

Evaluación de la confiabilidad a la red de distribución de la ciudad de Cartagena y su área metropolitana

Phol B. Patiño Rojas

Jhonny Caballero Marañon

Trabajo de Grado para Optar el título de Especialista en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica

Director

Jorge Iván Silva Ortega

Msc. Ingeniería Eléctrica

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas

Escuela de ingeniería eléctrica, electrónica y de telecomunicaciones

Especialización en sistemas de distribución de energía eléctrica

Bucaramanga

2021

Dedicatoria

Este nuevo logro es dedicado al apoyo, esfuerzo y dedicación de todas las personas que nos han rodeado para apoyar este proyecto, de una u otra forma, desde una palabra de aliento cuando el cansancio aflora, hasta algo aún más tangible.

Los docentes que nos formaron en esta nueva etapa aportaron un conocimiento invaluable, y al igual que a todos los compañeros de la cohorte de especialización, nos compartieron su visión de la academia permitiéndonos hoy ser mejores profesionales.

A todas esas personas, Gracias.

Phol Patiño Rojas

Dedicatoria

Dedicado primeramente a Dios por permitirme la vida y el haber llegado a este momento de mi carrera profesional a mis padres Jhonny Caballero y Martha Maraón a mis Hermanas Estefany Caballero y Rosnaira Caballero y a mi Monita, a cada uno de ellos por ser apoyo incondicional en todo momento.

A todos mis compañeros de trabajo y de la cohorte de especialización que de alguna manera u otra aportaron un pequeño granito de arena para hacer esto una realidad.

A todas esas personas, Gracias.

Jhonny Caballero

Contenido

	Pág.
Introducción	16
1. Objetivos	19
1.1 Objetivo General.....	19
1.2 Objetivos Específicos.....	19
2. Marco Teórico.....	20
2.1 Aspectos generales de los SEP	20
2.2 Configuraciones de una SEP.....	21
2.2.1 Sistema en Anillo.....	21
2.2.2 Sistema Radial	22
2.2.3 Sistema Enmallado.....	22
2.3 Elementos que conforman una subárea operativa (red eléctrica)	22
2.3.1 Barras	23
2.3.2 Líneas de transmisión	23
2.3.3 Transformador de Potencia	23
2.3.4 Generadores	24
2.3.5 Compensadores	24
2.3.6 Esquema de Protección	24
2.3.7 Equivalente de Red	25

2.4 Marco Regulatorio de Colombia.....	25
2.5 Niveles de tensión.....	25
2.6 Confiabilidad.....	26
2.6.1 Adecuación	27
2.6.2 Seguridad	27
2.6.3 Integridad	27
2.6.4 Métodos de evaluación de confiabilidad.....	28
2.6.4.1 Análisis determinístico.....	28
2.6.4.2 Análisis probabilístico.	29
2.7 Indicadores de confiabilidad.....	29
2.7.1 Índices básicos	29
2.7.2 Índices basados en los usuarios.....	31
2.7.2 Índices basados en la carga instalada.....	32
2.7.3 Índices basados en la demanda y energía	32
2.7.4 Índices implementados por la UPME	33
2.7.5 Índices de indisponibilidad de la CREG.....	33
2.8 Análisis de contingencia	35
3. Metodología	36
3.1 Fase I: Recolección de información.....	37
3.1.1 Descripción de la red de subtransmisión de la ciudad de Cartagena	37
3.2 Fase II: Construcción del diagrama unifilar.....	40
3.3 Fase III: Evaluación de la confiabilidad	44
4. Análisis de Resultados	46

4.1 Flujo de carga.....	47
4.2 Análisis de contingencias N-1 para el sistema de Cartagena.....	50
4.3 Análisis de los indicadores de confiabilidad.....	60
5. Conclusión	66
Referencias Bibliográficas	69

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1 Niveles de tensión según resolución CREG 015 de 2018.	26
Tabla 2 Máximas horas de indisponibilidad anual	34
Tabla 3 Máximas horas anuales de indisponibilidad	34
Tabla 4 Sistema transmisión regional de Bolívar	37
Tabla 5 Cargabilidad de líneas en estado estable.....	48
Tabla 6 Cargabilidad en transformadores	49
Tabla 7 Cargabilidad en transformadores	49
Tabla 8 Escenarios de operación N-1	52
Tabla 9 Perfiles de tensión en p.u. en barras bajo contingencia.	53
Tabla 10 Tensiones críticas en barras en p.u.	54
Tabla 11. Límites de sobrecarga propuestos para el sistema.	55
Tabla 12. Límites de sobretensión propuestos para el sistema.	55
Tabla 13 Relación de pérdidas técnicas en el STR de Cartagena, Caso Base Vs Contingencias, 57	
Tabla 14 Cargabilidad de transformadores en subestaciones ante contingencia en porcentaje....	59
Tabla 15 Cargabilidad de líneas ante contingencias en porcentaje.....	59
Tabla 16. Lambda de falla y tiempo de reparación para líneas.	62
Tabla 17. Indicador SAIFI, SAIDI y ENS para el STR de Cartagena.....	63
Tabla 18. Proyección de demanda UPME.	64

Tabla 19. Proyección de demanda a 25 años y costos asociados..... 65

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1 STR Cartagena Bolívar.....	39
Figura 2 Ventana de parámetros eléctricos de líneas 1	40
Figura 3 Ventana de parámetros eléctricos de líneas 1	41
Figura 4 Ventana de parámetros eléctricos de transformadores 1	42
Figura 5 Ventana de parámetros eléctricos de transformadores 2	42
Figura 6 Ventana de parámetros eléctricos de generadores.....	43
Figura 7 Ventana de parámetros equivalente de red.....	44
Figura 8 Diagrama de flujo general para evaluar la confiabilidad de la red de subtransmisión de la ciudad de Cartagena. Por Caballero & Patiño, 2020.....	45
Figura 9. Salidas año y tiempo de reparación para líneas de 66 kV.	63

Glosario

La evaluación de la confiabilidad de los sistemas de suministro de energía eléctrica puede ser descritos mediante los siguientes atributos esenciales:

Activo de conexión: Bienes que se requieren para que un Operador de Red se conecte físicamente a un Sistema de Transmisión Regional o a un Sistema de Distribución Local, de otro operador de red (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018).

Activo de uso: Activos de transporte de electricidad que operan a tensiones inferiores a 220 kV que son utilizados por más de un usuario y son remunerados mediante cargos por uso de Sistema de Transmisión Regional o Sistema de Distribución Local (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018).

Área Operativa: Conjunto de activo de uso y activos de conexión, recursos de generación y/o demanda, que para asegurar niveles de calidad y seguridad en más de una sub-área operativa, presentan alguna restricción, que exige generaciones forzadas en el área y/o limita los intercambios con el resto del SIN. Las áreas deberán tener activos del SIN no asociados con algunas de las sub-áreas contenidas en el área (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2000).

Calidad: Se relaciona con límites admisibles de tensión y frecuencia del sistema de potencia (Carlos J Zapata, 2011).

Confiabilidad: Probabilidad que el sistema pueda suministrar energía con niveles aceptables de calidad y seguridad en un tiempo determinado, bajo la condición de que al menos un componente del sistema esté fuera de servicio (IEEE, 2007).

Contingencia: Falla o pérdida de un componente o elemento del sistema (EPRI, 2006).

Componente: Elemento o equipo que conforma un sistema (IEEE, 2007).

Disponibilidad: Tiempo total sobre un período dado, durante el cual un activo de uso estuvo en servicio o cuando, sin estar en servicio, el agente lo declara disponible y el Centro Nacional de Despacho no instruye su conexión (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018).

Energía no suministrada: Estimación de la cantidad de energía que no pudo ser entregada cuando se presentan eventos en el sistema (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018).

Evento: Situación que causa la indisponibilidad parcial o total de un activo de uso y que ocurre de manera programada o no programada (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018).

Falla: Evento no deseado que interfiere en el funcionamiento correcto de los componentes del sistema (IEEE, 2007).

Indisponibilidad: Tiempo durante el cual un activo de uso no estuvo en servicio total o parcialmente (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018).

Interrupción: Evento que produce la salida de servicio de los componentes del sistema y puede ser programada o no programada (IEEE, 2007).

Interrupción programada: Salida de servicio de los componentes para realizar actividades de inspección, pruebas o mantenimiento (IEEE, 2007).

Interrupción no programada: Salida de servicio que no ha sido programada previamente (IEEE, 2007).

Nodo: Punto donde se conecta físicamente varios elementos de un sistema eléctrico. Normalmente es el barraje de una subestación (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018).

Operador de Red: Persona encargada de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un de Sistema de Transmisión Regional o Sistema de Distribución Local (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018).

Perturbación: Evento que genera variaciones en parámetros eléctricos (tensión, frecuencia, corriente (IEEE, 2007).

UPME: Unidad de Planeación Minero Energética.

SAIDI: Indicador de duración promedio de interrupción del sistema.

SAIFI: Indicador de frecuencia promedio de interrupción del sistema.

Seguridad: Capacidad del sistema para responder a perturbaciones repentinas (cortocircuitos o pérdidas de componentes) sin violar restricciones operativas. Corresponde al análisis dinámico (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1995)

Sistema: Grupo de componentes integrados para cumplir una función específica (IEEE, 2007).

Sistema de Distribución Local: Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en los niveles de tensión 3,2 y 1 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018).

Sistema de Transmisión Regional: Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los activos de conexión del Operador de Red o el Transmisor Regional al Sistema de Transmisión Nacional y el conjunto de líneas, equipos y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el nivel de tensión 4 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018).

Sistema de Transmisión Nacional: Sistema de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, equipos de compensación y subestaciones que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018).

Sub-Área Operativa: Conjunto de activos de uso, activos de conexión, recursos de generación y/o demanda, que para asegurar niveles de calidad y seguridad regional, presentan alguna restricción, que exige generaciones forzadas en la sub-área y/o limita los intercambios con el resto del SIN. Ningún activo de uso de conexión al STN, podrá estar asociado a más de una sub-área operativa (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2000).

Resumen

Título: Metodología para evaluación de la confiabilidad la red de distribución de la ciudad de Cartagena y su área metropolitana * . *

Autor: Phol Patiño Rojas, Jhonny Caballero **

Palabras Clave: Confiabilidad, sistemas, distribución, evaluación, índices.

Descripción:

El análisis de confiabilidad en los sistemas de distribución resulta una prioridad para la operar, planificar y construir las obras necesarias que permitan mejorar los indicadores de confiabilidad, la atención de demanda y mejorar la calidad del servicio. La metodología de remuneración vigente del país incentiva a los operadores de red a mejorar la prestación del servicio de energía eléctrica, mediante el control de indicadores a nivel de punto de carga como SAIDI, SAIFI, ENS, entre otros, y estipula unas sanciones de carácter pecuniario por el incumplimiento de estos.

La medición del estado actual de confiabilidad del sistema de eléctrico del operador de red permite direccionar de una forma más eficiente los proyectos para mejorar la prestación del servicio, la CREG 025 de 1995 en complemento con el código de planeación se indica textualmente “El criterio de confiabilidad debe mostrar que es la alternativa de mínimo costo incluyendo: costos de inversión, operación, mantenimiento de la red, pérdidas, y energía no suministrada por indisponibilidad del sistema” indicándose también, que los métodos establecidos en la regulación colombiana básicamente quedan abiertos al evaluador y la metodología que desee aplicar, estos pueden ser determinísticos o probabilísticos”(Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1995).

El presente trabajo de grado contempla el planteamiento de una metodología que permita llevar a cabo la evaluación del nivel de confiabilidad del sistema de subtransmisión de la red de Bolívar y su área metropolitana, permitiendo evaluar los límites operativos de los equipos del sistema, tiempos y límites de sobrecarga, capacidad de transporte de carga de las líneas y redes, capacidad de transformación de las subestaciones, ampliaciones futuras y reconfiguración de circuitos.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de eléctrica, electrónica y de telecomunicaciones. Director: Jorge Iván Silva Ortega Msc. Ingeniería Eléctrica

Abstract

Title: Methodology for evaluation of the reliability of the distribution network of the city of Cartagena and its metropolitan área *

Author: Phol Patiño Rojas, Jhonny Caballero **

Key Words: Reliability, systems, distribution, evaluation, index.

Description:

The reliability analysis in the distribution systems is a priority to operate, plan and build the necessary works that allow to improve the reliability indicators, the demand attention and improve the quality of the service. The actual remuneration methodology in Colombia encourages network operators to improve the provision of electric power service, by controlling indicators such as SAIDI, SAIFI, ENS load, among others, and stipulates penalties of a pecuniary nature for the contravention of these.

The measurement of the current state of reliability of the electricity system of the network operator allows projects to be directed in a more efficient way to improve service provision, CREG 025 of 1995 in addition to the planning code is indicated textually “The standard procedure of Reliability must show that it is the lowest cost alternative that includes: investment costs, operation, network maintenance, losses, and energy not supplied due to unavailability of the system” also indicating that the methods established in the Colombian regulation are basically open to the evaluator and the methodology you want to apply, these can be deterministic or probabilistic (Energy and Gas Regulation Commission, 1995).

The present monograph contemplates the approach of an evaluation that allows to carry out the level of reliability of the Bolívar network subtransmission system and its metropolitan area, allowing to evaluate the operating limits of the system equipment, duration and overload limits, load lines and networks carrying capacity, substations transformation capacity, future extensions and reconfiguration of circuits.

