



Óptima conmutación de las líneas de transmisión para el mejoramiento de la confiabilidad con análisis de aumento de carga eléctrica en el Sistema Eléctrico Potencia

López Salazar, Kevin Santiago y Prado Villamarín, Pablo Gerardo

Departamento de Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones

Carrera de Ingeniería en Electromecánica

Trabajo de integración curricular, previo a la obtención del título de Ingeniero Electromecánico

Ing. Masache Almeida, Paúl Andrés

03 de agosto del 2023

Latacunga



Plagiarism and AI Content Detector Report

TESIS_LOPEZ_PRADO_2023.pdf

Scan details

Scan time: August 15th, 2023 at 16:46 UTC
 Total Pages: 87
 Total Words: 21584

Plagiarism Detection



Types of plagiarism		Words
Identical	0.7%	142
Minor Changes	0.4%	90
Paraphrased	4.4%	957
Omitted Words	9.7%	2100

AI Content Detection



Text coverage	Words
AI text	0% 0
Human text	100% 19484

Alerts: (1)

Cross Language: Same Document Language

Submitted language and cross-language text are the same language. No credits were used.

2/5 Severity



Plagiarism Results: (30)

(TESIS VERSI\323N FINAL.pdf) 1.3%

<https://biblidigital.upn.edu.ec/bitstream/15000/16938/1/cd-75...>

BBG03

La versión digital de esta tesis está protegida por la Ley de Derechos de Autor del Ecuador. Los derechos de autor han sido entregados a...

UPS - TTS232.pdf 1.2%

<https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/19728/1/up...>

Carlos Barrera

EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN CONSIDERANDO FALLAS DE CAUSA COMÚN EN LÍNEAS Y EL...

Firma:

Ing. Masache Almeida, Paul Andrés

Director



Departamento de Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones

Carrera de Ingeniería en Electromecánica

Certificación

Certifico que el trabajo de integración curricular: **“Óptima conmutación de las líneas de transmisión para el mejoramiento de la confiabilidad con análisis de aumento de carga eléctrica en el Sistema Eléctrico Potencia”** fue realizado por los señores **López Salazar, Kevin Santiago y Prado Villamarin, Pablo Gerardo**, el mismo que cumple con los requisitos legales, teóricos, científicos, técnicos y metodológicos establecidos por la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE, además fue revisado y analizada en su totalidad por la herramienta de prevención y/o verificación de similitud de contenidos; razón por la cual me permito acreditar y autorizar para que se lo sustente públicamente.

Latacunga, 17 de Agosto del 2023

Firma:

Masache Almeida, Paul Andrés

C. C: 1725785552



Departamento de Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones

Carrera de Ingeniería en Electromecánica

Responsabilidad de Autoría

Nosotros, **López Salazar, Kevin Santiago y Prado Villamarin, Pablo Gerardo**, con cédulas de ciudadanía n° 1805182613 y 0503217051, declaramos que el contenido, ideas y criterios del trabajo de integración curricular: **Óptima conmutación de las líneas de transmisión para el mejoramiento de la confiabilidad con análisis de aumento de carga eléctrica en el Sistema Eléctrico Potencia** es de nuestra autoría y responsabilidad, cumpliendo con los requisitos legales, teóricos, científicos, técnicos, y metodológicos establecidos por la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE, respetando los derechos intelectuales de terceros y referenciando las citas bibliográficas.

Latacunga, 17 de Agosto del 2023

.....
López Salazar, Kevin Santiago

C.C.: 1805182613

.....
Prado Villamarin, Pablo Gerardo

C.C.: 0503217051



Departamento de Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones

Carrera de Ingeniería en Electromecánica

Autorización de Publicación

Nosotros **López Salazar, Kevin Santiago y Prado Villamarin, Pablo Gerardo**, con cédulas de ciudadanía n° 1805182613 y 0503217051, autorizamos a la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE publicar el trabajo de integración curricular: **Óptima conmutación de las líneas de transmisión para el mejoramiento de la confiabilidad con análisis de aumento de carga eléctrica en el Sistema Eléctrico Potencia** en el Repositorio Institucional, cuyo contenido, ideas y criterios son de nuestra responsabilidad.

Latacunga, 17 de Agosto del 2023

.....
López Salazar, Kevin Santiago

C.C.: 1805182613

.....
Prado Villamarin, Pablo Gerardo

C.C.: 0503217051

Dedicatoria

A mis padres Santiago López y Angelita Salazar que con mucho esfuerzo y dedicación han hecho todo lo posible por brindarme lo mejor, su apoyo ha sido parte fundamental a lo largo de mi carrera universitaria, cada palabra de motivación y cada consejo han formado en mi un carácter de motivación y disciplina para seguir cosechando éxitos.

A mi hermana Daniela, esperando reflejar un ejemplo de perseverancia y encaminar a que siga mis pasos para convertirse en una mujer de bien, velando para que sus sueños se cumplan.

A mi tío Juan Carlos, aquel hombre que siempre he admirado que lamentablemente ya no me acompaña, dedico este trabajo ya que tus consejos fueron los mejores que me ayudaron en los momentos más difíciles, estoy seguro que tu mayor anhelo fue verme convertido en un profesional así que esa promesa la he logrado cumplir con tu ayuda, fuiste y serás siempre una de las personas más importantes en mi vida.

Kevin Santiago

Dedicatoria

A mis padres Gloria Villamarín y Mesías Prado por el sacrificio que han realizado para poder complementar mi educación superior.

A mis abuelitos Aurora Freire y Salomón Villamarín quiénes han sido un pilar fundamental en mi vida los cuales me han apoyado con sus consejos y motivación a lo largo de la carrera.

A mis hermanas Gabriela y Katia quiénes han representado un gran apoyo, brindándome ayuda, así como también consejos.

A la prestigiosa Universidad de las Fuerzas Armadas “ESPE” por otorgarme la oportunidad de formar mi conocimiento y permitiéndome ser un profesional.

A los docentes de la carrera de Ingeniería Electromecánica quiénes entregaron sus conocimientos y experiencias de vida profesional.

Pablo Gerardo

Agradecimiento

Agradezco a Dios por siempre cuidarme, guiarme y darme la fuerza de voluntad necesaria para afrontar mis problemas.

A mis padres, hermana por ser pilar fundamental durante toda mi vida estudiantil, apoyándome y siempre preocupándose por mi bienestar mi seguridad y mi educación, a pesar de las dificultades que se han presentado.

A mis familiares agradeciendo por siempre inculcar la perseverancia y aliento para poder cumplir mis objetivos. Agradezco por siempre brindarme consejos que me ayudan a ser siempre el mejor.

Un agradecimiento especial al Ing. Paul Masache, mi tutor de tesis que con su apoyo incondicional ha logrado que este proyecto sea posible

Kevin Santiago

Agradecimiento

Agradezco en primer lugar a Dios por darme la sabiduría y las fuerzas necesarias para salir adelante en aquellos momentos difíciles. También un agradecimiento profundo a mis padres por su permanente apoyo, paciencia y respaldo en todo momento.

Por otro lado, de manera muy especial al Ing. Paúl Masache director de tesis, por su apoyo y respaldo brindado para la realización de este trabajo.

Pablo Gerardo

ÍNDICE DE CONTENIDOS

Carátula.....	1
Reporte de verificación de contenidos.....	2
Certificación	3
Responsabilidad de Autoría	4
Autorización de Publicación.....	5
Dedicatoria	6
Dedicatoria	7
Agradecimiento.....	8
Agradecimiento.....	9
Índice de Contenidos.....	10
Índice de tablas	13
Índice de figuras	15
Resumen.....	16
Abstract	17
Capítulo I: Marco metodológico de la investigación	18
Planteamiento del problema	18
Antecedentes.....	19
Justificación, importancia y alcance.....	20
Objetivos	22
<i>Objetivo General</i>	22
<i>Objetivos Específicos</i>	22

Capítulo II: Fundamentación teórica y referencial.....	23
Antecedentes Investigativos.....	23
Fundamentación Teórica.....	24
<i>Sistema Eléctrico de Potencia.....</i>	<i>24</i>
<i>Líneas de Transmisión.....</i>	<i>27</i>
<i>Variaciones en el sistema eléctrico.....</i>	<i>28</i>
Desbalances en el Sistema Eléctrico.....	35
Flujo Optimo de Potencia.....	36
<i>Flujo Optimo de Potencia en DC.....</i>	<i>37</i>
<i>Flujo Óptimo de potencia en AC.....</i>	<i>42</i>
Óptima conmutación de las líneas de transmisión.....	42
Aumento de carga eléctrica.....	46
Análisis de Confiabilidad.....	47
<i>Índices de confiabilidad.....</i>	<i>48</i>
Capítulo III: Metodología.....	54
Modalidad de la investigación.....	54
Metodología propuesta óptima conmutación de las líneas de transmisión con incremento de carga y análisis de confiabilidad.....	54
<i>Flujo Óptimo de potencia.....</i>	<i>55</i>
<i>Optima Conmutación de las líneas de transmisión.....</i>	<i>58</i>
<i>Aumento de carga eléctrica.....</i>	<i>62</i>
<i>Análisis de confiabilidad.....</i>	<i>63</i>

Capítulo IV: Análisis de resultados de la metodología planteada.....	67
Análisis del Flujo Óptimo de Potencia en los casos de estudio de la IEEE.	67
Análisis de la óptima conmutación de las líneas de transmisión en los casos de estudio de la IEEE.	75
Análisis comparativo de los casos de estudio de la IEEE con incremento de carga.....	82
<i>Optima Conmutación de líneas de transmisión en un sistema eléctrico de potencia con el 25% de incremento de carga.....</i>	<i>82</i>
<i>Optima Conmutación de líneas de transmisión en un sistema eléctrico de potencia con el 53% de incremento de carga.....</i>	<i>90</i>
Análisis de confiabilidad de los casos de estudio de la IEEE sin incremento de carga.....	98
Análisis de confiabilidad a los casos de estudio de la IEEE con incremento de carga.....	103
Capítulo V: Conclusiones y Recomendaciones.....	109
Conclusiones	109
Recomendaciones.....	111
Bibliografía	112
Anexos.....	116

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1	<i>Variables Eléctricas y valores límites a ser tomados en cuenta.....</i>	28
Tabla 2	<i>Pseudocódigo de Análisis e implementación del Flujo Optimo de Potencia en DC.....</i>	55
Tabla 3	<i>Pseudocódigo de Análisis e implementación de la Conmutación de líneas de transmisión.....</i>	58
Tabla 4	<i>Pseudocódigo de Análisis e implementación de Incremento de carga eléctrica.....</i>	62
Tabla 5	<i>Pseudocódigo de Análisis de confiabilidad del sistema</i>	64
Tabla 6	<i>Valores Obtenidos del Potencia en los Generadores.....</i>	67
Tabla 7	<i>Valores Obtenidos de Potencia de líneas de transmisión</i>	68
Tabla 8	<i>Valores de Ángulo Delta.....</i>	72
Tabla 9	<i>Valor de la Función Objeto</i>	74
Tabla 10	<i>Valores Obtenidos de la Potencia de los generadores al aplicar el método OTS.....</i>	75
Tabla 11	<i>Valores Obtenidos de Potencia de líneas de transmisión aplicando el método OTS..</i>	76
Tabla 12	<i>Valores Obtenidos del Angulo Delta aplicando el método OTS</i>	80
Tabla 13	<i>Valores Obtenidos de la Función Objetivo aplicando el metodo OTS.....</i>	82
Tabla 14	<i>Valores Obtenidos de la Potencia de los generadores al aplicar el método OTS con un incremento del 25% de carga</i>	82
Tabla 15	<i>Valores Obtenidos de Potencia de líneas de transmisión aplicando el método OTS con un incremento del 25% de carga</i>	83
Tabla 16	<i>Valores Obtenidos del Angulo Delta aplicando el método OTS con un incremento del 25% de carga.....</i>	88
Tabla 17	<i>Valores Obtenidos de la Función Objetivo aplicando el método OTS con un incremento del 25% de carga</i>	89
Tabla 18	<i>Valores Obtenidos de la Potencia de los generadores al aplicar el método OTS con un incremento del 53% de carga</i>	90

Tabla 19 <i>Valores Obtenidos de Potencia de líneas de transmisión aplicando el método OTS con un incremento del 53% de carga</i>	91
Tabla 20 <i>Valores Obtenidos del Angulo Delta aplicando el método OTS con un incremento del 53% de carga.....</i>	96
Tabla 21 <i>Valores Obtenidos de la Función Objetivo aplicando el método OTS con un incremento del 53% de carga</i>	98
Tabla 22 <i>Valores del Índice de rendimiento de la potencia activa para el SEP en estado normal.....</i>	98
Tabla 23 <i>Valores del Índice de rendimiento de la potencia activa para para el SEP con conmutación de líneas.....</i>	101
Tabla 24 <i>Valores del Índice de rendimiento de la potencia activa para el SEP con conmutación de líneas e Incremento de carga a un 25%.....</i>	103
Tabla 25 <i>Valores del Índice de rendimiento de la potencia activa para el SEP con conmutación e Incremento de carga a un 53%</i>	106

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1	<i>Esquema unifilar de un sistema eléctrico de potencia.....</i>	<i>25</i>
Figura 2	<i>Silueta de líneas de transmisión de energía eléctrica y torres.....</i>	<i>27</i>
Figura 3	<i>Resumen sobre las anomalías presentes en el sistema eléctrico de potencia ...</i>	<i>35</i>
Figura 4	<i>Diagrama para definir el grado de confiabilidad en base al ranking de contingencia .</i>	<i>53</i>
Figura 5	<i>Flujograma de procesos de Análisis de OPF-DC</i>	<i>57</i>
Figura 6	<i>Flujograma del proceso para el Análisis de OTS.....</i>	<i>61</i>
Figura 7	<i>Flujo de proceso para el análisis de incremento de carga.....</i>	<i>63</i>
Figura 8	<i>Flujo de proceso para el análisis de confiabilidad del sistema</i>	<i>66</i>

Resumen

El presente trabajo de titulación tiene por objetivo implementar el método OTS el cual permite conmutar líneas de transmisión de forma adecuada, basándose en el flujo óptimo de potencia en DC, respetando los criterios mínimos de operación y manteniendo la igualdad de potencia generada con la potencia consumida. Siendo aplicado a un caso de estudio de un sistema eléctrico de potencia de 30 barras, donde se toma en cuenta los datos de generación como costos de operación, potencia mínima y máxima, así como también datos de potencia de demanda y datos de conexiones líneas entre los que se tiene las impedancias y potencias máximas que soportan las líneas. Una vez aplicado el análisis de flujo óptimo de potencia en DC y la óptima conmutación de las líneas de transmisión, se obtiene valores de potencia en los generadores, flujo de potencia en MW de las líneas, ángulos fasoriales presentes en cada barra y el costo de operación para cada variación del sistema, que en este caso se aplicara para el sistema sin incremento de carga y con un aumento de 25 % y 53 % respectivamente. De acuerdo a estos valores se procede a realizar el análisis de confiabilidad, mediante el índice de rendimiento de potencia activa el cual nos ayudará a determinar el grado de confiabilidad que presenta el sistema en estado normal y el sistema ya conmutado con los distintos sucesos de incremento de carga.

Palabras Clave: Flujo optimo, conmutación de líneas, incremento de carga, análisis de confiabilidad.

Abstract

The objective of this degree work is to implement the OTS method, which allows to switch transmission lines in an adequate way, based on the optimum DC power flow, respecting the minimum operation criteria and maintaining the equality of generated power with the consumed power. Being applied to a case study of an electrical power system of 30 bars, where the generation data is taken into account as operating costs, minimum and maximum power, as well as power demand data and line connection data among which are the impedances and maximum powers supported by the lines. Once the analysis of the optimum DC power flow and the optimum switching of the transmission lines is applied, power values are obtained in the generators, power flow in MW of the lines, phasor angles present in each bus and the operation cost for each variation of the system, which in this case will be applied for the system without load increase and with an increase of 25% and 53% respectively. According to these values, we proceed to perform the reliability analysis, by means of the active power performance index, which will help us to determine the degree of reliability of the system in normal state and the system already switched with the different events of load increase.

Key words: Optimal flow, line switching, load increase, reliability analysis.

Capítulo I

Marco metodológico de la Investigación

Planteamiento del problema

Las perturbaciones en el sistema eléctrico causan alteraciones en el comportamiento y variaciones en sus operaciones, estas perturbaciones pueden ser producidas por inducción de descargas atmosféricas y por variaciones bruscas de corriente, las cuales se pueden generar por conexión-desconexión de cargas capacitivas o inductivas, tormentas eléctricas, por maniobra, conexión desconexión de elementos como líneas de transmisión, etc. Estas afectan al comportamiento del sistema en etapas tales como distribución, generación y transmisión. Para todo lo antes mencionado se ha buscado una metodología que pueda resolver problemas del tipo MILP (programación lineal entera mixta) con variables binarias que permitan representar el estado de operación de las líneas de transmisión al momento de realizar las conmutaciones; por tal razón, se usa el método de Optima conmutación de líneas de transmisión (OTS), como modelo matemático el cual se verá enfocado en la necesidad de mitigar los eventos en el sistema eléctrico.

El análisis de confiabilidad nos permite verificar el nivel de seguridad que alcanza el sistema para poder operar en óptimas condiciones, sin que se ocasionen inconvenientes en el suministro de energía. El nivel de confiabilidad nos refleja que tan vulnerable es el sistema eléctrico de potencia. Considerando el método OTS en el proyecto como un método flexible, debido a que ayuda a reconfigurar la etapa de transmisión, tras presentarse perturbaciones en el sistema eléctrico de potencia.

Los eventos que provocan alteraciones u oscilaciones en los sistemas eléctricos de potencia, como el incremento de la demanda o alguna perturbación, tiene consecuencias en el servicio de energía eléctrica a los consumidores finales ya que como se sabe la electricidad es un servicio al alcance de todos. Por lo tanto, con el fin de brindar una solución a la

problemática expuesta se plantea el siguiente tema titulado “Óptima Conmutación de las líneas de transmisión para el mejoramiento de la Confiabilidad con análisis de aumento de carga eléctrica en el sistema eléctrico potencia”

Antecedentes

La conmutación de líneas transmisión se ha venido estudiando a lo largo del tiempo como un método de control de varias circunstancias como: sobre o sub voltaje, sobrecargas de las líneas de transmisión, reducción de pérdidas y minimización de costos o una combinación de todas las circunstancias antes mencionadas. El método OTS también conocido como “Óptima conmutación de líneas de transmisión” el cual permite conmutar líneas de transmisión de una forma adecuada respetando los criterios mínimos de operación; como es manteniendo un nivel adecuado de voltaje, manteniendo la igualdad de potencia generada versus la potencia consumida por el sistema eléctrico. (O'Neill, 2008)

La óptima conmutación de las líneas de transmisión permite realizar la conmutación de las redes de transmisión con el objetivo de mantener los parámetros de operación de un sistema como es, la reducción de caídas de voltajes, sobrecargas de los equipos, el balance de potencia entre la demanda y la potencia generada. Este método brinda la capacidad de mitigar las fallas en el sistema, minimizando su impacto al momento de conmutar y verificar el número de líneas de transmisión que se pueden conmutar.

Además de lo ya mencionado, este método es capaz de dar solución a otros problemas como puede ser la planificación de ampliación de un sistema considerando características de comportamiento dinámico o la disminución de sobrecarga en las líneas, considerando así una característica fundamental del método OTS, que, en el caso de presentarse una falla eléctrica, se puede realizar la conmutación de líneas y mantener el sistema bajo parámetros de operación adecuados. (Masache, 2019)

El incremento de la carga de forma inesperada es un evento que puede estar presente en cualquier momento ya sea en pre-falla, falla o post-falla; por lo que, realizar un estudio de incremento de carga para comprobar el comportamiento del sistema después que fue afectado por una contingencia N-1 es indispensable de investigar. A este tipo de eventos se los conoce como eventos simultáneos, en donde dos eventos ocurren casi al mismo instante de tiempo, pero cada evento conlleva a una alteración de los parámetros de operación del sistema eléctrico. (Alarcón, 2017)

Sin embargo, por medio de este trabajo se plantea conocer el comportamiento del sistema eléctrico de potencia frente a conmutaciones de las líneas de transmisión, verificando su confiabilidad en cada uno de los escenarios propuestos. Es indispensable conocer qué sucederá en el sistema si de forma imprevista existiera un aumento de carga considerable; por tal razón, es fundamental realizar un estudio de incremento de carga a las conmutaciones óptimas realizadas en el sistema verificando la confiabilidad de las mismas.

