en nivel de tensión 4. Además, es importante mencionar que a partir del 19 de septiembre de 2019 las empresas Prime Energía Colombia y Prime Colombia Barranquilla son las dueñas del capital accionario de la planta de generación Termoflores y sus activos complementarios.

Así las cosas, en el [Anexo 2](#) de este informe se encuentra el listado de grupos de activos cuyas horas de indisponibilidad superaron las MHAIA para TERMOFLORES con un total de 4 grupos de activos asociados a 19 activos con aproximadamente 6.317 horas de indisponibilidad. En la Ilustración 10 se muestran los 19 activos operados por Termoflores que superaron las MHAIA.

En comparación con el año 2019, se presentó un incremento en la cantidad de horas bajo esta condición, puesto que para el año 2019 aproximadamente se registraron 1.893 horas de indisponibilidad en los mismos 19 activos presentados en la Ilustración 10. Sin embargo, es importante mencionar que hasta agosto de 2019 el operador de estos activos era el agente Zona Franca Celsia.

Con base en la Ilustración 10 respecto a la información del 2020, se identificaron activos de nivel de tensión 4 asociados a la central de generación Termoflores, el detalle de cada activo se puede apreciar en el [Anexo 2](#).

Ilustración 10 Activos con mayor HC para TERMOFLORES 2019-2020 - STR



Fuente: XM, Construcción SSPD – octubre 2021

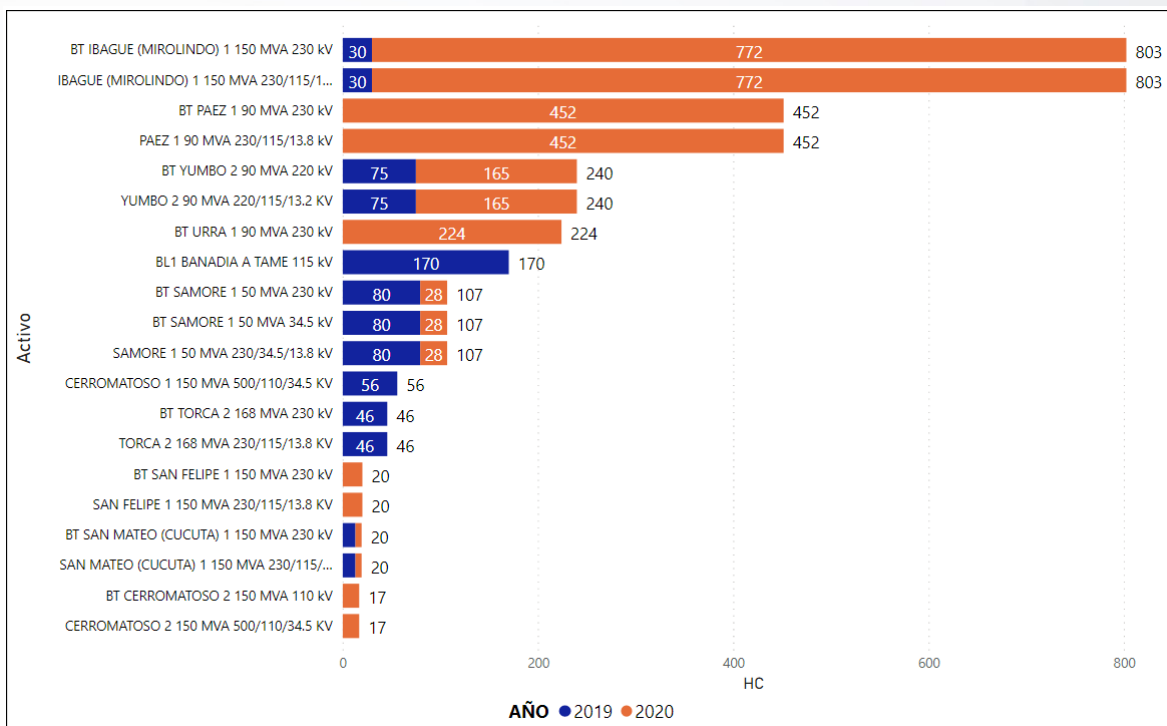
ISA INTERCOLOMBIA

ISA INTERCOLOMBIA en el registro en el Registro Único de Prestadores de Servicios Públicos - RUPS de la Superservicios está registrado con la actividad de Transmisión de energía eléctrica haciendo referencia al Sistema Interconectado Nacional - STN, sin embargo, este agente en sus actividades realiza la operación de algunos activos en nivel de tensión 4 asociado a las conexiones STN - STR.

Así las cosas, en el [Anexo 3](#) de este informe se encuentra el listado de grupos de activos cuyas horas de indisponibilidad superaron las MHAIA para ISA INTERCOLOMBIA durante el 2020, con un total de 9 grupos de activos asociados a 20 activos individuales con aproximadamente 3.227 horas de indisponibilidad. En la Ilustración 11 se muestran los 20 activos operados por ISA INTERCOLOMBIA que superaron las MHAIA.

En comparación con el año 2019, se presentó un incremento en la cantidad de horas de indisponibilidad que superaron las MHAIA, puesto que para el año 2019 se registraron 20 activos con aproximadamente 824 horas de indisponibilidad. Para el año 2020 en la Ilustración 11 se identificaron activos de conexión STN-STR en las subestaciones Mirolindo, Páez, Yumbo y Urra entre otras, que presentaron mayor cantidad de horas acumuladas que superaron las MHAIA, el detalle de cada activo se puede apreciar en el [Anexo 3](#).

Ilustración 11 Activos con mayor HC para ISA INTERCOLOMBIA 2019-2020 - STR



Fuente: XM, Construcción SSPD – octubre 2021

MERCADO CARIBE

Desde el 1 de octubre del 2020 iniciaron actividades los dos nuevos Operadores de Red encargados de la prestación del servicio de energía eléctrica en la Costa Atlántica, en reemplazo de la intervenida Electricaribe S.A. ESP. AFINIA, atiende los Departamentos de Córdoba, Sucre, Bolívar y Cesar y AIR-E en los departamentos de Atlántico, Guajira y Magdalena. Por lo anterior, durante el año 2020 los nuevos operadores se encontraban en un proceso de transición con el antiguo operador del servicio bajo las condiciones dispuestas por la CREG.

Dado lo anterior, con el fin de incluir el seguimiento a la calidad en el STR de la Costa Atlántica, se realizará la comparación del comportamiento de las indisponibilidades de activos de los tres prestadores para los años 2019 y 2020 con los valores obtenidos para ELECTRICARIBE del periodo enero de 2019 a septiembre de 2020 y los valores obtenidos para AIR-E y AFINIA para el periodo octubre a diciembre 2020, por lo tanto, el resultado obtenido se asumirá que es una aproximación de la calidad del servicio en el STR del Mercado Caribe.

En la Tabla 5 se puede apreciar que el Mercado Caribe presentó una disminución en la cantidad de horas de indisponibilidad que superaron las MHAIA, puesto que para el año 2019 se registraron aproximadamente 8.047 horas de indisponibilidad y para el año 2020 se presentaron 5.606 horas a compensar con una reducción del 30%.

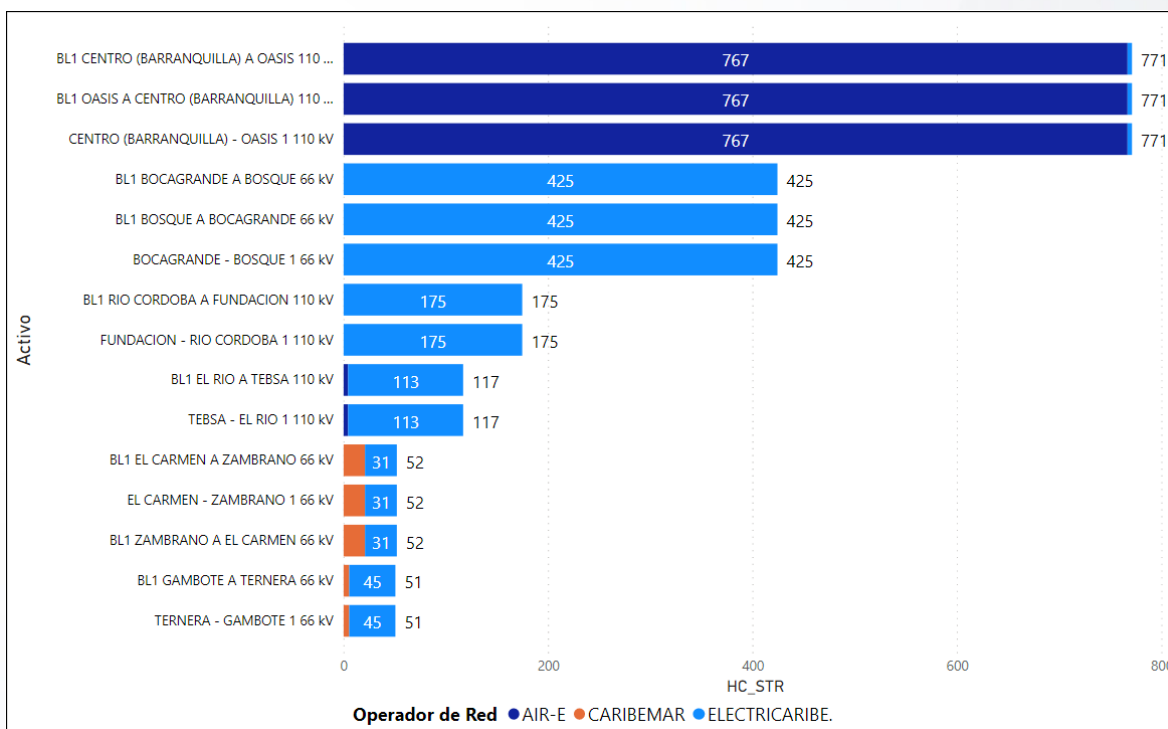
En la Ilustración 12 se identificaron que los activos asociados a líneas de Transmisión Regional Centro - Oasis 110 kV, Bocagrande - Bosque 66 kV y Fundación – Río Córdoba 110 kV presentaron la mayor cantidad de horas acumuladas que superaron las MHAIA en el año 2020, el detalle de cada activo se puede apreciar en el [Anexo 4](#).

Tabla 5 Horas a Compensar Mercado Caribe 2019-2020

Periodo	ELECTRICARIBE	AIR-E	CARIBEMAR	Total general
2019	8.047			8.047
2020	2.602	2.466	539	5.606

Fuente: XM, Construcción SSPD – octubre 2021

Ilustración 12 Activos con mayor HC para el Mercado Caribe 2020 - STR



Fuente: XM, Construcción SSPD – octubre 2021

3.2 Sistema de Transmisión Nacional – STN

La calidad del servicio en el STN es determinada en conformidad a las características definidas en la Resolución CREG 011 de 2009 y la responsabilidad de darle cumplimiento a estas disposiciones normativas es de los agentes en condición de Transmisores Nacionales –TN. Estos agentes son los que operan y transportan energía eléctrica en el

Sistema de Transmisión Nacional, es decir, en niveles de tensión iguales o superiores a 220 kV.

La calidad en la prestación del servicio de transmisión de energía eléctrica en el STN se mide de acuerdo con lo establecido en el capítulo 4 del anexo de la resolución antes mencionada, teniendo como factor común la indisponibilidad de los activos. Lo anterior, para garantizar la continuidad y calidad del servicio en la transmisión de energía eléctrica en el STN, dentro de los niveles establecidos en la regulación vigente. En la Ilustración 13 se presenta un diagrama que referencia las características de calidad asociadas a la indisponibilidad de activos.

Ilustración 13 Características de calidad en el STN



Fuente: Resolución CREG 011 de 2009, Construcción SSPD – octubre 2021

Teniendo en cuenta lo anterior, en este numeral se analizarán las indisponibilidades de los activos para el STN, durante la vigencia del año 2020. Inicialmente se presentará el consolidado de la información para todo el Sistema de Transmisión Nacional, identificando la participación de cada uno de los Transmisores Nacionales en este escenario y posteriormente se entregará un análisis por empresa para los tres agentes con mayor cantidad de horas de indisponibilidad de activos que superaron las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas.

Con esta información se identificará el nivel de cumplimiento a las características de calidad en el STN por parte de los prestadores del servicio público de energía eléctrica que realizan la actividad de transmisión en el STN y también se establecerán los posibles riesgos en la prestación del servicio que se puedan prever de acuerdo a la indisponibilidad recurrente en algunos activos del STN.

3.2.1 Máximas Horas Anuales De Disponibilidad Ajustadas - MHAIA

Para identificar los indicadores de calidad en el STN, es necesario inicialmente reconocer la metodología que define las metas o valores máximos de disponibilidad para cada activo. Las MHAIA en el STN están definidas en el numeral 4.3 de la Resolución CREG 011 de 2009.

La Resolución Ibídem establece que los activos utilizados para la prestación del servicio de transmisión de energía eléctrica en el STN, relacionados y categorizados en la Tabla 6 que no deberán superar en una ventana móvil de doce meses el número de horas de disponibilidad establecido en la misma:

Tabla 6 Máximas Horas Anuales de disponibilidad por activo

Activos	Máximas Horas Anuales de Disponibilidad (MHAIA)
Bahía de Línea	15
Bahía de Transformación	15
Bahía de Compensación	16
Módulo de Barraje	15
Módulo de Compensación	15
Autotransformador	28
Línea de 220 o 230 kV	20
Línea de 500 kV	37
VQC	5
Otros Activo	10

Fuente: Resolución CREG 011 de 2009 – octubre 2021

Otro aspecto a tener en cuenta, se encuentra definido en el numeral 4.4 en donde se establece que las MHAIA se podrán reducir en 0,5 horas cada vez que se presenten alguna de estas situaciones:

- i. Consignación de Emergencia solicitada.
- ii. Modificación al Programa Semestral de Consignaciones y/o Mantenimientos.
- iii. Retraso en el Reporte de Eventos (Artículo 19 de la presente Resolución).

Lo anterior quiere decir, que la referencia del indicador de calidad se ajustará para volverse más exigente en la medida que el prestador incurra en alguna de las tres situaciones mencionadas, este ajuste se realizará a través del cálculo de la variable Máximas Horas Anuales de Disponibilidad Ajustadas (MHAIA).

Por otra parte, en el numeral 4.8.1 se define la manera de calcular las Horas de Disponibilidad Acumulada – HIDA las cuales no deberán superar las MHAIA para determinar el nivel de cumplimiento del indicador por activo. Este indicador está orientado a penalizar la disponibilidad del activo responsable del evento.

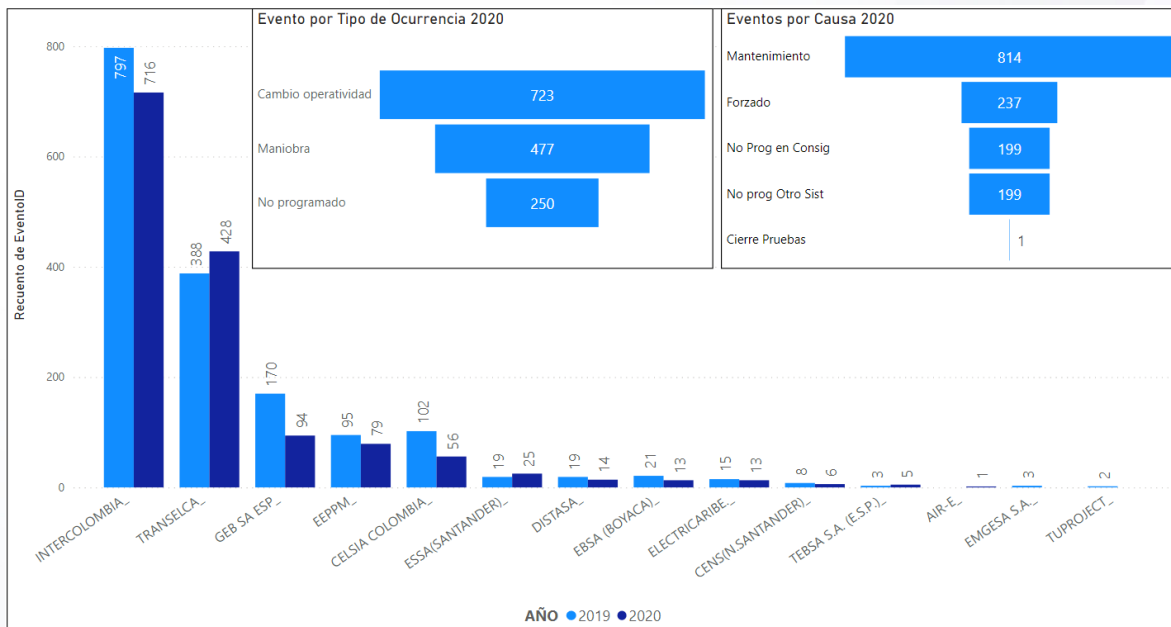
3.2.2 Eventos que afectan las HID por indisponibilidad de activos del STN

De manera general para el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2020 y 31 de diciembre de 2020 se presentaron 1.450 eventos, mediante los cuales se ocasionó la indisponibilidad de activos en el STN. Esta condición se puede visualizar en la Ilustración 14, en la cual se presenta la información de la cantidad de eventos asociada a cada empresa, además de la categorización por tipo de ocurrencia y por causa.

