

**PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN DE UN SISTEMA ELÉCTRICO
INDUSTRIAL DE MEDIA TENSIÓN CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA
CONECTADO A RED PARA ATENDER CRITERIOS DE CONFIABILIDAD ANTE
CONTINGENCIAS.**

**JONÁS ARBELÁEZ TORRES
PAULA CAMILA FERNÁNDEZ SOLANO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA**

2017

**PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN DE UN SISTEMA ELÉCTRICO
INDUSTRIAL DE MEDIA TENSIÓN CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA
CONECTADO A RED PARA ATENDER CRITERIOS DE CONFIABILIDAD ANTE
CONTINGENCIAS.**

**JONÁS ARBELÁEZ TORRES
PAULA CAMILA FERNÁNDEZ SOLANO**

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Electricista

Director

**OSCAR ARNULFO QUIROGA QUIROGA
PhD en Tecnología**

Codirector

**CESAR ANTONIO DUARTE GUALDRÓN
PhD. en Ingeniería Eléctrica Computacional**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA**

2017

DEDICATORIA

Existen momentos en los que te sientes invadido por la satisfacción del deber cumplido, miras atrás y piensas cuál fue esa fuerza que te impulsó a llegar a este punto. Tú Sandy Paola Quintero Parra que siempre creíste que esto iba a ser posible, por esta y por muchas más razones te dedico esta obra.

Jonás Arbeláez Torres.

DEDICATORIA

A Dios por darme la fortaleza y permitirme culminar con éxito este proceso.

A mis padres Danilo Fernández y Pilar Solano por el sacrificio que realizaron para que yo alcanzara este logro, gracias por el apoyo, paciencia y confianza durante esta etapa.

A mis hermanas Laura Daniela Y Adriana Valentina por ser mi motivo para seguir adelante y jamás desfallecer.

A toda mi familia en especial a mi tío Fredy Fernández, quienes siempre han estado presente en este camino, gracias por su apoyo.

A la familia Tapias Gómez, en especial a Myriam Gómez por ser parte fundamental de este proceso, gracias de todo corazón por acogerme en su hermosa familia.

A Mónica Andrea Ruiz F, Mónica Liliana Barrera y Néstor Javier Díaz por cada palabra de aliento, ser mi apoyo incondicional y estar siempre presentes en los altos y bajos de mi carrera.

A mis amigos incondicionales Jaime Rivera, Anuar Amaya y Juan Diego Martínez por ser parte de mi vida en esta hermosa etapa y por luchar junto a ustedes por este mismo sueño.

Paula Camila

AGRADECIMIENTOS.

Cada uno de los momentos transcurridos en el campus de la UIS propiciaron este momento de culminación del proceso de mi formación como ingeniero electricista que no habría sido posible sin el acompañamiento de grandes personas que conocí a través de los diferentes periodos en mi estancia en la universidad.

A Osmar Ricardo Osma Pastrana por enseñarme el valor que tiene la dedicación en esta universidad.

A Leonardo Andrés Vera Abril por su valiosa amistad.

A mis amigos Oscar Moncada, Jhon Ernesto Ramírez, Andrés Ariza, Jhónatan Hernández y a todos los demás por permitirme compartir buenos y malos momentos.

A todos ellos les quedo infinitamente agradecido.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.	17
1. EL ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD Y DE CONTINGENCIAS EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS.	20
1.1 CONTINGENCIA EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS	20
1.1.1 Contingencias (N-1).	21
1.1.2 Ordenamiento de contingencias.	21
1.2 ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD.	21
1.2.1 Medición de la confiabilidad.	22
1.2.2 Valoración de la confiabilidad.	24
1.2.3 Niveles jerárquicos de la confiabilidad.	26
1.2.4 Tipos de análisis de confiabilidad.	27
1.2.5 Criterio determinístico.	28
1.2.6 Criterio probabilístico.	28
1.2.6.1 Diagramas de red.	29
1.2.6.2 Enumeración de estados.	30
1.2.6.3 Simulación de Montecarlo.	31
1.3 PLANEAMIENTO DE LA OPERACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS.	32
1.3.1 Estados de Operación.	35
1.3.2 Procedimientos escritos para la operación de un sistema eléctrico.	36
1.3.3 Programa de Mantenimiento	36

1.3.4 Programa de mantenimiento preventivo	37
1.3.5 Estado de equipos	38
1.4 RED DE DISTRIBUCIÓN IEEE DE 13 BARRAS TOMADA COMO CASO DE ESTUDIO.	41
1.4.1 Modificaciones en la red de distribución IEEE.	41
2. VALORACIÓN DE LA CONFIABILIDAD Y ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS PARA UN SISTEMA ELÉCTRICO INDUSTRIAL DE MEDIA TENSIÓN CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA.	47
2.1 ESTIMACIÓN DE LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO INDUSTRIAL CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA.	48
2.1.1 Cálculo de la eficiencia en términos de confiabilidad.	54
2.2 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS (N-1) Y (N-2) PARA EL SISTEMA INDUSTRIAL DE 13 BARRAS.	57
2.2.1 Punto de operación referente para el sistema eléctrico industrial.	57
2.2.2 Ordenamiento de las contingencias (N-1) y (N-2) por severidad.	60
2.2.2.1 Contingencia N° 19 (salida de operación del transformador 4).	61
2.2.2.2 Contingencia N° 164 (salida de operación de los transformadores 2 y 4).	64
2.2.2.3 Contingencia N° 85 (salida de las líneas L5-7 y L6-5).	67
3. PLAN DE OPERACIÓN ANTE FALLAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO INDUSTRIAL DE 13 BARRAS CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA.	73
3.1 PROCEDIMIENTO N°1 FALLA EN EL TRANSFORMADOR 4.	74
3.2 PROCEDIMIENTO N°2 FALLA EN LOS TRANSFORMADORES 2 Y 4.	76
3.3 PROCEDIMIENTO N°3 FALLA EN LAS LÍNEAS L5-7 Y L6-5.	79
4. CONCLUSIONES.	83
BIBLIOGRAFÍA	85
ANEXOS	88

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Ventajas y desventajas del criterio determinista.	28
Tabla 2. Modelos básicos para los diagramas de redes.	29
Tabla 3. Parámetros eléctricos del sistema.	43
Tabla 4. Parámetros técnicos de los transformadores del sistema.....	44
Tabla 5. Valores límite de sobrecarga para transformadores de distribución.	45
Tabla 6. Potencia demandada por barra.....	45
Tabla 7. Índices de probabilidad de operación.....	47
Tabla 8. Variación de los índices de confiabilidad al conectar generadores al sistema.	52
Tabla 9. Estado de la tensión en las barras del sistema.....	58
Tabla 10. Cargabilidad de los elementos del sistema.....	58
Tabla 11. Ordenamiento de las contingencias tipo (N-1) y (n-2) basado en el criterio de flujo de cargas.....	60
Tabla 12. Estado del sistema sometido a la contingencia N° 19.	61
Tabla 13. Consigna de operación bajo falla del transformador 4.	62
Tabla 14. Estado del sistema posterior a la aplicación de la consigna FT3-001...	62
Tabla 15. Consigna para puesta en operación del transformador 4.	63
Tabla 16. Estado del sistema sometido a la contingencia N° 164.	64
Tabla 17. Consigna de operación bajo falla de los transformadores 2 y 4.....	65
Tabla 18. Estado del sistema posterior a la aplicación de la consigna FT (2,4)-001.	65
Tabla 19. Consigna para puesta en operación de los transformadores 2 y 4.	66
Tabla 20. Estado del sistema sometido a la contingencia N° 85.	67
Tabla 21. Consigna de operación bajo falla de las líneas L6-5 y L5-7.....	68
Tabla 22. Estado del sistema posterior a la consigna FL (6-5, 5-7).	68

Tabla 23. Consigna de puesta en operación de las líneas L6-5, L5-7.	69
Tabla 24. Estado del sistema al aplicar la consigna RL (6-5, 5-7).	70
Tabla 25 Consigna para puesta en operación del transformador 3.	101
Tabla 26 Estado del sistema sometido a la contingencia N° 5.	101
Tabla 27 Consigna para puesta en operación de la línea L4-5.	102
Tabla 28 Consigna para puesta en operación de los transformadores 2 y 3.	103
Tabla 29 Estado del sistema sometido a la contingencia N° 68.	104
Tabla 30 Consigna de operación bajo falla de las líneas L5-7 y L4-5.	105
Tabla 31 Estado del sistema aplicando la consigna de operación FL (4-5, 5-7).	105
Tabla 32 Estado del sistema sometido a la contingencia N° 78.	106
Tabla 33 Consigna de operación bajo falla de la línea L5-7 y el transformador 3.	107
Tabla 34 Estado del sistema aplicando la consigna de operación FLT (5-7, 3)..	107
Tabla 35 Consigna para puesta en operación de la línea L5-7 y transformador 3.	108
Tabla 36 Estado del sistema aplicando la consigna de operación RLT (5-7, 3).	109
Tabla 37. Reglas de oro en maniobras eléctricas.	110
Tabla 38 Consigna revisión del relé Buchholz.	111
Tabla 39 Consigna revisión termómetro.	111
Tabla 40 Consigna revisión de la protección contra sobre-corrientes.	112
Tabla 41 Consigna revisión de la protección contra sobre-flujo.	112
Tabla 42 Consiga revisión de la protección diferencial.	113

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Curva de bañera.	25
Figura 2. Diagrama de flujo para realizar la valoración de confiabilidad.	26
Figura 3. Niveles jerárquicos en el análisis de confiabilidad.	27
Figura 4. Red de distribución IEEE 13 barras.	42
Figura 5. Resultado del análisis de confiabilidad sin integración de generación distribuida.	50
Figura 6. Resultado del análisis de confiabilidad con un generador conectado a la red.	52
Figura 7. Impacto de la inclusión de generación distribuida (GD) en el sistema industrial de 13 barras.	53
Figura 8. Comportamiento de la eficiencia en términos de confiabilidad.	56
Figura 9. Perfil de tensiones en las barras del sistema.	71
Figura 10. Perfil de cargabilidad en los elementos del sistema.	72

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. Simulación de Montecarlo aplicada a tasa de falla y tiempo promedio de reparación.	88
ANEXO B. Consignas y planes de operación ante fallas del sistema eléctrico industrial de 13 barras.	100

RESUMEN

TITULO: PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN DE UN SISTEMA ELÉCTRICO INDUSTRIAL DE MEDIA TENSIÓN CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA CONECTADO A RED PARA ATENDER CRITERIOS DE CONFIABILIDAD ANTE CONTINGENCIAS.*

AUTORES: Jonás Arbeláez Torres.
Paula Camila Fernández Solano**.

PALABRAS CLAVES: Confiabilidad, contingencias, generación distribuida, operación sistema eléctrico

DESCRIPCIÓN:

El objetivo de este proyecto es evaluar distintas alternativas para la operación de un sistema industrial de 34,5 kV conectado a la red y que cuente con generación distribuida, considerando escenarios normales y de contingencia, tomando un caso de estudio. Para lograr este cometido, es necesario realizar un análisis de confiabilidad que permita determinar los elementos que están más propensos a fallar en un periodo de tiempo, lo que permite determinar el impacto que estas fallas producen en los puntos de carga teniendo en consideración las restricciones que impone el sistema como son: límites térmicos de las líneas, variación de la tensión en los barrajes y cargabilidad de los transformadores.

Dado que los sistemas eléctricos son una pieza fundamental en la industria, se demanda que estos operen de forma eficiente, confiable y segura para mantener la continuidad en los procesos productivos. Por consiguiente, se hace necesario generar protocolos de operación que permitan responder de forma oportuna ante un número determinado contingencias de tipo (n-1) y (n-2) que se puedan presentar, garantizando la seguridad de las instalaciones y de los usuarios.

El proyecto comprende las siguientes fases: la primera de ellas es el análisis de confiabilidad; la segunda es el análisis de flujos de carga que va de la mano con la tercera etapa que comprende el análisis de contingencias y por último se procede con la cuarta etapa que es realizar el procedimiento de operación ante fallas.

* Proyecto de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas, Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones, Director: Dr. Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga. Codirector Cesar Antonio Duarte Gualdrón

ABSTRACT

TITLE: PROGRAMMING OF THE OPERATION OF THE INDUSTRIAL POWER SYSTEM OF MEDIUM VOLTAGE WITH DISTRIBUTED GENERATION CONNECTED TO GRID FOR ATTEND RELIABILITY CRITERIA IN THE EVENT OF CONTINGENCIES *

AUTHORS: Jonás Arbeláez Torres.
Paula Camila Fernández Solano **.

KEY WORDS: Reliability, contingencies, distributed generation, electrical system operation

DESCRIPTION

This project aims to evaluate different alternatives for the operation of a 34.5 kV industrial system connected to the grid and with distributed generation, considering normal and contingency scenarios, taking a case study. In order to achieve this, it is necessary to perform a reliability analysis that allows to determine the elements that are most likely to fail in a period of time, which allows to determine the impact that these failures produce in the load points taking into account the restrictions that imposes the system as: thermal limits of the lines, variation of the voltage in the barrages and loadability of the transformers.

Since electrical systems are a fundamental part of the industry, they are required to operate efficiently, reliably and safely to maintain continuity in production processes. Consequently, it is necessary to generate operating protocols that allow responding in a timely manner to a number of contingencies of type (n-1) and (n-2) that can be presented, guaranteeing the safety of facilities and users.

The project comprises the following phases: the first one is the reliability analysis; The second is the analysis of load flows that go hand in hand with the third stage that includes contingency analysis and finally proceed with the fourth stage that is to perform the procedure of operation in the event of failures.

* Degree Work

** Faculty of Physical-Mechanical Engineering. Scholl of Electrical Engineering, Electronics and Telecommunications, Director: Dr. Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga. Codirector Cesar Antonio Duarte Gualdrón

INTRODUCCIÓN.

La continuidad en el flujo de potencia eléctrica es un factor de gran impacto para las industrias en general, por tanto, en la operación del sistema eléctrico se debe responder en el menor tiempo posible ante cualquier contingencia que se presente, buscando que los desarrollos de los procesos de producción no se vean afectados drásticamente. Este proyecto tiene como fin evaluar las distintas alternativas de operación de un sistema eléctrico industrial con generación distribuida para mejorar su confiabilidad y seguridad. Para lograr este objetivo se deben definir las acciones sobre el sistema que permitan responder ante contingencias de tipo (n-1) y (n-2) de manera oportuna garantizando la seguridad de la instalación.

Diversos métodos han sido desarrollados para determinar las aptitudes que un sistema tiene para transportar energía, lo que se conoce como análisis de confiabilidad. Teniendo en consideración que la información obtenida a partir de estas técnicas permite realizar cambios en la configuración física del sistema y en su operación lo cual se sustenta en indicadores que ponen en manifiesto la capacidad que el sistema posee para suministrar energía, por consiguiente, estos análisis son de vital importancia en la planificación de la operación de los sistemas eléctricos de potencia al momento de tomar decisiones a corto, mediano y largo plazo ya que aportan información valiosa del comportamiento del sistema.

Los sistemas eléctricos de potencia se fundamentan en la siguiente regla: *“la energía eléctrica tiene que ser suministrada en donde sea requerida, en tiempo real y con la apropiada calidad de suministro”*¹. Bajo la premisa mencionada

¹ MARTÍNEZ LACAÑINA, P. J. Mejoras en el cálculo de índices de fiabilidad en redes malladas de distribución de energía eléctrica. (Tesis Doctoral). Sevilla: Universidad de Sevilla 2013 [en línea]

anteriormente se deben determinar y planear las posibles acciones a implementarse en la operación de un sistema eléctrico de potencia industrial para responder adecuadamente ante eventos anómalos en su funcionamiento. Cabe señalar que los estudios de confiabilidad son poco frecuentes a nivel de instalaciones eléctricas de uso final pero están ampliamente desarrollados para sistemas de potencia a nivel de STN y sistemas de distribución, sin embargo, para las instalaciones eléctricas industriales, es posible adaptar y aplicar los métodos desarrollados para los sistemas de potencia de gran envergadura dependiendo de las características propias de la instalación eléctrica de potencia industrial dónde se quiera implementar.

Este trabajo está direccionado hacia el análisis de la operación de un sistema eléctrico industrial buscando mantener la continuidad del suministro de potencia eléctrica y garantizar niveles de tensión en los nodos de carga dentro de un rango que no cause alteraciones significativas en la operación, siendo estas las dos necesidades primordiales en este tipo de sistemas: “*la calidad de la onda y la continuidad del suministro*”².

Este libro está constituido por tres capítulos los cuales describen un procedimiento para obtener un conglomerado de información referente a la operación de la red de distribución IEEE de 13 barras tomada como elemento en consideración. La información plasmada en este documento está concebida en tres etapas, estas describen los procesos de análisis de confiabilidad, análisis de flujo de potencia y finalmente el análisis de contingencias para obtener como producto final los procedimientos de operación ante fallas. Debido a la necesidad de acortar el tiempo computacional de los procesos estas etapas fueron desarrolladas con la herramienta DIGSILENT Powerfactory usando los módulos de análisis de confiabilidad, análisis de contingencias y el módulo de flujo de potencia. A

disponible en: <http://fondosdigitales.us.es/tesis/tesis/2190/mejoras-en-el-calculo-de-indices-de-fiabilidad-en-redes-malladas-de-distribucion-de-energia-electrica/>.

² Ibíd., p. 5.

continuación, se muestra de forma global el contenido de cada uno de los capítulos que constituyen esta obra. Como medida fundamental se plasma en el documento la matemática asociada a los conceptos de confiabilidad, análisis de contingencias y se realiza una descripción del sistema de distribución eléctrico al cual se le realizaron dos adaptaciones las que corresponden a la integración de generación distribuida y la conexión al sistema interconectado nacional. Seguidamente se procede a realizar la valoración de la confiabilidad del sistema y la simulación de posibles estados bajo contingencia que puede presentar este generando así bases de datos referentes a las variaciones de tensión y cargabilidad en los elementos que constituyen la red. Finalmente se generan procedimientos de operación tomando como fuente de información los argumentos mostrados en el capítulo 2 logrando así constituir una base de datos de fallas del sistema con la que se pretende responder de forma adecuada ante el evento que propicie anomalías en los procesos que se estén llevando a cabo.

1. EL ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD Y DE CONTINGENCIAS EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS.

En este capítulo se establece la información necesaria para abordar los temas de análisis de confiabilidad y análisis de contingencias, estos dos tópicos poseen gran importancia ya que son necesarios para tener la capacidad de formular alternativas de operación al sistema eléctrico industrial de media tensión tomado como caso de estudio.

1.1 CONTINGENCIA EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS

Una contingencia es un evento que ocurre cuando un elemento de la red es retirado o sale de servicio por causas imprevistas o programadas. Cada vez que se presenta la salida de un elemento en el sistema las corrientes en las líneas se redistribuyen a través de la red y las tensiones en las barras cambian³. Como consecuencia de estos eventos se pueden presentar sobrecargas en los transformadores y líneas acompañados a su vez de variaciones de tensión en las barras.

El análisis de contingencias permite evaluar el grado de seguridad de un sistema eléctrico, conociendo las consecuencias de la pérdida de diferentes elementos sobre el sistema dado que las salidas de los elementos pueden ser programadas o forzadas por condiciones ambientales o fallas⁴.

³ ALFONSO, G. P.. Planeamiento de la expansión de redes de transmisión de energía eléctrica considerando contingencias (Tesis de maestría). Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira 2005 [en línea] disponible en: <http://www.utp.edu.co/~aescobar/PlaneamientoContingencias.pdf>.

⁴ Ibíd.

1.1.1 Contingencias (N-1). Un sistema cumple con el criterio N-1 si al aplicarle la contingencia simple más severa, el sistema sigue en condiciones aceptables de funcionamiento considerando que los flujos en las líneas se mantienen dentro de límites normales de operación, los voltajes en las barras no superan sus niveles mínimos-máximos de variación, no actúan las protecciones y no existen desconexiones forzadas de carga o equipos⁵.

1.1.2 Ordenamiento de contingencias. Los índices de contingencias permiten construir listas ordenadas de elementos en los que el valor del índice está asociado al grado de afectación que produce la salida de un elemento en operación. Las contingencias que tienen índices más grandes son denominadas contingencias críticas y aparecen en la parte superior de la lista⁶.

El índice de contingencia es una cantidad escalar que toma la siguiente expresión general:

$$J = \sum_{i=1}^l \frac{W_i}{m} \left(\frac{f_i}{f_{i_{\max}}} \right)^m \quad \text{Ecu (1)}.$$

1.2 ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD.

La confiabilidad “es la probabilidad de que un componente o un sistema pueda cumplir su función en las condiciones operativas especificadas en un intervalo de tiempo dado”⁷.

⁵ SALAO PAREDES, R. E., MASACHE MASACHE, J. F., & MERA GENCÓN, C. Repositorio de ESPOL. 16 de Agosto de 2016 [en línea] disponible en: <https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/498/1/917.pdf>

⁶ ESCOBAR, A. Universidad Tecnológica de Pereira. 28 de 10 de 2016 [en línea] disponible en: <http://www.utp.edu.co/~aescobar/contingencias.pdf>

⁷ ZAPATA, C. J. Confiabilidad en ingeniería. Pereira: Publiprint LTDA. 2011, p. 3.

Para realizar la estimación de la confiabilidad de un sistema eléctrico existen diversas técnicas que permiten hacer una aproximación del comportamiento del sistema el cual se mide bajo índices que proveen una información específica del sistema.

1.2.1 Medición de la confiabilidad. Al cuantificar la probabilidad de ocurrencia de eventos para valorar la confiabilidad mediante el modelado estadístico se obtienen índices que corresponden a promedios estadísticos o a valores esperados. Según la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas) para realizar la evaluación de la confiabilidad en un sistema eléctrico se puede usar el método determinístico o el método probabilístico y queda a voluntad del operador definir el modelo a usar en el análisis de confiabilidad.

Existen dos clasificaciones para estos índices dependiendo del punto de análisis del sistema, si el análisis se hace sobre la totalidad del sistema se denomina índice global, si por el contrario el análisis se hace en los puntos de carga se denominan índices individuales. Independientemente que sean índices individuales o globales todos ellos se refieren conceptualmente al análisis enfocado a que el sistema sea capaz de dar cobertura en todo momento a la demanda de energía eléctrica⁸.

El desarrollo del análisis de confiabilidad para el sistema eléctrico industrial de media tensión tomado como caso de estudio contempla el análisis de los siguientes índices de confiabilidad con siglas en inglés:

- SAIFI: índice de frecuencia de interrupción media del sistema.
- SAIDI: índice de duración de interrupción media del sistema.
- CAIDI: índice de duración de la interrupción media del cliente.
- ENS: energía no suministrada.

⁸ MARTÍNEZ LACAHINA, P. J, *op. cit.*,

- AENS: promedio de energía no suministrada.
- ASIFI: índice medio de frecuencia de interrupción del sistema.
- ASIDI: índice medio de duración de la interrupción del sistema.

Estos índices de confiabilidad ofrecen una buena representación de lo que ocurre en los nodos de carga del sistema.