* Project of grade

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de eléctrica, electrónica y de telecomunicaciones. Director: Jorge Iván Silva Ortega Msc. Ingeniería Eléctrica

Introducción

El objetivo fundamental del STN, STR y SDL es tener la capacidad operativa para transmitir y distribuir la energía eléctrica que se genera en puntos distantes del usuario final, la operación del sistema eléctrico debe adelantarse de forma segura a un costo razonable y con unos criterios técnicos de calidad establecidos en la regulación vigente, sosteniendo una continuidad del fluido eléctrico aceptable para la mayoría de los usuarios. Se debe ver el proceso y las características de operación desde la producción de energía, transmitirla y distribuirla como un proceso inherente a la confiabilidad.

Las empresas públicas, privadas o público-privadas encargadas de la operación de los sistemas eléctricos, deben ajustarse a unos criterios mínimos en cuanto a calidad del servicio se refiere, en este orden de ideas, la CREG desde su creación ha emitido diversas resoluciones enfocadas en enmarcar las condiciones en la que debe operar el negocio de distribución de energía eléctrica, un ejemplo de esto son los parámetros de operación consignados en la resolución CREG 025 de 1994, el cual es el código de operación.

Estos parámetros consignados en el código de operación son un complemento para la aplicación de la metodología de remuneración actual enmarcada en la CREG 015 de 2018, también agrupa diversos indicadores de confiabilidad y establece los criterios de continuidad del servicio, atención de demanda, tiempos máximos de salida de operación activos, tiempos de indisponibilidad, energía no suministrada, demanda no atendida, entre otros. Teniendo en cuenta estas consideraciones el operador de red adelanta su plan de inversión el cual le permite tener una

remuneración con base al impacto de los proyectos de energía, percibiendo ingresos con base a incentivos por parte de los entes reguladores.

En el plan de expansión 2017 a 2031, la UMPE contempla la intervención en el STR de la ciudad de Cartagena, esto se debe al nivel de confiabilidad que presenta la zona de Bolívar, aspectos como limitaciones técnicas y operativas, haciendo hincapié en el agotamiento en capacidad de transporte de carga en las líneas de 66 kV, el cual, bajo escenarios de operación normal presenta un agotamiento de la capacidad de la transformación del STN Y STR, esta situación, en el mediano plazo conllevaría a la desatención de la demanda en caso de que se presente fallas que impacten considerablemente el sistema.

El operador de red encargado de la operación del sistema eléctrico de la costa caribe colombiana, a la fecha de la elaboración del presente documento, se encuentra siendo remunerado por la metodología establecida en la CREG 097 de 2008, y por consiguiente los indicadores para la evaluación de la calidad del servicio en los sistemas de distribución, adicionalmente el Código de Planeamiento vigente para el sistema eléctrico interconectado, con base en la Resolución CREG 025 de 1995, como complemento del Código de Redes, indica que, para la evaluación de la confiabilidad del Sistema de Transmisión Nacional (STN) es posible emplear métodos determinísticos o métodos probabilísticos, según criterio del ejecutor del estudio.

El impacto de eventualidades que afectan las redes de distribución, disminuye enormemente la calidad del servicio de energía eléctrica, afectando la vida útil de los distintos elementos que componen el sistema, ocasionando tiempos de interrupción del suministro eléctrico elevados, impactando la calidad de vida del usuario final, por tales motivos, se desarrolla una metodología que evaluará la confiabilidad del sistema de distribución de Bolívar y su área metropolitana, la cual al ser implementada por el Operador de Red de la región le permitirá la

obtención, evaluación e información para la toma de decisiones, dirigidas a la operación y planificación de este.

Un sistema de distribución de energía eléctrica cuya configuración puede ser radial o mallado, o una combinación de estos, como es el caso de la ciudad de Cartagena, se caracteriza por estar conformado por distintos elementos, donde cada uno de ellos tiene un rol importante en el suministro de energía al usuario o usuarios finales.

En este orden de ideas, equipos como transformadores de potencia, de distribución, circuitos primarios de distribución, equipos de protección, de corte y estructuras, permiten la distribución del servicio de energía eléctrica, bajo unos parámetros de funcionamiento mínimos. Ahora bien, si se puede vislumbrar un sistema de distribución como una cadena, donde cada eslabón desarrolla un rol importante, pero que, a su vez, cada eslabón puede estar fabricado por diferentes empresas, surgirían entonces los siguientes interrogantes ¿Qué tan confiable es el sistema, ¿cómo se puede evaluar la confiabilidad, qué índices se disponen para efectuar esta medición, qué método o métodos se deben emplear para llevar a cabo esta tarea? Inicialmente, para responder a estos interrogantes, se pueden considerar los índices que se aplicarían para tal efecto, qué aspectos del sistema se quieren medir, y no está demás indicar que de este proceso se debe tener un beneficio económico.

En Colombia, la regulación en materia de distribución ha optado por la implementación de varios indicadores de calidad, hasta el momento no se ha contado con una base fija de estos, se podría decir que en materia de indicadores no se ha podido ajustar, permitiendo variar el tipo de registro en el tiempo, para medir la confiabilidad en los sistemas de distribución del país, en este sentido se presenta una metodología para evaluar la confiabilidad del STR de Cartagena, partiendo de las herramientas aprobadas a nivel regulatorio.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Evaluar la confiabilidad de la red de subtransmisión de la ciudad de Cartagena que permitan establecer mejoras en el suministro y la calidad del servicio de energía eléctrica (Cartagena).

1.2 Objetivos Específicos

- Identificar los métodos que pueden aplicarse para la evaluación de la confiabilidad de los elementos que componen el sistema de subtransmisión.
- Desarrollar un análisis de contingencia basado en criterio N-1 en la red de subtransmisión.
- Proponer recomendaciones para la evaluación de la confiabilidad de la red de subtransmisión.

2. Marco Teórico

En este capítulo se describen la teoría básica para el desarrollo del proyecto, definiendo aspectos generales de los SEP, configuraciones, elementos, marco regulatorio de Colombia y niveles de tensión. Además, se incluye la definición de confiabilidad en las redes eléctricas, los índices de confiabilidad y las entradas y resultados del análisis de contingencia.

2.1 Aspectos generales de los SEP

La función de un SEP es suministrar energía eléctrica a todos los usuarios con un nivel aceptable de confiabilidad, seguridad y calidad. Suele estar dividido por zonas funcionales de generación, transmisión y distribución, constituidas por un conjunto de instalaciones y equipos (Carlos J Zapata, 2011). Es necesario considerar la continuidad del servicio de energía como un criterio esencial para la planeación y operación (Gómez, J & León, 2010).

La infraestructura de un SEP tiene inmersa una gran cantidad de nodos y elementos críticos que durante contingencia propagan las fallas e impiden brindar un servicio de calidad, por ello es necesario identificar esos puntos vulnerables e importantes para lograr caracterizar la operación del sistema (Mantilla, 2017; Silva-Ortega et al., 2016).

Allí la importancia de evaluar la confiabilidad de un sistema eléctrico, mantener los índices de calidad, proponer medidas preventivas y correctivas para cumplir con las regulaciones vigentes en cada país.

2.2 Configuraciones de una SEP

La configuración hace referencia al arreglo de los equipos electromecánico de un patio de conexión o equipos al mismo nivel de tensión de una S/E, de forma que, su operación brinde a la S/E diferentes grados de flexibilidad, confiabilidad o seguridad para un adecuado manejo, transformación y distribución del suministro de energía eléctrica (Harper, 2011; HVM & MEJIA VILLEGAS S.A., 2003).

La selección de una configuración se basa en los requerimientos del SEP y la función que la S/E desempeñara dentro del sistema. Básicamente existen dos tendencias generales respecto a los tipos de configuración, la europea o de conexión de barra y la americana o de conexión de interruptores (HVM & MEJIA VILLEGAS S.A., 2003).

En Colombia el SEP está integrado por un sistema eléctrico denominado SIN, el cual se distribuye en áreas operativas y sub-áreas operativas, las cuales tienen parámetros de operación similares a los cuales se designan condiciones de operación y son capaces de asumir sus necesidades de forma independiente en caso de requerirse. Por ejemplo, la ciudad de Cartagena cuenta con un nivel de tensión característico en su red de subtransmisión de energía el cual es 66 kV (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018).

2.2.1 Sistema en Anillo

La conexión se realiza sobre un anillo conformador por interruptores, el cual dispone de dos caminos por los cuales puede ser alimentado el sistema. Las fuentes de alimentación son conectadas en paralelo, asegurando la continuidad del suministro. Es una configuración económica

y segura, además de confiable, pero sin flexibilidad operativa (Grainger, J., & Stevenson, 1996; Harper, 2011; HVM & MEJIA VILLEGAS S.A., 2003).

2.2.2 Sistema Radial

Cuando se tiene un solo punto de alimentación, es decir, no existe conexión con otras fuentes, se denomina un sistema radial. La energía fluye por un único camino entre la fuente de alimentación y la carga, lo que hace que no haya un respaldo ante una falla en el sistema, esto brinda desventajas haciendo que sea una configuración poco flexible, segura y confiable (Grainger, J., & Stevenson, 1996; Harper, 2011; HVM & MEJIA VILLEGAS S.A., 2003).

2.2.3 Sistema Enmallado

Este sistema se caracteriza por unir redes radiales con redes en anillo, lo cual aumenta el grado de confiabilidad, flexibilidad y seguridad, pero aumenta la complejidad de operación del sistema (Grainger, J., & Stevenson, 1996; HVM & MEJIA VILLEGAS S.A., 2003).

2.3 Elementos que conforman una subárea operativa (red eléctrica)

Para poder generar, transportar y distribuir energía eléctrica los SEP debe contar con elementos que le permitan desarrollar estas funciones; contando con los siguientes equipos (Chapman, 2012):

2.3.1 Barras

Las barras o barrajes representan el punto común de conexión de los diferentes elementos del sistema, en otras palabras, las barras son los nodos de conexión físico del SEP. Se caracterizan por ser un punto baja impedancia y suelen fabricarse en cobre (HVM & MEJIA VILLEGAS S.A., 2003).

2.3.2 Líneas de transmisión

La función de este elemento en el SEP es transportar la energía eléctrica desde los puntos de generación hasta los puntos de carga o consumo. Pueden ser clasificadas según el nivel de tensión y el medio (Grainger, J., & Stevenson, 1996).

2.3.3 Transformador de Potencia

Los transformadores de potencia se encargan de la conversión de energía eléctrica de corriente alterna de un nivel de tensión a otro, dependiendo de los requerimientos del sistema, y están presentes dentro de los tres niveles jerárquicos de un SEP (Chapman, 2012; Grainger, J., & Stevenson, 1996; HVM & MEJIA VILLEGAS S.A., 2003).

2.3.4 Generadores

El generador es el elemento esencial del SEP, ya que su función principal es la de suministrar energía eléctrica al sistema. Es una máquina eléctrica rotativa que convierte la energía mecánica en eléctrica, a partir de fuentes de energía primaria. Las unidades de generación suelen ser llamadas plantas de generación o centrales (Chapman, 2012).

2.3.5 Compensadores

Este elemento permite mantener los niveles de calidad de la energía. Pueden ser usados para corregir el factor de potencia, compensar la carga o mejorar la calidad de la tensión de alimentación. Son conectados en serie, paralelo o una mezcla de ambos (Sepulveda & Alzate, 2011).

2.3.6 Esquema de Protección

Los esquemas de protección varían de acuerdo a la importancia de la instalación, niveles de tensión y se clasifican de acuerdo al equipo a proteger. Su función principal es disminuir o eliminar los daños que pueden presentarse en un equipo ante falla, así como, disminuir el número de cargas sin suministro durante una falla (HVM & MEJIA VILLEGAS S.A., 2003; Jose Raul Martin, 1992).

2.3.7 Equivalente de Red

La función de un equivalente de red es obtener una impedancia equivalente entre la fuente y el nodo o barraje seleccionado (Chapman, 2012; Harper, 2011).

2.4 Marco Regulatorio de Colombia

En cumplimiento de las Leyes 142 y 143 de 1994 el sector eléctrico colombiano orienta el suministro de energía hacia parámetros de cobertura, disponibilidad, eficiencia y calidad como bases para el desarrollo del sector energético (Ley 142, 1994; Ley 143, 1994; Osorio, 2018).

La resolución CREG 025 de 1995 establece el código de redes como parte del reglamento de operación del SIN. En ella se fijan los criterios, estándares y procedimientos para la planeación del sistema, además, se establece la metodología de análisis para evaluar la confiabilidad en los elementos del sistema (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1995).

En la resolución CREG 015 de 2018, se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía en el SIN. En el capítulo 5 “Calidad del Servicio” se especifican las máximas horas anuales de indisponibilidad que son aplicables al STN (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018).

2.5 Niveles de tensión

Los STR y SDL se clasifican por niveles de tensión, en función de la tensión nominal de operación, según la siguiente definición (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018):

Tabla 1

Niveles de tensión según resolución CREG 015 de 2018.

Nivel	Tensión
IV	$57.5 \text{ kV} \leq V_{Nominal} < 220 \text{ kV}$
III	$30 \text{ kV} \leq V_{Nominal} < 57.5 \text{ kV}$
II	$1 \text{ kV} \leq V_{Nominal} < 30 \text{ kV}$
I	$V_{Nominal} < 1 \text{ kV}$

Nota: Adaptado de Resolución CREG 015 de 2018

2.6 Confiabilidad

La confiabilidad es la habilidad del sistema o elemento de cumplir sus funciones bajo unas condiciones determinadas y un tiempo establecido (Carlos J Zapata, 2011). Dicho de otra forma, es la habilidad de un SEP de suministrar energía a todos los puntos de carga dentro de los límites de operación aceptables y cumpliendo con los requerimientos de adecuación, seguridad e integridad (Corrales & Guisao, 2016).