Adicionalmente, en comparación con el año 2019 se pudo evidenciar un comportamiento con leve mejora para la mayoría de las empresas en cuanto a la cantidad de eventos por indisponibilidad de activos, pues las únicas empresas como operadores de activos del STN que presentaron incremento en la cantidad de eventos entre un año y otro fueron TEBSA con 2 eventos más en el año 2020 con respecto al año 2019, ESSA con 6 eventos más en el 2020 que en el año 2019 y finalmente TRANSELCA con 40 eventos más para el año 2020 que en el año 2019.

En consecuencia, se tiene una disminución del 11,7% aproximadamente de la cantidad de eventos del año 2019 con respecto al año 2020, pasando de 1.642 a 1450 eventos en el STN. Estos datos generan una percepción positiva, aunque la diferencia es mínima, se trata de un porcentaje en el que se presenta una mejora en términos de cantidad de eventos por indisponibilidad de activos en el Sistema de Transmisión Nacional.

Ilustración 14 Eventos por indisponibilidad de activos 2019-2020 - STN.



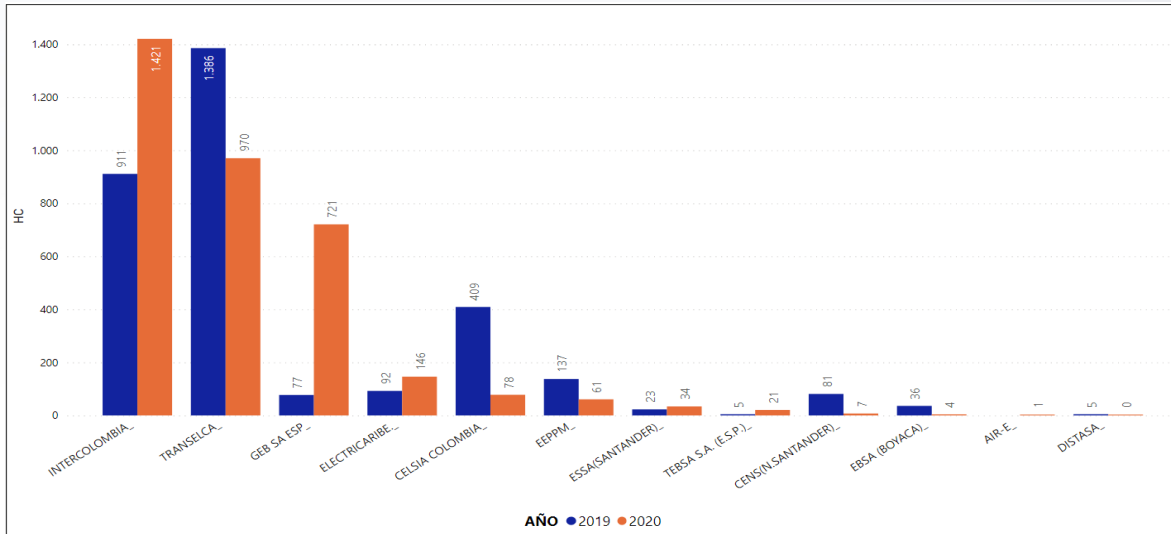
Fuente: XM, Construcción SSPD – octubre 2021

3.2.3 Horas de indisponibilidad que excedieron las MHAIA (HC)

En cuanto a las horas de indisponibilidad que superaron las MHAIA establecidas en la regulación y mencionadas en el numeral 3.2.1 de este documento, se tiene que para el año 2020 se presentaron 3.464 horas con esta condición. Cabe indicar que, en comparación con el año 2018 se presentó un incremento de 8,74 % aproximadamente, pasando de 3.161

horas compensadas por superar las MHAIA en el año 2019 a 3.464 horas compensadas en el año 2020. En la Ilustración 15 se puede evidenciar esta información para cada uno de los agentes transmisores nacionales y para los operadores de activos en el STN.

Ilustración 15 Comparación de Horas de indisponibilidad que excedieron las MHAIA (HC) 2019-2020 - STN.



Fuente: XM, Construcción SSPD – octubre 2021

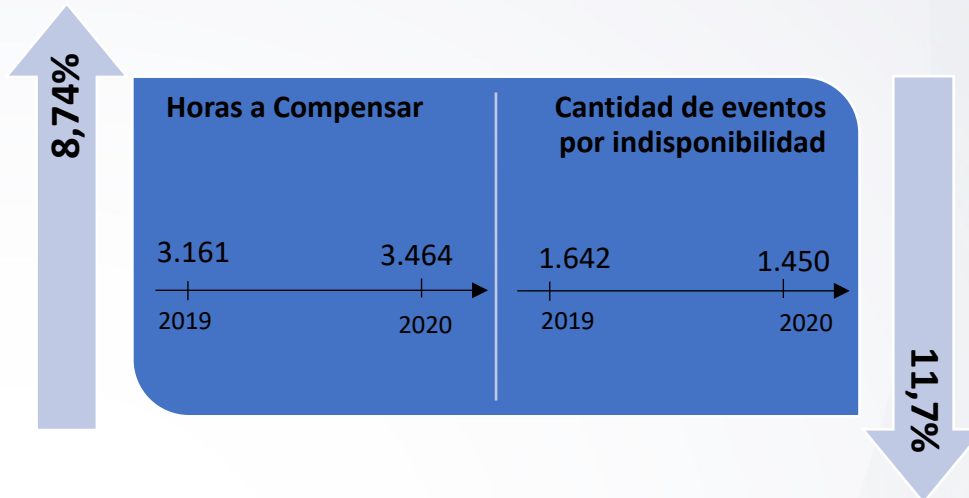
Respecto a lo anterior, es posible evidenciar que para el año 2020 la mitad de las empresas presentadas en la Ilustración 15 tuvieron un incremento en las horas compensadas por superar las MHAIA, mientras que la otra mitad presenta una disminución respecto a las HC. Se destaca la mejora de CELSIA COLOMBIA, EPM, CENS y EBSA por tener una disminución mayor al 50% de las horas compensadas entre el año 2019 y 2020. Situación contraria a ISA INTERCOLOMBIA, GEB y TEBSA que mediante el indicador HC muestran una disminución en la calidad del servicio en el STN, incrementando las horas compensadas por superar las MHAIA entre un año y otro.

De otra parte, el valor de 3.464 horas compensadas en el año 2020 por superar las MHAIA, es un indicador de la alta indisponibilidad que se presenta en los activos del STN, además de evidenciarse como una condición permanente en el tiempo ya que en los últimos 3 años este valor siempre ha estado por encima de las 3.000 horas compensadas por indisponibilidad de activos.

Esta condición es una señal de alerta frente la condición de disponibilidad de algunos activos del STN, que son necesarios tanto para un sistema eléctrico confiable como para atender al despacho económico proyectado. Es necesario enfocar la atención por parte de los agentes para tomar correctivos necesarios frente a los activos del STN con indisponibilidades recurrentes.

Finalmente, si se compara el comportamiento entre el año 2019 y 2020 de la cantidad de eventos por indisponibilidad de activos y las horas compensadas que superaron las MHAIA, se encuentra que, aunque el primero tuvo una reducción del 11.7%, las horas compensadas incrementaron el 8.74%; es decir hubo menos cantidad de eventos por indisponibilidad, pero su duración fue mayor, como se observa en la Ilustración 16.

Ilustración 16 Contraste entre cantidad de eventos por indisponibilidad de activos y HC 2019-2020.



Fuente: XM, Construcción SSPD – octubre 2021

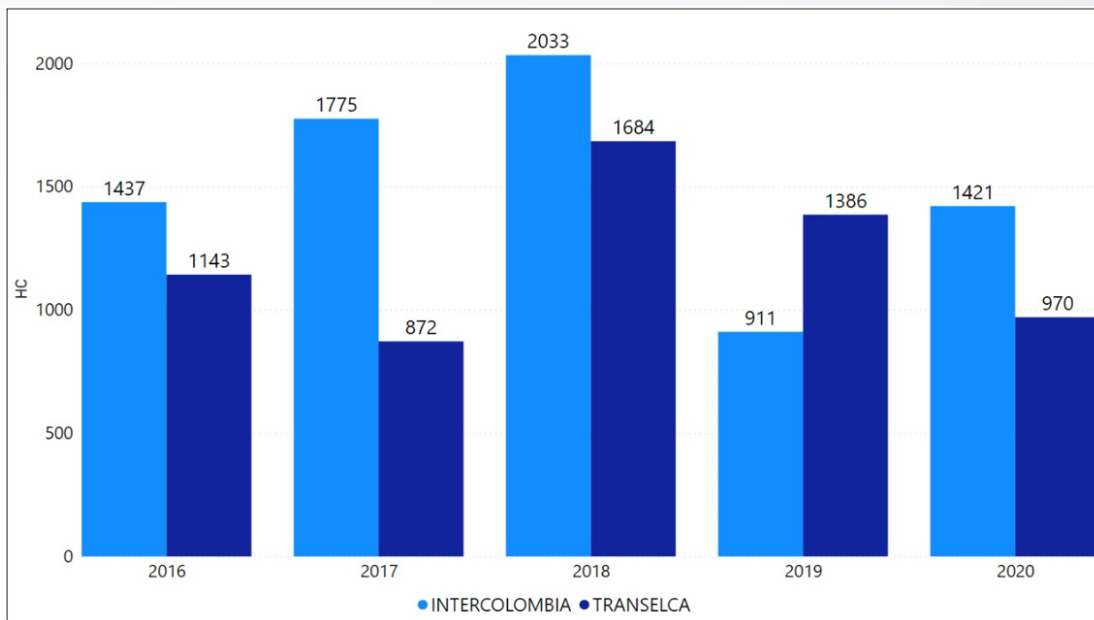
3.2.4 Transmisores Nacionales con mayores HC en el STN

Como se mostró en el numeral 2.2 de este documento, ISA INTERCOLOMBIA y TRANSELCA son los Transmisores Nacionales con mayor cantidad de activos operados en el STN, en consecuencia, son los dos agentes que cuentan con el mayor número de Horas compensadas por superar las MHAIA.

En la Ilustración 17 se presenta la trazabilidad histórica de los últimos 5 años para estos dos agentes operadores de activos en el STN, cuantificando las horas que compensó cada uno de ellos por superar las MHAIA.

8,74%

Ilustración 17 Referencia histórica de la variable HC en los últimos 5 años.



Fuente: XM, Construcción SSPD – octubre 2021

De la anterior ilustración, es posible evidenciar que el promedio de HC por parte de ISA INTERCOLOMBIA para los últimos 5 años corresponde a 1.515 horas aproximadamente. Es decir, que para el año 2020 el indicador fue ligeramente inferior al valor promedio pues se presentaron aproximadamente 1.421 horas a compensar por haber superado las MHAIA. Si bien en el año 2020 se presenta una mejora en la calidad del servicio prestado por ISA INTERCOLOMBIA en cuanto al promedio de los últimos 5 años, es preciso indicar que del año 2019 al 2020 se presentó una disminución significativa de la calidad del servicio pasando de tener 911 HC en el año 2019 a 1.421 HC en el año 2020.

Ahora bien, en cuanto a TRANSELCA, se tiene que el promedio de HC para los últimos 5 años corresponde a 1.211 horas aproximadamente., TRANSELCA presentó un valor de HC para el año 2020 correspondiente a 970 horas, inferior al valor promedio para los últimos 5 años.

Al respecto, se puede evidenciar un valor inferior de HC para el año 2020 en referencia al promedio de los últimos 5 años. Sin embargo, en el año 2020 se presentó el evento en la subestación Sabanalarga 220 kV por indisponibilidad de activos operados por TRANSELCA. Este evento generó un alto impacto a la continuidad y calidad del servicio de energía eléctrica, situación que también se abordará más adelante en este informe.

Finalmente, el tercer TN con mayores HC para el año 2020 es Grupo Energía Bogotá y corresponde al agente con mayor variación entre el año 2019 y 2020, pues pasó de tener 77 HC en el 2019 a 721 HC en el año 2020, con un incremento porcentual del 836%. Respecto a esta información, más adelante se presenta un análisis detallado de los activos que opera GEB en el STN para identificar el activo causante de dicha situación.

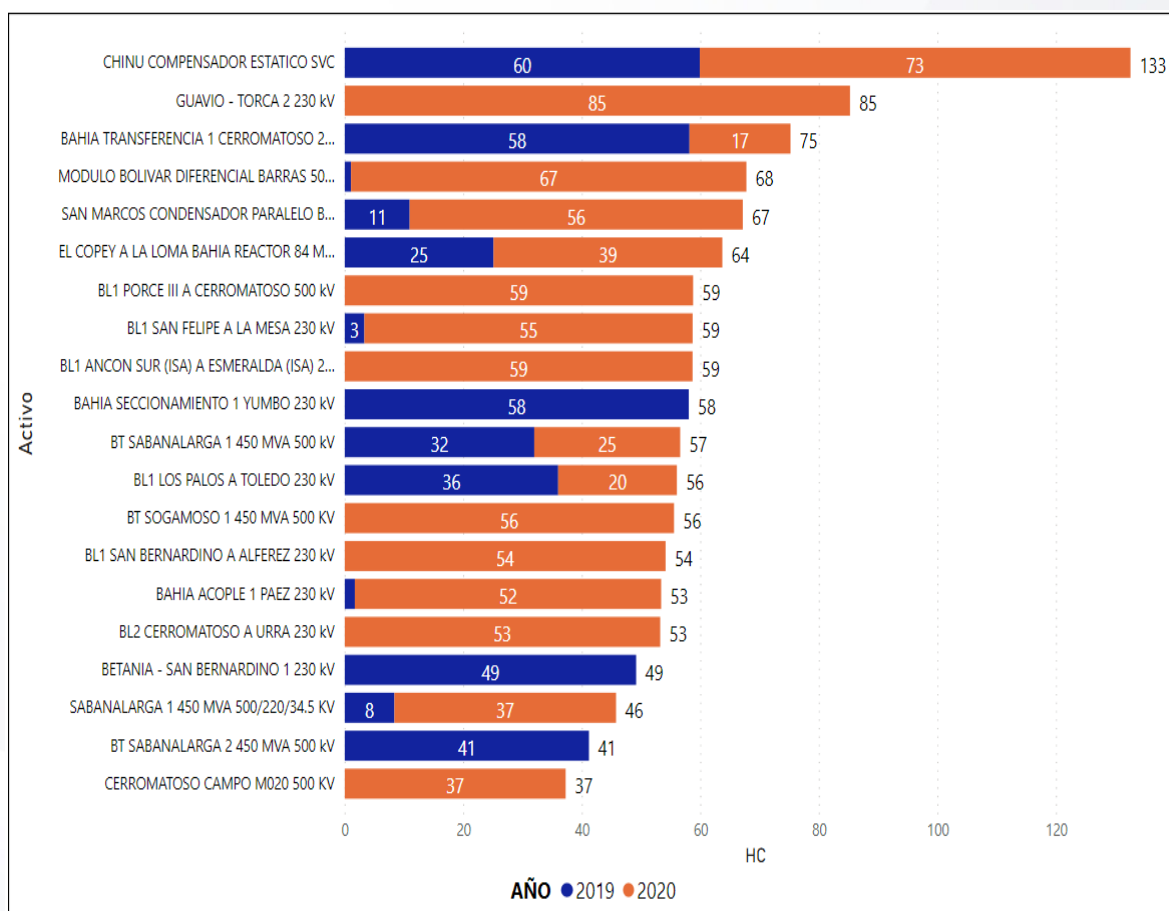
En este sentido, se presentará el análisis por activos con mayor número de horas compensadas por indisponibilidad de activos, para los agentes ISA INTERCOLOMBIA, TRANSELCA y GEB durante la vigencia 2020.

ISA INTERCOLOMBIA

En el anexo de este informe se encuentra el listado de activos cuyas horas de indisponibilidad superaron las MHAIA para esta empresa, con un total de 96 activos y aproximadamente 1.421 horas de indisponibilidad, convirtiéndose en el agente transmisor con mayor número de horas compensadas por superar las MHAIA para el año 2020. En la Ilustración 18 se evidencian los activos que acumuladamente entre el año 2019 y 2020 presentan el mayor número de horas de indisponibilidad compensadas por superar las MHAIA, en activos operados por el Transmisor Nacional ISA INTERCOLOMBIA.