Existen dentro del análisis de confiabilidad tasas estadísticas que están modeladas con el fin de representar valores específicos que refieren a estados del elemento, estas son mostradas a continuación⁹:

- Tasa de fallas (λ): corresponde a la cantidad de fallas que presentó el elemento en un periodo de tiempo dado.

$$\lambda = \frac{\text{Número de fallas}}{\sum_{i=1}^{\text{Nro Fallas}} T_{oi}} \text{ Ecu (2).}$$

- Tiempo promedio entre fallas (MTTF).

$$MTTF = \frac{1}{\lambda} \text{ Ecu (3).}$$

- Tasa de reparación (μ): es la cantidad de reparaciones de un componente del sistema en el periodo que estuvo siendo reparado.

$$\mu = \frac{\text{Número de reparaciones}}{\sum_{i=1}^{\text{Nro Reparaciones}} T_{ri}} \text{ Ecu (4).}$$

- Tiempo medio de reparación (MMTR).

$$MMTR = \frac{1}{\mu} \text{ Ecu (5).}$$

⁹ BILLINTON, R., & ALLAN, R. Reliability Evaluation of Power Systems. New York & London: Plenum Press 1996

- Tiempo medio entre fallas (MMTF).

$$MMTF = MTBF + MMTR \text{ Ecu}(6).$$

- Frecuencia de falla (f): es la cantidad de fallas de un componente del sistema en un periodo de observación.

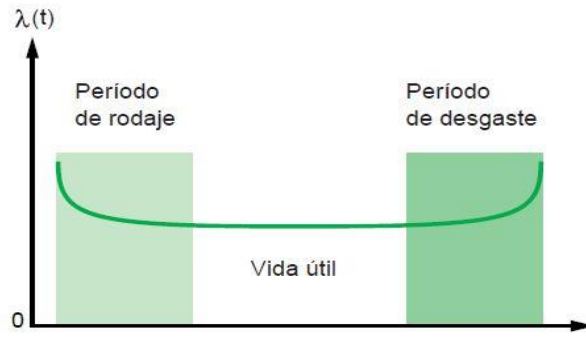
$$f = \frac{\text{Número de fallas}}{T} \text{ Ecu (7)}.$$

1.2.2 Valoración de la confiabilidad. Determinar la capacidad que tiene un sistema para entregar energía en los puntos dónde sea requerida permite generar modelos de operación que sean capaces de satisfacer los requerimientos de potencia en los nodos de carga con un adecuado nivel de tensión. Esta capacidad de entregar energía es valorada mediante índices de confiabilidad los que proporcionan una visión aproximada del comportamiento del sistema en un periodo de tiempo. Los índices de confiabilidad usados en este documento son: SAIFI, SAIDI, CAIDI, ENS, AENS, ASIFI, ASIDI los cuales proporcionan una visualización del comportamiento del sistema. Para obtener la valoración de la confiabilidad del sistema eléctrico industrial en estudio se modeló el proceso mostrado en la Figura 2.

Es importante mencionar que para cada sistema eléctrico los índices de confiabilidad varían en función del tiempo debido a que los elementos que lo componen se envejecen siendo más propensos a presentar fallas como se muestra en la Figura 1 donde el periodo de vida útil del componente muestra una tasa de falla constante, en los extremos resaltados de la Figura 1 presentan curvas no constantes debido en primer lugar a mortalidad infantil del componente, esta está principalmente asociada a causas en mayor medida accidentales y no por función de la edad del componente, por otro lado, el periodo de desgaste está asociado al tiempo de uso del componente y a la cantidad de veces que se

accionó el dispositivo lo que lo convierte en un elemento próximo a ser reemplazado.

Figura 1. Curva de bañera.



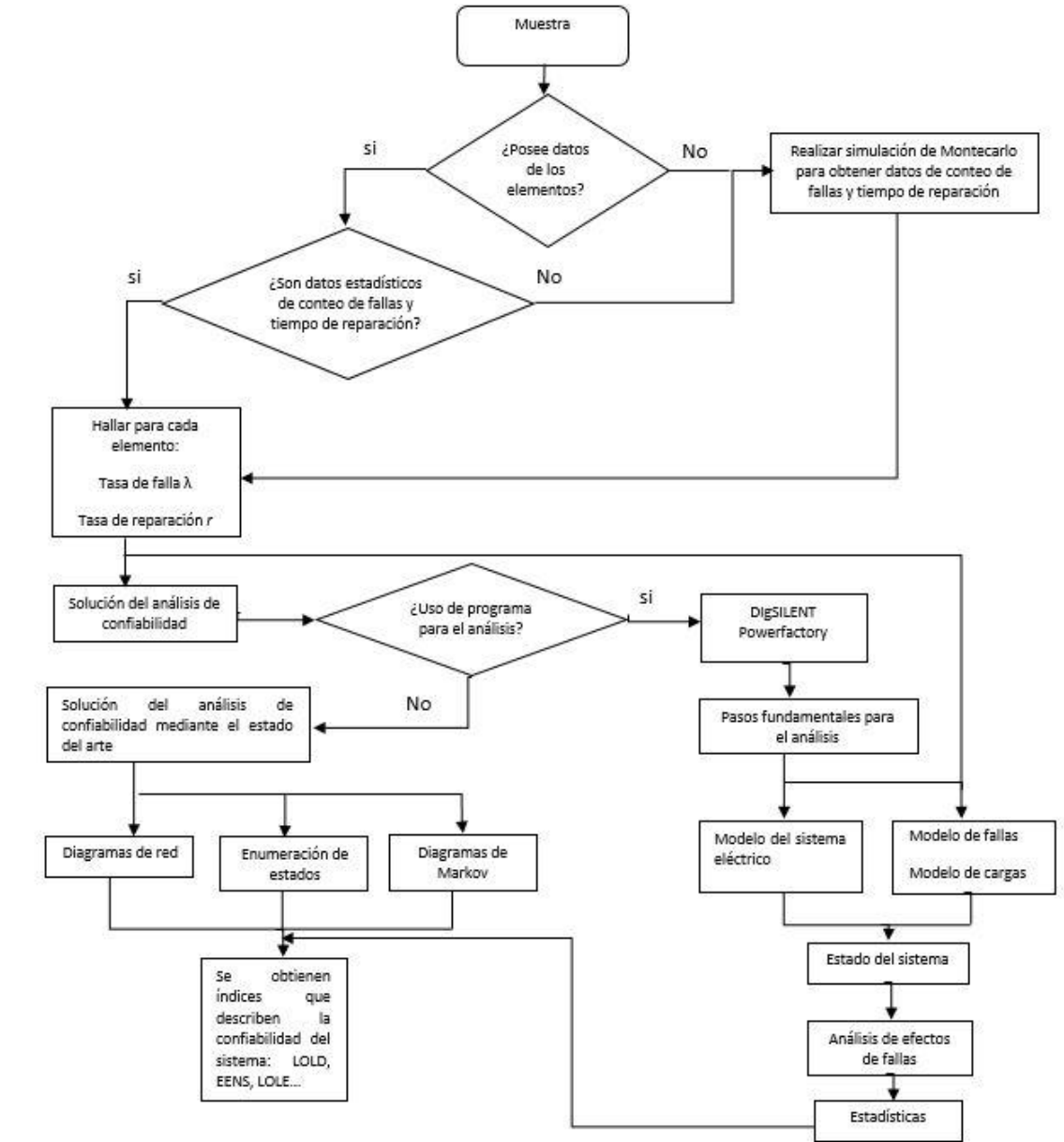
Fuente: SCHNEIDER ELECTRIC. *Schneider Electric*. 15 de Junio de 1999 [en línea] disponible en: <http://www.schneider-electric.com/es/ES/download/document/CT-144-Z002>

Si se asume que un componente tiene una tasa de fallas constante su función de vida será dada por la distribución exponencial. Por otro lado, si se posee la tasa de fallas en registros operativos debe escogerse la distribución de probabilidad que modele los tiempos para falla del componente¹⁰.

El desarrollo del análisis de confiabilidad para sistema eléctrico industrial de la Figura 4 está concebido de la forma mostrada en la Figura 2 haciendo uso del programa DlgSILENT Powerfactory en su módulo de análisis de confiabilidad, a su vez, el programa Matlab en su módulo de programación permite implementar el método matemático Montecarlo, de esta forma se puede obtener dos tasas estadísticas de gran valor para el análisis de confiabilidad ya que estas son una de las dos exigencias del programa DlgSILENT para llevar a cabo el análisis de confiabilidad. La programación asociada al análisis de confiabilidad desarrollada en Matlab se encuentra en el Anexo A.

¹⁰ ZAPATA, *op. cit.*,

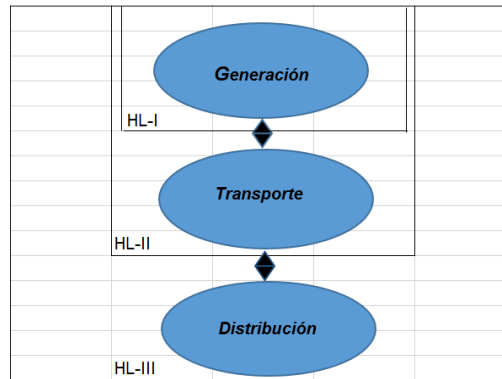
Figura 2. Diagrama de flujo para realizar la valoración de confiabilidad.



1.2.3 Niveles jerárquicos de la confiabilidad. Las técnicas básicas para el análisis de la adecuación del sistema se pueden clasificar en función de su aplicación a los diferentes segmentos de un sistema eléctrico completo. Estos segmentos se definen como zonas funcionales: generación, transmisión y distribución, esta clasificación es la más apropiada para analizar la planificación, operación y organización. Estas zonas se combinan entre si dando lugar a tres

niveles jerárquicos aplicados en el análisis de confiabilidad como se muestra en la Figura 3.

Figura 3. Niveles jerárquicos en el análisis de confiabilidad.



Fuente: MARTÍNEZ LACAÑINA, P. J. *Mejoras en el cálculo de índices de fiabilidad en redes malladas de distribución de energía eléctrica. (Tesis Doctoral). Sevilla: Universidad de Sevilla 2013*

Los índices de adecuación calculados en cada nivel jerárquico son físicamente diferentes. Los calculados en el nivel HL-I son una medida de la capacidad del sistema de generación para satisfacer el requisito de la carga del sistema. Los índices calculados en el HL-II son una medida de la capacidad del sistema para satisfacer los requisitos de carga individuales en los puntos de carga importantes. Se extienden los índices HL-I por incluir la capacidad de transportar la energía generada a través de la red de transmisión. La adecuación de cada punto de carga se refleja en los índices HL-III¹¹.

1.2.4 Tipos de análisis de confiabilidad. Para realizar el análisis de confiabilidad de un sistema eléctrico se han desarrollado técnicas que permiten realizar estimaciones con respecto a la capacidad que el sistema posee para dar cobertura a la demanda de energía. Las diferencias entre estas metodologías basadas en el criterio determinístico y en el criterio probabilístico se dan a continuación.

¹¹ BILLINTON, R., & ALLAN, R. N. Power-system reliability in perspective. *Electronics and Power*, 1984 231-236.

1.2.5 Criterio determinístico. En el criterio determinístico las variables se consideran fijas o con funciones que determinan su valor para cualquier instante del tiempo. Se conocen todos los factores de las ecuaciones que modelan los componentes o el sistema¹².

Los criterios determinísticos se deducen examinando un cierto número de situaciones restrictivas como son las condiciones de carga y salidas de equipos, esto para verificar la solidez de los sistemas de generación y/o transmisión. Estas situaciones se basan en casos considerados a priori muy riesgosos para el sistema (pico anual de potencia con pérdida de la mayor unidad de generación). La hipótesis subyacente es que, si las funciones del sistema están protegidas para estas situaciones, lo mismo es cierto para todos los otros casos más favorables (demandas menores que el pico anual)¹³.

Tabla 1. Ventajas y desventajas del criterio determinista.

<i>Ventajas</i>	<i>Desventajas</i>
<ul style="list-style-type: none"> • Claridad conceptual. • El número limitado de casos a examinar. • La disponibilidad de herramientas, como flujos de carga AC, que proveen una información detallada y precisa descripción de la configuración del sistema. 	<ul style="list-style-type: none"> • No tiene en cuenta la probabilidad de ocurrencia de los casos considerados. • La sección de la lista de los casos restrictivos depende inevitablemente de la experiencia del planificador y/u operador. Por lo tanto, existe siempre un riesgo de omitir ciertos casos.

Fuente: ZAPATA, C. J. Confiabilidad en ingeniería. Pereira: Publiprint LTDA. 2011

1.2.6 Criterio probabilístico. Las metodologías mostradas a continuación están desarrolladas en base a variables estocásticas debido a la naturaleza aleatoria de

¹² ZAPATA, C. J, Confiabilidad en ingeniería, *op. cit.*,

¹³ ÁLVAREZ, M. C., WILSON, A., & COPPE, E. Análisis de herramientas para el estudio de la confiabilidad de un sistema eléctrico de potencia (Tesis de pregrado). Montevideo: Universidad de la República Oriental del Uruguay. 2002

los eventos en una red eléctrica, esta consideración implica un tiempo computacional considerable debido a la cantidad de experimentos necesarios para poder encontrar el valor aproximado de cada variable. A continuación, se muestran los modelos probabilísticos para el estudio de la confiabilidad en sistemas eléctricos en los cuales sus componentes son reparables, lo que permite usar los siguientes métodos.

1.2.6.1 Diagramas de red. El diagrama de red para un sistema indica cuales de las fallas de los componentes resultaran en una falla general del sistema dependiendo de sus combinaciones y del tipo de conexiones que mejor se ajusten al sistema, estas pueden ser de tipo serie o paralelo, este tipo de configuraciones no indica la conexión física de los elementos, por el contrario, esta hace referencia al ordenamiento lógico que permite al sistema operar¹⁴.

Las combinaciones básicas en los diagramas de redes con las que se hace posible modelar los sistemas obteniendo así configuraciones más complejas en las cuales se deben usar técnicas combinatorias para obtener el modelo matemático que represente el sistema bajo estudio considerando el funcionamiento del sistema desde el punto de vista de confiabilidad son mostradas en la Tabla 2.

Tabla 2. Modelos básicos para los diagramas de redes.

Sistema serie	Sistema paralelo
Para este tipo de sistema se tiene que la confiabilidad del sistema viene dada por la expresión: $R = P[A \cap B] = P[A]P[B] = R_A R_B$ donde R_A y R_B son confiabilidades individuales de los componentes.	En el sistema en paralelo la probabilidad de que el sistema falle viene dada por: $F = P[A \cap B] = P[A]P[B] = F_A F_B$ donde F_A y F_B son las probabilidades de falla de un componente.

¹⁴ ZAPATA, *op. cit.*,

Sistema serie	Sistema paralelo
$R_{sistema}(t) = \prod_{i=1}^n R_i(t) \text{ Ecu. (8)}$	$F_{sistema}(t) = \prod_{i=1}^n F_i(t) \text{ Ecu. (9)}$
$F_{sistema}(t) = 1 - \prod_{i=1}^n R_i(t) \text{ Ecu. (10)}$	$R_{sistema}(t) = 1 - \prod_{i=1}^n F_i(t) \text{ Ecu. (11)}$

Fuente: ZAPATA, C. J. Confiabilidad en ingeniería. Pereira: Publiprint LTDA 2011

1.2.6.2 Enumeración de estados. El método tiene como principio básico el modelado del comportamiento estocástico del sistema que se quiere analizar y, en consecuencia, su misión es la de proporcionar todos los estados $s = \{s_1, s_2, \dots, s_n\}$ los que dan lugar los fallos aleatorios de los equipos y componentes del sistema¹⁵.

$$NE_{(N-k)} = \frac{N!}{k!(N-k)!} \text{ Ecu. (12)}$$

Seleccionando un evento “s” en el nivel (N-k), la probabilidad de que dicho evento ocurra es:

$$P(s) = \prod_{i=1}^k U_i \prod_{i=k+1}^N A_i \text{ Ecu. (13)}$$

Donde los parámetros U_i y A_i corresponden a los valores de indisponibilidad (probabilidad de entrar en fallo) y disponibilidad (probabilidad de estar en situación de operación). Entonces, si se quiere hallar alguno de los índices de fiabilidad del sistema se debe conocer la función asociada a cada uno de los estados s del nivel N-k y multiplicarlo por la probabilidad de ocurrencia del evento.

$$E_{(N-k)} = \sum_{s \in (N-k)} P(s) F(s) \text{ Ecu. (14)}$$

¹⁵ MARTÍNEZ LACAÑINA, *op. cit.*,

La precisión de los índices de operación está ligada a la probabilidad de todos los estados que no son incluidos en el proceso de enumeración, esta probabilidad se denomina *probabilidad despreciada*. Para el cálculo de esta se debe determinar la *probabilidad acumulada* mediante la expresión¹⁶:

$$P(s)^{acu} = \sum_{N=0}^{N-l} \left(\sum_{s \in (N-k)} P(s) \right) \text{ Ecu. (15)}$$

Una vez calculada se procede a la determinación de la probabilidad despreciada:

$$P(s)_R = 1 - P(s)^{acu} \text{ Ecu. (16)}$$

1.2.6.3 Simulación de Montecarlo. La simulación de Montecarlo se basa principalmente en la selección de estados mediante la generación de números aleatorios para cada elemento del sistema eléctrico de potencia bajo estudio. Este número aleatorio comprendido entre los valores {0,1} permite discriminar los estados posibles (operación o falla) que se pueden presentar en el sistema. La expresión que define los estados posibles es:

$$s_i = \begin{cases} 1 & \leftrightarrow 0 \leq GU_i \leq U_i \\ 0 & \leftrightarrow U_i < GU_i \leq 1 \end{cases}$$

si el sistema está compuesto por “n” equipos el vector que representa el sistema es de la forma¹⁷:

$$s_i = \{s_1, s_2 + \dots s_N\}$$

¹⁶ Ibíd.

¹⁷ Ibíd.,

La simulación de Montecarlo aplicada a estudio de confiabilidad exige dos entradas de datos necesarios para realizar el cálculo de los índices de confiabilidad, estas entradas se muestran a continuación¹⁸.

- Topología: esta entrada hace uso de la técnica de diagramas de red para obtener la red representativa del sistema eléctrico.
- Parámetros de los componentes: el modelo ingresado hace referencia a componentes de tipo reparable en un periodo de tiempo dado igual para todos los elementos que componen el sistema.

En el Anexo A se encuentra la rutina desarrollada en Matlab que implementa la simulación de Montecarlo enfocada hacia la obtención de tasas de falla y tiempo promedio de reparación de los elementos.

1.3 PLANEAMIENTO DE LA OPERACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS.

El principal objetivo de la planificación de los sistemas eléctricos de potencia, es suministrar la energía eléctrica necesaria a las cargas de una forma económica como sea posible con un grado de seguridad aceptable, confiable y de calidad.

Las características de los modelos de planificación (lineales, no-lineales) dependen, por un lado, del tipo de sistema eléctrico que se esté intentando modelar, y por el otro, de la representación que se haga a cada uno de los elementos que lo conforman: sistemas de generación, transmisión y distribución de potencia. Las metodologías de planificación aplicables a ampliar generación, sistema de transmisión y distribución son diferentes básicamente por las restricciones de operación y red propias de cada sistema¹⁹.

¹⁸ ZAPATA. *op. cit.*,

¹⁹ BENITO, A. B. Universidad Técnica de Oruro. Enero de 2010 [en línea] disponible en: http://docentes.uto.edu.bo/ablancob/wp-content/uploads/operacion_economica.pdf

El horizonte operativo de un sistema eléctrico en un periodo de tiempo está cubierto por las etapas denominadas: largo plazo, mediano plazo, corto plazo y muy corto plazo. El horizonte de largo plazo es de cinco años, el mediano plazo de cinco semanas, corto plazo comprende las 24 horas y muy corto plazo está definido desde la hora que se tome la medida hasta el final del día. Para realizar el planeamiento operativo se efectúa una descomposición funcional y temporal²⁰. La primera de estas, considera el planeamiento operativo energético y el planeamiento operativo eléctrico:

- El planeamiento operativo energético consiste en la distribución de los recursos energéticos para la producción de energía eléctrica, por tal razón, este tipo de planeamiento se mezcla en parte con la descomposición temporal debido a que se hace necesario proyectar la capacidad que tiene el sistema para suplir la demanda en periodos acotados de tiempo.
- El planeamiento operativo eléctrico tiene como objetivo garantizar la operación integrada de los recursos de generación y transporte que sean capaces de suplir la demanda dada en un periodo de tiempo, a partir de esta concepción surge la necesidad de conocer los índices de confiabilidad asociados a este tipo de planeamiento para tener una aproximación del estado del sistema. Para lograr este acometido se emplean programas de flujo de cargas.

Los sistemas de potencia están expuestos a variaciones en su topología y en su operación lo que implica que estas dos características imponen un comportamiento dinámico, por ende, se deben seguir parámetros de operación que permitan el correcto funcionamiento del sistema, además de garantizar que los eventos producidos no afecten significativamente la vida útil de los componentes, por el contrario, se busca mantener los equipos bajo condiciones

²⁰ CREG. Comisión de Regulación de Energía y Gas. 13 de Julio de 1995 [en línea] disponible en: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/3a940408d14bf2e80525785a007a653b/\\$FILE/Cr025-95.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/3a940408d14bf2e80525785a007a653b/$FILE/Cr025-95.pdf)

óptimas de trabajo con el fin de mantenerlos en servicio el tiempo estipulado por los fabricantes. A continuación, se muestran algunos criterios generales para el planeamiento de la operación:

- Para el análisis de estado estacionario, el modelo de las cargas es de potencia activa y reactiva constante, reflejando condiciones de máxima, media y mínima demanda del sistema²¹.
- En estado estacionario las tensiones de las barras de 115 kV, 220 kV, 230kV no deben ser inferiores al 90% ni superiores al 110% 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.
- La cargabilidad de los transformadores se mide por su capacidad de corriente nominal, para tener en cuenta las variaciones de tensión de operación con respecto a la del equipo.
- En el largo y mediano plazo no se permiten sobrecargas permanentes.
- En corto y muy corto plazo se pueden fijar límites de sobrecargas dependiendo de la duración de las mismas sin sobrepasar la temperatura máxima permisible por el equipo.
- Para los transformadores el método para definir el porcentaje de sobrecarga se basa en el cálculo de la temperatura hora a hora del aceite y de los devanados en función de su carga horaria.
- La frecuencia objetivo del sistema es 60Hz y su rango de variación de operación está entre 59,80 y 60,20 Hz, excepto en estados de emergencia, fallas, déficit energético y periodos de restablecimiento.
- En lo posible, se busca operar todos los transformadores en su posición nominal.

²¹ Fernández Ramírez, C. (2014). Metodología de evaluación de confiabilidad para estudios de planeamiento del sistema de transmisión colombiano (Tesis de Maestría). Medellín: Universidad Nacional de Colombia recuperado de <http://www.bdigital.unal.edu.co/45925/1/10133605.2014.pdf>.

1.3.1 Estados de Operación. Se puede describir la operación del sistema en los llamados estados de operación del mismo. Los cuales se definen a continuación²²:

- **Estado normal** todos los equipos y las restricciones de operación están dentro de sus límites, incluyendo el hecho de que la generación es adecuada para suministrar la carga (total de la demanda), sin equipos sobrecargados. El margen de reserva se encuentra disponible en su totalidad.
- **Estado de alerta** se llega a este estado cuando hay una disminución del margen de reserva, provocado por la pérdida de cualquier equipo. Aquí no hay violación de algún límite o sobrecarga de algún equipo. En este estado el sistema tiene apenas suficiente margen de reserva para satisfacer las restricciones de seguridad.
- **Estado de emergencia** si el sistema entra en una condición en que la pérdida de un componente, resultara en una violación de voltaje de barra o sobrecarga de alguna línea o transformador, entonces el sistema está en estado de emergencia.