Justificación, importancia y alcance

La electricidad es un recurso de vital importancia para la economía puesto que se utiliza en prácticamente todo bien o servicio, así como también en actividades que realizan las personas diariamente. El crecimiento de los sistemas eléctricos de potencia ha ido a la par con el desarrollo tecnológico, las comunicaciones y los sistemas de informática. Sin embargo, la población y sectores industriales dependen de la energía eléctrica, por lo que una variación directa en el sistema eléctrico de potencia, provoca que el servicio de energía eléctrica no sea el adecuado, reduciendo la calidad del suministro de energía eléctrica.

El presente trabajo de investigación tiene un enfoque dedicado a caracterizar el sistema eléctrico de potencia al momento de aplicar el método OTS como un método de conmutación de líneas de transmisión debido a perturbaciones que se presentan en el sistema, siendo este método una forma de ayudar a disminuir las perturbaciones sin la necesidad de usar el

deslastre de carga como un método de emergencia para corregir grandes perturbaciones que se producen en el sistema, de tal forma que por medio de un análisis de confiabilidad el cual permite verificar que las soluciones brindadas por el método OTS sean confiables y seguras, contando con un incremento de carga al sistema podremos colocarlo como un sistema en evento crítico de tal manera también podemos verificar si soporta o no soporta el porcentaje de carga incrementado.

La importancia que se tiene en el presente trabajo es aportar soluciones mediante la aplicación del método OTS el cual trata de una óptima conmutación de líneas de transmisión, ayudando a solventar perturbaciones presentes en los sistemas eléctricos de potencia, los cuales provocan alteraciones en el mismo. De esta manera se presenta una solución frente a alteraciones en el sistema eléctrico por medio del modelamiento OTS y en conjunto con incrementos de carga y análisis de confiabilidad se determinará si el sistema es vulnerable; es decir, si es capaz de soportar dichas variaciones.

En el presente trabajo investigativo el cual será desarrollado por dos estudiantes, por la gran cantidad de información que deben comprender y analizar debido a la metodología propuesta anteriormente así, como también las secciones las cuales deben ejecutarse, entre ellas se detallan las siguientes:

- Realizar una investigación conceptual acerca de las siguientes temáticas: OTS, Confiabilidad e incremento de carga, los cuales serán de mucho apoyo para poderlos reflejar en el presente trabajo.
- Mediante la comprensión de los temas mencionados de realizar la implementación del método OTS mediante el uso de pseudocódigo y flujogramas para la programación y la metodología propuesta en flujograma.
- Implementar la metodología y realizar pruebas teniendo en consideración varios casos de estudio de la IEEE y a su vez realizar análisis de confiabilidad para los escenarios propuestos.

- Realizar pruebas de los mismos escenarios, con incremento de carga en los casos de estudio de la IEEE y en los escenarios propuestos por la metodología planteada OTS.
- Obtener los resultados de la metodología planteada para la problemática.
- Realizar un análisis de los resultados que se obtuvo de toda la implementación propuesta.
- Se terminará con las conclusiones las cuales darán respuesta a los objetivos del proyecto propuestos.

Objetivos

Objetivo General

Caracterizar el sistema eléctrico de potencia al momento que se producen varias conmutaciones de líneas de transmisión con incremento de carga de tal manera que se verifique la confiabilidad de la red.

Objetivos Específicos

- Conocer los métodos que se pueden aplicar para la óptima conmutación de líneas de transmisión.
- Comparar el sistema eléctrico en estado normal de operación, durante un evento y después de la conmutación de las líneas por medio de análisis de confiabilidad.
- Analizar el sistema eléctrico después de la conmutación de las líneas de transmisión con incremento de carga eléctrica por medio de análisis de confiabilidad.

Capítulo II

Fundamentación Teórica y Referencial

Antecedentes Investigativos

En la actualidad, la necesidad de energía eléctrica esta netamente basada en la confiabilidad que las redes de electricidad brindan. Como ya se conoce se han empleado una gran cantidad de tecnologías y procesos para mejorar la confiabilidad. Una de las ideas más comunes que se ha incluido es el aumento de líneas redundantes al sistema con el fin de aumentar la capacidad de la red y este sea capaz de soportar eventos inesperados, ya que se ha tomado en cuenta que la operación de una red con mucha redundancia se considera más confiable y además más rentable.(Tabatabaei Khorram et al., 2016)

Según (Khorram et al., 2016) expresa que de acuerdo a investigaciones previas no necesariamente el aumento de líneas de redundancia en una red, puedan brindar una mejora; dichas líneas de redundancia son capaces de operar en caso de que las líneas principales fallen. Debido a que se considera que un sistema con más redundancia es más rentable y confiable, sin embargo, estudios recientes muestran que al incrementar la redundancia en una red no lleva necesariamente a una mejora ya que presenta mayor limitación de operación en el ámbito eléctrico, de acuerdo con las ecuaciones de red basadas en el flujo de potencia que rige el sistema. Considerando esto, se introduce la Optima Conmutación de Líneas de Transmisión, el cual es un método eficaz para el uso de la red eléctrica, dicho método permitirá distribuir los problemas de congestión en líneas de transmisión, el cual se basa en algunas modificaciones temporales en la configuración de la red mediante cierre y apertura de interruptores.

Según (Fisher et al., 2008) explica que este método descrito se extiende hasta comprobar que la conmutación de líneas de transmisión es capaz de optimizar su eficiencia, de una manera económica, mediante reducción de costos operativos del despacho del sistema de energía. Además, si se requiere proponer nuevas técnicas de operación, es necesario tomar en

cuenta en las redes eléctricas un factor importante, el cual es la confiabilidad de los sistemas eléctricos de potencia. Por otra parte, el potencial de la Óptima Conmutación de Líneas de Transmisión se basa en la reducción o incrementos de costos operacionales, dependiendo mucho del número de líneas de transmisión que son conmutadas además depende del tipo de sistema eléctrico planteado, manteniendo la seguridad del sistema.

En base a la aplicación del programa de Medición avanzada, el cual trata del monitoreo en tiempo real a nivel de carga presente en el sistema, se podría evidenciar algún tipo de problema al momento que existan agregaciones de carga; por lo cual se requiere de monitorear, supervisar y adquirir datos (SCADA), tanto para la zona de generación y distribución. Debido a que en la zona de generación existe reservas las cuales ayudan a solventar problemas de confiabilidad presentes en el sistema. Así como también en la zona de distribución ayuda netamente en la toma de decisiones con el fin de moderar el tiempo inactivo, en caso de presentarse algún tipo de evento inesperado. (Kirby, 2007)

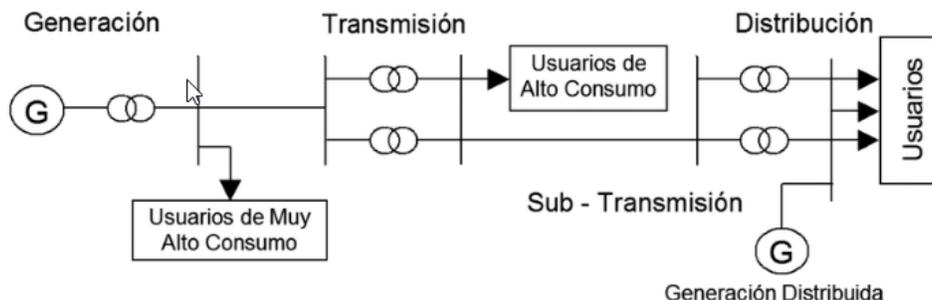
Fundamentación Teórica

Sistema Eléctrico de Potencia

El sistema eléctrico de potencia consiste en un grupo de equipos y dispositivos mediante los cuales permiten transforman una energía primaria en energía eléctrica la cual es posible transportar y distribuir hasta los usuarios finales de una zona o región determinada. Su función es abastecer con energía eléctrica a todos los consumidores finales en la cantidad que está sea requerida además de que sus niveles de seguridad, calidad y confiabilidad sean aceptables en el menor costo posible. (Matulic, 2018)

Figura 1

Esquema unifilar de un sistema eléctrico de potencia.



Nota. En la figura se presenta un ejemplo de un Sistema Eléctrico de Potencia en el cual tiene tres etapas importantes las cuales son Generación, Transmisión y Distribución. Tomado de (Rubén Acevedo, 2017)

Se componen de tres etapas las cuales son generación transmisión y distribución:

Generación

La etapa de generación está constituida por un elemento primordial que es el generador, el cual es una máquina que se encarga de transformar la energía eléctrica a partir de la energía mecánica, esta transformación de energía se logra obtener por la acción de un campo magnético sobre los conductores eléctricos los cuales se encuentran dispuestos sobre una armadura. La intervención de las centrales eléctricas ayuda en la etapa de generación del sistema eléctrico de potencia, como es el caso, si la demanda incrementa anualmente la generación eléctrica deberá ser capaz de satisfacer esa demanda, por lo que se recurre a las centrales eléctricas las cuales podrían ser de distintos tipos de acuerdo con el tipo de generación como se detallaran más adelante. (Matulic, 2018)

Dependiendo de la energía primaria la generación se divide en los siguientes tipos:

- *Hidráulica*: La forma de energía primaria es proveniente del flujo de agua. Hay tipos de centrales que utilizan el flujo de agua mediante un almacenamiento en un embalse, y por otro lado hay otras que utilizan el flujo de agua de pasada. (Matulic, 2018)
- *Térmica*: Aquí se utiliza la energía primaria proveniente de distintos combustibles fósiles como puede ser Diesel, carbón o gas; que hace posible generar la energía mecánica en las turbinas. (Matulic, 2018)
- *Nuclear*: Principalmente se utiliza el calor que generan las reacciones nucleares y después con la intervención de calderos se obtiene el vapor que mueve a las turbinas. (Matulic, 2018)
- *Eólica*: Su característica principal es la de utilizar la velocidad del viento como energía primaria. (Matulic, 2018)
- *Solar*: Utiliza la radiación solar como energía primaria y un aspecto importante aquí es que su proceso de conversión de energía no es electromecánico. (Matulic, 2018)

Transmisión

Es la etapa que se encarga de transmitir energía eléctrica desde las centrales de generación hasta los centros de consumo, tales como parques industriales, ciudades, urbanizaciones, etc. Para lo cual utiliza conductores como un medio físico por el que la energía eléctrica circula. (Gavidia Almachi & Paredes Morán, 2021)

Distribución

Es la etapa final la cual está encargada en distribuir la energía eléctrica a los usuarios tales como: industrias, hogares, etc. Lo hacen mediante redes de distribución las cuales se llevan a cabo en niveles medios de voltaje que son valores mayores a 0.6 kV y menores a 40 kV; y además en niveles bajos de voltaje los cuales son menores a 0,6 kV, dichos niveles se reducen mediante transformadores. (Ramírez Castaño, 2018)

Líneas de Transmisión

Las líneas de transmisión se usan para transportar energía eléctrica a distancias muy grandes en niveles de alto voltaje, dichos niveles dependen de la distancia. Este tipo de líneas de transmisión funcionan como un enlace entre las centrales de generación eléctrica y el sistema de distribución, siendo imprescindibles para el sistema de transmisión de energía. Además se encuentran configuradas por torres de transmisión y conductores de un calibre grueso los cuales facilitan que el nivel de voltaje pueda ser elevado y así la corriente en el conductor se minimice. (Quezada, 2019)

Figura 2

Siluetas de líneas de transmisión de energía eléctrica y torres



Nota. En la presente imagen se muestra una torre de transmisión la cual ayuda en la etapa de transmisión de energía a grandes distancias. Tomado de (Arias E. & H, 2017)

Variaciones en el sistema eléctrico

Las perturbaciones que normalmente suelen tener en los sistemas eléctricos de potencia son de dos tipos las cuales son de manera externa, por condiciones atmosféricas y de manera interna, las cuales se presentan como cortocircuitos o malas maniobras de elementos o dispositivos presentes en la red, de tal manera se puede decir que todas estas perturbaciones afectan a la calidad de la energía. (Mora Sánchez & Cevallos Chávez, 2014)

Las normas que ayudan a definir la calidad de energía son las siguientes:

- **IEEE 1100.** Los conceptos de alimentación y puesta a tierra de una manera adecuada y correcta para su operación ayudan a definir la calidad de energía.
- **IEEE 61000.** En esta norma la calidad de energía se realiza en los términos de compatibilidad electromagnética lo cual se define como la capacidad de un equipo para funcionar de manera satisfactoria en su entorno electromagnético.

Para tener una calidad de energía adecuada definiremos algunas variables eléctricas y sus valores límites a ser considerados.

Tabla 1

Variables Eléctricas y valores límites a ser tomados en cuenta

Variables	Criterios a considerar	Normativa
Niveles de Voltaje	± 8% del voltaje nominal ± 5% del voltaje nominal	ARCONEL 005/18 ANSI C84.1
Factor de Potencia	Valor mínimo de 0,92p.u. Valor mínimo de 0,9 p.u.	ARCONEL 004/18 ANSI C84.1
Flicker	El 95% o más de los registros no deben superar la unidad. $P_{st} \leq 1$ y $P_{it} \leq 0,65$	IEC 61000 – 4-15 IEC 61000 – 3-3
Armónicos de Voltaje	THD del 8%	IEEE 519 - 2014

Variables	Criterios a considerar	Normativa
	Individual 5%	
Armónicos de Corriente	TDD no debe sobrepasar el % obtenido del resultado del cálculo - Relación SCR	IEEE 519 - 2014
Desequilibrio de Voltaje	Menor al 2% para todos los niveles de voltaje	ARCONEL 005/18 IEEE 1159
Interrupciones	< 3 min Corta duración > 3 min de larga duración	IEC 60909
Transitorios	Impulso: < a 50ns: 1ms - 50ns: > a 1ms Oscilatorios: 5kHz a 5 MHz 0,3ms - 5 μ s	IEEE 1159
Variaciones de Corta Duración	Elevaciones (Swell): 0,5 ciclos - 1 min Huecos (Sag): 0,5 ciclos - 1 min	IEEE 1159
Variaciones de Larga Duración	Sobrevoltaje: mayor al 110% > 1 min Bajo Voltaje: menor al 90% > 1 min	IEEE 1159
Variaciones en la Frecuencia	Normal: \pm 1%(59.4 – 60.6Hz) Critica: -6%, +4% (56.4 – 62.4Hz) Normal: \pm 1%(59.4 – 60.6Hz)	EN50160 ANSI C84.1

Nota. En esta tabla se da a conocer algunas variables eléctricas y criterios que tienen que ser considerado de acuerdo a la normativa pertinente. Tomado de (Mora Sánchez & Cevallos Chávez, 2014)

Funcionamiento inadecuado del sistema de potencia

Las situaciones anormales presentes el sistema eléctrico de potencia son aspectos importantes que las grandes compañías eléctricas consideran que deben ser eliminados. Estas situaciones se deben a diferentes causas como se detallan a continuación (González, 2007)

- **Falla de los componentes del sistema:** Esta falla puede presentarse en cualquier elemento de las tres etapas del sistema eléctrico de potencia. (González, 2007)
- **Situaciones de carácter imprevisto:** En este caso entran factores en los que no se espera que sucedan, como una descarga atmosférica o tormenta eléctrica. (González, 2007)
- **Errores de operación:** Estos son provenientes de los operadores de las distintas etapas del sistema eléctrico, éstas pueden ser de carácter manual o automático. (González, 2007)

De acuerdo a las situaciones nombradas se pueden obtener efectos variados en el sistema de potencia como la pérdida de estabilidad, un mal servicio o daños en los equipos. De igual forma podemos describir algunas consecuencias de una operación anormal del sistema como pueden ser la variación de parámetros de la red y la interrupción del sistema. (González, 2007)

Anormalidades que se pueden presentar dentro de un sistema eléctrico de potencia

Pueden tener una clasificación de acuerdo a su severidad en la que afecta al sistema eléctrico de potencia de tal manera que se clasifican en:

- Perturbaciones
- Fallas

Perturbaciones

Se considera que son aquellas condiciones que permiten la continuidad de operación en un sistema pero que podrían ocasionar daños en algunos equipos si su duración es prolongada pueden ser ocasionadas por (González, 2007)

➤ **Sobrevoltajes**

Se habla de que son cualquier valor de voltaje entre fase y tierra, en el cual cuyo valor pico sobrepasa el voltaje máximo del sistema, así mismo dependiendo de las condiciones del sistema la tensión es variable. (González, 2007)

En cuanto a sobrevoltaje pueden existir de tres tipos:

Sobre voltaje temporal: se dice que es un voltaje oscilatorio en fases o entre fases y tierra que tiene una larga duración y que no son amortiguadas o son ligeramente amortiguado lo que genera cambios en la amplitud de la frecuencia. (González, 2007)

Los sobrevoltajes temporales se pueden ocurrir debido a energización de las líneas, esto se debe a que una línea de transmisión larga es alimentada por una fuente inductiva en vacío la cual no es compensada a su extremo receptor y por ende es mayor que el extremo de envío. Puede producirse por cambios bruscos de carga, esto se debe a que la carga que es suministrado al sistema se desconecta de manera parcial o total produciendo sobre voltajes de la frecuencia industrial, en la cual su periodo de duración puede tardar varios segundos. También puede haber sobrevoltaje por fallas, ya que el sistema eléctrico de potencia puede presentar fallas de tipo línea tierra, dos líneas a tierra, trifásica y bifásica levantada tierra. (González, 2007)

Sobre voltajes de maniobra: son aquellos voltajes transitorios los cuales se producen debido a cambios bruscos en el sistema, se dice que son de corta duración porque duran alrededor de

Mili a micro segundos y que son altamente amortiguados, sus causas pueden ser: apertura por corriente de falla, falla en una línea a una gran distancia del interruptor. apertura de reactores, apertura de transformadores en vacío además de apertura de circuitos de tipo capacitivo.

(González, 2007)

Sobrevoltajes atmosféricos: son elevaciones de voltaje que son provocadas por descargas eléctricas de tipo atmosféricas entre la nube y tierras las cuales impactan a las líneas de transmisión, se caracterizan por ser unidireccionales y de poca duración éstas pueden ser

(González, 2007)

- ⇒ **Directas** debido a que alcanza la descarga algún conductor de fase siendo ésta la más grave por lo que los sobrevoltajes son muy independientes del voltaje del sistema.
- ⇒ **Indirectas:** cuando la descarga atmosférica cae en los cables de guarda en elementos de blindaje o en torres de transmisión.
- ⇒ **Inducidas:** esto se produce cuando la descarga atmosférica cae en las cercanías de las líneas o instalaciones

➤ **Sobrecargas**

La sobrecarga se define, cuando la corriente es mucho mayor que el valor de la corriente nominal, éstas pueden clasificarse en sobrecargas breves y duraderas, pueden ser causadas por muchas situaciones, pero las más comunes son cortocircuitos no aislados oportunamente y exceso de carga, ya sea por presencia de picos de cargas posibles o una desconexión en dispositivos en paralelo. (González, 2007)

➤ **Oscilaciones de potencia**

Son causadas por conexión o desconexión de cargas en el sistema eléctrico, cuando sucede variaciones de potencia se debe a que los generadores no toman el ángulo de

impedancia de la carga instantáneamente si no lo toman después de algunas oscilaciones amortiguadas, de tal manera que podría inclusive perder el sincronismo, esto afecta especialmente a generadores y turbinas. (González, 2007)

Fallas

Una falla es aquella que impide la operación de los equipos de un sistema eléctrico, pueden tener dos posibles estados, los cuales son: estado de aislación y estado de continuidad. El estado de aislación indica un cortocircuito mientras que el estado de continuidad indica un circuito abierto. Puede existir varios tipos de fallas eléctricas en un sistema eléctrico de potencia entre las cuales tenemos (González, 2007)

➤ **Cortocircuito**

Es el fenómeno eléctrico que ocurre cuando se ponen en contacto dos puntos en los cuales existe una diferencia de potencial. Se caracterizan por la circulación elevada de corriente hasta el punto de falla. Un cortocircuito puede clasificarse por contacto directo, el cual se da entre los conductores de fases distintas o de fase con tierra y cortocircuitos por rotura de aislamiento, este se produce por consecuencia de un arco eléctrico el cual atraviesa el aislante. (González, 2007)

Pueden ser causados por distintos fenómenos los cuales pueden ser de origen eléctrico, causado por la modificación de los parámetros eléctricos, de tipos mecánicos, que se puede producir por contacto en las fases o fases y tierra o de un origen fortuito, éstas pueden ser por falsa maniobra abertura de un seccionador bajo carga. (González, 2007)

➤ **Conductores en Circuito Abierto**

Se debe a una falta de continuidad en una o más fases del circuito puede ocurrir por una operación incorrecta al abrir o cerrar un interruptor o una ruptura en los puentes de amarre en una línea. (González, 2007)

➤ **Fallas Simultáneas**

Es aquella combinación en la que puede ocurrir dos o más fallas al mismo tiempo pueden ser causadas por una rotura de un conductor cercano una torre de transmisión quedándose la una parte en el aislador y la otra parte cae a tierra la cual produciría una falla línea a tierra. (González, 2007)

➤ **Fallas presentes en Devanados**

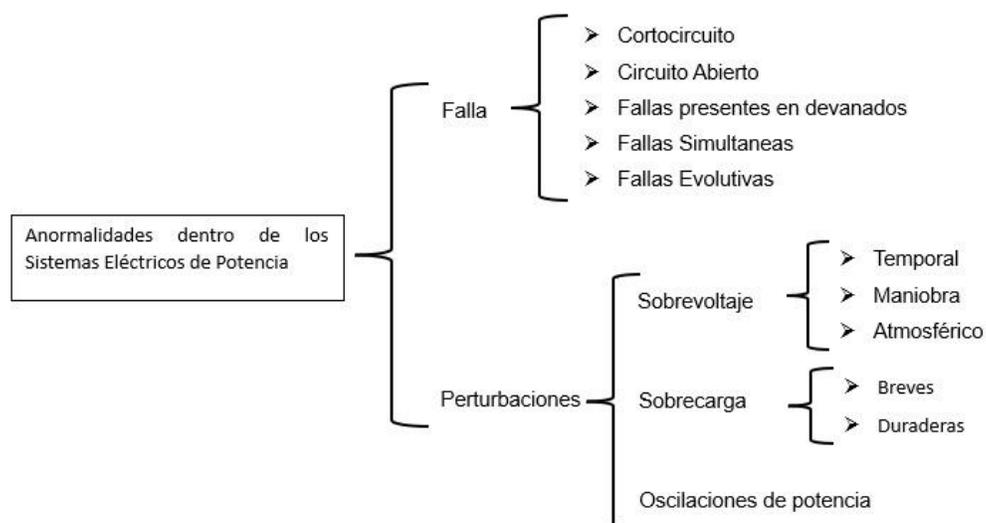
Se considera que son provocadas debido a una operación anormal en el sistema

➤ **Fallas Evolutivas**

Las fallas de evolutivas son aquellas que van modificándose durante su tiempo de ocurrencia, estas se producen por difusión de gastos tensados a otras fases o por la propagación del arco eléctrico. (González, 2007)

Figura 3

Resumen sobre las anomalías presentes en el sistema eléctrico de potencia



Nota. En la presente imagen se muestra una explicación resumida acerca de las anomalías que se encuentran en el sistema eléctrico de potencia, tomando importancia en las derivaciones de fallas y perturbaciones.

Desbalances en el Sistema Eléctrico

Como ya se conoce las líneas de transmisión son considerados como un elemento primordial para el transporte de energía, entonces el diseño del mismo debe soportar un nivel de potencia elevado, debido a que, al operar continuamente debe ser capaz de afrontar cualquier tipo de desbalance o contingencia. Destacando entonces dos tipos de desbalances que se presentan en los sistemas de potencia, que son de tensión el cual se da cuando los niveles de tensión en las fases son variados; y por otra parte, el desbalance de corriente se da cuando existe una variación en los fasores. (Armas et al., 2007)

Enfocándose en casos reales, un sistema perfectamente balanceado en tensión y en corriente, es completamente inexistente, además los cálculos son de carácter aproximado al momento de ignorar los componentes de secuencia de la potencia demandada. (Armas et al., 2007)

Podemos destacar un componente importante en las líneas de transmisión que tiene gran incidencia en provocar desbalance del sistema que es el hilo de guarda, el cual tiene como propósito principal la protección a los conductores de fase contra las descargas atmosféricas que podrían causar reacciones mecánicas o eléctricas en las líneas de transmisión, por lo que es importante especificar apropiadamente el calibre y material del conductor para que sean capaces de conducir corrientes de cortocircuito y soportar descargas atmosféricas. (Jaramillo et al., 2020)

De esta manera, tomando en cuenta el acero como material común del cable de guarda, al momento que la corriente de cortocircuito aumenta, se presentará una variación en la permeabilidad magnética y con esto propiedades como la reactancia y la resistencia sufrirán de un cambio similar. Las corrientes en condiciones transitorias, son una herramienta importante para una selección adecuada del calibre del cable de guarda, que por otro lado, las corrientes en condiciones normales son considerablemente bajas, resultando así que cualquier calibre sea capaz de soportarlas. (Jaramillo et al., 2020)

Flujo Optimo de Potencia

La implementación de flujo óptimo de potencia en sus siglas OPF, tiene la tarea de optimizar la operación enfocado a redes de transmisión, generación y distribución de energía eléctrica, que son sujetas a límites y restricciones de control, siendo así considerada este como uno de los problemas de optimización más importantes. No obstante, hay una gran variedad de métodos de solución de OPF, debido a que su naturaleza continúa evolucionando conforme los mercados eléctricos avanzan, sin dejar de lado la integración de nuevos recursos de tipo

renovables(Frank et al., 2012b). El OPF busca la optimización de un objetivo tomando en cuenta el costo, de tal modo que ayuda al control del flujo de energía en una red eléctrica, como ya se ha mencionado, cuidando que no se violen la restricción del sistema. Además, es capaz de determinar el voltaje, la corriente y la energía que se encuentra en todo el sistema, es decir en otras palabras el estado de operación del sistema. (Frank et al., 2012a)

Entre las áreas donde se utilizan OPF están las de operación y planificación del SEP, en las cuales las soluciones obtienen valores óptimos para un cierto número de variables de estado y control. En comparación al sistema de flujo de energía convencional y el OPF, ambos determinan lo que es corriente, voltaje y energía del sistema. Sin embargo, lo que diferencia un flujo de energía convencional es que solamente determina el estado del sistema tomando en cuenta la potencia consumida y generada. Mientras que por otra parte un OPF obtiene valores de las variables de control como es la potencia activa, en base a una optimización de una función objetivo la cual consiste en minimizar los costos de operación del sistema, las cuales cuantifican el valor de las variables de la función mencionada. (Cain et al., 2012)

Flujo Optimo de Potencia en DC

Podemos hablar sobre el OPF-DC que es utilizado para determinar el flujo óptimo de potencia, además que, debe brindar una operación segura en el sistema encontrando un punto óptimo de funcionamiento. Es un método mediante el cual es posible determinar las necesidades que requieren tanto compradores y proveedores. El flujo óptimo de potencia en DC es más sencillo de configurar y llegar a su solución, debido a que es posible la simplificación de cálculos y llegar más fácil a una posible solución. (Karoui et al., 2011)

Pese a todos los avances presentados en el método OPF se tienen algunas desventajas como por ejemplo sus formulaciones matemáticas las cuales deben ser bastante simplificadas para poder obtener soluciones a sistemas de energía de gran escala, por otra parte existe poca convergencia ya que se considera un algoritmo débil el cual puede quedar a

mitad de la resolución al momento en que se debe de obtener un punto óptimo por lo que para grandes sistemas puede ser costoso debido al número de variables y además puede volverse lento para poder brindar una solución óptima. (Caicedo Rivadeneira, 2022)

En cuanto a lo que se refiere a la linealización de las ecuaciones del flujo óptimo de potencia, se pueden considerar las siguientes aproximaciones (Quishpe, 2017)

Se supone un perfil plano de voltaje, debido a que al aplicar esta metodología se linealiza el problema, de tal manera que el voltaje toma el valor de 1 pu.

$$V_i \approx V_j \approx 1 \text{ pu}$$

Por otra parte, se desprecia la resistencia con respecto a la reactancia en las líneas de transmisión, por lo tanto, la resistencia toma un valor nulo y la reactancia no presenta alteraciones.

$$R_{ij} \approx 0$$

Se considera las diferencias angulares entre barras con un valor pequeño, debido a que, al considerar únicamente la potencia activa en esta metodología, la potencia reactiva se elimina de tal manera que los cambios angulares son mínimos.

$$\delta_{ij} = \delta_i - \delta_j$$

$$\delta_{ij} = \delta_i - \delta_j$$

$$\delta_i = \delta_j = 0$$

Función Objetivo

En el presente modelo se muestra la ecuación de la función objetivo con la cual ayuda a minimizar son los costos de generación presentes en el sistema además que está tiene

restricciones de balance de potencia los cuales vienen dado en los flujos de potencia presentes en las líneas de transmisión. (Gualoto Loachamín, 2019)

$$FO = \min \sum_{i=1}^{N_{gen}} F_i(P_{gen\ i})$$

Dónde:

$F_i(P_{gen\ i})$ es la función de costo de generación de cada unidad de generación (i), expresada en [\$/h]

N_{gen} es el número total de generadores.

Por otra parte, se tiene la ecuación de costo de generación que puede variar de acuerdo a los datos de los generados, esto debido a que en un sistema eléctrico de potencia existen diferentes tipos de generadores los cuales funcionan a partir de una fuente primaria diferente. La ecuación está representada para un problema no lineal, en el cual tanto la función objetivo como las restricciones son no lineales debido a que posee variables cuadráticas. Entonces puede expresarse como (Vinuesa Gómez, 1984)

$$F_i(P_{gen\ i}) = a_i \cdot P_{gen\ i}^2 + b_i \cdot P_{gen\ i} + c_i$$

Dónde:

a_i es el coeficiente de costos cuadrática

b_i es el coeficiente de costos lineal

c_i es el coeficiente de costes constante

Restricciones de Igualdad

Las restricciones de igualdad que rigen a este modelo, se pueden entender como las ecuaciones que facilitan que el flujo óptimo de potencia obtenga una solución factible. Entre las principales intervienen ecuaciones sobre el balance nodal de potencia, el flujo de potencia activa y sobre la barra de referencia. (Quishpe, 2017)

Primero es importante destacar el balance nodal de potencia, que puede definirse como la inyección de potencia activa en una barra lo cual esto es igual a la suma de los flujos de potencia activa los cuales salen de la misma barra. Entonces la ecuación matemática se expresa de la siguiente manera (Quishpe, 2017)

$$P_{gen_i} - P_{load_i} = \sum_{j=1}^{N_{bus} \in \Psi} P_{ij} \quad \forall i \in N_{bus}$$

Dónde:

P_{gen_i} es la potencia activa generada por la unidad conectada a la barra i , expresado en [MW]

P_{load_i} es la potencia activa demandada conectada a la barra i , expresada en [MW]

N_{bus} es el número de barras

Ψ es el conjunto de barras con conexión eléctrica con la barra j

P_{ij} es la potencia activa transmitida entre las barras i, j expresada en [MW]

Para expresar la ecuación de flujo de potencia activa que se transmite en las barras, hay que considerar parámetros como el ángulo de voltaje que interviene en la barra y la susceptancia del enlace de transmisión en las barras. Se puede expresar de la siguiente manera (Quishpe, 2017)

$$P_{ij} = B_{ij}(\theta_i - \theta_j) \quad \forall i = 1, 2, 3 \dots N_{bus}, j \in \Psi$$

Dónde:

P_{ij} es el flujo de potencia activa transmitida entre las barras i, j expresada en [MW]

B_{ij} es la Susceptancia del enlace de transmisión entre las barras i, j expresada en [MW]

θ_i es el ángulo de voltaje en la barra i , expresada en [rad]

El ángulo de voltaje de la barra slack debe ser igual a 0:

$$\theta_{slack} = 0$$

Restricciones de Desigualdad

Las restricciones de desigualdad que están sujetas a este modelo son las inecuaciones que se enfocan en la potencia de los generadores y la potencia de las líneas de transmisión, para los cuales deben cumplir los límites mínimos y límites máximos (Quishpe, 2017)

En cuanto a los límites de potencia activa en los generadores se puede describir que la potencia de generación debe estar entre sus límites de generación tanto mínima y máxima de acuerdo a la capacidad de cada generador. La ecuación que se tiene de la forma (Zurita & Quezada, 2015)

$$P_{gen_i}^{min} \leq P_{gen_i} \leq P_{gen_i}^{max} \quad \forall i \in N_{gen}$$

Dónde:

$P_{gen_i}^{min}$ es la potencia activa mínima de generación de la unidad conectada a la barra i , expresada en [MW]

$P_{gen_i}^{max}$ es la potencia activa máxima de generación de la unidad conectada a la barra i , expresada en [MW]

La restricción del flujo que circula a través de las líneas de transmisión se entiende como la potencia mínima y máxima que pueden soportar, dependiendo de la capacidad de transferencia de cada barra describe. Esta expresión se detalla de la siguiente manera (Zurita & Quezada, 2015):

$$P_{ij}^{min} \leq P_{ij} \leq P_{ij}^{max} \quad i, j = 1, 2, 3 \dots N_{bus}; i \neq j$$

Dónde:

P_{ij}^{min} es la potencia activa mínima de transferencia entre las barras i,j expresada en [MW]

P_{ij}^{max} es la potencia activa máxima de transferencia entre las barras i,j expresada en [MW]

Flujo Óptimo de potencia en AC

Con ayuda del Flujo óptimo de potencia se lleva a cabo el despacho de las unidades de generación de acuerdo, a lo requerido por el sistema; en el cual se puede maximizar o minimizar una función objetivo. De esta manera se puede recalcar que para dar solución a esta problemática se utiliza una programación no lineal de enteros mixtos, con el único objetivo de sustentar variables y restricciones de acuerdo a condiciones de operación presentes en el sistema. (Flores, 2020)

Una forma de dar solución al OPF-AC convencional, es mediante la técnica de linealización para flujo óptimo de potencia denominada LOPF-AC. En esta metodología interviene técnicas de desarrollo lineal como las Series de Taylor y Aproximación lineal por medio de derivación, teniendo aplicaciones tales como el análisis de la expansión del sistema de transmisión. (Escudero Delgado & Carrión Galarza, 2018)

Óptima conmutación de las líneas de transmisión

La metodología OTS la cuál es la óptima conmutación de líneas de transmisión viene de una terminología inglesa Optimal Transsmisionn Switching, mediante la cual se puede realizar

una planificación en los sistemas de eléctricos de potencia específicamente en la etapa de transmisión y así realizar la optimización de fuentes de energía eléctrica. (Masache & Carrión, 2019a)

Además permite resolver diferentes tipos de problemas como por ejemplo: distribuir el flujo de potencia en las líneas de transmisión en el sistema, reducir costos de producción de energía, planeación de la expansión del sistema considerando que tiene un comportamiento dinámico y la conmutación de líneas de transmisión cuándo existen perturbaciones eléctricas de manera que ayuda a mantener el sistema eléctrico de potencia dentro de los parámetros óptimos de operación los cuales son voltaje, frecuencia y satisfacción de demanda, de manera que con la ayuda de estudios de confiabilidad se podría determinar si el SEP podría reaccionar ante cualquier contingencia presentada. (Masache & Carrión, 2019b)

Una de las ventajas de esta metodología es poder optimizar recursos operativos de la red, frente a diversos tipos de contingencias que podrían ocurrir en el sistema, también permite la redistribución del flujo de corriente eléctrica la cual se realiza por medio de la desconexión de líneas. (Suárez, 2020)

Modelo matemático OTS

El modelo matemático propuesto para el análisis del OTS se fundamenta en el flujo óptimo de potencia en DC o se lo podría considerar también una extensión matemática del mismo:

n : Numero de Generadores

k : Línea de Transmisión

i : Numero de bus

C_n : Costo de operación de Generador

D_b : Demanda eléctrica

$F_k^{m\acute{a}x}$: Máxima tasa de la línea de transmisión

D_b : Susceptancia eléctrica de la línea de transmisión

$G_n^{m\acute{a}x}$: Generación máxima

G_n^{min} : Generación mínima

θ^{min} : Angulo mínimo

$\theta^{m\acute{a}x}$: Angulo máximo

θ_a : Angulo de origen del bus

θ_b : Angulo de destino del bus

$Z_k^{m\acute{a}x}$: Número máximo de líneas conmutadas

Z_k : Estado de la línea (0 Fuera de servicio, 1 En servicio)

g_n : Potencia del generador

f_k : Flujo de potencia transmitido por la línea

P : Variable para optimizar

M_k : Valor máximo de potencia de las líneas

Función Objetivo

La ecuación que tenemos representa la función objetivo el cual tiene como finalidad reducir los costos de operación debido a la potencia la cual la unidad de generación necesita despachar. Esta función objetivo guarda una estrecha relación con la función objetivo del flujo óptimo de potencia en DC, ya que ambas expresiones buscan minimizar costos operativos.

(Masache & Carrión, 2019b)

$$\text{Min: } P = \sum C_n * g_n$$

Restricciones

En las ecuaciones que detallaremos a continuación representa las restricciones que se utilizarán y están sujetas a este modelo. La presente ecuación indica que tanto la sumatoria de potencia generada con la diferencia del flujo de potencia presentes en la barra es igual al flujo de potencia que sale de la misma barra (Masache & Carrión, 2019b)

$$\sum g_n + \sum f_k - \sum f_k = D_i \quad \forall n, k, i$$

La siguiente ecuación representa la estrecha relación entre el valor máximo de la potencia de las líneas, el flujo de potencia que se transmite por las líneas, la susceptancia eléctrica de la línea de transmisión incluyendo los parámetros de voltaje y ángulo entre las barras y las líneas de transmisión que conectan a las barras (Masache & Carrión, 2019b)

$$-(1 - Z_k)M_k \leq f_k - Y_k(\theta_{a_k} - \theta_{b_k}) \leq (1 - Z_k)M_k \quad \forall k$$

La siguiente ecuación relaciona la máxima tasa de la línea de transmisión $F_k^{m\acute{a}x}$, con el estado de cada línea Z_k tomando que 1 representa el estado en línea y 0 representa fuera de servicio; de igual forma se relaciona el flujo de potencia transmitida por la línea f_k , representando la capacidad máxima y mínima que puede soportar una línea de transmisión. (Masache & Carrión, 2019b)

$$-F_k^{m\acute{a}x} Z_k \leq f_k \leq F_k^{m\acute{a}x} Z_k \quad \forall k$$

En la siguiente ecuación se relaciona la potencia del generador en el cual a su vez indica la capacidad máxima y mínima de cada unidad de generación presente en el sistema. (Masache & Carrión, 2019b)

$$G_n^{min} \leq G_n \leq G_n^{m\acute{a}x} \quad \forall n$$

Teniendo en la siguiente expresión la restricción de diferencia de ángulos tanto para el ángulo de origen de la barra como para el ángulo de destino de la barra en el cual indica su valor mínimo y máximo. (Masache & Carrión, 2019b)

$$-\theta_k^{m\acute{a}x} \leq \theta_{a_k} - \theta_{b_k} \leq \theta_k^{m\acute{a}x} \quad \forall k$$

Para la siguiente restricción se incluye la conmutación de las líneas de transmisión en la cual nos indica una variable binaria que representa el estado de la línea indicando si la línea de transmisión está operando o no. (Masache & Carrión, 2019b)

$$\sum (1 - Z_k) = Z_k^{m\acute{a}x}$$

Aumento de carga eléctrica

La importancia de tener en cuenta la capacidad que soporta una línea de transmisión es la de ayudar a no sobrecargarse hasta su nivel máximo, evitando que se produzca un colapso del sistema eléctrico. Sin embargo, un incremento de carga inesperado puede provocar dicha situación, entonces el monitoreo del nivel de carga de la línea de transmisión debe ser una muestra para la ocurrencia de contingencias eventuales. (Sánchez, 2018)

Por otra parte, tenemos que la presencia de inestabilidad de voltaje en el sistema se debe a la variación de la potencia de demanda, dicha variación provoca que el voltaje de las barras aumente o disminuyan hasta valores que se encuentre fuera de rango de operación normal, que de igual forma de no ser controlado puede ocasionar un colapso de la red. (Sánchez, 2018)

El control de frecuencias de carga es un aspecto muy importante en la gestión de un sistema eléctrico, debido a que, si se desea brindar los efectos derivados del cambio de carga inesperado que conlleva a un ajuste en a la generación eléctrica evitando de esta manera un

desequilibrio de energía, en el cual, para mantener los valores de voltaje y frecuencia dentro de los valores nominales, es necesario un sistema control. (Memane et al., 2018)

Análisis de Confiabilidad

La confiabilidad de un sistema eléctrico de potencia abarca dos aspectos importantes lo cual es la seguridad y la suficiencia, esta última se debe a que la producción de energía en la etapa de generación debe poder satisfacer la demanda de los usuarios, contando con la seguridad de que el sistema eléctrico de potencia pueda responder a perturbaciones repentinas que se puedan producir en el sistema independientemente de qué tipo de perturbaciones puedan presentarse. (Sanguano, 2021)

La confiabilidad toma variables importantes las cuales ayudan a comprender el comportamiento de los elementos que se encuentran en la red todos estos elementos se relacionan con tiempos característicos los cuales son propios de un elemento al momento de su operación por ende aquellas variables son las siguientes (Masache & Carrión, 2019a)

Tasa de fallas: La tasa de fallas representa estadísticamente el número o la cantidad de fallas que se registran en un componente o elemento de la red de tal manera que este viene dado por unidad de tiempo en horas. (Masache & Carrión, 2019a)

MTTF: Es aquel tiempo promedio que se da para que se produzca una falla de tal manera que este tiempo se toma desde la última entrada en operación de aquel componente luego de haber sufrido una falla. (Masache & Carrión, 2019a)

MTTR: Se define como aquel tiempo promedio en el cual un elemento pueda volver a operar por si algún motivo o razón antes éste se vio afectado por una falla. (Masache & Carrión, 2019a)

MTBF: Se puede definir el cómo el tiempo promedio el cual se toma entre el fin de una falla de un elemento o componente y el fin de la siguiente falla respectivamente. (Masache & Carrión, 2019a)

Una de las características de un sistema eléctrico de potencia es la confiabilidad ya que con esto se puede brindar a los usuarios un buen servicio de energía eléctrica en el cual cumple con ser un servicio continuo en el tiempo cumpliendo algunas normas de calidad. (Gutiérrez Rodas, 2016)

La confiabilidad maneja factores tales como:

- **Disponibilidad:** El factor de disponibilidad está relacionado con la etapa de generación eléctrica la cual viene definido como la cantidad de tiempo en que se puede producir energía eléctrica durante un período de tiempo en condiciones normales. (Gutiérrez Rodas, 2016)
- **Seguridad:** Esta viene definido como la habilidad de un sistema eléctrico de potencia para poder responder de una manera adecuada a las perturbaciones presentes en el sistema sin importar del tipo que sea. (Gutiérrez Rodas, 2016)
- **Mantenimiento:** Hace referencia al mantenimiento programado de las unidades de generación lo cual viene dado como un problema en el que se relaciona la operación y la planificación del sistema para periodos de tiempo definidos. (Gutiérrez Rodas, 2016)
- **Fiabilidad:** El factor de fiabilidad tiene relación al suministro de energía eléctrica para todos los consumidores presentes en el sistema por lo que el sistema tiene que ser fiable para poder satisfacer de forma continua el servicio. (Gutiérrez Rodas, 2016)

Índices de confiabilidad

Mediante índices de confiabilidad se puede declarar la confiabilidad de un sistema eléctrico de potencia en el cual indican la cuantificación de la clase del servicio eléctrico que se

está dando a todos los usuarios además de que existen diversos índices de confiabilidad en los cuales pueden ser agrupados de manera determinística o probabilística. (Sanguano, 2021)

Índices de confiabilidad probabilísticos

Son aquellos índices los cuales permiten evaluar al sistema, tomando en cuenta parámetros y eventos inciertos. De esta forma brinda una mejor apreciación de la problemática presente en el sistema eléctrico de potencia, generando índices de confiabilidad en función del rendimiento y de los distintos escenarios. Teniendo los siguientes índices de confiabilidad (Gómez-Ramírez, 2016)

LOLP: es uno de los índices más comunes en la confiabilidad de los sistemas eléctricos de potencia, que se define como aquella probabilidad de carencia de carga, esto se da debido a que la demanda en el sistema eléctrico de potencia es mucho mayor logrando sobrepasar al nivel de la generación disponible. (Rodríguez, 2020)

$$LOLP = \sum_j P(C_j) \sum_j P(L_j)$$

Donde:

L representa la carga esperada.

C representa de generación disponible.

j representa los días en un año.

LOLE: Es aquel índice que representa una medición estadística para la probabilidad de falla, el cual toma en cuenta el déficit a la carga esperada. Es decir que define un periodo de tiempo esperado en horas, donde la carga es de mayor capacidad que la generación disponible.

(Rodríguez, 2020)

$$LOLE = LOLP \cdot T$$

Donde:

LOLP representa la probabilidad de producción de potencia insuficiente.

T representa el tiempo de carga continua en un año.

EENS: denominado por su terminología inglesa Expected Energy Not Supplied, se define como aquel valor anual que se espera en energía que no se suministra al sistema (Sanguano, 2021).

$$EENS = \sum_L^X \sum_{X=R}^{=R+L} (X - R) \cdot P(X)$$

Donde:

$P(X)$ representa la probabilidad de forma puntual de tener x MW no disponibles.

X recorre los estados discretos de la t perdida de generación donde se aplica los valores más altos a la reserva.

FOI: se define como la frecuencia de interrupciones presentes en el sistema eléctrico de potencia, lo cual significa qué es el número de veces al año qué se interrumpió el suministro de energía eléctrica a los usuarios finales. (Sanguano, 2021)

EDO: Se representa como el valor de tiempo de duración que tienen las interrupciones presentes en el sistema las cuales se van mostrando en el mismo. (Sanguano, 2021).

$$EDO = \frac{LOLE}{FOI} [h]$$

EENSI: Valor anual de la energía no suministrada por cada una de las interrupciones generadas dentro del sistema. (Sanguano, 2021)

$$EENSI = \frac{EENS}{FOI} [MWh]$$

ELCI: Potencia esperada del déficit en cada interrupción presente en el sistema. (Sanguano, 2021)

$$ELCI = \frac{EENSI}{EDO I} [MW]$$

Análisis de confiabilidad mediante el Método Determinístico

Además de tratar índices de confiabilidad probabilísticos, tenemos por otro lado los índices de probabilidad determinísticos. Aquí el más común y del cual se tratará a detalle es el de Ranking de contingencia. (Abdulrazzaq, 2015)

Índices de evaluación de contingencias

Estos índices se utilizan para poder cuantificar la severidad de la violación de los límites operativos ante la salida de algún elemento presente en el sistema eléctrico de potencia son índices de funcionamiento para contingencias de voltaje y de potencia activa, los cuales presentan resultados de valores muy pequeños cuando todas las variables del sistema están dentro de los límites operativos y por otra parte también tienen valores elevados cuando se encuentran fuera de los límites operativos del sistema. (Escobar & Gallego, 2004)

Índice de rendimiento de potencia activa [PI_p]

Es aquel índice de funcionamiento el cual sirve para calcular la magnitud de las sobrecargas presentes en las líneas de transmisión y transformadores. En este método el uso de la solución del flujo óptimo de potencia en DC es el que nos da flujos de potencia activa en el cual se enfoca a la óptima conmutación de líneas de transmisión lo cual para este caso la confiabilidad vendrá dada en función de la gravedad medida utilizando el índice de rendimiento, para el uso de estos índices se utiliza el flujo en MW de cada línea de transmisión y la potencia

máxima en MW que soporta cada línea. Este índice se utiliza para medir el grado de línea sobre cargas y se expresa de la siguiente manera. (Sekhar & Mohanty, 2013)

$$PI_P = \sum_{l=1}^{N_L} \left(\frac{W}{2n} \right) \cdot \left(\frac{P_{ij}}{P_{max}} \right)^{2n}$$

Donde:

P_{ij} → Flujo en MW de las líneas de transmisión

P_{max} → Potencia máxima en MW que soporta las líneas de transmisión

N_L → Numero de Líneas del sistema.

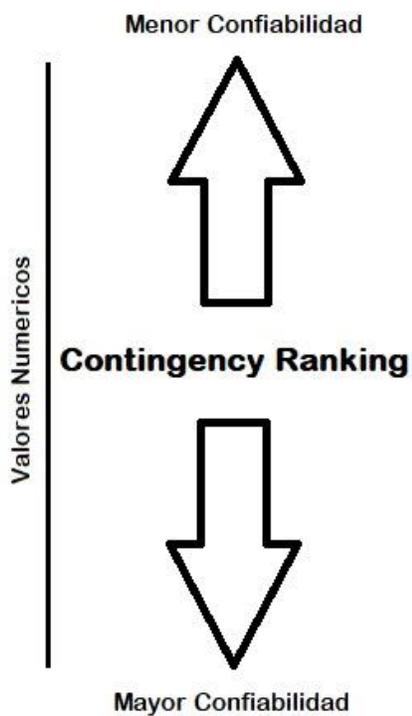
W → Coeficiente de ponderación para las líneas o transformadores (número real no negativo).

N → Exponente de la función de evaluación ($n \geq 1$) y entero.

El factor W muestra la importancia del transformador o de las líneas de transmisión del sistema, en el cual puede tomar valores de acuerdo a nivel de voltaje que maneje dicho elemento. Para este caso se ha utilizado el valor de $W = 1$, debido a que las líneas de transmisión manejan un voltaje de 1pu. La función de evaluación con el exponente n se utiliza con el fin de reducir errores de mal ordenamiento, por lo que se toma un valor de $n = 1$, debido a que normalmente se desea ordenar de forma ascendente las contingencias presentes en las líneas de transmisión. (Sekhar & Mohanty, 2013)

Figura 4

Diagrama para definir el grado de confiabilidad en base al ranking de contingencia



Nota. El gráfico representa define el grado de confiabilidad en base al grado de contingencia.

Mientras los valores numéricos obtenidos son más altos tienen menor confiabilidad, así también si los valores son menores el grado de confiabilidad será mejor.

Capítulo III

Metodología

Modalidad de la investigación

En un enfoque general, el trabajo cuenta con una modalidad de investigación de tipo científica y en un ámbito experimental, ya que nos basamos en el control y manipulación de variables independientes y dependientes. Como ya se ha detallado se desarrollará la investigación experimental acerca de cómo se rigen un Flujo óptimo de potencia y la Optima conmutación de líneas de transmisión con sus respectivas restricciones. Además de indagar sobre cuál es la influencia de un incremento de carga y sobre el análisis de confiabilidad en el sistema eléctrico de potencia. Con la recopilación de esto ya se puede determinar una metodología con el cual se desarrollará a lo largo de todo el trabajo.

Metodología propuesta óptima conmutación de las líneas de transmisión con incremento de carga y análisis de confiabilidad.

La metodología que se ha propuesto para la realización del trabajo, se basa en la aplicación de la metodología OTS el cual se rige en un modelo matemático fundamentado en el flujo óptimo de potencia en DC. Por otra parte, también se utilizará un método determinístico basado en el índice de rendimiento de potencia activa, para todo lo que se relaciona con el análisis de confiabilidad. Esto se aplicará a distintos casos de estudio recomendablemente de la IEEE, utilizando sistemas de 14, 24 y 30 barras, por lo que como referencia para el presente trabajo se enfocará especialmente en el sistema de 30 barras, aplicando incrementos de carga. A través de los resultados obtenidos se aplicará un estudio de análisis de confiabilidad el cual estará basado en el índice de evaluación de contingencias por el método de rendimiento de potencia activa, de esa manera se determinará la confiabilidad de cada escenario propuesto debido al incremento de carga.

Entonces se ha tomado en cuenta el caso de estudio IEEE para 30 barras, en el cual se ha obtenido los datos correspondientes a las potencias máximas, mínimas y costos de operación; considerándolos como los más relevantes. Además de estos se puede obtener valores de demanda, la conexión de generadores, conexión de las líneas y también valores para cada una de las combinaciones entre las líneas como son las resistencias, reactancias, susceptancias y el valor de potencia máxima de la línea de transmisión

Flujo Óptimo de potencia

La metodología propuesta se basa en la resolución de las ecuaciones del flujo óptimo de potencia, cálculo de balance nodal y la función objetivo con el fin de minimizar los costos de operación en la etapa de generación, cuando el sistema se encuentra en su funcionamiento normal con una potencia de demanda nominal.

Tabla 2

Pseudocódigo de Análisis e implementación del Flujo Optimo de Potencia en DC

Algoritmo	Análisis de OPF
Paso 1:	Datos de entrada. Potencias, Resistencias Reactancias y Costos operativos Generador: $P_{gen}^{min} [MW], P_{gen}^{max} [MW]$ Líneas: $r [p.u], x [p.u], sil [MVA]$ Demanda: $Pd [MW]$ Costos operativos: a, b, c

Algoritmo	Análisis de OPF
Paso 2:	Cálculo de impedancias y admitancias $Z_{bus} = \sqrt{r^2 + x^2}$ $Y_{bus} = \frac{1}{\sqrt{r^2 + x^2}}$
Paso 3:	Implementación del OPF-DC Flujo en las líneas de transmisión $P_{ij} = B_{ij} \cdot \sin(\theta_i - \theta_j)$ Balance Nodal $P_{gen\ i} - P_{d\ i} = \sum_{ij} (P_{ij})$ Minimización de Costos $ROF = \min \sum_{i=1}^{N_{gen}} (P_{gen\ i})$
Paso 4:	Verificar que el costo sea el óptimo.

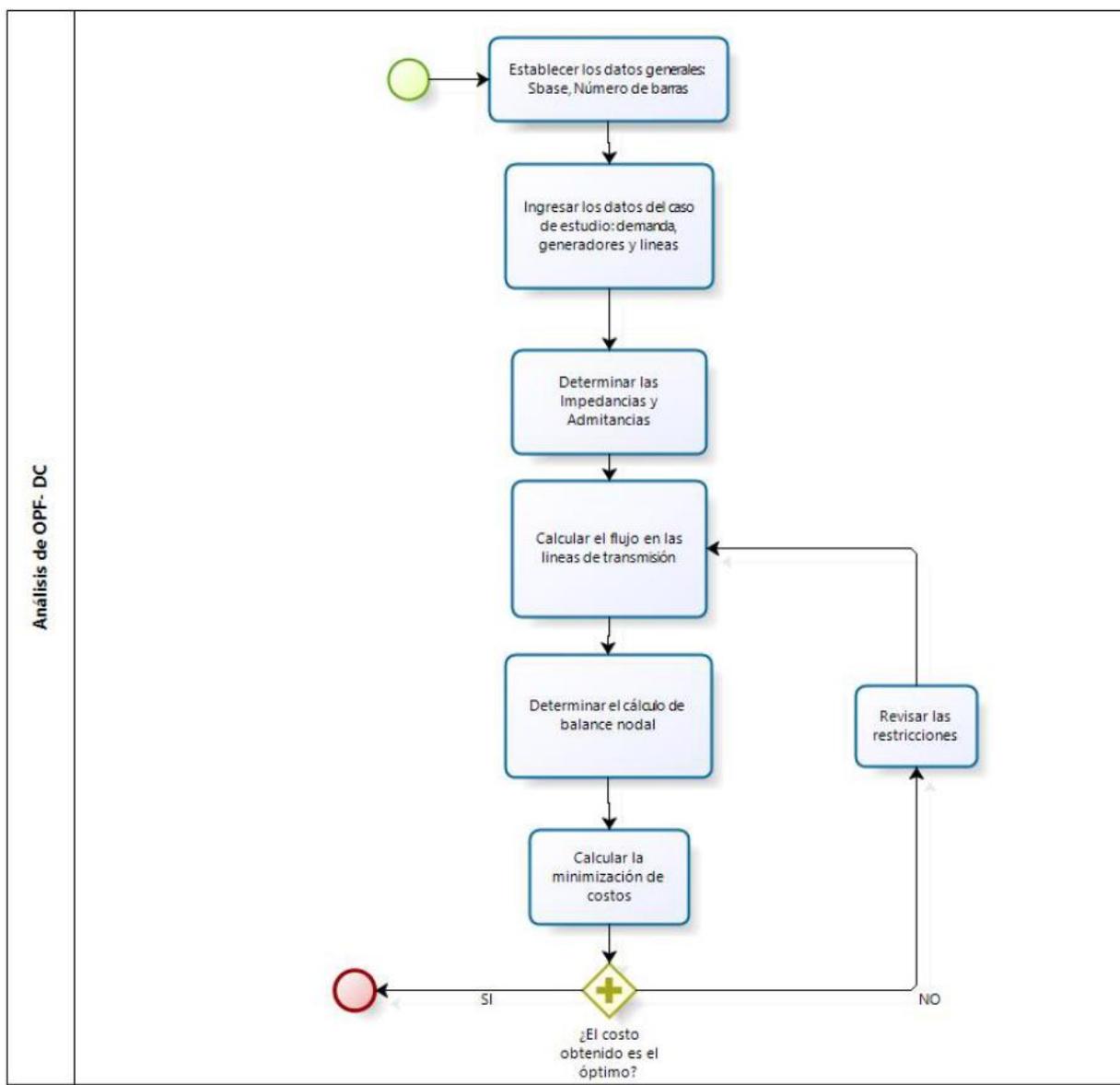
Nota. En esta tabla se muestra cómo se da el proceso de implementación del Flujo óptimo de potencia en DC.

Como se puede visualizar en la Tabla 2, el primer paso se han obtenido datos generación tales como costos operativos, potencias máximas y mínimas, datos de potencia de demanda y por último datos de las líneas de transmisión tales como resistencias, reactancias, potencia máxima que puede soportar la línea y la susceptancia de carga de media línea. En el segundo paso se procede a realizar el cálculo de la impedancia y la admitancia de las líneas de transmisión, para después continuar al tercer paso en el cual se enfoca netamente en la

implementación del flujo óptimo de potencia, resolviendo las ecuaciones antes mencionadas. De esta forma dándonos como resultado la minimización de costos de operación en la función objetivo. De la misma forma es posible visualizar los pasos antes mencionados mediante un flujograma de procesos de acuerdo a la Figura 5.

Figura 5

Flujograma de procesos de Análisis de OPF-DC



Nota. El gráfico representa el funcionamiento de la metodología a seguir para realizar el análisis de OPF- DC

Optima Conmutación de las líneas de transmisión

El funcionamiento de la metodología OTS, se basa en utilizar los mismos datos de entrada ya que es necesario conocer el valor de minimización de los costos o comúnmente conocido como función objetivo. Para poder desarrollar esta metodología es necesario haber utilizado el flujo óptimo de potencia en DC, con la consideración de que se ingresará una variable de comparación denominada N_{sw} , que será útil para la óptima conmutación de las líneas de transmisión, pudiendo conmutar una línea en el sistema.

Tabla 3

Pseudocódigo de Análisis e implementación de la Conmutación de líneas de transmisión

Algoritmo	Análisis de OTS
Paso 1:	Datos de entrada. Potencias, Resistencias Reactancias y Costos operativos Generador: $P_{gen}^{min} [MW], P_{gen}^{max} [MW]$ Líneas: $r [p. u], x [p. u], sil [MVA]$ Demanda: $Pd [MW]$ Costos operativos: a, b, c Variable de comparación para la conmutación: $N_{sw} = 1000$

Algoritmo	Análisis de OTS
Paso 2:	<p>Cálculo de impedancias y admitancias</p> $Z_{bus} = \sqrt{r^2 + x^2}$ $Y_{bus} = \frac{1}{\sqrt{r^2 + x^2}}$
Paso 3:	<p>Implementación de OTS</p> <p>Flujo con restricción en líneas de transmisión</p> $P_{ij} - B_{ij} \cdot \sin(\theta_i - \theta_j) \leq (1 - \psi_{ij}) \cdot M$ $P_{ij} - B_{ij} \cdot \sin(\theta_i - \theta_j) \geq (\psi_{ij} - 1) \cdot M$ <p>Balance Nodal</p> $P_{gen\ i} - P_{d\ i} = \sum_{ij} (P_{ij})$ <p>Restricciones</p> $-P_{ij}^{max} \cdot \psi_{ij} \leq P_{ij} \leq P_{ij}^{max} \cdot \psi_{ij}$ <p>Número de líneas conmutadas</p> $\sum_{ij} (1 - \psi_{ij}) \leq N_{sw}$ <p>Minimización de Costos</p> $ROF = \min \sum_{i=1}^{N_{gen}} (P_{gen\ i})$

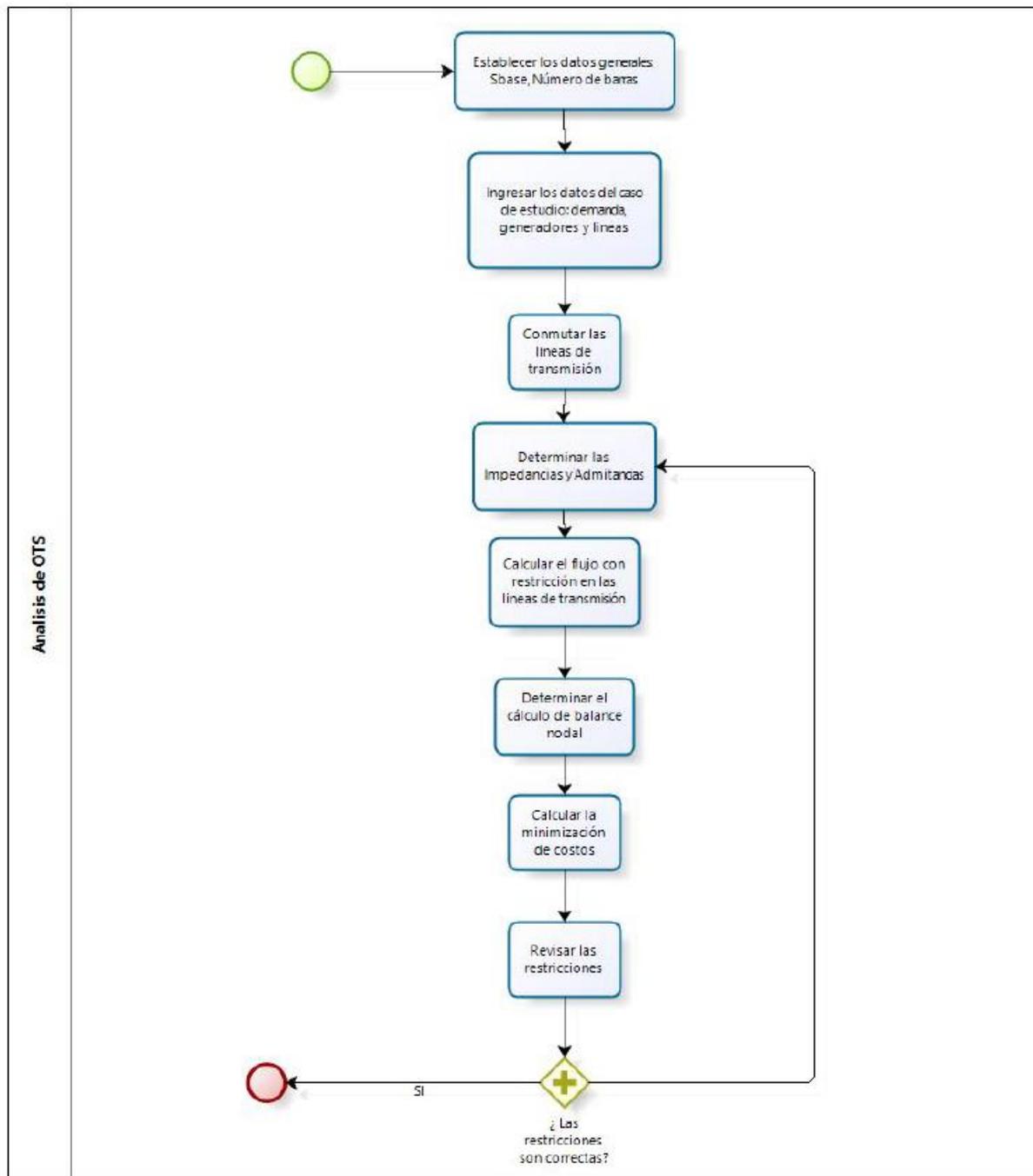
Algoritmo	Análisis de OTS
Paso 4:	Resultados

Nota. Esta tabla muestra el proceso de implementación de OTS, en base a datos de entrada y el valor de Flujo de Potencia

Tomando en cuenta la Tabla 3, para el primer paso se ha recopilado información de datos generación tales como costos operativos, potencias máximas y mínimas, potencia de demanda y de las líneas de transmisión tales como resistencias, reactancias, potencia máxima que puede soportar la línea y la susceptancia de carga de media línea. De igual forma para el segundo paso se tiene el cálculo de la impedancia y susceptancia, lo que nos dirige al tercer paso que se enfoca netamente en la aplicación del método OTS, resolviendo así ecuaciones planteadas de flujo con restricción en las líneas de transmisión, balance nodal tomando en cuenta el número de líneas que se desean conmutar, obteniendo de esta manera en el paso cuatro, los resultados que se analizarán más adelante. De la misma manera se puede visualizar esta metodología mediante un flujograma de proceso en la Figura 6.

Figura 6

Flujograma del proceso para el Análisis de OTS



Nota. El gráfico representa el funcionamiento de la metodología que se debe seguir para implementar el análisis del OTS.

Aumento de carga eléctrica.

El aumento de carga se les aplica a los datos de demanda del caso de estudio seleccionado. El fin de realizar el aumento de carga es determinar hasta qué punto el sistema eléctrico de potencia es capaz de resistir, sin dejar de ser un sistema confiable. Por lo tanto, se realizará un análisis de un 25% y un 53% de incremento de carga para ver los resultados se podrían obtener aplicando la metodología OTS.

Tabla 4

Pseudocódigo del Análisis e implementación de Incremento de carga eléctrica

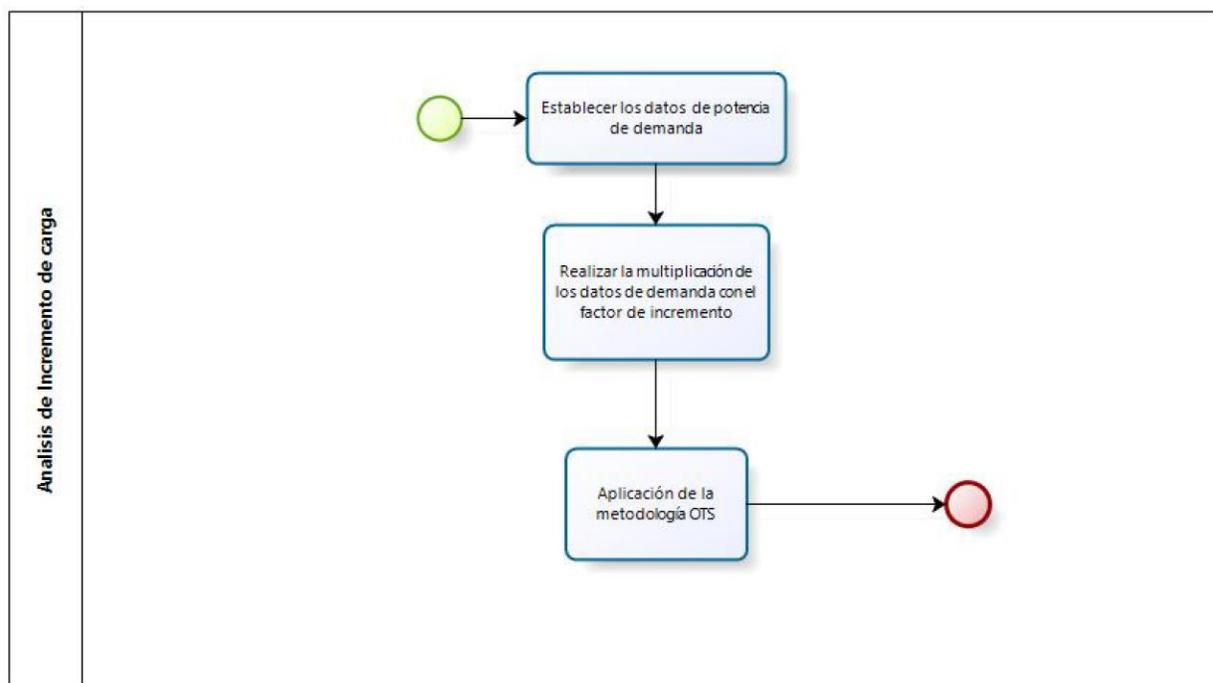
Algoritmo	Análisis de Incremento de Carga
Paso 1:	Datos de entrada. Demanda: P_d [MW] Incremento de Carga: I
Paso 2:	Implementación de Incremento de Carga $P_a = I \cdot (P_d)$ Donde: I representa al porcentaje de incremento de carga.
Paso 3:	Aplicar la metodología planteada en los procesos anteriores

Nota. En esta tabla se presenta la implementación un incremento de carga en la demanda del caso de estudio seleccionado.

Según la Tabla 4, para el primer paso solamente se considera el dato de potencia de demanda. Para el segundo netamente se realizará la implementación del incremento de carga que consiste en multiplicar los valores de la demanda por un factor de incremento. Finalmente, en el tercer paso se aplica la metodología del OPF en DC y el OTS planteadas anteriormente. Esto también se lo puede apreciar en la Figura 7 mediante un flujograma de procesos.

Figura 7

Flujo de proceso para el análisis de incremento de carga



Nota. El gráfico representa el funcionamiento de la metodología que se debe seguir para realizar el incremento de carga en la demanda obtenida de caso de estudio.

Análisis de confiabilidad

Para poder desarrollar el análisis de confiabilidad se utilizará una metodología determinística que se basa en el índice de evaluación de contingencia, principalmente en el índice de rendimiento de potencia activa los cuales están estrechamente ligados al flujo de

potencia de las líneas y la potencia máxima que pueden soportar las mismas. De esta forma se determinará el grado de confiabilidad del sistema eléctrico de potencia.

Tabla 5

Pseudocódigo de Análisis de confiabilidad del sistema

Algoritmo	Análisis de Confiabilidad
Paso 1:	Datos de entrada. Flujo en MW de las líneas: $P_{ij}[p, u]$ Capacidad máxima en MW de las líneas: $P_{max}[p, u]$
Paso 2:	Analizar el Ranking de contingencia mediante el índice de rendimiento potencia activa $PI_P = \sum_{l=1}^{N_L} \left(\frac{W}{2n}\right) \cdot \left(\frac{P_{ij}}{P_{max}}\right)^{2n}$
Paso 3:	Definir los valores de función de penalización y factor de ponderación real no negativo $n = 1$ $W = 1$
Paso 4:	Calcular el ranking de contingencia $PI_P = \sum_{l=1}^{N_L} \left(\frac{1}{2}\right) \cdot \left(\frac{P_{ij}}{P_{max}}\right)^2$

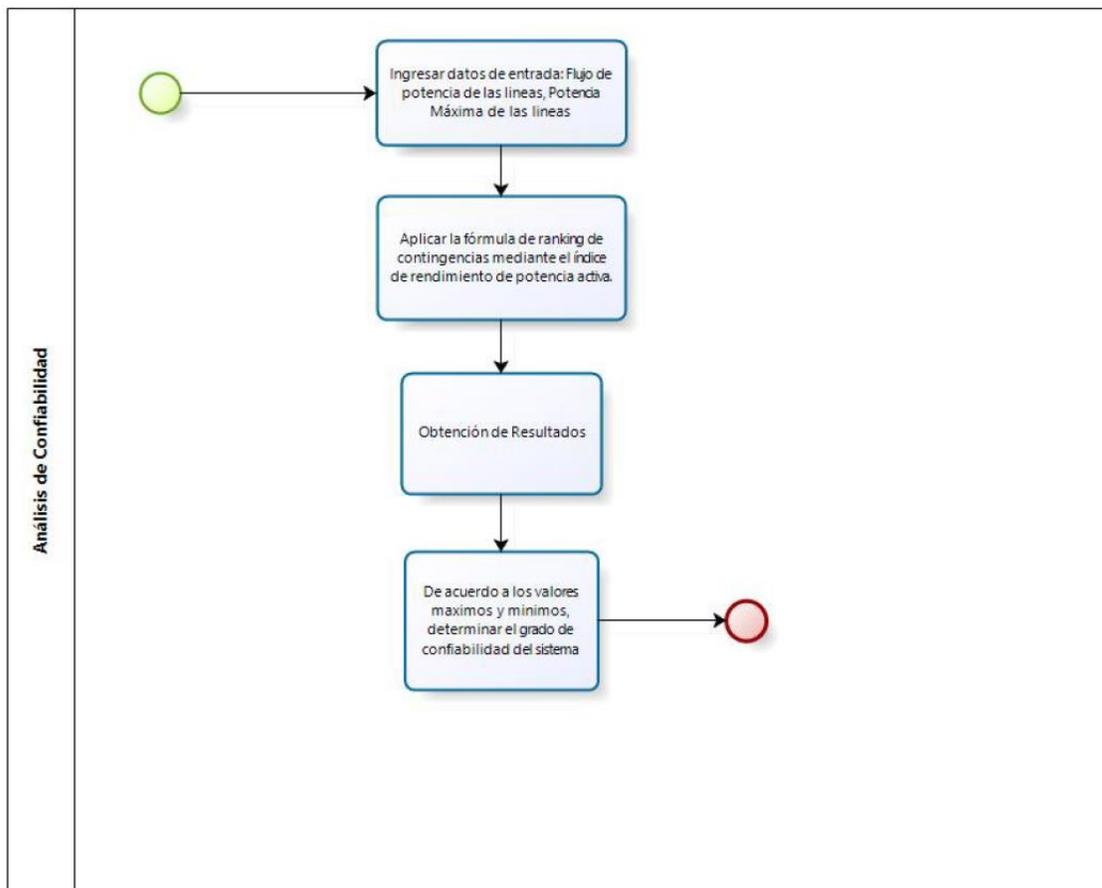
Algoritmo	Análisis de Confiabilidad
Paso 5:	Resultados

Nota. Esta tabla muestra el funcionamiento de la metodología determinística a seguir para determinar el análisis de confiabilidad en el sistema.

Como se puede observar en la Tabla 5, para el primer paso se utilizó como datos de entrada el flujo en MW de las líneas, así como también la capacidad máxima de las líneas en MW. Para el siguiente paso se utilizó el ranking de contingencias basándonos en la fórmula del índice de rendimiento de potencia activa, de esta forma se define en el tercer paso los valores de función de penalización y el factor de ponderación real no negativo. En el paso cuatro se determina el ranking de contingencias, donde obtendrán los resultados reflejados en el paso cinco.

Figura 8

Flujo de proceso para el análisis de confiabilidad del sistema



Nota. El gráfico representa la metodología determinística a desarrollarse para el análisis de confiabilidad, utilizando el método determinístico de ranking de contingencias.

Capítulo IV

Análisis de resultados de la metodología planteada

Mediante la metodología de la óptima conmutación de líneas de transmisión en la cual tiene como principal idea, abrir un conjunto de líneas de transmisión en la cual cambia la topología y patrones de flujo presentes en la red, por lo cual mediante los resultados obtenidos en el presente trabajo se evidenciará, qué esta metodología ayuda a distribuir el flujo de potencia presente en las líneas de transmisión, reduciendo costos de operación.

De tal manera también se analizará el impacto que tiene el sistema a un incremento brusco de carga trabajando con un incremento del 25% y 53%, conmutando una línea de todo el sistema, considerando la variable de conmutación N_{sw} la cual se deberá tomar en cuenta en la programación realizada en el programa GAMS, el mismo que nos ayudará realizando la conmutación más adecuada y obteniendo la solución más viable.

Análisis del Flujo Óptimo de Potencia en los casos de estudio de la IEEE.

Tabla 6

Valores Obtenidos del Potencia en los Generadores

N.º de Barra	$P_{gen}^{min}[p.u]$	$P_{gen}[p.u]$	$P_{gen}^{max}[p.u]$
1	0.5000	1.2140	2.0000
2	0.2000	0.8000	0.8000
5	0.1500	0.5000	0.5000
8	0.1000	0.1000	0.3500
11	0.1000	0.1000	0.3000
13	0.1200	0.1200	0.4000

Nota. En esta tabla se muestra las potencias obtenidas de los generadores de acuerdo al caso de estudio

De acuerdo a la Tabla 6 la cual indica la potencia entregada de cada generador presente en un sistema eléctrico de potencia que consta de 30 barras sin incremento de carga, se puede evidenciar que el sistema entrega niveles de potencia dentro del rango correspondiente a cada generador presente en el sistema, en el sistema dos generadores los cuales se encuentran presentes en la barra 2 y barra 5 respectivamente se observa que trabajan a su máxima capacidad, esto se debe a los costos de generación que manejan, ya que a comparación de los demás generadores estos tienen costos de generación más bajos, los generadores ubicados en las barras 8, 11 y 13 trabajan con el nivel mínimo de potencia, debido a que los costos de generación son elevados por lo que al despachar la energía se despacha la potencia de menor costo en relación a los demás.

Tabla 7

Valores Obtenidos de Potencia de líneas de transmisión

Conexión de líneas	$S_{il}^{min}[p.u]$	$S_{il}[p.u]$	$S_{il}^{max}[p.u]$
1 - 2	-3.000	0.6411	3.000
1 - 3	-3.000	0.5729	3.000
2 - 1	-3.000	-0.6411	3.000
2 - 4	-3.000	0.5053	3.000
2 - 5	-3.000	0.1994	3.000
2 - 6	-3.000	0.5194	3.000
3 - 1	-3.000	-0.5729	3.000
3 - 4	-3.000	0.5489	3.000

Conexión de líneas	$S_{il}^{min}[p.u]$	$S_{il}[p.u]$	$S_{il}^{max}[p.u]$
4 - 2	-3.000	-0.5053	3.000
4 - 3	-3.000	-0.5489	3.000
4 - 6	-3.000	0.0939	3.000
4 - 12	-6.500	0.2842	6.500
5 - 2	-3.000	-0.1994	3.000
5 - 7	-3.000	0.3574	3.000
6 - 2	-3.000	-0.5194	3.000
6 - 4	-3.000	-0.0939	3.000
6 - 7	-3.000	-0.1294	3.000
6 - 8	-3.000	0.2087	3.000
6 - 9	-3.000	0.2152	3.000
6 - 10	-3.000	0.1429	3.000
6 - 28	-3.000	0.1760	3.000
7 - 5	-3.000	-0.3574	3.000
7 - 6	-3.000	0.1294	3.000
8 - 6	-3.000	-0.2087	3.000
8 - 28	-3.000	0.0087	3.000
9 - 6	-3.000	-0.2152	3.000
9 - 10	-3.000	0.3152	3.000
9 - 11	-3.000	-0.1000	3.000
10 - 6	-3.000	-0.1429	3.000
10 - 9	-3.000	-0.3152	3.000
10 - 17	-3.200	0.0686	3.200

Conexión de líneas	$S_{il}^{min}[p.u]$	$S_{il}[p.u]$	$S_{il}^{max}[p.u]$
10 - 20	-3.200	0.0981	3.200
10 - 21	-3.000	0.1579	3.000
10 - 22	-3.000	0.0756	3.000
11 - 9	-3.000	0.1000	3.000
12 - 4	-6.500	-0.2842	6.500
12 - 13	-6.500	-0.1200	6.500
12 - 14	-3.200	0.0727	3.200
12 - 15	-3.200	0.1631	3.200
12 - 16	-3.200	0.0564	3.200
13 - 12	-6.500	0.1200	6.500
14 - 12	-3.200	-0.0727	3.200
14 - 15	-1.600	0.0107	1.600
15 - 12	-3.200	-0.1631	3.200
15 - 14	-1.600	-0.0107	1.600
15 - 18	-1.600	0.0509	1.600
15 - 23	-1.600	0.0409	1.600
16 - 12	-3.200	-0.0564	3.200
16 - 17	-1.600	0.0214	1.600
17 - 10	-3.200	-0.0686	3.200
17 - 16	-1.600	-0.0214	1.600
18 - 15	-1.600	-0.0509	1.600
18 - 19	-1.600	0.0189	1.600
19 - 18	-1.600	-0.0189	1.600

Conexión de líneas	$S_{il}^{min}[p.u]$	$S_{il}[p.u]$	$S_{il}^{max}[p.u]$
19 - 20	-3.200	-0.0761	3.200
20 - 10	-3.200	-0.0981	3.200
20 - 19	-3.200	0.0761	3.200
21 - 10	-3.000	-0.1579	3.000
21 - 22	-3.000	-0.0171	3.000
22 - 10	-3.000	-0.0756	3.000
22 - 21	-3.000	0.0171	3.000
22 - 24	-3.000	0.0584	3.000
23 - 15	-1.600	-0.0409	1.600
23 - 24	-1.600	0.0089	1.600
24 - 22	-3.000	-0.0584	3.000
24 - 23	-1.600	-0.0089	1.600
24 - 25	-3.000	-0.0197	3.000
25 - 24	-3.000	0.0197	3.000
25 - 26	-3.000	0.0350	3.000
25 - 27	-3.000	-0.0547	3.000
26 - 25	-3.000	-0.0350	3.000
27 - 25	-3.000	0.0547	3.000
27 - 28	-3.000	-0.1847	3.000
27 - 29	-3.000	0.0607	3.000
27 - 30	-3.000	0.0693	3.000
28 - 6	-3.000	-0.1760	3.000
28 - 8	-3.000	-0.0087	3.000

Conexión de líneas	$S_{il}^{min}[p.u]$	$S_{il}[p.u]$	$S_{il}^{max}[p.u]$
28 - 27	-3.000	0.1847	3.000
29 - 27	-3.000	-0.0607	3.000
29 - 30	-3.000	0.0367	3.000
30 - 27	-3.000	-0.0693	3.000
30 - 29	-3.000	-0.0367	3.000

Nota. Esta tabla muestra los valores de potencia para las distintas conexiones entre las líneas del caso de estudio.

De acuerdo a la Tabla 7, la cual evidencia los valores de potencia presentes en la líneas de transmisión, las cuales conectan a cada barra respectivamente, se puede evidenciar que tanto el análisis de flujo de potencia en el sentido de la corriente existe valores positivos y realizando el análisis por el otro sentido tenemos los mismos valores pero con signo negativo, los valores de potencia presentes en toda esta tabla están dentro del rango, lo cual esto quiere decir que no existen líneas sobrecargadas.

Tabla 8

Valores de Ángulo Delta

N. ° de Barra	Norma	Norma	$\theta[rad]$	Norma	Norma
	IEC-61000	Nacional		Nacional	IEC-61000
	$\theta_{min}[rad]$	$\theta_{min}[rad]$		$\theta_{max}[rad]$	$\theta_{max}[rad]$
1	0	0	0	0	0
2	-1.570	-0.523	-0.0389	0.523	1.570
3	-1.570	-0.523	-0.1092	0.523	1.570

N. ° de Barra	Norma	Norma	$\theta[rad]$	Norma	Norma
	IEC-61000	Nacional		Nacional	IEC-61000
	$\theta_{min}[rad]$	$\theta_{min}[rad]$		$\theta_{max}[rad]$	$\theta_{max}[rad]$
4	-1.570	-0.523	-0.1312	0.523	1.570
5	-1.570	-0.523	-0.0795	0.523	1.570
6	-1.570	-0.523	-0.1353	0.523	1.570
7	-1.570	-0.523	-0.1241	0.523	1.570
8	-1.570	-0.523	-0.1444	0.523	1.570
9	-1.570	-0.523	-0.1800	0.523	1.570
10	-1.570	-0.523	-0.2147	0.523	1.570
11	-1.570	-0.523	-0.1592	0.523	1.570
12	-1.570	-0.523	-0.2040	0.523	1.570
13	-1.570	-0.523	-0.1872	0.523	1.570
14	-1.570	-0.523	-0.2247	0.523	1.570
15	-1.570	-0.523	-0.2278	0.523	1.570
16	-1.570	-0.523	-0.2164	0.523	1.570
17	-1.570	-0.523	-0.2209	0.523	1.570
18	-1.570	-0.523	-0.2402	0.523	1.570
19	-1.570	-0.523	-0.2430	0.523	1.570
20	-1.570	-0.523	-0.2372	0.523	1.570
21	-1.570	-0.523	-0.2278	0.523	1.570
22	-1.570	-0.523	-0.2273	0.523	1.570
23	-1.570	-0.523	-0.2371	0.523	1.570
24	-1.570	-0.523	-0.2397	0.523	1.570
25	-1.570	-0.523	-0.2323	0.523	1.570

N. ° de Barra	Norma	Norma	$\theta[rad]$	Norma	Norma
	IEC-61000	Nacional		Nacional	IEC-61000
	$\theta_{min}[rad]$	$\theta_{min}[rad]$		$\theta_{max}[rad]$	$\theta_{max}[rad]$
26	-1.570	-0.523	-0.2483	0.523	1.570
27	-1.570	-0.523	-0.2194	0.523	1.570
28	-1.570	-0.523	-0.1462	0.523	1.570
29	-1.570	-0.523	-0.2479	0.523	1.570
30	-1.570	-0.523	-0.2667	0.523	1.570

Nota. Esta tabla muestra los valores que se obtienen acerca del ángulo delta para las 30 barras del caso de estudio analizado.

Observando la Tabla 8 la cual indica los valores del fasor de voltaje presente en cada barra, se observa que el valor de la barra 1 el valor es de 0 debido a que el análisis correspondiente del flujo óptimo de potencia empieza en la barra 1 por lo que también se observa que los valores del ángulo se encuentran en el rango de la norma IEC-61000 la cual es una normativa diferente a la normativa nacional por lo que se implementó los valores máximos y mínimos correspondientes a $\frac{\pi}{6}$ y $-\frac{\pi}{6}$ respectivamente, verificando que los valores del ángulo obtenido se encuentran dentro de los límites normales de operación.

Tabla 9

Valor de la Función Objeto

Costo	Costo de	Costo
Mínimo	Operación	Máximo
$-\infty$	534.604	$+\infty$

Nota. Esta tabla muestra el valor calculado de la función objetivo.

El valor obtenido de la función Objeto representa el costo de operación que tendrá el sistema al entregar la potencia generada a la carga presente en el mismo, en el cual el programa da a conocer la opción más viable y óptima analizando el flujo de potencia en el sistema.

Análisis de la óptima conmutación de las líneas de transmisión en los casos de estudio de la IEEE.

Tabla 10

Valores Obtenidos de la Potencia de los generadores al aplicar el método OTS.

N.º de Barra	$P_{gen}^{min}[p.u]$	$P_{gen}[p.u]$	$P_{gen}^{max}[p.u]$
1	0.5000	1.2140	2.0000
2	0.2000	0.8000	0.8000
5	0.1500	0.5000	0.5000
8	0.1000	0.1000	0.3500
11	0.1000	0.1000	0.3000
13	0.1200	0.1200	0.4000

Nota. Esta tabla muestra los valores de la potencia de los generadores, después de haberse realizado la conmutación de las líneas.

Analizando los valores de la Tabla 10 con respecto a los valores de la Tabla 6, decimos que las potencias en los generadores son las mismas puesto a que a pesar que se realiza la conmutación de una línea de transmisión tenemos la misma demanda por lo que la potencia

generada también es la misma, despachando la potencia de los generadores que tienen menor gastos de producción de energía.

Tabla 11

Valores Obtenidos de Potencia de líneas de transmisión aplicando el método OTS.

Conexión de líneas	$S_{il}^{min}[p.u]$	$S_{il}[p.u]$	$S_{il}^{max}[p.u]$	Estado de conmutación
1 - 2	-3.000	0.6411	3.000	1.000
1 - 3	-3.000	0.5729	3.000	1.000
2 - 1	-3.000	-0.6411	3.000	1.000
2 - 4	-3.000	0.5053	3.000	1.000
2 - 5	-3.000	0.1994	3.000	1.000
2 - 6	-3.000	0.5194	3.000	1.000
3 - 1	-3.000	-0.5729	3.000	1.000
3 - 4	-3.000	0.5489	3.000	1.000
4 - 2	-3.000	-0.5053	3.000	1.000
4 - 3	-3.000	-0.5489	3.000	1.000
4 - 6	-3.000	0.0939	3.000	1.000
4 - 12	-6.500	0.2842	6.500	1.000
5 - 2	-3.000	-0.1994	3.000	1.000
5 - 7	-3.000	0.3574	3.000	1.000
6 - 2	-3.000	-0.5194	3.000	1.000
6 - 4	-3.000	-0.0939	3.000	1.000
6 - 7	-3.000	-0.1294	3.000	1.000
6 - 8	-3.000	0.2087	3.000	1.000

Conexión de líneas	$S_{il}^{min}[p.u]$	$S_{il}[p.u]$	$S_{il}^{max}[p.u]$	Estado de conmutación
6 - 9	-3.000	0.2152	3.000	1.000
6 - 10	-3.000	0.1429	3.000	1.000
6 - 28	-3.000	0.1760	3.000	1.000
7 - 5	-3.000	-0.3574	3.000	1.000
7 - 6	-3.000	0.1294	3.000	1.000
8 - 6	-3.000	-0.2087	3.000	1.000
8 - 28	-3.000	0.0087	3.000	1.000
9 - 6	-3.000	-0.2152	3.000	1.000
9 - 10	-3.000	0.3152	3.000	1.000
9 - 11	-3.000	-0.1000	3.000	1.000
10 - 6	-3.000	-0.1429	3.000	1.000
10 - 9	-3.000	-0.3152	3.000	1.000
10 - 17	-3.200	0.0686	3.200	1.000
10 - 20	-3.200	0.0981	3.200	1.000
10 - 21	-3.000	0.1579	3.000	1.000
10 - 22	-3.000	0.0756	3.000	1.000
11 - 9	-3.000	0.1000	3.000	1.000
12 - 4	-6.500	-0.2842	6.500	1.000
12 - 13	-6.500	-0.1200	6.500	1.000
12 - 14	-3.200	0.0727	3.200	1.000
12 - 15	-3.200	0.1631	3.200	1.000
12 - 16	-3.200	0.0564	3.200	1.000
13 - 12	-6.500	0.1200	6.500	1.000

Conexión de líneas	$S_{il}^{min}[p.u]$	$S_{il}[p.u]$	$S_{il}^{max}[p.u]$	Estado de conmutación
14 - 12	-3.200	-0.0727	3.200	1.000
14 - 15	-1.600	0.0107	1.600	1.000
15 - 12	-3.200	-0.1631	3.200	1.000
15 - 14	-1.600	-0.0107	1.600	1.000
15 - 18	-1.600	0.0509	1.600	1.000
15 - 23	-1.600	0.0409	1.600	1.000
16 - 12	-3.200	-0.0564	3.200	1.000
16 - 17	-1.600	0.0214	1.600	1.000
17 - 10	-3.200	-0.0686	3.200	1.000
17 - 16	-1.600	-0.0214	1.600	1.000
18 - 15	-1.600	-0.0509	1.600	1.000
18 - 19	-1.600	0.0189	1.600	1.000
19 - 18	-1.600	-0.0189	1.600	1.000
19 - 20	-3.200	-0.0761	3.200	1.000
20 - 10	-3.200	-0.0981	3.200	1.000
20 - 19	-3.200	0.0761	3.200	1.000
21 - 10	-3.000	-0.1579	3.000	1.000
21 - 22	-3.000	-0.0171	3.000	1.000
22 - 10	-3.000	-0.0756	3.000	1.000
22 - 21	-3.000	0.0171	3.000	1.000
22 - 24	-3.000	0.0584	3.000	1.000
23 - 15	-1.600	-0.0409	1.600	1.000
23 - 24	-1.600	0.0089	1.600	1.000

Conexión de líneas	$S_{il}^{min}[p. u]$	$S_{il}[p. u]$	$S_{il}^{max}[p. u]$	Estado de conmutación
24 - 22	-3.000	-0.0584	3.000	1.000
24 - 23	-1.600	-0.0089	1.600	1.000
24 - 25	-3.000	-0.0197	3.000	1.000
25 - 24	-3.000	0.0197	3.000	1.000
25 - 26	-3.000	0.0350	3.000	1.000
25 - 27	-3.000	-0.0547	3.000	1.000
26 - 25	-3.000	-0.0350	3.000	1.000
27 - 25	-3.000	0.0547	3.000	1.000
27 - 28	-3.000	-0.1847	3.000	1.000
27 - 29	-3.000	0.1300	3.000	1.000
27 - 30	-3.000	0	3.000	0.000
28 - 6	-3.000	-0.1760	3.000	1.000
28 - 8	-3.000	-0.0087	3.000	1.000
28 - 27	-3.000	0.1847	3.000	1.000
29 - 27	-3.000	-0.1300	3.000	1.000
29 - 30	-3.000	0.1060	3.000	1.000
30 - 27	-3.000	0	3.000	0.000
30 - 29	-3.000	-0.1060	3.000	1.000

Nota. Esta tabla muestra los valores obtenidos de potencia para cada una de las líneas una vez se ha dado la conmutación de las mismas.

La Tabla 7 muestra los valores de la potencia en las líneas de transmisión al igual que la Tabla 11, a diferencia que en la Tabla 11 se emplea ya el modelo OTS en cual conmuta una

línea de transmisión la cual va de la barra 27 a la barra 30 afectando los niveles de potencia de las líneas que llegan a estas barras, específicamente la conexión entre la barra 27 con la barra 29, la cual incrementa su nivel de potencia de 0.0607 a 0.1300 y la conexión de la barra 29 con la barra 30 la cual tiene un incrementa de igual manera su nivel de potencia de 0.0367 a 0.1060.

Tabla 12

Valores Obtenidos del Angulo Delta aplicando el método OTS.

N. ° de Barra	Norma	Norma	$\theta[rad]$	Norma	Norma
	IEC-61000	Nacional		Nacional	IEC-61000
	$\theta_{min}[rad]$	$\theta_{min}[rad]$		$\theta_{max}[rad]$	$\theta_{max}[rad]$
1	0	0	0	0	0
2	-1.570	-0.523	-0.0389	0.523	1.570
3	-1.570	-0.523	-0.1092	0.523	1.570
4	-1.570	-0.523	-0.1312	0.523	1.570
5	-1.570	-0.523	-0.0795	0.523	1.570
6	-1.570	-0.523	-0.1353	0.523	1.570
7	-1.570	-0.523	-0.1241	0.523	1.570
8	-1.570	-0.523	-0.1444	0.523	1.570
9	-1.570	-0.523	-0.1800	0.523	1.570
10	-1.570	-0.523	-0.2147	0.523	1.570
11	-1.570	-0.523	-0.1592	0.523	1.570
12	-1.570	-0.523	-0.2040	0.523	1.570
13	-1.570	-0.523	-0.1872	0.523	1.570
14	-1.570	-0.523	-0.2247	0.523	1.570

N. ° de Barra	Norma	Norma	$\theta[rad]$	Norma	Norma
	IEC-61000	Nacional		Nacional	IEC-61000
	$\theta_{min}[rad]$	$\theta_{min}[rad]$		$\theta_{max}[rad]$	$\theta_{max}[rad]$
15	-1.570	-0.523	-0.2278	0.523	1.570
16	-1.570	-0.523	-0.2164	0.523	1.570
17	-1.570	-0.523	-0.2209	0.523	1.570
18	-1.570	-0.523	-0.2402	0.523	1.570
19	-1.570	-0.523	-0.2430	0.523	1.570
20	-1.570	-0.523	-0.2372	0.523	1.570
21	-1.570	-0.523	-0.2278	0.523	1.570
22	-1.570	-0.523	-0.2273	0.523	1.570
23	-1.570	-0.523	-0.2371	0.523	1.570
24	-1.570	-0.523	-0.2397	0.523	1.570
25	-1.570	-0.523	-0.2323	0.523	1.570
26	-1.570	-0.523	-0.2483	0.523	1.570
27	-1.570	-0.523	-0.2194	0.523	1.570
28	-1.570	-0.523	-0.1462	0.523	1.570
29	-1.570	-0.523	-0.2805	0.523	1.570
30	-1.570	-0.523	-0.3348	0.523	1.570

Nota. Esta tabla muestra los valores de ángulo delta después de darse la conmutación de líneas

Los valores entre la Tabla 8 con respecto a los valores de la Tabla 12 son los mismos a diferencia de los valores que tienen la barra 29 y 30 esto se debe a la conmutación de las líneas de transmisión las cuales hacen que los valores del ángulo en la barra 29 incremente de

-0.2479 a -0.2805 y el valor del ángulo en la barra 30 varíe de -0.2667 a 0.3348, los cuales están dentro del rango tanto de la normativa ecuatoriana y la normativa que maneja el programa GAMS.

Tabla 13

Valores Obtenidos de la Función Objetivo aplicando el metodo OTS.

Costo	Costo de Operación	Costo
Mínimo		Máximo
-∞	534.604	+∞

Nota. Esta tabla muestra el valor de la función objetivo después de haberse conmutado las líneas

El valor obtenido tanto en la Tabla 9 como en la Tabla 13 son los mismos debido a que el sistema tiene la misma potencia de demanda, por ende, conserva el mismo valor de potencia de generación, por lo cual los costos de operación presentes en el sistema serán los mismos.

Análisis comparativo de los casos de estudio de la IEEE con incremento de carga.

Optima Conmutación de líneas de transmisión en un sistema eléctrico de potencia con el 25% de incremento de carga.

Tabla 14

Valores Obtenidos de la Potencia de los generadores al aplicar el método OTS con un incremento del 25% de carga.

N.º de Barra	$P_{gen}^{min}[p.u]$	$P_{gen}[p.u]$	$P_{gen}^{max}[p.u]$
1	0.5000	1.9225	2.0000

N.º de Barra	$P_{gen}^{min}[p.u]$	$P_{gen}[p.u]$	$P_{gen}^{max}[p.u]$
2	0.2000	0.8000	0.8000
5	0.1500	0.5000	0.5000
8	0.1000	0.1000	0.3500
11	0.1000	0.1000	0.3000
13	0.1200	0.1200	0.4000

Nota. Esta tabla muestra los datos sobre potencia de generadores con un incremento de carga de 25 %.

Los valores obtenidos en la Tabla 14 con los valores obtenidos en la Tabla 6 y la Tabla 10 son similares a diferencia que con el incremento de carga se necesita un incremento de potencia de generación para poder cubrir las necesidades que requiere el sistema, por lo que el generador que se encuentra en la barra 1 incrementa su producción de energía eléctrica llegando casi a su nivel máximo esto se debe a que los costos de generación son menores a los generadores que se encuentran en la barra 8, 11 y 13 respectivamente.

Tabla 15

Valores Obtenidos de Potencia de líneas de transmisión aplicando el método OTS con un incremento del 25% de carga.

Conexión de líneas	$S_{il}^{min}[p.u]$	$S_{il}[p.u]$	$S_{il}^{max}[p.u]$	Estado de conmutación
1 - 2	-3.000	1.115	3.000	1.000
1 - 3	-3.000	0.8070	3.000	1.000
2 - 1	-3.000	-1.115	3.000	1.000

Conexión de líneas	$S_{il}^{min}[p.u]$	$S_{il}[p.u]$	$S_{il}^{max}[p.u]$	Estado de conmutación
2 - 4	-3.000	0.6422	3.000	1.000
2 - 5	-3.000	0.3252	3.000	1.000
2 - 6	-3.000	0.6769	3.000	1.000
3 - 1	-3.000	-0.8070	3.000	1.000
3 - 4	-3.000	0.7770	3.000	1.000
4 - 2	-3.000	-0.6422	3.000	1.000
4 - 3	-3.000	-0.7770	3.000	1.000
4 - 6	-3.000	0.1915	3.000	1.000
4 - 12	-6.500	0.3827	6.500	1.000
5 - 2	-3.000	-0.3252	3.000	1.000
5 - 7	-3.000	0.3977	3.000	1.000
6 - 2	-3.000	-0.6769	3.000	1.000
6 - 4	-3.000	-0.1915	3.000	1.000
6 - 7	-3.000	-0.1127	3.000	1.000
6 - 8	-3.000	0.2830	3.000	1.000
6 - 9	-3.000	0.2881	3.000	1.000
6 - 10	-3.000	0.1846	3.000	1.000
6 - 28	-3.000	0.2255	3.000	1.000
7 - 5	-3.000	-0.3977	3.000	1.000
7 - 6	-3.000	0.1127	3.000	1.000
8 - 6	-3.000	-0.2830	3.000	1.000
8 - 28	-3.000	0.0080	3.000	1.000
9 - 6	-3.000	-0.2881	3.000	1.000

Conexión de líneas	$S_{il}^{min}[p. u]$	$S_{il}[p. u]$	$S_{il}^{max}[p. u]$	Estado de conmutación
9 - 10	-3.000	0.3881	3.000	1.000
9 - 11	-3.000	-0.1000	3.000	1.000
10 - 6	-3.000	-0.1846	3.000	1.000
10 - 9	-3.000	-0.3881	3.000	1.000
10 - 17	-3.200	0.0867	3.200	1.000
10 - 20	-3.200	0.1230	3.200	1.000
10 - 21	-3.000	0.1965	3.000	1.000
10 - 22	-3.000	0.0939	3.000	1.000
11 - 9	-3.000	0.1000	3.000	1.000
12 - 4	-6.500	-0.3827	6.500	1.000
12 - 13	-6.500	-0.1200	6.500	1.000
12 - 14	-3.200	0.0906	3.200	1.000
12 - 15	-3.200	0.2025	3.200	1.000
12 - 16	-3.200	0.0696	3.200	1.000
13 - 12	-6.500	0.1200	6.500	1.000
14 - 12	-3.200	-0.0906	3.200	1.000
14 - 15	-1.600	0.0131	1.600	1.000
15 - 12	-3.200	-0.2025	3.200	1.000
15 - 14	-1.600	-0.0131	1.600	1.000
15 - 18	-1.600	0.0632	1.600	1.000
15 - 23	-1.600	0.0498	1.600	1.000
16 - 12	-3.200	-0.0696	3.200	1.000
16 - 17	-1.600	0.0258	1.600	1.000

Conexión de líneas	$S_{il}^{min}[p.u]$	$S_{il}[p.u]$	$S_{il}^{max}[p.u]$	Estado de conmutación
17 - 10	-3.200	-0.0867	3.200	1.000
17 - 16	-1.600	-0.0258	1.600	1.000
18 - 15	-1.600	-0.0632	1.600	1.000
18 - 19	-1.600	0.0232	1.600	1.000
19 - 18	-1.600	-0.0232	1.600	1.000
19 - 20	-3.200	-0.0955	3.200	1.000
20 - 10	-3.200	-0.1230	3.200	1.000
20 - 19	-3.200	0.0955	3.200	1.000
21 - 10	-3.000	-0.1965	3.000	1.000
21 - 22	-3.000	-0.0222	3.000	1.000
22 - 10	-3.000	-0.0939	3.000	1.000
22 - 21	-3.000	0.0222	3.000	1.000
22 - 24	-3.000	0.0717	3.000	1.000
23 - 15	-1.600	-0.0498	1.600	1.000
23 - 24	-1.600	0.0098	1.600	1.000
24 - 22	-3.000	-0.0717	3.000	1.000
24 - 23	-1.600	-0.0098	1.600	1.000
24 - 25	-3.000	-0.0272	3.000	1.000
25 - 24	-3.000	0.0272	3.000	1.000
25 - 26	-3.000	0.0438	3.000	1.000
25 - 27	-3.000	-0.0710	3.000	1.000
26 - 25	-3.000	-0.0438	3.000	1.000
27 - 25	-3.000	0.0710	3.000	1.000

Conexión de líneas	$S_{il}^{min}[p.u]$	$S_{il}[p.u]$	$S_{il}^{max}[p.u]$	Estado de conmutación
27 - 28	-3.000	-0.2335	3.000	1.000
27 - 29	-3.000	0.1625	3.000	1.000
27 - 30	-3.000	0	3.000	0.000
28 - 6	-3.000	-0.2255	3.000	1.000
28 - 8	-3.000	-0.0080	3.000	1.000
28 - 27	-3.000	0.2335	3.000	1.000
29 - 27	-3.000	-0.1625	3.000	1.000
29 - 30	-3.000	0.1325	3.000	1.000
30 - 27	-3.000	0	3.000	0.000
30 - 29	-3.000	-0.1325	3.000	1.000

Nota. Esta tabla muestra los valores de potencia para cada una de las líneas una vez incrementada la carga a un 25%

Los valores que se obtienen en la Tabla 15 tienen un incremento a comparación de la Tabla 7 y la Tabla 11, en los cuales nos basaremos en dos grandes incrementos los cuales se encuentran desde la barra 1 a la barra 2 y desde la barra 1 a la barra 3, esto se debe al incremento de carga el cual es de un 25 %, la línea de transmisión que va de la barra 27 hacia la barra 30 tiene un valor de 0, debido a que esta línea de transmisión está siendo conmutada.

Tabla 16

Valores Obtenidos del Angulo Delta aplicando el método OTS con un incremento del 25% de carga.

N. ° de Barra	Norma	Norma	$\theta[rad]$	Norma	Norma
	IEC-61000	Nacional		Nacional	IEC-61000
	$\theta_{min}[rad]$	$\theta_{min}[rad]$		$\theta_{max}[rad]$	$\theta_{max}[rad]$
1	0	0	0	0	0
2	-1.570	-0.523	-0.0676	0.523	1.570
3	-1.570	-0.523	-0.1538	0.523	1.570
4	-1.570	-0.523	-0.1850	0.523	1.570
5	-1.570	-0.523	-0.1339	0.523	1.570
6	-1.570	-0.523	-0.1933	0.523	1.570
7	-1.570	-0.523	-0.1835	0.523	1.570
8	-1.570	-0.523	-0.2056	0.523	1.570
9	-1.570	-0.523	-0.2532	0.523	1.570
10	-1.570	-0.523	-0.2959	0.523	1.570
11	-1.570	-0.523	-0.2324	0.523	1.570
12	-1.570	-0.523	-0.2830	0.523	1.570
13	-1.570	-0.523	-0.2662	0.523	1.570
14	-1.570	-0.523	-0.3087	0.523	1.570
15	-1.570	-0.523	-0.3126	0.523	1.570
16	-1.570	-0.523	-0.2983	0.523	1.570
17	-1.570	-0.523	-0.3037	0.523	1.570
18	-1.570	-0.523	-0.3280	0.523	1.570

N. ° de Barra	Norma	Norma	$\theta[rad]$	Norma	Norma
	IEC-61000	Nacional		Nacional	IEC-61000
	$\theta_{min}[rad]$	$\theta_{min}[rad]$		$\theta_{max}[rad]$	$\theta_{max}[rad]$
19	-1.570	-0.523	-0.3313	0.523	1.570
20	-1.570	-0.523	-0.3241	0.523	1.570
21	-1.570	-0.523	-0.3121	0.523	1.570
22	-1.570	-0.523	-0.3115	0.523	1.570
23	-1.570	-0.523	-0.3238	0.523	1.570
24	-1.570	-0.523	-0.3268	0.523	1.570
25	-1.570	-0.523	-0.3165	0.523	1.570
26	-1.570	-0.523	-0.3365	0.523	1.570
27	-1.570	-0.523	-0.2998	0.523	1.570
28	-1.570	-0.523	-0.2073	0.523	1.570
29	-1.570	-0.523	-0.3761	0.523	1.570
30	-1.570	-0.523	-0.4441	0.523	1.570

Nota. Esta tabla muestra los valores del ángulo delta para cada una de las 30 barras con incremento de carga del 25 %

Los valores obtenidos en la Tabla 16 se incrementan en todas las barras presentes en el sistema a comparación de la Tabla 8 y la Tabla 12, tomando en cuenta que las dos barras que tienen un incremento más significativo son las barras 29 y 30, además de que la barra 1

tiene un valor de 0 esto se debe a que se le está tomando como referencia a esta barra para poder aplicar la metodología propuesta.

Tabla 17

Valores Obtenidos de la Función Objetivo aplicando el método OTS con un incremento del 25% de carga.

Costo	Costo de	Costo
Mínimo	Operación	Máximo
$-\infty$	677.137	$+\infty$

El valor de la función objeto presente en la Tabla 17 es un valor de costo de operación más elevado que los costos de operación anteriores, debido al incremento de carga lo cual implica más gastos en la generación de energía eléctrica para poder satisfacer la carga que se encuentra presente en todo el sistema.

Optima Conmutación de líneas de transmisión en un sistema eléctrico de potencia con el 53% de incremento de carga.

Tabla 18

Valores Obtenidos de la Potencia de los generadores al aplicar el método OTS con un incremento del 53% de carga.

N.º de Barra	$P_{gen}^{min}[p.u]$	$P_{gen}[p.u]$	$P_{gen}^{max}[p.u]$
1	0.5000	2.000	2.000
2	0.2000	0.8000	0.8000

N.º de Barra	$P_{gen}^{min}[p.u]$	$P_{gen}[p.u]$	$P_{gen}^{max}[p.u]$
5	0.1500	0.5000	0.5000
8	0.1000	0.3360	0.3500
11	0.1000	0.3000	0.3000
13	0.1200	0.4000	0.4000

Nota. Esta tabla muestra los valores de potencia de los generadores después de haberse incrementado la carga un 53 %.

En la Tabla 18 se obtiene valores de la potencia generada, debido a que para este estudio el incremento de carga es de un 53%, por lo que para satisfacer la carga presente en el sistema se incrementa la producción de energía en el área de generación por lo que los generadores de las barras 1, 11 y 13 incrementan en su producción máxima y el generador presente en la barra 8 genera casi a su nivel máximo, esto se lo hace debido al incremento de carga.

Tabla 19

Valores Obtenidos de Potencia de líneas de transmisión aplicando el método OTS con un incremento del 53% de carga.

Conexión de líneas	$S_{il}^{min}[p.u]$	$S_{il}[p.u]$	$S_{il}^{max}[p.u]$	Estado de conmutación
1 - 2	-3.000	0	3.000	0.000
1 - 3	-3.000	2.000	3.000	1.000
2 - 1	-3.000	0	3.000	0.000
2 - 4	-3.000	0.0640	3.000	1.000

Conexión de líneas	S_{il}^{min} [p.u]	S_{il} [p.u]	S_{il}^{max} [p.u]	Estado de conmutación
2 - 5	-3.000	0.1832	3.000	1.000
2 - 6	-3.000	0.2209	3.000	1.000
3 - 1	-3.000	-2.000	3.000	1.000
3 - 4	-3.000	1.963	3.000	1.000
4 - 2	-3.000	-0.0640	3.000	1.000
4 - 3	-3.000	-1.963	3.000	1.000
4 - 6	-3.000	0.6803	3.000	1.000
4 - 12	-6.500	0.3127	6.500	1.000
5 - 2	-3.000	-0.1832	3.000	1.000
5 - 7	-3.000	0.1599	3.000	1.000
6 - 2	-3.000	-0.2209	3.000	1.000
6 - 4	-3.000	-0.6803	3.000	1.000
6 - 7	-3.000	0.1889	3.000	1.000
6 - 8	-3.000	0.1559	3.000	1.000
6 - 9	-3.000	0.1760	3.000	1.000
6 - 10	-3.000	0.1600	3.000	1.000
6 - 28	-3.000	0.2204	3.000	1.000
7 - 5	-3.000	-0.1599	3.000	1.000
7 - 6	-3.000	-0.1889	3.000	1.000
8 - 6	-3.000	-0.1559	3.000	1.000
8 - 28	-3.000	0.0329	3.000	1.000
9 - 6	-3.000	-0.1760	3.000	1.000
9 - 10	-3.000	0.4760	3.000	1.000

Conexión de líneas	$S_{il}^{min} [p.u]$	$S_{il} [p.u]$	$S_{il}^{max} [p.u]$	Estado de conmutación
9 - 11	-3.000	-0.3000	3.000	1.000
10 - 6	-3.000	-0.1600	3.000	1.000
10 - 9	-3.000	-0.4760	3.000	1.000
10 - 17	-3.200	0.0630	3.200	1.000
10 - 20	-3.200	0.1274	3.200	1.000
10 - 21	-3.000	0.2413	3.000	1.000
10 - 22	-3.000	0.1155	3.000	1.000
11 - 9	-3.000	0.3000	3.000	1.000
12 - 4	-6.500	-0.3127	6.500	1.000
12 - 13	-6.500	-0.4000	6.500	1.000
12 - 14	-3.200	0.1218	3.200	1.000
12 - 15	-3.200	0.2913	3.200	1.000
12 - 16	-3.200	0.1282	3.200	1.000
13 - 12	-6.500	0.4000	6.500	1.000
14 - 12	-3.200	-0.1218	3.200	1.000
14 - 15	-1.600	0.0269	1.600	1.000
15 - 12	-3.200	-0.2913	3.200	1.000
15 - 14	-1.600	-0.0269	1.600	1.000
15 - 18	-1.600	0.1006	1.600	1.000
15 - 23	-1.600	0.0922	1.600	1.000
16 - 12	-3.200	-0.1282	3.200	1.000
16 - 17	-1.600	0.0747	1.600	1.000
17 - 10	-3.200	-0.0630	3.200	1.000

Conexión de líneas	$S_{il}^{min} [p.u]$	$S_{il} [p.u]$	$S_{il}^{max} [p.u]$	Estado de conmutación
17 - 16	-1.600	-0.0747	1.600	1.000
18 - 15	-1.600	-0.1006	1.600	1.000
18 - 19	-1.600	0.0516	1.600	1.000
19 - 18	-1.600	-0.0516	1.600	1.000
19 - 20	-3.200	-0.0937	3.200	1.000
20 - 10	-3.200	-0.1274	3.200	1.000
20 - 19	-3.200	0.0937	3.200	1.000
21 - 10	-3.000	-0.2413	3.000	1.000
21 - 22	-3.000	-0.0264	3.000	1.000
22 - 10	-3.000	-0.1155	3.000	1.000
22 - 21	-3.000	0.0264	3.000	1.000
22 - 24	-3.000	0.0890	3.000	1.000
23 - 15	-1.600	-0.0922	1.600	1.000
23 - 24	-1.600	0.0432	1.600	1.000
24 - 22	-3.000	-0.0890	3.000	1.000
24 - 23	-1.600	-0.0432	1.600	1.000
24 - 25	-3.000	-0.0008	3.000	1.000
25 - 24	-3.000	0.0008	3.000	1.000
25 - 26	-3.000	0.0536	3.000	1.000
25 - 27	-3.000	-0.0544	3.000	1.000
26 - 25	-3.000	-0.0536	3.000	1.000
27 - 25	-3.000	0.0544	3.000	1.000
27 - 28	-3.000	-0.2533	3.000	1.000

Conexión de líneas	$S_{il}^{min} [p.u]$	$S_{il} [p.u]$	$S_{il}^{max} [p.u]$	Estado de conmutación
27 - 29	-3.000	0.0928	3.000	1.000
27 - 30	-3.000	0.1061	3.000	1.000
28 - 6	-3.000	-0.2204	3.000	1.000
28 - 8	-3.000	-0.0329	3.000	1.000
28 - 27	-3.000	0.2533	3.000	1.000
29 - 27	-3.000	-0.0928	3.000	1.000
29 - 30	-3.000	0.0561	3.000	1.000
30 - 27	-3.000	-0.1061	3.000	1.000
30 - 29	-3.000	-0.0561	3.000	1.000

Nota. Esta tabla muestra los valores de potencia de cada una de las líneas con un aumento de carga de 53 %.

Los valores que se obtienen en la Tabla 19 tienen un incremento del flujo de potencia en las líneas de transmisión a comparación de la Tabla 7, Tabla 11 y Tabla 15, las líneas más cercanas a la conmutación tienen un incremento significativo, dichas líneas son las que van de la barra 1 a la barra 3 y de la barra 3 a la barra 4 respectivamente, evidenciando de esta manera que la línea conmutada que va de la barra 1 a la barra 2 tiene un valor de potencia igual a 0.

Tabla 20

Valores Obtenidos del Angulo Delta aplicando el método OTS con un incremento del 53% de carga.

N. ° de Barra	Norma	Norma	θ [rad]	Norma	Norma
	IEC-61000	Nacional		Nacional	IEC-61000
	θ_{min} [rad]	θ_{min} [rad]		θ_{max} [rad]	θ_{max} [rad]
1	0	0	0	0	0
2	-1.570	-0.523	-0.4484	0.523	1.570
3	-1.570	-0.523	-0.3813	0.523	1.570
4	-1.570	-0.523	-0.4601	0.523	1.570
5	-1.570	-0.523	-0.4857	0.523	1.570
6	-1.570	-0.523	-0.4894	0.523	1.570
7	-1.570	-0.523	-0.5057	0.523	1.570
8	-1.570	-0.523	-0.4962	0.523	1.570
9	-1.570	-0.523	-0.5260	0.523	1.570
10	-1.570	-0.523	-0.5783	0.523	1.570
11	-1.570	-0.523	-0.4636	0.523	1.570
12	-1.570	-0.523	-0.5401	0.523	1.570
13	-1.570	-0.523	-0.4841	0.523	1.570
14	-1.570	-0.523	-0.5747	0.523	1.570
15	-1.570	-0.523	-0.5827	0.523	1.570
16	-1.570	-0.523	-0.5683	0.523	1.570
17	-1.570	-0.523	-0.5840	0.523	1.570
18	-1.570	-0.523	-0.6072	0.523	1.570

N. ° de Barra	Norma	Norma	$\theta[rad]$	Norma	Norma
	IEC-61000	Nacional		Nacional	IEC-61000
	$\theta_{min}[rad]$	$\theta_{min}[rad]$		$\theta_{max}[rad]$	$\theta_{max}[rad]$
19	-1.570	-0.523	-0.6146	0.523	1.570
20	-1.570	-0.523	-0.6075	0.523	1.570
21	-1.570	-0.523	-0.5983	0.523	1.570
22	-1.570	-0.523	-0.5976	0.523	1.570
23	-1.570	-0.523	-0.6035	0.523	1.570
24	-1.570	-0.523	-0.6165	0.523	1.570
25	-1.570	-0.523	-0.6162	0.523	1.570
26	-1.570	-0.523	-0.6407	0.523	1.570
27	-1.570	-0.523	-0.6034	0.523	1.570
28	-1.570	-0.523	-0.5031	0.523	1.570
29	-1.570	-0.523	-0.6470	0.523	1.570
30	-1.570	-0.523	-0.6758	0.523	1.570

Nota. Esta tabla muestra los valores de ángulo delta con un incremento de carga de 53 %.

Los valores obtenidos en la Tabla 20 se incrementa a comparación de la Tabla 8, Tabla 12 y Tabla 16, debido al incremento de carga que es de un 53%, tomando en cuenta que la barra 1 es la barra a la cual se le toma como referencia para realizar el estudio, tiene un valor de 0, los valores obtenidos en la barra 29 y 30 son los que han tenido un incremento significativo a diferencia de las demás barras, ya que en esta tabla sobrepasan el límite de la norma ecuatoriana saliendo de sus parámetros de funcionamiento. Por otra parte, considerando la norma estadounidense se puede decir que el SEP está dentro de sus parámetros de operación.

Tabla 21

Valores Obtenidos de la Función Objetivo aplicando el método OTS con un incremento del 53% de carga.

Costo	Costo de	Costo
Mínimo	Operación	Máximo
$-\infty$	914.108	$+\infty$

Nota. Esta tabla muestra el valor de la función objetivo con un incremento de carga de 53 %.

El valor de la función objeto presente en la Tabla 21 es un valor de costo de operación más elevado que los costos de operación anteriores, tanto en la carga nominal como en el incremento de carga del 25%, debido al incremento de carga lo cual implica más gastos en la generación de energía eléctrica para poder satisfacer la carga que se encuentra presente en todo el sistema.

Análisis de confiabilidad de los casos de estudio de la IEEE sin incremento de carga.

Tabla 22

Valores del índice de rendimiento de la potencia activa para el SEP en estado normal

Conexión	$S_{il}[p.u]$	$S_{il}^{max}[p.u]$	PI_p
de Líneas			
1 - 2	0,6411	3,0000	0,02283385
1 - 3	0,5729	3,0000	0,01823413
2 - 4	0,5053	3,0000	0,01418489
3 - 4	0,5489	3,0000	0,0167384
2 - 5	0,1994	3,0000	0,00220891

Conexión de Líneas	$S_{il}[p. u]$	$S_{il}^{max}[p. u]$	PI_p
2 - 6	0,5194	3,0000	0,01498758
4 - 6	0,0939	3,0000	0,00048985
5 - 7	0,3574	3,0000	0,00709638
6 - 7	-0,1294	3,0000	0,00093024
6 - 8	0,2087	3,0000	0,00241976
6 - 9	0,2152	3,0000	0,00257284
6 - 10	0,1429	3,0000	0,00113447
9 - 11	-0,1	3,0000	0,00055556
9 - 10	0,3152	3,0000	0,0055195
4 - 12	0,2842	6,5000	0,00095585
12 - 13	-0,12	6,5000	0,00017041
12 - 14	0,0727	3,2000	0,00025807
12 - 15	0,1631	3,2000	0,00129891
12 - 16	0,0564	3,2000	0,00015532
14 - 15	0,0107	1,6000	2,2361E-05
16 - 17	0,0214	1,6000	8,9445E-05
15 - 18	0,0509	1,6000	0,00050602
18 - 19	0,0189	1,6000	6,9768E-05
19 - 20	-0,0761	3,2000	0,00028277
10 - 20	0,0981	3,2000	0,0004699
10 - 17	0,0686	3,2000	0,00022978
10 - 21	0,1579	3,0000	0,00138513
10 - 22	0,0756	3,0000	0,00031752

Conexión de Líneas	$S_{il}[p. u]$	$S_{il}^{max}[p. u]$	PI_p
21 - 22	-0,0171	3,0000	1,6245E-05
15 - 23	0,0409	1,6000	0,00032672
22 - 24	0,0584	3,0000	0,00018948
23 - 24	0,0089	1,6000	1,5471E-05
24 - 25	-0,0197	3,0000	2,1561E-05
25 - 26	0,035	3,0000	6,8056E-05
25 - 27	-0,0547	3,0000	0,00016623
27 - 28	-0,1847	3,0000	0,00189523
27 - 29	0,0607	3,0000	0,00020469
27 - 30	0,0693	3,0000	0,00026681
29 - 30	0,0367	3,0000	7,4827E-05
8 - 28	0,0087	3,0000	4,205E-06
6 - 28	0,176	3,0000	0,00172089
	PI_p Total		0,12108802

Nota. Esta tabla muestra el cálculo parcial y total del índice de rendimiento de potencia activa para el sistema eléctrico en estado normal.

De acuerdo a la metodología de ranking de contingencia los valores obtenidos en la Tabla 22 nos indican que tan confiable es el sistema por lo que el valor total del índice de rendimiento de la potencia activa es de 0.1210 el cual es un valor super bajo, por lo que mediante el diagrama de la Figura 3, el cual nos dice que los valores más bajos representan un mayor grado de confiabilidad por lo que podemos decir que el sistema en condiciones normales es totalmente confiable.

Tabla 23

Valores del índice de rendimiento de la potencia activa para para el SEP con conmutación de líneas.

Conexión de Líneas	$S_{il}[p.u]$	$S_{il}^{max}[p.u]$	PI_p
1 - 2	0,6411	3,0000	0,02283385
1 - 3	0,5729	3,0000	0,01823413
2 - 4	0,5053	3,0000	0,01418489
3 - 4	0,5489	3,0000	0,0167384
2 - 5	0,1994	3,0000	0,00220891
2 - 6	0,5194	3,0000	0,01498758
4 - 6	0,0939	3,0000	0,00048985
5 - 7	0,3574	3,0000	0,00709638
6 - 7	0,1294	3,0000	0,00093024
6 - 8	0,2087	3,0000	0,00241976
6 - 9	0,2152	3,0000	0,00257284
6 - 10	0,1429	3,0000	0,00113447
9 - 11	0,1	3,0000	0,00055556
9 - 10	0,3152	3,0000	0,0055195
4 - 12	0,2842	6,5000	0,00095585
12 - 13	0,12	6,5000	0,00017041
12 - 14	0,0727	3,2000	0,00025807
12 - 15	0,1631	3,2000	0,00129891
12 - 16	0,0564	3,2000	0,00015532
14 - 15	0,0107	1,6000	2,2361E-05

Conexión de Líneas	$S_{il}[p. u]$	$S_{il}^{max}[p. u]$	PI_p
16 - 17	0,0214	1,6000	8,9445E-05
15 - 18	0,0509	1,6000	0,00050602
18 - 19	0,0189	1,6000	6,9768E-05
19 - 20	0,0761	3,2000	0,00028277
10 - 20	0,0981	3,2000	0,0004699
10 - 17	0,0686	3,2000	0,00022978
10 - 21	0,1579	3,0000	0,00138513
10 - 22	0,0756	3,0000	0,00031752
21 - 22	0,0171	3,0000	1,6245E-05
15 - 23	0,0409	1,6000	0,00032672
22 - 24	0,0584	3,0000	0,00018948
23 - 24	0,0089	1,6000	1,5471E-05
24 - 25	0,0197	3,0000	2,1561E-05
25 - 26	0,035	3,0000	6,8056E-05
25 - 27	0,0547	3,0000	0,00016623
27 - 28	0,1847	3,0000	0,00189523
27 - 29	0,13	3,0000	0,00093889
27 - 30	0	3,0000	0
29 - 30	0,106	3,0000	0,00062422
8 - 28	0,0087	3,0000	4,205E-06
6 - 28	0,176	3,0000	0,00172089
	PI_p Total		0,1221048

Nota. Esta tabla muestra el cálculo del índice de rendimiento de potencia activa para cuando el sistema eléctrico ya ha conmutado las líneas.

El valor total del índice de rendimiento de la potencia activa mostrado en la Tabla 23 es de 0.1221 el cual es un poco mayor al índice de rendimiento de la potencia activa mostrado en la Tabla 22 el cual es de 0.1210 por lo que mediante esta comparación determinamos que al aplicar el método de conmutación de líneas de transmisión disminuye la confiabilidad en un grado muy pequeño por lo que nuestro sistema es confiable.

Análisis de confiabilidad a los casos de estudio de la IEEE con incremento de carga.

Tabla 24

Valores del índice de rendimiento de la potencia activa para el SEP con conmutación de líneas e Incremento de carga a un 25%.

Conexión de Líneas	$S_{il}[p. u]$	$S_{il}^{max}[p. u]$	PI_p
1 - 2	1,1155	3,0000	0,06913001
1 - 3	0,807	3,0000	0,0361805
2 - 4	0,6422	3,0000	0,02291227
3 - 4	0,777	3,0000	0,0335405
2 - 5	0,3252	3,0000	0,00587528
2 - 6	0,6769	3,0000	0,0254552
4 - 6	0,1915	3,0000	0,00203735
5 - 7	0,3977	3,0000	0,00878696
6 - 7	0,1127	3,0000	0,00070563
6 - 8	0,283	3,0000	0,00444939
6 - 9	0,2881	3,0000	0,0046112

Conexión de Líneas	$S_{il}[p. u]$	$S_{il}^{max}[p. u]$	PI_p
6 - 10	0,1846	3,0000	0,00189318
9 - 11	0,1	3,0000	0,00055556
9 - 10	0,3881	3,0000	0,00836787
4 - 12	0,3827	6,5000	0,00173325
12 - 13	0,12	6,5000	0,00017041
12 - 14	0,0906	3,2000	0,0004008
12 - 15	0,2025	3,2000	0,00200226
12 - 16	0,0696	3,2000	0,00023653
14 - 15	0,0131	1,6000	3,3518E-05
16 - 17	0,0258	1,6000	0,00013001
15 - 18	0,0632	1,6000	0,00078013
18 - 19	0,0232	1,6000	0,00010513
19 - 20	0,0955	3,2000	0,00044532
10 - 20	0,123	3,2000	0,00073872
10 - 17	0,0867	3,2000	0,00036704
10 - 21	0,1965	3,0000	0,00214513
10 - 22	0,0939	3,0000	0,00048985
21 - 22	0,0222	3,0000	0,00002738
15 - 23	0,0498	1,6000	0,00048438
22 - 24	0,0717	3,0000	0,00028561
23 - 24	0,0098	1,6000	1,8758E-05
24 - 25	0,0272	3,0000	4,1102E-05
25 - 26	0,0438	3,0000	0,00010658

Conexión de Líneas	$S_{il}[p. u]$	$S_{il}^{max}[p. u]$	PI_p
25 - 27	0,071	3,0000	0,00028006
27 - 28	0,2335	3,0000	0,00302901
27 - 29	0,1625	3,0000	0,00146701
27 - 30	0	3,0000	0
29 - 30	0,1325	3,0000	0,00097535
8 - 28	0,008	3,0000	3,5556E-06
6 - 28	0,2255	3,0000	0,00282501
	PI_p Total		0,24382277

Nota. Esta tabla muestra el cálculo índice de rendimiento de potencia activa para el sistema conmutado con un incremento de cargas al 25%.

En el presente análisis podemos determinar que al incrementar la demanda en el sistema en un 25% el sistema disminuye la confiabilidad, esto se debe a que al incrementar la potencia las líneas de transmisión, aumentan su flujo de potencia por lo cual el sistema mantiene sus parámetros de operación dentro de los rangos permitidos lo cual se definiría como un sistema confiable. Esto se lo puede verificar al comparar la condición normal de funcionamiento el cual se observa en la Tabla 22 con un valor de 0.1210 y el valor que se obtiene en la Tabla 24 es de 0.2438, respetando los parámetros de funcionamiento.

Tabla 25

Valores del índice de rendimiento de la potencia activa para el SEP con conmutación e Incremento de carga a un 53%.

Conexión de Líneas	$S_{il}[p. u]$	$S_{il}^{max}[p. u]$	PI_p
1 - 2	0,0000	3,0000	0
1 - 3	2,0000	3,0000	0,22222222
2 - 4	0,0640	3,0000	0,00022756
3 - 4	1,9630	3,0000	0,21407606
2 - 5	0,1832	3,0000	0,00186457
2 - 6	0,2209	3,0000	0,00271093
4 - 6	0,6803	3,0000	0,02571156
5 - 7	0,1599	3,0000	0,00142045
6 - 7	0,1889	3,0000	0,0019824
6 - 8	0,1559	3,0000	0,00135027
6 - 9	0,1760	3,0000	0,00172089
6 - 10	0,1600	3,0000	0,00142222
9 - 11	0,3000	3,0000	0,005
9 - 10	0,4760	3,0000	0,01258756
4 - 12	0,3127	6,5000	0,00115718
12 - 13	0,4000	6,5000	0,00189349
12 - 14	0,1218	3,2000	0,00072438
12 - 15	0,2913	3,2000	0,00414334
12 - 16	0,1282	3,2000	0,0008025

Conexión de Líneas	$S_{il}[p. u]$	$S_{il}^{max}[p. u]$	PI_p
14 - 15	0,0269	1,6000	0,00014133
16 - 17	0,0747	1,6000	0,00108986
15 - 18	0,1006	1,6000	0,00197663
18 - 19	0,0516	1,6000	0,00052003
19 - 20	0,0937	3,2000	0,0004287
10 - 20	0,1274	3,2000	0,00079252
10 - 17	0,0630	3,2000	0,0001938
10 - 21	0,2413	3,0000	0,00323476
10 - 22	0,1155	3,0000	0,00074113
21 - 22	0,0264	3,0000	0,00003872
15 - 23	0,0922	1,6000	0,00166032
22 - 24	0,0890	3,0000	0,00044006
23 - 24	0,0432	1,6000	0,0003645
24 - 25	0,0008	3,0000	3,5556E-08
25 - 26	0,0536	3,0000	0,00015961
25 - 27	0,0544	3,0000	0,00016441
27 - 28	0,2533	3,0000	0,00356449
27 - 29	0,0928	3,0000	0,00047844
27 - 30	0,1061	3,0000	0,0006254
29 - 30	0,0561	3,0000	0,00017485
8 - 28	0,0329	3,0000	6,0134E-05
6 - 28	0,2204	3,0000	0,00269868
	PI_p Total		0,52056595

Nota. Esta tabla muestra el cálculo del índice de rendimiento de potencia activa para el sistema conmutado con un incremento de carga de 53 %.

Al momento de incrementar la demanda en el sistema a un 53% que es el valor máximo que puede soportar el sistema ya que al sobrepasar este valor el sistema deja de ser estable, obteniendo un valor en el índice de rendimiento de potencia activa de 0.5205, el cual se evidencia en la Tabla 25 y a comparación de los valores obtenidos en la Tabla 22, Tabla 23 y la Tabla 24, determinando que el sistema es poco confiable ya que si existiera una pequeña variación en la demanda el sistema vendría a comportarse de una manera inestable saliendo así de sus parámetros de operación.

Capítulo V

Conclusiones y Recomendaciones

Conclusiones

- Mediante el análisis de confiabilidad realizado entre los sistemas aplicando la óptima conmutación de líneas, para el sistema en estado normal de funcionamiento y para los casos con incremento de carga de 25% y 53% respectivamente, se puede evidenciar que, para el sistema funcionando en condiciones normales tiene un índice de confiabilidad de 0.1210, el mismo que se acerca a cero, así de esta manera el sistema es considerado netamente confiable. Por otro lado, para un incremento de carga de 25 % le corresponde un índice de confiabilidad de 0.2438, el cual es un valor cercano a cero por lo que el sistema se consideraría medianamente confiable, trabajando dentro de los parámetros de operación de la red. Por otro lado, al aplicar un incremento de carga del 53 %, el índice de confiabilidad tiene un valor de 0.5205, siendo este un valor lejano de cero, aún más que en el caso anterior; por lo que se puede considerar como un sistema poco confiable. Debido a que si se incrementara la carga a un porcentaje mayor a 53% el sistema se vuelve totalmente inestable, por lo que el mismo llegaría a colapsar.
- De acuerdo a la investigación realizada se puede concluir que, al utilizar la metodología OTS en DC, ayuda a linealizar el problema de manera que se descarta costos de operación en la función térmica y además de que solamente considera la potencia activa del sistema, despreciando la potencia reactiva del mismo. A diferencia de la metodología OTS en AC, en la cual no se linealiza el problema en su totalidad, ya que para su análisis consideran los valores tanto de la potencia activa como de potencia reactiva.
- Tomando en cuenta cada uno de los eventos analizados, se puede evidenciar el incremento en el ángulo fasorial cercano al lugar donde se produce la conmutación de

las líneas. En base a la normativa estadounidense el ángulo fasorial se mantiene dentro de los parámetros de funcionamientos óptimos, mientras que, al analizarlo mediante la normativa nacional, el ángulo fasorial sale de los parámetros de funcionamiento.

Recomendaciones

- Es recomendable que para poder escoger un caso de estudio el cual se pueda analizar, se debe verificar que contengan todos los parámetros necesarios para el desarrollo del proceso; debido a que existen casos de estudio que no poseen información suficiente lo cual hace que el mismo sea imposible de implementarlo.
- En cuanto a la aplicación de los modelos matemáticos, se recomienda investigar adecuadamente el tipo de ecuación que rige cada central de generación eléctrica, ya que la misma depende mucho de su tipo de energía primaria. Con esto facilita a la linealización de ecuación, simplificando de esta manera algunos costos de operación innecesarios.
- En base a los resultados obtenidos de ángulos fasorial, se puede considerar realizar un estudio de estabilidad angular para de esta manera lograr comprender los parámetros presentes en el sistema y a su vez verificar el nivel de confiabilidad del sistema en base a este estudio.
- En cuanto a los escenarios de estudio planteados, es recomendable realizar un análisis de cargabilidad detalladamente, con el fin de conocer el comportamiento del flujo potencia en las líneas de transmisión, de esta manera determinando si el flujo de potencia es estable o existe variación en el mismo.

Bibliografía

- Abdulrazzaq, A. A. (2015). *Contingency ranking of power systems using a performance index*. 02(02).
- Arias E., E. C., & H, J. V. C. (2017). La Regulación Económica de la Distribución de la Energía Eléctrica. *Ecos de Economía: A Latin American Journal of Applied Economics*, 8(18), 99–139.
- Armas, M., Gómez, J., & Pérez, C. (2007). *Análisis de un sistema de potencia desbalanceado mediante herramientas estadísticas. Empleo de coeficientes complejos y modelación por redes neuronales artificiales*.
- Caicedo Rivadeneira, J. A. (2022). *Flujo Óptimo de Potencia en sistemas eléctricos basado en criterios de mínimas pérdidas de potencia activa usando el método de la gradiente*.
- Cain, M. B., O'Neill, R. P., & Castillo, A. (2012). *History of Optimal Power Flow and Formulations*. 36.
- Escobar, A., & Gallego, L. (2004). *ANÁLISIS ESTÁTICO DE CONTINGENCIAS DE POTENCIA ACTIVA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA*.
- Escudero Delgado, P., & Carrión Galarza, D. (2018). Expansión de un sistema de transmisión mediante LOPF-AC. *INGE CUC*, 14(2), 116–125.
<https://doi.org/10.17981/ingecuc.14.2.2018.11>
- Fisher, E. B., O'Neill, R. P., & Ferris, M. C. (2008). Optimal Transmission Switching. *IEEE Transactions on Power Systems*, 23(3), 1346–1355.
<https://doi.org/10.1109/TPWRS.2008.922256>
- Flores, R. (2020). *PLANEACIÓN DE DESPACHO ÓPTIMO DE PLANTAS VIRTUALES DE GENERACIÓN EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA MEDIANTE FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA AC*.

- Frank, S., Steponavice, I., & Rebennack, S. (2012a). Optimal power flow: A bibliographic survey I: Formulations and deterministic methods. *Energy Systems*, 3(3), 221–258.
<https://doi.org/10.1007/s12667-012-0056-y>
- Frank, S., Steponavice, I., & Rebennack, S. (2012b). Optimal power flow: A bibliographic survey II: Non-deterministic and hybrid methods. *Energy Systems*, 3(3), 259–289.
<https://doi.org/10.1007/s12667-012-0057-x>
- Gavidia Almachi, J. M., & Paredes Morán, J. J. (2021). *“Implementación de un módulo didáctico sobre generación, transporte y distribución de energía eléctrica.”* [BachelorThesis, Ecuador : La Maná : Universidad Técnica de Cotopaxi (UTC)].
<http://repositorio.utc.edu.ec/handle/27000/7953>
- Gómez-Ramírez, G. A. (2016). Evolución y tendencias de índices de confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia. *Revista Tecnología en Marcha*, 29(2), 3–13.
<https://doi.org/10.18845/tm.v29i2.2687>
- González, F. (2007). *Anormalidades en Sistemas de Potencia.*
http://fglongatt.org/OLD/Archivos/Archivos/SP_I/Capitulo4,SP1-2007.pdf
- Gualoto Loachamín, G. A. (2019). *Configuración Óptima del flujo de potencia DC frente a contingencias N-2.*
- Gutiérrez Rodas, D. A. (2016). *Diseño e implementación de una herramienta de software para el análisis de confiabilidad de sistemas eléctricos de potencia basado en el método de simulación de Montecarlo* [BachelorThesis, Quito, 2016.].
<http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/16938>
- Jaramillo, D., Fonseca, A., & Pérez, F. (2020). Metodología para Determinar la Distribución de Corrientes de Desbalance en Líneas Aéreas de Transmisión de Energía Eléctrica. *Revista Politécnica*, 44(2), 15–24. <https://doi.org/10.33333/rp.vol44n2.02>

- Karoui, K., Crisciu, H., & Platbrood, L. (2011). An optimum power flow tool for optimising the expansion plan of reactive power compensation. *2011 IEEE GCC Conference and Exhibition (GCC)*, 275–278. <https://doi.org/10.1109/IEEGCC.2011.5752514>
- Khorram, S. A. T., Fotuhi-Firuzabad, M., & Safdarian, A. (2016). *Conmutación de transmisión óptima como remedio*. 6.
- Kirby, B. J. (2007). Load Response Fundamentally Matches Power System Reliability Requirements. *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/PES.2007.386227>
- Masache, P. A., & Carrión, D. F. (2019a). Estado del Arte de conmutación de líneas de transmisión con análisis de contingencias. *I+D Tecnológico*, 15(2), Article 2. <https://doi.org/10.33412/idt.v15.2.2252>
- Masache, P. A., & Carrión, D. F. (2019b). Estado del Arte de conmutación de líneas de transmisión con análisis de contingencias. *I+D Tecnológico*, 15(2), 98–106. <https://doi.org/10.33412/idt.v15.2.2252>
- Matulic, I. (2018). Introducción a los Sistemas Eléctricos de Potencia. *Acta Nova*, 2(2), 208–215.
- Memane, N. P., Munda, J. L., & Popoola, O. M. (2018). Minimization of frequency error as a result of load increase on power system network. *2018 IEEE PES/IAS PowerAfrica*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/PowerAfrica.2018.8632880>
- Mora Sánchez, J. D., & Cevallos Chávez, Y. J. (2014). *“Estudio y análisis de calidad de energía enfocado en nivel de armónicos en el sistema eléctrico de la subestación enfriadora 1 de Holcim Ecuador planta Guayaquil”*. [BachelorThesis]. <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/6848>
- Quezada, S. J. Q. (2019). *“METODOLOGÍA DE CONSTRUCCIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA.”* 152.

- Quishpe, D. M. C. (2017). *FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA LINEALIZADO PARA MINIMIZAR COSTOS OPERATIVOS DE GENERACIÓN EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA*.
- Ramírez Castaño, S. (2018). *Redes de distribución de energía*.
<https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/7095>
- Rodríguez, G. (2020). *Mejora de índices de confiabilidad en sistemas de potencia posterior a contingencias basado en conmutación de líneas de transmisión*. 45.
- Rubén Acevedo. (2017). Análisis de la criticidad de los sistemas de distribución como parte fundamental en la prestación del servicio eléctrico. *Interciencia: Revista de ciencia y tecnología de América*, 38(7), 535–541.
- Sánchez, D. (2018). *ESTABILIDAD DE VOLTAJE EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA INCLUYENDO CURVAS DE CAPACIDAD PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN BASADO EN EL MÉTODO CPF*.
- Sanguano, N. (2021). *EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN CONSIDERANDO FALLAS DE CAUSA COMÚN EN LÍNEAS Y EL MÉTODO MONTE CARLO*.
- Sekhar, P., & Mohanty, S. (2013). Power system contingency ranking using Newton Raphson load flow method. *2013 Annual IEEE India Conference (INDICON)*, 1–4.
<https://doi.org/10.1109/INDCON.2013.6725912>
- Suárez, R. (2020). *EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA CONSIDERANDO CONMUTACIÓN ÓPTIMA DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN*.
- Vinueza Gómez, F. J. (1984). *Flujo Óptimo de Potencia*.
- Zurita, L., & Quezada, P. (2015). *Flujo óptimo de potencia DC considerando restricciones por congestión y pérdidas en las líneas para resolución de problemas de despacho económico*.

Anexos