La evaluación de la confiabilidad en la operación del SEP se lleva a cabo para identificar las fallas críticas en los elementos del sistema, estudiar sus impactos y proponer soluciones para mitigar o evitar los daños que puedan presentarse (Osorio, 2018). Es posible determinar la confiabilidad del sistema mediante índices de confiabilidad a partir de probabilidades, medidas operativas, estadísticas descriptivas e índices determinísticos (Carlos J Zapata, 2011).

La adecuación, seguridad e integridad son conceptos fundamentales a la hora de evaluar la confiabilidad, se definen a continuación:

2.6.1 Adecuación

La confiabilidad estática o adecuación del sistema se refiere a la cuantía suficiente de elementos, requerimientos de energía, análisis de largo plazo, condiciones estáticas de operación, y al desempeño eléctrico valorado mediante flujos de carga (Corrales & Guisao, 2016; Fernández Ramírez, 2014; Mantilla, 2017; Carlos J Zapata, 2011).

2.6.2 Seguridad

La confiabilidad dinámica o seguridad hace referencia a la habilidad del sistema de responder ante perturbaciones repentinas, seguridad operativa, análisis de corto plazo condiciones dinámicas de operación y al desempeño eléctrico valorado mediante análisis de estabilidad (estáticos o dinámicos) (Corrales & Guisao, 2016; Fernández Ramírez, 2014; Mantilla, 2017; Carlos J Zapata, 2011).

2.6.3 Integridad

La integridad es la habilidad de conservar las áreas operativas del SEP interconectadas ante eventos severos en el sistema (Corrales & Guisao, 2016; Fernández Ramírez, 2014).

2.6.4 Métodos de evaluación de confiabilidad

Existen dos tipos de enfoques o categorías para clasificar el análisis de confiabilidad. El criterio determinístico basado en atributos o pruebas de desempeño y el probabilístico basado en índices o variables, mostrados a continuación (Allan, R & Billinton, 1992; Carlos J Zapata, 2011).

2.6.4.1 Análisis determinístico. Estos análisis representan conjuntos de reglas operativas que el sistema debe estar en condiciones de soportar. De forma general, el sistema se encuentra en su estado normal de operación y lo que se pretende es simular la forma de respuesta y recuperación de este ante una contingencia determinada (Allan, R & Billinton, 1992; Carlos J Zapata, 2011).

La forma tradicional de planificar y operar un sistema eléctrico es teniendo en cuenta el criterio N-1, en el cual el sistema debe ser capaz de transportar la energía hasta cada uno de los puntos de carga, es decir, se mantienen operando los equipos del sistema dentro de sus límites operativos, aun cuando no se dispone de uno de sus componentes. Las contingencias se basan en la experiencia y conocimiento del sistema del planeador o analista (criterio heurístico) y no en métodos probabilísticos (Corrales & Guisao, 2016; Gómez, J & León, 2010; Mantilla, 2017; Silva-Ortega et al., 2016).

En Colombia, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) considera el criterio N-1 para los estudios de conexión, en cambio para la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) se debe cumplir con los criterios de seguridad y calidad que establece el código de operación para el planeamiento operativo eléctrico, teniendo en cuenta las contingencias N-k, seleccionadas a partir de un análisis de probabilidad y severidad (Fernández Ramírez, 2014).

2.6.4.2 Análisis probabilístico. Los índices son datos numéricos que miden o estandarizan el nivel de confiabilidad, es decir, son calculados mediante un modelo matemático que es resuelto de forma analítica o numérica. Estos análisis son usados en fenómenos en los que existe o se asume que hay un grado de incertidumbre dada la aleatoriedad de la información, dicho de otra forma, corresponde a una predicción de lo que ocurrirá en el sistema (Allan, R & Billinton, 1992; Corrales & Guisao, 2016; Carlos J Zapata, 2011). Dentro de este tipo de análisis se encuentran las cadenas de Markov, técnica de bloques de frecuencia y duración y simulación de Montecarlo (Fernández Ramírez, 2014).

2.7 Indicadores de confiabilidad

El grado de confiabilidad de los SEP se valora mediante índices. Estos indicadores pueden ser calculados a partir de registros operativos, información que permite valorar el desempeño del sistema respecto a las regulaciones establecidas; o mediante un modelo matemático (simulación), datos útiles para las actividades de planeación del sistema (Mantilla, 2017; Carlos J Zapata, 2011).

Por lo general, los índices de confiabilidad son establecidos por la regulación de cada país a partir de unos valores de referencia que disponen cual es el nivel de confiabilidad aceptable en un sistema, además, se proponen esquemas de penalización e incentivos (Carlos J Zapata, 2011). Los indicadores que permiten determinar la confiabilidad en el SEP son:

2.7.1 Índices básicos

Dentro de los indicadores básicos para evaluar la confiabilidad se tienen:

- Tasa promedio de falla: número de veces promedio que un elemento del sistema percibe alguna anomalía que origina el accionamiento de un mecanismo de protección (IEEE, 2007; Mantilla, 2017; Silva-Ortega et al., 2016; Carlos J Zapata, 2011).

$$\lambda = \frac{N_f}{L \left(T - \sum_{i=1}^{N_f} t_i \right)} \left[\text{fallas/año} \right] \quad \text{Ec. 1}$$

Donde,

N_f = número de fallas

L = Longitud total de la línea propensa a fallas [km]

T = Periodo de análisis

t_i = tiempo reparación de línea fallada

- Duración media de fallas: es el tiempo medio de interrupción en el punto de carga, también llamado tiempo de reparación o reposición (IEEE, 2007; Mantilla, 2017; Carlos J Zapata, 2011).

$$r = \frac{\left(\sum_{i=1}^{N_f} ttr_i \right)}{N_f} \left[\text{horas/año} \right] \quad \text{Ec. 2}$$

Donde,

ttr_i = tiempo total de reparación

- Indisponibilidad: horas en las que el elemento no estuvo en operación, es decir, horas de indisponibilidad del servicio (Fernández Ramírez, 2014; Carlos J Zapata, 2011).

$$U = \lambda r = 1 - A \left[\frac{\text{horas}}{\text{año}} \text{ o } \% \right] \quad \text{Ec. 3}$$

Donde,

A = disponibilidad del elemento

2.7.2 Índices basados en los usuarios

Son aplicados en los circuitos que alimentan zonas residenciales. Están definidos para interrupciones sostenidas y momentáneas (IEEE, 2012; Carlos J Zapata, 2011).

- SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*): indica la frecuencia con que el usuario experimenta una interrupción media durante un periodo de tiempo dado (IEEE, 2012).

$$SAIFI = \frac{\sum \text{Número total de usuarios interrumpidos}}{\text{Número total de usuarios atendidos}} \quad \text{Ec. 4}$$

- SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*): indica la duración total de la interrupción media que experimenta el usuario durante un periodo de tiempo dado (IEEE, 2012).

$$SAIDI = \frac{\sum \text{Minutos de interrupción del usuario}}{\text{Número total de usuarios atendidos}} \quad \text{Ec. 5}$$

- CAIDI (*Customer Average Interruption Duration Index*): representa el tiempo medio requerido para restablecer el servicio (IEEE, 2012).

$$CAIDI = \frac{\sum \text{Minutos de interrupción del usuario}}{\text{Número total de usuarios interrumpidos}} \quad \text{Ec. 6}$$

- ASAI (*Average Service Availability Index*): representa la fracción media de tiempo que un cliente cuenta con el servicio durante un periodo de tiempo dado (IEEE, 2012).

$$ASAI = \frac{\text{Horas de disponibilidad del servicio del usuario}}{\text{Horas de servicio demandadas por el usuario}} \quad \text{Ec. 7}$$

2.7.2 Índices basados en la carga instalada

Son aplicados en los circuitos que alimentan zonas industriales y comerciales (Carlos J Zapata, 2011). Están basados en la carga en lugar de los clientes afectados (IEEE, 2012; Mantilla, 2017).

- ASIFI (*Average System Interruption Frequency Index*): se usa para medir el rendimiento de la distribución de energía en áreas donde hay pocos clientes pero que tienen grandes concentraciones de carga (IEEE, 2012).

$$ASIFI = \frac{\sum \text{Carga total conectado en kVA de la carga interrumpida}}{\text{Carga total en kVA conectada}} \quad \text{Ec. 8}$$

- ASIDI (*Average System Interruption Duration Index*): duración total de la interrupción media durante un periodo de tiempo dado (IEEE, 2012).

$$ASIDI = \frac{\sum \text{Duración de la carga interrumpida conectado en kVA}}{\text{Carga total en kVA conectada}} \quad \text{Ec. 9}$$

2.7.3 Índices basados en la demanda y energía

Para calcular estos indicadores se debe conocer la carga promedio en cada punto de carga del sistema (IEEE, 2012; Carlos J Zapata, 2011).

- ENS (*Energy Not Supplied*): energía no suministrada por lo general expresada en [MWh/año].

$$ENS = \sum ENSLP_i \quad \text{Ec. 10}$$

Donde,

$LP =$ Punto de carga

- AENS (*Average Energy Not Supplied*): energía no suministrada por lo general expresada en [MWh/Costo-año].

$$AENS = \frac{ENS}{\text{Número total de usuarios}} \quad \text{Ec. 11}$$

2.7.4 Índices implementados por la UPME

La Resolución CREG 025 de 1995 establece los límites de confiabilidad de energía, cuales son implementados por la UPME en sus estudios y mostrados a continuación:

- Valor Esperado de Racionamiento de Energía (VERE): racionamiento promedio esperado de energía en un mes, expresado en [GWh] o en porcentaje de la demanda mensual de energía (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1995; Mantilla, 2017).

$$VERE = \frac{\sum_{i=1}^n \left(\frac{\text{Energía mensual racionada}_i}{\text{numero de caos simulados}} \right)}{\text{Demanda nacional de energía - mes}} \quad \text{Ec. 12}$$

- Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado (VEREC): racionamiento promedio de energía de los casos que presentan déficit expresado en [GWh] o en porcentaje de la demanda mensual de energía (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1995; Mantilla, 2017).

$$VEREC = \frac{\sum_{i=1}^n \left(\frac{\text{Energía mensual racionada}_i}{\text{numero de caos con déficit}} \right)}{\text{Demanda nacional de energía - mes}} \quad \text{Ec. 13}$$

2.7.5 Índices de indisponibilidad de la CREG

La CREG en las resoluciones 011 de 2009 y 015 de 2018 especifica las máximas horas anuales de indisponibilidad (MHAI) que son aplicables al STN, las cuales son bases para los

estudios realizados por los operadores de red del país. En las Tabla 2 y Tabla 3, se muestran los indicadores de los grupos de activos utilizados en la prestación del servicio

Tabla 2.

Máximas horas de indisponibilidad anual

ACTIVOS	MÁXIMAS HORAS ANUALES DE INDISPONIBILIDAD (MHAI)
Bahía de Línea	15
Bahía de Transformación	15
Bahía de Compensación	16
Módulo de Barraje	15
Módulo de Compensación	15
Autotransformador	28
Línea e 220 o 230 kV	20
Línea de 500 kV	37
VQC	5
Otros Activos	10

Nota: Se presentan Adaptado de Resolución CREG 011 de 2009

Tabla 3.

Máximas horas anuales de indisponibilidad

ACTIVOS	MÁXIMAS HORAS ANUALES DE INDISPONIBILIDAD (MHAI)
Conexión del OR al STN	65
Equipo de compensación	18
Línea del STR	38
Barraje sin bahías de maniobra	15
Barraje con bahías de maniobra	30

Nota: Adaptado de Resolución CREG 015 de 2018

2.8 Análisis de contingencia

Para llevar a cabo la evaluación de la red eléctrica de sub-transmisión de Cartagena se inicia con la búsqueda y recolección de la información, logrando identificar el método que mejor se ajusta a los requerimientos del sistema en estudio. Seguido a esto, se procede a modelar el sistema de sub-transmisión de Cartagena y a ejecutar el de flujo de carga por medio de la herramienta informática DIgSILENT Power Factory 15.1 teniendo en cuenta los parámetros de las líneas (resistencias, reactancias, longitudes, capacidad máxima), transformadores (tensiones, potencias máximas, pérdidas) y puntos de carga (demanda de potencia) como datos de entrada. Determinando el estado del sistema e identificando los activos con mayor afectación en tensiones de barra y cargabilidad en líneas y transformadores.

Posteriormente, se realiza el análisis de contingencia N-1 en transformadores y líneas, centrando este en los activos identificados con mayor afectación, se toman los índices de confiabilidad requerido y por último se analizan los resultados encontrados con la finalidad de presentar recomendaciones de mejora ante las fallas encontradas en el sistema de sub-transmisión de Cartagena.

3. Metodología

En este capítulo se describe la metodología empleada para evaluar la confiabilidad de la red eléctrica de subtransmisión de la ciudad de Cartagena, el desarrollo de la evaluación se realiza bajo tres fases:

En la fase I, se inicia con la recolección de la información requerida para llevar a cabo la evaluación. Esta recolección comprende desde aspectos técnicos y operativos indispensables para la valoración del comportamiento de la red eléctrica, logrando que el estudio se fundamente en datos reales del sistema.