De manera particular, se puede observar en la Ilustración 18 que el tipo de activos que más presenta HC corresponde a las Bahías de línea, acople, transferencia y transformación, seguido de los módulos de compensación. De los 20 activos presentados, el 50% evidencia un comportamiento reiterativo de indisponibilidad en los años 2019 y 2020. Condición que muestra recurrencia y permanencia de horas compensadas por superar las MHAIA.

Ilustración 18 Activos con mayor HC para ISA INTERCOLOMBIA 2019-2020

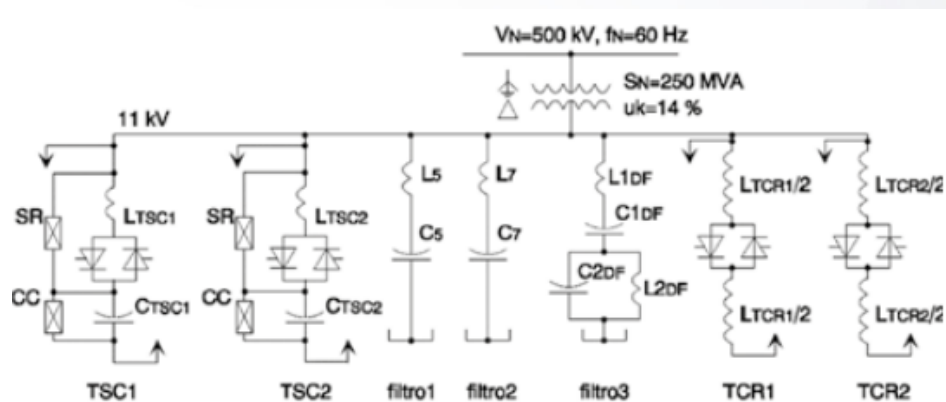


Fuente: XM, Construcción SSPD – octubre 2021

Ahora bien, el activo con mayor número de HC corresponde a Chinú compensador estático SVC con 133 horas como acumulado para las dos vigencias. Este activo es operado y representado comercialmente por ISA INTERCOLOMBIA, por lo que la calidad del servicio es responsabilidad de este agente. Teniendo en cuenta la condición recurrente y permanente de indisponibilidad de este activo, a continuación se presenta un análisis detallado para identificar las probables causas de indisponibilidad.

El *Static Var Compensator* (SVC) de Chinú, fue instalado y puesto en servicio en el Sistema Colombiano de 500 KV, en el año 1999. Este activo está conformado por tres (3) filtros capacitivos de 61,8 MVAR totales, dos (2) *Thyristor Switched Compensator* (TSC) de 88,6 MVAR cada uno y dos (2) *Thyristor Controlled Reactors* (TCR) de 108,8 MVAR cada uno; este SVC tiene la capacidad de entregar o absorber reactivos a través de su transformador de acople desde -250 MVAR capacitivos a +150 MVAR inductivos; su esquema se presenta en la Ilustración 19. [5]

Ilustración 19 Unifilar SVC Chinú.



Fuente: Revista Asociación de Ingenieros Electricistas AIE UdeA.

En el año 2014 ISA INTERCOLOMBIA presentó en la Conferencia y Exposición IEEE/PES de transmisión y distribución: América Latina, el artículo *“Mitigación de fallas de TCR en un SVC colombiano”* en el cual se expone la investigación de fallas, análisis de mitigación de fallas y actividades correctivas, todo lo anterior como parte del estudio del comportamiento del SVC Chinú.

En el artículo se identifica el TCR 1 como equipo con fallas reiterativas y ante estas fallas se plantean unos desafíos de ingeniería específicos para implementar procedimientos de control que mitigaran el problema de TCR en el SVC de Chinú. Sin embargo, se definió como una tarea desafiante porque este trabajo requería retirar del servicio todo el SVC y los espacios confinados. Por lo anterior, una de las conclusiones de este artículo es que las condiciones de falla deterioran el equipo y producen la indisponibilidad del SVC durante un largo periodo de tiempo.

Por otra parte, en el año 2016 la revista Asociación de Ingenieros Electricistas (AIE) de la Universidad de Antioquia publicó el artículo *Actualización del modelo para simulación dinámica del SVC Chinú* en el que se establecieron problemas para el modelo que se tenía en su momento del SVC Chinú, correspondientes a que los filtros fijos estaban

implementados como capacitores conmutables, no se consideran lógicas de protección presentes en el regulador del SVC Chinú y la imposibilidad de representar la operación en modos degradados, entre otros.

En el año 2020, el CND remitió a esta SSPD el concepto favorable a la solicitud de ISA INTERCOLOMBIA de cambio del modelo del SVC de Chinú, teniendo en cuenta que esta modificación constituiría la mejor información disponible para garantizar una operación confiable y segura del SIN.

Ahora bien, frente a los Informes de Planeamiento Operativo (IPOEMP) del 2020 es posible identificar que un factor común en los cuatro informes trimestrales, es la condición declarada por el CND de que al evaluar el soporte de potencia reactiva dado por el SVC en Caribe, ante la ausencia de este activo es necesaria la programación de 3 unidades equivalentes adicionales a las programadas según la demanda en el área.

Conforme a toda la información antes mencionada, es preciso resaltar la importancia de implementar acciones frente al activo SVC Chinú 500 kV, con el objetivo de que los problemas y fallas presentadas puedan mitigarse y contar con el servicio requerido de control de reactiva en el área.

TRANSELCA

En el anexo de este informe se encuentra el listado de activos cuyas horas de indisponibilidad superaron las MHAIA para esta empresa, con un total de 61 activos y aproximadamente 970 horas de indisponibilidad, ocupando el segundo lugar como agente transmisor con mayor número de horas compensadas por superar las MHAIA para el año 2020.

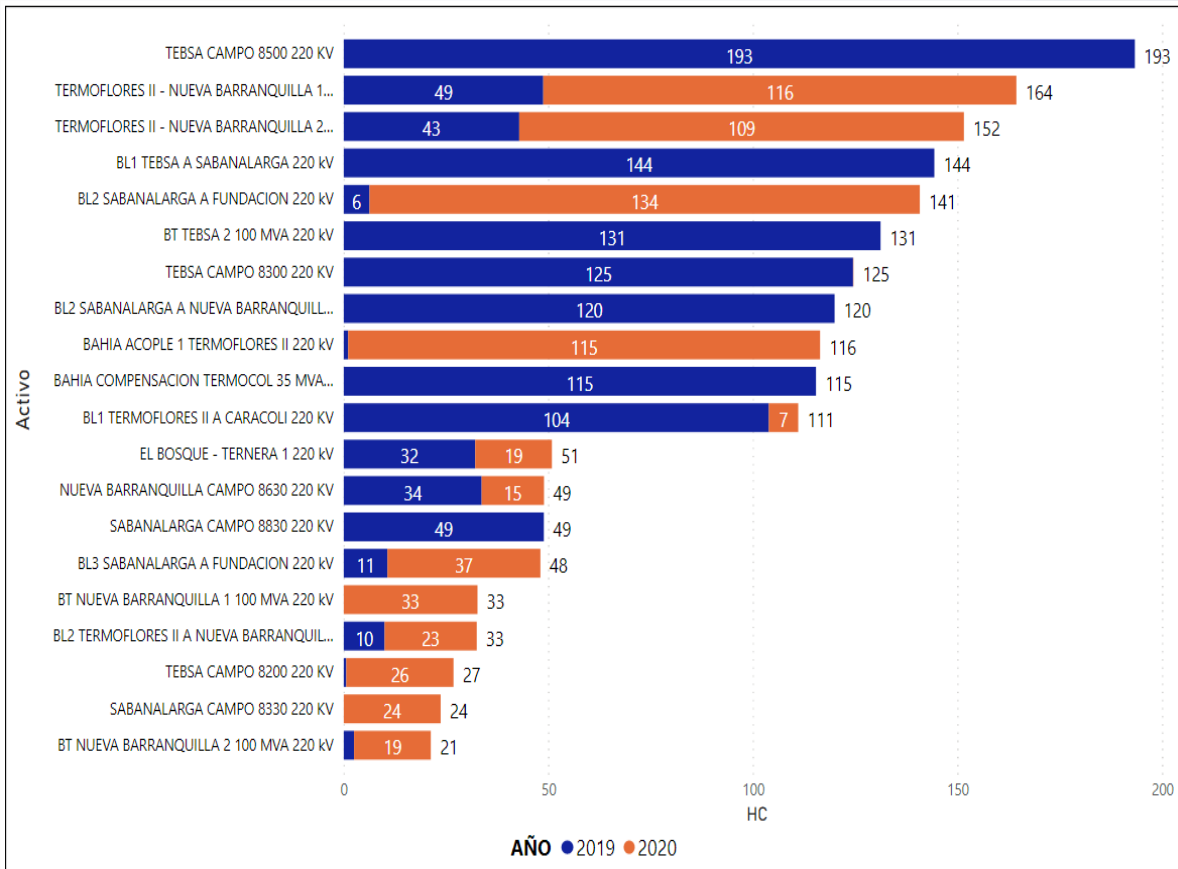
En la Ilustración 20 se evidencian los activos que acumuladamente entre el año 2019 y 2020 presentan el mayor número de horas de indisponibilidad compensadas por superar las MHAIA, en activos operados por el Transmisor Nacional TRANSELCA. Para el año 2020 el activo que más horas compensó por esta causa corresponde a la BL2 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 KV.

La indisponibilidad de este activo originó el evento de mayor impacto en el SIN presentado el 24 de junio de 2020, ocasionando afectación a la prestación del servicio de energía eléctrica y un riesgo significativo ante la condición de emergencia declarada a nivel nacional por el covid-19, puesto que el restablecimiento total del sistema se dio hasta aproximadamente 7 horas después de la falla presentada en la subestación Sabanalarga. La información referente a la DNA por este evento se presenta en la sección 3.3 de este documento.

En la Ilustración 20 también es posible evidenciar que los activos asociados a Termoflores II y Nueva Barranquilla fueron los que presentaron mayor número de horas compensadas por superar las MHAIA para el año 2020, después de la BL2 SABANALARGA A FUNDACIÓN. También, se observa que el tipo de activos que más presentaron horas de indisponibilidad fueron las bahías de línea y transformación, junto con los interruptores de campo.

Finalmente, ante esta situación y debido la afectación de la demanda, se activaron las acciones de control por parte de esta Superintendencia por el presunto incumplimiento de las características de calidad y continuidad del servicio, así como por otras posibles infracciones regulatorias relacionadas con el evento ocurrido en la Subestación Sabanalarga en el año 2020.

Ilustración 20 Activos con mayor HC para TRANSELCA 2019-2020



Fuente: XM, Construcción SSPD – octubre 2021

Grupo Energía de Bogotá - GEB

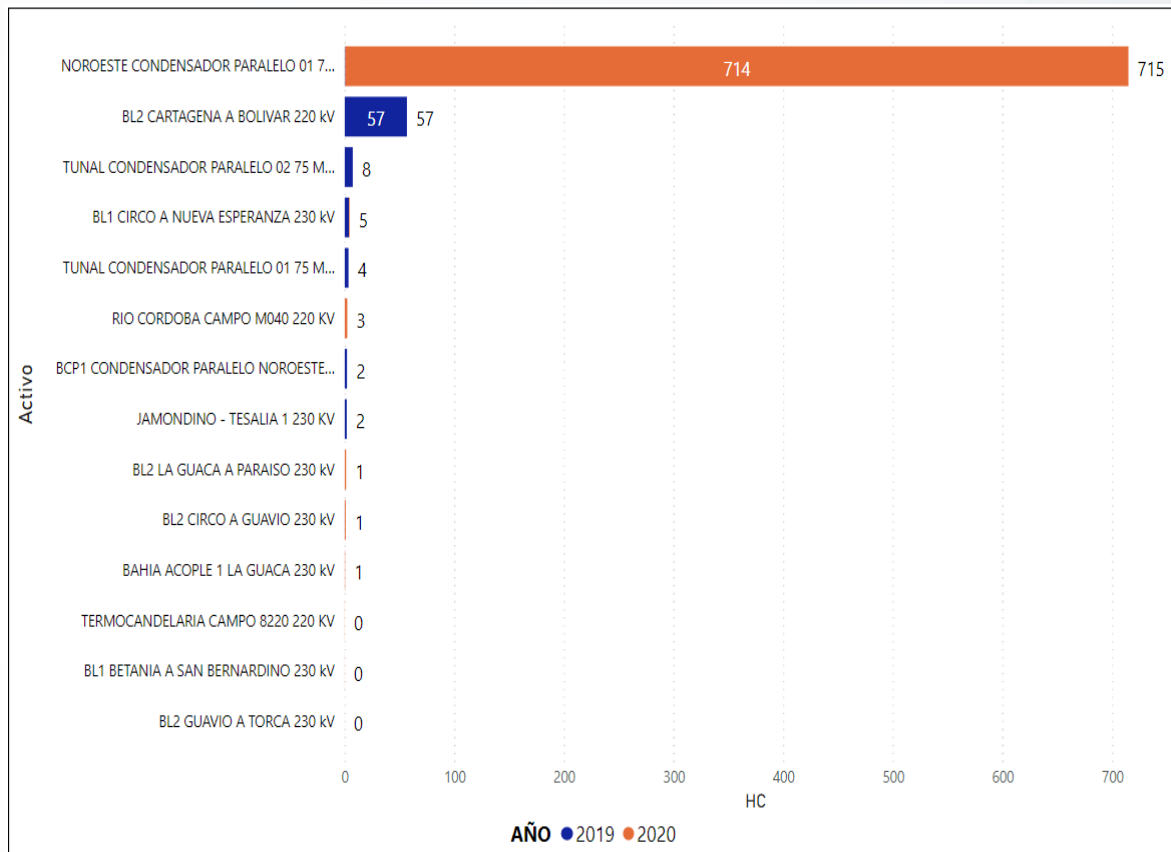
En el anexo de este informe se encuentra el listado de activos cuyas horas de indisponibilidad superaron las MHAIA para esta empresa, con un total de 8 activos y aproximadamente 720 horas de indisponibilidad, ocupando el tercer lugar como agente transmisor con mayor número de horas compensadas por superar las MHAIA para el año 2020.

En la Ilustración 21 se evidencian los activos que acumuladamente entre el año 2019 y 2020 presentan el mayor número de horas de indisponibilidad compensadas por superar las MHAIA, en activos operados por el Transmisor Nacional GEB. Con respecto a los dos TN analizados en los numerales anteriores, GEB presenta una importante diferenciación y corresponde a que sólo un activo de los ocho con HC acumula un total de 714 horas aproximadamente para el año 2020. Es así, que las horas de indisponibilidad compensadas

por haber superado las MHAIA del activo NOROESTE CONDENSADOR PARALELO 01 75 MVAR 115 kV, representan el 99,08% del total de las compensadas por esta causa para el GEB.

Esta condición genera una señal de alerta frente a la condición de este activo para el año 2020, situación que a la fecha no ha sido presenta la explicación asociada a la condición del activo y su permanente indisponibilidad.

Ilustración 21 Activos con mayor HC para GEB 2020



Fuente: XM, Construcción SSPD – octubre 2021

3.3 Eventos que ocasionaron Demanda No Atendida

En este aparte se evaluarán los eventos que ocasionaron Demanda No Atendida (DNA) en el Sistema Interconectado Nacional - SIN por lo tanto se tienen en cuenta eventos en los que se encuentren involucrados activos tanto del STN como del STR. La información analizada es consolidada y administrada por XM, la cual se maneja a nivel de subáreas operativas. En la Tabla 7 se relacionan las subáreas operativas en el SIN.