La pérdida del componente también puede disminuir el margen de reserva. En el estado de emergencia se requiere la intervención del operador debido a que las condiciones de operación de los equipos son violados.

El objetivo en este estado es remover las restricciones violadas sin cortar carga mediante acciones como el despacho de unidades generadoras o la puesta en funcionamiento de otras, lo que disminuirá el margen de reserva.

- **Estado de extrema emergencia** las restricciones de los límites de los equipos de operación han sido violadas y hay carga que no está siendo suministrada; es decir el margen de reserva es insuficiente para satisfacer la demanda o por la configuración del sistema no puede abastecerla.
- **Estado de restauración** el objetivo es la reposición ordenada, segura y rápida del sistema.

²² SALAO. *op. cit.*,

1.3.2 Procedimientos escritos para la operación de un sistema eléctrico.

Debido a la gran variedad de las tareas eléctricas potencialmente riesgosas se necesitan elaborar procedimientos operacionales generales, procedimientos operacionales para mantenimiento y procedimientos operacionales para trabajos específicos²³.

- **Procedimiento operacional general** cubre las tareas rutinarias tales como abrir puertas de cerramiento de los equipos eléctricos y la toma de lecturas de tensión, corriente y potencia entre otros.
- **Procedimiento operacional para mantenimiento** cubre las tareas de mantenimiento preventivo y correctivo programado donde se aislará de manera segura el equipo a ser intervenido para hacer las pruebas o reparaciones necesarias.
- **Procedimientos operacionales para trabajos específicos** se elaboran para trabajos en que se deben ejecutar tareas poco rutinarias o inesperadas.

1.3.3 Programa de Mantenimiento El mantenimiento desempeña una función importante en la disponibilidad de los sistemas eléctricos industriales, se tolera más fácilmente que un sistema entre frecuentemente en avería si es posible repararlo instantáneamente. Así, para un riesgo de avería dado existe un óptimo mantenimiento y piezas stock de recambio para garantizar el nivel de confiabilidad y/o disponibilidad requerida²⁴.

De los muchos factores que intervienen en la disponibilidad el mantenimiento preventivo a menudo recibe escaso énfasis en la etapa de diseño y operación del sistema cuando puede ser un factor clave en la alta disponibilidad de los equipos, se hacen grandes gastos de inversión para proporcionar la confiabilidad deseada;

²³ CONDE, B., & UTRERA, L. Elaboración de procedimientos escritos para la operación y mantenimiento de sistemas eléctricos de potencia. Caracas: IV Congreso Venezolano de Ingeniería Eléctrica. 2004

²⁴ SCHNEIDER ELECTRIC. 15 de Junio de 1999 [en línea] disponible en: <http://www.schneider-electric.com/es/ES/download/document/CT-144-Z002>

sin embargo, el no proporcionar el mantenimiento preventivo oportuno y de alta calidad conduce a un mal funcionamiento o un fallo del sistema o componente y evita el funcionamiento previsto²⁵.

El Subcomité de Confiabilidad del Comité de Sistemas de Energía Industrial y Comercial de IEEE publicó los resultados de una encuesta que incluyó el efecto de la calidad de mantenimiento en la confiabilidad del equipo eléctrico en plantas industriales. Curiosamente, la calidad del mantenimiento tuvo un efecto significativo en el porcentaje de todos los fallos atribuidos a "mantenimiento inadecuado".

1.3.4 Programa de mantenimiento preventivo Deben iniciarse procedimientos y prácticas para demostrar que el equipo eléctrico se mantiene limpio, seco, herméticamente cerrado y con un mínimo de fricción mediante inspección visual, ejercicios y pruebas. El mantenimiento preventivo eléctrico debe ser realizado sobre una base regular programada, según lo determine la experiencia de inspección y el análisis de cualquier falla que se produzca.

Un programa de mantenimiento preventivo ciertamente no eliminará todas las fallas, pero minimizará su ocurrencia. Algunos de los elementos clave en el establecimiento de un programa son los siguientes²⁶:

- Establecer una "biblioteca de servicio de equipos" que consta de boletines, manuales, esquemas, listas de piezas, informes de análisis de fallas, diagramas de una línea, diagramas de disposición, planos de ubicación / distribución de equipos, mapas por cable, etc. Los boletines y manuales son normalmente proporcionados por el fabricante del equipo.

²⁵ IEEE, Inc. IEEE std 493-2007 Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems. New York: IEEE, Inc. 2007

²⁶ *Ibíd.*

- Además de esta documentación, cada falla en el servicio debe ser investigada a fondo y la causa determinada y documentada. En general, se encontrará que un mantenimiento preventivo oportuno y adecuado podría haber evitado el fracaso. Si se puede corregir mediante mantenimiento preventivo, la acción correctiva debe incluirse en la lista de trabajo e incorporarse al programa maestro de mantenimiento preventivo. Si la falla fue causada por un componente débil, entonces todos los equipos idénticos deberían ser modificados tan pronto como sea posible. El "análisis de fallas" desempeña un papel importante en un programa de mantenimiento preventivo.
- El mantenimiento de un inventario de piezas de recambio crítico adecuado basado en las recomendaciones de los fabricantes y las tendencias de mantenimiento específicas del sitio es importante para limitar el tiempo de inactividad debido a la espera de entrega de piezas.

La configuración y las características del sistema de distribución deben ser tales que se permita el trabajo de mantenimiento sin interrupción de la carga o con una mínima pérdida de disponibilidad. A menudo, el mantenimiento preventivo del equipo no se realiza o se aplaza porque se requiere una interrupción de la carga para una carga crítica o para una porción del sistema de distribución. Esto puede requerir la instalación de equipos alternativos y circuitos para permitir el mantenimiento rutinario o de emergencia en un circuito, mientras que el otro suministra la carga crítica que no se puede apagar.

1.3.5 Estado de equipos Una consignación es el procedimiento mediante el cual se solicita, se estudia y se autoriza la intervención de un equipo, de una instalación o parte de ella del sistema eléctrico de potencia y/o del sistema de supervisión (en cualquier nivel de tensión)²⁷. Una vez definidas las consignas se

²⁷ OFICINA TÉCNICA DE OPERACIÓN GESTIÓN DE ENERGÍA EPSA. Manual de operación. Cali: EPSA. 2012

realizan los procedimientos operativos para cada tipo de consigna que se pueda presentar en el sistema.

- **Consignación de emergencia:** es el procedimiento mediante el cual se autoriza, previa declaración del responsable de trabajos, la realización del mantenimiento y/o desconexión de un equipo, de una instalación o de parte de ella, cuando el estado del mismo o de la misma ponga en peligro la seguridad de personas, de equipos o de instalaciones, no pudiéndose cumplir con el procedimiento de aplicación del mantenimiento respectivo.
- **Consigna operativa:** instrucción operativa escrita que se entrega al personal de los centros de control, necesaria para la operación segura y confiable del sistema eléctrico. Las consignas operativas se clasifican en permanentes o transitorias.
- **Consigna permanente:** se refiere a una consigna operativa que se debe cumplir de forma continua y permanente durante toda la actividad de supervisión y control del sistema.
- **Consigna transitoria:** se refiere a una consigna operativa que se debe cumplir durante un periodo de tiempo determinado y/o una condición operativa que tiene un límite en el tiempo.
- **Consignas bajo falla:** contienen la descripción de las maniobras y acciones a realizar en caso de presentarse alguna falla no destructiva en el sistema. La falla se pone en evidencia por la activación de una alarma, un disparo o la inadecuada operación de los equipos de maniobra y control. Las consignas bajo falla contienen una relación de situaciones de falla, con la enumeración de sus posibles causas y soluciones, además de la especificación de un procedimiento de revisión del circuito de control básico. Están diseñadas para mejorar la continuidad del suministro y, por tanto, disminuir el impacto de las contingencias de equipos en los índices de disponibilidad²⁸.

²⁸ Mora Flórez, J. j., & Carillo Caicedo, G. (2008). Reducción de la indisponibilidad durante fallas en subestaciones de transmisión de energía eléctrica. *Tecnura*, 77-83.

- **Consignación especial:** Cuando el equipo, instalación o línea consignada requiere ser operada durante el tiempo de consignación con el fin de realizar pruebas de chequeo. Estas se pueden efectuar bajo normas de seguridad muy específicas y a entera responsabilidad del jefe de trabajo²⁹.
Toda consignación debe estar acompañada del respectivo mensaje en el despliegue de la parte del sistema donde se está realizando el trabajo.
- **Equipo bajo consignación:** es una instalación que se encuentra fuera de servicio y que se ha retirado del aprovechamiento para someterla a revisión o mantenimiento. La instalación queda a cargo de un “Funcionario responsable de la consigna”, quien es la única persona autorizada para retornar al servicio, la instalación y equipos consignados.
- **Equipo disponible:** es una instalación que en cualquier momento puede ser conectada al sistema. Normalmente se hace esta referencia cuando la instalación se encuentra fuera de servicio.
- **Equipo indisponible:** es una instalación que se encuentra fuera de servicio, bajo consignación y que no puede ser conectada al sistema, debido a falla propia o ejecución de mantenimiento sobre ella.
- **Equipo en servicio:** es una instalación que se encuentra con tensión en sus dos extremos y en condiciones de transportar energía.
- **Equipo fuera de servicio:** es aquella instalación que se encuentra desconectada del sistema, ya sea por consigna de operación o de mantenimiento.
- **Equipo bajo tensión (en vacío):** instalación bajo tensión y que por su estado de conectividad o el de sus elementos aledaños no se encuentra transportando energía.

²⁹ELECTROHUILA. Electrohuila. 14 de Diciembre de 2016 [en línea] disponible en: <http://www.electrohuila.com.co/LinkClick.aspx?fileticket=2ITi1p2qjOQ%3d&tabid=54>

1.4 RED DE DISTRIBUCIÓN IEEE DE 13 BARRAS TOMADA COMO CASO DE ESTUDIO.

Para el desarrollo de los objetivos planteados en la concepción de este proyecto se toma como caso de estudio un sistema IEEE (Red de distribución de 13 barras) adecuando características que permiten simular condiciones de operación.

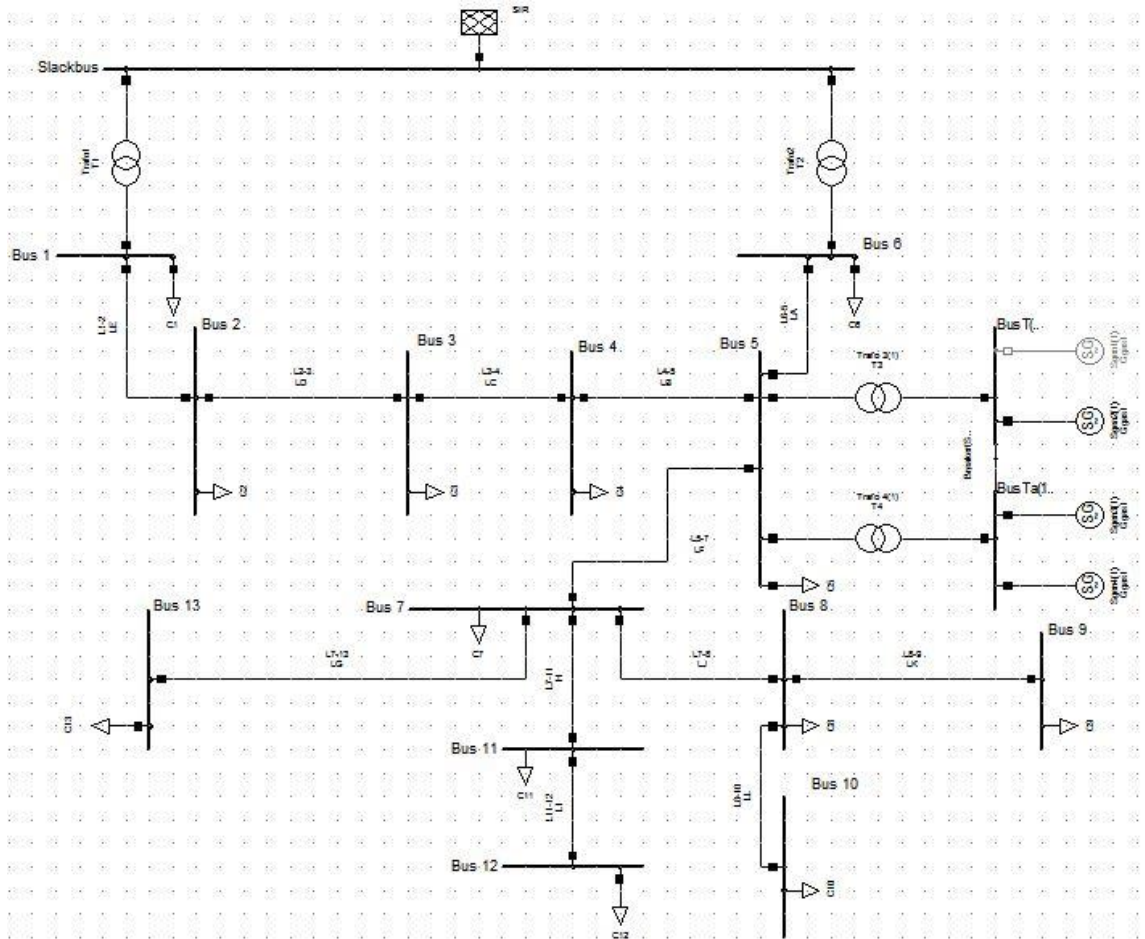
Generalmente los sistemas IEEE de 13 barras operan a un nivel de tensión de 4.16 [kV], debido a que los autores del documento del cual se obtuvo el modelo original del sistema no proporcionan la especificación del nivel de tensión sobre el que hicieron el análisis se asume entonces que este trabaja a nivel de tensión de 4.16[kV]. Para desarrollo del proyecto se realizan las siguientes adaptaciones a la red de distribución mencionada anteriormente:

- Conexión de la red a nivel de tensión de 34.5 [kV] en los transformadores 1 y 2.
- Adaptación de un centro de generación distribuida en la barra número 5.

Para acceder a la información completa sobre el documento de donde fue extraído el modelo de la red eléctrica de 13 barras puede ser consultada en el siguiente enlace: <http://dx.doi.org/10.4236/epe.2012.42013>.

1.4.1 Modificaciones en la red de distribución IEEE. El sistema eléctrico de la Figura 4 es una red de distribución industrial conectada al sistema interconectado nacional en la barra slack a un nivel de tensión de 34.5/13.2 [kV] y a una frecuencia de 60[Hz], posee conexión de generación distribuida en la barra 5 la cual es capaz de inyectar una potencia máxima de 14. 1 [MVA], esta conexión tiene como propósito mejorar la confiabilidad del sistema ante fallas. El análisis de confiabilidad y contingencias se realiza en el punto de demanda máxima del sistema dado que el estado a permite modelar las medidas a implementarse debido a que es el punto de operación donde más esfuerzos sufre la red eléctrica.

Figura 4. Red de distribución IEEE 13 barras.



Fuente: AREF, A., DAVOUDI, M., RAZAVI, F., & DAVOODI, M. Optimal DG Placement in Distribution Networks Using Intelligent Systems. Scientific Research, 92-98."sistema modificado" 2012

Los parámetros que modelan la red de distribución eléctrica industrial se muestran en la Tabla 3, adicionalmente se le incluye al sistema eléctrico industrial un centro de generación distribuida conectado en la barra 5 el cual consta de dos transformadores de 6 [MVA] y cuatro generadores AMG 0500DD04 con una potencia nominal de 3750 [kVA] por cada unidad. La recomendación del constructor para una temperatura de 40°C y una altitud entre 1500 y 2000 (msnm) el generador debe operar por debajo de su potencia nominal, este valor se obtiene de multiplicar la potencia nominal por un factor de detrimento mostrado en la Tabla

1 de la hoja de datos del generador, para las condiciones mencionadas de temperatura y altitud este factor toma un valor de 0.94 el cual impone que la máxima potencia sea de 3525 [kVA]. Los datos técnicos del generador se pueden encontrar en la página de ABB ingresando su referencia. El modelamiento de la impedancia de los transformadores está dado según lo especificado en la Tabla 2 de la NTC 819. Los niveles de tensión del sistema son 34.5 [kV], 13.2 [kV] y 480 [V], este último nivel de tensión se encuentra en la barra de conexión de los generadores, las cargas están concentradas en las barras conectadas a nivel de tensión de 13.2 [kV], en la Tabla 6 se muestran las magnitudes de potencia activa, potencia reactiva y el factor de potencia.

Tabla 3. Parámetros eléctricos del sistema.

<i>Elemento entre barras</i>	<i>Resistencia (ohm)</i>	<i>Reactancia (ohm)</i>	<i>Nivel de tensión (kV)</i>
1-2	0.176	0.138	13.2
2-3	0.176	0.138	13.2
3-4	0.045	0.0035	13.2
4-5	0.089	0.069	13.2
5-6	0.045	0.035	13.2
5-7	0.116	0.091	13.2
7-8	0.073	0.073	13.2
8-9	0.074	0.058	13.2
8-10	0.093	0.093	13.2
7-11	0.063	0.050	13.2
11-12	0.068	0.053	13.2
7-13	0.062	0.053	13.2

En la Tabla 4 se pueden apreciar los parámetros eléctricos de los transformadores dispuestos para el sistema eléctrico industrial tomando como referencia la NTC 819.

Tabla 4. Parámetros técnicos de los transformadores del sistema.

<i>Transformador</i>	<i>Potencia (kVA)</i>	<i>Io % de In</i>	<i>Po (W)</i>	<i>Pc (W)</i>	<i>Tensión de cortocircuito %</i>	<i>Nivel de tensión (kV)</i>
1	7500	0.8	9790	55100	7.15	34.5-13.2
2	7500	0.8	9790	55100	7.15	34.5-13.2
3	6000	0.8	8200	48200	7.15	13.2-0.48
4	6000	0.8	8200	48200	7.15	13.2-0.48

Fuente: NTC 819

El modelo de carga tomado para el análisis de confiabilidad, análisis de contingencias (N-1), contingencias (N-2) y generación de protocolos de operación es de tipo constante para periodo de tiempo evaluado. De esta forma se puede valorar el punto de mayor demanda de potencia eléctrica al que es sometido el sistema, debido a que cada uno de los componentes de la red de distribución eléctrica industrial posee límites térmicos de operación los cuales están comprendidos en tres categorías:

- **Carga normal:** este punto de operación del elemento obedece a la capacidad de transportar potencia hasta su capacidad nominal sin afectar la vida útil del elemento.
- **Sobrecarga a corto plazo:** es el punto de operación del elemento que permite que opere en un rango superior sobre su capacidad nominal, pero exige para mantener la vida útil que los periodos de sobrecarga no sean prolongados.
- **Sobrecarga a largo plazo:** en este estado el elemento opera en un rango superior a la capacidad nominal pero inferior al punto de sobrecarga a corto plazo lo que implica que la potencia que puede transportar este elemento en esta condición también está acotada en un periodo de tiempo para no afectar la vida útil.

Para el cálculo del tiempo de sobrecarga de un elemento se tiene como referencia la temperatura ambiente de 20 °C, un valor medio de temperatura de 65 °C y una

sobreelevación de la temperatura de 78 °C como lo indica la norma IEC-354³⁰, si este valor se supera es de esperarse que se reduzca la vida útil.

Tabla 5. Valores límite de sobrecarga para transformadores de distribución.

	Cíclica normal	Emergencia-Larga duración	Emergencia-Corta duración
Corriente (pu)	1.5	1.8	2
Punto caliente y partes en contacto con el aislante (°C)	140	150	Si la temperatura del punto caliente supera 140...160 (°C) puede resultar riesgoso
Aceite-Capa superior (°C)	105	115	

Fuente: CATEDRA Valores límite de sobrecarga para transformadores de distribución [en línea] disponible en: <http://catedra.ing.unlp.edu.ar/electrotecnia/sispot/Libros%202007/libros/cme/vol-05/1capit8/cm-08b.htm>

La Tabla 6 permite observar la distribución de la carga en las barras del sistema eléctrico, una consideración importante es la topología del sistema por efectos de regulación de tensión la cual es una condición que debe ser vigilada para evitar que los niveles de tensión salgan de los límites de operación aceptables.

Tabla 6. Potencia demandada por barra.

N° de barra	Potencia (kW)	Potencia (kVAR)	Factor de potencia	N° de barra	Potencia (kW)	Potencia (kVAR)	Factor de potencia
1	0	0	-	8	920	292	0,95
2	890	468	0,88	9	766	498	0,83
3	628	470	0,8	10	662	480	0,8
4	1112	764	0,82	11	690	186	0,96
5	636	378	0,85	12	1292	554	0,91

³⁰ UPME. Transformadores [en línea] disponible en: <http://www.si3ea.gov.co/Portals/0/Gie/Tecnologias/transformadores.pdf>

<i>N° de barra</i>	<i>Potencia (kW)</i>	<i>Potencia (kVAR)</i>	<i>Factor de potencia</i>	<i>N° de barra</i>	<i>Potencia (kW)</i>	<i>Potencia (kVAR)</i>	<i>Factor de potencia</i>
6	474	344	0,8	13	1124	480	0,91
7	1342	1078	0,77				

2. VALORACIÓN DE LA CONFIABILIDAD Y ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS PARA UN SISTEMA ELÉCTRICO INDUSTRIAL DE MEDIA TENSIÓN CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA.

En este capítulo se describe el proceso para la obtención de los índices que representan la operatividad del sistema eléctrico. Además, se crean consignas que permiten mantener la operación del mismo de una forma segura, confiable y estable.

Los datos mostrados en la Tabla 7 se obtuvieron mediante la implementación de la simulación de Montecarlo siguiendo el proceso descrito en el diagrama de flujo de la Figura 2 obteniendo índices probabilísticos de los elementos que componen el sistema.

Tabla 7. Índices de probabilidad de operación.

<i>Elemento entre barras</i>	<i>Tasa de fallas (λ)</i>	<i>Tiempo medio de reparación (τ)</i>	<i>Indisponibilidad del elemento (Horas/Año)</i>	<i>Disponibilidad del elemento (%)</i>
1-2	0,14	12,86	1,80	99,97
2-3	0,22	11,12	2,44	99,97
3-4	0,18	16,90	3,04	99,96
4-5	0,1	14,16	1,41	99,98
5-6	0,1	13,31	1,33	99,98
5-7	0,08	15,31	1,22	99,98
7-8	0,1	9,65	0,96	99,98
8-9	0,1	9,32	0,93	99,98
8-10	0,14	11,32	1,58	99,98
7-11	0,1	6,69	0,66	99,99
11-12	0,14	11,39	1,59	99,98
7-13	0,14	11,11	1,55	99,98

<i>Elemento entre barras</i>	<i>Tasa de fallas (λ)</i>	<i>Tiempo medio de reparación (r)</i>	<i>Indisponibilidad del elemento (Horas/Año)</i>	<i>Disponibilidad del elemento (%)</i>
SL-1	0,08	14,84	1,18	99,98
SL-6	0,12	14,06	1,68	99,98
5-T	0,2	10,35	2,07	99,97
5-T	0,12	15,38	1,84	99,97

Los índices de probabilidad de operación mostrados en la tabla 7 describen una aproximación del comportamiento real del sistema ante la probabilidad de falla y el tiempo empleado para la puesta en servicio del componente fallado.