En la fase II, se procede con la construcción del diagrama unifilar de la red de subtransmisión de la ciudad de Cartagena y a ejecutar estudios eléctricos mediante el software DIgSILENT Power Factory 15.1, correspondiente al análisis de flujo de carga AC bajo condiciones normales de operación para el escenario de máxima demanda, con el fin de observar las tensiones en barras y cargabilidad en transformadores y líneas.

En la fase III, se efectúa la evaluación de la confiabilidad de la red de subtransmisión de la ciudad de Cartagena, estimada mediante el criterio N-1, donde se simulan fallas sencillas (contingencias) en los elementos de la red calculando los índices de confiabilidad.

3.1 Fase I: Recolección de información

Para la recolección de información se tomó como referencia el ortogonal del sistema de subtransmisión de la ciudad de Cartagena buscando un esquema unifilar que represente el comportamiento de los nodos representativos de este.

3.1.1 Descripción de la red de subtransmisión de la ciudad de Cartagena

El sistema de Transmisión Regional (STR) de Bolívar cuenta con cinco subestaciones que permiten la interconexión al Sistema de Transmisión Nacional (STN) que son Ternera, Bosque, Bolívar, Termocartagena y Termocandelaria a través de transformadores 220/110 kV o 220/66 kV, las capacidades se detallan en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

Tabla 4.

Sistema transmisión regional de Bolívar

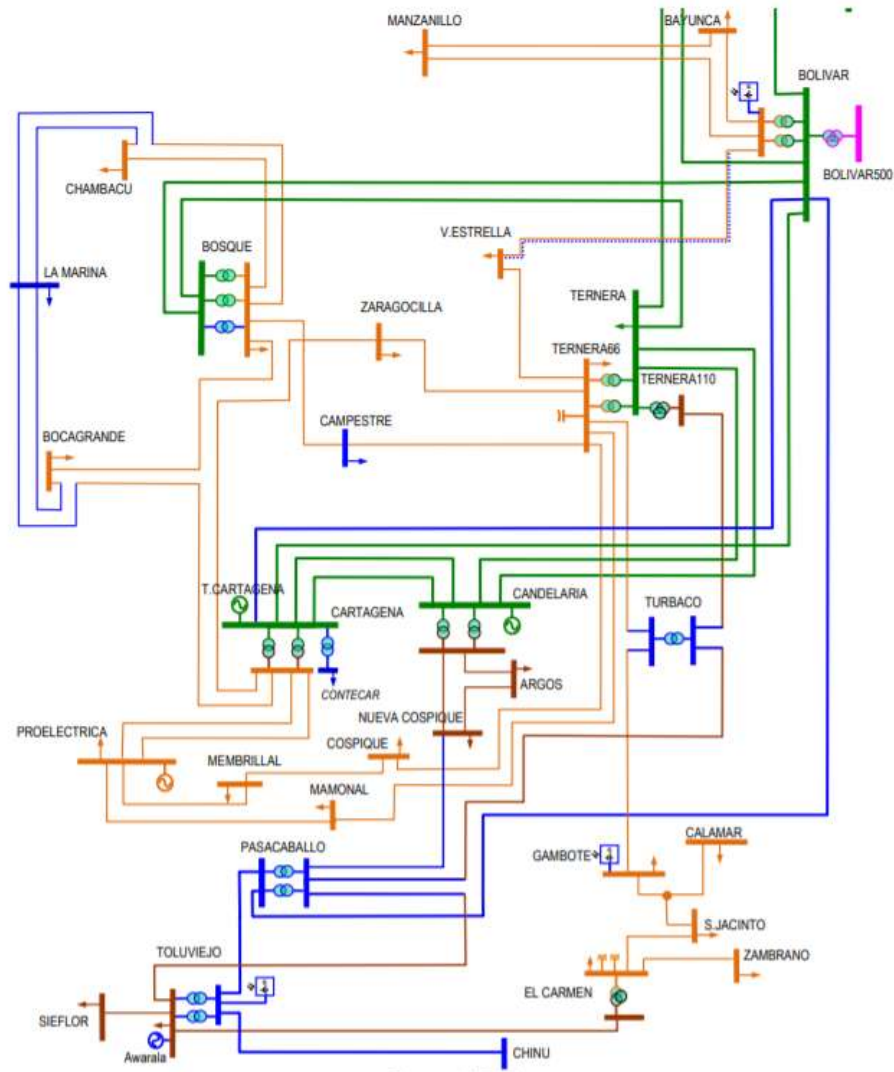
Subestación	Capacidad nominal de transformación (MVA)	Composición de la transformación
Ternera	360	2x150 MVA; 1x60 MVA
Bosque	300	2X150 MVA
Bolívar	200	2X100 MVA
Termocartagena	200	2X100 MVA
Termocandelaria	250	1X100 MVA; 1X150 MVA

Nota: Parámetros eléctricos de los transformadores que conforman el STR de Bolívar operador por el OR de la región, Afinia grupo EPM.

La distribución del esquema general de 220 kV está compuesta por dos (2) líneas entre las subestaciones Ternera – Termocandelaria, dos (2) líneas entre Termocandelaria – Termocartagena, una (1) línea entre Termocartagena – Bolívar, una (1) línea entre Bolívar – Bosque y una (1) línea entre Bosque – Ternera. Respecto a la generación se cuenta con las subestaciones Termocandelaria, Termocartagena y Proeléctrica a 220 kV, 110 kV y 66 kV respectivamente.

El sistema de 66 kV trabaja formando corredores entre sus activos como se muestra en la Figura x, este sistema corresponde al STR interior de Cartagena y su área metropolitana, el cual es alimentado por las subestaciones Termocartagena y Termocandelaria (generación térmica), que a la vez alimenta las subestaciones Bocagrande, Chambacú, Bosque, Zaragocilla, Membrillal, Cospique, Mamonal, entre tanto, la subestación Bolívar y Ternera alimentan las subestaciones Villa Estrella, Manzanillo y Bayunca.

Figura 1.

STR Cartagena Bolívar

Además de lo menciona anteriormente, se forma un pequeño anillo a 110 kV entre las subestaciones Candelaria – Argos – Nueva Cospique – Candelaria.

3.2 Fase II: Construcción del diagrama unifilar

Para la elaboración de la red se utilizó el software DIGSILENT Power Factory 15.1. El ingreso de la información se desarrolla con los parámetros requeridos por el software siendo representativos los siguientes elementos de acuerdo el activo:

- Líneas

Para las líneas se requieren sus parámetros eléctricos, como lo son, capacidad máxima de transporte e impedancias de secuencias positiva y cero. Además, se debe conocer la longitud.

Figura 2.

Ventana de parámetros eléctricos de líneas 1

Line - PROTE\Line(1).ElmLine

Basic Data

Name: Line(1)

Type: ...

Terminal i: PROTE\Terminal\Cub_1 Terminal

Terminal j: PROTE\Terminal(5)\Cub_1 Terminal(5)

Zone: Terminal i

Area: Terminal i

Out of Service

Number of parallel Lines: 1

Parameters

Thermal Rating: ...

Length of Line: 1 km

Derating Factor: 1

Laying: Ground

Line Model

Lumped Parameter (PI)

Distributed Parameter

Sections/Line Loads

Resulting Values

Rated Current (act.)	0, kA
Pos. Seq. Impedance, Z1	0, Ohm
Pos. Seq. Impedance, Angle	0, deg
Pos. Seq. Resistance, R1	0, Ohm
Pos. Seq. Reactance, X1	0, Ohm
Zero Seq. Resistance, R0	0, Ohm
Zero Seq. Reactance, X0	0, Ohm
Earth-Fault Current, Ice	0, A
Earth Factor, Magnitude	
Earth Factor, Angle	

OK Cancel Figure >> Jump to ...

Figura 3.

Ventana de parámetros eléctricos de líneas 1

Line Type - Equipment Type Library\Line Type(1).TypLine

Name: Line Type(1)

Rated Voltage: 0. kV

Rated Current: 1. kA (in ground) | 1. kA (in air)

Nominal Frequency: 50. Hz

Cable / OHL: Cable

System Type: AC | Phases: 3 | Number of Neutrals: 0

Parameters per Length 1,2-Sequence

AC-Resistance R'(20°C): 0. Ohm/km

Reactance X': 0. Ohm/km

Parameters per Length Zero Sequence

AC-Resistance R0': 0. Ohm/km

Reactance X0': 0. Ohm/km

- Transformadores bidevanado y tridevanado

Para los transformadores de tensión se requiere conocer datos nominales de placa, esto es, tensión nominal, capacidad nominal, grupo de conexión, taps de operación y sus impedancias de cortocircuito.

Figura 4.

Ventana de parámetros eléctricos de transformadores 1

2-Winding Transformer - PROTE\2-Winding Transformer.ElmTr2

Basic Data | General | Grounding/Neutral Conductor

Name: 2-Winding Transformer

Type: ...

HV-Side: PROTE\Terminal\Cub_2 Terminal

LV-Side: PROTE\Terminal(6)\Cub_2 Terminal(6)

Zone: HV-Side

Area: HV-Side

Out of Service

Number of parallel Transformers: 1

Thermal Rating: ...

Rating Factor: 1.0 Rated Power (act.): 0, MVA

Auto Transformer

Supplied Elements

Mark Elements in Graphic Edit Elements

Buttons: OK, Cancel, Figure >>, Jump to ...

Figura 5.

Ventana de parámetros eléctricos de transformadores 2

2-Winding Transformer Type - Equipment Type Library\2-Winding Transformer Type.TypTr2

Basic Data

Name: 2-Winding Transformer Type

Technology: Three Phase Transformer

Rated Power: 1, MVA

Nominal Frequency: 50, Hz

Rated Voltage

HV-Side: 6, kV

LV-Side: 6, kV

Positive Sequence Impedance

Short-Circuit Voltage uk: 3, %

Copper Losses: 0, kW

Vector Group

HV-Side: YN

LV-Side: YN

Internal Delta Winding

Phase Shift: 0, °30deg

Name: YNyn0

Zero Sequence Impedance

Short-Circuit Voltage uk0: 3, %

SHC-Voltage (Re(uk0)) uk0r: 0, %

Buttons: OK, Cancel

- Generadores

Para los generados se requiere su tensión nominal, capacidad nominal, factor de potencia, datos de cortocircuito y límites operativos.

Figura 6.

Ventana de parámetros eléctricos de generadores

Synchronous Machine Type - Equipment Type Library\Synchronous Machine Type.TypeSym

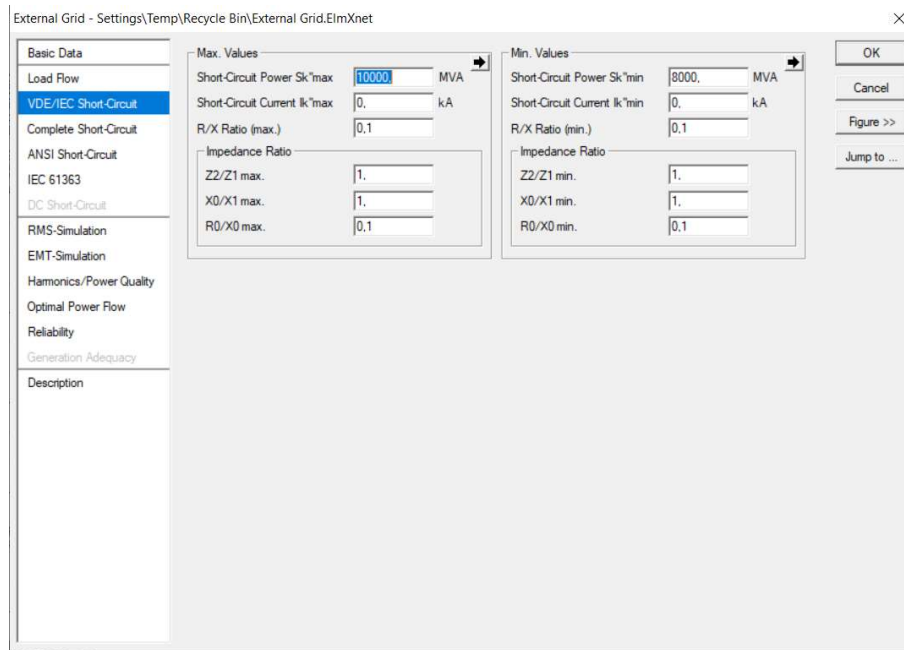
Basic Data	Name	Synchronous Machine Type	OK
Load Flow	Nominal Apparent Power	1. MVA	Cancel
VDE/IEC Short-Circuit	Nominal Voltage	6. kV	
Complete Short-Circuit	Power Factor	0.8	
ANSI Short-Circuit	Connection	YN	
IEC 61363			
DC Short-Circuit			
RMS-Simulation			
EMT-Simulation			
Harmonics/Power Quality			
Protection			
Optimal Power Flow			
Reliability			
Generation Adequacy			
Description			

- Equivalente de red.

Para el equivalente de red se requiere conocer la tensión en [p.u], potencias y corrientes de cortocircuito e impedancias de secuencia positiva y cero.

Figura 7.