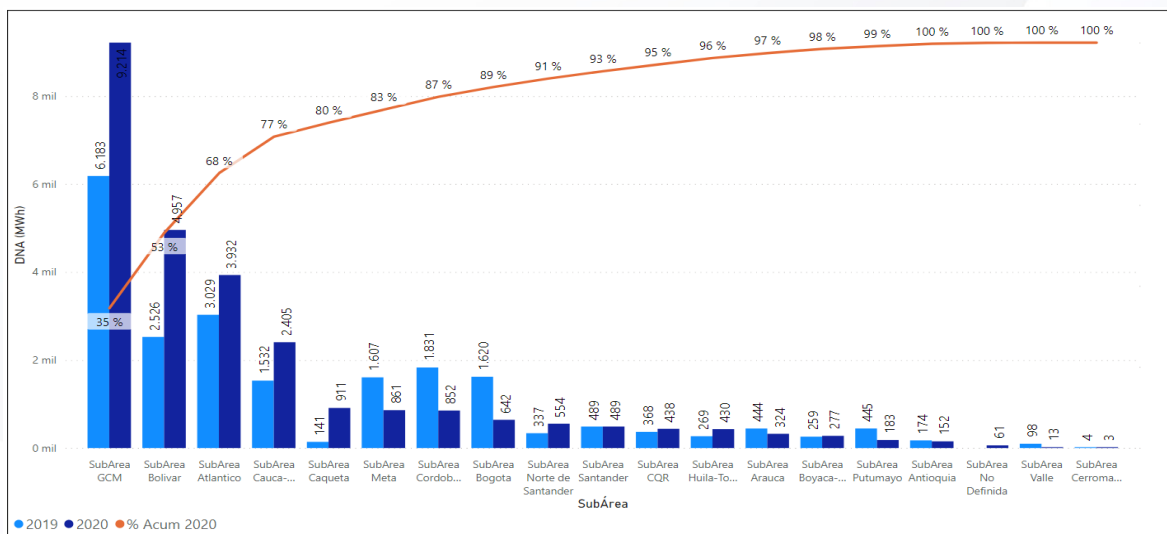
Tabla 7 Subáreas Operativas del SIN

Área	Departamento	Área	Departamento
Subárea Antioquia	Antioquia Chocó	Subárea Córdoba Sucre	Córdoba Sucre
Subárea Arauca	Arauca	Subárea CQR	Caldas Quindío Risaralda
Subárea Atlántico	Atlántico	Subárea GCM	Guajira Cesar Magdalena
Subárea Bogotá	Bogotá Cundinamarca	Subárea Huila-Tolima	Huila Tolima
Subárea Bolívar	Bolívar	Subárea Meta	Meta
Subárea Boyacá Casanare	Boyacá Casanare	Subárea Norte de Santander	Norte de Santander
Subárea Caquetá	Caquetá	Subárea Putumayo	Putumayo
Subárea Cauca-Nariño	Cauca Nariño	Subárea Santander	Santander
Subárea Cerromatoso	Cerromatoso	Subárea Valle	Valle

Fuente: XM, construcción SSPD

El total de la Demanda No Atendida (DNA) en el STN por eventos programados en consignaciones y eventos no programados para el 2020 asciende a 48.275 MWh, ver Ilustración 23. El 44,7% (21.577 MWh) se debe a DNA programada y el 55% (26.697) a DNA no programada. Las subáreas con mayores incrementos respecto al 2019 fueron GCM, Bolívar, Atlántico, Cauca-Nariño y Caquetá con incrementos de 3.030, 2.432, 903, 873 y 771 MWh respectivamente. Las subáreas con menos DNA fueron Antioquia, Valle y Cerromatoso.

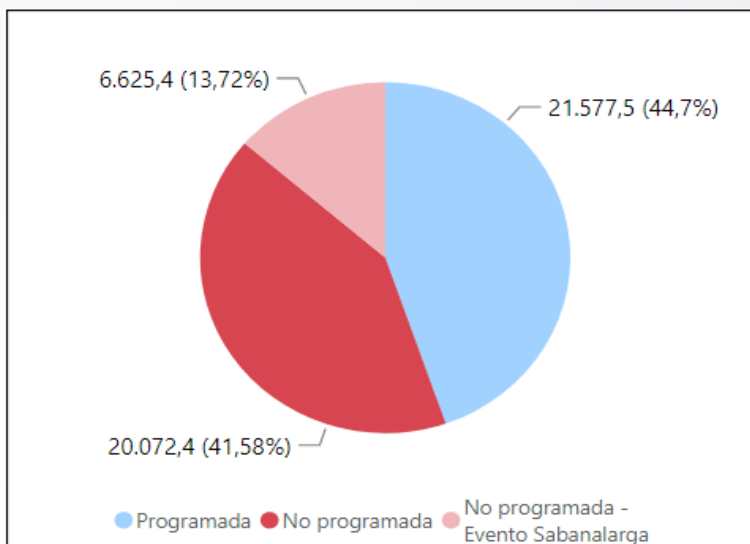
Ilustración 22 Demanda No Atendida No Programada 2019 - 2020



Fuente: XM, Construcción SSPD – Octubre 2021³

³ La Subárea No Definida corresponde a evento ocurrido en los 4 circuitos Jamondino-Pomasqui por evento en Ecuador.

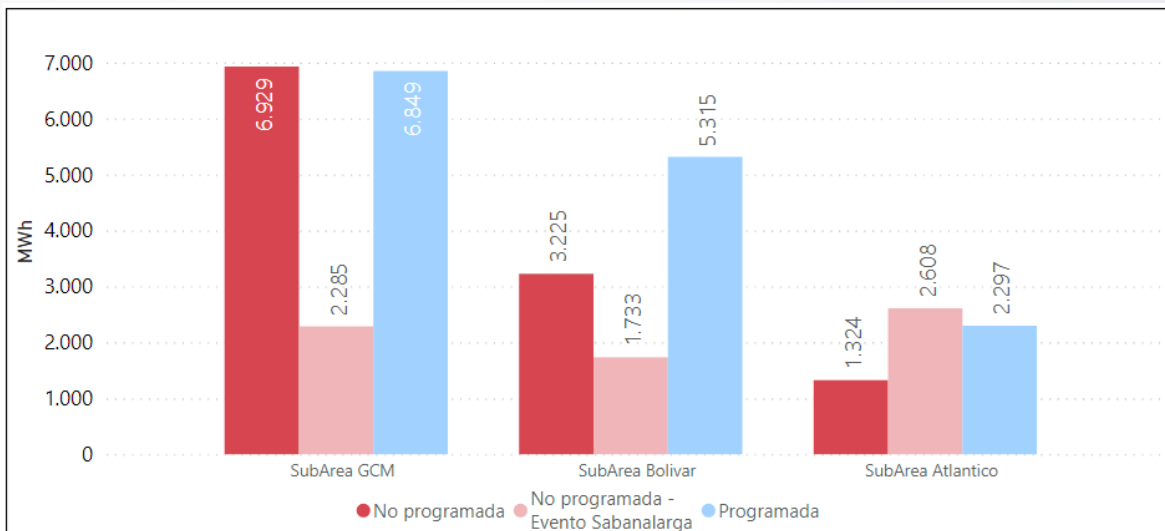
Ilustración 23 Demanda No Atendida STN - 2020



Fuente: XM, Construcción SSPD – octubre 2021

El 24 de junio del año 2020 se presentó un evento de gran magnitud en la subestación Sabanalarga a las 14:27 horas afectando a 5 departamentos (Guajira, Cesar, Magdalena, Atlántico y Bolívar) ocasionando una DNA de 6.625,4 MWh correspondiente al 13,7% de la DNA total del país y al 25% de la DNA no programada durante el año 2020. Se presentó una DNA por este evento de 2.285 MWh en la subárea GCM, en la subárea Bolívar de 1.733 MWh y en la subárea Atlántico de 2.608 MWh.

Ilustración 24 Impacto en la Demanda No Atendida - Evento SE Sabanalarga - 2020



Fuente: XM, Construcción SSPD – octubre 2021

En la Tabla 8 se presenta la información de los eventos más significativos en las diferentes subáreas operativas ocasionadas por eventos no programados en el STN durante el año 2020. Las Subáreas Atlántico, GCM y Bolívar fueron las más afectadas principalmente por el evento de la subestación Sabanalarga.

Tabla 8 Demanda No Atendida No Programada en el STN – 2020

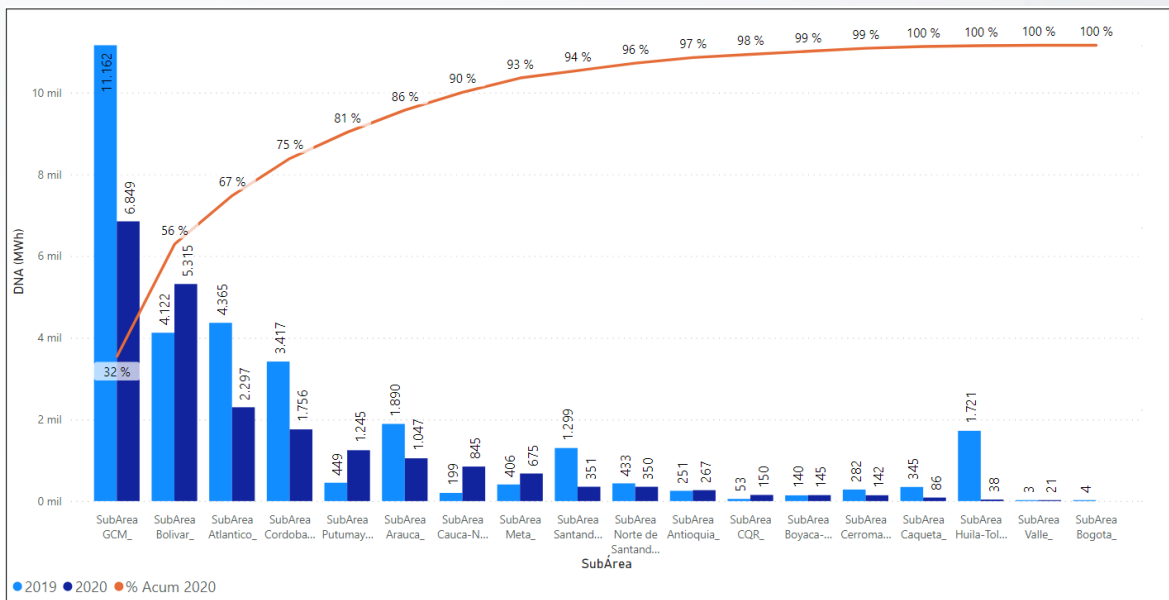
Área	MWh	Fecha Inicial	Descripción
Subárea Atlántico	2608,11	6/24/2020	Se presenta DNA por evento en las subáreas Atlántico, Bolívar y GCM pertenecientes al área Caribe, debido a falla en el CT de la fase A del activo BL2 SABANALARGA A FUNDACION 220 kV, adicionalmente se disparan los extremos remotos asociados a los circuitos de la subestación SABANALARGA 220 kV.
Subárea GCM	2284,72	6/24/2020	Se presenta DNA por evento en las subáreas Atlántico, Bolívar y GCM pertenecientes al área Caribe. Debido a falla en el CT de la fase A del activo BL2 SABANALARGA A FUNDACION 220 kV, adicionalmente se disparan los extremos remotos asociados a los circuitos de la subestación SABANALARGA 220 kV.
Subárea Bolívar	1732,52	6/24/2020	Se presenta DNA por evento en las subáreas Atlántico, Bolívar y GCM pertenecientes al área Caribe. Debido a falla en el CT de la fase A del activo BL2 SABANALARGA A FUNDACION 220 kV, adicionalmente se disparan los extremos remotos asociados a los circuitos de la subestación SABANALARGA 220 kV.
Subárea Cauca-Nariño	392,26	1/14/2020	Demanda no atendida por disparo del activo JUNIN - BUCHELY 1 115 kV, dejando sin tensión la S/E radial BUCHELY 115 kV.
Subárea Córdoba-Sucre	371,93	3/4/2020	Demanda no atendida por disparo de los activos MONTERIA 1 110/34.5/13.8 kV y MONTERIA 2 110/34.5/13.8 kV de conexión al STR. El agente reporta explosión de cable de potencia de la línea 557 a 34,5 kV.
Subárea Caquetá	282,8	6/6/2020	Demanda no atendida por disparo de los activos BL ALTAMIRA a FLORENCIA 115 kV y BL FLORENCIA a DONCELLO 115 kV, dejando sin tensión las S/Es radiales FLORENCIA 115 kV y DONCELLO 115 kV. El agente reporta falla en el STR, por fuertes lluvias en la zona.

Área	MWh	Fecha Inicial	Descripción
Subárea Norte de Santander	226,1	1/17/2020	Demanda no atendida por disparo del activo AGUACHICA - BUTURAMA 1 115 KV, dejando sin tensión la S/E radial BARRA AGUACHICA 115 KV. El agente reporta falla en CT de BL1 BUTURAMA A AGUACHICA 115 KV.
Subárea Meta	202,15	3/14/2020	Demanda no atendida ante la salida de generación en Suria 115 kv, se estaban ejecutando trabajos de la consignación C0178536 del activo BL1 SURIA A OCOA 115 KV. Se presenta apertura de los circuitos PUERTO LOPEZ - SURIA 1 y 2 115 kv, dejando sin tensión las S/Es radiales SURIA 115 KV, PUERTO LOPEZ 115 KV, CAMPO BONITO 115 KV y PUERTO GAITAN 115 kv.
Subárea Santander	165,5	9/24/2020	Demanda no atendida por disparo de los activos BL1 FLORIDA (BUCARAMANGA) A LOS PALOS 115 kv, BL1 FLORIDA (BUCARAMANGA) A TBUCAFLORI 115 kv y BL1 LOS PALOS A FLORIDA (BUCARAMANGA) 115 kv, dejando sin tensión la S/E FLORIDA (BUCARAMANGA) 115 kv.
Subárea Huila-Tolima	152,53	2/11/2020	Demanda no atendida por disparo de los activos BT SAN FELIPE 1 150 MVA 230 kv y BL1 VICTORIA (CALDAS) A MARIQUITA 115 kv, dejando sin tensión la S/Es SAN FELIPE y MARIQUITA 115 kv temporalmente radiales por disparo del activo ATR1 MARIQUITA 40 MVA 115/33 kv. El agente reporta falla en el ATR1 SAN FELIPE 40 MVA 115/33 kv.
Subárea CQR	120	8/1/2020	Demanda no atendida en la S/E QUIBDÓ 115 kv. El agente reporta circuitos de 13,2 kv afectados por vendaval en la zona.
Subárea Bogotá	98,24	1/8/2020	Continúa demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C0176107 del activo SAUCES - MUÑA 1 115 kv, dejando sin tensión la S/E radial SAUCES 115 kv.
Subárea Putumayo	77,78	7/11/2020	Demanda no atendida por disparo del activo BL1 JUNIN (MOCOA) A PUERTO CAICEDO 115 kv, dejando sin tensión las S/Es PUERTO CAICEDO 115 kv y EL YARUMO 115 kv.
Subárea Boyacá-Casanare	71,37	7/22/2020	Demanda no atendida por trabajos de la consignación de emergencia C0182741 del activo BARRA YOPAL 115 KV, dejando sin tensión las S/E radial Paz de Ariporo 115 kv.
Subárea No Definida	61,04	4/7/2020	Disparo de los 4 circuitos JAMONDINO -POMASQUI 230 KV por evento en ECUADOR. Adicionalmente actúa la primera etapa del EDAC, la frecuencia al momento del evento alcanza un valor de 60.24 Hz y luego, a los 5 segundos por actuación del ESA, desciende a un valor de 59.39Hz
Subárea Arauca	53,27	2/11/2020	Continúa demanda no atendida por disparo del activo CAÑO LIMÓN - ARAUCA 34.5 kv, dejando sin tensión la subestación radial ARAUCA 34.5 kv.
Subárea Antioquia	28,16	9/19/2020	Demanda no atendida por disparo del activo BT CAUCHERAS 1 14 MVA 115 kv, dejando sin tensión la S/E CAUCHERAS 110 kv.
Subárea Valle	11,5	7/23/2020	Demanda no atendida por disparo del activo PAILON - BAHIA MALAGA 1 115 kv, dejando sin tensión la S/E radial BAHIA MALAGA 115 kv. El agente reporta falla en el STR.
Subárea Cerromatoso	2,82	7/21/2020	Demanda no atendida por disparo del activo CERROMATOSO - PLANETA RICA 1 110 kv, dejando sin tensión la S/E PLANETA RICA 110 kv.

Fuente: XM, Construcción SSPD – Octubre 2021

Así mismo, en Ilustración 25, se presenta la distribución de la DNA programada por áreas operativas para el año 2020, donde se puede evidenciar que la Subárea GCM presenta la mayor participación en la DNA programada con un 32% (6.849,47 MWh) del total de la DNA programada para el 2020. En la Tabla 9 se relacionan las Demandas No Atendidas No programadas más significativas.