El desarrollo del análisis de confiabilidad contemplado en el programa DIGSILENT Powerfactory exige dos entradas de datos necesarios para el modelamiento del sistema con el fin de poder ofrecer solución al realizar la entrega de los índices de confiabilidad que proveen una aproximación del comportamiento real del sistema. Los datos de las columnas 2 y 3 de la Tabla 7 y el modelo eléctrico del sistema mostrado en la Figura 4 son usados para suplir las dos entradas fundamentales exigidas por el programa para realizar los cálculos respectivos en su módulo de análisis de confiabilidad como lo indica el diagrama de flujo de la Figura 2.

2.1 ESTIMACIÓN DE LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO INDUSTRIAL CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA.

La estimación de la confiabilidad en un sistema eléctrico es medida por índices probabilísticos los que permiten hacer una aproximación del comportamiento real del sistema. A nivel internacional existen muchos indicadores de comportamiento para sistemas eléctricos los cuales varían entre países dependiendo la necesidad de medición.

Para el sistema eléctrico industrial de la Figura 4 se tienen en cuenta los siguientes índices con siglas en inglés:

- SAIFI: índice de frecuencia de interrupción media del sistema.
- SAIDI: índice de duración de interrupción media del sistema.
- CAIDI: índice de duración de la interrupción media del cliente.
- ENS: energía no suministrada.
- AENS: promedio de energía no suministrada.
- ASIFI: índice medio de frecuencia de interrupción del sistema.
- ASIDI: índice medio de duración de la interrupción del sistema.

Estos índices de confiabilidad ofrecen una buena representación de lo que ocurre en los nodos de carga del sistema.

Usando el módulo de confiabilidad de DigSILENT Powerfactory como está estipulado en la Figura 2 se obtuvieron los índices mostrados en la Figura 5 para los nodos de carga existentes. El análisis de confiabilidad inicia con la creación de estados de las cargas pulsando su módulo el cual despliega una ventana en el que se elige la opción de estados de carga el cual realiza los siguientes cálculos:

- Flujo de potencia inicial.
- Busca los picos de potencia anual para el año de estudio.
- Crea características de estados de las cargas para el año en estudio.
- Crea los posibles estados de las cargas.

Seguidamente de haber obtenido los estados de las cargas se ingresa al módulo de evaluación de confiabilidad el cual permite escoger el método de análisis, cargas balanceadas o desbalanceadas, el tipo de red y los elementos que se tienen en cuenta para hacer el análisis. Adicionalmente el módulo de evaluación de la confiabilidad cuenta con las siguientes pestañas que permiten parametrizar el análisis:

- **Datos de la carga:** esta opción permite establecer las variaciones de carga en el tiempo o mantener la carga constante en el periodo de análisis.
- **Restricciones:** permite establecer el nivel de sobrecarga de los elementos que componen el sistema de una forma global o individual.
- **Mantenimiento:** esta opción permite integrar al modelo de confiabilidad los planes de mantenimiento que se tengan dispuesto para el periodo de análisis del sistema.
- **FEA:** este módulo permite definir que protecciones actúan para despejar las fallas de forma secuencial o simultánea además permite dar prioridad a cargas críticas.

Figura 5. Resultado del análisis de confiabilidad sin integración de generación distribuida.

Reliability Assessment			
Method	Load flow analysis		
Network	Transmission		
Calculation time period	2106		
Consider Maintenance	No		
Fault Clearance Breakers	Use all circuit breakers		
Switching procedures	Sequential		
Time to open remote controlled switches	1,00 min.		
Automatic Contingency Definition			
Selection	Whole System		
Busbars / terminals	Yes	Common mode	No
Lines / cables	Yes	Independent second failures	No
Transformers	Yes	Double earth faults	No
		Protection/switching failures	No
Study Case: Study Case	Annex:	/ 1	
System Summary			
System Average Interruption Frequency Index	: SAIFI =	2,201525 1/Ca	
Customer Average Interruption Frequency Index	: CAIFI =	2,201525 1/Ca	
System Average Interruption Duration Index	: SAIDI =	8,197 h/Ca	
Customer Average Interruption Duration Index	: CAIDI =	3,723 h	
Average Service Availability Index	: ASAI =	0,9990642458	
Average Service Unavailability Index	: ASUI =	0,0009357542	
Energy Not Supplied	: ENS =	87,773 MWh/a	
Average Energy Not Supplied	: AENS =	6,752 MWh/Ca	
Average Customer Curtailment Index	: ACCI =	10,234 MWh/Ca	
Expected Interruption Cost	: EIC =	0,000 M\$/a	
Interrupted Energy Assessment Rate	: IEAR =	0,000 \$/kWh	
System energy shed	: SES =	37,331 MWh/a	
Average System Interruption Frequency Index	: ASIFI =	2,228858 1/a	
Average System Interruption Duration Index	: ASIDI =	8,330760 h/a	
Momentary Average Interruption Frequency Index	: MAIFI =	0,000000 1/Ca	

- SAIFI=2.201 1/Ca, este valor muestra que cada centro de carga experimenta anualmente en promedio 2.201 interrupciones, es decir un valor aproximado de dos fallas por año.

- SAIDI=8.197 h/Ca, en promedio cada nodo de carga experimenta 8.197 horas sin suministro de energía al año.
- CAIDI=3.723 h, el tiempo promedio requerido para la reanudación del flujo de potencia debido a la presencia de una falla generan un corte del suministro de energía de 3.723 horas.
- ENS=87.773 MWh/a, este indicador muestra la cantidad de energía que se deja de entregar en los nodos de carga en un periodo de tiempo.
- AENS=6.752 MWh/a, indica la cantidad promedio de energía que no se suministra por nodo de carga.
- ASIFI=2.228 1/a, este índice provee información sobre el promedio de falla del sistema en general para este caso en particular la estimación indica un valor de dos fallas por año.
- ASIDI=8.33 h/a, indica el tiempo promedio en el que el sistema no puede suplir de energía a los nodos de carga.

Teniendo en consideración que la generación distribuida permite aumentar la confiabilidad del sistema eléctrico debido a que la capacidad de generación se encuentra relativamente cerca de los centros de carga. Se procede a integrar la generación distribuida y observar la variación de los índices de confiabilidad con el ánimo de enseñar los beneficios que trae su integración conectando los generadores a la red de distribución eléctrica industrial en un punto de operación tal que sean capaces de inyectar una potencia de 1.6 [MW] y 1.2 [MVAR] respectivamente por unidad de generación.

Figura 6. Resultado del análisis de confiabilidad con un generador conectado a la red.

Reliability Assessment		Load flow analysis	
Method		Transmission	
Network		2106	
Calculation time period		No	
Consider Maintenance		Use all circuit breakers	
Fault Clearance Breakers		Sequential	
Switching procedures			
Time to open remote controlled switches	1,00 min.		
Automatic Contingency Definition			
Selection	Whole System		
Busbars / terminals	Yes	Common mode	No
Lines / cables	Yes	Independent second failures	No
Transformers	Yes	Double earth faults	No
		Protection/switching failures	No

Study Case: Study Case	Annex:	/ 1
------------------------	--------	-----

System Summary	
System Average Interruption Frequency Index	: SAIFI = 1,914014 1/Ca
Customer Average Interruption Frequency Index	: CAIFI = 1,914014 1/Ca
System Average Interruption Duration Index	: SAIDI = 6,800 h/Ca
Customer Average Interruption Duration Index	: CAIDI = 3,553 h
Average Service Availability Index	: ASAI = 0,9992237934
Average Service Unavailability Index	: ASUI = 0,0007762066
Energy Not Supplied	: ENS = 70,712 MWh/a
Average Energy Not Supplied	: AENS = 5,439 MWh/Ca
Average Customer Curtailment Index	: ACCI = 8,245 MWh/Ca
Expected Interruption Cost	: EIC = 0,000 M\$/a
Interrupted Energy Assessment Rate	: IEAR = 0,000 \$/kWh
System energy shed	: SES = 19,534 MWh/a
Average System Interruption Frequency Index	: ASIFI = 1,896137 1/a
Average System Interruption Duration Index	: ASIDI = 6,711493 h/a
Momentary Average Interruption Frequency Index	: MAIFI = 0,000000 1/Ca

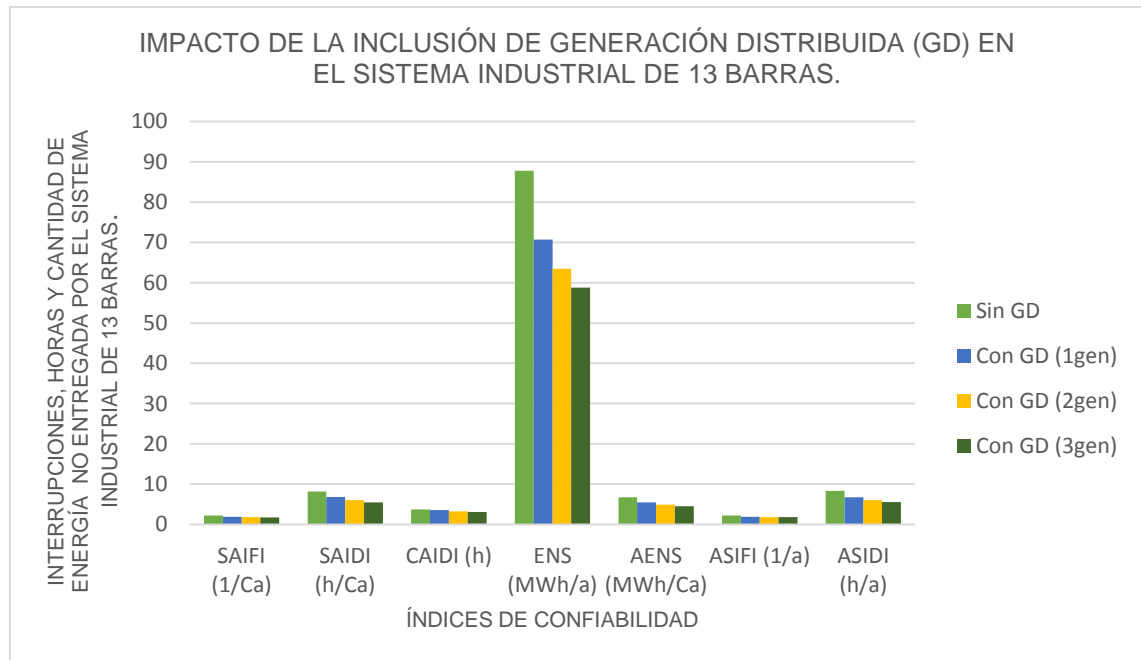
Tabla 8. Variación de los índices de confiabilidad al conectar generadores al sistema.

	SAIFI (1/Ca)	SAIDI (h/Ca)	CAIDI (h)	ENS (MWh/a)	AENS (MWh/Ca)	ASIFI (1/a)	ASIDI (h/a)
Sin GD	2.201	8.197	3.723	87.773	6.752	2.228	8.33
Con GD (1gen)	1.914	6.8	3.553	70.712	5.439	1.896	6.711
Con GD (2gen)	1.849	6.047	3.27	63.443	4.88	1.848	6.021
Con GD (3gen)	1754	5.457	3.111	58.818	4.524	1.788	5.582

Las magnitudes de los índices mostrados en la Tabla 8 enseñan que integrar generación distribuida a la red eléctrica industrial de la Figura 4 causa un efecto positivo en la confiabilidad del sistema. Se puede apreciar que la expectativa de

energía no suministrada ENS se mejora en 28.955 (MWh/a) al conectar los tres generadores al sistema.

Figura 7. Impacto de la inclusión de generación distribuida (GD) en el sistema industrial de 13 barras.



La importancia de cuantificar parámetros del sistema radica en la necesidad de continuidad del flujo de potencia en los puntos donde esta sea demandada, por ende, índices como el ENS y AENS permiten estimar las pérdidas económicas en los procesos productivos o en la prestación del servicio de energía eléctrica, esta información permite visualizar posibles acciones correctivas que permitan disminuir las magnitudes de estos índices los cuales idealmente deben tener una magnitud igual a cero lo que implica que el sistema es ideal y no presenta fallas en sus componentes.

Para mejorar la confiabilidad de un sistema existen dos formas básicas:

- **Calidad:** se refiere a la calidad de los materiales usados y a su fabricación, pruebas, calibración, transporte y puesta en servicio.

- **Redundancia:** se colocan elementos de respaldo, si un componente falla o sale su función es asumida por un componente de respaldo, existen dos tipos de redundancia:
 - **Activa:** el componente redundante está conectado en paralelo con el componente al cual da respaldo.
 - **Stand-by:** el componente redundante se conecta en el momento que el componente al que da respaldo falla o sale de operación.

La mejora de la confiabilidad con lleva a inversiones adicionales y cambios en el diseño que pueden afectar las prestaciones del componente o sistema³¹.

2.1.1 Cálculo de la eficiencia en términos de confiabilidad. La capacidad que tiene el sistema para realizar adecuadamente la función de entregar energía en los puntos dónde sea demandada determina la eficiencia en términos de confiabilidad que posee la instalación eléctrica en consideración. Para realizar este análisis se debe tener en cuenta la energía demandada por el sistema a lo largo de un periodo de tiempo que generalmente es un año, a partir del análisis de confiabilidad se obtiene la variable ENS la que indica el total de energía que se dejó de suministrar en los nodos de carga del sistema. Como los valores de las variables obtenidas en el análisis de confiabilidad son una aproximación del valor real debido a la aleatoriedad de los sucesos en términos de confiabilidad el valor obtenido de la eficiencia del sistema será a su vez una aproximación del valor real de la eficiencia.

Para realizar el cálculo de la eficiencia se contempló que la carga es constante en todos los nodos del sistema como lo indica la Tabla 6. A continuación, se realiza el cálculo respectivo de la eficiencia tomando en consideración la conexión y no conexión de los generadores al sistema como lo muestra la Tabla 8 extrayendo la variable ENS (Energía No Suministrada) dada en (MWh/a).

³¹ ZAPATA. *op. cit.*,

Energía demandada por el sistema: es la cantidad de energía que requiere el sistema en un periodo de un año y se obtiene de la siguiente forma:

$$\sum_{i=1}^n P_i * 8760 \frac{\text{horas}}{\text{año}} \text{ Ecu. (17)}$$

n = cantidad de nodos o barras del sistema.

i = número de nodo.

P_i = potencia activa demandada

A partir de los datos de la Tabla 6 se obtiene que la magnitud de la energía requerida por la carga conectada al sistema en el periodo de tiempo de un año es de 92295.32 ($\frac{MWh}{\text{año}}$). El cálculo de la eficiencia en términos de confiabilidad se calcula en base a los datos de la Tabla 8 de la siguiente forma:

$$\eta = * \frac{(ERS - ENS)}{ERS} * 100\%$$

ERS : energía requerida por el sistema en un año.

ENS : energía no suministrada en un año.

Cálculo de la eficiencia del sistema sin presencia de generación distribuida.

$$\eta = * \frac{(92295.32 - 87.773)}{92295.32} * 100\% = 99.904\%$$

Cálculo de la eficiencia del sistema con un generador conectado a la red.

$$\eta = * \frac{(92295.32 - 70.712)}{92295.32} * 100\% = 99.923\%$$

Cálculo de la eficiencia del sistema con dos generadores conectados a la red.

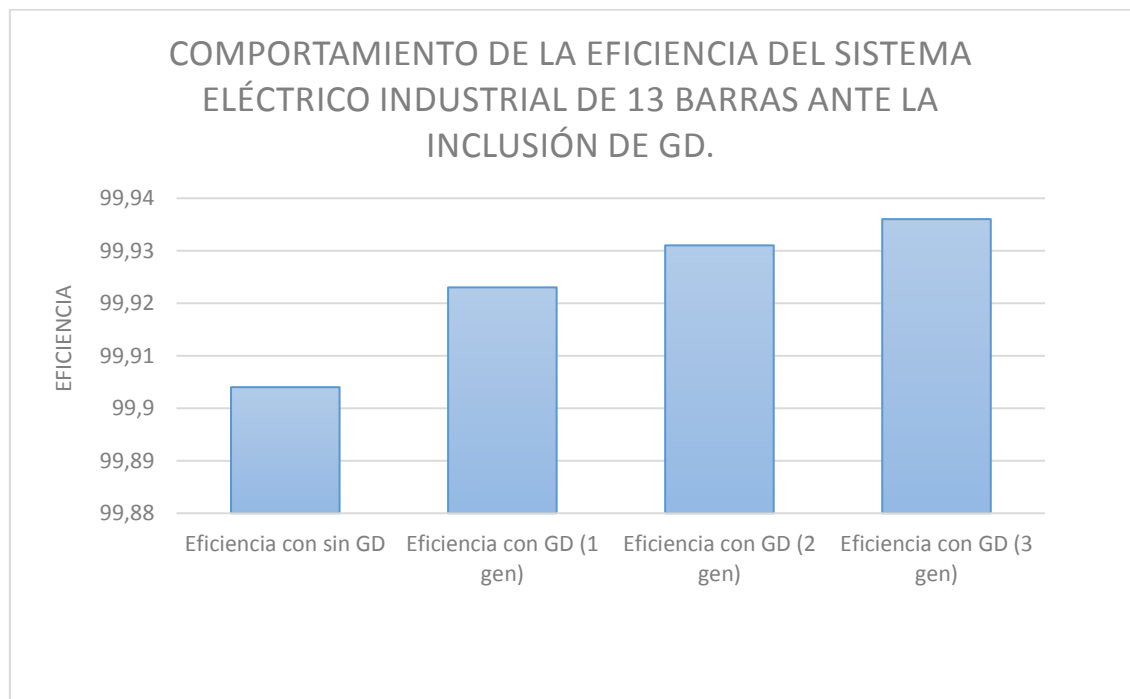
$$\eta = * \frac{(92295.32 - 63.443)}{92295.32} * 100\% = 99.931\%$$

Cálculo de la eficiencia del sistema con tres generadores conectados a la red.

$$\eta = * \frac{(92295.32 - 58.818)}{92295.32} * 100\% = 99.936\%$$

Se puede observar en la Figura 8 un incremento de la eficiencia en términos de confiabilidad cuando se conecta la generación distribuida, esto debido a que el sistema se vuelve más robusto permitiendo que el índice ENS disminuya su magnitud lo cual constituye una mejora en términos de confiabilidad.

Figura 8. Comportamiento de la eficiencia en términos de confiabilidad.



2.2 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS (N-1) Y (N-2) PARA EL SISTEMA INDUSTRIAL DE 13 BARRAS.

El análisis de contingencias permite visualizar el comportamiento del sistema ante salidas programadas y no programadas de los elementos que componen el sistema en cuestión, permitiendo así tener la opción de realizar cambios físicos y de operación que permiten mantener el sistema dentro de los límites de operatividad preestablecidos para que este tenga la capacidad de entregar energía a las cargas conectadas con un nivel adecuado de tensión y frecuencia. Para obtener los casos en los que por salida de operación de componentes causen variaciones en la tensión y sobrecargas por fuera de los límites establecidos se hace necesario realizar flujos de potencia para diferentes escenarios en los que se encuentra el sistema al salir uno o dos elementos a la vez de funcionamiento.

En esta sección se analiza el sistema eléctrico industrial de 13 barras ante la salida de la generación distribuida y operando con generación distribuida para determinar el impacto que genera en el sistema la salida de operación de uno o dos elementos en simultáneo.

2.2.1 Punto de operación referente para el sistema eléctrico industrial. Para el análisis del sistema eléctrico industrial se toma como primera medida la adecuación de la generación distribuida para mantener la tensión en barra en 1 en pu y verificar que los componentes del sistema no se sobrecarguen para evitar el deterioro. A continuación, se muestran los parámetros de los elementos que mantienen el sistema operando con una tensión en todas sus barras de 1 en pu para lograr este acometido los generadores a gas AMG 0500DD04 se encuentran y entregando 2 [MW] y 2.3 [MVAR] respectivamente para garantizar los valores mostrados en la Tablas 9 y 10.

Tabla 9. Estado de la tensión en las barras del sistema.

Barra	Tensión de operación [kV]	Tensión de operación en pu	Desviación	Ángulo
1	13.2	1	0	-1.2
2	13.2	1	0	-1.3
3	13.2	1	0	-1.3
4	13.2	1	0	-1.3
5	13.2	1	0	-1.3
6	13.2	1	0	-1.3
7	13.2	1	0	-1.3
8	13.2	1	0	-1.3
9	13.2	1	0	-1.3
10	13.2	1	0	-1.3
11	13.2	1	0	-1.3
12	13.2	1	0	-1.3
13	13.2	1	0	-1.3
<i>Bus T</i>	0.499	1.04	-0.04	0.4
<i>Slack bus</i>	34.5	1	0	0

Tabla 10. Cargabilidad de los elementos del sistema.

Elemento entre barras	Cargabilidad [%]	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva en [MVAR]
1-2	36.2	2.2	-0.2
2-3	24.2	1.3	-0.7
3-4	21.8	0.7	-1.1
4-5	31.5	0.4	1.9
5-6	31.4	1.9	-0.5
5-7	98.4	6.8	3.6
7-8	43.1	2.3	1.3
8-9	14.8	0.8	0.5
8-10	13.2	0.7	0.5
7-11	34.2	2	0.7
11-12	22.7	1.3	0.6
7-13	19.7	1.1	0.5

Elemento entre barras	Cargabilidad [%]	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva en [MVAR]
SL-1	29.9	2.2	-0.1
SL-2	31.4	2.4	-0.1
Trafo 3	73.2	3	3.5
Trafo 4	73.2	3	3.5

El estado de operación propuesto muestra la capacidad que tiene el sistema para mantenerse en un punto de operación donde el nivel de tensión se puede mantener en 1 en pu en todas las barras del sistema bajo las condiciones de generación mostradas. A partir de este estado del sistema que corresponde a una operación estable y que a su vez cumple a cabalidad con las exigencias de tensión en los barrajes se inicia el análisis de contingencias (N-1) y (N-2) del sistema el cual pretende mostrar configuraciones y control en la generación distribuida que permitan llevar las tensiones en los barrajes lo más cercano al 1 en pu cumpliendo a su vez con los límites de cargabilidad de los elementos.

El impacto sobre el sistema de las posibles contingencias se divide en los siguientes grupos:

- **Máxima cargabilidad:** contempla a todos los elementos que se ven expuestos a soportar un flujo de potencia mayor al de su capacidad nominal, en este grupo están presentes las líneas y los transformadores.
- **Máximas tensiones:** este conjunto presenta las barras que sufren variación de tensión por encima del 1.05 en pu de su tensión nominal.
- **Mínimas tensiones:** conjunto compuesto por los barrajes que presentan una variación de tensión por debajo del 0.95 en pu de su tensión nominal.

Cada uno de estos grupos representa salidas de elementos que causan alteraciones en el sistema los que conllevan a que sean clasificados en los conjuntos mencionados anteriormente. Cabe resaltar que hay la posibilidad que

ocurran intersecciones entre los conjuntos debido a que los parámetros que son tensión y cargabilidad interactúan entre sí dando lugar a estados del sistema bajo condiciones dadas.

2.2.2 Ordenamiento de las contingencias (N-1) y (N-2) por severidad. El ordenamiento de las contingencias está basado en el criterio de flujo de cargas por líneas y transformadores el cual está ligado a la variación de las tensiones nodales en los centros de carga de la red eléctrica industrial. El ordenamiento de las contingencias es creado por el programa DlgSILENT Powerfactory en el módulo de análisis de contingencias.

Tabla 11. Ordenamiento de las contingencias tipo (N-1) y (n-2) basado en el criterio de flujo de cargas.

Tip o	Componente	Carga continua (%)	Carga a corto plazo (%)	Cargabilidad del caso base (%)	Número de contingencia	Nombre de la contingencia	Porcentaje de sobrecarga
N-1	Trafo 3	141.3	141.3	73.2	19	Trafo 4	41.3
N-1	Trafo 4	141.3	141.3	73.2	18	Trafo 3	41.3
N-1	L5-7	100.1	100.1	98.4	5	L4-5	0.1
N-2	Trafo 3	141.8	141.8	73.2	164	Trafo2- Trafo4	41.8
N-2	Trafo 4	141.8	141.8	73.2	163	Trafo2- Trafo3	41.8
N-2	L4-5	123.2	123.2	31.5	85	L6-5-L5-7	23.2
N-2	L6-5	121.9	121.9	31.4	68	L5-7-L4-5	21.9
N-2	L1-2	102.9	102.9	36.2	160	Trafo2- Sgen2	2.9
N-2	L3-4	101.3	101.3	21.8	85	L6-5-L5-7	1.3
N-2	L5-7	100.1	100.1	98.4	4	L1-2-L4-5	0.1

A partir de la Tabla 11 se procede a realizar el análisis de contingencias de tipo (N-1) y (N-2) para generar consignas de operación que mantengan el sistema en el punto de operación referente mostrado en las Tablas 9 y 10. El análisis de

contingencias para los eventos 19, 164 y 85 se desarrolla a continuación, los eventos restantes se encuentran resueltos en el anexo 1.

En el anexo 2 del documento se encuentran las consignas de operación de las protecciones de los transformadores.

2.2.2.1 Contingencia N° 19 (salida de operación del transformador 4). A partir del punto de operación referente del sistema la contingencia N° 19 representa un evento de tipo (N-1) el cual impone las condiciones de tensión y cargabilidad mostradas en la Tabla 12.

Tabla 12. Estado del sistema sometido a la contingencia N° 19.

<i>Barra</i>	<i>Tensión de operación [kV]</i>	<i>Ángulo</i>	<i>Elemento entre barras</i>	<i>Cargabilidad [%]</i>
1	13.2	-1.2	1-2	36.2
2	13.2	-1.3	2-3	23.4
3	13.2	-1.3	3-4	19.7
4	13.2	-1.3	4-5	28.9
5	13.2	-1.3	5-6	30.8
6	13.2	-1.3	5-7	98.3
7	13.1	-1.3	7-8	43
8	13.1	-1.3	8-9	14.7
9	13.1	-1.3	8-10	13.2
10	13.1	-1.3	7-11	34.1
11	13.1	-1.3	11-12	22.7
12	13.1	-1.3	7-13	19.7
13	13.1	-1.3	SL-1	29.9
<i>Bus T</i>	0.518	2	SL-2	31.4
<i>Slack bus</i>	34.5	0	Trafo 3	141.3
			Trafo 4	0

El análisis de contingencias para este evento muestra una sobrecarga del transformador 3 del 41.3%, la alternativa de operación planteada en la Tabla 13 permite que los niveles de tensión en las barras del sistema no se vean drásticamente afectados.

Tabla 13. Consigna de operación bajo falla del transformador 4.

	Titulo Salida no programada de transformador # 4	Código de la consigna bajo falla FT3-001 Página
--	--	--

- Las unidades de generación 2, 3 y 4 deben llevarse al punto de operación de 1[MW] y 1.8 [MVAR] para mantener los parámetros de cargabilidad y tensión en los valores mostrados en la Tabla 14.
- La unidad de generación 1 debe mantenerse como reserva y no estar conectada a la red.
- No es necesario el deslastre parcial de carga.

Elaboró:	Revisó:	Aprobó:
Fecha:	Fecha:	Fecha

Aplicando la consigna de operación FT3-001 se obtiene el resultado mostrado en la Tabla 14, el cual indica que el sistema opera de forma estable ya que se encuentra dentro de los límites de operación. Esta consigna se debe aplicar en un periodo de tiempo corto con el fin de salvaguardar el equipo.

Tabla 14. Estado del sistema posterior a la aplicación de la consigna FT3-001.

<i>Barra</i>	<i>Tensión de operación [kV]</i>	<i>Ángulo</i>	<i>Elemento entre barras</i>	<i>Cargabilidad [%]</i>
1	13.1	-2	1-2	59.3
2	13.1	-2	2-3	44.7
3	13.1	-2	3-4	35.7
4	13.1	-2	4-5	26.9

Barra	Tensión de operación [kV]	Ángulo	Elemento entre barras	Cargabilidad [%]
5	13.1	-2	5-6	54.1
6	13.1	-2	5-7	97.6
7	13.1	-2.1	7-8	42.7
8	13	-2.1	8-9	14.6
9	13	-2.1	8-10	13.1
10	13	-2.1	7-11	33.9
11	13	-2.1	11-12	22.5
12	13	-2.1	7-13	19.6
13	13	-2.1	SL-1	49.1
<i>Bus T</i>	0.504	-0.5	SL-2	51.4
<i>Slack bus</i>	34.5	0	Trafo 3	97.7
			Trafo 4	0

El procedimiento a seguir para reestablecer el funcionamiento de los equipos está contemplado en la consigna RT4.

Tabla 15. Consigna para puesta en operación del transformador 4.

	Título Reconexión post falla del transformador 4.	Código de la consigna bajo falla RT4 Página
<ul style="list-style-type: none"> • Aplicar consigna PO-001 para trabajo en el transformador 4. • Dependiendo de la protección(es) accionadas aplicar: RBZ-A1, T-A1, RSC-A1, RSF-A1, PD-A1. • Definir el tipo del evento: <ol style="list-style-type: none"> 1. Grave: aplicar NTC 1358 para determinar el estado del transformador. 2. Leve: despejar falla y reconectar • Llevar los generadores 2, 3 y 4 a punto de operación de 2[MW] y 2.3 [MVAR] y mantener el generador 1 desconectado de la red y como reserva para mantener el sistema como se muestra en las Tablas 9 y 10. 		
Elaboró:	Revisó:	Aprobó:
Fecha:	Fecha:	Fecha

2.2.2.2 Contingencia N° 164 (salida de operación de los transformadores 2 y 4). Teniendo como referencia el estado de operación mostrado en las Tablas 9 y 10 en las que las unidades de generación tienen definido un punto de operación el cual es referencia para el sistema se obtiene al realizar el análisis de contingencias para el evento en el que ocurre la salida de los transformadores 2 y 4 de forma simultánea el nuevo estado de tensiones en las barras y la cargabilidad de los elementos, estos valores son enseñados en la Tabla 16.

Tabla 16. Estado del sistema sometido a la contingencia N° 164.

Barra	Tensión de operación [kV]	Ángulo	Elemento entre barras	Cargabilidad [%]
1	13.1	-2.5	1-2	73.1
2	13.1	-2.5	2-3	59.5
3	13.1	-2.6	3-4	51.4
4	13.1	-2.6	4-5	42.2
5	13.1	-2.6	5-6	9.4
6	13.1	-2.6	5-7	97.9
7	13.1	-2.6	7-8	42.9
8	13.1	-2.6	8-9	14.7
9	13.1	-2.6	8-10	13.1
10	13.1	-2.6	7-11	34
11	13.1	-2.6	11-12	22.6
12	13.1	-2.6	7-13	19.6
13	13.1	-2.6	SL-1	60.3
<i>Bus T</i>	0.51	0.7	SL-2	0
<i>Slack bus</i>	34.5	0	Trafo 3	141.8
			Trafo 4	0

Los resultados mostrados en la Tabla 16 muestran un estado de sobrecarga del 41.8 % en el transformador 3 esto causado por la salida de operación de los transformadores 2 y 4. Para evitar que en el transformador 3 actúe la protección térmica y la protección contra sobrecorriente las que conllevan a una salida del

transformador 3 se debe realizar la siguiente maniobra estipulada en la consigna de operación FT (2,4)-001.

Tabla 17. Consigna de operación bajo falla de los transformadores 2 y 4.

	Título Salida no programada de transformador # 2 y 4	Código de la consigna bajo falla FT (2,4)-001 Página
--	---	---

- Las unidades de generación 2, 3 y 4 deben llevarse al punto de operación de 1.1 [MW] y 1.8 [MVar] para mantener los parámetros de cargabilidad y tensión en los valores mostrados en la Tabla 18.
- La unidad de generación 1 debe mantenerse como reserva y no estar conectada a la red.
- No es necesario el deslastre parcial de carga.

Elaboró:	Revisó:	Aprobó:
Fecha:	Fecha:	Fecha

Aplicar la consigna de operación FT (2,4)-001 conlleva a la reacción del sistema mostrada en la Tabla 18 donde sus valores se encuentran dentro de los límites de operatividad del sistema.

Tabla 18. Estado del sistema posterior a la aplicación de la consigna FT (2,4)-001.

Barra	Tensión de operación [kV]	Ángulo	Elemento entre barras	Cargabilidad [%]
1	12.97	-3.75	1-2	113.9
2	12.95	-3.82	2-3	99.2
3	12.92	-3.88	3-4	89
4	12.92	-3.88	4-5	72.6
5	12.91	-3.92	5-6	9.3
6	12.91	-3.92	5-7	96.4
7	12.89	-3.93	7-8	42.2

Barra	Tensión de operación [kV]	Ángulo	Elemento entre barras	Cargabilidad [%]
8	12.89	-3.94	8-9	14.4
9	12.89	-3.94	8-10	12.9
10	12.89	-3.94	7-11	33.5
11	12.89	-3.94	11-12	22.2
12	12.89	-3.94	7-13	19.3
13	12.89	-3.94	SL-1	94
<i>Bus T</i>	0.5	0.7	SL-2	0
<i>Slack bus</i>	34.5	0	Trafo 3	101.1
			Trafo 4	0

El procedimiento a seguir para reestablecer el funcionamiento de los equipos está contemplado en la consigna RT (2,4).

Tabla 19. Consigna para puesta en operación de los transformadores 2 y 4.

	Titulo Reconexión post falla FT (2,4)	Código de la consigna bajo falla RT (2,4) Página
--	---	---

- Aplicar consigna PO-001 para trabajo en el transformador 2.
- Dependiendo de la protección(es) accionadas aplicar: RBZ-A1, T-A1, RSC-A1, RSF-A1, PD-A1.
- Definir el tipo del evento:
 3. Grave: aplicar NTC 1358 para determinar el estado del transformador.
 4. Leve: despejar falla y reconectar
- Llevar a punto de operación de consigna FT3-001.
- Aplicar consigna PO-001 para trabajo en el transformador 4.
- Dependiendo de la protección(es) accionadas aplicar: RBZ-A1, T-A1, RSC-A1, RSF-A1, PD-A1.
- Definir el tipo del evento:
 5. Grave: aplicar NTC 1358 para determinar el estado del transformador.
 6. Leve: despejar falla y reconectar

- Llevar los generadores 2, 3 y 4 a punto de operación de 2[MW] y 2.3 [MVAR] y mantener el generador 1 desconectado de la red y como reserva para mantener el sistema como se muestra en las Tablas 9 y 10.

Elaboró:	Revisó:	Aprobó:
Fecha:	Fecha:	Fecha

2.2.2.3 Contingencia N° 85 (salida de las líneas L5-7 y L6-5). La salida de las líneas L5-7 y L6-5 es un evento grave ya que conlleva a la salida del 63.33% del total de la carga conectada al sistema. Dado que estadísticamente estas líneas tienen un tiempo medio de reparación de 15.31 horas para la línea L5-7 y de 13.31 horas para la línea L6-5 es imperativo realizar las labores de reconexión de la línea 5-7 la cual es la causante de la pérdida de carga mencionada. En la Tabla 20 se muestra el estado del sistema dado el evento descrito. A su vez para este estado el sistema está inyectando a la red externa una potencia de 3.89 [MVA] lo cual se traduce en pérdidas económicas si no se tiene un medidor bidireccional.

Tabla 20. Estado del sistema sometido a la contingencia N° 85.

<i>Barra</i>	<i>Tensión de operación [kV]</i>	<i>Ángulo</i>	<i>Elemento entre barras</i>	<i>Cargabilidad [%]</i>
1	13.72	1.01	1-2	73.8
2	13.74	0.98	2-3	88.6
3	13.76	0.96	3-4	101.3
4	13.76	0.94	4-5	123.2
5	13.78	0.93	5-6	0
6	13.15	-0.24	5-7	0
7	0	0	7-8	0
8	0	0	8-9	0
9	0	0	8-10	0
10	0	0	7-11	0
11	0	0	11-12	0
12	0	0	7-13	0
13	0	0	SL-1	60.7

Barra	Tensión de operación [kV]	Ángulo	Elemento entre barras	Cargabilidad [%]
<i>Bus T</i>	0.52	2.49	SL-2	8.4
<i>Slack bus</i>	34.5	0	Trafo 3	70.3
			Trafo 4	70.3

Para afrontar la situación causada por la contingencia N° 85 se aplica la consigna de operación FL (6-5,5-7) mostrada en la Tabla 21.

Tabla 21. Consigna de operación bajo falla de las líneas L6-5 y L5-7.

	Titulo Salida no programada de las líneas L6-5, L5-7	Código de la consigna bajo falla FL (6-5, 5-7) Página

- Las unidades de generación 2, 3 y 4 deben llevarse al punto de operación de 1.1 [MW] y 0.8 [MVAR] para mantener los parámetros de cargabilidad y tensión en los valores mostrados en la Tabla 22.
- La unidad de generación 1 debe mantenerse como reserva y no estar conectada a la red.
- No es necesario el deslastre parcial de carga.

Elaboró:	Revisó:	Aprobó:
Fecha:	Fecha:	Fecha

Aplicada la consigna de operación FL (6-5, 5-7) el sistema eléctrico industrial de 13 barras queda operando como se muestra en la Tabla 22.

Tabla 22. Estado del sistema posterior a la consigna FL (6-5, 5-7).

Barra	Tensión de operación [kV]	Ángulo	Elemento entre barras	Cargabilidad [%]
1	13.21	-0.01	1-2	2
2	13.21	-0.01	2-3	17.3
3	13.22	-0.01	3-4	30

Barra	Tensión de operación [kV]	Ángulo	Elemento entre barras	Cargabilidad [%]
4	13.22	-0.01	4-5	51.9
5	13.22	-0.01	5-6	0
6	13.15	-0.24	5-7	0
7	0	0	7-8	0
8	0	0	8-9	0
9	0	0	8-10	0
10	0	0	7-11	0
11	0	0	11-12	0
12	0	0	7-13	0
13	0	0	SL-1	1.6
<i>Bus T</i>	0.49	0.99	SL-2	8.4
<i>Slack bus</i>	34.5	0	Trafo 3	33.4
			Trafo 4	33.4

El procedimiento a seguir para reestablecer el funcionamiento de los equipos está contemplado en la consigna RL (6-5, 5-7).

Tabla 23. Consigna de puesta en operación de las líneas L6-5, L5-7.

	<p style="text-align: center;">Titulo Reconexión de las líneas L6-5, L5-7</p>	<p>Código de la consigna bajo falla RL (6-5, 5-7) Página</p>
--	--	---

- Ejecutar lo establecido en la consigna PO-001.
- Revisar las protecciones contra cortocircuito de la línea L5-7.
 1. Realizar cambio de las protecciones afectadas.
- Revisar el estado físico de la línea para descartar fallas en tramos intermedios.
- Despejar la falla.
- Reconectar la línea L5-7.
- Llevar los generadores 2, 3 y 4 al punto de operación de 2 [MW] y 2.3 [MVAR].
- Mantener la unidad de generación 1 desconectada de la red.

- Ejecutar lo establecido en la consigna PO-001.
- Revisar las protecciones contra cortocircuito de la línea L6-5.
 2. Realizar cambio de las protecciones afectadas.
- Revisar el estado físico de la línea para descartar fallas en tramos intermedios.
- Despejar la falla.
- Reconectar la línea L6-5.

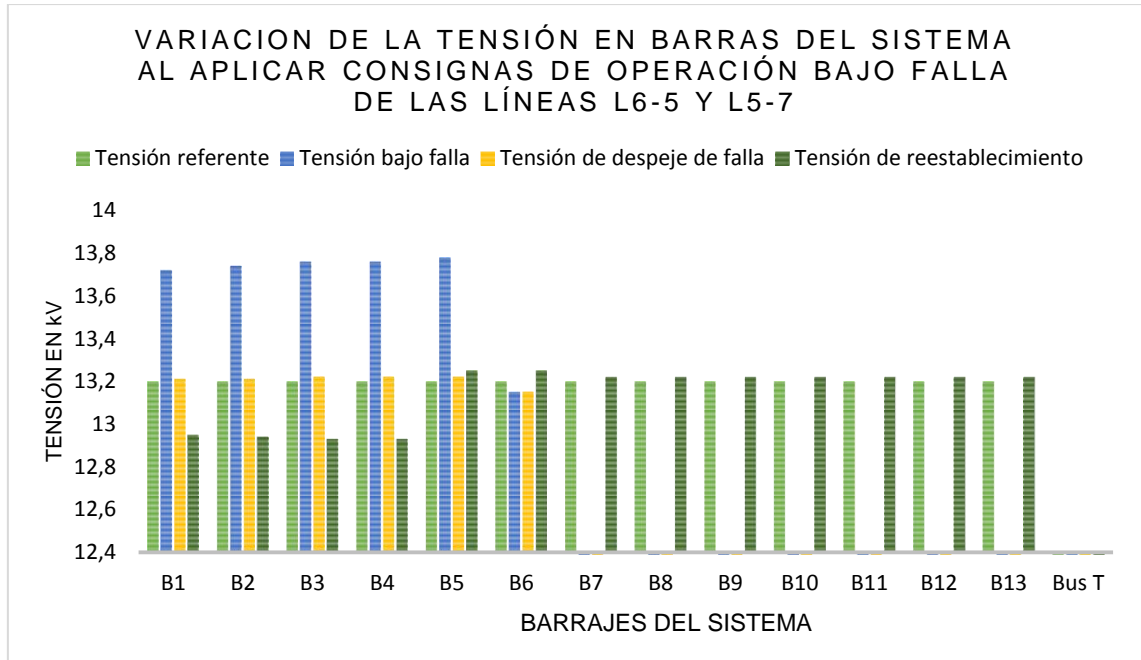
Elaboró:	Revisó:	Aprobó:
Fecha:	Fecha:	Fecha

Las variaciones en el perfil de tensión de las barras se pueden apreciar en la Figura 9 la cual muestra el efecto positivo de las consignas de operación sobre el sistema.

Tabla 24. Estado del sistema al aplicar la consigna RL (6-5, 5-7).

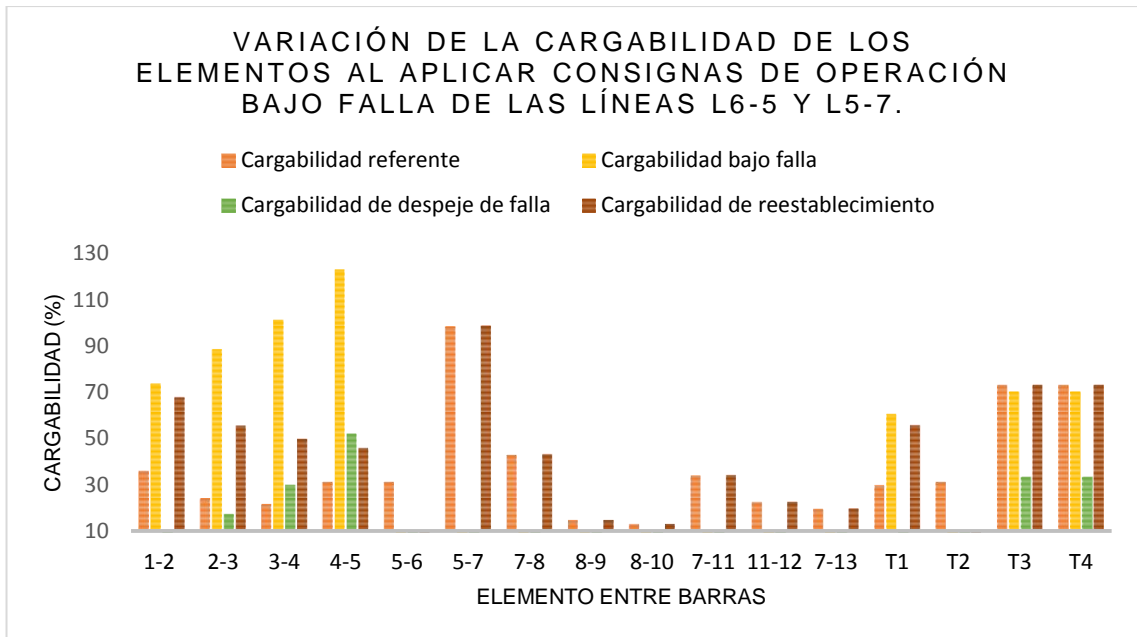
Barra	Tensión de operación [kV]	Ángulo	Elemento entre barras	Cargabilidad [%]
1	13.22	-2.28	1-2	67.7
2	13.21	-2.34	2-3	55.6
3	13.2	-2.39	3-4	49.8
4	13.2	-2.4	4-5	45.9
5	13.2	-2.42	5-6	0
6	13.15	-0.24	5-7	98.6
7	13.18	-2.44	7-8	43.2
8	13.17	-2.45	8-9	14.8
9	13.17	-2.45	8-10	13.2
10	13.17	-2.45	7-11	34.2
11	13.18	-2.44	11-12	22.7
12	13.17	-2.45	7-13	19.8
13	13.18	-2.44	SL-1	55.7
<i>Bus T</i>	0.5	-0.72	SL-2	8.4
<i>Slack bus</i>	34.5	0	Trafo 3	73.1
			Trafo 4	73.1

Figura 9. Perfil de tensiones en las barras del sistema.



La Figura 10 muestra como la salida de operación de las líneas L5-7 y L6-5 ocasionan un traumatismo fuerte en el transporte y entrega final de energía en los puntos donde esta es requerida, por tal razón este es uno de los eventos más desfavorables que se pueden presentar durante la operación del sistema eléctrico en cuestión.

Figura 10. Perfil de cargabilidad en los elementos del sistema.



3. PLAN DE OPERACIÓN ANTE FALLAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO INDUSTRIAL DE 13 BARRAS CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA.

En esta sección se procede a realizar los diferentes planes de operación a ejecutar por el operador de turno, el ingeniero encargado y el personal de mantenimiento en el momento que ocurra una falla, para lograr que el sistema opere en estado normal sin que suceda una sobrecarga de transformadores y salidas imprevistas de la carga.

Se detallan aquí los planes de operación a realizar para los eventos 19, 164 y 85 reportados en la tabla 11 de la sección 2.2.2, los planes restantes para los eventos faltantes se encuentran en el anexo 3.

Antes de realizar cualquier procedimiento se debe tener en cuenta lo estipulado en el RETIE artículo 7. Comunicaciones para coordinación de trabajos eléctricos:

“Cada maniobra o trabajo que se realice en una línea, red o equipo energizado, susceptible de energizarse debe coordinarse con la(s) persona(s) que tenga control sobre su energización.

El trabajador que reciba un mensaje oral concerniente a maniobras de conexión o desconexión de líneas o equipos, debe repetirlo de inmediato al remitente y obtener la aprobación del mismo. El trabajador autorizado que envíe un mensaje oral, debe asegurarse de la identidad de su interlocutor.

Toda empresa de servicios públicos debe tener un sistema de comunicaciones con protocolos aprobados que garanticen la mayor seguridad y confiabilidad. En el

caso de que la empresa no posea un sistema de comunicaciones seguro para la ejecución de maniobras por radio, debe adoptar el Código Q³².

3.1 PROCEDIMIENTO N°1 FALLA EN EL TRANSFORMADOR 4.

Cuando se detecte una salida no programada del transformador 4, el operador de turno informará de inmediato y en forma breve al centro de control y este a su vez al ingeniero responsable manifestando que se procede a revisar el transformador 4 que se encuentra en estado indisponible. En este caso no esperar confirmación de recibo de la información.

En el centro de control inmediatamente se recibe el aviso, se procede con la consigna bajo falla **FT3-001**, para lograr que el sistema se mantenga dentro de los límites de operación sin que se sobrecargue el transformador 3.

El operador de turno de mantenimiento establece el nombre de los relés de protección que actuaron, toma nota de la hora, niveles de tensión y niveles de corriente por fase y neutro que accionaron las protecciones, procede a revisar el estado de todos los equipos de protección del transformador con las consignas de restablecimiento **PO-001**, **RBZ-A1**, **T-A1**, **RSC-A1**, **RSF-A1** y **PD-A1** registrando esta información en las planillas destinadas para tal fin y bitácora.

El operador del centro de control realiza el reset de alarmas en el tablero de control o en el sistema Scada, informa los relés que operaron y las corrientes de falla.

³² ENERGÍA, M. D. Minminas 14 de 11 de 2016. [en línea] disponible en: <https://www.minminas.gov.co/documents/10180/1179442/Anexo+General+del+RETIE+vigente+actualizado+a+2015-1.pdf/57874c58-e61e-4104-8b8c-b64dbabedb13>., p.39

Verificar si otros relés de protección del sistema actuaron y constatar cualquier señalización en el tablero de control. En caso de estar comprometidos otros equipos del sistema y simultáneamente se presentan variaciones de tensión no se realiza la reconexión del transformador e informar al centro de control para que entregue en consignación el equipo a la persona encargada.

Si no se dieron condiciones como las descritas en el párrafo anterior ni hubo reportes de daños en el sistema, realizar un intento de reconexión del transformador desde el sistema Scada o por medio del operador de acuerdo al caso, se informa al centro de control el resultado de la maniobra (reconexión exitosa o rechazo).

Si la reconexión del transformador es exitosa, queda normalizado el sistema eléctrico industrial luego se llevan los generadores al punto de operación definido de 2 [MW] y 2.3 [MVA_r] para llevar los parámetros del sistema a su operación normal.

Si la reconexión del transformador resulta fallida, nuevamente se toma nota de los relés de protección que operaron, nivel de tensión, (corrientes de falla de fase y neutro), hora y registrar esta información en las planillas destinadas para tal fin y bitácora.

No se realizan más reconexiones y dependiendo de la hora, se procede a entregar en consignación el equipo de la siguiente manera:

Si se debe revisar el equipo, se entrega en consignación a la persona responsable de la revisión, inicialmente vía radio, de no ser posible se deberá hacer por cualquier otro medio de comunicación disponible, manifestándole claramente que se deben tener en cuenta las reglas de oro (de acuerdo al RETIE), para labores en electricidad.

Toda acción de la revisión debe ser consignada en las planillas destinadas para tal fin y en la bitácora, registrando el móvil que está haciendo la labor, los puntos de revisión, que anomalía encuentran y que acción ejecutan para despejar la anomalía antes de solicitar reconexión; si se encontró el daño, especificar de qué se trata y el sitio exacto.

Una vez detectada y corregida la falla sobre el equipo, el responsable de la revisión devuelve el equipo consignado, al centro de control; informando sobre el tipo de daño y condiciones en las que queda el equipo.

3.2 PROCEDIMIENTO N°2 FALLA EN LOS TRANSFORMADORES 2 Y 4.

Cuando se detecte una salida no programada de los transformadores 2 y 4, el operador de turno informará de inmediato y en forma breve al centro de control y este a su vez al ingeniero responsable manifestando que se procede a revisar los transformadores 2 y 4 que se encuentran en estado indisponible. En este caso no esperar confirmación de recibo de la información.

En el centro de control inmediatamente se recibe el aviso, se procede con la consigna bajo falla **FT (2,4)-001**, para lograr que el sistema se mantenga dentro de los límites de operación sin que se sobrecargue el transformador 3.

El operador de turno de mantenimiento establece el nombre de los relés de protección que actuaron, toma nota de la hora, niveles de tensión y niveles de corriente por fase y neutro que accionaron las protecciones, procede a revisar el estado de todos los equipos de protección del transformador 2 aplicando las consignas de restablecimiento **PO-001, RBZ-A1, T-A1, RSC-A1, RSF-A1 y PD-A1** registrando esta información en las planillas destinadas para tal fin y bitácora.

El operador del centro de control realiza el reset de alarmas del transformador 2 en el tablero de control o en el sistema Scada, informa los relés que operaron y las corrientes de falla.

Una vez revisado el estado del transformador 2, se procede a revisar el estado de todos los equipos de protección del transformador 4 aplicando las consignas de restablecimiento **PO-001, RBZ-A1, T-A1, RSC-A1, RSF-A1 y PD-A1** registrando esta información en las planillas destinadas para tal fin y bitácora.

El operador del centro de control realiza el reset de alarmas del transformador 4 en el tablero de control o en el sistema Scada, informa los relés que operaron y las corrientes de falla.

Verificar si otros relés de protección del sistema actuaron y constatar cualquier señalización en el tablero de control. En caso de estar comprometidos otros equipos del sistema y simultáneamente se presentan variaciones de tensión no se realiza la reconexión de los transformadores 2 y 4 e informar al centro de control para que entregue en consignación el equipo a la persona encargada.

Si no se dieron condiciones como las descritas en el párrafo anterior ni hubo reportes de daños en el sistema, realizar un intento de reconexión de los transformadores aplicando la consigna **RT (2,4)** desde el sistema Scada o por medio del operador de acuerdo al caso, se informa al centro de control el resultado de la maniobra (reconexión exitosa o rechazo).

Si la reconexión de transformador 2 es exitosa, se procede a realizar la reconexión del transformador 4. Si la reconexión de los dos transformadores es exitosa queda normalizado el sistema eléctrico industrial.

Si la reconexión del transformador 2 resulta fallida, nuevamente se toma nota de los relés de protección que operaron, nivel de tensión, (corrientes de falla de fase y neutro), hora y registrar esta información en las planillas destinadas para tal fin y bitácora.

No se realizan más reconexiones y dependiendo de la hora, se procede a entregar en consignación el equipo de la siguiente manera:

Si se debe revisar el equipo, se entrega en consignación a la persona responsable de la revisión, inicialmente vía radio, de no ser posible se deberá hacer por cualquier otro medio de comunicación disponible, manifestándole claramente que se deben tener en cuenta las reglas de oro (de acuerdo al RETIE), para labores en electricidad.

Toda acción de la revisión debe ser consignada en las planillas destinadas para tal fin y en la bitácora, registrando el móvil que está haciendo la labor, los puntos de revisión, que anomalía encuentran y que acción ejecutan para despejar la anomalía antes de solicitar reconexión; si se encontró el daño, especificar de qué se trata y el sitio exacto.

Una vez detectada y corregida la falla sobre el equipo, el responsable de la revisión devuelve el equipo consignado, al centro de control; informando sobre el tipo de daño y condiciones en las que queda el equipo.

Si la reconexión del transformador 4 resulta fallida, nuevamente se toma nota de los relés de protección que operaron, nivel de tensión, (corrientes de falla de fase y neutro), hora, registrar esta información en las planillas destinadas para tal fin y bitácora y se procede a realizar el procedimiento No 1 falla en el transformador número 4.

3.3 PROCEDIMIENTO N°3 FALLA EN LAS LÍNEAS L5-7 Y L6-5.

Cuando se detecte una salida no programada de las líneas L 5-7 y L 6-5, el operador de turno informará de inmediato y en forma breve al centro de control y este a su vez al ingeniero responsable manifestando que se procede a revisar las líneas L 5-7 y L 6-5 que se encuentran en estado indisponible. En este caso no esperar confirmación de recibo de la información.

En el centro de control inmediatamente se recibe el aviso, se procede con la consigna bajo falla **FL (6-5, 5-7)-001**, para evitar la salida del 63.33% de la carga. El operador de turno de mantenimiento establece el nombre de los relés de protección que actuaron, el estado de los fusibles, nivel de tensión, (corrientes de falla de fase y neutro), inspecciona los interruptores que se abrieron por protecciones, toma nota de la hora y procede a revisar el estado de todos los equipos de protección de la línea L 5-7 aplicando la consigna de restablecimiento **PO-001** registrando esta información en las planillas destinadas para tal fin y bitácora.

El operador del centro de control realiza el reset de alarmas de la línea L 5-7 en el tablero de control o en el sistema Scada, informa los relés que operaron y las corrientes de falla.

Una vez revisado el estado de la línea L 5-7, se procede a revisar el estado de todos los equipos de protección de la línea L 6-5, se establece el nombre de los relés de protección que actuaron, el estado de los fusibles, toma nota de la hora, niveles de tensión y niveles de corriente por fase y neutro que accionaron las protecciones, aplicando la consigna de restablecimiento **PO-001** registrando esta información en las planillas destinadas para tal fin y bitácora.

El operador del centro de control realiza el reset de alarmas de la línea L 6-5 en el tablero de control o en el sistema Scada, informa los relés que operaron y las corrientes de falla.

Verificar si otros relés de protección del sistema actuaron y constatar cualquier señalización en el tablero de control. En caso de estar comprometidos otros equipos del sistema y simultáneamente se presentan variaciones de tensión no se realiza la reconexión de las líneas L 5-7 y L 6-5 e informar al centro de control para que entregue en consignación el equipo a la persona encargada.

Si no se dieron condiciones como las descritas en el párrafo anterior ni hubo reportes de daños en el sistema, realizar un intento de reconexión de las líneas aplicando la consigna **RL (6-5, 5-7)** desde el sistema Scada o por medio del operador de acuerdo al caso, se informa al centro de control el resultado de la maniobra (reconexión exitosa o rechazo).

Si la reconexión de la línea L 5-7 es exitosa, se procede a realizar la reconexión de la línea L 6-5. Si la reconexión de las dos líneas es exitosa queda normalizado el sistema eléctrico industrial.

Si la reconexión de la línea 5-7 resulta fallida, nuevamente se toma nota de los relés de protección que operaron, el estado de los fusibles, nivel de tensión, (corrientes de falla de fase y neutro), hora y registrar esta información en las planillas destinadas para tal fin y bitácora.

No se realizan más reconexiones y dependiendo de la hora, se procede a entregar en consignación el equipo de la siguiente manera:

Si se debe revisar el equipo, se entrega en consignación a la persona responsable de la revisión, inicialmente vía radio, de no ser posible se deberá hacer por

cualquier otro medio de comunicación disponible, manifestándole claramente que se deben tener en cuenta las reglas de oro (de acuerdo al RETIE), para labores en electricidad.

Toda acción de la revisión debe ser consignada en las planillas destinadas para tal fin y en la bitácora, registrando el móvil que está haciendo la labor, los puntos de revisión, que anomalía encuentran y que acción ejecutan para despejar la anomalía antes de solicitar reconexión; si se encontró el daño, especificar de qué se trata y el sitio exacto.

Una vez detectada y corregida la falla sobre el equipo, el responsable de la revisión devuelve el equipo consignado, al centro de control; informando sobre el tipo de daño y condiciones en las que queda el equipo.

Si la reconexión de la línea L 6-5 resulta fallida, nuevamente se toma nota de los relés de protección que operaron, el estado de los fusibles, nivel de tensión, (corrientes de falla de fase y neutro), hora y registrar esta información en las planillas destinadas para tal fin y bitácora.

No se realizan más reconexiones y dependiendo de la hora, se procede a entregar en consignación el equipo de la siguiente manera:

Si se debe revisar el equipo, se entrega en consignación a la persona responsable de la revisión, inicialmente vía radio, de no ser posible se deberá hacer por cualquier otro medio de comunicación disponible, manifestándole claramente que se deben tener en cuenta las reglas de oro (de acuerdo al RETIE), para labores en electricidad.

Toda acción de la revisión debe ser consignada en las planillas destinadas para tal fin y en la bitácora, registrando el móvil que está haciendo la labor, los puntos de

revisión, que anomalía encuentran y que acción ejecutan para despejar la anomalía antes de solicitar reconexión; si se encontró el daño, especificar de qué se trata y el sitio exacto.

Una vez detectada y corregida la falla sobre el equipo, el responsable de la revisión devuelve el equipo consignado, al centro de control; informando sobre el tipo de daño y condiciones en las que queda el equipo.

4. CONCLUSIONES.

Se revisaron los métodos aplicables a la planeación de la operación de sistemas eléctricos industriales, se escogieron los métodos de simulación de Montecarlo, índices de confiabilidad y análisis de contingencias debido a que se adaptan a las características del caso de estudio.

Tomando como base los métodos de simulación de Montecarlo, índices de confiabilidad y análisis de contingencias se obtuvieron los planes de operación del sistema eléctrico industrial estudiado, para satisfacer la demanda considerando las diferentes contingencias que se pueden presentar a través de las consignas planteadas.

El análisis de confiabilidad se realizó con la adaptación de la simulación de Montecarlo que proporciona los índices probabilísticos de los elementos del sistema, los cuales permitieron obtener la distribución de probabilidad de falla y el tiempo de reparación de cada uno de los elementos permitiendo así modelar el sistema de manera más acertada en el programa DlgSILENT Powerfactory.

Con los análisis que se realizaron en este trabajo se evidencia que la operación normal del sistema se da cuando se presentan los escenarios de carga constante, variación del $\pm 10\%$ en las tensiones de las barras y los transformadores operan sin sobrecargarse.

Las simulaciones permitieron observar que al realizar la integración de generación distribuida a un sistema eléctrico mejora la capacidad que este tiene para entregar energía donde esta sea requerida, esto queda en manifiesto debido a que los

índices de confiabilidad usados para obtener el comportamiento del sistema, muestran variaciones positivas que indican un mejor comportamiento.

Se establecieron los estados de contingencia (n-1) y (n-2) más representativos que afectan la confiabilidad del sistema. Por medio del listado creado por el módulo de análisis de contingencias del programa DIgSILENT Powerfactory.

Se formularon planes de operación que permiten responder de manera adecuada ante las posibles contingencias que se pueden presentar, evitando así que el sistema entre en estado de emergencia y afecte la operación normal del sistema eléctrico industrial.

BIBLIOGRAFÍA

ALVAREZ, M. C., WILSON, A., & COPPES, E. Análisis de herramientas para el estudio de la confiabilidad de un sistema eléctrico de potencia (Tesis de pregrado). Montevideo: Universidad de la República Oriental del Uruguay. 2002

BENITO, A. B. Universidad Técnica de Oruro. Enero de 2010. [en línea] disponible en: http://docentes.uto.edu.bo/ablancob/wp-content/uploads/operacion_economica.pdf

BILLINTON, R., & ALLAN, R. Reliability Evaluation of Power Systems. New York & London: Plenum Press. 1996

BILLINTON, R., & ALLAN, R. N. Power-system reliability in perspective. Electronics and Power, 231-236. 1984

CONDE, B., & UTRERA, L. Elaboración de procedimientos escritos para la operación y mantenimiento de sistemas eléctricos de potencia. Caracas: IV Congreso Venezolano de Ingeniería Eléctrica. 2004

CREG. Comisión de Regulación de Energía y Gas. 13 de Julio de 1995. [en línea] disponible en: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/3a940408d14bf2e80525785a007a653b/\\$FILE/Cr025-95.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/3a940408d14bf2e80525785a007a653b/$FILE/Cr025-95.pdf)

ELECTROHUILA. Electrohuila. 14 de Diciembre de 2016 . [en línea] disponible en: <http://www.electrohuila.com.co/LinkClick.aspx?fileticket=2ITi1p2qjOQ%3d&tabid=5>

ENERGÍA, M. D. minminas. 14 de 11 de 2016 . [en línea] disponible en: <https://www.minminas.gov.co/documents/10180/1179442/Anexo+General+del+RE+TIE+vigente+actualizado+a+2015-1.pdf/57874c58-e61e-4104-8b8c-b64dbabedb13>

ESCOBAR, A. Universidad Tecnológica de Pereira. 28 de 10 de 2016. [en línea] disponible en: <http://www.utp.edu.co/~aescobar/contingencias.pdf>

FERNÁNDEZ RAMÍREZ, C. Metodología de evaluación de confiabilidad para estudios de planeamiento del sistema de transmisión colombiano (Tesis de Maestría). Medellín: Universidad Nacional de Colombia 2014. [en línea] disponible en: <http://www.bdigital.unal.edu.co/45925/1/10133605.2014.pdf>.

IEEE, INC. IEEE std 493-2007 Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems. New York: IEEE, Inc. 2007

MARTÍNEZ LACAÑINA, P. J. Mejoras en el cálculo de índices de fiabilidad en redes malladas de distribución de energía eléctrica. (Tesis Doctoral). Sevilla: Universidad de Sevilla 2013. [en línea] disponible en: <http://fondosdigitales.us.es/tesis/tesis/2190/mejoras-en-el-calculo-de-indices-de-fiabilidad-en-redes-malladas-de-distribucion-de-energia-electrica/>.

MORA FLÓREZ, J. J., & CARILLO CAICEDO, G. Reducción de la indisponibilidad durante fallas en subestaciones de transmisión de energía eléctrica. Tecnura, 77-83. 2008

OFICINA TÉCNICA DE OPERACIÓN GESTIÓN DE ENERGÍA EPSA. Manual de operación. Cali: EPSA. 2012

SALAO PAREDES, R. E., MASACHE MASACHE, J. F., & MERA GENCÓN, C. Repositorio de ESPOL. 16 de Agosto de 2016. [en línea] disponible en: <https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/498/1/917.pdf>

SCHNEIDER ELECTRIC. Schneider Electric 15 de Junio de 1999. [en línea] disponible en: <http://www.schneider-electric.com/es/ES/download/document/CT-144-Z002>

ZAPATA, C. J. Confiabilidad de sistemas eléctricos de potencia. Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira. 2011

ZAPATA, C. J. Confiabilidad en ingeniería. Pereira: Publiprint LTDA. 2011

ANEXOS

ANEXO A. Simulación de Montecarlo aplicada a tasa de falla y tiempo promedio de reparación.

El código diseñado para la obtención de las tasas de falla y el tiempo promedio de reparación de los elementos que componen el sistema mediante la implementación de la simulación de Montecarlo en el programa Matlab se muestra a continuación.

SIMULACIÓN DE MONTECARLO PARA EL CÁLCULO DE TASAS DE FALLA Y REPARACIÓN

```
clc
clear all

T=5; %Periodo de toma de datos (Años)
n=10;%Número de iteraciones
a=1;
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
cf1=0;cf5=0;cf9=0;cf13=0;
cf2=0;cf6=0;cf10=0;cf14=0;
cf3=0;cf7=0;cf11=0;cf15=0;
cf4=0;cf8=0;cf12=0;cf16=0;
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

for i=1:n
```

```

t=0.01; %Tiempo inicial para toma de datos
while (t<T)
    k=[rand rand rand rand rand rand rand rand rand rand rand rand rand rand rand
rand];%Generación de números con distribución uniforme
    [f,x]=min(k);%Indicador de elemento en falla
    if (f<0.5)%Indica que elemento fallo
        %%%%%%%%%%%%%%%
        if (x==1)
            cf1=cf1+1;
            TTR1(cf1)=rand;%Vector de tiempos aleatorios de arreglo(TTR)
        end

        if (x==2)
            cf2=cf2+1;
            TTR2(cf2)=rand;%Vector de tiempos aleatorios de arreglo(TTR)
        end

        if (x==3)
            cf3=cf3+1;
            TTR3(cf3)=rand;%Vector de tiempos aleatorios de arreglo(TTR)
        end

        if (x==4)
            cf4=cf4+1;
            TTR4(cf4)=rand;%Vector de tiempos aleatorios de arreglo(TTR)
        end

        if (x==5)
            cf5=cf5+1;

```

```
TTR5(cf5)=rand;%Vector de tiempos aleatorios de arreglo(TTR)
end
```

```
if (x==6)
    cf6=cf6+1;
    TTR6(cf6)=rand;%Vector de tiempos aleatorios de arreglo(TTR)
end
```

```
if (x==7)
    cf7=cf7+1;
    TTR7(cf7)=rand;%Vector de tiempos aleatorios de arreglo(TTR)
end
```

```
if (x==8)
    cf8=cf8+1;
    TTR8(cf8)=rand;%Vector de tiempos aleatorios de arreglo(TTR)
end
```

```
if (x==9)
    cf9=cf9+1;
    TTR9(cf9)=rand;%Vector de tiempos aleatorios de arreglo(TTR)
end
```

```
if (x==10)
    cf10=cf10+1;
    TTR10(cf10)=rand;%Vector de tiempos aleatorios de arreglo(TTR)
end
```

```
if (x==11)
    cf11=cf11+1;
```

```
TTR11(cf11)=rand;%Vector de tiempos aleatorios de arreglo(TTR)
end
```

```
if (x==12)
    cf12=cf12+1;
    TTR12(cf12)=rand;%Vector de tiempos aleatorios de arreglo(TTR)
end
```

```
if (x==13)
    cf13=cf13+1;
    TTR13(cf13)=rand;%Vector de tiempos aleatorios de arreglo(TTR)
end
```

```
if (x==14)
    cf14=cf14+1;
    TTR14(cf14)=rand;%Vector de tiempos aleatorios de arreglo(TTR)
end
```

```
if (x==15)
    cf15=cf15+1;
    TTR15(cf15)=rand;%Vector de tiempos aleatorios de arreglo(TTR)
end
```

```
if (x==16)
    cf16=cf16+1;
    TTR16(cf16)=rand;%Vector de tiempos aleatorios de arreglo(TTR)
end
```

```
%%%%%%%%%
```

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
end

t=t+rand;
end

end

%VALORES ESTIMADOS PARA POSIBLES FALLAS
%Elemento 1
CF1=cf1/n;
lam1=CF1/(a*T);%Tasa de fallas [fallas/año];
w1=0;
for i=1:cf1
    w1=w1+TTR1(i);
end
ttr1=24*w1/cf1;%Tiempo promedio de reparación [Horas/Reparación].
U1=lam1*ttr1;%Indisponibilidad del elemento [Horas/Año].
A1=(1-U1/8760)*100;%Disponibilidad del elemento [%].

%Elemento 2
CF2=cf2/n;
lam2=CF2/(a*T);%Tasa de fallas [fallas/año];
w2=0;
for i=1:cf2
    w2=w2+TTR2(i);
end
ttr2=24*w2/cf2;%Tiempo promedio de reparación [Horas/Reparación].
U2=lam2*ttr2;%Indisponibilidad del elemento [Horas/Año].
A2=(1-U2/8760)*100;%Disponibilidad del elemento [%].

```

```

%Elemento 3
CF3=cf3/n;
lam3=CF3/(a*T);%Tasa de fallas [fallas/año];
w3=0;
for i=1:cf3
    w3=w3+TTR3(i);
end
ttr3=24*w3/cf3;%Tiempo promedio de reparación [Horas/Reparación].
U3=lam3*ttr3;%Indisponibilidad del elemento [Horas/Año].
A3=(1-U3/8760)*100;%Disponibilidad del elemento [%].

```

```

%Elemento 4
CF4=cf4/n;
lam4=CF4/(a*T);%Tasa de fallas [fallas/año];
w4=0;
for i=1:cf4
    w4=w4+TTR4(i);
end
ttr4=24*w4/cf4;%Tiempo promedio de reparación [Horas/Reparación].
U4=lam4*ttr4;%Indisponibilidad del elemento [Horas/Año].
A4=(1-U4/8760)*100;%Disponibilidad del elemento [%].

```

```

%Elemento 5
CF5=cf5/n;
lam5=CF5/(a*T);%Tasa de fallas [fallas/año];
w5=0;
for i=1:cf5
    w5=w5+TTR5(i);

```

```

end
ttr5=24*w5/cf5;%Tiempo promedio de reparación [Horas/Reparación].
U5=lam5*ttr5;%Indisponibilidad del elemento [Horas/Año].
A5=(1-U5/8760)*100;%Disponibilidad del elemento [%].

```

```

%Elemento 6

```

```

CF6=cf6/n;
lam6=CF6/(a*T);%Tasa de fallas [fallas/año];
w6=0;
for i=1:cf6
    w6=w6+TTR6(i);
end
ttr6=24*w6/cf6;%Tiempo promedio de reparación [Horas/Reparación].
U6=lam6*ttr6;%Indisponibilidad del elemento [Horas/Año].
A6=(1-U6/8760)*100;%Disponibilidad del elemento [%].

```

```

%Elemento 7

```

```

CF7=cf7/n;
lam7=CF7/(a*T);%Tasa de fallas [fallas/año];
w7=0;
for i=1:cf7
    w7=w7+TTR7(i);
end
ttr7=24*w7/cf7;%Tiempo promedio de reparación [Horas/Reparación].
U7=lam7*ttr7;%Indisponibilidad del elemento [Horas/Año].
A7=(1-U7/8760)*100;%Disponibilidad del elemento [%].

```

```

%Elemento 8

```

```

CF8=cf8/n;
lam8=CF8/(a*T);%Tasa de fallas [fallas/año];
w8=0;
for i=1:cf8
    w8=w8+TTR8(i);
end
ttr8=24*w8/cf8;%Tiempo promedio de reparación [Horas/Reparación].
U8=lam8*ttr8;%Indisponibilidad del elemento [Horas/Año].
A8=(1-U8/8760)*100;%Disponibilidad del elemento [%].

%Elemento 9
CF9=cf9/n;
lam9=CF9/(a*T);%Tasa de fallas [fallas/año];
w9=0;
for i=1:cf9
    w9=w9+TTR9(i);
end
ttr9=24*w9/cf9;%Tiempo promedio de reparación [Horas/Reparación].
U9=lam9*ttr9;%Indisponibilidad del elemento [Horas/Año].
A9=(1-U9/8760)*100;%Disponibilidad del elemento [%].

%Elemento 10
CF10=cf10/n;
lam10=CF10/(a*T);%Tasa de fallas [fallas/año];
w10=0;
for i=1:cf10
    w10=w10+TTR10(i);
end
ttr10=24*w10/cf10;%Tiempo promedio de reparación [Horas/Reparación].
U10=lam10*ttr10;%Indisponibilidad del elemento [Horas/Año].

```

$A10=(1-U10/8760)*100$; %Disponibilidad del elemento [%].

%Elemento 11

$CF11=cf11/n$;

$\lambda_{11}=CF11/(a*T)$; %Tasa de fallas [fallas/año];

$w11=0$;

for $i=1:cf11$

$w11=w11+TTR11(i)$;

end

$ttr11=24*w11/cf11$; %Tiempo promedio de reparación [Horas/Reparación].

$U11=\lambda_{11}*ttr11$; %Indisponibilidad del elemento [Horas/Año].

$A11=(1-U11/8760)*100$; %Disponibilidad del elemento [%].

%Elemento 12

$CF12=cf12/n$;

$\lambda_{12}=CF12/(a*T)$; %Tasa de fallas [fallas/año];

$w12=0$;

for $i=1:cf12$

$w12=w12+TTR12(i)$;

end

$ttr12=24*w12/cf12$; %Tiempo promedio de reparación [Horas/Reparación].

$U12=\lambda_{12}*ttr12$; %Indisponibilidad del elemento [Horas/Año].

$A12=(1-U12/8760)*100$; %Disponibilidad del elemento [%].

%Elemento 13

$CF13=cf13/n$;

$\lambda_{13}=CF13/(a*T)$; %Tasa de fallas [fallas/año];

$w13=0$;

for $i=1:cf13$

```

    w13=w13+TTR13(i);
end
ttr13=24*w13/cf13;%Tiempo promedio de reparación [Horas/Reparación].
U13=lam13*ttr13;%Indisponibilidad del elemento [Horas/Año].
A13=(1-U13/8760)*100;%Disponibilidad del elemento [%].

%Elemento 14
CF14=cf14/n;
lam14=CF14/(a*T);%Tasa de fallas [fallas/año];
w14=0;
for i=1:cf14
    w14=w14+TTR14(i);
end
ttr14=24*w14/cf14;%Tiempo promedio de reparación [Horas/Reparación].
U14=lam14*ttr14;%Indisponibilidad del elemento [Horas/Año].
A14=(1-U14/8760)*100;%Disponibilidad del elemento [%].

%Elemento 15
CF15=cf15/n;
lam15=CF15/(a*T);%Tasa de fallas [fallas/año];
w15=0;
for i=1:cf15
    w15=w15+TTR15(i);
end
ttr15=24*w15/cf15;%Tiempo promedio de reparación [Horas/Reparación].
U15=lam15*ttr15;%Indisponibilidad del elemento [Horas/Año].
A15=(1-U15/8760)*100;%Disponibilidad del elemento [%].

```

```

%Elemento 16
CF16=cf16/n;
lam16=CF16/(a*T);%Tasa de fallas [fallas/año];
w16=0;
for i=1:cf16
    w16=w16+TTR16(i);
end
ttr16=24*w16/cf16;%Tiempo promedio de reparación [Horas/Reparación].
U16=lam16*ttr16;%Indisponibilidad del elemento [Horas/Año].
A16=(1-U16/8760)*100;%Disponibilidad del elemento [%].

%%%%%%%%%%
%%
disp('TABLA DE DATOS DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA')
disp('Tasa de fallas Tasa de reparación Indisponibilidad Disponibilidad')
tabla=[lam1 ttr1 U1 A1
    lam2 ttr2 U2 A2
    lam3 ttr3 U3 A3
    lam4 ttr4 U4 A4
    lam5 ttr5 U5 A5
    lam6 ttr6 U6 A6
    lam7 ttr7 U7 A7
    lam8 ttr8 U8 A8
    lam9 ttr9 U9 A9
    lam10 ttr10 U10 A10
    lam11 ttr11 U11 A11
    lam12 ttr12 U12 A12
    lam13 ttr13 U13 A13
    lam14 ttr14 U14 A14
    lam15 ttr15 U15 A15

```

lam16 ttr16 U16 A16]

```
xlswrite('Tasadefallayreparacion.xlsx',tabla,'Hoja1','A1');
```

ANEXO B. Consignas y planes de operación ante fallas del sistema eléctrico industrial de 13 barras.

1. ORDENAMIENTO CONTINGENCIAS DE TIPO (N-1) Y (N-2) EVENTOS FALTANTES

Se detallan aquí los análisis de contingencias tipo (N-1) y (N-2) de los demás eventos reportados en la tabla 11 de la sección 2.2.2.

1.1 Contingencia N° 18 (salida de operación del transformador 3).

Dado que los transformadores 3 y 4 están conectados en paralelo y tienen las mismas especificaciones técnicas, la salida de cualquiera de estos dos equipos produce en el sistema el mismo efecto. Por este motivo la Tabla 12 de la sección 2.2.2.1 es representativa para la contingencia mostrada.

Expuestas las consideraciones sobre la conexión y especificaciones de los transformadores se tiene que las consignas de operación bajo falla y restablecimiento de los transformadores 3 y 4 para los casos en los que se dé la salida de un transformador a la vez el sistema se puede operar como lo indica la consigna FT3-001 y la puesta en servicio del equipo como lo indica la consigna RT3.

Tabla 25 Consigna para puesta en operación del transformador 3.

	Titulo Reconexión post falla del transformador 3.	Código de la consigna bajo falla RT3 Página
--	---	--

<ul style="list-style-type: none"> • Aplicar consigna PO-001 para trabajo en el transformador 4. • Dependiendo de la protección(es) accionadas aplicar: RBZ-A1, T-A1, RSC-A1, RSF-A1, PD-A1. • Definir el tipo del evento: <ul style="list-style-type: none"> 7. Grave: aplicar NTC 1358 para determinar el estado del transformador. 8. Leve: despejar falla y reconectar • Llevar los generadores 2, 3 y 4 a punto de operación de 2[MW] y 2.3 [MVAR] y mantener el generador 1 desconectado de la red y como reserva para mantener el sistema como se muestra en las Tablas 9 y 10.

Elaboró:	Revisó:	Aprobó:
Fecha:	Fecha:	Fecha

1.2 Contingencia N° 5 (salida de operación de la línea L4-5).

Para la salida del elemento L4-5 el sistema opera de la forma mostrada en la Tabla 26, la cual indica que esta salida no genera situación crítica dentro del sistema ya que las variaciones de tensión en las barras en segmentos del sistema se encuentran dentro del rango 0.98 y 1.01 en pu, además la cargabilidad de los elementos no superan su capacidad nominal.

Tabla 26 Estado del sistema sometido a la contingencia N° 5.

Barra	Tensión de operación [kV]	Ángulo	Elemento entre barras	Cargabilidad [%]
1	12.95	-1.31	1-2	49.7
2	12.94	-1.31	2-3	33.8
3	12.93	-1.31	3-4	21.4
4	12.93	-1.31	4-5	0

Barra	Tensión de operación [kV]	Ángulo	Elemento entre barras	Cargabilidad [%]
5	13.40	-1.3	5-6	45.7
6	13.4	-1.29	5-7	100
7	13.38	-1.32	7-8	43.8
8	13.38	-1.32	8-9	15
9	13.38	-1.33	8-10	13.4
10	13.38	-1.33	7-11	34.7
11	13.38	-1.32	11-12	23.1
12	13.38	-1.33	7-13	20.1
13	13.138	-1.31	SL-1	41.5
<i>Bus T</i>	0.51	0.35	SL-2	36.6
<i>Slack bus</i>	34.5	0	Trafo 3	72.1
			Trafo 4	72.1

El procedimiento de reconexión de la línea es mostrado en la consigna de operación RL (4-5).

Tabla 27 Consigna para puesta en operación de la línea L4-5.

	Título Reconexión de las líneas L4-5	Código de la consigna bajo falla RL (4-5) Página
<ul style="list-style-type: none"> • Ejecutar lo establecido en la consigna PO-001. • Revisar las protecciones contra cortocircuito de la línea L4-5. <ol style="list-style-type: none"> 3. Realizar cambio de las protecciones afectadas. • Revisar el estado físico de la línea para descartar fallas en tramos intermedios. • Despejar la falla. • Reconectar la línea L5-7. • Llevar los generadores 2, 3 y 4 al punto de operación de 2 [MW] y 2.3 [MVAR]. • Mantener la unidad de generación 1 desconectada de la red 		
Elaboró:	Revisó:	Aprobó:
Fecha:	Fecha:	Fecha

1.3 Contingencia N° 163 (salida de operación de los transformadores 2 y 3).

Para el evento de contingencia N° 163 dado debido a que los transformadores 3 y 4 están conectados en paralelo y poseen las mismas características el comportamiento del sistema eléctrico cuando salen de operación los transformadores 2 y 3 causa el mismo efecto que cuando salen de operación los transformadores 2 y 4 por ende la Tabla 16 de la sección 2.2.2.2 cumple la misma labor para las dos situaciones presentadas teniendo en cuenta que la cargabilidad ahora en los transformadores es de 0% para el transformador 3 y de 141.8% para el transformador 4. La consigna de operación a seguir es la FT (2,3)-002 que es igual a la consigna FT (2,4)-001 de la cual resulta un estado del sistema mostrado en la Tabla 18 de la sección 2.2.2.2 pero con la diferencia que el transformador 3 está a 0% y el transformador 4 está a 101.1%.

Tabla 28 Consigna para puesta en operación de los transformadores 2 y 3.

	Título Reconexión post falla FT (2,3)	Código de la consigna bajo falla RT (2,3) Página
--	--	---

- Aplicar consigna PO-001 para trabajo en el transformador 2.
- Dependiendo de la protección(es) accionadas aplicar: RBZ-A1, T-A1, RSC-A1, RSF-A1, PD-A1.
- Definir el tipo del evento:
 - 9. Grave: aplicar NTC 1358 para determinar el estado del transformador.
 - 10. Leve: despejar falla y reconectar
- Llevar a punto de operación de consigna FT3-001.
- Aplicar consigna PO-001 para trabajo en el transformador 3.
- Dependiendo de la protección(es) accionadas aplicar: RBZ-A1, T-A1, RSC-A1, RSF-A1, PD-A1.
- Definir el tipo del evento:
 - 11. Grave: aplicar NTC 1358 para determinar el estado del

transformador.

12. Leve: despejar falla y reconectar

- Llevar los generadores 2, 3 y 4 a punto de operación de 2[MW] y 2.3 [MVAR] y mantener el generador 1 desconectado de la red y como reserva para mantener el sistema como se muestra en las Tablas 9 y 10.

Elaboró:	Revisó:	Aprobó:
Fecha:	Fecha:	Fecha

1.4 Contingencia N° 68 (salida de operación de las líneas L5-7 y L4-5).

El evento dado corresponde a una situación grave ya que la salida de la línea L5-7 representa la salida del 63.33% de la carga conectada al sistema, además, la salida de la línea L4-5 bajo las condiciones establecidas en las Tablas 9 y 10 de la sección 2.2.1 somete al sistema a inyectar a la red externa 6.87 [MVA]. La Tabla 29 muestra el comportamiento del sistema bajo el evento descrito.

Tabla 29 Estado del sistema sometido a la contingencia N° 68.

Barra	Tensión de operación [kV]	Ángulo	Elemento entre barras	Cargabilidad [%]
1	12.95	-1.31	1-2	49.7
2	12.94	-1.31	2-3	33.8
3	12.93	-1.31	3-4	21.4
4	12.93	-1.31	4-5	0
5	13.92	2.12	5-6	121.9
6	13.91	2.13	5-7	0
7	0	0	7-8	0
8	0	0	8-9	0
9	0	0	8-10	0
10	0	0	7-11	0
11	0	0	11-12	0
12	0	0	7-13	0
13	0	0	SL-1	41.5
<i>Bus T</i>	0.53	3.65	SL-2	92.3

Barra	Tensión de operación [kV]	Ángulo	Elemento entre barras	Cargabilidad [%]
<i>Slack bus</i>	34.5	0	Trafo 3	69.6
			Trafo 4	69.6

Tabla 30 Consigna de operación bajo falla de las líneas L5-7 y L4-5.

	<p style="text-align: center;">Título</p> <p style="text-align: center;">Salida no programada de las líneas L4-5, L5-7</p>	<p>Código de la consigna bajo falla FL (4-5, 5-7)</p> <p>Página</p>
--	---	--

- Las unidades de generación 2, 3 y 4 deben llevarse al punto de operación de 0.4 [MW] y 0.2 [MVAR] para mantener los parámetros de cargabilidad y tensión en los valores mostrados en la Tabla 29.
- La unidad de generación 1 debe mantenerse como reserva y no estar conectada a la red.
- No es necesario el deslastre parcial de carga.

Elaboró:	Revisó:	Aprobó:
Fecha:	Fecha:	Fecha

Tabla 31 Estado del sistema aplicando la consigna de operación FL (4-5, 5-7).

Barra	Tensión de operación [kV]	Ángulo	Elemento entre barras	Cargabilidad [%]
1	12.95	-1.31	1-2	49.7
2	12.94	-1.31	2-3	33.8
3	12.93	-1.31	3-4	21.4
4	12.93	-1.31	4-5	0
5	13.17	0.05	5-6	9.1
6	13.17	0.05	5-7	0
7	0	0	7-8	0
8	0	0	8-9	0
9	0	0	8-10	0
10	0	0	7-11	0
11	0	0	11-12	0

Barra	Tensión de operación [kV]	Ángulo	Elemento entre barras	Cargabilidad [%]
12	0	0	7-13	0
13	0	0	SL-1	41.5
<i>Bus T</i>	0.48	0.44	SL-2	3.9
<i>Slack bus</i>	34.5	0	Trafo 3	11.2
			Trafo 4	11.2

1.5 Contingencia N° 78 (salida de operación de la línea L 5-7 y transformador 3).

Como se mencionó anteriormente la salida de la línea L5-7 representa un evento grave para el sistema ya que es la responsable de causar la salida de un porcentaje significativo de la carga del sistema. Dadas las condiciones mostradas en las Tablas 9 y 10 de la sección 2.2.1 y se experimenta la salida de los elementos L5-7 y transformador 3 el sistema queda operando de la forma que muestra la Tabla 32 y a su vez queda inyectando a la red externa una potencia de 3.86 [MVA].

Tabla 32 Estado del sistema sometido a la contingencia N° 78.

Barra	Tensión de operación [kV]	Ángulo	Elemento entre barras	Cargabilidad [%]
1	13.41	0.46	1-2	30.7
2	13.42	0.44	2-3	45.8
3	13.43	0.44	3-4	58.6
4	13.43	0.43	4-5	80.5
5	13.44	0.42	5-6	42.8
6	13.44	0.43	5-7	0
7	0	0	7-8	0
8	0	0	8-9	0
9	0	0	8-10	0

Barra	Tensión de operación [kV]	Ángulo	Elemento entre barras	Cargabilidad [%]
10	0	0	7-11	0
11	0	0	11-12	0
12	0	0	7-13	0
13	0	0	SL-1	25.3
<i>Bus T</i>	0.53	3.59	SL-2	27.9
<i>Slack bus</i>	34.5	0	Trafo 3	0
			Trafo 4	138.8

Tabla 33 Consigna de operación bajo falla de la línea L5-7 y el transformador 3.

	<p style="text-align: center;">Titulo Salida no programada de L5-7 y transformador 3.</p>	<p>Código de la consigna bajo falla FLT (5-7, 3) Página</p>
--	--	--

- Las unidades de generación 2, 3 y 4 deben llevarse al punto de operación de 1.2 [MW] y 0.8 [MVAR] para mantener los parámetros de cargabilidad y tensión en los valores mostrados en la Tabla 32.
- La unidad de generación 1 debe mantenerse como reserva y no estar conectada a la red.
- No es necesario el deslastre parcial de carga.

Elaboró:	Revisó:	Aprobó:
Fecha:	Fecha:	Fecha

Tabla 34 Estado del sistema aplicando la consigna de operación FLT (5-7, 3).

Barra	Tensión de operación [kV]	Ángulo	Elemento entre barras	Cargabilidad [%]
1	13.17	-0.04	1-2	3.2
2	13.17	-0.04	2-3	13.8
3	13.18	-0.03	3-4	26.2
4	13.18	-0.04	4-5	47.9

Barra	Tensión de operación [kV]	Ángulo	Elemento entre barras	Cargabilidad [%]
5	13.18	-0.03	5-6	7.6
6	13.18	-0.03	5-7	0
7	0	0	7-8	0
8	0	0	8-9	0
9	0	0	8-10	0
10	0	0	7-11	0
11	0	0	11-12	0
12	0	0	7-13	0
13	0	0	SL-1	3.4
<i>Bus T</i>	0.49	2.16	SL-2	2.4
<i>Slack bus</i>	34.5	0	Trafo 3	0
			Trafo 4	70

Luego de aplicar la consigna de operación FLT (5-7,3) se procede a realizar las labores de reconexión de los equipos como se muestra en la consigna RLT (5-7,3).

Tabla 35 Consigna para puesta en operación de la línea L5-7 y transformador 3.

	<p align="center">Titulo Reconexión de la línea L5-7 y el transformador 3.</p>	<p>Código de la consigna bajo falla RLT (5-7, 3) Página</p>
--	---	--

- Ejecutar lo establecido en la consigna PO-001.
- Revisar las protecciones contra cortocircuito de la línea L5-7.
- Realizar cambio de las protecciones afectadas.
- Revisar el estado físico de la línea para descartar fallas en tramos intermedios.
- Despejar la falla.
- Reconectar la línea L5-7.
- Llevar los generadores 2, 3 y 4 al punto de operación de 1.5 [MW] y 1.4

[MVAR].

- Mantener la unidad de generación 1 desconectada de la red.
- Ejecutar lo establecido en la consigna PO-001.
- Dependiendo de la protección(es) accionadas aplicar: RBZ-A1, T-A1, RSC-A1, RSF-A1, PD-A1.
- Definir el tipo del evento:
 - Grave: aplicar NTC 1358 para determinar el estado del transformador.
 - Leve: despejar falla y reconectar
- Llevar los generadores 2, 3 y 4 a punto de operación de 2[MW] y 2.3 [MVAR] y mantener el generador 1 desconectado de la red y como reserva para mantener el sistema como se muestra en las Tablas 9 y 10.

Elaboró:	Revisó:	Aprobó:
Fecha:	Fecha:	Fecha

Con la reconexión como primera medida de la línea L5-7 y llevando la generación distribuida al punto de operación que se menciona en la consigna RLT (5-7, 3) se obtiene el estado del sistema que se muestra en la Tabla 36

Tabla 36 Estado del sistema aplicando la consigna de operación RLT (5-7, 3).

Barra	Tensión de operación [kV]	Ángulo	Elemento entre barras	Cargabilidad [%]
1	13.03	-1.52	1-2	49.5
2	13.02	-1.53	2-3	33.7
3	13.01	-1.55	3-4	22.6
4	13.01	-1.55	4-5	12.2
5	13.01	-1.55	5-6	42.5
6	13.01	-1.55	5-7	97.1
7	12.99	-1.57	7-8	42.5
8	12.98	-1.58	8-9	14.6
9	12.98	-1.58	8-10	13
10	12.98	-1.58	7-11	33.7
11	12.99	-1.58	11-12	22.4
12	12.98	-1.58	7-13	19.5
13	12.99	-1.58	SL-1	41.1

Barra	Tensión de operación [kV]	Ángulo	Elemento entre barras	Cargabilidad [%]
<i>Bus T</i>	0.49	2.16	SL-2	42.8
<i>Slack bus</i>	34.5	0	Trafo 3	0
			Trafo 4	98.9

2. CONSIGNAS DE OPERACIÓN PROTECCIONES TRANSFORMADORES.

A continuación, se muestran las diferentes consignas de operación que se deben tener en cuenta en el momento de revisar las protecciones del transformador.

Tabla 37. Reglas de oro en maniobras eléctricas.

	<p>Titulo Procedimiento inicial obligatorio.</p>	<p>Código de la consigna restablecimiento PO-001 Página</p>
--	---	--

- Se debe identificar la protección que actuó sacando de funcionamiento el equipo. Esto se ve reflejado en el tablero de control.
- El personal encargado del mantenimiento debe cumplir la rutina de las 5 reglas de oro como primera medida para desarrollar el procedimiento.
 1. Cortar todas las fuentes de tensión.
 2. Bloquear los aparatos de corte.
 3. Verificar la ausencia de tensión.
 4. Poner a tierra y en cortocircuito las fuentes de tensión.
 5. Delimitar y señalar la zona de trabajo.

Elaboró:	Revisó:	Aprobó:
Fecha:	Fecha:	Fecha

Tabla 38 Consigna revisión del relé Buchholz.

	Titulo Revisión del relé Buchholz.	Código de la consigna restablecimiento RBZ- A1 Página
--	---	---

- Revisar defectos menores que pueden activar el relé Buchholz.
 1. Corrientes parásitas.
 2. Uniones defectuosas.
- Revisar defectos graves.
 1. Arcos de gran energía que producen grandes cantidades de gas.
 2. Nivel de aceite considerablemente bajo.

Si se encuentra que fue accionado por un defecto menor se procede a purgar el transformador y reconectar al sistema. Si por el contrario se encuentra que la salida fue causada por un evento grave se procede a hacer el perfil cromatográfico para poder establecer el tipo de falla que presenta el transformador.

Elaboró:	Revisó:	Aprobó:
Fecha:	Fecha:	Fecha

Tabla 39 Consigna revisión termómetro.

	Titulo Termómetro.	Código de la consigna restablecimiento T-A1 Página
--	------------------------------	---

- Revisar la temperatura que alcanzó el transformador para evitar que entre en condición en que se deba disparar el transformador.
- Reducir el lastre al que está sometido el transformador

Elaboró:	Revisó:	Aprobó:
Fecha:	Fecha:	Fecha

Tabla 40 Consigna revisión de la protección contra sobre-corrientes.

	Titulo Revisión de la protección contra sobre-corrientes	Código de la consigna restablecimiento RSC- A1 Página
--	--	---

- | |
|--|
| <ul style="list-style-type: none"> • Revisar el estado físico del transformador. • Debido a que el accionamiento de esta protección se debe a fallas externas se debe tener precaución con el estado de la conexión de la protección contra sobrecorriente. • Verificar la capacidad de abrir frente a fallas. • Reconectar. |
|--|

Elaboró:	Revisó:	Aprobó:
Fecha:	Fecha:	Fecha

Tabla 41 Consigna revisión de la protección contra sobre-flujo.

	Titulo Revisión de la protección contra sobre-flujo	Código de la consigna restablecimiento RSF- A1 Página
--	---	---

- | |
|---|
| <ul style="list-style-type: none"> • Revisar la temperatura del transformador debido a la corriente de magnetización. • Revisar la frecuencia de operación de los generadores para evitar frecuencias bajas que afecten la magnetización del transformador. • Tener precaución al conectar y desconectar los generadores debido a sus frecuencias. |
|---|

Elaboró:	Revisó:	Aprobó:
Fecha:	Fecha:	Fecha

Tabla 42 Consiga revisión de la protección diferencial.

	Titulo Revisión de la protección diferencial.	Código de la consigna restablecimiento PD-A1 Página
--	--	--

Cuando actúa la protección diferencial se debe tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Revisión de la protección contra sobre-flujo.
- El estado de conexión de los transformadores de corriente.

Debido a que esta es una protección que actúa al medir las variaciones de corriente en los devanados del transformador usando la ley de Kirchhoff es necesario tener buena calibración de los transformadores de corriente para que estos no activen la protección.

Elaboró:	Revisó:	Aprobó:
Fecha:	Fecha:	Fecha

3. PLAN DE OPERACIÓN ANTE FALLAS

Se detallan aquí los planes de operación de los demás eventos reportados en la tabla 11 de la sección 2.2.2.

3.1 Procedimiento No 1 Falla en el transformador 3.

Cuando se detecte una salida no programada del transformador 3, el operador de turno informará de inmediato y en forma breve al centro de control y este a su vez al ingeniero responsable manifestando que se procede a revisar el transformador 3 que se encuentra en estado indisponible. En este caso no esperar confirmación de recibo de la información.

En el centro de control inmediatamente se recibe el aviso, se procede con la consigna bajo falla **FT3-001**, para lograr que el sistema se mantenga dentro de los límites de operación.

El operador de turno de mantenimiento establece el nombre de los relés de protección que actuaron, toma nota de la hora, niveles de tensión y niveles de corriente por fase y neutro que accionaron las protecciones, procede a revisar el estado de todos los equipos de protección del transformador con la consigna de restablecimiento **RT3** registrando esta información en las planillas destinadas para tal fin y bitácora.

El operador del centro de control realiza el reset de alarmas en el tablero de control o en el sistema Scada, informa los relés que operaron y las corrientes de falla.

Verificar si otros relés de protección del sistema actuaron y constatar cualquier señalización en el tablero de control. En caso de estar comprometidos otros equipos del sistema y simultáneamente se presentan variaciones de tensión no se realiza la reconexión del transformador e informar al centro de control para que entregue en consignación el equipo a la persona encargada.

Si no se dieron condiciones como las descritas en el párrafo anterior ni hubo reportes de daños en el sistema, realizar un intento de reconexión del transformador desde el sistema Scada o por medio del operador de acuerdo al caso, se informa al centro de control el resultado de la maniobra (reconexión exitosa o rechazo).

Si la reconexión del transformador es exitosa, queda normalizado el sistema eléctrico industrial.

Si la reconexión del transformador resulta fallida, nuevamente se toma nota de los relés de protección que operaron, nivel de tensión, (corrientes de falla de fase y neutro), hora y registrar esta información en las planillas destinadas para tal fin y bitácora.

No se realizan más reconexiones y dependiendo de la hora, se procede a entregar en consignación el equipo de la siguiente manera:

Si se debe revisar el equipo, se entrega en consignación a la persona responsable de la revisión, inicialmente vía radio, de no ser posible se deberá hacer por cualquier otro medio de comunicación disponible, manifestándole claramente que se deben tener en cuenta las reglas de oro (de acuerdo al RETIE), para labores en electricidad.

Toda acción de la revisión debe ser consignada en las planillas destinadas para tal fin y en la bitácora, registrando el móvil que está haciendo la labor, los puntos de revisión, que anomalía encuentran y que acción ejecutan para despejar la anomalía antes de solicitar reconexión; si se encontró el daño, especificar de qué se trata y el sitio exacto.

Una vez detectada y corregida la falla sobre el equipo, el responsable de la revisión devuelve el equipo consignado, al centro de control; informando sobre el tipo de daño y condiciones en las que queda el equipo.

3.2 Procedimiento No 2 Salida de la línea L 4-5.

Cuando se detecte una salida no programada de la línea L 4-5, el operador de turno informará de inmediato y en forma breve al centro de control y este a su vez al ingeniero responsable manifestando que se procede a revisar la línea L 4-5 que

se encuentra en estado indisponible. En este caso no esperar confirmación de recibo de la información.

En el centro de control inmediatamente se recibe el aviso, se procede con la consigna **PO-001**.

El operador de turno de mantenimiento establece el nombre de los relés de protección que actuaron, el estado de los fusibles, nivel de tensión, (corrientes de falla de fase y neutro), inspecciona los interruptores que se abrieron por protecciones, toma nota de la hora y procede a revisar el estado de todos los equipos de protección de la línea L 4-5.

El operador del centro de control realiza el reset de alarmas de la línea L 4-5 en el tablero de control o en el sistema Scada, informa los relés que operaron y las corrientes de falla.

Verificar si otros relés de protección del sistema actuaron y constatar cualquier señalización en el tablero de control. En caso de estar comprometidos otros equipos del sistema y simultáneamente se presentan variaciones de tensión no se realiza la reconexión de la línea L 4-5 e informar al centro de control para que entregue en consignación el equipo a la persona encargada.

Si no se dieron condiciones como las descritas en el párrafo anterior ni hubo reportes de daños en el sistema, realizar un intento de reconexión de la línea aplicando la consigna **RL (4-5)** desde el sistema Scada o por medio del operador de acuerdo al caso, se informa al centro de control el resultado de la maniobra (reconexión exitosa o rechazo).

Si la reconexión de la línea es exitosa, queda normalizado el sistema eléctrico industrial.

Si la reconexión de la línea resulta fallida, nuevamente se toma nota de los relés de protección que operaron, el estado de los fusibles, nivel de tensión, (corrientes de falla de fase y neutro), los interruptores que se abrieron por protecciones, hora y registrar esta información en las planillas destinadas para tal fin y bitácora.

No se realizan más reconexiones y dependiendo de la hora, se procede a entregar en consignación el equipo de la siguiente manera:

Si se debe revisar el equipo, se entrega en consignación a la persona responsable de la revisión, inicialmente vía radio, de no ser posible se deberá hacer por cualquier otro medio de comunicación disponible, manifestándole claramente que se deben tener en cuenta las reglas de oro (de acuerdo al RETIE), para labores en electricidad.

Toda acción de la revisión debe ser consignada en las planillas destinadas para tal fin y en la bitácora, registrando el móvil que está haciendo la labor, los puntos de revisión, que anomalía encuentran y que acción ejecutan para despejar la anomalía antes de solicitar reconexión; si se encontró el daño, especificar de qué se trata y el sitio exacto.

Una vez detectada y corregida la falla sobre el equipo, el responsable de la revisión devuelve el equipo consignado, al centro de control; informando sobre el tipo de daño y condiciones en las que queda el equipo.

3.3 Procedimiento No 3 Falla en los transformadores 2 y 3.

Cuando se detecte una salida no programada de los transformadores 2 y 3, el operador de turno informará de inmediato y en forma breve al centro de control y este a su vez al ingeniero responsable manifestando que se procede a revisar los

transformadores 2 y 3 que se encuentran en estado indisponible. En este caso no esperar confirmación de recibo de la información.

En el centro de control inmediatamente se recibe el aviso, se procede con la consigna bajo falla **FT (2,3)-002**, para lograr que el sistema se mantenga dentro de los límites de operación sin que se sobrecargue el transformador 4.

El operador de turno de mantenimiento establece el nombre de los relés de protección que actuaron, toma nota de la hora, niveles de tensión y niveles de corriente por fase y neutro que accionaron las protecciones, procede a revisar el estado de todos los equipos de protección del transformador 2 aplicando las consignas de restablecimiento **PO-001, RBZ-A1, T-A1, RSC-A1, RSF-A1 y PD-A1** registrando esta información en las planillas destinadas para tal fin y bitácora.

El operador del centro de control realiza el reset de alarmas del transformador 2 en el tablero de control o en el sistema Scada, informa los relés que operaron y las corrientes de falla.

Una vez revisado el estado del transformador 2, se procede a revisar el estado de todos los equipos de protección del transformador 3 aplicando las consignas de restablecimiento **PO-001, RBZ-A1, T-A1, RSC-A1, RSF-A1 y PD-A1** registrando esta información en las planillas destinadas para tal fin y bitácora.

El operador del centro de control realiza el reset de alarmas del transformador 3 en el tablero de control o en el sistema Scada, informa los relés que operaron y las corrientes de falla.

Verificar si otros relés de protección del sistema actuaron y constatar cualquier señalización en el tablero de control. En caso de estar comprometidos otros equipos del sistema y simultáneamente se presentan variaciones de tensión no se

realiza la reconexión de los transformadores 2 y 3 e informar al centro de control para que entregue en consignación el equipo a la persona encargada.

Si no se dieron condiciones como las descritas en el párrafo anterior ni hubo reportes de daños en el sistema, realizar un intento de reconexión de los transformadores aplicando la consigna **RT (2,3)** desde el sistema Scada o por medio del operador de acuerdo al caso, se informa al centro de control el resultado de la maniobra (reconexión exitosa o rechazo).

Si la reconexión de transformador 2 es exitosa, se procede a realizar la reconexión del transformador 3. Si la reconexión de los dos transformadores es exitosa queda normalizado el sistema eléctrico industrial.

Si la reconexión del transformador 2 resulta fallida, nuevamente se toma nota de los relés de protección que operaron, nivel de tensión, (corrientes de falla de fase y neutro), hora y registrar esta información en las planillas destinadas para tal fin y bitácora.

No se realizan más reconexiones y dependiendo de la hora, se procede a entregar en consignación el equipo de la siguiente manera:

Si se debe revisar el equipo, se entrega en consignación a la persona responsable de la revisión, inicialmente vía radio, de no ser posible se deberá hacer por cualquier otro medio de comunicación disponible, manifestándole claramente que se deben tener en cuenta las reglas de oro (de acuerdo al RETIE), para labores en electricidad.

Toda acción de la revisión debe ser consignada en las planillas destinadas para tal fin y en la bitácora, registrando el móvil que está haciendo la labor, los puntos de revisión, que anomalía encuentran y que acción ejecutan para despejar la

anomalía antes de solicitar reconexión; si se encontró el daño, especificar de qué se trata y el sitio exacto.

Una vez detectada y corregida la falla sobre el equipo, el responsable de la revisión devuelve el equipo consignado, al centro de control; informando sobre el tipo de daño y condiciones en las que queda el equipo.

Si la reconexión del transformador 3 resulta fallida, nuevamente se toma nota de los relés de protección que operaron, nivel de tensión, (corrientes de falla de fase y neutro), hora, registrar esta información en las planillas destinadas para tal fin y bitácora.

No se realizan más reconexiones y dependiendo de la hora, se procede a entregar en consignación el equipo de la siguiente manera:

Si se debe revisar el equipo, se entrega en consignación a la persona responsable de la revisión, inicialmente vía radio, de no ser posible se deberá hacer por cualquier otro medio de comunicación disponible, manifestándole claramente que se deben tener en cuenta las reglas de oro (de acuerdo al RETIE), para labores en electricidad.

Toda acción de la revisión debe ser consignada en las planillas destinadas para tal fin y en la bitácora, registrando el móvil que está haciendo la labor, los puntos de revisión, que anomalía encuentran y que acción ejecutan para despejar la anomalía antes de solicitar reconexión; si se encontró el daño, especificar de qué se trata y el sitio exacto.

Una vez detectada y corregida la falla sobre el equipo, el responsable de la revisión devuelve el equipo consignado, al centro de control; informando sobre el tipo de daño y condiciones en las que queda el equipo.

3.4 Procedimiento No 4 salida de las líneas L 5-7 y L 4-5.

Cuando se detecte una salida no programada de las líneas L 5-7 y L 6-5, el operador de turno informará de inmediato y en forma breve al centro de control y este a su vez al ingeniero responsable manifestando que se procede a revisar las líneas L 5-7 y L 6-5 que se encuentran en estado indisponible. En este caso no esperar confirmación de recibo de la información.

En el centro de control inmediatamente se recibe el aviso, se procede con la consigna bajo falla **FL (4-5, 5-7)**, para evitar la salida del 63.33% de la carga y que el sistema inyecte 6.87 [MVA] a la red externa

El operador de turno de mantenimiento establece el nombre de los relés de protección que actuaron, el estado de los fusibles, nivel de tensión, (corrientes de falla de fase y neutro), inspecciona los interruptores que se abrieron por protecciones, toma nota de la hora y procede a revisar el estado de todos los equipos de protección de la línea L 5-7 aplicando la consigna de restablecimiento **PO-001** registrando esta información en las planillas destinadas para tal fin y bitácora.

El operador del centro de control realiza el reset de alarmas de la línea L 5-7 en el tablero de control o en el sistema Scada, informa los relés que operaron y las corrientes de falla.

Una vez revisado el estado de la línea L 5-7, se procede a revisar el estado de todos los equipos de protección de la línea L 4-5, se establece el nombre de los relés de protección que actuaron, el estado de los fusibles, toma nota de la hora, niveles de tensión y niveles de corriente por fase y neutro que accionaron las protecciones, aplicando la consigna de restablecimiento **PO-001** registrando esta información en las planillas destinadas para tal fin y bitácora.

El operador del centro de control realiza el reset de alarmas de la línea L 4-5 en el tablero de control o en el sistema Scada, informa los relés que operaron y las corrientes de falla.

Verificar si otros relés de protección del sistema actuaron y constatar cualquier señalización en el tablero de control. En caso de estar comprometidos otros equipos del sistema y simultáneamente se presentan variaciones de tensión no se realiza la reconexión de las líneas L 5-7 y L 4-5 e informar al centro de control para que entregue en consignación el equipo a la persona encargada.

Si no se dieron condiciones como las descritas en el párrafo anterior ni hubo reportes de daños en el sistema, realizar un intento de reconexión de las líneas aplicando la consigna **RL (4-5, 5-7)** desde el sistema Scada o por medio del operador de acuerdo al caso, se informa al centro de control el resultado de la maniobra (reconexión exitosa o rechazo).

Si la reconexión de la línea L 5-7 es exitosa, se procede a realizar la reconexión de la línea L 4-5. Si la reconexión de las dos líneas es exitosa queda normalizado el sistema eléctrico industrial.

Si la reconexión de la línea 5-7 resulta fallida, nuevamente se toma nota de los relés de protección que operaron, el estado de los fusibles, nivel de tensión, (corrientes de falla de fase y neutro), hora y registrar esta información en las planillas destinadas para tal fin y bitácora.

No se realizan más reconexiones y dependiendo de la hora, se procede a entregar en consignación el equipo de la siguiente manera:

Si se debe revisar el equipo, se entrega en consignación a la persona responsable de la revisión, inicialmente vía radio, de no ser posible se deberá hacer por

cualquier otro medio de comunicación disponible, manifestándole claramente que se deben tener en cuenta las reglas de oro (de acuerdo al RETIE), para labores en electricidad.

Toda acción de la revisión debe ser consignada en las planillas destinadas para tal fin y en la bitácora, registrando el móvil que está haciendo la labor, los puntos de revisión, que anomalía encuentran y que acción ejecutan para despejar la anomalía antes de solicitar reconexión; si se encontró el daño, especificar de qué se trata y el sitio exacto.

Una vez detectada y corregida la falla sobre el equipo, el responsable de la revisión devuelve el equipo consignado, al centro de control; informando sobre el tipo de daño y condiciones en las que queda el equipo.

Si la reconexión de la línea L 4-5 resulta fallida, nuevamente se toma nota de los relés de protección que operaron, el estado de los fusibles, nivel de tensión, (corrientes de falla de fase y neutro), hora y registrar esta información en las planillas destinadas para tal fin y bitácora.

No se realizan más reconexiones y dependiendo de la hora, se procede a entregar en consignación el equipo de la siguiente manera:

Si se debe revisar el equipo, se entrega en consignación a la persona responsable de la revisión, inicialmente vía radio, de no ser posible se deberá hacer por cualquier otro medio de comunicación disponible, manifestándole claramente que se deben tener en cuenta las reglas de oro (de acuerdo al RETIE), para labores en electricidad.

Toda acción de la revisión debe ser consignada en las planillas destinadas para tal fin y en la bitácora, registrando el móvil que está haciendo la labor, los puntos de

revisión, que anomalía encuentran y que acción ejecutan para despejar la anomalía antes de solicitar reconexión; si se encontró el daño, especificar de qué se trata y el sitio exacto.

Una vez detectada y corregida la falla sobre el equipo, el responsable de la revisión devuelve el equipo consignado, al centro de control; informando sobre el tipo de daño y condiciones en las que queda el equipo.

3.5 Procedimiento No 5 salida de la línea L5-7 y el transformador 3.

Cuando se detecte una salida no programada de la línea L 5-7 y el transformador 3, el operador de turno informará de inmediato y en forma breve al centro de control y este a su vez al ingeniero responsable manifestando que se procede a revisar la línea L 5-7 y el transformador 3 que se encuentran en estado indisponible. En este caso no esperar confirmación de recibo de la información.

En el centro de control inmediatamente se recibe el aviso, se procede con la consigna bajo falla **FLT (5-7, 3)**, para evitar la salida del 63.33% de la carga y que el sistema inyecte 3.86 [MVA] a la red externa.

El operador de turno de mantenimiento establece el nombre de los relés de protección que actuaron, el estado de los fusibles, nivel de tensión, (corrientes de falla de fase y neutro), inspecciona los interruptores que se abrieron por protecciones, toma nota de la hora y procede a revisar el estado de todos los equipos de protección de la línea L 5-7 aplicando la consigna de restablecimiento **PO-001** registrando esta información en las planillas destinadas para tal fin y bitácora.

El operador del centro de control realiza el reset de alarmas de la línea L 5-7 en el tablero de control o en el sistema Scada, informa los relés que operaron y las corrientes de falla.

Una vez revisado el estado de la línea L 5-7, se procede a revisar el estado de todos los equipos de protección del transformador 3, se establece el nombre de los relés de protección que actuaron, toma nota de la hora, niveles de tensión y niveles de corriente por fase y neutro que accionaron las protecciones, aplicando las consignas de restablecimiento **PO-001**, **RBZ-A1**, **T-A1**, **RSC-A1**, **RSF-A1** y **PD-A1** registrando esta información en las planillas destinadas para tal fin y bitácora.

El operador del centro de control realiza el reset de alarmas del transformador 3 en el tablero de control o en el sistema Scada, informa los relés que operaron y las corrientes de falla.

Verificar si otros relés de protección del sistema actuaron y constatar cualquier señalización en el tablero de control. En caso de estar comprometidos otros equipos del sistema y simultáneamente se presentan variaciones de tensión no se realiza la reconexión de la línea L 5-7 y el transformador 3 e informar al centro de control para que entregue en consignación el equipo a la persona encargada.

Si no se dieron condiciones como las descritas en el párrafo anterior ni hubo reportes de daños en el sistema, realizar un intento de reconexión de la línea L 5-7 y el transformador 3 aplicando la consigna **RLT (5-7, 3)** desde el sistema Scada o por medio del operador de acuerdo al caso, se informa al centro de control el resultado de la maniobra (reconexión exitosa o rechazo).

Si la reconexión de la línea L 5-7 es exitosa, se procede a realizar la reconexión del transformador 3. Si la reconexión de la línea y el transformador es exitosa queda normalizado el sistema eléctrico industrial.

Si la reconexión de la línea 5-7 resulta fallida, nuevamente se toma nota de los relés de protección que operaron, el estado de los fusibles, nivel de tensión, (corrientes de falla de fase y neutro), hora y registrar esta información en las planillas destinadas para tal fin y bitácora.

No se realizan más reconexiones y dependiendo de la hora, se procede a entregar en consignación el equipo de la siguiente manera:

Si se debe revisar el equipo, se entrega en consignación a la persona responsable de la revisión, inicialmente vía radio, de no ser posible se deberá hacer por cualquier otro medio de comunicación disponible, manifestándole claramente que se deben tener en cuenta las reglas de oro (de acuerdo al RETIE), para labores en electricidad.

Toda acción de la revisión debe ser consignada en las planillas destinadas para tal fin y en la bitácora, registrando el móvil que está haciendo la labor, los puntos de revisión, que anomalía encuentran y que acción ejecutan para despejar la anomalía antes de solicitar reconexión; si se encontró el daño, especificar de qué se trata y el sitio exacto.

Una vez detectada y corregida la falla sobre el equipo, el responsable de la revisión devuelve el equipo consignado, al centro de control; informando sobre el tipo de daño y condiciones en las que queda el equipo.

Si la reconexión del transformador 3 resulta fallida, nuevamente se toma nota de los relés de protección que operaron, nivel de tensión, (corrientes de falla de fase

y neutro), hora, registrar esta información en las planillas destinadas para tal fin y bitácora.

No se realizan más reconexiones y dependiendo de la hora, se procede a entregar en consignación el equipo de la siguiente manera:

Si se debe revisar el equipo, se entrega en consignación a la persona responsable de la revisión, inicialmente vía radio, de no ser posible se deberá hacer por cualquier otro medio de comunicación disponible, manifestándole claramente que se deben tener en cuenta las reglas de oro (de acuerdo al RETIE), para labores en electricidad.

Toda acción de la revisión debe ser consignada en las planillas destinadas para tal fin y en la bitácora, registrando el móvil que está haciendo la labor, los puntos de revisión, que anomalía encuentran y que acción ejecutan para despejar la anomalía antes de solicitar reconexión; si se encontró el daño, especificar de qué se trata y el sitio exacto.

Una vez detectada y corregida la falla sobre el equipo, el responsable de la revisión devuelve el equipo consignado, al centro de control; informando sobre el tipo de daño y condiciones en las que queda el equipo.