Ventana de parámetros equivalente de red



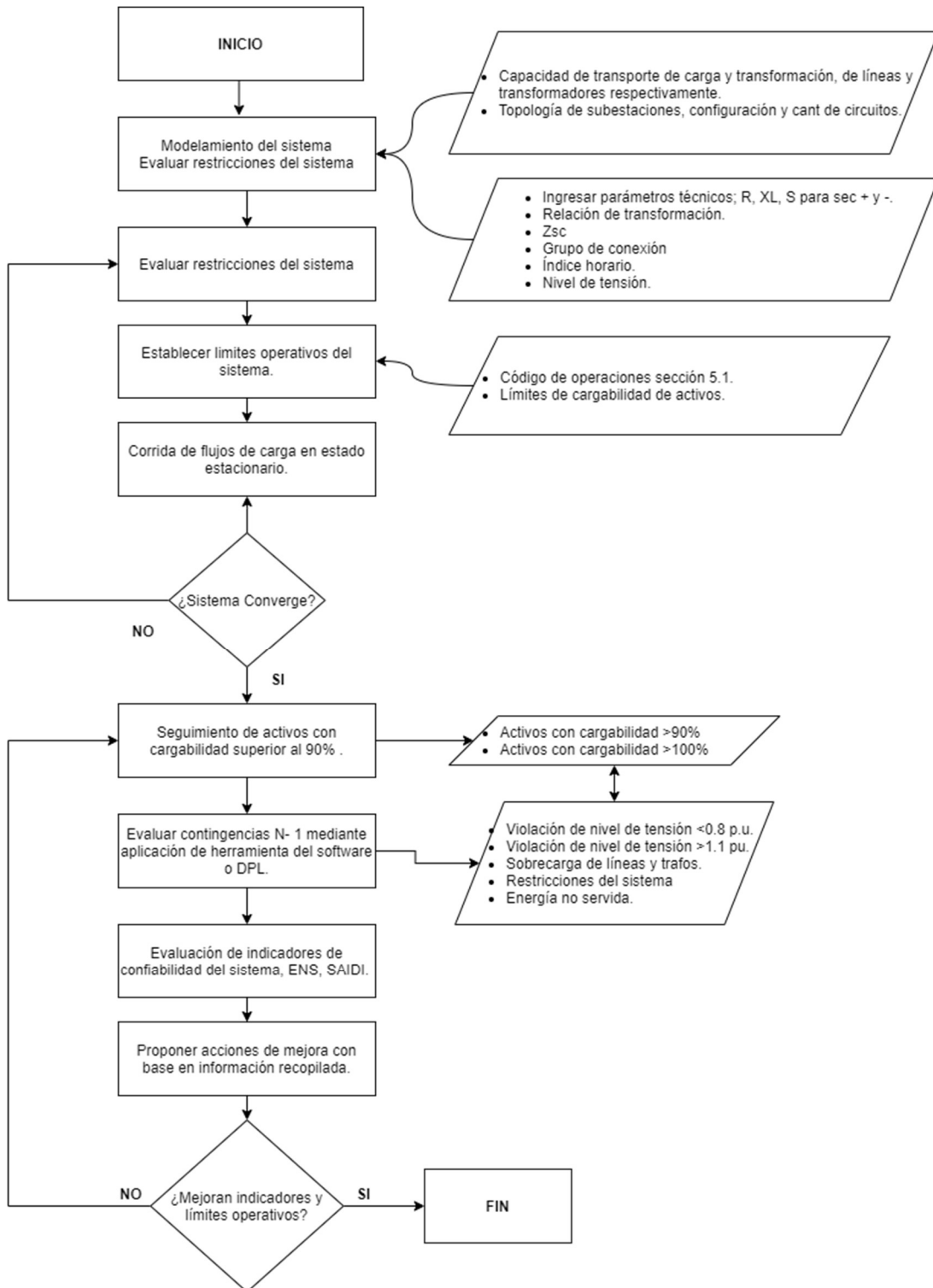
3.3 Fase III: Evaluación de la confiabilidad

Una vez seleccionada la técnica de evaluación de confiabilidad de la red, para el caso en estudio mediante el criterio N-1, y seleccionados los indicadores de confiabilidad para el análisis, que en este caso serán SAIFI, SAIDI, CAIDI, ASAI y ENS se lleva a cabo el estudio de confiabilidad considerando las configuraciones de las subestaciones de la red de subtransmisión de la ciudad de Cartagena. Al finalizar la evaluación y analizar el grado de confiabilidad, se establecen recomendaciones operativas y técnicas con el fin de mejorar la prestación del servicio de energía eléctrica en términos de confiabilidad.

En la Figura 8 se muestra el procedimiento estructurado y seleccionado para realizar la evaluación de la confiabilidad en la red de subtransmisión de la ciudad de Cartagena.

Figura 8.

Diagrama de flujo general para evaluar la confiabilidad de la red de subtransmisión de la ciudad de Cartagena. Por Caballero & Patiño, 2020.



4. Análisis de Resultados

Todos los equipos del sistema de potencia están diseñados para ser desconectados de la red.

Las razones de estas desconexiones están divididas generalmente dentro de dos categorías:

- Salidas programadas; las cuales son salidas típicamente dispuestas para llevar a cabo actividades de mantenimiento o reemplazo de equipos, como su nombre lo indica, el tiempo de desconexión es programado por el operador en pro de minimizar el impacto de la confiabilidad del sistema.

- Salidas forzadas; estas salidas tienen una ocurrencia aleatoria y pueden ser debidas a fallas internas de equipos o por agentes externos (ambientales) como descargas atmosféricas (en función del nivel cerámico de la zona), tormentas que involucren vientos con velocidades considerables, entre muchas otras causas. Dado los tiempos específicos que involucran este tipo de salidas son impredecibles, el sistema debe operar todo el tiempo de forma en que su configuración no lo lleve a una condición operativa peligrosa, ante la salida de un elemento. En caso de que se presente una salida forzada en el sistema, y su impacto lleve a la violación de límites operativos de otros componentes, la acción seguida a este evento llevará a tomar medidas para salvaguardar los activos, como apertura de tramos del sistema mediante equipos de corte. Si el proceso de aislar secciones del sistema continua en cascada, el sistema puede colapsar completamente, es lo que se conoce con el americanismo de BlackOut.

Una gran parte de los sistemas de potencia cuentan con una robustez que les permita seguir operando sin sobrepasar desmedidamente la cargabilidad de otros componentes, específicamente evitando las salidas en cascada.

El análisis de confiabilidad de este apartado hará referencia a la operación del sistema de subtransmisión de la ciudad de Cartagena contemplando la salida de uno de sus componentes a la vez, criterio N-1. Los resultados a evaluar serán el impacto que tiene la salida de un componente a la vez en los demás equipos, y como estos superan los límites de flujo de carga y tensión.

4.1 Flujo de carga

El análisis de flujo de potencia para el sistema de Cartagena se abordará bajo los siguientes planteamientos; los aspectos a evaluar estarán ajustados a las recomendaciones para estudios de flujo de potencia de la IEEE 3001 de 2019. Cabe resaltar que los elementos objeto del análisis serán transformadores y línea.

Se evalúa un caso base y estacionario, y el comportamiento del sistema bajo escenarios de contingencias N-1 y operativo. Para alimentar la base de datos del caso base, se tuvo en cuenta los escenarios de proyección de máxima demanda y escenarios de probabilidad máxima, media y mínima, dispuesto en la página de la UPME, para abril y agosto del año 2019 respectivamente. Donde se tomó el escenario para el mes de septiembre del 2019.

Tabla 5.

Cargabilidad de líneas en estado estable

Línea	ELEMENTO	Cargabilidad		Nivel de tensión kV	P MW	Q MVAR	S MVA
		%					
1	L- 66 kV - BAYUNCA	58,577	-	61,12	-32,70	-14,97	35,96
2	L- 66 kV - BOS_CHAMB	58,57	-	61,12	-32,70	-14,97	35,96
3	L- 66 kV - BOS_CHAMB 2	30,85	-	64,90	16,22	7,25	17,77
4	L- 66 kV - MANZANILLO	8,10	-	64,17	-6,52	-4,75	8,07
5	L- 66 kV - TRA-VES	159,56	-	60,28	-142,74	84,84	166,05
6	L-66 kV - BAYU-MANZ	8,10	-	63,85	-6,51	-4,70	8,03
7	L-66 kV - BSQ-BOGR	59,38	-	60,18	9,42	-32,06	33,42
8	L-66 kV - TRA-BOSQ	102,09	-	60,28	-50,23	34,51	60,95
9	L-66 kV - TRA-COSP	138,58	-	60,282	116,33	-142,66	184,08
10	L-66 kV TRA-GAMB	9,59	-	58,65	-9,01	-3,713	9,74
11	L-66kV - BOG-TERMC	98,50	-	59,57	47,01	-28,31	54,88
12	L-66kV - BVAR-VESTE	326,38	-	64,90	198,14	0,95	198,14
13	L-66kV - COS-MEM	105,09	-	59,96	-54,24	32,99	63,49
14	L-66kV - MEM-PRO	136,12	-	59,49	-79,52	16,77	81,27
15	L-66kV - PRO_MAM	82,28	-	59,16	-48,08	7,71	48,69
16	L-66kV - TER-MAMO	65,36	-	59,57	38,56	5,67	38,98
17	L-66kV - TER_ZARA	46,88	-	60,28	-19,49	18,68	27,00
18	L-66kV - TRA - ZAR	57,91	-	58,78	-23,29	-25,04	34,20
19	L-66kV - TERMO_PRO	41,35	-	59,62	23,20	-8,66	24,77
20	L-66kV - TERMO_PRO	41,35	2-	59,65	-23,15	8,43	24,63

Tabla 6.*Cargabilidad en transformadores*

	Equipo	Tipo	Cargabilidad %	S MVA	P MW	Q MVAR
1	TR2 G2 PRO	Bidevanado	45,86	41,46	-41,39	2,25
2	TR1 G1 PRO	Bidevanado	45,86	41,46	-41,39	2,25
3	TR-02 TRA2	Bidevanado	22,39	33,59	0,00004	33,59
4	TR-02 BSQ	Bidevanado	91,74	144,50	0,00006	144,50
6	TR-02 BOLÍVAR	Bidevanado	112,51	112,51	110,70	20,07
7	TR-01 TRA	Bidevanado	22,39	33,59	0,00004	33,59
8	TR TCARTAG 2	Bidevanado	98,07	85,78	85,58	-5,90
9	TR CARTAGENA 5	Bidevanado	54,83	47,96	46,41	-12,09
10	TR - 01 _BSQ	Bidevanado	91,74	144,50	0,00006	144,50

Tabla 7.*Cargabilidad en transformadores*

Carga	P MW	Q Mvar	S MVA
GL 1 BSQ	13,98	4,25	14,61
GL 1 CHAMB	34,7	10,69	36,31
GL 1 TDELAR	72	34,87	80,00
GL 2 BSQ	15,4	5,04	16,20
GL 2 CHAMB	30,6	9,39	32,01
GL 2 TDELAR	90	43,58	100,00
GL 3 BSQ	24,93	10,36	27,00
GL BAY	22,61	8,86	24,29
GL BOCG 1	24,20	5,69	24,86
GL BOCG 2	12,60	3,59	13,10
GL COSP	3,06	1,02	3,22
GL GBTE	8,99	3,12	9,51
GL MAM 1	14,10	6,39	15,48
GL MAM 2	14,10	3,89	14,62
GL MEMB	24,62	9,81	26,50
GL TRA 1			
GL TRA 2			
GL TRA 3	31,55	15,43	35,12

Carga	P MW	Q Mvar	S MVA
GL TRA 4	31,81	11,21	33,73
GL VEST 1	21,54	8,24	23,06
GL VEST 2	0	0	0
GL ZAR 1	27,50	8,69	28,84
GL ZAR 2	33,80	11,09	35,57

4.2 Análisis de contingencias N-1 para el sistema de Cartagena

Para el sistema de la ciudad de Cartagena se evaluarán inicialmente veinte (20) contingencias que corresponden a las líneas operativas del STR de la ciudad y que forman parte del anillo de 66 kV, también se efectuara un análisis de bajo qué condiciones de contingencia en el sistema se llegaría a presentar un BlackOut. Para el caso de los transformadores, no se evaluarán transformadores con un nivel de conexión nivel 1, los transformadores con nivel de conexión IV y III, resultan elementos críticos en la operación del sistema, en donde la salida de uno de estos elementos no permite que análisis de flujo converja. La cargabilidad de los activos líneas y transformadores, están sujetos a las recomendaciones del fabricante en donde cada activo tendrá unas condiciones de sobrecarga en p.u. y por un periodo de tiempo acorde a las especificaciones requeridas, se pueden considerar transformadores con factor de dimensionamiento “K” para operar bajo con un contenido armónico elevado.

Por otra parte, el OR puede definir la cargabilidad de las líneas y transformadores, con base en lo establecido en el código de operaciones, en esta definición se tiene en cuenta las características y capacidades del conductor, tales como, capacidad nominal, capacidad térmica y de emergencia. Con esta información el propietario de los activos (líneas) en este caso, decide cuál es la capacidad de sobrecarga a la que puede someter el activo. Éstas condiciones de sobrecarga

se complementan con un tiempo específico en el que operará bajo esta condición, en este caso el tiempo se establece en función de las características operativas del transformador de potencia asociado al circuito.

Cabe anotar que, bajo escenarios críticos de operación, es decir, salida de líneas que afecten la continuidad de todo el sistema, se tienen servicios complementarios que ayuden a mitigar este tipo de condiciones, el OR tendrá entonces la posibilidad de efectuar un deslastre de carga acorde a lo establecido en la resolución de la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG 061 de 1996, previo estudio EDAC. En cuanto a los niveles de tensión se analizan conforme a lo establecido en el código de redes resolución CREG 025 De 1995 (y modificaciones) inciso 5.1 del código de operación, como se muestra a continuación:

- En condiciones de operación normal, las tensiones en las barras de 110 kV, 115 kV, 220 kV y 230 kV no deben ser inferiores al 90% ni superiores al 110% del valor nominal. Para la red de 500 kV el voltaje mínimo permitido es del 90% y el máximo es del 105% del valor nominal.
- La máxima transferencia por las líneas se considera como el mínimo valor entre el límite térmico de los conductores, máxima capacidad de los transformadores de corriente, el límite de transmisión por regulación de voltaje y el límite por estabilidad transitoria y dinámica.
- Los transformadores deben operar sin sobrecarga en condiciones normales. En condiciones de emergencia se pueden fijar límites de sobrecarga sin disminuir la vida útil de los equipos.

El sistema de subtransmisión de la ciudad de Cartagena cuenta con veinte (20) líneas que conforman el anillo de 66 kV, las líneas se relacionan en la Tabla 8, están serán las contingencias operativas que se consideran para el presente documento.

Tabla 8.*Escenarios de operación N-1*

Escenario	Descripción
0	OPERACIÓN ESTADO ESTABLE
1	L- BOS_CHAMB 1
2	L- BOS_CHAMB 2
3	L- BVAR - BAYUNCA
4	L- BVAR - MANZANILLO
5	L- TRA-VES
6	L- BAYU-MANZ
7	L- BSQ-BOGR
8	L- TRA-COSP
9	L- TRA-ZARAGO
10	L-TRA-GAMB
11	L-BOG-TERMC
12	L-BVAR-VESTE
13	L-COS-MEM
14	L-MEM-PRO
15	L-PRO MAM
16	L-TCAR-ZAR
17	L-TER-MAMO
18	L-TRA - BSQ
19	L-TERMO_PRO 2
20	L-TERMO_PRO 1

En la Tabla 9 se presentan los perfiles de tensión en las barras para cada uno de los escenarios de contingencia analizados en el subsistema de 66 kV. Resulta relevante mencionar que líneas puntuales no se relacionan, por su efecto en el sistema. Bajo este escenario el número de contingencias que permiten la continuidad de la operación en el sistema se reduce a catorce escenarios N-1.

Para los escenarios restantes, se efectúa un análisis en p.u. del nivel de tensión que perciben las barras del sistema debido a una contingencia N-1. Como se mencionó anteriormente, con base

a lo establecido en el código de operaciones, las tensiones en las barras deben operar entre 0.9 p.u. y 1.1 en p.u.

Tabla 9.

Perfiles de tensión en p.u. en barras bajo contingencia.

NODO	CASO BASE	TERMO_PRO 1	TERMO_PRO 2	TER-MAMO	PRO_MAM	BVAR-VESTE	BOG-TERMC	TRA-GAMB	BSQ-BOGR	BAYU-MANZ	TRA-VES	BVAR - MANZANILLO	BVAR - BAYUNCA	BOS_CHAMB 2	BOS_CHAMB 1
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
B-Bayunca 66 kV	0,968	0,967	0,967	0,965	0,963	0,978	0,958	0,971	0,957	0,959	0,971	0,959	0,928	0,967	0,967
B-Bocagrande 66 kV	0,912	0,910	0,910	0,899	0,893	0,985	0,880	0,924	0,786	0,912	1,002	0,912	0,910	0,910	0,910
B-Bolívar 66 kV 2	0,983	0,983	0,983	0,981	0,979	0,993	0,974	0,987	0,973	0,983	0,987	0,983	0,981	0,983	0,983
B-Bosque 66 kV 1	0,934	0,933	0,933	0,925	0,918	0,999	0,896	0,945	0,896	0,934	1,014	0,934	0,933	0,932	0,932
B-Chambaqué 66 kV	0,926	0,925	0,925	0,917	0,910	0,992	0,888	0,937	0,888	0,926	1,007	0,926	0,925	0,916	0,916
B-Cospique 66 kV	0,909	0,907	0,907	0,892	0,891	0,982	0,865	0,921	0,857	0,908	1,000	0,908	0,907	0,907	0,907
B-Gambote 66 kV	0,889	0,888	0,888	0,878	0,870	0,964	0,847	0,000	0,841	0,889	0,981	0,889	0,887	0,887	0,887
B-Mamonal 66 kV	0,897	0,895	0,895	0,855	0,865	0,972	0,851	0,909	0,842	0,896	0,990	0,896	0,895	0,894	0,894
B-Manzanillo 66 kV	0,972	0,972	0,972	0,970	0,968	0,982	0,963	0,976	0,962	0,983	0,976	0,959	0,944	0,972	0,972
B-Membrillal 66 kV	0,901	0,900	0,900	0,878	0,883	0,977	0,855	0,914	0,845	0,901	0,995	0,901	0,900	0,899	0,899
B-Proelétrica 66kV	0,904	0,902	0,902	0,877	0,886	0,981	0,856	0,917	0,844	0,904	0,998	0,904	0,902	0,902	0,902
B-TERMO CAR B S1	0,903	0,901	0,901	0,876	0,885	0,981	0,854	0,917	0,842	0,903	0,998	0,903	0,902	0,901	0,901
B-TERMOCAR B S2	0,903	0,901	0,901	0,888	0,883	0,979	0,833	0,916	0,806	0,902	0,997	0,902	0,901	0,900	0,900
B-Ternera 66 kV	0,913	0,912	0,912	0,904	0,896	0,985	0,874	0,925	0,868	0,913	1,002	0,913	0,912	0,912	0,912
B-VillaEstrella 66 kV	0,937	0,936	0,936	0,930	0,925	0,959	0,910	0,947	0,907	0,937	0,967	0,937	0,935	0,936	0,936
B-Zaragozilla 66 kV	0,891	0,889	0,889	0,878	0,871	0,967	0,833	0,904	0,817	0,891	0,984	0,891	0,889	0,889	0,889

Para los escenarios restantes, se efectúa un análisis en p.u. del nivel de tensión que perciben las barras del sistema debido a una contingencia N-1. Como se mencionó anteriormente, con base a lo establecido en el código de operaciones las tensiones en las barras deben operar entre 0.9 p.u. y 1.1 en p.u.

En la Tabla 10, se pueden observar tensiones críticas en las barras, como es el caso de la barra Gambote, en donde para todas las contingencias se presentan tensiones por debajo de lo establecido en el código de operación, ante la salida de L- TRA-GAMB, se presenta un mínimo máximo de tensión en la barra.

Tabla 10.

Tensiones críticas en barras en p.u.

NODO	CASO BASE	TERMO_PRO 1	TERMO_PRO 2	TER-MAMO	PRO_MAM	BOG-TERMC	TRA-GAMB	BSQ-BOGR	BAYU-MANZ	BVAR -	MANZANILLO	BVAR -	BAYUNCA	BOS_CHAMB 2	BOS_CHAMB 1
B-Bocagrande 66 kV	0,912	0,910	0,910	0,899	0,893	0,880	0,924	0,786	0,912	0,912	0,910	0,910	0,910	0,910	0,910
B-Bosque 66 kV 1	0,934	0,933	0,933	0,925	0,918	0,896	0,945	0,896	0,934	0,934	0,933	0,932	0,932	0,932	0,932
B-Chambaquí 66 kV	0,926	0,925	0,925	0,917	0,910	0,888	0,937	0,888	0,926	0,926	0,925	0,916	0,916	0,916	0,916
B-Cospique 66 kV	0,909	0,907	0,907	0,892	0,891	0,865	0,921	0,857	0,908	0,908	0,907	0,907	0,907	0,907	0,907
B-Gambote 66 kV	0,889	0,888	0,888	0,878	0,870	0,847	0,000	0,841	0,889	0,889	0,887	0,887	0,887	0,887	0,887
B-Mamonal 66 kV	0,897	0,895	0,895	0,855	0,865	0,851	0,909	0,842	0,896	0,896	0,895	0,894	0,894	0,894	0,894
B-Membrillal 66 kV	0,901	0,900	0,900	0,878	0,883	0,855	0,914	0,845	0,901	0,901	0,900	0,899	0,899	0,899	0,899
B-Proeléctrica 66kV	0,904	0,902	0,902	0,877	0,886	0,856	0,917	0,844	0,904	0,904	0,902	0,902	0,902	0,902	0,902
B-TERMO CAR B S1	0,903	0,901	0,901	0,876	0,885	0,854	0,917	0,842	0,903	0,903	0,902	0,901	0,901	0,901	0,901
B-TERMOCAR B S2	0,903	0,901	0,901	0,888	0,883	0,833	0,916	0,806	0,902	0,902	0,901	0,900	0,900	0,900	0,900
B-Terñera 66 kV	0,913	0,912	0,912	0,904	0,896	0,874	0,925	0,868	0,913	0,913	0,912	0,912	0,912	0,912	0,912
B-Zaragoza 66 kV	0,891	0,889	0,889	0,878	0,871	0,833	0,904	0,817	0,891	0,891	0,889	0,889	0,889	0,889	0,889

Las pérdidas técnicas presentes en el sistema son un indicador de la eficiencia actual del sistema. En la tabla número 13 se relacionan las pérdidas del sistema analizados, en la primera columna se indican las pérdidas en MW para el caso base, las cuales ascienden a 44,7 MW para el escenario de máxima demanda, en las columnas posteriores (de izquierda a derecha) se indican las pérdidas para cada una de las líneas en función de las contingencias analizadas.

Ahora bien, luego de obtener los parámetros de las pérdidas se establecen los límites de sobrecarga, para facilitar la identificación de los circuitos y transformadores como críticos y graves, estados en los que se priorizarían las obras.

Tabla 11.

Límites de sobrecarga propuestos para el sistema.

Tipo de sobrecarga	Rango
Sobrecarga moderada	$1,1 > pu \geq 1,15$
Sobrecarga grave	$1,15 > pu \geq 1,30$
Sobrecarga crítica	$> 1,30$

Como se observa en la tabla 12, se establecieron los límites para las sobretensiones presentes en el sistema, esto en combinación con una asignación de pesos, permitirá enfocar, como se mencionó anteriormente, los proyectos vitales para mejorar la atención de la demanda.

Tabla 12.

Límites de sobretensión propuestos para el sistema.

Tipo de sobretensión	Rango
Subtensión moderada	$0,85 \leq y < 0,9$
Subtensión grave	$0,8 \leq pu < 0,85$
Subtensión crítica	$< 0,8$
Sobretensión moderada	$1,1 > pu \geq 1,15$
Sobretensión grave	$1,15 > pu > 2$
Sobretensión crítica	≥ 2

Las pérdidas operativas para el caso base y bajo los escenarios de contingencia, son plasmadas en la Tabla 13, los datos relacionados en esta, no tienen en cuenta las restricciones del sistema, por este motivo se indican los valores en MW para estos casos puntuales. Se observan

valores elevados en pérdidas técnicas en algunas líneas, lo que evidencia el impacto negativo al que se ve sometido el sistema bajo los escenarios analizados.

Las cargabilidades de los transformadores plasmadas en la

Tabla 14, muestran el impacto en los equipos para cada una de las contingencias. Se observan transformadores con una cargabilidad superior al 100%, se debe tener en cuenta que el operador de red puede operar sus activos con límite de sobrecarga durante un tiempo establecido, los tiempos de sobrecarga y el porcentaje al que pueden ser sometidos estos equipos, no se aborda en este documento, por ser información confidencial. Aun así, los equipos que operen constantemente en este nivel de sobrecarga presentarán un envejecimiento prematuro en sus componentes. Otro aspecto a resaltar es que para el momento del análisis del sistema, no se presentaban proyectos orientados a la mejora del servicios, sino a sostener la operación del sistema.

En la Tabla 15, se presentan las cargabilidades de las líneas ante las contingencias que no presentan una restricción en la operación del sistema de potencia, algunas de las líneas no presentan afectación alguna ante las contingencias, debido a que permanecieron operativas durante el análisis para cada una de las contingencias, sin estas líneas el análisis de flujo de potencia no converge. Si bien se relacionan transformadores con una cargabilidad superior al 100%, se debe tener en cuenta que el OR puede operar sus activos con límite de sobrecarga durante un tiempo establecido, los tiempos de sobrecarga y el porcentaje al que pueden ser sometidos estos equipos, no se aborda en este documento, por ser información confidencial.

Tabla 13.

Relación de pérdidas técnicas en el STR de Cartagena, Caso Base Vs Contingencias,

NODO	CASO BASE	TERMO_PRO 1	TERMO_PRO 2	TER-MAMO	PRO_MAM	BVAR-VESTE	BOG-TERMC	TRA-GAMB	BSQ-BOGR	BAYU-MANZ	TRA-VES	BVAR - MANZANILLO	BVAR - BAYUNCA	BOS_CHAMB 2	BOS_CHAMB 1
L- 66 kV - BOS_CHAMB 1	0,149	0,150	0,150	0,153	0,155	0,128	0,164	0,145	0,164	0,149	0,124	0,149	0,150	0,614	
L- 66 kV - BOS_CHAMB 2	0,149	0,150	0,150	0,153	0,155	0,128	0,164	0,145	0,164	0,149	0,124	0,149	0,150		0,614
L- 66 kV - BVAR - BAYUNCA	0,129	0,129	0,129	0,130	0,131	0,126	0,133	0,128	0,133	0,276	0,128	0,275		0,129	0,129
L- 66 kV - BVAR - MANZANILLO	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,018	0,019	0,019	0,019	0,000	0,019		0,228	0,019	0,019
L- 66 kV - TRA-VES	19,884	19,927	19,927	20,446	21,342	0,388	23,216	16,584	22,260	19,903		19,904	20,075	20,024	20,024
L-66 kV - BAYU-MANZ	0,008	0,008	0,008	0,008	0,009	0,008	0,009	0,008	0,009		0,008	0,000	0,101	0,008	0,008
L-66 kV - BSQ-BOGR	0,202	0,211	0,211	0,275	0,289	0,100	0,460	0,181		0,202	0,083	0,202	0,205	0,204	0,204
L-66 kV - TRA-COSP	0,948	0,935	0,935	1,870	2,661	0,757	1,491	0,909	1,435	0,948	0,722	0,948	0,953	0,955	0,955
L-66 kV - TRA-ZARAGO	5,201	5,199	5,199	5,259	5,415	3,681	9,491	4,926	7,676	5,204	3,367	5,204	5,235	5,202	5,202
L-66 kV TRA-GAMB	0,192	0,193	0,193	0,197	0,201	0,161	0,214		0,217	0,192	0,154	0,192	0,193	0,193	0,193
L-66kV - BOG-TERMC	0,792	0,812	0,812	0,913	0,974	0,628		0,761	0,546	0,792	0,595	0,792	0,796	0,795	0,795
L-66kV - BVAR-VESTE	13,891	13,924	13,924	14,298	14,902		16,195	11,761	15,634	13,902	0,216	13,903	14,010	13,988	13,988
L-66kV - COS-MEM	0,552	0,545	0,545	1,061	1,505	0,445	0,854	0,531	0,820	0,553	0,426	0,553	0,555	0,556	0,556
L-66kV - MEM-PRO	0,698	0,688	0,688	1,122	1,607	0,588	0,972	0,677	0,915	0,699	0,566	0,699	0,701	0,702	0,702
L-66kV - PRO_MAM	0,801	0,791	0,791	0,341		0,676	1,082	0,777	1,025	0,801	0,652	0,801	0,804	0,805	0,805
L-66kV - TCAR-ZAR	0,345	0,357	0,357	0,406	0,469	0,305	1,493	0,337	0,687	0,345	0,297	0,345	0,346	0,346	0,346
L-66kV - TER-MAMO	0,388	0,384	0,384		0,516	0,296	0,655	0,369	0,645	0,388	0,280	0,388	0,390	0,391	0,391
L-66kV - TRA - BSQ	0,266	0,265	0,265	0,297	0,262	0,186	0,824	0,249	1,069	0,266	0,173	0,266	0,268	0,270	0,270
L-66kV -TERMO_PRO 2	0,057	0,218		0,047	0,040	0,046	0,109	0,055	0,097	0,057	0,045	0,057	0,057	0,057	0,057
L-66kV 2-TERMO_PRO 1	0,057		0,218	0,047	0,040	0,046	0,109	0,055	0,097	0,057	0,045	0,057	0,057	0,057	0,057

Tabla 14.

Cargabilidad de transformadores en subestaciones ante contingencia en porcentaje.

TRANSFORMADOR	CASO BASE	TERMO_PRO 1	TERMO_PRO 2	TER-MAMO	PRO_MAM	BVAR-VESTE	BOG-TERMC	TRA-GAMB	BSQ-BOGR	BAYU-MANZ	TRA-VES	BVAR - MANZANILLO	BVAR - BAYUNCA	BOS_CHAMB 2	BOS_CHAMB 1
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
TR2 G2 PRO	45,868	45,970	45,970	47,312	46,785	42,265	48,473	45,211	49,131	45,876	41,510	45,876	45,949	45,976	45,976
TR1 G1 PRO	45,868	45,970	45,970	47,312	46,785	42,265	48,473	45,211	49,131	45,876	41,510	45,876	45,949	45,976	45,976
TR-02 TRA2	22,398	22,708	22,708	24,966	27,034	54,846	32,604	19,292	34,054	22,434	46,624	22,436	22,775	22,891	22,891
TR-02 BSQ	91,746	92,082	92,082	94,601	96,675	72,022	103,295	88,414	103,313	91,786	67,408	91,787	92,152	92,384	92,384
TR-02 BOLÍVAR	112,511	112,647	112,647	114,093	116,322	12,938	120,991	104,316	119,148	112,628	25,374	112,630	113,200	112,887	112,887
TR-01 TRA	22,398	22,708	22,708	24,966	27,034	54,846	32,604	19,292	34,054	22,434	46,624	22,436	22,775	22,891	22,891
TR TCARTAG 2	98,079	99,733	99,733	107,135	112,186	89,492	90,176	96,491	101,893	98,098	87,725	98,099	98,277	98,334	98,334
TR CARTAGENA 5	54,835	53,660	53,660	50,040	46,152	49,580	76,086	53,820	71,875	54,848	48,567	54,848	54,963	55,029	55,029
TR - 01_BSQ	91,746	92,082	92,082	94,601	96,675	72,022	103,295	88,414	103,313	91,786	67,408	91,787	92,152	92,384	92,384
TR - 01 BOLÍVAR	112,511	112,647	112,647	114,093	116,322	12,938	120,991	104,316	119,148	112,628	25,374	112,630	113,200	112,887	112,887

Tabla 15.

Cargabilidad de líneas ante contingencias en porcentaje.

CONTINGENCIA	TERMO_PRO 1	TERMO_PRO 2	TER-MAMO	PRO_MAM	BVAR-VESTE	BOG-TERMC	TRA-GAMB	BSQ-BOGR	BAYU-MANZ	TRA-VES	BVAR - MANZANILLO	BVAR - BAYUNCA	BOS_CHAMB 2	BOS_CHAMB 1	
	LÍNEA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
L- BOS_CHAMB 1	58,657	58,657	59,266	59,778	54,263	61,481	57,796	61,486	58,587	53,353	58,587	58,674	118,677		
L- BOS_CHAMB 2	58,657	58,657	59,266	59,778	54,263	61,481	57,796	61,486	58,587	53,353	58,587	58,674		118,677	
L- BVAR - BAYUNCA	30,869	30,869	30,949	31,031	30,471	31,246	30,715	31,275	44,761	30,721	44,751		30,877	30,877	
L- BVAR - MANZANILLO	8,106	8,106	8,128	8,150	7,998	8,208	8,064	8,216	0,025	8,066		28,083	8,108	8,108	
L- TRA-VES	159,734	159,734	161,788	165,282	22,581	172,356	145,750	168,762	159,638		159,640	160,327	160,119	160,119	
L- BAYU-MANZ	8,113	8,113	8,134	8,156	8,005	8,214	8,071	8,222		8,072	0,011	28,089	8,114	8,114	
L- BSQ-BOGR	60,352	60,352	66,581	67,489	46,701	71,290	57,080		59,408	44,006	59,409	59,666	59,566	59,566	
L- TRA-COSP	101,413	101,413	143,195	170,468	91,296	127,897	100,023	125,551	102,119	89,194	102,120	102,354	102,467	102,467	
L- TRA-ZARAGO	138,569	138,569	139,352	141,385	116,799	186,638	134,919	168,082	138,630	111,750	138,631	139,032	138,597	138,597	

CONTINGENCIA	TERMO_PRO 1	TERMO_PRO 2	TER-MAMO	PRO_MAM	BVAR-VESTE	BOG-TERMC	TRA-GAMB	BSQ-BOGR	BAYU-MANZ	TRA-VES	BVAR - MANZANILLO	BVAR - BAYUNCA	BOS_CHAMB 2	BOS_CHAMB 1
L-TRA-GAMB	9,610	9,610	9,716	9,815	8,817	10,093		10,169	9,598	8,653	9,598	9,613	9,619	9,619
L-BOG-TERMC	99,669	99,669	105,534	108,558	88,172		96,639	80,338	98,524	85,965	98,525	98,732	98,698	98,698
L-BVAR-VESTE	326,776	326,776	331,104	338,004		352,309	300,360	346,139	326,520	41,427	326,525	327,781	327,525	327,525
L-COS-MEM	104,378	104,378	145,563	173,318	94,353	130,634	103,038	128,051	105,116	92,253	105,117	105,349	105,460	105,460
L-MEM-PRO	135,130	135,130	172,591	206,454	124,866	160,607	134,032	155,865	136,149	122,567	136,150	136,384	136,487	136,487
L-PRO_MAM	81,769	81,769	54,025		75,587	95,638	81,044	93,161	82,298	74,213	82,298	82,437	82,496	82,496
L-TCAR-ZAR	66,541	66,541	70,878	76,193	61,554	136,005	64,678	92,486	65,371	60,731	65,371	65,447	65,449	65,449
L-TER-MAMO	46,672	46,672		53,364	41,119	60,567	45,767	60,193	46,898	40,016	46,899	47,025	47,089	47,089
L-TRA - BSQ	57,850	57,850	61,246	57,565	48,515	101,646	56,033	115,628	57,939	46,813	57,940	58,155	58,357	58,357
L-TERMO_PRO 2	80,932		37,736	34,804	37,389	57,378	40,586	54,202	41,362	36,625	41,362	41,449	41,498	41,498
L-TERMO_PRO 1		80,932	37,736	34,804	37,389	57,378	40,586	54,202	41,362	36,625	41,362	41,449	41,498	41,498

4.3 Análisis de los indicadores de confiabilidad.

La evaluación de los indicadores de confiabilidad del sistema de subtransmisión de Cartagena permite en gran medida cuantificar a un nivel económico las pérdidas en que incurría el Operador de Red, por energía no suministrada (ENS), este indicador es sumamente importante porque permite orientar, justificar y apalancar las inversiones para mejorar la prestación del servicio, como se podrá apreciar a continuación, al efectuar una proyección de los costos relacionados por demanda no atendida.

Otro aspecto a tener en cuenta es la imagen a nivel empresa percibida por parte de los usuarios finales, sean usuarios regulados o no regulados, la rata de fallas y los tiempos de reparación de los elementos asociados a la prestación del servicio de energía eléctrica, y puntualmente en las líneas de 66 kV para el análisis que se adelanta en el presente documento,

impactan directamente la calidad de vida de los usuarios servidos por los diferentes circuitos del sistema que están siendo alimentados por las líneas de 66 kV,

A lo largo de la historia de la regulación colombiana se han adoptado una variedad de indicadores de confiabilidad, entre los cuales se tienen:

- Indicador de Frecuencia Equivalente de las Interrupciones del Servicio FES.
- Indicador de Duración Equivalente de las Interrupciones del Servicio DES.
- Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad, ITAD.
- Índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad, IRAD

Los indicadores anteriores estuvieron vigentes hasta la metodología de remuneración de la resolución 097 del 2008 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, importante resaltar que actualmente el Operador de Red encargado de la operación del STR de Cartagena, sigue siendo remunerado por esta metodología, debido que está pendiente la aprobación del plan de inversión por parte de la comisión.

La metodología de remuneración que entró en vigor durante el primer trimestre del 2019 incorpora nuevos indicadores de confiabilidad establecidos en el estándar IEEE 1366 del 2012, entre los que tenemos:

- SAIFI: Indicador de frecuencia promedio de interrupción del sistema.
- SAIDI: Indicador de duración promedio de interrupción del sistema.
- CAIDI: Indicador de duración promedio de interrupción del usuario.
- CAIFI: Indicador de frecuencia promedio de interrupción del usuario
- ENS: Energía no suministrada, estimación de la cantidad de energía que no pudo ser entregada cuando se presentan eventos en el sistema, realizada con base en las disposiciones que

para tal fin se establecen en la regulación vigente (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018).

La materia prima para el cálculo de los indicadores asociados a la metodología de remuneración vigente, parte del conocimiento de la rata de falla para cada uno de los elementos del sistema con base al registro histórico de fallas reportado por el personal operativo de mantenimiento encargado de la atención de daños. Con estos datos se procede a efectuar el cálculo de los tiempos de salida (MTTF) y los tiempos de reparación (MTTR), parámetros base para la obtención del Lambda y Beta para cada caso, seguido a esto se efectuar una validación de los datos en cuanto a: aleatoriedad, independencia, pruebas de bondad y ajuste para la validación del tipo de probabilidad a emplear, y obtener los parámetros del elemento, si se analiza este como un sistema desacoplado.

Es importante mencionar que esta información es considerada información sensible para las empresas y por estos motivos no fue suministrada. Con el propósito de sortear esta situación se asumirán los datos de falla para líneas indicados en el documento “Índices de confiabilidad de circuitos primarios de distribución” (Calos Julio Zapata et al., 69 C.E.) indicados en la Tabla 16. .

Tabla 16.

Lambda de falla y tiempo de reparación para líneas.

Índice	Unidad	Urbano Aéreo 33 kV
λ	Salidas/Año-km	1,3375
MTTRS	Horas/Restauración	0,5901

Con el Lambda de falla y el tiempo de reparación para las líneas se procede a parametrizar el módulo de confiabilidad como se muestra a continuación

Figura 9.

Salidas año y tiempo de reparación para líneas de 66 kV.

Toda vez se parametrizan estos datos se procede a efectuar el cálculo de los indicadores de confiabilidad, empleando el módulo de confiabilidad, cabe anotar que la simulación debe adelantarse para el día de máxima carga en el sistema durante el año inmediatamente anterior. En la Tabla 17 se indica que el indicador a nivel de punto de carga los usuarios perciben 25,55 interrupciones al año, mientras que para el estado actual se tendría una duración promedio de 15,08 horas, lo que representa en energía no suministrada 6220,77 MWh por año.

Tabla 17.

Indicador SAIFI, SAIDI y ENS para el STR de Cartagena.

Indicador	Unidad	Sistema
SAIFI	Interrupciones/Usuario-Año	25,55
SAIDI	Horas/Usuario - Año	15,08
ENS	MWh/Año	6220,77

En la Tabla 19 se efectúa una proyección de demanda a 25 años, tiempo estándar para soportar la viabilidad de un proyecto de inversión, para el presente análisis se pretende evidenciar, luego de obtener los indicadores de confiabilidad indicados en la Tabla 17, los costos asociados a energía no suministrada por rata de fallas y su duración. Para este propósito se efectuó una proyección de demanda con base a la demanda máxima parametrizada en el sistema; la proyección 1 se efectúa asumiendo un factor de carga del 80% para el sistema, un factor típico está alrededor del 75%, siendo este un factor conservador. Inmediatamente a la derecha de la columna de D_{máx} donde se indica la proyección de demanda con base a la estimación de la Tabla 18 información obtenida de la UPME, se calcula la energía para las 8760 horas del año, para luego monetizarlas con un costo de racionamiento nivel 1 (CRO1), esta proyección 1 se realiza sin considerar la energía no suministrada.

Tabla 18.

Proyección de demanda UPME.

Año	Resultante
2020	1,4%
2021	4,7%
2022	3,7%
2023	3,2%
2024	2,8%
2025	3,0%
2026	2,2%

En la proyección 2, se realiza un delta de energía considerando la energía que se estaría dejando de suministrar indicada en la Tabla 17, al proyectar esta energía a 25 años con la misma tasa de crecimiento. Se puede observar en la columna %MCOL que solo en el año 25 de la

proyección se estarían dejando de recibir recursos por 25.57 Mil millones de pesos y valor presente neto son 62,09 miles de millones de pesos.

Tabla 19.

Proyección de demanda a 25 años y costos asociados.

Ítem	Año	Proyección 1			Ítem	Año	Proyección 2		
		Dmáx	E-MW/Año	\$MCOL			Dmáx	E-MW/Año	\$MCOL
		Proyección de demanda					Proyección por ENS		
1	2019	1.968,00	17.239.680,00	24.549.304,32	1	2019	496,00	4.344.960,00	6.187.223,04
2	2020	1.995,55	17.481.035,52	24.892.994,58	2	2020	502,94	4.405.789,44	6.273.844,16
3	2021	2.089,34	18.302.644,19	26.062.965,33	3	2021	526,58	4.612.861,54	6.568.714,84
4	2022	2.166,65	18.979.842,02	27.027.295,04	4	2022	546,07	4.783.537,42	6.811.757,29
5	2023	2.235,98	19.587.196,97	27.892.168,48	5	2023	563,54	4.936.610,62	7.029.733,52
6	2024	2.298,59	20.135.638,48	28.673.149,20	6	2024	579,32	5.074.835,72	7.226.566,06
7	2025	2.367,55	20.739.707,64	29.533.343,68	7	2025	596,70	5.227.080,79	7.443.363,04
8	2026	2.419,63	21.195.981,21	30.183.077,24	8	2026	609,83	5.342.076,56	7.607.117,03
9	2027	2.492,22	21.831.860,64	31.088.569,56	9	2027	628,12	5.502.338,86	7.835.330,54
10	2028	2.566,99	22.486.816,46	32.021.226,64	10	2028	646,96	5.667.409,03	8.070.390,45
11	2029	2.644,00	23.161.420,96	32.981.863,44	11	2029	666,37	5.837.431,30	8.312.502,17
12	2030	2.723,32	23.856.263,59	33.971.319,35	12	2030	686,36	6.012.554,24	8.561.877,23
13	2031	2.805,02	24.571.951,49	34.990.458,93	13	2031	706,96	6.192.930,86	8.818.733,55
14	2032	2.889,17	25.309.110,04	36.040.172,69	14	2032	728,16	6.378.718,79	9.083.295,56
15	2033	2.975,84	26.068.383,34	37.121.377,87	15	2033	750,01	6.570.080,35	9.355.794,42
16	2034	3.065,12	26.850.434,84	38.235.019,21	16	2034	772,51	6.767.182,76	9.636.468,26
17	2035	3.157,07	27.655.947,88	39.382.069,79	17	2035	795,68	6.970.198,25	9.925.562,30
18	2036	3.251,78	28.485.626,32	40.563.531,88	18	2036	819,56	7.179.304,19	10.223.329,17
19	2037	3.349,34	29.340.195,11	41.780.437,84	19	2037	844,14	7.394.683,32	10.530.029,05
20	2038	3.449,82	30.220.400,96	43.033.850,97	20	2038	869,47	7.616.523,82	10.845.929,92
21	2039	3.553,31	31.127.012,99	44.324.866,50	21	2039	895,55	7.845.019,53	11.171.307,82
22	2040	3.659,91	32.060.823,38	45.654.612,50	22	2040	922,42	8.080.370,12	11.506.447,05
23	2041	3.769,71	33.022.648,08	47.024.250,87	23	2041	950,09	8.322.781,22	11.851.640,46
24	2042	3.882,80	34.013.327,53	48.434.978,40	24	2042	978,59	8.572.464,66	12.207.189,68
25	2043	3.999,28	35.033.727,35	49.888.027,75	25	2043	1.007,95	8.829.638,60	12.573.405,37

5. Conclusión

El modelo de confiabilidad más adecuado para analizar el sistema de subtransmisión de Cartagena es el análisis por contingencias N-1, se optó por emplear el software DIgSILENT versión 15.1, dado que cuenta con herramientas robustas direccionadas a los sistemas de distribución, en niveles de tensión uno a cinco; este software permitió efectuar un modelamiento detallado del sistema y analizar el impacto que deben asumir las líneas de 66 kV toda vez se presenta una contingencia N-1 en el sistema.

Para el modelamiento del sistema es necesaria información puntual de los parámetros técnicos de los elementos que componen el sistema de potencia, para el caso del modelamiento del STR de la ciudad de Cartagena fue necesaria la recopilación de información pública por parte de la UPME en los planes de expansión del decenio, además de información proporcionada bases de datos de cursos de sistemas de distribución. El software DIgSILENT Power Factory 15.1 requiere para el correcto flujo de potencia del sistema los parámetros de las líneas; distancia, capacidad de transporte de carga, entre otros. Por otra parte, los transformadores de potencia conectados al nivel de tensión 5 si bien se parametrizan no fueron objeto de análisis. Para los transformadores conectados a las barras de 66 kV se tuvo en cuenta su nivel de cargabilidad en función la contingencia que se esté analizando. Para las barras de 66 kV se efectuó un análisis en función del nivel de tensión óptimo establecido en el código de operación de la CREG, de 0.9 en pu.

En este orden de ideas, si bien se modeló el sistema de subtransmisión de la ciudad, los elementos en donde se aplica el análisis de confiabilidad N-1 son las líneas de transmisión.

Posteriormente se analizó el impacto causado al sistema la salida de una línea a la vez (criterio N-1), aspectos como; cargabilidad de transformadores que alimentan los circuitos a nivel de tensión 2, perfiles de tensión en las barras del sistema de 66 kV y la capacidad misma de las líneas en funcionamiento para la atención de la demanda.

Resulta importante que durante el modelamiento y evaluación en estado estacionario del flujo de potencia del sistema, se identifiquen posibles restricciones que presente el sistema de potencia, dado que para el caso del STR de Cartagena, se evidenciaron escenarios de operación en donde el flujo de potencia no converge, esto se debe a que el estado actual del sistema modelado cuenta con una serie de restricciones que impiden o limitan la atención de la energía que se está demandando al sistema de potencia, bajo un escenario de máxima demanda. Las restricciones halladas fueron 6, distribuidas en las subestaciones de Ternera, Bolívar, Cospique, Proelectrica y Termocartagena. Siendo Ternera el nodo más crítico por contener el 33,33 % de las restricciones.

En la tabla 13, donde se relacionan las pérdidas del sistema para el caso en estado estacionario versus las contingencias analizadas en el sistema (sin considerar restricciones), se evidencia un aumento en la magnitud de las pérdidas en las líneas, lo que tendría sentido, teniendo en cuenta que la corriente se debe redistribuir entre las líneas sanas ocasionando un aumento en la cargabilidad versus el caso base. Para el caso base se tienen unas pérdidas en el sistema cercanas a los 40 MW, el caso más crítico se tiene cuando se presenta la salida de la línea Bocagrande – Termocandelaria de 66 kV, incrementando las pérdidas en un 28,9 % respecto al caso base.

Con base al estado del sistema analizado, se evidencia que el sistema no es confiable, aún con la capacidad de generación de la ciudad, las características técnicas de las líneas analizadas no son tan robustas para sostener la operación ante una contingencia N-1. También es importante destacar que aún con limitaciones de tipo operacional, los operadores de red cuentan con

herramientas que permiten gestionar la demanda ante un caso crítico, ejemplos puntuales de ello son los planes de deslastre de carga o contratos de desconexión voluntaria, para reducir el impacto en el sistema. Por otra parte, es importante destacar la necesidad de ampliar el sistema de transmisión regional de la ciudad (STR), en cuanto a capacidad de transformación; nuevos proyectos de subestaciones, ampliación de capacidad de transformación de subestaciones existentes, incrementar el número de circuitos de socorro que permitan paliar la atención de demanda ante salidas planeadas y no planeadas. Esto, acompañado de la reconducción y proyección de nuevos circuitos que permitan ampliar la capacidad de transporte de carga acorde a los pronósticos de la Unidad De Planeación Minero Energética.

La obtención de los indicadores de confiabilidad del sistema de subtransmisión de Cartagena, permite entrever, con los parámetros mencionados; primero una tasa de fallas elevada y un tiempo de reparación elevados. Segundo, la monetización de la energía que se está dejando de suministrar indica la necesidad y la urgencia de la implementación de proyectos, que con base a la proyección efectuada en la Tabla 19, se justifica la elaboración de proyectos que permitan mejorar las condiciones de confiabilidad del sistema.

Referencias Bibliográficas

- Allan, R & Billinton, R. (1992). *Reliability Evaluation of Engineering Systems Concepts and Techniques*.
- Chapman, S. J. (2012). *Máquinas Eléctricas*. McGraw-Hill.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (1995). Resolución CREG 025.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2000). Resolución CREG 063.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2018). Resolución CREG015. *Resolución 015*. Retrieved from <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/65f1aaf1d57726a90525822900064dac?OpenDocument>
- Corrales, L., & Guisao, V. (2016). *Metodología para la evaluación de la confiabilidad en redes radiales y enmalladas*. Universidad Pontificia Bolivariana.
- EPRI. (2006). Value Modeling for Reliability of Distribution and Transmission Systems. *Electric Power Research Institute*, 3(3), 108. Retrieved from <https://www.epri.com/#/pages/product/1012501/>
- Fernández Ramírez, C. (2014). Metodología de evaluación de confiabilidad para estudios de planeamiento del sistema de transmisión colombiano. *Biblioteca Digital Universidad Nacional de Colombia*, 136. Retrieved from <http://www.bdigital.unal.edu.co/45925/>
- Gómez, J & León, R. (2010). Propuesta Metodológica para la Evaluación Económica de la Confiabilidad en Planes de Expansión, 4(2), 60–68.

- Grainger, J., & Stevenson, W. J. (1996). *Análisis de Sistemas de Potencia*.
- Harper, E. (2011). *Elementos de Diseño de Subestaciones Eléctricas*.
- IEEE. (2007). *IEEE 993: Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems. Std 493* (Vol. 2007).
- IEEE. (2012). IEEE 1336: Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices. *Distribution*.
<https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2012.6209381>
- Jose Raull Martin. (1992). *Diseño de Subestaciones Eléctricas.pdf*.
- Ley 142. (1994). Ley de Servicios Públicos.
- Ley 143. (1994). Ley Eléctrica.
- Mantilla, B. (2017). *Evaluación de Confiabilidad de la Red de Subtransmisión y Distribución Primaria del Atlántico*. Universidad de la Costa.
- Mejia Villegas S.A. (2003). *Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión*.
- Osorio, D. (2018). *Evaluación de Confiabilidad de la Red Eléctrica de Subtransmisión del Departamento del Atlántico Basado en el Método de Cortes Mínimos Considerando las Conexiones Existente entre Cada Configuración*. Retrieved from <http://repositorio.cuc.edu.co/bitstream/handle/11323/654/1042453383.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Sepulveda, C., & Alzate, A. (2011). Metodología Para El Diseño Y Dimensionamiento De Un Restaurador Dinámico De Tensión. *Scientia Et Technica*, 16(48), 19–24.
<https://doi.org/10.22517/23447214.1221>
- Silva-Ortega, J. I., Daza-Guzmán, J. D., Candelo-Becerra, J., Rueda-López, J. C., Umaña-Ibáñez, S., Salas-Navarro, K., ... Palacio-Bonill, A. (2016). Modelo de 75 nodos para evaluar la

operación en estado estable de una red de sub-transmisión de energía eléctrica. *Espacios*, 38(6).

Zapata, C. J. (2011). *Confiabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia*. Universidad Tecnológica de Pereira. Colombia.