Ilustración 25 Demanda No Atendida Programada 2019-2020



Fuente: XM, Construcción SSPD – octubre 2021

Tabla 9 Demanda No Atendida Programada en el STN – 2020

Área	MWh	Fecha Inicial	Descripción
Subárea GCM	725.18	2020-08-30	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0177423, C0179406, C0179408, C0179409, C0183083, C0183085, C0184243, C0184244, C0184277 y C0184291 de los activos BT EL PASO 1 12 MVA 110 kV, BT EL COPEY 1 100 MVA 34.5 kV, BT EL COPEY 1 100 MVA 220 kV, EL COPEY 1 100 MVA 220/110/34.5 kV, EL PASO - EL COPEY 1 110 kV, BARRA EL PASO 110 kV, EL COPEY 5 100 MVA 220/110/34.5 kV, BL1 EL COPEY A EL PASO 110 kV, BT EL BANCO 1 45 MVA 110 kV y EL PASO - EL BANCO 1 110 kV, dejando sin tensión las S/E radiales EL COPEY 110 kV, EL PASO 110 kV y EL BANCO 110 kV.
Subárea Atlántico	572.7	2020-09-20	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0177774, C0177889 y C0186389 del activo BT UNION (ATLANTICO) 6 125 MVA 34.5 kV, UNION (ATLANTICO) 6 125 MVA 110/ 34.5KV, BL1 UNION (ATLANTICO) A TEBSA 110 kV.
Subárea Arauca	436.3	2020-01-22	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0172833, C0172961, C0172988, C0173249, C0173250, C0173251, C0173252, C0173253, C0173262, C0176053, C0176076, C0176103, C0176105, C0176173, C0176175, C0176232 y C0176419 de los activos SAMORE - TOLEDO 1 230 kV, BL1 LOS PALOS A TOLEDO 230 kV, BANADIA - CANO LIMON 1 230 kV, BL1 TOLEDO A SAMORE 230 kV, BL1 TOLEDO A LOS PALOS 230 kV, BL1 SAMORE A BANADIA 230 kV, BT TOLEDO 1 50 MVA 230 kV, BT SAMORE 1 50 MVA 230 kV, BL1 SAMORE A TOLEDO 230 kV, TOLEDO 1 50 MVA 230/34.5/13.8 kV, BL1 CAÑO LIMON A BANADIA 230 kV, BL1 BANADIA A SAMORE 230 kV, BL1 BANADIA A CAÑO LIMON 230 kV, CAÑO LIMON - ARAUCA 1 34.5 kV, CAÑO LIMON - ARAUQUITA 1 34.5 kV, BANADIA - FORTUL 1 34.5 kV y BANADIA - SARAVERENA 1

Área	MWh	Fecha Inicial	Descripción
			34.5 kV, dejando sin tensión las S/Es radiales TOLEDO, SAMORE, BANADIA y CAÑO LIMON 230 kV.
Subárea Putumayo	404.13	2020-05-02	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0181010 del activo ALTAMIRA - MOCOYA (JUNIN) 1 230 kV, con apertura del circuito PITALITO - ALTAMIRA 115 kV dejando sin tensión las S/Es radiales EL YARUMO, PUERTO CAICEDO Y MOCOYA 115 kV.
Subárea Cordoba-Sucre	398.59	2020-02-29	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0171340, C0171341, C0171342, C0171343, C0171374 y C0177091 de los activos CHINU - SINCE 1 110 kV, BT SINCE 1 30 MVA 110 kV, BL1 SINCE A CHINU 110 kV, BL1 SINCE A MAGANGUE 110 kV, BARRA SINCE 110 kV y MAGANGUE - MOMPOX 1 110 kV, dejando sin tensión las S/E radiales SINCE 110 kV, MAGANGUE 110 kV y MOMPOX 110 kV.
Subárea Bolívar	359.97	2020-10-04	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0184168, C0184180 y C0186692 de los activos MAGANGUE - SINCE 1 110 kV, BARRA MAGANGUE 110 kV y BT MAGANGUE 1 33 MVA 110 kV, dejando sin tensión las S/Es radiales MAGANGUE 110 kV y MOMPOX 110 kV.
Subárea Meta	281.24	2020-09-13	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0177080, C0178244 y C0184447 de los activos BT GRANADA G1 20 MVA 115 kV, GRANADA - SAN JOSE DEL GUAVIARE 1 115 kV y GRANADA - OCOA 1 115 kV.
Subárea Cerromatoso	142.13	2020-11-22	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0185514, C0185515 y C0185516 de los activos BT CERROMATOSO 1 30 MVA 110 kV, CERROMATOSO 1 30 MVA 110/34.5 KV y BT CERROMATOSO 1 30 MVA 34.5 kV.
Subárea Cauca-Nariño	112.72	2020-03-07	Continua demanda no atendida ante el disparo del activo BL1 GUAPI A SAN BERNARDINO 115 KV, dejando sin tensión las S/Es radiales GUAPI 115 kV y OLAYA HERRERA 115 kV.
Subárea Santander	108.75	2020-05-02	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0181010 del activo ALTAMIRA - MOCOYA (JUNIN) 1 230 kV, con apertura del circuito PITALITO - ALTAMIRA 115 kV dejando sin tensión las S/Es radiales EL YARUMO, PUERTO CAICEDO Y MOCOYA 115 kV.
Subárea Boyacá-Casanare	90	2020-05-17	Demanda no atendida en la subestación AGUACLARA 115 kV por trabajos en la consignación C0179842 del activo de conexión al STR BT AGUAGLARA 20 MVA 115 kV.
Subárea CQR	89.4	2020-12-15	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0184429 del activo BT DORADA 1 40 MVA 115 kV.
Subárea Antioquia	80.25	2020-08-12	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0182775 del activo BARRA YARUMAL II 110 kV.
Subárea Norte de Santander	72.7	2020-08-06	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0165031 del activo BT TIBU 23 15/18 MVA 115 KV, dejando sin tensión la S/E TIBU 13.8 kV.
Subárea Caquetá	61.33	2020-12-10	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0188971 del activo BL1 ALTAMIRA A CENTRO (FLORENCIA) 115 kV.
Subárea Huila-Tolima	20.92	2020-02-16	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0176609 del activo BL1 PITALITO A ALTAMIRA 115 kV, dejando sin tensión la S/E radial PITALITO 115 kV.
Subárea Valle	16.59	2020-11-10	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0186105 del activo BL1 PAILON A MALAGA 115 kV, dejando sin tensión la S/E radial BAHIA MALAGA 115 kV.

Fuente: XM, Construcción SSPD – octubre 2021

En conclusión, se observa que las subáreas GCM, Bolívar, Atlántico, Cauca-Nariño, Caquetá, Norte de Santander, CQR, Huila-Tolima y Boyacá-Casanare incrementaron la DNA no programada durante el año 2020. El evento ocurrido en Sabanalarga y en otras subestaciones durante el año 2020 evidencia una creciente preocupación por la falta de

gestión de riesgos en subestaciones críticas del sistema y por tanto ausencia de redundancia o facultad de resiliencia ante una falla significativa en el STN.

3.3.1 Consignaciones Nacionales

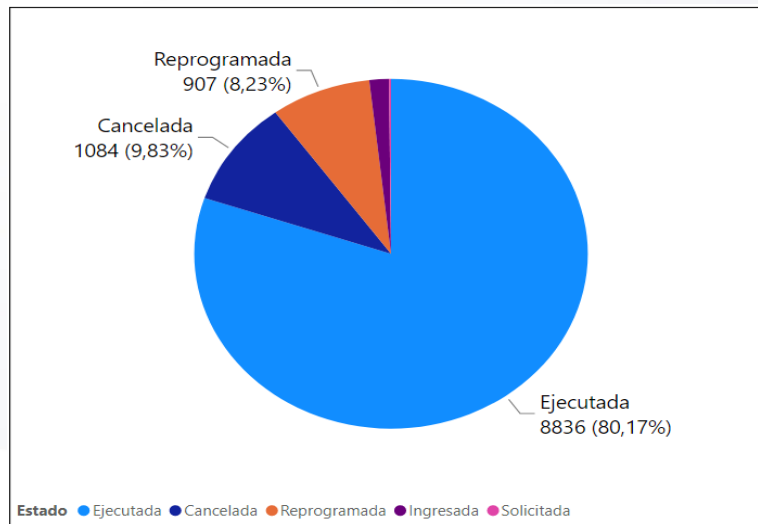
En este apartado se realizará un análisis de las consignaciones nacionales que aparecen publicadas en el Sistema Nacional de Consignaciones (SNC), aplicativo de XM relacionando datos respecto al número total de consignaciones desagregadas en cada una de las condiciones establecidas en la consignación: su tipo de ingreso y su estado actual.

Esta información se presentará conforme a lo estipulado en el acuerdo CNO 963 de 2017, en cuanto a activos del STN, de conexión al STN y de los STR. Las consignaciones nacionales en equipos de generación no se tendrán en cuenta por no ser del alcance de este informe.

En la Ilustración 26 se presentan las consignaciones nacionales por estado, evidenciando que aproximadamente el 80% de las consignaciones del año 2020 se ejecutaron y el 9,83% de las consignaciones se cancelaron. Este último estado corresponde a la condición en que los operadores de los equipos informan al CND que definitivamente no van a ejecutar los trabajos solicitados en la consignación. Adicionalmente, todas las consignaciones fuera de programa con origen normal o consignaciones de emergencia que no se ejecuten por causa atribuible al agente, pasan a estado de consignación cancelada.

Por otra parte, las consignaciones que fueron reprogramadas aportan al 8,23% de las consignaciones totales del STR y STN para el año 2020. Estas consignaciones corresponden al estado que se le da por parte del CND cuando este identifica que no se preservan los márgenes de seguridad y confiabilidad del SIN, o es la consignación para la cual el agente solicita ejecutarla en una fecha posterior por causas atribuibles a él.

Ilustración 26 Consignaciones nacionales STN y STR por estado para el año 2020

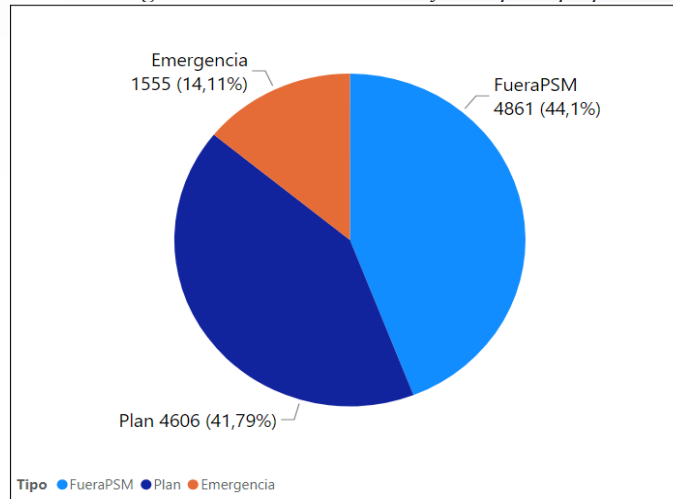


Fuente: XM, Construcción SSPD – octubre 2021

Ahora bien, en la Ilustración 27 se presenta una desagregación para las consignaciones nacionales del año 2020 respecto al tipo, teniendo que aproximadamente el 42 % de las consignaciones nacionales corresponden aquellas que están dentro del plan, es decir, a mantenimientos programados dentro de los Planes Semestrales de Mantenimiento (PSM).

De igual forma, en un porcentaje significativo respecto a las consignaciones nacionales, el 44% aproximadamente representa las consignaciones fuera del PSM, los cuales aplican para los activos de transmisión del STN y el STR. Finalmente, las consignaciones de emergencia correspondieron al 14,11% de las consignaciones del año 2020.

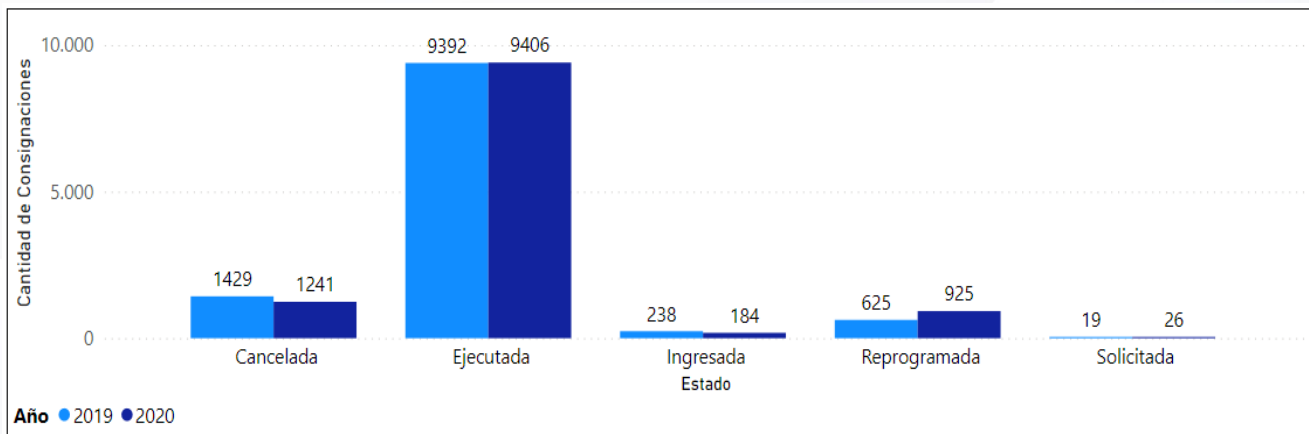
Ilustración 27 Consignaciones nacionales STN y STR por tipo para el año 2020



Fuente: XM, Construcción SSPD – octubre 2021

Realizando un análisis comparativo entre el año 2019 y 2020 en cuanto a las consignaciones por estado (Ilustración 28), se encuentra que las consignaciones reprogramadas aumentaron un 48% condición que debe buscar atenderse mejor tanto por los agentes como por el CND para no afectar ni la operación ni el despacho.

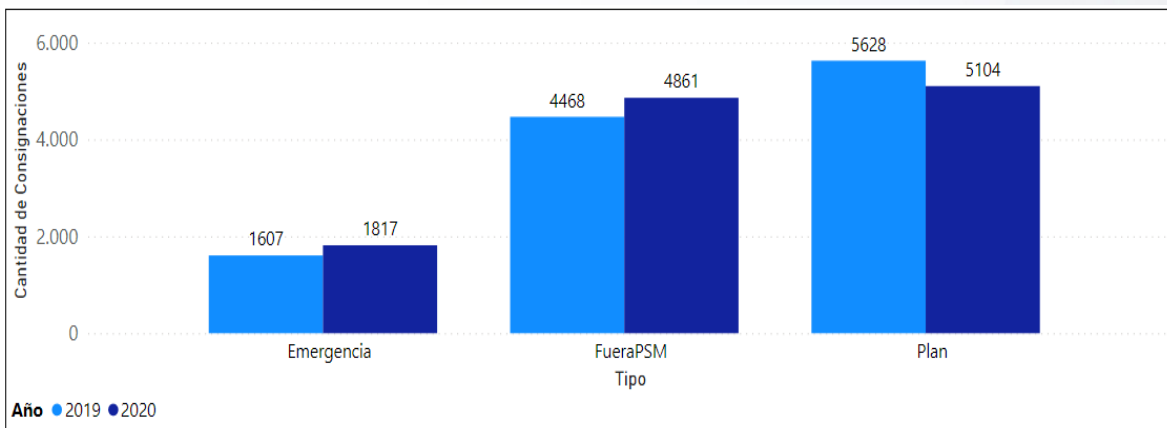
Ilustración 28 Consignaciones por estado 2019-2020.



Fuente: XM, Construcción SSPD – octubre 2021

De otra parte, las consignaciones desagregadas por tipo se presentan en la Ilustración 29, en la cual se observa que entre el año 2019 y 2020 las consignaciones de emergencia aumentaron en un 11,59 % pasando de 1.607 a 1.817. De igual forma sucedió con las consignaciones fuera del plan semestral de mantenimientos que tuvieron un incremento del 8,08%, pasando de 4.468 en el año 2019 a 4.861 consignaciones en el año 2020. Finalmente, en cuanto a las consignaciones dentro del plan se evidenció una disminución entre el año 2019 y 2020, pasando de 5.628 a 5.104 consignaciones, lo que equivale a una reducción del 9,31%. Esta situación refleja la necesidad de mejorar las planeaciones de las consignaciones por parte de los agentes, todo esto en pro de la operación confiable y un mejor despacho de energía.

Ilustración 29 Consignaciones por tipo 2019-2020.



Fuente: XM, Construcción SSPD – octubre 2021

4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- En el STR para el año 2020 se presenta una pequeña variación en cuanto a la cantidad de eventos por indisponibilidad de activos, se pasó de 3.553 eventos en el 2019 a 3.447 en el año 2020, una mejora del 3% en la indisponibilidad de los activos. Así mismo, se presentó una disminución del 16,9% en las horas compensadas por superar las MHAIA (HC), pasando de 91.207 HC en el año 2019 a 75.815 HC en el año 2020; es decir, se observa un mejor comportamiento de la calidad del STR en 2020 respecto la obtenida en el 2019.
- A nivel de agentes, CODENSA para el año 2020 tuvo 9 subsistemas o grupos de activos que superaron más de 1.000 horas compensadas por superar las MHAIA (HC), dichos activos están asociados a las subestaciones Salitre, Torca, San Carlos, Balsillas y Ubaté. Así mismo, TERMOFLORES con 3 grupos de activos e ISA INTERCOLOMBIA, ELECTRICARIBE en Liquidación y Air-e con 1 grupo de activos superaron las 1.000 HC.
- Para el año 2020 en el STN se presentó una disminución del 11,7% de la cantidad de eventos por indisponibilidad de activos, pasando de 1.642 eventos en el año 2019 a 1.450 eventos en año 2020. Sin embargo, la cantidad de Horas Compensadas por superar las MHAIA (HC) presentó un comportamiento inversamente proporcional, pues en el año 2019 se presentaron 3.161 HC y en el año 2020 se presentaron 3.464 HC con un incremento de un 8,74% de un año a otro. Condición que evidencia de manera general, la disminución al cumplimiento de metas de calidad en el STN para al año 2020, con respecto al año inmediatamente anterior.
- El activo compensador estático SVC en Chinú, es el activo con mayor número de horas de indisponibilidad para ISA INTERCOLOMBIA para las vigencias de 2019 y 2020, además de ser un activo reiterativo en los años anteriores por la cantidad de horas de indisponibilidad. Por lo anterior, se recomienda tomar acciones para reducir las fallas de dicho activo o para contar con el servicio de absorción/entrega de reactiva que se requiere en el sistema para la operación segura y económica.
- La indisponibilidad del activo BL2 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV operado por TRANSELCA, originó el evento de mayor impacto en el SIN presentado el 24 de junio de 2020, ocasionando afectación a la prestación del servicio de energía eléctrica y un riesgo significativo ante la condición de emergencia declarada a nivel nacional por el covid-19, puesto que el restablecimiento total del sistema se dio hasta aproximadamente 7 horas después de la falla originada en la indisponibilidad de este activo.
- El activo NOROESTE CONDENSADOR PARALELO 01 75 MVAR 115 kV, operado por GEB fue el activo con mayor número de horas compensadas por haber superado las MHAIA en el año 2020. Esta condición genera una señal de alerta frente a la condición de este activo para el año 2020.

- En cuanto a las consignaciones nacionales, se pudo observar que entre al año 2019 y 2020 se presentó un incremento en las consignaciones ingresadas por tipo emergencia y fuera del PSM, mientras que las consignaciones dentro del plan disminuyeron de un año a otro. De manera general, es posible asociar este comportamiento a los eventos presentados en el STN, pero en todo caso se recomienda mejorar las actividades de planeación de mantenimientos realizadas por los agentes.
- Se observa que las subáreas GCM, Bolívar, Atlántico, Cauca-Nariño, Caquetá, Norte de Santander, CQR, Huila-Tolima y Boyacá-Casanare incrementaron la DNA no programada durante el año 2020. El evento ocurrido en Sabanalarga y en otras subestaciones durante el año 2020 evidencia una creciente preocupación por la falta de gestión de riesgos en subestaciones críticas del sistema y por tanto ausencia de redundancia o facultad de resiliencia ante una falla significativa en el STN.
- Ante las modificaciones de los indicadores de calidad en la actividad de transmisión que puedan surgir como resultado de la agenda regulatoria para el año 2022, esta SSPD tendrá en cuenta estas disposiciones en el análisis que se realice a la calidad del servicio de transmisión. Por ahora, toda la información relacionada en este diagnóstico corresponde a indicadores regulatorios vigentes y no a condiciones particulares de las causas de las indisponibilidades de activos o grupos de activos.

5 BIBLIOGRAFÍA

- [1] CREG, Comisión de Regulacion de Energía y Gas -, «Resolución CREG 011 de 2009,» 2009. [En línea]. Available: <https://www.creg.gov.co/>.
- [2] CREG, Comisión de Regulacion de Energía y Gas -, «Resolución CREG 025 de 1995,» 1995. [En línea]. Available: <https://www.creg.gov.co/>.
- [3] CREG, Comisión de Regulacion de Energía y Gas -, «Resolución CREG 015 de 2021,» 2021. [En línea]. Available: <https://www.creg.gov.co/>.
- [4] CREG, Comisión de Regulacion de Energía y Gas -, «Resolución CREG 097 de 2008,» 2008. [En línea]. Available: <https://www.creg.gov.co/>.
- [5] C. A. Ordoñez, G.E. Vinasco y J. A. Calderón, «Mitigation of TCR failures in a Colombian SVC,» de *IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exposition - Latin America (PES T&D-LA)*, Medellin, Colombia, 2014.

ANEXOS

Anexo 1 - HC por activos en el STR para CODENSA – 2020

Tabla 10 HC por activos en el STR para CODENSA en el año 2020

Código Subsistema	Subsistema	Activo	HC
Sbs0625	Sbs SALITRE CONDENSADOR PARALELO 02 45 MVAR	SALITRE BAHÍA CONDENSADOR PARALELO 02 45 MVAR 115 kV	7580,59
Sbs0625	Sbs SALITRE CONDENSADOR PARALELO 02 45 MVAR	SALITRE CONDENSADOR PARALELO 2 45 MVAR 115 kV	7580,59
Sbs0840	Sbs TORCA 115 kV	BAHÍA SECCIONAMIENTO 1 TORCA 115 kV	4240,81
Sbs0840	Sbs TORCA 115 kV	BARRA TORCA SECCIÓN 1 115 kV	4240,81
Sbs0840	Sbs TORCA 115 kV	BARRA TORCA SECCIÓN 2 115 kV	4240,81
Sbs0380	Sbs SAN CARLOS (BOGOTÁ) - VICTORIA 2 115 kV	BL2 SAN CARLOS (BOGOTÁ) A VICTORIA 115 kV	1266,61
Sbs0380	Sbs SAN CARLOS (BOGOTÁ) - VICTORIA 2 115 kV	BL2 VICTORIA A SAN CARLOS (BOGOTÁ) 115 kV	1266,61
Sbs0380	Sbs SAN CARLOS (BOGOTÁ) - VICTORIA 2 115 kV	SAN CARLOS (BOGOTÁ) - VICTORIA (BOGOTÁ) 2 115 kV	1266,61
Sbs0052	Sbs BALSILLAS - FONTIBÓN 1 115 kV	BALSILLAS - FONTIBÓN 1 115 kV	1080,41
Sbs0052	Sbs BALSILLAS - FONTIBÓN 1 115 kV	BL1 BALSILLAS A FONTIBÓN 115 kV	1080,41
Sbs0052	Sbs BALSILLAS - FONTIBÓN 1 115 kV	BL1 FONTIBÓN A BALSILLAS 115 kV	1080,41
Sbs0147	Sbs CHICALÁ - COLEGIO 1 115 kV	BL1 CHICALÁ A COLEGIO 115 kV	1069,66
Sbs0147	Sbs CHICALÁ - COLEGIO 1 115 kV	BL1 COLEGIO A CHICALÁ 115 kV	1069,66
Sbs0147	Sbs CHICALÁ - COLEGIO 1 115 kV	CHICALÁ - COLEGIO 1 115 kV	1069,66
Sbs0050	Sbs BALSILLAS - COLEGIO 1 115 kV	BALSILLAS - COLEGIO 1 115 kV	627,81
Sbs0050	Sbs BALSILLAS - COLEGIO 1 115 kV	BL1 BALSILLAS A COLEGIO 115 kV	627,81
Sbs0050	Sbs BALSILLAS - COLEGIO 1 115 kV	BL1 COLEGIO A BALSILLAS 115 kV	627,81
Sbs1670	Sbs UBATÉ CONDENSADOR PARALELO 2 25 MVAR	UBATÉ BAHÍA CONDENSADOR PARALELO 2 25 MVAR 115 KV	792,7
Sbs1670	Sbs UBATÉ CONDENSADOR PARALELO 2 25 MVAR	UBATÉ CONDENSADOR PARALELO 2 25 MVAR 115 kV	792,7
Sbs1669	Sbs UBATÉ CONDENSADOR PARALELO 1 25 MVAR	UBATÉ BAHÍA CONDENSADOR PARALELO 1 25 MVAR 115 KV	639,15
Sbs1669	Sbs UBATÉ CONDENSADOR PARALELO 1 25 MVAR	UBATÉ CONDENSADOR PARALELO 1 25 MVAR 115 kV	639,15
Sbs0624	Sbs SALITRE CONDENSADOR PARALELO 01 45 MVAR	SALITRE BAHÍA CONDENSADOR PARALELO 01 45 MVAR 115 kV	509,56
Sbs0624	Sbs SALITRE CONDENSADOR PARALELO 01 45 MVAR	SALITRE CONDENSADOR PARALELO 1 45 MVAR 115 kV	509,56
Sbs0148	Sbs CHICALÁ - SALITRE 1 115 kV	BL1 CHICALÁ A SALITRE 115 kV	292,23
Sbs0148	Sbs CHICALÁ - SALITRE 1 115 kV	BL1 SALITRE A CHICALÁ 115 kV	292,23
Sbs0148	Sbs CHICALÁ - SALITRE 1 115 kV	CHICALÁ - SALITRE 1 115 kV	292,23
Sbs0065	Sbs BAVARIA (BOGOTÁ) - TECHO 1 115 kV	BL1 TECHO A BAVARIA (BOGOTÁ) 115 kV	716,13
Sbs0627	Sbs SALITRE CONDENSADOR PARALELO 04 45 MVAR	SALITRE BAHÍA CONDENSADOR PARALELO 04 45 MVAR 115 kV	345,97
Sbs0627	Sbs SALITRE CONDENSADOR PARALELO 04 45 MVAR	SALITRE CONDENSADOR PARALELO 4 45 MVAR 115 kV	345,97
Sbs0285	Sbs LA PAZ (BOGOTÁ) - VERAGUAS 1 115 kV	BL1 LA PAZ (BOGOTÁ) A VERAGUAS 115 kV	201,96
Sbs0285	Sbs LA PAZ (BOGOTÁ) - VERAGUAS 1 115 kV	BL1 VERAGUAS A LA PAZ (BOGOTÁ) 115 kV	201,96
Sbs0285	Sbs LA PAZ (BOGOTÁ) - VERAGUAS 1 115 kV	LA PAZ (BOGOTÁ) - VERAGUAS 1 115 kV	201,96
Sbs0112	Sbs CALERA - USAQUÉN 1 115 kV	BL1 CALERA A USAQUÉN 115 kV	140,62
Sbs0112	Sbs CALERA - USAQUÉN 1 115 kV	BL1 USAQUÉN A CALERA 115 kV	140,62
Sbs0112	Sbs CALERA - USAQUÉN 1 115 kV	CALERA - USAQUÉN 1 115 kV	140,62
Sbs0623	Sbs EL SOL CONDENSADOR PARALELO 75 MAVR	EL SOL BAHÍA CONDENSADOR PARALELO 01 75 MVAR 115 kV	195,4
Sbs0623	Sbs EL SOL CONDENSADOR PARALELO 75 MAVR	EL SOL CONDENSADOR PARALELO 75 MAVR 115 kV	195,4
Sbs0422	Sbs GORGONZOLA - SAN FACON 1 57.5 kV	BL1 GORGONZOLA A SAN FACON 57.5 kV	102,41
Sbs0422	Sbs GORGONZOLA - SAN FACON 1 57.5 kV	BL1 SAN FACON A GORGONZOLA 57.5 kV	102,41
Sbs0422	Sbs GORGONZOLA - SAN FACON 1 57.5 kV	GORGONZOLA - SAN FACON 1 57.5 kV	102,41
Sbs0233	Sbs FLANDES - LA GUACA 2 115 kV	BL2 LA GUACA A FLANDES 115 kV	277,62
Sbs0111	Sbs CALERA - TORCA 1 115 kV	BL1 CALERA A TORCA 115 kV	87,85
Sbs0111	Sbs CALERA - TORCA 1 115 kV	BL1 TORCA A CALERA 115 kV	87,85
Sbs0111	Sbs CALERA - TORCA 1 115 kV	CALERA - TORCA 1 115 kV	87,85
Sbs0732	Sbs SAN MATEO (BOGOTÁ) 2 56 MVA 230/12/5 KV	BT SAN MATEO (BOGOTÁ) 2 56 MVA 230 KV	131,07

Código Subsistema	Subsistema	Activo	HC
Sbs0732	Sbs SAN MATEO (BOGOTÁ) 2 56 MVA 230/12/5 KV	SAN MATEO (BOGOTÁ) 2 56 MVA 230/12/5 KV	131,07
Sbs0283	Sbs LA PAZ (BOGOTÁ) - SALITRE 1 115 kV	BL1 LA PAZ (BOGOTÁ) A SALITRE 115 kV	86,26
Sbs0283	Sbs LA PAZ (BOGOTÁ) - SALITRE 1 115 kV	BL1 SALITRE A LA PAZ (BOGOTÁ) 115 kV	86,26
Sbs0283	Sbs LA PAZ (BOGOTÁ) - SALITRE 1 115 kV	LA PAZ (BOGOTÁ) - SALITRE 1 115 kV	86,26
Sbs0164	Sbs CIRCO - VICTORIA (BOGOTÁ) 1 115 kV	BL1 CIRCO A VICTORIA (BOGOTÁ) 115 kV	81,48
Sbs0164	Sbs CIRCO - VICTORIA (BOGOTÁ) 1 115 kV	BL1 VICTORIA (BOGOTÁ) A CIRCO 115 kV	81,48
Sbs0164	Sbs CIRCO - VICTORIA (BOGOTÁ) 1 115 kV	CIRCO - VICTORIA (BOGOTÁ) 1 115 kV	81,48
Sbs0373	Sbs SALTO I - SALTO II (BOGOTÁ) 1 115 kV	BL1 SALTO I A SALTO II (BOGOTÁ) 115 kV	65,79
Sbs0373	Sbs SALTO I - SALTO II (BOGOTÁ) 1 115 kV	BL1 SALTO II (BOGOTÁ) A SALTO I 115 kV	65,79
Sbs0373	Sbs SALTO I - SALTO II (BOGOTÁ) 1 115 kV	SALTO II (BOGOTÁ) - SALTO I 1 115 kV	65,79
Sbs0115	Sbs CALLE67 - CIRCO 1 115 kV	BL1 CALLE67 A CIRCO 115 kV	60,15
Sbs0115	Sbs CALLE67 - CIRCO 1 115 kV	BL1 CIRCO A CALLE67 115 kV	60,15
Sbs0115	Sbs CALLE67 - CIRCO 1 115 kV	CALLE67 - CIRCO 1 115 kV	60,15
Sbs0626	Sbs SALITRE CONDENSADOR PARALELO 03 45 MVAR	SALITRE BAHÍA CONDENSADOR PARALELO 03 45 MVAR 115 kV	79,13
Sbs0626	Sbs SALITRE CONDENSADOR PARALELO 03 45 MVAR	SALITRE CONDENSADOR PARALELO 3 45 MVAR 115 kV	79,13
Sbs0232	Sbs FLANDES - LA GUACA 1 115 kV	BL1 LA GUACA A FLANDES 115 kV	71,83
Sbs0232	Sbs FLANDES - LA GUACA 1 115 kV	FLANDES - LA GUACA 1 115 kV	71,83
Sbs0720	Sbs SAN MATEO (BOGOTÁ) 1 56 MVA 230/12/5 KV	BT SAN MATEO (BOGOTÁ) 1 56 MVA 230 KV	61,67
Sbs0720	Sbs SAN MATEO (BOGOTÁ) 1 56 MVA 230/12/5 KV	SAN MATEO (BOGOTÁ) 1 56 MVA 230/12/5 KV	61,67
Sbs0174	Sbs COLEGIO - LA GUACA 1 115 kV	BL1 COLEGIO A LA GUACA 115 kV	40,86
Sbs0174	Sbs COLEGIO - LA GUACA 1 115 kV	BL1 LA GUACA A COLEGIO 115 kV	40,86
Sbs0174	Sbs COLEGIO - LA GUACA 1 115 kV	COLEGIO - LA GUACA 1 115 kV	40,86
Sbs0685	Sbs LA GUACA 4 168 MVA 230/115/13.8 KV	BT LA GUACA 4 168 MVA 115 kV	28,66
Sbs0685	Sbs LA GUACA 4 168 MVA 230/115/13.8 KV	BT LA GUACA 4 168 MVA 230 KV	28,66
Sbs0685	Sbs LA GUACA 4 168 MVA 230/115/13.8 KV	LA GUACA 4 168 MVA 230/115/13.8 KV	28,66
Sbs0635	Sbs BACATÁ (CODENSA) 1 450 MVA 500/115/13.8 KV	BACATÁ (CODENSA) 1 450 MVA 500/120/11.4 KV	25,97
Sbs0635	Sbs BACATÁ (CODENSA) 1 450 MVA 500/115/13.8 KV	BT BACATÁ (CODENSA) 1 450 MVA 115 kV	25,97
Sbs0635	Sbs BACATÁ (CODENSA) 1 450 MVA 500/115/13.8 KV	BT BACATÁ (CODENSA) 1 450 MVA 500 KV	25,97
Sbs0042	Sbs BACATÁ (CODENSA) - SALITRE 1 115 kV	BACATÁ (CODENSA) - SALITRE 1 115 kV	24,53
Sbs0042	Sbs BACATÁ (CODENSA) - SALITRE 1 115 kV	BL1 BACATÁ (CODENSA) A SALITRE 115 kV	24,53
Sbs0042	Sbs BACATÁ (CODENSA) - SALITRE 1 115 kV	BL1 SALITRE A BACATÁ (CODENSA) 115 kV	24,53
Sbs0328	Sbs MUZU - TUNAL 1 115 kV	BL1 MUZU A TUNAL 115 kV	23,69
Sbs0328	Sbs MUZU - TUNAL 1 115 kV	BL1 TUNAL A MUZU 115 kV	23,69
Sbs0328	Sbs MUZU - TUNAL 1 115 kV	MUZU - TUNAL 1 115 kV	23,69
Sbs0175	Sbs COLEGIO - LAGUNETA 1 115 kV	BL1 COLEGIO A LAGUNETA 115 kV	21,43
Sbs0175	Sbs COLEGIO - LAGUNETA 1 115 kV	BL1 LAGUNETA A COLEGIO 115 kV	21,43
Sbs0175	Sbs COLEGIO - LAGUNETA 1 115 kV	COLEGIO - LAGUNETA 1 115 kV	21,43
Sbs0838	Sbs SALITRE 115 kV	BAHÍA SECCIONAMIENTO 1 SALITRE 115 kV	16,46
Sbs0838	Sbs SALITRE 115 kV	BAHÍA TRANSFERENCIA 1 SALITRE 115 kV	16,46
Sbs0838	Sbs SALITRE 115 kV	BARRA SALITRE 115 kV	16,46
Sbs0335	Sbs NOROESTE - TIBABUYES 1 115 kV	BL1 NOROESTE A TIBABUYES 115 kV	13,67
Sbs0335	Sbs NOROESTE - TIBABUYES 1 115 kV	BL1 TIBABUYES A NOROESTE 115 kV	13,67
Sbs0335	Sbs NOROESTE - TIBABUYES 1 115 kV	NOROESTE - TIBABUYES 1 115 kV	13,67
Sbs0176	Sbs COLEGIO - USME 1 115 kV	BL1 COLEGIO A USME 115 kV	12,45
Sbs0176	Sbs COLEGIO - USME 1 115 kV	BL1 USME A COLEGIO 115 kV	12,45
Sbs0176	Sbs COLEGIO - USME 1 115 kV	COLEGIO - USME 1 115 kV	12,45
Sbs0324	Sbs MUÑA - SAUCES 1 115 kV	BL1 MUÑA A SAUCES 115 kV	13,88
Sbs0324	Sbs MUÑA - SAUCES 1 115 kV	SAUCES - MUÑA 1 115 kV	13,88
Sbs0257	Sbs GUAVIO - MAMBITA 1 115 kV	BL1 MAMBITA A GUAVIO 115 kV	7,73
Sbs0257	Sbs GUAVIO - MAMBITA 1 115 kV	GUAVIO - MAMBITA 1 115 kV	7,73
Sbs0161	Sbs CIRCO - CONCORDIA 2 115 kV	BL2 CIRCO A CONCORDIA 115 kV	5,07
Sbs0161	Sbs CIRCO - CONCORDIA 2 115 kV	BL2 CONCORDIA A CIRCO 115 kV	5,07
Sbs0161	Sbs CIRCO - CONCORDIA 2 115 kV	CIRCO - CONCORDIA 2 115 kV	5,07
Sbs1280	Sbs COLEGIO 115 kV	BAHÍA TRANSFERENCIA 1 COLEGIO 115 kV	5,9
Sbs1280	Sbs COLEGIO 115 kV	BARRA COLEGIO 115 kV	5,9
Sbs0431	Sbs GUAVIO - UBALÁ 1 115 kV	GUAVIO - UBALÁ 1 115 kV	7,79
Sbs0231	Sbs FACATATIVÁ - VILLETA 1 115 kV	BL1 FACATATIVÁ A VILLETA 115 kV	2,25
Sbs0231	Sbs FACATATIVÁ - VILLETA 1 115 kV	BL1 VILLETA A FACATATIVÁ 115 kV	2,25
Sbs0231	Sbs FACATATIVÁ - VILLETA 1 115 kV	FACATATIVÁ - VILLETA 1 115 kV	2,25
Sbs0326	Sbs MUÑA III - SALTO II (BOGOTÁ) 1 115 kV	BL1 MUÑA III A SALTO II (BOGOTÁ) 115 kV	1,16
Sbs0326	Sbs MUÑA III - SALTO II (BOGOTÁ) 1 115 kV	BL1 SALTO II (BOGOTÁ) A MUÑA III 115 kV	1,16
Sbs0326	Sbs MUÑA III - SALTO II (BOGOTÁ) 1 115 kV	MUÑA III - SALTO II (BOGOTÁ) 1 115 kV	1,16
Sbs0622	Sbs VERAGUAS 2 60 MVA 115/57.5 KV	BT VERAGUAS 2 60 MVA 115 kV	1,13

Código Subsistema	Subsistema	Activo	HC
Sbs0622	Sbs VERAGUAS 2 60 MVA 115/57.5 kV	BT VERAGUAS 2 60 MVA 57.5 kV	1,13
Sbs0622	Sbs VERAGUAS 2 60 MVA 115/57.5 kV	VERAGUAS 2 60 MVA 115/57.5/7.5 kV	1,13
Sbs0379	Sbs SAN CARLOS (BOGOTÁ) - VICTORIA 1 115 kV	BL1 SAN CARLOS (BOGOTÁ) A VICTORIA 115 kV	0,5
Sbs0379	Sbs SAN CARLOS (BOGOTÁ) - VICTORIA 1 115 kV	BL1 VICTORIA A SAN CARLOS (BOGOTÁ) 115 kV	0,5
Sbs0379	Sbs SAN CARLOS (BOGOTÁ) - VICTORIA 1 115 kV	SAN CARLOS (BOGOTÁ) - VICTORIA (BOGOTÁ) 1 115 kV	0,5
Sbs0163	Sbs CIRCO - USME 1 115 kV	BL1 CIRCO A USME 115 kV	0,4
Sbs0163	Sbs CIRCO - USME 1 115 kV	BL1 USME A CIRCO 115 kV	0,4
Sbs0163	Sbs CIRCO - USME 1 115 kV	CIRCO - USME 1 115 kV	0,4

Fuente: XM S.A. ESP

Anexo 2 - HC por activos en el STR para Prime-TERMOFLORES – 2020

Tabla 11 HC por activos en el STR para TERMOFLORES en el año 2020

Código Subsistema	Subsistema	Activo	HC
Sbs1311	Sbs TERMOFLORES 110 kV	BA1 TERMOFLORES 110 kV	667,0
Sbs1311	Sbs TERMOFLORES 110 kV	BA2 TERMOFLORES 110 kV	667,0
Sbs1311	Sbs TERMOFLORES 110 kV	BAHÍA ACOPLÉ 1 TERMOFLORES I 110 kV	54,0
Sbs1311	Sbs TERMOFLORES 110 kV	BAHÍA ACOPLÉ 1 TERMOFLORES II 110 kV	54,0
Sbs1311	Sbs TERMOFLORES 110 kV	BAHÍA ACOPLÉ LONGITUDINAL 1 TERMOFLORES 110 kV	54,0
Sbs1311	Sbs TERMOFLORES 110 kV	BAHÍA ACOPLÉ LONGITUDINAL 2 TERMOFLORES 110 kV	54,0
Sbs1311	Sbs TERMOFLORES 110 kV	BARRA TERMOFLORES 110 kV	721,0
Sbs1311	Sbs TERMOFLORES 110 kV	BS1 TERMOFLORES 110 kV	667,0
Sbs1311	Sbs TERMOFLORES 110 kV	BS2 TERMOFLORES 110 kV	667,0
Sbs0729	Sbs TERMOFLORES 1 150 MVA 220/110 KV	BT1 TERMOFLORES 150 MVA 110 kV	366,1
Sbs0729	Sbs TERMOFLORES 1 150 MVA 220/110 KV	BT1 TERMOFLORES 150 MVA 220 kV	366,1
Sbs0729	Sbs TERMOFLORES 1 150 MVA 220/110 KV	TERMOFLORES 1 150 MVA 220/110 KV	366,1
Sbs0729	Sbs TERMOFLORES II 1 150 MVA 220/110 KV	BT TERMOFLORES II 1 150 MVA 110 kV	470,0
Sbs0729	Sbs TERMOFLORES II 1 150 MVA 220/110 KV	BT TERMOFLORES II 1 150 MVA 220 kV	470,0
Sbs0729	Sbs TERMOFLORES II 1 150 MVA 220/110 KV	TERMOFLORES II 1 150 MVA 220/110 KV	470,0
Sbs0341	Sbs OASIS - TERMOFLORES II 1 110 kV	BL1 OASIS A TERMOFLORES II 110 kV	66,4
Sbs0341	Sbs OASIS - TERMOFLORES II 1 110 kV	BL1 TERMOFLORES II A OASIS 110 kV	66,4
Sbs0341	Sbs OASIS - TERMOFLORES II 1 110 kV	TERMOFLORES II - OASIS 1 110 kV	66,4
Sbs0340	Sbs OASIS - TERMOFLORES 1 110 kV	BL1 TERMOFLORES A OASIS 110 kV	4,9

Fuente: XM S.A. ESP

Anexo 3 - HC por activos en el STR para ISA INTERCOLOMBIA – 2020

Tabla 12 HC por activos en el STR para ISA INTERCOLOMBIA en el año 2020.

Código Subsistema	Subsistema	Activo	HC
Sbs0805	Sbs IBAGUÉ (MIROLINDO) 1 150 MVA 230/115/13.8 KV	BT IBAGUÉ (MIROLINDO) 1 150 MVA 230 kV	772,4
Sbs0805	Sbs IBAGUÉ (MIROLINDO) 1 150 MVA 230/115/13.8 KV	IBAGUÉ (MIROLINDO) 1 150 MVA 230/115/13.8 KV	772,4
Sbs0805	Sbs IBAGUÉ 1 150 MVA 230/115/13.8 KV	BT1 IBAGUÉ 150 MVA 230 kV	17,0
Sbs0805	Sbs IBAGUÉ 1 150 MVA 230/115/13.8 KV	IBAGUÉ 1 150 MVA 230/115/13.8 KV	17,0
Sbs0819	Sbs PÁEZ 1 90 MVA 230/115/13.8 kV	BT PÁEZ 1 90 MVA 230 kV	451,7
Sbs0819	Sbs PÁEZ 1 90 MVA 230/115/13.8 kV	PÁEZ 1 90 MVA 230/115/13.8 kV	451,7
Sbs0825	Sbs YUMBO 2 90 MVA 230/115/13.2 KV	BT YUMBO 2 90 MVA 220 kV	164,8
Sbs0825	Sbs YUMBO 2 90 MVA 230/115/13.2 KV	YUMBO 2 90 MVA 220/115/13.2 KV	164,8
Sbs0733	Sbs URRÁ 1 90 MVA 230/110 KV	BT URRÁ 1 90 MVA 230 kV	224,2
Sbs0817	Sbs SAMORE 1 50 MVA 230/34.5/13.8 kV	BT SAMORE 1 50 MVA 230 kV	27,6
Sbs0817	Sbs SAMORE 1 50 MVA 230/34.5/13.8 kV	BT SAMORE 1 50 MVA 34.5 kV	27,6
Sbs0817	Sbs SAMORE 1 50 MVA 230/34.5/13.8 kV	SAMORE 1 50 MVA 230/34.5/13.8 kV	27,6
Sbs0807	Sbs SAN FELIPE 1 150 MVA 230/115/13.8 KV	BT SAN FELIPE 1 150 MVA 230 kV	20,3
Sbs0807	Sbs SAN FELIPE 1 150 MVA 230/115/13.8 KV	SAN FELIPE 1 150 MVA 230/115/13.8 KV	20,3
Sbs0812	Sbs CERROMATOSO 2 150 MVA 500/110/34.5 KV	BT CERROMATOSO 2 150 MVA 110 kV	17,0
Sbs0812	Sbs CERROMATOSO 2 150 MVA 500/110/34.5 KV	CERROMATOSO 2 150 MVA 500/110/34.5 KV	17,0
Sbs1691	Sbs CERROMATOSO 4 150 MVA 500/110/34.5 kV	BT CERROMATOSO 4 150 MVA 110 kV	10,5
Sbs1691	Sbs CERROMATOSO 4 150 MVA 500/110/34.5 kV	CERROMATOSO 4 150 MVA 500/110/34.5 kV	10,5
Sbs0816	Sbs SAN MATEO (CÚCUTA) 1 150 MVA 230/115/13.8 KV	BT SAN MATEO (CÚCUTA) 1 150 MVA 230 kV	6,3

Sbs0816 | Sbs SAN MATEO (CÚCUTA) 1 150 MVA 230/115/13.8 kV | SAN MATEO (CÚCUTA) 1 150 MVA 230/115/13.8 kV | 6.3

Fuente: XM S.A. ESP.

Anexo 4 - HC por activos en el STR para Operadores del Mercado Caribe – 2020

Tabla 13 HC por activos en el STR para Electricaribe, AIR-E y Afinia – Caribemar en el año 2020.

ÍTEM	ACTIVO	ELECTRICARIBE	AIR-E	CARIBEMAR
		2020	2020	2020
1	BL1 CENTRO (BARRANQUILLA) A OASIS 110 kV	4,4	767,0	
2	BL1 OASIS A CENTRO (BARRANQUILLA) 110 kV	4,4	767,0	
3	CENTRO (BARRANQUILLA) - OASIS 1 110 kV	4,4	767,0	
4	BL1 BOCAGRANDE A BOSQUE 66 kV	424,6		0,0
5	BL1 BOSQUE A BOCAGRANDE 66 kV	424,6		0,0
6	BOCAGRANDE - BOSQUE 1 66 kV	424,6		0,0
7	BL1 RIO CORDOBA A FUNDACION 110 kV	174,9	0,0	
8	FUNDACION - RIO CORDOBA 1 110 kV	174,9	0,0	
9	BL1 EL RIO A TEBSA 110 kV	112,5	4,6	
10	TEBSA - EL RIO 1 110 kV	112,5	4,6	
11	BL1 EL CARMEN A ZAMBRANO 66 kV	31,2		21,1
12	BL1 ZAMBRANO A EL CARMEN 66 kV	31,2		21,1
13	EL CARMEN - ZAMBRANO 1 66 kV	31,2		21,1
14	BL1 GAMBOTE A TERNERA 66 kV	45,1		5,7
15	TERNERA - GAMBOTE 1 66 kV	45,1		5,7
16	BL1 BOCAGRANDE A CARTAGENA 66 kV	30,8		12,0
17	BOCAGRANDE - CARTAGENA 1 66 kV	30,8		12,0
18	MONTERIA BAHIA CONDENSADOR PARALELO 01 20 MVAR 110 kV	36,5		0,0
19	MONTERIA CONDENSADOR PARALELO 01 20 MVAR 110 kV	36,5		0,0
20	CERETE - CHINU 1 110 kV	0,0		28,0
21	BL1 MAMONAL A PROELECTRICA 66 kV	1,6		25,3
22	PROELECTRICA - MAMONAL 1 66 kV	1,6		25,3
23	BL1 CALAMAR A TCALAMAR 1 66 kV	5,0		21,8
24	BL1 EL CARMEN A TSAN JACINTO 66 kV	5,0		21,8
25	BL1 GAMBOTE A TCALAMAR 66 kV	5,0		21,8
26	BL1 SAN JACINTO A TSAN JACINTO 1 66 kV	5,0		21,8
27	CALAMAR -TCALAMAR 1 66 kV	5,0		21,8
28	EL CARMEN - TSAN JACINTO 1 66 kV	5,0		21,8
29	GAMBOTE - TCALAMAR 1 66 kV	5,0		21,8
30	SAN JACINTO - TSAN JACINTO 1 66 kV	5,0		21,8
31	TCALAMAR - TSAN JACINTO 1 66 kV	5,0		21,8
32	CARTAGENA - PROELECTRICA 2 66 kV	0,0		26,0
33	BL1 MALAMBO A CARACOLI 110 kV	0,0	25,7	
34	CARTAGENA - PROELECTRICA 1 66 kV	0,0		25,6
35	BL1 ZARAGOCILLA A TERNERA 66 kV	23,9		0,0
36	TERNERA - ZARAGOCILLA 1 66 kV	23,9		0,0
37	TEBSA 1 100 MVA 220/110/13.8 kV	23,7	0,0	
38	BL1 EL PASO A EL COPEY 110 kV	22,9		0,0
39	EL PASO - EL COPEY 1 110 kV	22,9		0,0
40	BL1 TOLUVIEJO A TERNERA 110 kV	22,7		0,0
41	TERNERA - TOLUVIEJO 1 110 kV	22,7		0,0
42	BL1 EL RIO A OASIS 110 kV	6,6	15,9	
43	BL1 OASIS A EL RIO 110 kV	6,6	15,9	
44	EL RIO - OASIS 1 110 kV	6,6	15,9	
45	BL2 SILENCIO A CARACOLI 110 kV	21,2	0,8	
46	CARACOLI - SILENCIO 2 110 kV	21,2	0,8	
47	BOLIVAR - VILLAESTRELLA 1 66 kV	20,8		0,6
48	BL1 COSPIQUE A TERNERA 66 kV	8,9		11,0
49	TERNERA - COSPIQUE 1 66 kV	8,9		11,0
50	BL1 SILENCIO A CARACOLI 110 kV	2,0	17,8	
51	CARACOLI - SILENCIO 1 110 kV	2,0	17,8	
52	BL1 MEMBRILLAL A PROELECTRICA 66 kV	0,0		19,2
53	MEMBRILLAL - PROELECTRICA 1 66 kV	0,0		19,2
54	BL1 BOSQUE A TERNERA 66 kV	0,7		17,9
55	TERNERA - BOSQUE 1 66 kV	0,7		17,9
56	BL2 MALAMBO A CARACOLI 110 kV	0,0	12,7	
57	CARACOLI - MALAMBO 2 110 kV	0,0	12,7	
58	BL1 EL BANCO A EL PASO 110 kV	10,2		1,8
59	BL1 EL PASO A EL BANCO 110 kV	10,2		1,8
60	EL PASO - EL BANCO 1 110 kV	10,2		1,8
61	BL1 RIOHACHA A CUESTECITAS 110 kV	9,3	0,0	

ÍTEM	ACTIVO	ELECTRICARIBE	AIR-E	CARIBEMAR
		2020	2020	2020
62	CUESTECITAS - RIOHACHA 1 110 kV	9,3	0,0	
63	BL1 MAMONAL A TERNERA 66 kV	6,4		0,0
64	TERNERA - MAMONAL 1 66 kV	6,4		0,0
65	BL1 CENTRO (BARRANQUILLA) A SILENCIO 110 kV	6,2	0,0	
66	BL1 SILENCIO A CENTRO (BARRANQUILLA) 110 kV	6,2	0,0	
67	CENTRO (BARRANQUILLA) - SILENCIO 1 110 kV	6,2	0,0	
68	BL1 MAICAO A CUESTECITAS 110 kV	6,1	0,0	
69	CUESTECITAS - MAICAO 1 110 kV	6,1	0,0	
70	BL1 OASIS A TERMOFLORES 110 kV		4,9	
71	TERMOFLORES - OASIS 1 110 kV		4,9	
72	BL1 GAIRA A SANTA MARTA 110 kV	0,0	4,8	
73	GAIRA - SANTA MARTA 1 110 kV	0,0	4,8	
74	BARRA GAMBOTE 66 kV	4,0		0,0
75	BL1 TIERRA ALTA A URRRA 110 kV	0,7		2,4
76	TIERRALTA - URRRA 1 110 kV	0,7		2,4
77	BL1 RIO SINU A TIERRA ALTA 110 kV	0,0		2,2
78	BL1 TIERRA ALTA A RIO SINU 110 kV	0,0		2,2
79	RIO SINU - TIERRA ALTA 1 110 kV	0,0		2,2
80	BL1 BOSTON A CHINU 110 kV	2,1		0,0
81	BOSTON - CHINU 1 110 kV	2,1		0,0
82	MAICAO BAHIA CONDENSADOR PARALELO 01 15 MVAR 115 kV	1,0	0,0	
83	MAICAO CONDENSADOR PARALELO 01 15 MVAR 115 kV	1,0	0,0	

Fuente: XM S.A. ESP.

Anexo 5 - HC por activos en el STN para ISA INTERCOLOMBIA – 2020

Tabla 14 HC por activos en el STN para ISA INTERCOLOMBIA en el año 2020.

ÍTEM	ACTIVO	HC
1	GUAVIO - TORCA 2 230 kV	85,27
2	CHINU COMPENSADOR ESTATICO SVC	72,65
3	MODULO BOLIVAR DIFERENCIAL BARRAS 500 kV	66,7
4	BL1 PORCE III A CERROMATOSO 500 kV	58,8
5	BL1 ANCON SUR (ISA) A ESMERALDA (ISA) 230 kV	58,71
6	SAN MARCOS CONDENSADOR PARALELO BANCO 01 72 MVAR 230 kV	56,19
7	BT SOGAMOSO 1 450 MVA 500 KV	55,58
8	BL1 SAN FELIPE A LA MESA 230 kV	55,37
9	BL1 SAN BERNARDINO A ALFEREZ 230 kV	54,16
10	BL2 CERROMATOSO A URRRA 230 kV	53,25
11	BAHIA ACOPLA 1 PAEZ 230 kV	51,67
12	EL COPEY A LA LOMA BAHIA REACTOR 84 MVAR 500 kV	38,59
13	SABANALARGA 1 450 MVA 500/220/34.5 KV	37,38
14	CERROMATOSO CAMPO M020 500 KV	37,3
15	SABANALARGA CAMPO M010 500 KV	28,47
16	COMUNEROS CAMPO M020 230 KV	27,09
17	BL2 PURNIO A LA SIERRA (ANTIOQUIA) 230 kV	26,98
18	BT SABANALARGA 1 450 MVA 500 kV	24,61
19	MODULO CHIVOR DIFERENCIAL BARRAS 230 kV	21,87
20	BL1 LOS PALOS A TOLEDO 230 kV	20,02
21	BL2 LA HERMOSA A ESMERALDA 230 KV	19,79
22	MONTERIA CAMPO M020 230 KV	18,65
23	COMUNEROS CAMPO M030 230 KV	18,34
24	BL3 ESMERALDA A YUMBO 230 kV	18,18
25	ESMERALDA - YUMBO 3 230 kV	18,07
26	BAHIA TRANSFERENCIA 1 CERROMATOSO 230 kV	17,04
27	CHINU CAMPO M010 500 KV	16,42
28	BL2 CHINU A SABANALARGA 500 kV	15,1
29	CUESTECITAS BAHIA REACTOR DE BARRA 01 20 MVAR 230 kV	13,8
30	JAMONDINO - SAN BERNARDINO 2 230 kV	13,77
31	BL1 ESMERALDA (ISA) A ANCON SUR (ISA) 230 kV	13,6
32	CERROMATOSO A PRIMAVERA REACTOR LINEA 84 MVAR 500 kV	13,59
33	BL1 CERROMATOSO A PORCE III 500 kV	12,32
34	CERROMATOSO REACTOR TERCIARIO 01 35 MVAR 34.5 kV	12,19

ÍTEM	ACTIVO	HC
35	BL1 SAN CARLOS A LA VIRGINIA 500 kV	11,52
36	BL2 ESMERALDA A LA VIRGINIA 230 kV	10,97
37	BL1 SABANALARGA A CHINU 500 kV	10,51
38	BL1 ESMERALDA A SAN CARLOS 230 kV	10,36
39	SABANALARGA A CHINU REACTOR LINEA 01 84 MVAR 500 kV	9,98
40	LA VIRGINIA 2 450 MVA 500/230/34.5 kV	9,56
41	BL1 CERROMATOSO A PRIMAVERA 500 kV	9,47
42	SABANALARGA A CHINU REACTOR LINEA 02 84 MVAR 500 kV	9,39
43	SAN MARCOS CONDENSADOR PARALELO BANCO 02 72 MVAR 230 kV	9,23
44	BL1 LA VIRGINIA A SAN MARCOS 500 kV	9,2
45	STATCOM BACATA	8,98
46	BL2 CARTAGO A LA VIRGINIA 230 kV	8,5
47	SAN CARLOS CAMPO M030 500 kV	7,96
48	BT BACATA (ISA) 1 450 MVA 500 kV	7,79
49	BL1 PORCE III A SAN CARLOS 500 kV	7,74
50	BT SAN CARLOS 2 450 MVA 500 kV	7,61
51	BL2 LA MESA A IBAGUE 230 kV	7,43
52	BL2 SAN CARLOS A ANCON SUR (ISA) 230 kV	7,34
53	BANADIA - CANO LIMON 1 230 kV	6,83
54	BL2 LA VIRGINIA A ESMERALDA 230 kV	5,82
55	BL2 LA REFORMA A GUAVIO 230 kV	5,62
56	BL1 LA VIRGINIA A ARMENIA 230 kV	4,72
57	BL1 LA ENEA A ESMERALDA 230 kV	4,49
58	BL2 EL COPEY A VALLEDUPAR 220 kV	4,28
59	PORCE III A CERROMATOSO REACTOR DE LINEA 84 MVAR 500 kV	4,08
60	BAHIA ACOUPLE 1 BOLIVAR 500 kV	3,91
61	BOLIVAR (CARTAGENA) - SABANALARGA 2 220 kV	3,84
62	BL2 CHINU A CERROMATOSO 500 kV	3,59
63	BL1 SAMORE A BANADIA 230 kV	3,57
64	BL2 SABANALARGA A CHINU 500 kV	3,44
65	BL1 SAN MATEO (CUCUTA) A BELEN (CUCUTA) 230 kV	3,3
66	BAHIA ACOUPLE 2 ESMERALDA 230 kV	3,14
67	BT SAN CARLOS 4 450 MVA 500 kV	3,02
68	SABANALARGA A CHINU BAHIA REACTOR LINEA 01 84 MVAR 500 kV	2,96
69	SAN CARLOS CAMPO M010 500 kV	2,81
70	LA REFORMA CAMPO M020 230 kV	2,79
71	LA REFORMA CAMPO M030 230 kV	2,78
72	BL2 ESMERALDA A LA HERMOSA 230 kV	2,72
73	BL1 COMUNEROS A PRIMAVERA 230 kV	2,67
74	BL1 SAN CARLOS A ESMERALDA 230 kV	2,52
75	BL1 LA VIRGINIA - RESERVA (L180) 230 kV	2,43
76	BL1 LA VIRGINIA A CARTAGO 230 kV	2,23
77	BANADIA A SAMORE REACTOR DE LINEA 01 12.5 MVAR 230 kV	2,17
78	CERROMATOSO REACTOR TERCARIO 02 35 MVAR 34.5 kV	2,13
79	BL1 URRRA A URABA 230 kV	1,89
80	BL1 PANAMERICANA A TULCAN 138 kV	1,69
81	CHINU A CERROMATOSO BAHIA REACTOR LINEA 01 60 MVAR 500 kV	1,34
82	BAHIA TRANSFERENCIA 1 SAN FELIPE 230 kV	1,22
83	SAN MARCOS REACTOR TERCARIO 1 BANCO 02 50 MVAR 34.5 kV	0,9
84	CHINU 4 450 MVA 500/230/34.5 kV	0,83
85	BT PANAMERICANA 1 40 MVA 115 kV	0,74
86	BL2 URRRA A CERROMATOSO 230 kV	0,71
87	SAN MARCOS CAMPO M090 230 kV	0,66
88	JAMONDINO REACTOR DE BARRA 02 12.5 MVAR 230 kV	0,65
89	SAN MARCOS REACTOR TERCARIO 2 BANCO 02 50 MVAR 34.5 kV	0,57
90	SAN CARLOS REACTOR TERCARIO 4 BANCO 04 50 MVAR 34.5 kV	0,5
91	SAN MARCOS CONDENSADOR SERIE 2 ESMERALDA-YUMBO 03 66 MVAR 31.5 kV	0,5
92	BL1 JAMONDINO A POMASQUI (ECUADOR) 230 kV	0,45
93	BL1 LA REFORMA A GUAVIO 230 kV	0,38
94	BT CHINU 2 150 MVA 500 kV	0,32
95	BL1 OCAÑA A SAN MATEO (CUCUTA) 230 kV	0,18
96	BL1 PRIMAVERA A SAN CARLOS 500 kV	0,18

Fuente: XM S.A. ESP.

Anexo 6 - HC por activos en el STN para TRANSELCA – 2020

Tabla 15 HC por activos en el STN para TRANSELCA en el año 2020.

ÍTEM	ACTIVO	HC
1	BA1 TERMOFLORES 220 kV	1,27
2	BAHIA ACOPLA 1 TERMOFLORES II 220 kV	115,31
3	BARRA NUEVA BARRANQUILLA 220 KV	11,58
4	BARRA SABANALARGA 220 KV	8,19
5	BL1 CARACOLI A TEBSA 220 KV	0,87
6	BL1 CUESTECITAS (ISA) A GUAJIRA 220 kV	4,78
7	BL1 CUESTECITAS A VALLEDUPAR 220 kV	4,26
8	BL1 GUAJIRA A CUESTECITAS (ISA) 220 kV	4,88
9	BL1 NUEVA BARRANQUILLA A SABANALARGA 220 kV	7,4
10	BL1 NUEVA BARRANQUILLA A TERMOFLORES 220 kV	8,07
11	BL1 SABANALARGA A TEBSA 220 kV	0,18
12	BL1 TEBSA A CARACOLI 220 kV	6,68
13	BL1 TERMOCOL A SANTA MARTA 220 KV	4,58
14	BL1 TERMOFLORES II A CARACOLI 220 KV	7,17
15	BL1 TERMOFLORES II A NUEVA BARRANQUILLA 220 kV	9,72
16	BL1 TERNERA A TERMOCANDELARIA 220 kV	5,58
17	BL1 VALLEDUPAR A CUESTECITAS 220 kV	5,32
18	BL1 VALLEDUPAR A EL COPEY 220 kV	4,06
19	BL2 CUESTECITAS A GUAJIRA 220 kV	3,6
20	BL2 GUAJIRA A CUESTECITAS 220 kV	8,09
21	BL2 NUEVA BARRANQUILLA A TERMOFLORES 220 kV	2,59
22	BL2 NUEVA BARRANQUILLA A TERMOFLORES II 220 kV	3,83
23	BL2 SABANALARGA A BOLIVAR 220 kV	7,16
24	BL2 SABANALARGA A FUNDACION 220 kV	134,46
25	BL2 TERMOFLORES II A NUEVA BARRANQUILLA 220 kV	22,51
26	BL3 SABANALARGA A FUNDACION 220 kV	37,36
27	BL3 SABANALARGA A NUEVA BARRANQUILLA 220 kV	3,95
28	BL3 TEBSA A SABANALARGA 220 kV	1,81
29	BOLIVAR (CARTAGENA) - SABANALARGA 1 220 kV	2,1
30	BT EL BOSQUE 5 150 MVA 220 KV	17,01
31	BT NUEVA BARRANQUILLA 1 100 MVA 220 kV	32,73
32	BT NUEVA BARRANQUILLA 2 100 MVA 220 kV	18,75
33	BT SABANALARGA 1 90 MVA 220 kV	1,55
34	BT TEBSA 1 100 MVA 220 kV	7,4
35	BT1 CARACOLI 150 MVA 220 KV	14,31
36	CARACOLI - SABANALARGA 1 220 kV	1,58
37	CARACOLI - TERMOFLORES II 1 220 KV	0,29
38	CARACOLI CAMPO M010 220 KV	0,66
39	CARACOLI CAMPO M020 220 KV	0,23
40	EL BOSQUE - TERNERA 1 220 kV	18,73
41	EL BOSQUE CAMPO M030 220 KV	11,22
42	GUAJIRA CAMPO 8230 220 KV	4,77
43	MODULO SABANALARGA DIFERENCIAL BARRAS 220 kV	19,19
44	MODULO SANTA MARTA DIFERENCIAL BARRA 220 kV	6,26
45	NUEVA BARRANQUILLA - SABANALARGA 1 220 kV	8,87
46	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8130 220 KV	12,79
47	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8230 220 KV	10,51
48	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8430 220 KV	19,05
49	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8530 220 KV	5,25
50	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8630 220 KV	15,23
51	SABANALARGA CAMPO 8030 220 KV	8,69
52	SABANALARGA CAMPO 8330 220 KV	23,73
53	TEBSA - SABANALARGA 1 220 kV	2,25
54	TEBSA - SABANALARGA 2 220 kV	0,47
55	TEBSA CAMPO 8200 220 KV	26,2
56	TEBSA CAMPO 8300 220 KV	0,09
57	TEBSA CAMPO 8600 220 KV	9,43

ÍTEM	ACTIVO	HC
58	TERMOCOL CAMPO M030 220 KV	3,54
59	TERMOCOL CAMPO M050 220 KV	7,91
60	TERMOFLORES II - NUEVA BARRANQUILLA 1 220 kV	115,61
61	TERMOFLORES II - NUEVA BARRANQUILLA 2 220 kV	108,66

Fuente: XM S.A. ESP.

Anexo 7 - HC por activos en el STN para GEB – 2020

Tabla 16 HC por activos en el STN para GEB en el año 2020.

ÍTEM	ACTIVO	HC
1	BAHIA ACOPLA 1 LA GUACA 230 kV	0,51
2	BL1 BETANIA A SAN BERNARDINO 230 kV	0,18
3	BL1 CIRCO A NUEVA ESPERANZA 230 kV	0,67
4	BL2 CIRCO A GUAVIO 230 kV	0,97
5	BL2 LA GUACA A PARAISO 230 kV	1,44
6	NOROESTE CONDENSADOR PARALELO 01 75 MVAR 115 kV	714,24
7	RIO CORDOBA CAMPO M040 220 KV	2,52
8	TERMOCANDELARIA CAMPO 8220 220 KV	0,28

Fuente: XM S.A. ESP.



Superservicios
Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios

