

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

**“ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS MEDIANTE FACTORES DE
SENSIBILIDAD”**

INFORME DE MATERIA INTEGRADORA

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO EN ELECTRICIDAD

Presentado por:

ANDRÉ JOAO ALVARADO DOYLET

JIMMY ABRAHAM ASQUI TOMALA

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2018

DEDICATORIA

A mi madre Angélica Doylet por todo el amor, cariño y el apoyo incondicional que me ha brindado, en todo momento ha querido lo mejor para mí, gracias por inculcarme valores que me ayudan a seguir creciendo como persona, gracias por creer en mí y darme motivación para que se cumpla este ciclo en mi vida y por siempre estar cuando lo he necesitado. A mi padre Augusto Alvarado, por toda la educación que me ha brindado y por todo el cariño que he recibido, siendo un gran apoyo para cumplir mis objetivos. A mi hermana, mi sobrino, tíos, tías, primos, primas por siempre estar unidos en familia, siempre viendo mi bienestar y dando apoyo para cumplir mis metas. A Pamela Campi Álvarez, una persona muy especial en mi vida, con quien he compartido tantos lindos momentos, quien estuvo en toda mi etapa universitaria, gracias por aguantarme en tantos años, y brindarme todo el cariño posible, siempre dándome consejos y por estar siempre para mí cuando he requerido de tu ayuda. A mis amigos de la carrera por compartir tantos momentos en las aulas de clase como fuera.

André Alvarado Doylet.

DEDICATORIA

A mi Madre Susana Tomalá Macías, quien ha constituido un pilar central y para la feliz culminación de esta etapa de mi vida.

Mi Papa, Hermana y Tíos quien en todo momento supo apoyarme con el deseo de verme triunfar y de manera muy especial al Dr Javier Urquizo, Gracias Totales.

Jimmy Abraham Asqui Tomalá

AGRADECIMIENTOS

Esta tesis no hubiese sido posible realizar sin la ayuda recibida por la Compañía Nacional de Transmisión TRANSELECTRIC, quienes nos permitieron usar su conjunto de datos (especialmente el Ing. Juan Plazarte). De la misma manera el apoyo del Dr. Javier Urquiza Calderón fue fundamental ya que con sus conocimientos siempre nos brindó la ayuda requerida. Esto ha sido único e invaluable para el desarrollo de la investigación.

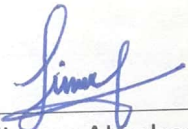
Agradezco eternamente a Dios por guiarme para tomar la excelente decisión de estudiar en ESPOL y por permitirme culminar esta etapa, también agradezco a mis padres por el apoyo y confianza que me brindaron siempre, a los profesores que formaron parte de este proceso académico, a mis amistades por toda la motivación y apoyo incondicional en todos los momentos a lo largo de la carrera.

DECLARACIÓN EXPRESA

"Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; *André Alvarado Doylet* y *Jimmy Asqui Tomalá* damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual"

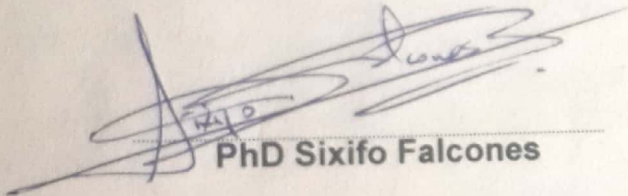


André Joao Alvarado
Doylet

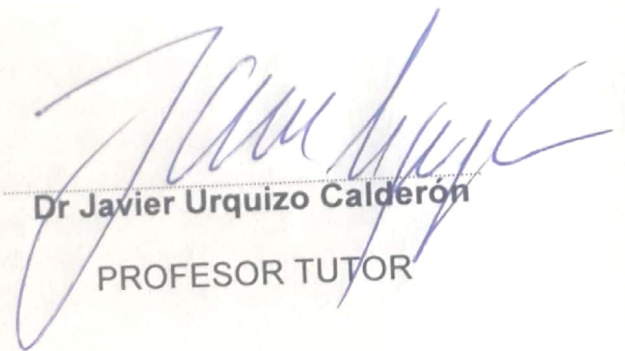


Jimmy Abraham Asqui
Tomalá

EVALUADORES



PhD Sixifo Falcones
PROFESOR DE LA MATERIA



Dr Javier Urquizo Calderon
PROFESOR TUTOR

RESUMEN

Esta investigación expone un análisis de contingencias simples mediante factores de sensibilidad por flujo de cargas en corriente continua el cual es importante en la operación de los sistemas de potencia interconectados debido a que es una referencia práctica de presentar las posibles sobrecargas que presenta un sistema. Como parte de la investigación, se realiza un flujo de potencia en corriente directa para el sistema de catorce barras de la IEEE y posterior al Sistema Nacional Interconectado (SNI), con el fin de reducir el tiempo de cálculo y tener información del estado del sistema.

En nuestra investigación se realiza un análisis de contingencia de un sistema de potencia, tomando como caso de estudio el sistema de catorce barras de la IEEE, en base al análisis de seguridad el cual está dado por el tipo de respuesta que se tenga en la red ante cualquier salida de servicio de un elemento que no esté programada. Posteriormente, se emplea un análisis en el SNI del Ecuador en período estiaje, considerando demanda máxima para el 2018 poder conocer la habilidad del sistema ante determinada contingencia. Con esto se tiene una idea clara del porcentaje de cargabilidad en las líneas de transmisión que pertenecen al SNI.

Nuestra tesis usa dos de factores más importantes en el análisis de contingencias, el factor de distribución de transferencia de potencia (PTDF) y el factor de distribución de interrupción de carga (LODF).

Una vez realizadas las simulaciones existieron cinco eventos de sobrecargas ante una contingencia en líneas del sistema, para lo cual estas afectaciones son consideradas por los operadores de sistemas de potencia para poder mitigar su afectación en la red, esto haciendo uso de los factores LODF.

Los resultados que se dieron en el SNI una vez realizada una transferencia de potencia dada con Colombia y Perú. En el caso de importación y exportación de energía con Perú mediante la barra Zorritos es que no existe líneas de transmisión con sobrecarga una vez simulada una transferencia de potencia desde 30 MW hasta 100 MW.

En cambio, para una transferencia entre Ecuador y Colombia el peor escenario se dio ante una exportación de energía de 500 MW a Colombia resultando tres líneas de transmisión con sobrecargas en porcentaje mayor al 100 % de su capacidad.

Palabras Clave: Sistema de potencia interconectada, Flujo de cargas en corriente continua, Análisis de contingencias, Factores de sensibilidad, Análisis de seguridad, Cargabilidad en líneas de transmisión

ÍNDICE GENERAL

EVALUADORES.....	xi
RESUMEN.....	xiii
ÍNDICE GENERAL	xv
ÍNDICE DE FIGURAS	xix
ÍNDICE DE TABLAS.....	xxi
ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS	xxiii
Capítulo 1. Introducción	25
1.1 Introducción.....	27
1.1.1 Antecedentes.....	28
1.1.2 Importancia del Tema	29
1.1.3 Descripción del problema	30
1.1.4 Justificación del problema.....	30
1.1.5 Sistema eléctrico de Potencia.....	31
1.2 Detalles de la investigación	38
1.3 Contribuciones del proyecto	41
Capítulo 2. Revisión de Literatura.....	43
2.1 Introducción.....	45
2.2 Flujo de Potencia en sistemas de potencia	46
2.2.1 Motivos para el uso del Flujo de potencia DC.....	48
2.2.2 Estados de funcionamiento de un sistema de potencia	49
2.3 Análisis de la Seguridad en sistemas de potencia	51
2.3.1 Análisis de Contingencias.....	52
2.3.2 Criterio <i>N-1</i>	54
2.3.3 Factores de sensibilidad	55
2.3.4 Factor de distribución de transferencia de potencia (PTDF)	55
2.3.5 Factor de distribución de corte de línea (LODF)	57
Capítulo 3. Metodología.....	59

3.1	Introducción.....	61
3.2	Metodología para el análisis de contingencias mediante factores de sensibilidad.....	62
3.3	Linealización del flujo de potencia.....	63
3.3.1	Algoritmo para la solución del flujo DC.....	67
3.3.2	Diagrama de flujo para evaluar el Flujo DC.....	69
3.4	Factores de sensibilidad o distribución.....	70
3.4.1	Factores PTDF.....	71
3.4.2	Algoritmos para el cálculo del factor de distribución de transferencia de potencia.....	72
3.4.3	Factores LODF.....	76
3.5	Descripción de los programas realizados en la herramienta Matpower de MATLAB.....	78
3.6	Descripción del sistema de prueba.....	81
3.6.1	Datos de entrada del sistema.....	81
3.6.2	Datos de salida del sistema de prueba.....	83
3.7	Descripción del Sistema Nacional Interconectado.....	84
3.7.1	Datos de entrada del sistema.....	87
3.7.2	Datos de salida del sistema.....	101
3.7.3	Procedimiento para el análisis de datos del SNI.....	101
Capítulo 4.	Resultados.....	103
4.1	Introducción.....	105
4.2	Análisis de Resultados para el caso de prueba.....	105
4.2.1	Flujo DC para el caso de prueba.....	105
4.2.2	Resultados para las matrices de factores PTDF.....	106
4.2.3	Cálculo de flujos en las líneas luego post contingencia.....	110
4.2.4	Resultados para las matrices de factores LODF.....	112
4.2.5	Resultados de cargabilidades de todas las líneas del sistema de prueba.....	116
4.3	Análisis de Resultados para el Sistema Nacional Interconectado.....	117

4.3.1	Resultados del flujo DC para el Sistema Nacional Interconectado	117
4.3.2	Resultados de cargabilidades de las líneas ante una contingencia en el SNI mediante los factores LODF	126
4.3.3	Resultados de cargabilidades de las líneas ante una contingencia en el SNI mediante los factores PTDF	129
Capítulo 5.	Discusión	133
5.1	Introducción	135
5.2	Datos de entrada del Sistema Nacional Interconectado.....	135
5.3	Desarrollo para el análisis de contingencias del SNI.....	136
5.4	Datos de salida dada una contingencia en el SNI	137
Capítulo 6.	Conclusiones	139
6.1	Introducción.....	141
6.2	Limitaciones de la investigación y recomendaciones para futuras investigaciones.....	146
Apéndice A	149
Referencias	159

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Diagrama Unifilar de un sistema de potencia.....	32
Figura 1.2 Sistema eléctrico de Potencia.....	33
Figura 1.3 Representación de sistema de dos barras con una línea de transmisión pi.....	36
Figura 2.1 Barra de referencia.....	47
Figura 2.2 Barra de generación PV.....	47
Figura 2.3 Barra de generación PQ.....	48
Figura 2.4 Contingencia producida por la caída de una torre de transmisión de energía eléctrica.....	54
Figura 2.5 Variación en el flujo de potencia de la línea de transmisión.....	56
Figura 2.6 Variación en el flujo de potencia de la línea cuando otra línea se encuentra fuera de servicio.....	57
Figura 3.1 Metodología para el análisis de contingencias.....	62
Figura 3.2 Sistema modelo para el cálculo de flujo DC.....	63
Figura 3.3 Diagrama de la metodología para evaluar resultados de Flujo DC ...	70
Figura 3.4 Sistema de Potencia de 14 barras de la IEEE.....	81
Figura 3.5 Diagrama Unifilar del Sistema Nacional Interconectado.....	86
Figura 3.6 Diagrama de flujo para el análisis de contingencias en el SIN mediante programación en Matlab.....	102
Figura A.1 Función para el cálculo de la matriz Y_barra.....	151
Figura A.2 Función para el cálculo de la matriz B_barra.....	152
Figura A.3 Flujo DC para sistemas de potencia.....	153
Figura A.4 Algoritmo para el cálculo de los factores PTDF y LODF.....	154
Figura A.5 Ejecución del programa principal.....	154
Figura A.6 Resultados para el flujo DC del sistema de catorce barras de la IEEE	155
Figura A.7 Ángulos de las barras del sistemas de catorce barras de IEEE.....	155
Figura A.8 Potencias en las líneas del sistema de potencia de catorce barras de la IEEE.....	156
Figura A.9 Matriz PDTF donde se tienen las líneas monitoreadas y la transferencia de potencia entre para de barras.....	157

Figura A.10 Matriz LODF donde se tienen las líneas monitoreadas y líneas de transmisión que se desconectan. 157

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1 Datos de generación y cargas en las barras del sistema.	82
Tabla 3.2 Parámetros del sistema de potencia.....	83
Tabla 3.3 Primera parte de datos de generación y cargas en las barras del SIN90	
Tabla 3.4 Segunda parte de datos de generación y cargas en las barras del SNI	91
Tabla 3.5 Tercera parte de datos de generación y cargas en las barras del SIN92	
Tabla 3.6 Cuarta parte de datos de generación y cargas en las barras del SNI .	93
Tabla 3.7 Quinta parte de datos de generación y cargas en las barras del SNI..	94
Tabla 3.8 Primera parte de parámetros de las líneas correspondiente al SNI	95
Tabla 3.9 Segunda parte de parámetros de las líneas correspondiente al SNI...	96
Tabla 3.10 Tercera parte de parámetros de las líneas correspondiente al SNI...	97
Tabla 3.11 Cuarta parte de parámetros de las líneas correspondiente al SNI	98
Tabla 3.12 Quinta parte de parámetros de las líneas correspondiente al SIN	99
Tabla 3.13 Sexta parte de parámetros de las líneas correspondientes al SNI ..	100
Tabla 4.1 Flujos de potencia en DC para el sistema de potencia sin falla.....	106
Tabla 4.2 Resultados de la primera parte de los PTDF para diferentes transacciones en las líneas.	108
Tabla 4.3 Resultados de la segunda parte de los PTDF para diferentes transacciones en las líneas	109
Tabla 4.4 . Resultados de los porcentajes de afectación, del factor PTDF, en las líneas para diferentes transacciones de potencia entre dos barras.....	111
Tabla 4.5 Resultados de la primera parte de los LODF para diferentes salidas de líneas del sistema.....	113
Tabla 4.6 Resultados de la segunda parte de los LODF para diferentes salidas de líneas del sistema.....	114
Tabla 4.7 Resultados de cargabilidad con LODF para diferentes salidas en las líneas del sistema.....	115
Tabla 4.8 Primera parte Flujos de potencia en DC para el SNI de potencia sin falla	119
Tabla 4.9 Segunda parte Flujos de potencia en DC para el SNI de potencia sin falla.....	120

Tabla 4.10 Tercera parte Flujos de potencia en DC para el SNI de potencia sin falla 121

Tabla 4.11 Cuarta parte Flujos de potencia en DC para el SNI de potencia sin falla. 122

Tabla 4.12 Quinta parte Flujos de potencia en DC para el SNI de potencia sin falla 123

Tabla 4.13 Sexta parte Flujos de potencia en DC para el SNI de potencia sin falla 124

Tabla 4.14 Séptima parte Flujos de potencia en DC para el SNI de potencia sin falla. 125

Tabla 4.15 Resultados de cargabilidad con LODF para diferentes salidas en las líneas del SNI 126

Tabla 4.16 Resultados de cargabilidad con LODF para diferentes salidas de transformadores del SNI..... 128

Tabla 4.17 Cargabilidades de líneas del SNI dada una transferencia de potencia entre Ecuador- Perú 129

Tabla 4.18 Cargabilidades de líneas del SNI dada una transferencia de potencia entre Perú-Ecuador 131

Tabla 4.19 Cargabilidades de líneas del SNI dada una transferencia de potencia entre Ecuador-Colombia..... 131

Tabla 4.20 Cargabilidades de líneas del SNI dada una transferencia de potencia entre Colombia - Ecuador..... 132

Tabla A.1 Pasos para el procedimiento para la ejecución del programa para el análisis de contingencias mediante factores de sensibilidad..... 151

ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS

θ	Ángulo de fase
<	Angulo
\approx	Aproximadamente
*	Conjugado
	Magnitud
Σ	Sumatoria
B	Susceptancia
CELEC	Corporación Eléctrica del Ecuador
D	Demanda
D. Máx	Demanda Maxima
DC	Direct Current “Corriente Directa”
DigSILENT	Digital Simulator and Electrical Network “Simulador digital y red eléctrica”
ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
G	Generación
I	Corriente
i	Subíndice i-ésimo
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
LU	Factorización Lower-Upper
J	Subíndice j-ésimo
j	Número imaginario
KV	Kilo Voltio
KW	Kilo Vatio
L	Carga
LODF	Factor de distribución de interrupción de carga
M	Número de líneas del sistema
MW	Mega Vatio
N	Número de barras en el sistema
P	Potencia activa
PTDF	Factor de distribución de transferencia de potencia
p.u	Por unidad
Q	Potencia reactiva
S	Potencia aparente
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
SNI	Sistema Nacional Interconectado
TRANSELECTRIC	Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica
V	Voltaje
Y	Admitancia
Z	Impedancia

Capítulo 1. Introducción

Capítulo 1. Introducción

1.1	Introducción	27
1.1.1	Antecedentes	28
1.1.2	Importancia del Tema	29
1.1.3	Descripción del problema.....	30
1.1.4	Justificación del problema.....	30
1.1.5	Sistema eléctrico de Potencia	31
1.2	Detalles de la investigación	38
1.3	Contribuciones del proyecto	41

1.1 Introducción

Para el primer capítulo se brinda una breve descripción de lo que abarca el capítulo, antecedentes, descripción y justificación del problema, incluyendo preguntas de investigación, objetivos y los capítulos en que se compone este trabajo. Este trabajo se lo pudo realizar mediante una base de datos fue brindada mediante un acuerdo de confidencialidad entre TRANSELECTRIC y ESPOL, su uso es exclusivo de ESPOL y los autores para realizar esta investigación.

En la Sección 1.1.1 se presenta los antecedentes para llevar a cabo el tema de investigación. En la Sección 1.1.2 se describe la importancia de realizar un análisis de contingencias en un sistema eléctrico de potencia. En la Sección 1.1.3 se presenta la descripción del problema, el cual corresponde a evaluar la seguridad en la red eléctrica de nuestro país. Por otro lado, en la Sección 1.1.4 se narra acerca de la justificación del problema, y el procedimiento para tener solución a la problemática, siendo parte importante el conocer acerca de herramientas computacionales con el fin de obtener resultados en donde se binde información actualizada de las condiciones en que se presenta el sistema de potencia. La Sección 1.1.5 se compone de una breve explicación de un sistema eléctrico de potencia, indicando las partes principales que componen el SEP. En esta sección se describe la red que posee Ecuador, abarcando la importancia que tiene el realizar una reducción en sistemas de potencia. Además, se refiere al equivalente que presenta una línea de transmisión para nuestro trabajo, explicando acerca de la capacidad de transporte que posee las redes eléctricas y la capacidad de cargabilidad que tiene las líneas en los sistemas. En dicha sección explica la manera en que se considera la demanda en la red para nuestro trabajo. En la Sección 1.2 incluye los detalles del proyecto, las preguntas de investigación, en donde se lista las inquietudes para realizar el trabajo; se establecen los objetivos del proyecto y se realiza una visión en conjunto del documento que se ha escrito, donde se brinda información de cada capítulo de manera organizada. En la Sección 1.3 se tiene las contribuciones al campo de la ingeniería eléctrica de los sistemas de potencia, y también se da a conocer el alcance de este proyecto.

1.1.1 Antecedentes

Debido a la importancia que está teniendo el sistema eléctrico en el Ecuador para su desarrollo se propuso a llevar a cabo uno de los proyectos de investigación planteados por TRANSELECTRIC, el cual se basa en conocer las condiciones de operación de la red mediante un análisis de contingencia que pueda evitar tener colapsos del sistema. Estos estudios son de interés tanto para la corporación como para los autores de este trabajo para lo cual se necesitó el compromiso de cada una de las partes para obtener resultados que ayuden a los operadores a poder realizar acciones para evitar el corte de suministro de energía, como en algunos momentos se ha dado en el país, con la finalidad de tener un sistema confiable y seguro. Y así se puede plantear casos en donde se pueda exportar a los países vecinos de Colombia, Perú aprovechando proyectos a futuro mediante el uso de recursos naturales, que hoy en día se toma mucho en cuenta para la reducción de contaminantes en el ambiente.

La simulación del sistema eléctrico fue entregada en el software DigSILENT desde el año 2016 hasta el 2026. El caso de estudio planteado por ambas partes se da en el año 2018, dada la facilidad para usar dicho software se puede se puede simular el SNI, y conocer la operación normal, así como plantear contingencias que pueda tener algún elemento y realizar un monitoreo del efecto tiene en la red eléctrica.

Durante el proceso hasta culminar este trabajo se realizaron visitas mensuales a la empresa para tener en claro el análisis que se requería por parte del ingeniero encargado, Juan Plazarte, dando su colaboración de la tesis, con todos sus conocimiento y experiencia. Las entrevistas realizadas, fueron muy cordiales con un objetivo en común que interesa tanto a los autores, el aplicar conocimientos adquiridos durante la carrera a casos reales

1.1.2 Importancia del Tema

Esta sección especifica la importancia de la investigación, la manera en que se puede aplicar el análisis de seguridad y confiabilidad en los sistemas eléctricos de potencia.

A medida que pasa el tiempo, va creciendo las poblaciones, las industrias y el comercio, con lo que hace que los sistemas eléctricos de potencia crezcan de la misma manera. Los sistemas eléctricos de potencia se consideran complejos, ya que se compone de muchos elementos, los principales, como generadores, transformadores, líneas de transmisión, cargas, entre otros (Aréchiga & Flores, 2016).

En los sistemas eléctricos de potencia, la confiabilidad y seguridad son factores prioritarios en estudios de sistemas eléctricos, para lo cual los operadores tienen como rol el maximizar dichos factores en los sistemas para cualquier momento.

El análisis de seguridad de los sistemas de potencia es requerido para su diseño, operación normal y su planificación, para de esta manera dichos diseños tengan la capacidad apta para poder soportar fallas en la red, como ejemplos son la apertura de líneas de transmisión y también imperfecciones que puede existir en las unidades generadoras (Aréchiga & Flores, 2016).

Por otro lado, la confiabilidad de los sistemas de potencia es igual de importante a la hora del suministro de energía eléctrica, y se requiere la realización de distintos estudios eléctricos, con lo que se tiene el análisis de contingencias, el cual es un método para conocer el estado que tiene un elemento o varios en el sistema, luego que haya existido una falla. Un ejemplo es, si en caso de que una línea de transmisión tenga una falla, salga del sistema, o que pueda existir fallas en varios equipos, que pueda ser una contingencia mayor. Con esto, el operador tendrá que tomar medidas correctas ante cierta contingencia, y evitar que exista una desconexión en cascada (Escobar & Gallego, 2004).

Con estos análisis, se busca que los operadores y planificadores del sistema de potencia conozcan los elementos que provocarían mayores problemas, como el daño en los equipos, o que exista apagones, y en base a esta información tomar acciones correctivas para solucionar estos problemas en el menor tiempo posible.

Existen principalmente dos factores que se usan en estos análisis, se denominan factores de distribución, con los cuales se determina el impacto que tiene la generación y carga en los flujos de potencia. Dichos factores son: factor de distribución de transferencia de potencia (PTDF) y factor de distribución de interrupción de carga (LODF). Con el PTDF se calcula un cambio relativo en el flujo de carga en alguna línea particular debido al cambio al introducir y al extraer potencia en un par de barras. En cambio, con el LODF se calcula la redistribución de la carga en el sistema, esto cuando ocurre una interrupción (Barbulescu, 2009).

1.1.3 Descripción del problema

Para esta sección se presenta la información que describe el problema en este trabajo. El sistema eléctrico en nuestro país se lo considera de gran escala, aunque existen sistemas eléctricos de potencia más grande que pueden llegar a tener más de 10.000 nodos y hasta 1.000 generadores (Parra, et al., 1998). El Sistema Nacional Interconectado (SIN) está conformado un poco más de 600 barras, lo que incluye más de 100 generadores, y proyectos a futuro que se pondrán en marcha (Arguello Ríos & Bustamanete, 2016). Con esto, se requieren muchas ecuaciones algebraicas con el fin de conocer el comportamiento de estado estacionario (Parra, et al., 1998). Debido a los eventos aleatorios que pueden ocurrir en el SIN, tanto en la generación como en la transmisión, nos lleva a realizar un análisis en la operación del sistema ante una contingencia (Arguello Ríos & Bustamanete, 2016).

1.1.4 Justificación del problema

En esta sección se describe la justificación del problema. Debido a la necesidad de tener herramientas para facilitar en el entendimiento en la

operación de los sistemas de potencia, esta investigación utiliza sistemas computacionales que permite a los planificadores evitar colapsos que potencialmente ocasiona el corte de suministro de energía a consumidores.

Para realizar el análisis de los sistemas eléctricos de potencia se necesitan de soluciones en computadora que puedan ser eficientes para el manejo de redes, para llevar a cabo el desarrollo de estas aplicaciones se realizarán modificaciones a los métodos de cálculo con el fin de adaptarlos a un programa fácil de poder usar y al mismo tiempo usando herramientas convencionales de análisis de flujos de potencia (Vizcarra Jaramillo, 2007).

Para este trabajo se realiza un flujo de potencia DC, debido a que es un modelo aproximado al real, que es lineal y nos da una solución rápida en un sistema prototipo de 14 barras de la IEEE; y posteriormente al aplicarlo al SNI, con el fin de conocer el comportamiento en la operación de estos, el software utilizado para exportar parámetros del SIN fue DigSILENT, en donde se tiene base de datos del presente año, así como las proyecciones a futuro, debido al ingreso de nuevos proyectos de generación y al aumento de carga para los próximos años.

1.1.5 Sistema eléctrico de Potencia

En esta sección se analiza los conceptos básicos correspondientes a los sistemas eléctricos de potencia, la configuración y los elementos que conforman las redes eléctricas.

Los sistemas eléctricos de potencia (SEP) son fundamentales para el beneficio y el avance de la sociedad actual (López Espinoza, 2014). Estos sistemas se componen de elementos interconectados entre sí que permiten

La transferencia de energía eléctrica desde un punto a otro (Castellanos Bustamante, 2014).

Los sistemas de potencia se pueden presentar por medio de los diagramas unifilares, donde se representan a los diferentes componentes que forman parte de la red. Por lo cual la topología va a cambiar dependiendo de los sistemas. Un ejemplo se muestra en la

Figura 1.1 donde el sistema está conformado por: generador, transformadores, líneas, barras y carga, este es un esquema simple, ya que se componen de otros elementos una red eléctrica (Guzmán Dolores, 2012).

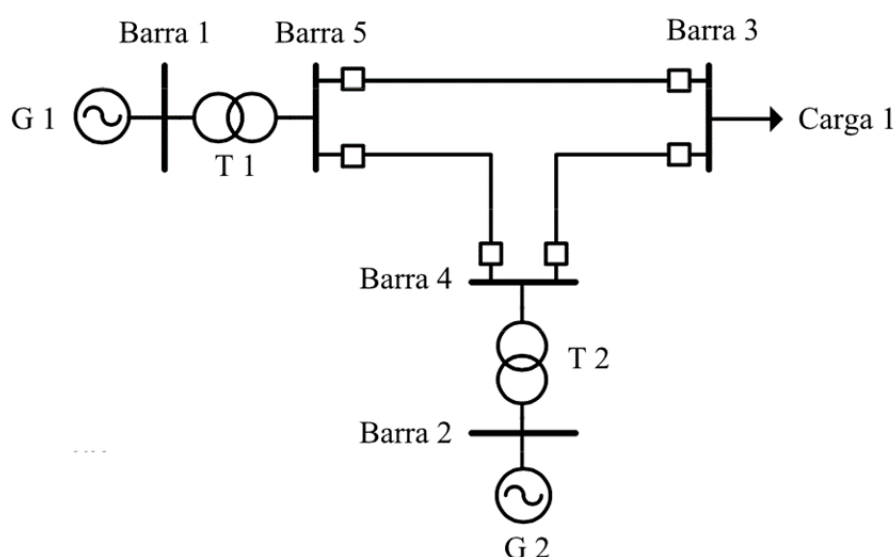


Figura 1.1 Diagrama Unifilar de un sistema de potencia.

En la Figura 1.1 se tiene el diagrama para una red eléctrica que posee dos generadores, dos transformadores, tres líneas, cinco barras y una carga eléctrica (Guzmán Dolores, 2012).

a. Partes Principales de un Sistema Eléctrico de Potencia

El sistema eléctrico se compone por lo general de los siguientes subsistemas (Giraldo Barco, 2015):

Generación: Son fuentes de energía eléctrica. Las centrales eléctricas son instalaciones que representan la producción de energía y

dependiendo de su fuente primaria pueden ser: hidroeléctricas, termoeléctricas, eólicas, solares, entre otras (Vásquez Granda, 2013).

Transmisión: Para poder transportar la energía desde las centrales generadoras hacia los centros de carga se requiere de una red de transporte, compuesta por líneas de transmisión o cable de potencia que son elementos que se interconectan en el SEP.

Subestaciones: Las subestaciones eléctricas si se encuentran ubicadas junto a las centrales eléctricas, se denominan Subestaciones Elevadoras, en cambio si están en zonas de consumo, son llamadas Subestaciones Reductoras, están enlazadas entre sí por la red. Los transformadores de potencia son uno de los componentes de las subestaciones que tiene como función modificar parámetros eléctricos, tanto tensión o corriente (Vega De La Mora, 2016).

Distribución: El sistema de distribución de energía logra que la energía producida en las centrales eléctricas pueda llegar hasta los centros de consumo. Estas redes están ubicadas en áreas urbanas y rurales, estos sistemas pueden ser aéreos, subterráneos, o mixtos.

Carga: Son centros de consumo de la energía eléctrica, con el suministro de energía se tienen diferentes usos desde la iluminación de casas, calles, hasta hacer funcionar negocios, industrias, entre otros (Vasquez Granda , 2013).

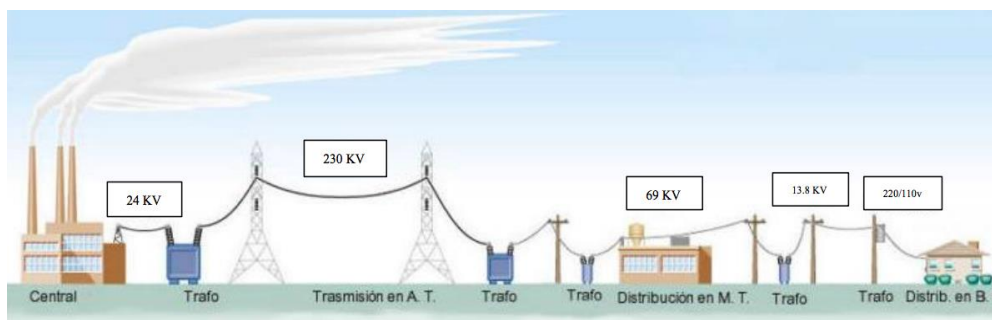


Figura 1.2 Sistema eléctrico de Potencia.

En la Figura 1.2 muestra la configuración de un SEP con los respectivos niveles de voltajes típicos para cada subsistema correspondiente.

b. Sistema eléctrico de potencia en nuestro país

El Sistema Nacional Interconectado S.NI. es un conjunto de partes y elementos que tienen como objetivo la disponibilidad de la energía eléctrica desde las unidades de generación eléctrica a los centros de consumo, mediante líneas de transmisión que están interconectadas entre sí, con lo cual se permite transportar la electricidad, bajo la programación de maniobras por parte del CENACE (Chalá Pérez & Villacís Franco, 2007).

La Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP), transporta energía eléctrica para el país a través del Sistema Nacional de Transmisión; la operación y mantenimiento la realiza su Unidad de Negocio TRANSELECTRIC., en la última década el sector eléctrico se ha encaminado en garantizar el abastecimiento bajo condiciones de soberanía, a través del desarrollo de los recursos energéticos locales y priorizando la participación de las energías renovables (CONELEC, 2013) con el fin de promover a la diversificación de la matriz energética. También se fortaleció la institucionalidad del sector eléctrico ecuatoriano, y se ha mejorado la gestión administrativa de las empresas eléctricas.

El sistema nacional de generación y transmisión se compone de diferentes elementos que garantizan la correcta operación desde el punto de generación hasta los puntos de carga. Es importante simular la operación presente y futura del sistema nacional del Ecuador con datos de carga y generación estimados del país.

El SNI está dividido en zonas eléctricas, con el fin de facilitar el restablecimiento de la red o una futura integración. Nuestro sistema eléctrico se compone por generación de tipo hidroeléctrica y térmica, en

el cual, mediante la inclusión del sistema de transmisión de 500 KV, se modifica el anillo a nivel de 230 KV, con el fin de suplir zonas de mayor carga gracias al ingreso de los nuevos proyectos de generación eléctrica (Apulalo Naranjo, 2018). El sistema posee ramales de 138 KV, sistemas de subtransmisión a 69 KV y 13.8 KV. Además, se tiene 2 interconexiones internacionales, como son con Colombia al Norte y con Perú al Sur.

c. Importancia del equivalente de un Sistema Eléctrico de Potencia

Un equivalente de red es una representación reducida del sistema para realizar estudios en el análisis en estado estable. Se basa en dividir al sistema eléctrico de potencia original en subsistemas.

Para los estudios en estado estable del sistema, como es el caso de los flujos de potencia y de los análisis de contingencias, es muy práctico el uso de equivalentes para realizar el análisis de condiciones del sistema original utilizando solamente el área de interés con la reducción de los sistemas alrededor, se espera obtener los resultados correspondientes con precisión cuando se compara con el sistema total.

Es de importancia y utilidad los equivalentes debido a que se reduce el tiempo de solución, así como para el estudio de una parte del sistema total. Es una herramienta útil para la operación y planificación de sistemas, en nuestro trabajo son aplicados a estudios de flujo de carga y en el análisis de contingencias (Daniel, 2009).

d. Equivalente en Líneas de Transmisión

Una línea de transmisión es un componente de un SEP formado por la unión física entre dos barras de la red. Para el diseño de este elemento se necesita de estudios de la demanda que se va a suplir, así como la distancia en la que se ubica la carga desde las centrales de generación, otro aspecto importante a tomar en consideración son las condiciones atmosféricas características de la zona en la que se va a encontrar la línea. Los parámetros que poseen las líneas son: resistencia,

inductancia, capacitancia y conductancia, con esto se define eléctricamente para conocer su comportamiento dentro de las redes eléctricas.

Para nuestro SEP, se utiliza un circuito equivalente de la línea de transmisión denominado pi mostrado en la

Figura 1.3, el cual se caracteriza por tener una longitud media usada en la red de prueba de 14 barras de la IEEE y del SNI.

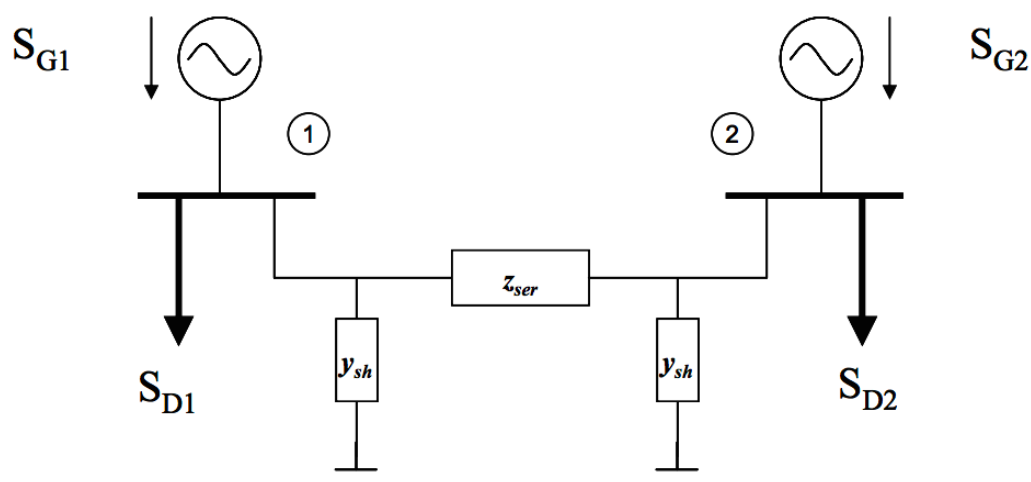


Figura 1.3 Representación de sistema de dos barras con una línea de transmisión pi.

En la Figura 1.3 se encuentra la representación de una línea de transmisión que une una barra con otra barra, con sus parámetros respectivos como son Z_{ser} , correspondiente a la impedancia en serie de la línea, y y_{sh} que corresponde a las dos admitancias en paralelo que posee dicha línea, además se puede notar que cada barra posee un generador y una carga conectada respectivamente.

e. Capacidad de transporte en sistemas eléctricos

La capacidad de transferencia es la potencia máxima que puede ser transportada a través de una línea o red. Dichas capacidades son calculadas anticipadamente para la planeación de una red para que el

sistema opere de manera segura no se debe exceder la capacidad de transporte respectiva. (Jessica, 2010).

f. Capacidad de sobrecarga en líneas de transmisión

La cargabilidad en líneas de transmisión se refiere a la cantidad máxima de potencia eléctrica que se puede transportar en la red conservando las condiciones aceptables de operación del sistema (Castellanos Bustamante, 2014). Las evaluaciones que se tiene de las cargabilidades se tratan tanto en la planificación como en la operación de sistemas para tener aproximaciones y simular líneas futuras que interconecten sistemas, o sirvan para reforzar las redes existentes. De manera que es requerimiento la realización de flujos de potencia para estos estudios. Por lo general, se necesita evaluar la cargabilidad en condiciones de demanda alta de la red tanto en estado estable, como ante la ocurrencia de una contingencia. Por estos motivos, estos estudios ayudan a tener una estimación de los efectos de cambios en las redes de esta manera identificar elementos que limitan la operación del sistema. (Robledo Montealegre, 2014)

Un aspecto importante de conocer es el grado de cargabilidad de las líneas en el sistema: Elementos próximos para sobrecargarse son los que poseen entre el 75% y el 100% de su capacidad nominal. Se puede considerar los grados de cargabilidad de la siguiente manera: Líneas trabajando sin sobrecargas: Son aquellas que están funcionando de manera normal en el sistema. Líneas próximas a tener sobrecargas: Estas instalaciones están siendo usadas de manera porcentual mayor al 75% y menor o igual al 100% de las capacidades nominales correspondientes. Líneas sobrecargadas: Son líneas que están funcionando sobre el límite de sus capacidades nominales, es decir mayor al 100 % de estas (Magdalena, 2015).

g. Demanda en un sistema eléctrico de potencia

La demanda de energía eléctrica es una parte inherente del análisis de los sistemas de potencia, ya que permite realizar un correcto diseño de estos, de tal forma que sean lo suficientemente robustos y confiables, con el fin de cumplir el objetivo principal de todas las empresas eléctricas, el cual es entregar energía de calidad y sin interrupciones a cada uno de los usuarios (Arguello Castro, 2007).

Para cada año en el Ecuador se presentan dos temporadas que son: lluviosa y seca. La primera temporada se conoce también como invierno, se da en los meses de diciembre a mayo. La temporada seca o Estiaje se da en verano durante los meses de junio a noviembre. Para nuestro análisis se considera la temporada de Estiaje.

Para nuestro caso se usa el valor de demanda coincidente en las barras del SNI, dicha demanda se refiere al de un grupo de carga que no están relacionadas, conformado como un todo, para un período de tiempo específico, es decir es la sumatoria de todas las aportaciones de las demandas máximas individuales durante el tiempo especificado. Dichas demandas fueron dadas por TRANSELECTRIC durante este año 2018, en la base de datos proporcionado en el software PowerFactory, para este trabajo se toma en consideración solo la potencia activa dada en MW.

1.2 Detalles de la investigación

En esta sección se detalla las preguntas de investigación que se busca responder con respecto al análisis de contingencias en sistemas eléctricos de potencia, los objetivos y la visión en conjunto del documento.

Este estudio se trata de reflexionar y contestar un número inicial de preguntas que no han sido analizadas antes en detalle y que no tienen una contestación definitiva en relación con el análisis de contingencias mediante factores de sensibilidad:

1. ¿Qué información es relevante a la hora de realizar un flujo de potencia continua en un sistema eléctrico de potencia?
2. ¿Por qué se seleccionó la herramienta Matpower para realizar las simulaciones de flujo de cargas DC, y el cálculo de los factores de distribución?
3. ¿Al realizar un flujo de potencia continua tanto al sistema de 14 barras como al SNI operan de manera correcta?
4. ¿Cuál es el interés al realizar una evaluación de seguridad en un sistema de potencia?
5. ¿En qué ayuda el realizar un análisis de contingencias en un sistema eléctrico de potencia?
6. ¿Cuál es el concepto de factores de sensibilidad?
7. ¿Cuáles son los factores que se usaron para realizar el análisis de contingencias?
8. ¿Cuáles son las mayores afectaciones una vez realizado el análisis de contingencias mediante factores de sensibilidad en el sistema IEEE de catorce barras?
9. ¿Cuáles son las mayores afectaciones una vez realizado el análisis de contingencias mediante factores de sensibilidad para el SNI?
10. ¿Cómo se puede mejorar la seguridad en el Sistema Nacional Interconectado?

Los siguientes objetivos forman parte de la tesis, sobre los cuales reflexionaremos y observaremos las salidas con el objeto de responder a las preguntas de investigación.

1. Realizar un programa en MATLAB, con la ayuda de la herramienta Matpower, para realizar un análisis de contingencia mediante factores de sensibilidad del Sistema Nacional Interconectado (SNI) para demanda máxima en Estiaje del año 2018.
2. Modelar y simular la red eléctrica de Ecuador en estado estable, mediante los algoritmos de flujo de carga continua para estimar sus condiciones de operación con un programa en MATLAB, con la ayuda de la herramienta Matpower

3. Analizar un sistema de potencia dado como base, como es el caso de catorce barras de la IEEE y representar el esquema de operación de este con el algoritmo computacional para posteriormente pasar al sistema eléctrico del Ecuador.
4. Tener una operación segura del Sistema Nacional Interconectado (SNI).
5. Utilizar los métodos más veloces y eficientes para permitir una toma de decisiones convenientes y el menor tiempo posible por parte de los operadores de sistemas eléctricos de potencia.

Una vez efectuado el análisis de contingencia, obteniendo factores de sensibilidad, la salida de las líneas de transmisión y variaciones en la transferencia de potencia, poder realizar medidas correctivas ante cualquier violación de límites que pueda suceder.

A continuación, se especifica lo que abarca cada capítulo que se desarrolla en la presente tesis:

En el capítulo 2, se tiene la revisión literaria, la cual se basa en captar toda la información posible del tema, para su análisis, y juntar lo que es útil para llevar a cabo el proyecto. En dicho capítulo se considera una retroalimentación de teoría básica como específica para llevar a cabo la tesis.

En el capítulo 3, se aborda la metodología, es decir los métodos que se puede usar para la resolución del problema, eligiendo el mejor y más conveniente para el proyecto, así también se presenta las condiciones, simplificaciones, de manera detallada, para que el tiempo de las simulaciones se reduzca. En este capítulo se abarca el uso de ecuaciones para las simulaciones correspondientes en Matlab.

En el capítulo 4, se presenta los resultados, los valores obtenidos luego de la simulación del análisis de contingencia mediante factores de sensibilidad, y con esto tener información para poder interpretarlos. En dicho capítulo se analiza las soluciones dadas en Matlab.

En el capítulo 5, se discute como se obtuvieron los datos de entrada, las asunciones que se toma en cuenta para las simulaciones, así como una discusión de valores de salida para obtener la validación de resultados.

En el capítulo 6, se presenta las conclusiones, en donde se responde las preguntas planteadas en el primer capítulo, así como se propone limitaciones y recomendaciones para futuros trabajos.

1.3 Contribuciones del proyecto

El trabajo que se ha desarrollado en esta tesis realizará una contribución importante en el campo de los sistemas eléctricos de potencia de muchas maneras. Entre estas se incluye:

- Poder presentar un programa en que se tiene a disposición para su aplicación en un computador, de manera que se puede simular sistemas eléctricos de potencia, y que sea útil para una operación segura de estos.
- Entre los métodos que existe para entender el sistema y su comportamiento, se busca que sean veloces y eficientes, estos se tienen con el uso de un flujo DC, en el cual se tiene mucha precisión en el flujo de potencia activa del sistema. Se realiza un análisis de contingencia, para lo cual se necesita conocer previamente el estado del sistema.
- El fin de realizar un análisis de contingencia, es permitir que los operadores puedan saber cuáles son los elementos que provoca consecuencias negativas para el sistema. El método que se usa para dicho análisis son los factores de distribución o conocido también como factores de sensibilidad, con esto se logra determinar de manera aproximada cual es el impacto de generación y de carga en los flujos de potencia.
- Para este proyecto, se calcula dos de los factores: uno es conocido como factor de distribución de potencia (PTDF) y el otro es el factor de distribución de interrupción de carga (LODF).

Capítulo 2. Revisión de Literatura

Capítulo 2. Revisión de Literatura

2.1	Introducción	43
2.2	Flujo de Potencia en sistemas de potencia	46
2.2.1	Motivos para el uso del Flujo de potencia DC	48
2.2.2	Estados de funcionamiento de un sistema de potencia	49
2.3	Análisis de la Seguridad en sistemas de potencia.....	51
2.3.1	Análisis de Contingencias	52
2.3.2	Criterio <i>N-1</i>	54
2.3.3	Factores de sensibilidad	55
2.3.4	Factor de distribución de transferencia de potencia (PTDF)	55
2.3.5	Factor de distribución de corte de línea (LODF)	57

2.1 Introducción

En esta sección se presenta los requerimientos y herramientas que se usa para la investigación, el problema objeto de este estudio se orientó a evaluar el nivel de seguridad del sistema de potencia de Ecuador, que implantó TRANSELECTRIC Para estructurar esta investigación teórica se recurrió a la investigación documental/bibliográfica para acercarse al estudio. Este capítulo provee un práctico conocimiento de los esfuerzos que los modeladores han empleado para la comprensión de conceptos y teoría requerida para la investigación.

El capítulo identifica y restringe la literatura que de por sí es muy amplia al estudio de contingencias. Además de revisar los planteamientos teóricos y algunos criterios sobre la confiabilidad en sistemas similares. Las secciones para este capítulo son las siguientes. En la Sección 2.2 se narra acerca de los flujos de potencia en los sistemas eléctricos, la importancia que tiene el conocer el comportamiento de las redes eléctricas en estado estacionario, describiendo los métodos que se usan para llevar a cabo dicho análisis. En la Sección 2.3.2 se presenta los motivos de seleccionar el método de flujo de corriente continua (DC, en sus siglas en inglés). En la Sección 2.3.3 se establecen los estados de funcionamiento de un sistema de potencia, lo cual es de relevancia a la hora de analizar un sistema el poder identificar si está operando de buena manera o se encuentra en una situación anormal. En la Sección 2.4 se expone una breve explicación a lo que se refiere a la seguridad de las redes eléctricas, con el fin de mantener el sistema en operación En la Sección 2.4.1 se expresa lo importante de este trabajo que es el análisis de contingencia en un sistema de potencia. En la Sección 2.4.2 se explica acerca del criterio a seguir durante esta investigación correspondiente al nivel de contingencia más simple. En la Sección 2.4.3 se da a conocer el significado que tiene los factores de distribución o factores de sensibilidad, y su importancia en la operación de sistemas de potencia. En la Sección 2.4.4 se especifica la utilización del factor de transferencia de potencia para el desarrollo de la tesis. En la Sección 2.4.5 se establece el segundo factor de distribución LODF a calcular, así como el concepto de este. En la Sección 2.4.6 se brinda información acerca del monitoreo de la seguridad de sistemas de

potencia, la importancia que tiene los operadores para llevar a cabo un buen trabajo ante cualquier situación de emergencia que se presente en el sistema.

2.2 Flujo de Potencia en sistemas de potencia

En esta sección se presenta la importancia de realizar un flujo de potencia en estado estable para los sistemas, y se describe el mejor método para la resolución del flujo de carga en redes eléctricas. La solución de los sistemas eléctricos de potencia es proporcionada por el flujo de potencia, es fundamental utilizar procedimientos para entender el comportamiento del sistema y que a su vez el tiempo de solución sea el menor posible.

Los estudios de flujo de potencia también son denominados como flujo de carga, este análisis parte del diagrama unifilar de la red, así como parámetros de entrada de barras, líneas de transmisión y transformadores (Hinojosa & Diaz Moreno, 2015).

Es de importancia realizar un análisis de flujos de potencia en un SEP (Vinuesa Gomez, 1984) para poder determinar la operación de este en condiciones normal para suplicar la carga, la información brindada es útil para el diseño, planificación y control de los sistemas eléctricos.

Para estos análisis, se trabaja con sistemas por unidad para la representación de los elementos de la red, es de utilidad debido a la gran variedad de equipos, tener la necesidad de poder establecer bases comunes con respecto a las cuales se tenga la posibilidad de interconectar modelos y tener simplificaciones en los cálculos (Guzmán Dolores, 2012).

Este estudio se basa en hallar los valores de las barras o buses, las cuales poseen cuatro variables de estado: magnitud de tensión V_i , ángulo de tensión θ_i , potencia activa P_i y potencia reactiva Q_i , que para una barra i se definen como valores de entrada o incógnitas en pareja, estos valores se dan en por unidad, para la solución del algoritmo de flujo de carga, debido a que la red tiene simetría de generación (G) y carga(L, por sus siglas en inglés) es conveniente que las potencias estén separadas respectivamente (Daniel, 2009).

Una barra i se clasifica como:

Barra de Referencia o de compensación: Existe una barra referente que se utiliza en el sistema, el que se designa como número uno por lo general. Dicha barra es de referencia para la cual se tiene como dato de entrada $V\angle\theta_i$, cuyo valor es de $1.0\angle 0^\circ$. En Figura 2.1 se tiene la configuración de la barra de referencia.

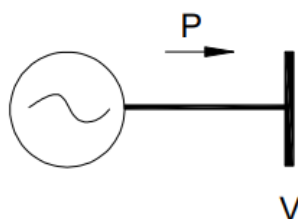


Figura 2.1 Barra de referencia

Barra de voltaje controlado: Esta barra se denomina PV, en donde los valores de entrada son P_i y V_i . En este tipo de barra se conectan los generadores, y otros equipos como capacitores, transformadores con cambiadores de tap. En la Figura 2.2 se representa la configuración correspondiente a la barra de voltaje controlado.

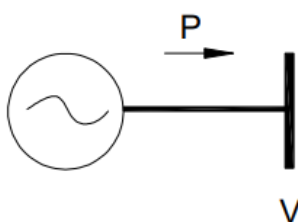


Figura 2.2 Barra de generación PV

Barra de Carga: Esta barra se denomina Barra de generación PQ, para lo cual se tiene como valores de entrada P_i y Q_i . Cuando no se tiene generación, la potencia en la barra es negativa (Daniel, 2009). La Figura 2.3 representa a la barra de carga con sus respectivos parámetros.

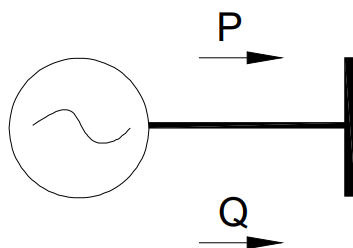


Figura 2.3 Barra de generación PQ

El fin de realizar un flujo de potencia (Alvarado Moreno, 1985) es calcular de manera precisa la magnitud y ángulo de fase de las tensiones en todas los nodos o barras del sistema en estado estacionario, a partir de estos cálculos, conocer los flujos de potencia activa y reactiva en cada nodo, líneas de transmisión y transformadores, conociendo su generación y demanda respectivas (Alvarado Moreno, 1985).

El estado completo del sistema se conocerá cuando se hayan calculado todas las variables de estado, este método es conocido como flujo de potencia (Aréchiga & Flores, 2016) AC, dicho proceso es lento, para nuestro proyecto no es recomendable por la naturaleza cambiante de la red, con ello se puede generar incertidumbre con respecto a la seguridad del sistema en operación.

Dada esta condición, se puede aplicar otro método denominado flujo de potencia (Aréchiga & Flores, 2016) DC, el cual reduce el tiempo de cálculo, aumentando la velocidad a la solución, y está representado como un modelo aproximado, siendo su linealidad en las ecuaciones resultante una de sus características, de manera que se evalúa el flujo de potencia activa con mucha precisión.

2.2.1 Motivos para el uso del Flujo de potencia DC

Los motivos para utilizar el flujo de carga DC son:

- Se aplica a sistemas eléctricos de potencia que operan en corriente alterna, en donde se realizan ciertas simplificaciones que permiten analizar el sistema como si fuera de corriente continua,

siendo una de estas, que no se toma en cuenta magnitudes de tensiones en las barras ni tampoco se considera el flujo de potencia reactiva, con la ventaja de trabajar con números reales, con lo cual se reduce el tiempo de cálculo, haciendo que el esfuerzo computacional no sea muy grande.

- Mediante este método se obtiene valores de los flujos de potencia activa en las líneas con resultados cercanos al método AC, que se encuentra entre el 5 % al 10 %.
- La aproximación que se da con el flujo de corriente continua es válida únicamente para sistemas de transmisión, es decir, para niveles elevados de voltaje. Es mejor dicha aproximación cuanto mayor fuese el nivel de voltaje.
- Para el planeamiento de sistemas de transmisión, se obtiene información de flujos de carga con este método que permite encontrar puntos críticos en la red, en estos casos el método no lineal puede no converger con lo que los resultados no serían de utilidad (Oliva Henríquez, 2008).

2.2.2 Estados de funcionamiento de un sistema de potencia

Con el fin de entender la operación de un sistema, se tienen los siguientes estados (Salao Paredes & Masache Masache, 2009):

Capítulo 3.	Estado de funcionamiento normal.
Capítulo 4.	Estado de alerta.
Capítulo 5.	Estado de emergencia.
Capítulo 6.	Estado de extrema emergencia.
Capítulo 7.	Estado de restauración.

A continuación, se define cada uno de ellos:

a. Estado de funcionamiento normal.

Este estado se refiere a que el sistema es seguro, en el que todos sus elementos, así como las restricciones de operación se encuentran dentro de sus límites, es decir sin

equipos sobrecargados, en el cual la generación supe la carga.

Este es un estado operativo normal, sin embargo, alguna alteración del sistema puede llevarlo a un estado anormal. Para este caso, el margen de reserva total correspondiente está disponible (Salao Paredes & Masache Masache, 2009).

b. Estado de alerta.

Al realizar una disminución del margen de reserva se llega a este estado, debido a la pérdida de un componente del sistema. Sin embargo, no existe violación de ningún tipo en límites o sobrecargas de equipos. En el estado de alerta se encuentra poco margen de reserva para mantener la seguridad del sistema (Salao Paredes & Masache Masache, 2009).

c. Estado de emergencia.

En este caso si existen violaciones de límites y sobrecargas, ya sea en líneas o transformador, debido a la pérdida de algún equipo en el sistema eléctrico, esto se conoce como un estado de emergencia para la red (Salao Paredes & Masache Masache, 2009).

Con respecto al margen de reserva disminuye con la salida de línea de un componente, para este caso se necesita la intervención de los ingenieros encargados de la operación ya que no debe de existir violaciones de ningún tipo. Para esto, se requiere remover las restricciones que han sido violados sin desconectar carga, tomando acciones como un re-despacho de unidades de generación o poner en funcionamiento otras, con lo que se disminuye la reserva. Al

cumplir todo lo recomendado, este estado pasa a estado de alerta, en donde se toman más acciones con el fin de que el sistema tenga un estado normal. De no lograrse las medidas de control para poder cambiar al estado alerta del sistema o de manera directa al estado normal, este estado puede pasar a uno de extrema emergencia.

d. Estado de extrema emergencia.

Para este estado, se tiene violaciones en los elementos de operación y existe carga que no está siendo suplida; con lo que no se tiene suficiente margen de reserva para poder satisfacer la demanda correspondiente (Salao Paredes & Masache Masache, 2009).

e. Estado de restauración

La red se encuentra en este estado cuando ciertas partes o todo el sistema han perdido potencia. Para este estado es importante la toma de acciones por parte del operador, bajo ciertas condiciones, para tratar la seguridad, así como la confiabilidad del sistema, con el fin de dirigir nuevamente al sistema a un estado normal (Salao Paredes & Masache Masache, 2009).

2.3 Análisis de la Seguridad en sistemas de potencia

En esta sección se da a conocer en detalle la composición de dos tipos de cables (Ingeniería, 2012) usados para la transmisión de energía eléctrica, hemos escogido estos dos tipos de cable porque considerando los anteriores proyectos ya antes mencionados en el capítulo 1.

Un factor primordial en el funcionamiento de un sistema de potencia es el deseo de mantener la seguridad del sistema. La seguridad del sistema implica prácticas diseñadas para mantener el sistema en funcionamiento cuando los componentes fallan. Por ejemplo, una unidad generadora puede tener que

desconectarse debido a una falla del equipo auxiliar (Salao Paredes & Masache Masache, 2009).

Al mantener las cantidades adecuadas de margen de reserva, las unidades restantes en el sistema pueden compensar el déficit sin una caída de frecuencia demasiado baja o la necesidad de arrojar cualquier carga. Del mismo modo, una línea de transmisión puede dañarse por una tormenta y ser retirada por retransmisión automática.

Si, al comprometerse y enviarse la generación, se respeta adecuadamente los flujos de transmisión, las líneas de transmisión restantes pueden soportar el aumento de la carga y aún permanecer dentro del límite.

Todos los equipos en un sistema de potencia están diseñados de tal manera que se pueden desconectar de la red. Las razones de estas desconexiones generalmente se dividen en dos categorías: interrupciones programadas y cortes forzados (Meza Jiménez, 2014).

2.3.1 Análisis de Contingencias

El estudio de contingencias es importante para el análisis de seguridad en sistemas eléctricos de potencia, ya que se puede predecir el efecto de las salidas de servicio de equipos de la red, permitiendo conocer los componentes débiles que se tiene en el sistema. Una contingencia se define como un evento que sucede cuando uno o más elemento del sistema se retira o está fuera de servicio por situaciones imprevistas como fallas o programadas (Alcantar Bazua, 2014).

Las contingencias en caso de falla pueden ser simples o complejas. En el caso de las contingencias simples, el cual se analiza en este proyecto, solo un elemento falla, y se considera un análisis estándar, N-1, en cambio en las complejas se refiere a que fallan más de uno, debido a que se diseñan sistemas confiables, existe poca probabilidad de que ocurra un evento así (Vizcarra Jaramillo, 2007).

Las contingencias son analizadas de manera que se pueda tomar acciones correctivas con el fin de evitar sobrecargas que en peores casos puedan provocar una desconexión en conjunto hasta llegar al punto de un apagón, dicho análisis se lleva a cabo cada período corto de tiempo. Algunas de las acciones correctivas que se toman son:

- Apertura o cierre de líneas o transformadores.
- Cambiar generación.
- Recobrar o perder generación o carga.
- Conectar o desconectar capacitores o reactores
- Desplazar cambiadores de fase, entre otras.

Para realizar el análisis de contingencia se requiere de modelar eventos de falla simple, que tenga la secuencia de uno después de otro hasta que todas las salidas de servicio sean analizadas. Para cada caso de fuera de línea se prueba el análisis de contingencia que supervisa que todos los flujos en las líneas no superen sus límites permitidos, por esto es de importancia en nuestro análisis tener conocimiento de los flujos de potencia.

Un problema al realizar este análisis es la rapidez que se tenga en la solución, la manera en que ahorramos tiempo en la simulación es usar un modelo aproximado al real, tal es el caso del flujo DC que puede proveer una capacidad apta para comprender el flujo de carga.

Para el caso de un análisis completo se realiza el flujo AC, el cual provee una información más detallada si se requiere conocer los voltajes de las barras, entre otros parámetros. Para nuestro caso, se realiza el flujo en corriente continua, con el uso de factores de distribución.

Además, de este análisis, es importante el realizar otros estudios, por ejemplo, de confiabilidad, con la finalidad de proveer soluciones técnicamente acertadas y que sean viables económicamente (Vizcarra Jaramillo, 2007).



Figura 2.4 Contingencia producida por la caída de una torre de transmisión de energía eléctrica

En la Figura 2.4 se muestra una caída de una torre de líneas de transmisión, siendo una contingencia que puede ocurrir en un sistema eléctrico de potencia.

2.3.2 Criterio N-1

En los sistemas eléctricos de potencia se requiere la realización de estudios para el planeamiento y mejora en la operación segura de la red, por lo cual se acoge el criterio de contingencias N-1, este modelo es determinístico¹, en el que se detallan las contingencias simples más severa, que puedan producirse en el sistema y se realizan estudios detallando el comportamiento de la red bajo dichas eventualidades, este criterio se define como la habilidad de la red eléctrica para poder transportar potencia en condiciones aceptables ante la aplicación de cualquier contingencia sencilla en los cuales se considera ciertos parámetros como los flujos en las líneas, donde no existe alguna violación de límites normales de funcionamiento para que el sistema puede seguir en operación aceptable.

¹ Determinístico modelo matemático en el cual las entradas no producen variación en los resultados.

2.3.3 Factores de sensibilidad

Esta sección describe los costos de equipos principales que forman parte de una subestación eléctrica DC. El empleo de los procesos en el sistema de potencia, se fundamentaron con los factores de sensibilidad lineal, el problema de estudiar miles de posibles interrupciones se vuelve muy difícil de resolver si se desea presentar los resultados rápidamente. Una de las formas más sencillas de proporcionar un cálculo rápido de posibles sobrecargas es utilizar factores de sensibilidad lineales. Estos factores muestran el cambio aproximado en los flujos de líneas para los cambios en la generación en la configuración de red y se derivan del flujo de carga DC.

Estos factores se pueden derivar de varias maneras y básicamente se reducen a dos tipos:

- Power Transfer Distribution Factors (PTDFs)
- Line Outage Distribution Factors (LODFs)

Los factores de sensibilidad lineal son una referencia simple para posibles sobrecargas que presenta un sistema. (Meza Jiménez, 2014). Las aplicaciones que tienen este tipo de procedimientos es conocer las limitantes y las zonas de riesgo en las redes eléctricas al momento de diseñar o proteger sistemas ya existentes a partir de modelos de fallas en generadores, transformadores , líneas de transmisión así como prever la reserva rodante que se necesite para mantener una operación apropiada cuando se presenta un imprevisto de este tipo, además de reconocer áreas de riesgo en el sistema según los estados operativos que presenten (Saldarriaga Zuluaga, 2016).

2.3.4 Factor de distribución de transferencia de potencia (PTDF)

Los sistemas de potencia actuales se tienen transacciones de potencia, en el que interfieren básicamente las figuras de vendedor y comprador. Dentro de estas se tiene transferencia de potencia y líneas en las que se utiliza para el transporte de energía.

El uso de estos factores es para tener un rápido y aproximado entendimiento del cambio en el flujo de los sistemas eléctricos de potencia debido a una variación topológica de la red. Pero estos factores no ayudarían en la operación real del sistema si no se posee conocimiento de lo que ocurre realmente en la red.

Los factores de distribución de transferencia de potencia (PTDF) se calculan en función de las ecuaciones de flujo de potencia de corriente continua.

Estos factores expresan el cambio relativo en el flujo de energía en una línea específica debido a la inyección de potencia y la extracción que corresponden a un par de barras o nodos de la red (Barbulescu, 2009). Por ejemplo, como se muestra en la Figura 2.5 se considere un par de barras, m y n , además una línea de transmisión l , que está conectada entre el par de nodos i y j .

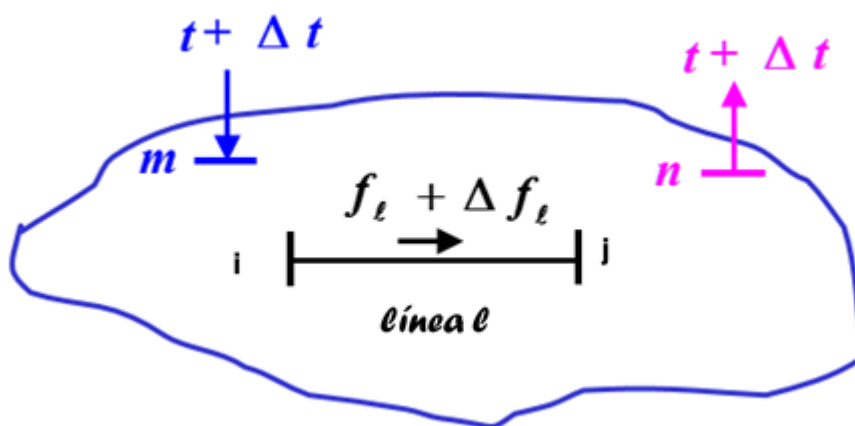


Figura 2.5 Variación en el flujo de potencia de la línea de transmisión.

En la Figura 2.5 se supone al inicio que el flujo que pasa por la línea “ l ”, se lo denomina como “ f_l ”. Posteriormente, se realiza una inyección de cierta cantidad de potencia activa, llamada “ Δt ”, la cual se inyecta en la barra m , y la misma cantidad es retirada en la barra n . De modo tal que dicha transferencia de potencia provoca un flujo adicional denominado “ Δf_l ” en la línea. Por lo cual, se tiene que la cantidad que se adiciona de potencia y se

trasfiere sobre la línea es debido a la inyección y el retiro de potencia activa, lo que se indica por el factor PTDF.

2.3.5 Factor de distribución de corte de línea (LODF)

Se requiere determinar la limitación en la operación de redes eléctricas mediante contingencias, comprendiendo los cortes de líneas del sistema. Se desea conocer el impacto que se tiene ante una salida de línea referente a variaciones en el flujo de potencia activa que tiene la red (Guo & Fu, 2009). Esta información es brindada por los factores LODF, que son usados para estos análisis.

Si ocurre una interrupción, la potencia que era transportada por la línea fuera de servicio, se redistribuye mediante las restantes líneas de transmisión de la red, como se muestra en la Figura 2.6

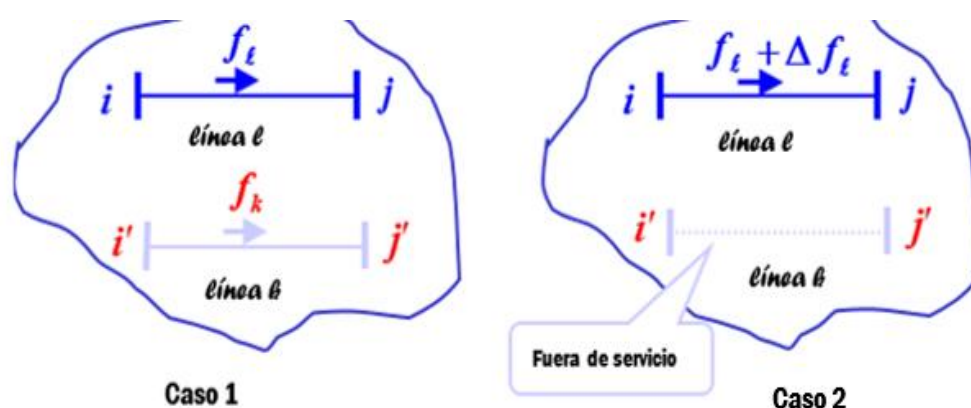


Figura 2.6 Variación en el flujo de potencia de la línea cuando otra línea se encuentra fuera de servicio.

Debido a que para cada contingencia se necesita el análisis de LODF por separados, para reducir el tiempo de cálculo, se utiliza un método que expresa de forma directa los LODF en términos de los otros factores PTDF de la red. Con esto se acelera el análisis de contingencia, así como la resolución del nivel de seguridad que se tiene en el sistema.

En resumen, en este capítulo se describe brevemente los sistemas eléctricos de potencia, la importancia de realizar una reducción a sistemas de gran escala. Se explican los motivos por el cual se usa el método de flujo de cargas DC, una vez teniendo estos resultados para comprender el estado en que se encuentra la red eléctrica, se analiza los conceptos de

seguridad de un sistema eléctrico, así como el análisis de contingencias. Se aborda acerca de los factores de sensibilidad, los cuales se utilizan los más importantes que son PTDF y LODF y que son una referencia para calcular las cargabilidades de líneas de transmisión de la red al ocurrir una contingencia simple.

Capítulo 3. Metodología

Capítulo 3. Metodología

3.1	Introducción.....	59
3.2	Metodología para el análisis de contingencias mediante factores de sensibilidad.....	62
3.3	Linealización del flujo de potencia.....	63
3.3.1	Algoritmo para la solución del flujo DC.....	67
3.3.2	Diagrama de flujo para evaluar el Flujo DC.....	69
3.4	Factores de sensibilidad o distribución.....	70
3.4.1	Factores PTDF.....	71
3.4.2	Algoritmos para el cálculo del factor de distribución de transferencia de potencia.....	72
3.4.3	Factores LODF.....	76
3.5	Descripción de los programas realizados en la herramienta Matpower de MATLAB.....	78
3.6	Descripción del sistema de prueba.....	81
3.6.1	Datos de entrada del sistema.....	81
3.6.2	Datos de salida del sistema de prueba.....	83
3.7	Descripción del Sistema Nacional Interconectado.....	84
3.7.1	Datos de entrada del sistema.....	87
i.	<i>Datos de salida del sistema.....</i>	101
ii.	<i>Procedimiento para el análisis de datos del SNI.....</i>	101

3.1 Introducción

En este capítulo, como parte de la Sección 3.1 se da una introducción de lo que va a tratar el capítulo, describiendo los métodos utilizados para la solución del proyecto, en estas incluyen ecuaciones para un mejor entendimiento de los métodos usados, interpretando valores como datos de entrada para las respectivas simulaciones, así como establecer las variables de salida para nuestro sistema.

Este capítulo está organizado de la siguiente forma:

En la Sección 3.2 se muestra el diagrama de flujo la metodología para el análisis de contingencias mediante factores de sensibilidad.

En la Sección 3.3 se tiene las consideraciones realizadas para la aplicación de formulaciones para la linealización del flujo de potencia a corriente continua. En la Sección 3.3.1 se aborda los algoritmos que ayudan a la resolución del flujo en corriente continua del sistema de potencia. En la Sección 3.3.2 se muestra el diagrama de flujo para poder evaluar el flujo de cargas en corriente continua.

En la Sección 3.4 se presenta el concepto de factores de distribución. En la Sección 3.4.1 se explica las ecuaciones en las cuales se rigen los factores PTDF. Para la Sección 3.4.2 se expone algoritmos para poder calcular los factores de distribución de transferencia de potencia. En la Sección 3.4.3 se expresa los factores LODF mediante sus respectivas ecuaciones.

En la Sección 3.5 se describe los algoritmos usados para la programación en Matpower tanto del flujo DC, como los correspondientes a los factores de distribución.

En la Sección 3.6 se tiene las características generales del sistema de potencia que es de prueba para su análisis, el caso ejemplo del sistema de 14 barras de la IEEE. Para la Sección 3.6.1 se brinda información acerca de los parámetros de entrada para el sistema de prueba. Por otro lado, la Sección 3.6.2 se da a conocer las variables de salida para el análisis de contingencias mediante el uso de factores de sensibilidad.

En la Sección 3.7 se describe el Sistema Nacional Interconectado, la manera en que se toma los valores proporcionado en la herramienta PowerFactory, como parte de la Sección 3.7.1 se establecen los valores de entrada para el SNI, en la Sección 3.7.2 se explica los datos de salidas del sistema

ecuatoriano, y por último en la Sección 3.7.3 se describe el diagrama de flujo para el procedimiento para el análisis de datos del sistema.

3.2 Metodología para el análisis de contingencias mediante factores de sensibilidad.

En la Figura 3.1 se presenta una metodología para realizar el cálculo de los factores de sensibilidad y con esto realiza el análisis de contingencias en un SEP usando la herramienta computacional Matlab.

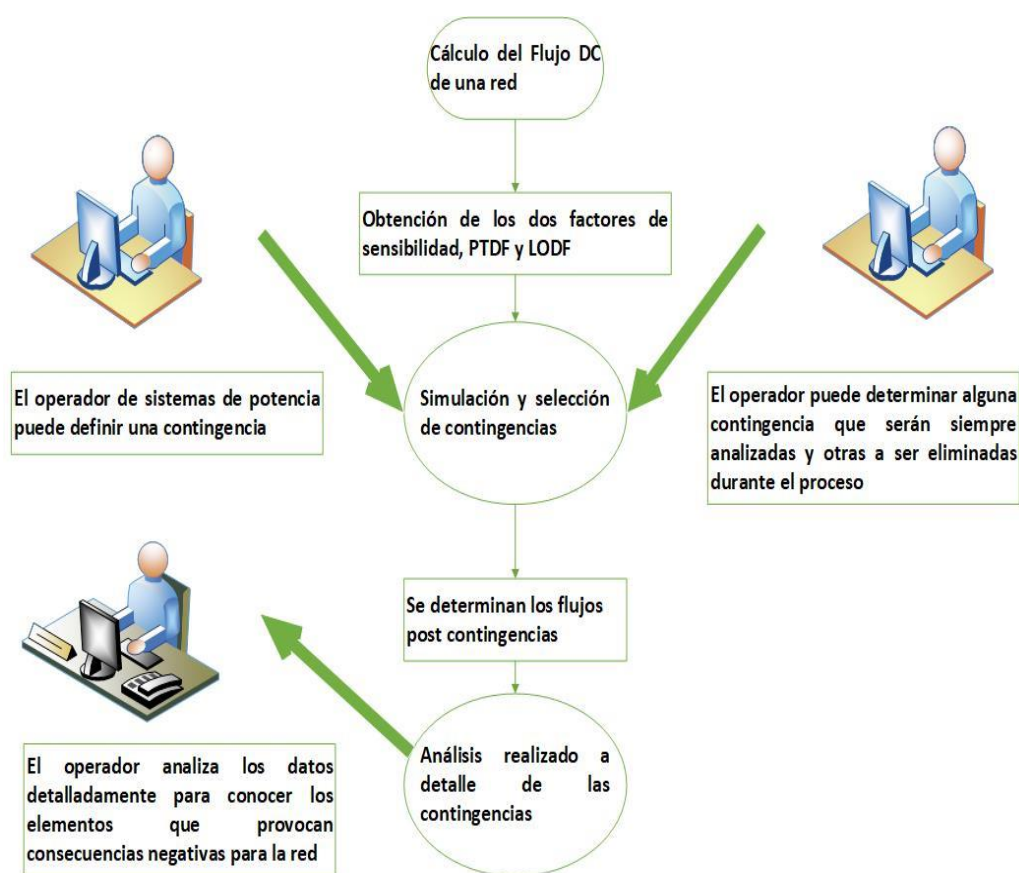


Figura 3.1 Metodología para el análisis de contingencias

En el diagrama de flujo mostrado se indica los procedimientos en que los operadores de sistemas de potencia determinan los parámetros que se requiere analizar ante la simulación de contingencias y de esta manera al obtener un análisis detallado evaluar las mejores alternativas para que exista el menor daño posible en la red.

3.3 Linealización del flujo de potencia

En esta sección se expone acerca de las simplificaciones que se tiene al realizar un flujo de corriente continua, y la demostración de esta a partir de las ecuaciones de flujo de corriente alterna para llevar a cabo el trabajo.

Debido a que los sistemas eléctricos de potencia son redes de gran escala y existe la necesidad de parte de los operadores de conocer el estado en que se encuentra, este trabajo aporta el uso de procedimientos que presenten alternativas para comprender el comportamiento del sistema con el objetivo de tomar acciones tanto de prevención como corrección para la solución de eventuales problemas en la red. En este estudio, se utiliza el método de flujo de potencia en corriente continua (o por su sigla en inglés, DC), que permite simplificaciones al analizar la red, entre otras, utilizar números reales, realizar menos cálculos al evaluar solamente el flujo de potencia activa, en síntesis, nuestro estudio utiliza el método DC por ser más veloz al ser comparado con el método AC (Córdova Villagómez , 2004).

Para este análisis se considera los flujos de potencia AC como base del estudio el modelo que se encuentra en la Figura 3.2

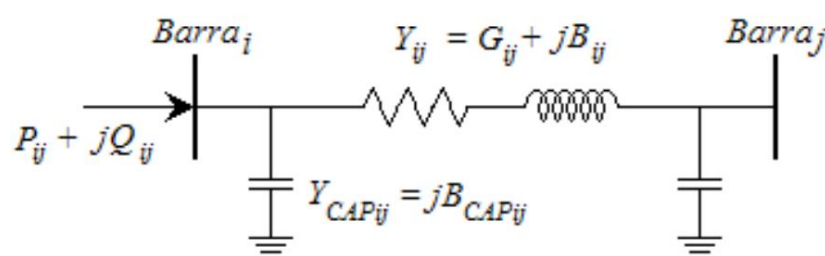


Figura 3.2 Sistema modelo para el cálculo de flujo DC

La potencia aparente o compleja que fluye desde la barra i hacia la barra j puede ser escrita como se muestra en la Ecuación (3. 1).

$$S_{ij} = P_{ij} + jQ_{ij} = V_i * I_{ij}^* = V_i [(V_i - V_j)y_{ij}]^* + V_i [V_i y_{capij}]^* \quad (3. 1)$$

Se puede expresar los voltajes en las respectivas barras como se muestran en la ecuación (3. 2) y (3. 3).

$$V_i \angle \theta_i \text{ o } |V_i| e^{j\theta_i} \quad (3. 2)$$

Donde V_i es el voltaje de la barra i , θ_i es el ángulo de la barra i

$$V_j \angle \theta_j \text{ o } |V_j| e^{j\theta_j} \quad (3.3)$$

Donde V_j es la tensión de la barra j y θ_j es el ángulo de la barra j .

Otro parámetro que se expresa es la admitancia que corresponde al elemento de la línea como se indica en la Ecuación (3.4).

$$y_{capij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad (3.4)$$

, donde y_{capij} , corresponde a la admitancia de la línea, G_{ij} es la conductancia de la línea y B_{ij} es la susceptancia de la línea.

Reemplazando las Ecuaciones (3.2), (3.3) y (3.4) en la Ecuación (3.1) se obtiene Ecuación (3.5). que representa la potencia compleja en la

$$S_{ij} = |V_i| e^{j\theta_i} [(|V_i| e^{j\theta_i} - |V_j| e^{j\theta_j})(G_{ij} + jB_{ij})]^* - j|V_i|^2 B_{capij} \quad (3.5)$$

Simplificando la Ecuación (3.5) se tiene como resultado la ecuación (3.6) como se muestra.

$$S_{ij} = (|V_i|^2 - |V_i||V_j|\cos(\theta_i - \theta_j) - |V_i||V_j|j\text{sen}(\theta_i - \theta_j)) x (G_{ij} + jB_{ij})^* - j|V_i|^2 B_{capij} \quad (3.6)$$

Para el cálculo de flujo de cargas DC sólo necesitamos la potencia activa, como se indica en la ecuación (3.7).

$$P_{ij} = G_{ij}|V_i|^2 - G_{ij}|V_i||V_j|\cos(\theta_i - \theta_j) - B_{ij}|E_i||E_j|\text{sen}(\theta_i - \theta_j) \quad (3.7)$$

Adicionalmente, se simplifica el problema haciendo al sistema lineal mediante las siguientes consideraciones:

1. No se considera las resistencias de las líneas $R \ll X$, como se muestra en la Ecuaciones (3.8) y (3.9).

$$x_{ij} \gg r_{ij} \rightarrow G_{ij} = \frac{r_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} \approx 0 \quad (3.8)$$

donde r_{ij} , representa la resistencia que existe entre la barra i y la barra j , x_{ij} es la reactancia que existe entre la barra i y la barra j , y G_{ij} es la conductancia de la línea entre la barra i y la barra j .

$$B_{ij} = \frac{-x_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} = \frac{-1}{x_{ij}} \quad (3.9)$$

, donde r_{ij} , es la resistencia de la línea, x_{ij} es la reactancia de la línea y B_{ij} es la susceptancia de la línea.

2. Las diferencias de ángulo de voltaje son pequeñas,

$$\cos(\theta_i - \theta_j) \cong 1 \quad (3.10)$$

$$\text{sen}(\theta_i - \theta_j) \cong (\theta_i - \theta_j) \quad (3.11)$$

, donde θ_i es el ángulo de la barra i y θ_j es el ángulo de la barra j .

3. Las magnitudes de los voltajes de las barras se establecen en 1.0 p.u.

$$|V_i| = |V_j| = 1 \quad (3.12)$$

, donde V_i es el voltaje de la barra i y V_j es el voltaje de la barra j (Córdova Villagómez , 2004).

Por lo tanto, para un sistema de potencia que tiene N barras, las inyecciones de potencia activa se indican en la Ecuación (3. 13).

$$P_i = \sum_{j=1}^N B_{ij} (\theta_i - \theta_j) \quad (3.13)$$

, donde B_{ij} es el recíproco de la reactancia entre la barra i y la barra j .

Con estos supuestos, los ángulos de voltaje y las inyecciones de potencia activa son las variables del problema.

Como resultado, el flujo de potencia activa a través de la línea de transmisión " l ", entre las barras " s " y " r ", se puede calcular (Arenas Crespo, 2017) como se muestra en la Ecuación (3. 14):

$$P_{Li} = \frac{1}{X_{Li}} (\theta_s - \theta_r) \quad (3. 14)$$

, donde X_{Li} es la reactancia de la línea " Li ".

Las ecuaciones de flujo DC en forma de matriz se representan como se presenta en la Ecuación (3. 15):

$$\theta = [B]^{-1}P \quad (3. 15)$$

, donde P es el vector $N \times 1$ de inyecciones de potencias activas netas en las barras, B es la matriz de susceptancias del sistema con $R = 0$, y θ es un vector $N \times 1$ de ángulos de tensiones de las barras.

La potencia de la línea se indica en la Ecuación (3. 16).

$$P_L = (B_x \times A)\theta \quad (3. 16)$$

, donde P_L es un vector $M \times 1$ de flujos de líneas, siendo (M) el número de líneas, B_x es una matriz $M \times M$, A es una matriz de incidencia $M - N$ barra-línea, y θ es un vector $N \times 1$ de ángulos de tensiones de las barras (López R, 2015).

Para la matriz A está compuesta por los elementos, en los cuales: $A_{ij} = 1$, si existe una línea entre la barra i y la barra j . Caso contrario los elementos de la matriz son iguales a cero. Con respecto, a las barras de inicio y fin se les asignan los valores de 1 y -1 respectivamente.

Estrictamente hablando $[B_x]$, se tiene una matriz como se muestra:

$$Bx = \begin{bmatrix} \sum_{j=1}^N \frac{1}{X_{ij}} & \frac{-1}{X_{ij}} & \dots \\ \frac{-1}{X_{ij}} & \sum_{j=1}^N \frac{1}{X_{ij}} & \dots \\ \vdots & \vdots & \vdots \end{bmatrix}$$

, donde $B_{xii} = \sum_{j=1}^N \frac{1}{X_{ij}}$ para $i \neq$ referencia y se refiere a cada elemento de la diagonal de la matriz B , como la suma del recíproco de las reactancias de las líneas que están conectadas a la barra i , $B_{xii} = 0$ para $i =$ referencia, $B_{xij} = \frac{-1}{X_{ij}}$ para $i \neq$ referencia y también $j \neq$ referencia, lo cual se refiere a los componentes fuera de la diagonal de la matriz B , y tienen como valor el negativo de las reactancias de las líneas correspondientes entre la barra i y j , por último $B_{xij} = 0$ para $i =$ referencia o $j =$ referencia (López R, 2015).

3.3.1 Algoritmo para la solución del flujo DC

En esta sección se narra acerca de algoritmos útiles y ciertos artificios matemáticos para poder realizar el flujo DC en los sistemas eléctricos de potencia.

Para la solución de flujo de potencia en corriente continua se requiere invertir la matriz B , esto se debe a que los sistemas eléctricos de potencia son de gran tamaño, se necesita la inversión de dicha matriz sin la ayuda de la herramienta inversa que posee Matlab, debido a que los resultados pueden ser erróneos, ya que es requerido un gran esfuerzo para el cálculo. Se analiza el método de Descomposición LU (del inglés Lower-Upper), derivado de las palabras inferior y superior en español, para realizar la inversión de la matriz de susceptancia.

El artificio matemático que se aplica para resolver el problema en las ecuaciones de flujo de carga DC representado como se muestra en la Ecuación (3. 17)

$$AX = b \quad (3.17)$$

Para el uso del método se aplica esta secuencia: Primero se descomponen las matrices, donde A es una matriz $n \times n$ y b es un vector de columna $n \times 1$ y se trata de encontrar x que es un vector de columna $n \times 1$, segundo se sustituye directamente la matriz A por dos matrices: L , es una matriz triangular inferior, y U , es una matriz triangular superior, Con lo cual se tiene:

$$\begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & a_{13} \\ a_{21} & a_{22} & a_{23} \\ a_{31} & a_{32} & a_{33} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} l_{11} & 0 & 0 \\ l_{21} & l_{22} & 0 \\ l_{31} & l_{32} & l_{33} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_{11} & u_{12} & u_{13} \\ 0 & u_{22} & u_{23} \\ 0 & 0 & u_{33} \end{bmatrix}$$

Ahora la Ecuación (3.18) original es representada como la Ecuación (3.18):

$$(LU)x = b \quad (3.18)$$

En forma de matriz, se tiene:

$$\left(\begin{bmatrix} l_{11} & 0 & 0 \\ l_{21} & l_{22} & 0 \\ l_{31} & l_{32} & l_{33} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_{11} & u_{12} & u_{13} \\ 0 & u_{22} & u_{23} \\ 0 & 0 & u_{33} \end{bmatrix} \right) \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} b_1 \\ b_2 \\ b_3 \end{bmatrix}$$

Podemos cambiar paréntesis, como se muestra:

$$\begin{bmatrix} l_{11} & 0 & 0 \\ l_{21} & l_{22} & 0 \\ l_{31} & l_{32} & l_{33} \end{bmatrix} \left(\begin{bmatrix} u_{11} & u_{12} & u_{13} \\ 0 & u_{22} & u_{23} \\ 0 & 0 & u_{33} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \end{bmatrix} \right) = \begin{bmatrix} b_1 \\ b_2 \\ b_3 \end{bmatrix}$$

Dentro del paréntesis se tiene otro problema tipo $AX = b$. Se puede decir que se tiene como se indica la Ecuación (3.19).

$$UX = d \quad (3.19)$$

, donde d es un vector distinto de columna, por lo que se tiene dos problemas por separado, como se muestra: $Ld = b$

$$\begin{bmatrix} l_{11} & 0 & 0 \\ l_{21} & l_{22} & 0 \\ l_{31} & l_{32} & l_{33} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} d_1 \\ d_2 \\ d_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} b_1 \\ b_2 \\ b_3 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} u_{11} & u_{12} & u_{13} \\ 0 & u_{22} & u_{23} \\ 0 & 0 & u_{33} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} d_1 \\ d_2 \\ d_3 \end{bmatrix}$$

Se puede notar que las matrices de la izquierda se encuentran de manera en que las filas están escalonadas. Con esto se puede realizar sustituciones hacia adelante y hacia atrás, con el fin de obtener de manera sencilla todos los elementos de las matrices x y d . Para esto, se resuelve primero $Ld = b$ para de esta manera conocer d , posteriormente se sustituye en $UX = d$ para conocer x . En los algoritmos que se usan para los cálculos de las redes eléctricas se tienen distintos tipos de matrices como el caso de matrices de admitancia, de impedancia, entre otras.

Esto se debe a la configuración del sistema, y dichas matrices son dispersas, es decir que se conforma de elementos separados entre sí, para estos casos, es debido a la gran dimensión que tienen las redes, lo que conlleva que se tenga el mismo tamaño en las matrices, haciendo muy complicado el almacenar los valores dentro de ellas, por lo cual para reducir para el ahorro de memoria y el aumento de la capacidad computacional se usan herramientas para la dispersión en Matpower (Harsha Chandavarapu & Shreenganes, 2015).

3.3.2 Diagrama de flujo para evaluar el Flujo DC

Para evaluar los resultados una vez realizada la simulación del flujo DC, se sigue como se muestra en la Figura 3.3

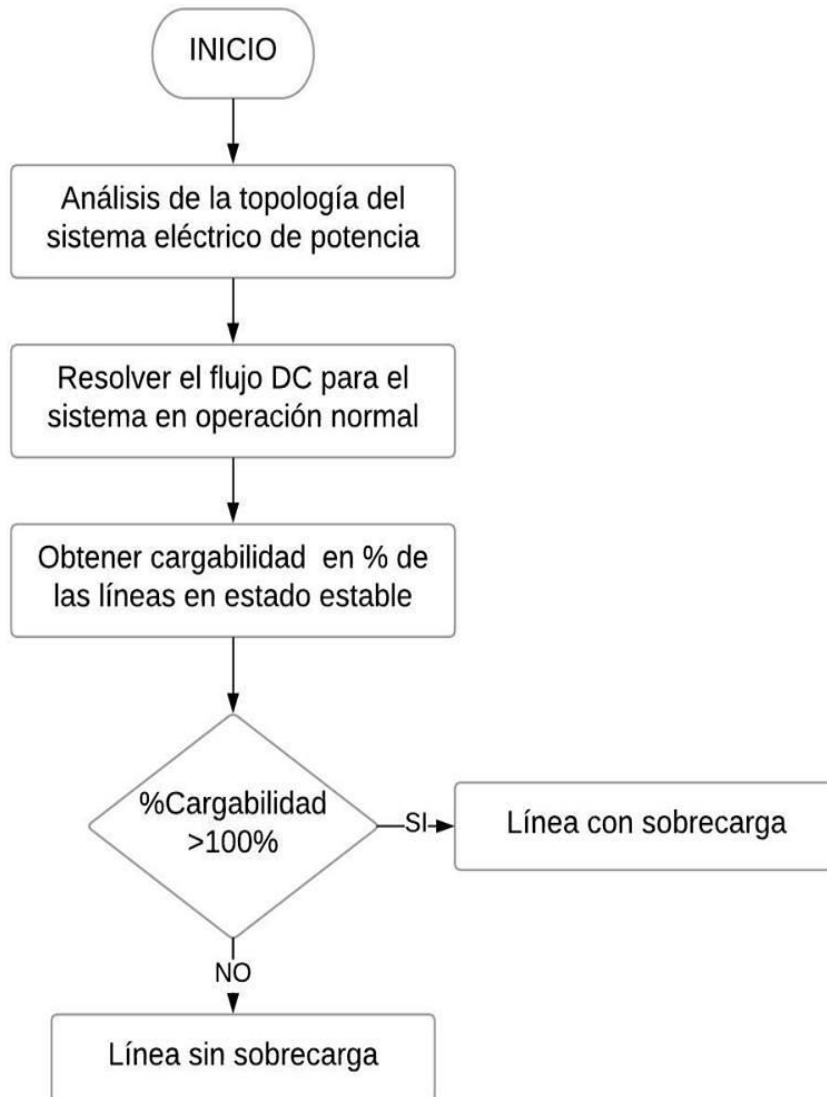


Figura 3.3 Diagrama de la metodología para evaluar resultados de Flujo DC

Al realizar un flujo de cargas en corriente continua se requiere evaluar los resultados para conocer si existe o no sobrecargas en el sistema cuando el sistema se encuentra en operación normal.

3.4 Factores de sensibilidad o distribución

En esta sección se describen las formulaciones que se utilizan para el cálculo de factores de sensibilidad mediante el flujo DC en los sistemas eléctricos de potencia.

En el análisis de seguridad y contingencia, se utilizan los factores de distribución o sensibilidad lineal, ya que son una referencia sencilla y efectiva para presentar posibles eventualidades, como sobrecargas que se encuentran en el sistema, mostrando de forma aproximada los cambios en los flujos de las líneas debido al cambio en la generación de la red, o a la pérdida de elementos de transmisión, siendo importante para el monitoreo y control de sistemas de potencia en tiempo real.

En la parte operativa, se realizó un programa con la herramienta MatPower, desarrollado en Matlab, en el cual se determina los dos factores más importantes que son: los factores de distribución de transferencia de potencia ('Power transfer distribution Factor' PTDF) y los factores de distribución de interrupción de línea ('Line Outage Distribution Factor' LODF) (Harsha Chandavarapu & Shreenganes, 2015).

3.4.1 Factores PTDF

El factor de distribución de transferencia de potencia PTDF asume una transferencia de potencia inyectada en la barra p y extraída de la barra q . El PTDF da la fracción de potencia que termina fluyendo por una línea l .

Por definición, se tiene las Ecuaciones (3. 20) y (3. 21).

$$PTDF_{pq,l} = \frac{\Delta f_l}{\Delta P_{pq}} \quad (3. 20)$$

$$\Delta f_l = f_l^{\sim} - f_l^0 \quad (3. 21)$$

, donde l es el índice de la línea, p es el nodo emisor de potencia activa, q es el nodo receptor de potencia activa, f_l^{\sim} es el flujo en la línea l al considerar la diferencia de potencia, f_l^0 es el flujo en la línea l del sistema original, y ΔP_{pq} es la diferencia de potencia, de generación y demanda, comparada con la configuración inicial de la red.

Con la ecuación anterior, se tiene la Ecuación (3. 22).

$$f_l^{\sim} = f_l^0 + PTDF_{pq,l} \Delta P_{pq} \quad (3. 22)$$

Con lo cual, se calcula el nuevo flujo resultante en la línea l debido a una transferencia de potencia desde la barra p a q , usando los factores PTDF.

Si la transferencia es en la dirección opuesta, desde la barra q a la barra p , se tiene la Ecuación (3. 23).

$$PTDF_{qp,l} = -PTDF_{pq,l} \quad (3. 23)$$

El rango de estos factores se establece en la Ecuación (3. 24).

$$-1 \leq -PTDF_{pq,l} \leq +1 \quad (3. 24)$$

3.4.2 Algoritmos para el cálculo del factor de distribución de transferencia de potencia

Es importante conocer los algoritmos que ayudan al cálculo de los factores de transferencia de potencia, donde se consideran dos casos, los cuales se aplican en consideración del sistema de potencia dado. Estabilidad de frecuencia

a. Sin líneas radiales

Para el flujo de potencia en corriente continua se expresa de manera matricial los ángulos en las barras del sistema en términos de la potencia activa en por unidad suministrada, como se muestra en la Ecuación (3. 25).

$$\Delta\theta = [B_x] \Delta P_{pq} \quad (3. 25)$$

En la cual se debe de considerar que el término B_x , es una matriz singular, para que dicha matriz no sea singular, se colocan ceros en la fila de B_x que corresponden a la barra de referencia, posteriormente se establece el elemento de la diagonal de la fila de dicha barra en uno. Al realizar dichas consideraciones se tiene la matriz B_{x_alt} invertible, llamando a la inversa

de esta matriz como X_{alt} para nuestra simulación, como se indica en la Ecuación (3.26).

$$\Delta\theta = [B_x] \Delta P_{pq} \quad (3.26)$$

Con la obtención de esta matriz X_{alt} , el uso del algoritmo para descomponer matriz Lu es necesario para hallar la inversa de la matriz, estableciendo la componente $X_{alt}(\text{refbarra}, \text{refbarra}) = 0$.

Para la modelación del sistema eléctrico se usa el flujo DC, para lo cual los efectos que se tiene en los ángulos de los nodos para una transferencia de potencia de 1 MW entre una barra p a una barra q.

Para lo cual el componente ΔP_{pq} se presenta a continuación:

$$\Delta P_{pq} = \begin{bmatrix} 0 \\ \cdot \\ \cdot \\ +1 \\ -1 \\ \cdot \\ \cdot \\ 0 \end{bmatrix}$$

Se muestra para tal vector fila, se especifica el +1 en p, y el -1 en q.

De manera que los cambios en los ángulos de los nodos son:

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta_1 \\ \Delta\theta_2 \\ \vdots \\ \Delta\theta_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} X_{11} & \cdots & X_{1n} \\ X_{21} & \cdots & X_{2n} \\ \vdots & & \vdots \\ X_{n1} & \cdots & X_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ +1 \\ -1 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix}$$

Teniendo como cambios en los ángulos de la barra i y j como se indica en la Ecuación (3. 26) y (3. 27).

$$\Delta\theta_i = X_{ip} - X_{iq} \quad (3. 26)$$

$$\Delta\theta_j = X_{jp} - X_{jq} \quad (3. 27)$$

, donde $\Delta\theta_i$ corresponde al cambio en el ángulo i , $\Delta\theta_j$ corresponde al cambio en el ángulo j , X_{ip} , X_{iq} , X_{jp} , X_{jq} son las reactancias correspondientes a par de barras.

Para el cambio en el flujo de potencia activa en la línea “l” se tiene la Ecuación (3. 28):

$$\Delta f_l = \frac{1}{x_l} (\Delta \theta_i - \Delta \theta_j) \quad (3. 28)$$

Con lo cual, reemplazando los cambios en los ángulos, la variación de flujo queda como la Ecuación (3. 29).

$$\Delta f_l = \frac{1}{x_l} ((X_{ip} - X_{iq}) - (X_{jp} - X_{jq})) \quad (3. 29)$$

Se realiza estos procedimientos para obtener la matriz de factores PTDF, como se tiene a continuación en la Ecuación(3. 30).

$$PTDF_{pq,l} = \frac{1}{x_l} ((X_{ip} - X_{iq}) - (X_{jp} - X_{jq})) \quad (3. 30)$$

Este factor proporciona la fracción de potencia activa que fluye desde la barra p, barra de origen hacia la barra q, que es la barra receptora mediante la línea que compone la red. Para la simulación en lugar de utilizar la línea l que se encuentra en la red, se expresa como línea ij, de esta forma los factores se convierten como se muestra en la Ecuación (3. 31):

$$PTDF_{p,s,i,j} = \frac{1}{X_{ij}} [(X_{iq} - X_{ip}) - (X_{jq} - X_{jp})] \quad (3. 31)$$

En la simulación se presenta la ecuación para generar la matriz PTDF, como se muestra en Ecuación (3. 32).

$$PTDF = Bd * A * X_{alt} * (A_{alt})^T \quad (3. 32)$$

Esta matriz se compone de las filas correspondientes a las líneas ij respectivas del sistema, y en las columnas se conforman de la combinación de todo par de barras que componen la red, en la cuales existe transferencia de potencia. En el caso de no tomar en consideración las líneas radiales, se

reemplaza la matriz A_{alt} en la matriz A original, de manera tal que se tiene la Ecuación (3.33).

$$PTDF = Bd * A * X_{alt} * A^T \quad (3.33)$$

, donde Bd es una matriz diagonal, A es una matriz de incidencia de línea, X_{alt} es una matriz donde se toma en consideración las líneas ij , A^T es una matriz que es transpuesta de A , como se muestran a continuación:

$$Bd = \begin{pmatrix} \begin{bmatrix} 1/X_{ij} & & 0 \\ & \ddots & \\ 0 & & 1/X_{ij} \end{bmatrix} \end{pmatrix}$$

En esta matriz, la diagonal se compone por las susceptancias correspondientes, los elementos que están por encima o por debajo de esta diagonal corresponden a un valor de cero.

$$A = \begin{bmatrix} +1 & 0 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & +1 \\ \vdots & & & & \\ \vdots & & & & \\ \vdots & & & & \end{bmatrix}$$

La dimensión de esta matriz corresponde al número de líneas x número de barras. Para lo cual se asigna un valor de 1 si la entrada de barra es i en la línea ij , por el contrario -1 si la entrada es j en la línea.

$$X_{alt} = \begin{bmatrix} X_{is} & X_u \\ X_{js} & X_{jr} \end{bmatrix}$$

Para la matriz X_{alt} se muestra cuatro elementos, en términos de is , ir , js y jr para la multiplicación de matrices.

$$A^T = \begin{bmatrix} +1 \\ -1 \end{bmatrix}$$

Por último, la matriz A^T solo muestra a la columna correspondiente de la línea sr

Para la resolución de los factores PTDF se realiza la multiplicación de las matrices mostrada en la Ecuación (3. 33).

b. Líneas radiales

Para este caso, se tienen redes radiales, las cuales son sencillas, y que son alimentadas desde uno de sus extremos. La simulación requiere que encuentre la ubicación de las barras que tienen una sola línea conectada, llamado barra radial, para de esta manera guardarla en un arreglo, al final se cuenta el número de dichas líneas. Dando como resultado el elemento que tiene la línea un valor de cero a la matriz A_{alt} .

Otra afectación que se tiene para este evento es que en la matriz Bx_{alt} cambian sus componentes de la fila que corresponde a la barra de referencia y al nodo radial a valores iguales a cero con un uno que se coloca en la diagonal de dicha matriz, manteniendo para este cálculo el uso de la Ecuación (3. 33).

3.4.3 Factores LODF

Los factores LODF verifican las sobrecargas cuando se pierden las líneas de transmisión, al monitorear los efectos en la línea l al abrir la línea k , lo que calcula el porcentaje de flujo que aparece en los demás elementos. Se define como se indica en la Ecuación (3. 34).

$$LODF_{l,k} = \frac{\Delta f_l}{f_k^0} \quad (3. 34)$$

, donde Δf_l es el cambio del flujo de potencia (en MW) en la línea l cuando una transferencia de potencia se da entre p y q , f_k^0 es el flujo original en la línea k antes de que sea abierta.

La salida de la línea se simula mediante la inyección de potencia en las barras p y q . Si la línea se desconectara por medio de interruptores, el flujo de potencia a través de la línea es 0.

Se supone que el flujo de potencia inicial a través de dicha línea es P_{pq} . Estando en estado normal de operación del sistema, se consideran dos inyecciones de potencia en las barras p y q que son los extremos de la línea. Resulta un flujo en la línea igual a \tilde{P}_{pq} . Para la salida de servicio de una línea se simula de esta manera con la Ecuación (3. 35) y (3. 36).

$$\Delta P_p = \tilde{P}_{pq} \quad (3. 35)$$

$$\Delta P_q = -\tilde{P}_{pq} \quad (3. 36)$$

La potencia que es inyectada en p y q es de manera tal que circula solamente por la línea, en cambio en las barras p y q se observa como si la línea de transmisión estuviera fuera de servicio. Con lo cual \tilde{P}_{pq} se calcula de manera sencilla si se observa que el flujo de potencia activa en la línea k , se refiere a que se inyecta en p y sale en q , como se muestra en la Ecuación (3. 37):

$$\tilde{P}_{pq} = P_{pq} + PTDF_{pq,k} \Delta P_p \quad (3. 37)$$

Por lo tanto, el factor PTDF se usa para el cálculo de cuánto es la inyección de potencia, que se denomina como ΔP_p que fluye en la línea de transmisión k , como se definió anteriormente se reemplaza por \tilde{P}_{pq} , como se indica en la Ecuación (3. 38).

$$\tilde{P}_{pq} = P_{pq} + PTDF_{pq,k} \tilde{P}_{pq} \quad (3. 38)$$

Sacando factor común se tiene la Ecuación (3. 39):

$$\tilde{P}_{pq} (1 - PTDF_{pq,k}) = P_{pq} \quad (3. 39)$$

Entonces, al final despejando \tilde{P}_{pq} da como resultado la Ecuación (3. 40).

$$\tilde{P}_{pq} = \frac{1}{(1 - PTDF_{pq,k})} P_{pq} \quad (3. 40)$$

El cambio del flujo que ocurre en la línea l , donde están involucradas las barras i y j es mostrado en la Ecuación (3. 41).

$$\Delta f_l = PTDF_{pq,l} \tilde{P}_{pq} = PTDF_{pq,l} \frac{1}{(1 - PTDF_{pq,k})} P_{pq} \quad (3. 41)$$

Es decir, el concepto para el factor LODF está dado por el cambio de flujo que tiene la línea l , ante la salida de la línea k entre las barras p y q ., con lo que tenemos la Ecuación (3. 42):

$$LODF_{l,k} = PTDF_{pq,l} \frac{1}{(1 - PTDF_{pq,k})} P_{pq} \quad (3. 42)$$

De esta manera se presenta la Ecuación (3. 43) correspondiente a la variación del flujo en la línea l .

$$\Delta f_l = LODF_{l,k} P_{pq} \quad (3. 43)$$

Se calcula el nuevo flujo de la línea l con la Ecuación (3. 44).

$$f_l^{\sim} = f_l^0 + LODF_{l,k} P_{pq} \quad (3. 44)$$

Con esto, se calcula el nuevo flujo resultante en las líneas l y k debido a una transferencia de potencia desde la barra p a q (Wood , et al., 2014).

3.5 Descripción de los programas realizados en la herramienta Matpower de MATLAB

El programa principal para la corrida del flujo DC consta de las llamadas de funciones, las cuales se especifican a continuación:

Xlsread

Como primer punto para la ejecución del programa se requiere de esta función para leer archivos de hojas de cálculo en Excel, en los cuales se tienen los parámetros de entrada para funciones que requiere para solución del sistema, en las cuales se tienen los datos de generadores, barras, líneas, una vez completada la lectura de valores, estos sirven para el cálculo de la matriz Ybarra,

la cual es necesaria para obtener la solución la matriz susceptancia B , para llevar a cabo la programación para la corrida del flujo de corriente continua.

Matriz Inversa

Como parámetro de entrada se tiene una matriz A , y retorna como parámetro de salida la inversa de la matriz A . Con lo que se tiene $A_{inv} = \text{Matriz Inversa}(A)$, esta función ejecuta el código de la descomposición Lu de una matriz, con el fin de obtener matrices triangulares, posteriormente resuelve el sistema lineal para que la matriz Identidad obtenga la inversa de la matriz.

Descomposicion_Lu

Para esta función se tiene como parámetro de entrada una matriz A , y como parámetros de salida se L , U , P , con lo que se tiene: $[L, U, P] = \text{Descomposicion_Lu}(A)$. Esta función realiza la factorización Lu , y retorna la matriz triangular inferior L , la matriz triangular superior U y la matriz de permutación P , de manera tal que $P * A = L * U$.

Sustitución_atras

En esta función, se tiene $C = \text{Sustitución_atras}(U, b)$, con lo que se lleva a cabo la sustitución hacia atrás de la matriz triangular, para la resolución del sistema de ecuaciones. Esta función es llamada por otra función que es Matriz Inversa.

Sustitución_adelante

Para esta función se tiene $C = \text{Sustitución_adelante}(L, b)$, con lo cual se realiza una sustitución triangulo matriz hacia adelante, así mismo ayuda a la resolución del sistema de ecuaciones, de la misma forma es llamada por la función Matriz Inversa.

Y barra

Esta función tiene como objetivo el desarrollo de matriz la cual nos indicara información concreta de las líneas de transmisión. Tiene como entrada una lista de líneas de transmisión y admitancias de barras con información de llegada y salida, R se considera 0, y se tiene los valores de las reactancias. Para la construcción de la Y barra es necesaria tener la información de casa una de las líneas.

La siguiente función recibe como entrada una matriz llamada "Líneas" y el número de barras que posee el sistema.

B Barra

Para esta función se tiene la construcción de la matriz susceptancia de barra que depende de Ybarra, para tener resultados correctos en la simulación.

Z Barra

Esta función tiene como objetivo el desarrollo de matriz la cual nos indicara información concreta de las líneas de transmisión, con lo que se requiere tener la Y barra como parámetro de entra, y hace uso de la función de Matriz Inversa para el resultado de la matriz.

Flujo de Potencia DC

Con la ayuda de las simplificaciones realizadas para este método. Se tiene como parámetros de entrada la información correspondiente del sistema, y los parámetros de salida son: potencias en las barras, ángulos en las barras y potencias en las líneas del sistema.

Como parte de desarrollo, para la realización del flujo de potencia en dc, se llama al código principal como:

Código Principal

En este programa se llama a las diferentes funciones requeridas para la realización del flujo de corriente continua en el sistema, las cuales son:

Y_barra; donde se obtiene Ybarra

B_barra; donde se obtiene Bbarra

Z_barra; donde se obtiene Zbarra

Flujo_de_potencia_DC; donde se obtiene el flujo de potencia DC.

PTDFLODF

Mediante este código se crean las matrices de los factores de distribución PTDF y LODF correspondientes, antes de todo, se verifica que cuando ocurra una interrupción en alguna línea no se provoque una isla, la cual es una condición no deseada ya que se refiere a una situación en la que una parte del sistema que posee generación y carga se encuentra energizada aislada del resto de la red. Dicha condición se manifiesta en el momento que la diagonal de cualquier línea de la matriz PTDF se acerca a uno. Para este caso, se detecta aquella línea, y se asigna al elemento correspondiente del PTDF a un valor de cero, con el fin de no tener una división para cero, y evitar que ocurra un error por isla.

Luego este algoritmo, dispone de datos necesarios, como las reactancias de las líneas para la construcción de la matriz de factores PTDF.

Luego se extrae los valores de las diagonales de dicha matriz, para poder realizar el cálculo de los otros factores, LODF.

3.6 Descripción del sistema de prueba

El sistema ejemplo es de la IEEE, conformado por catorce barras. Con cinco niveles de voltaje, las barras número uno, dos, tres, cuatro y cinco de 132KV, la barra siete de 1KV y la barra ocho de 11KV, mientras que las barras seis, nueve, diez, once, doce, trece y catorce de 33KV, cinco transformadores de potencia, cinco generadores, once cargas, un capacitor, y 21 líneas de transmisión con una capacidad de transferencia de 100MW.

Para la realización del análisis de contingencias simples o N-1, se muestra en la Figura 3.4, el diagrama del sistema de catorce barras utilizado como ejemplo de estudio. Además, en la configuración de la red se muestra al lado de cada elemento un número, con lo que se puede identificar cada elemento para las respectivas simulaciones.

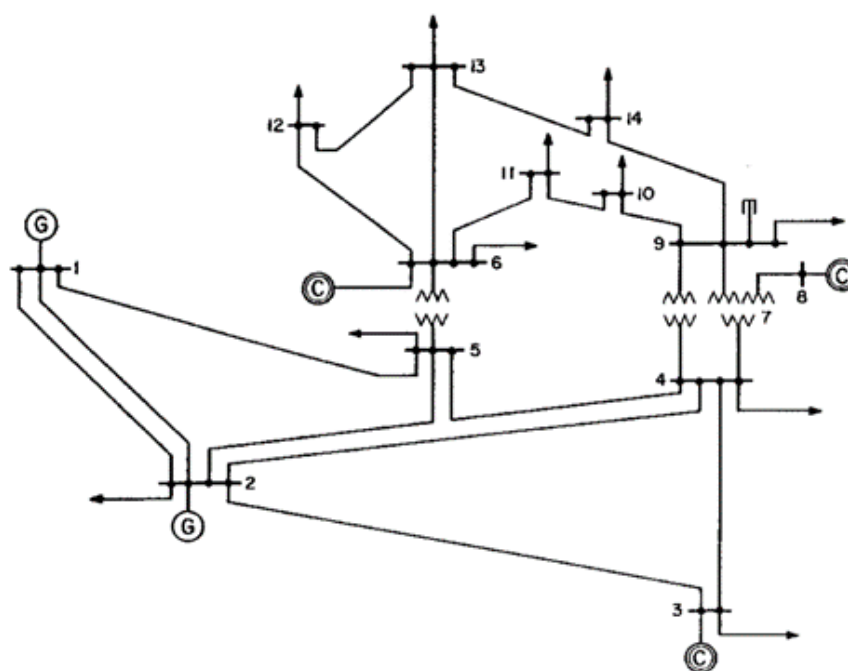


Figura 3.4 Sistema de Potencia de 14 barras de la IEEE

3.6.1 Datos de entrada del sistema

Para llevar a cabo este estudio, los valores del sistema son tomados de la herramienta computacional Power Factory, gracias a esta se puede generar

reportes para de esta manera extrapolar datos a Excel para llevar a cabo las simulaciones en Matlab.

a. **Potencia en las barras del sistema**

La Tabla 3.1 muestra los datos de entrada como son: la generación, carga y tipo de barra, los cuales uno se refiere a la barra de referencia, dos se refiere a barra PV, y tres se refiere a barra PQ, considerando los escenarios de máxima, media y mínima demanda.

Barras	Tipo	Generación y Demanda en las barras del sistema					
		Máxima		Media		Mínima	
		Generación [MW]	Cargas [MW]	Generación [MW]	Cargas [MW]	Generación [MW]	Cargas [MW]
1	1	219	0,00	131,4	0,00	54,75	0,00
2	2	40	21,7	24,00	13,02	10,00	5425,00
3	2	0	94,2	0,00	56,52	0,00	23,55
4	3	0	47,8	0,00	28,68	0,00	11,95
5	3	0	7,6	0,00	4,56	0,00	1,9
6	2	0	11,2	0,00	6,72	0,00	2,8
7	3	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	2	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	3	0	29,5	0,00	17,7	0,00	7375,00
10	3	0	9,00	0,00	5,4	0,00	2,25
11	3	0	3,5	0,00	2,1	0,00	0,875
12	3	0	6,1	0,00	3,66	0,00	1525,00
13	3	0	13,5	0,00	8,1	0,00	3375,00
14	3	0	14,9	0,00	8,94	0,00	3725,00
Total		259	259,00	155,4	155,4	64,75	64,75

Tabla 3.1 Datos de generación y cargas en las barras del sistema.

b. **Líneas de transmisión y transformadores del sistema**

La Tabla 3.2 muestra los datos correspondientes a las líneas de transmisión de la red, tomando en consideración solamente las reactancias de estas, ya que no se considera las resistencias, todos los valores están en por unidad. Por otro lado, los transformadores son considerados como una línea con una reactancia alta para los estudios de sistemas eléctricos de potencia.

Líneas	Desde la Barra	Hasta la Barra	X(p.u.)	Límite en MW
1	1	2	0,11834	100
2	1	2	0,11834	100
3	1	5	0,22304	100
4	2	3	0,19797	100
5	2	4	0,17632	100
6	2	5	0,17388	100
7	3	4	0,17103	100
8	4	5	0,04211	100
9	4	7	0,20912	100
10	4	9	0,55618	100
11	5	6	0,25202	100
12	6	11	0,1989	100
13	6	12	0,25581	100
14	6	13	0,13027	100
15	7	8	0,17615	100
16	7	9	0,11001	100
17	9	10	0,0845	100
18	9	14	0,27038	100
19	10	11	0,19207	100
20	12	13	0,19988	100
21	13	14	0,34802	100

Tabla 3.2 Parámetros del sistema de potencia

3.6.2 Datos de salida del sistema de prueba

Como datos de salida, se tiene como primer punto los resultados de la corrida del flujo de carga DC en estado estacionario de la red, bajo las condiciones preestablecidas de generación, carga y topología del sistema. Con esto, se puede analizar si el sistema se encuentra en operación normal. Para luego hallar los factores de sensibilidad para el análisis de contingencias, estas son variables de salida utilizadas para conocer el estado de la red post contingencia. En este trabajo, se toma como variable principal, la más importante que corresponde a la potencia activa, es decir cómo cambia ésta, y el efecto que tiene luego de una salida de un elemento, en nuestro caso son líneas de transmisión de la red, o un cambio de transferencia de potencia entre barras, cómo reacciona las potencias activas de las líneas que pertenecen al sistema, ya que, dependiendo de la interrupción, será la afectación de unas con respecto a otras.

3.7 Descripción del Sistema Nacional Interconectado

Debido a la incorporación de la nueva red con voltaje de 500 kV y la entrada de operación de nuevos puntos de generación tales como: Coca Codo Sinclair, Toachi Pilatón, Sopladora, Minas San Francisco entre otras, el sistema eléctrico ecuatoriano ha tenido un cambio estructural en la red de transmisión, donde aparte del anillo troncal a nivel de 230 kV, se compone de otros anillos en las zonas de Guayaquil y Quito, con lo cual se mejora la confiabilidad y seguridad operativa del sistema ecuatoriano (Apulalo Naranjo, 2018).

Uno de los inconvenientes más importantes que se presenta en la resolución de sistemas eléctricos reales es la dimensión que alcanza la red, por este motivo se realiza una reducción del sistema.

Para la creación del esquema eléctrico para el sistema eléctrico se tomaron las siguientes consideraciones:

Se proporcionaron valores reales de las líneas, subestaciones por parte de TRANSELECTRIC, para un período de Estiaje. La potencia generada y consumida es de 4115.5 MW en el año 2018

En total el sistema tiene 200 barras conformadas por: 63 barras de 69KV, 91 barras de 138KV, 41 barras de 230KV y 5 barras con nivel de voltaje de 500KV,

El número total de líneas que componen la red es de 242 elementos y se consideran 74 transformadores como componente del sistema, dado que para el flujo DC se considera a los transformadores como líneas se tiene un total de 316 líneas que unen a los distintos nodos de la red. Para las barras de la red eléctrica al realizar el flujo de carga DC se asignaron de la siguiente manera:

El nodo de referencia fue asignado para la barra B_Molino_138, la cual pertenece al Complejo Hidroeléctrico Paute Integral. Las consideraciones que corresponden a este nodo para la simulación son: se establece como uno con respecto a número de barra, la potencia generada en el nodo, así como la potencia consumida respectivamente.

Las líneas de transmisión fueron representadas mediante la asignación del número de barra inicial como del nodo final, esto es importante debido a que no se tomó en cuenta la longitud de línea, se tuvieron como datos los valores en por unidad de las reactancias, despreciando datos de resistencias. Además, se halló el valor de la capacidad máxima que poseen las líneas permitiendo el flujo máximo sin que existan violaciones por sobrecarga de estas.

Con respecto a los transformadores de dos devanados que existen en la red eléctrica, estos se consideraron como líneas para la simulación, teniendo como dato datos de reactancias y conexiones de transformadores entre barras. Para los transformadores de tres devanados existentes en el sistema se conoció los datos de ingreso como: número de barra inicial, y dos números de nodos correspondientes a la salida de voltajes. Para este caso al trabajar en flujo DC se requiere convertir estos transformadores en una línea equivalente que conecten las barras respectivas del sistema.

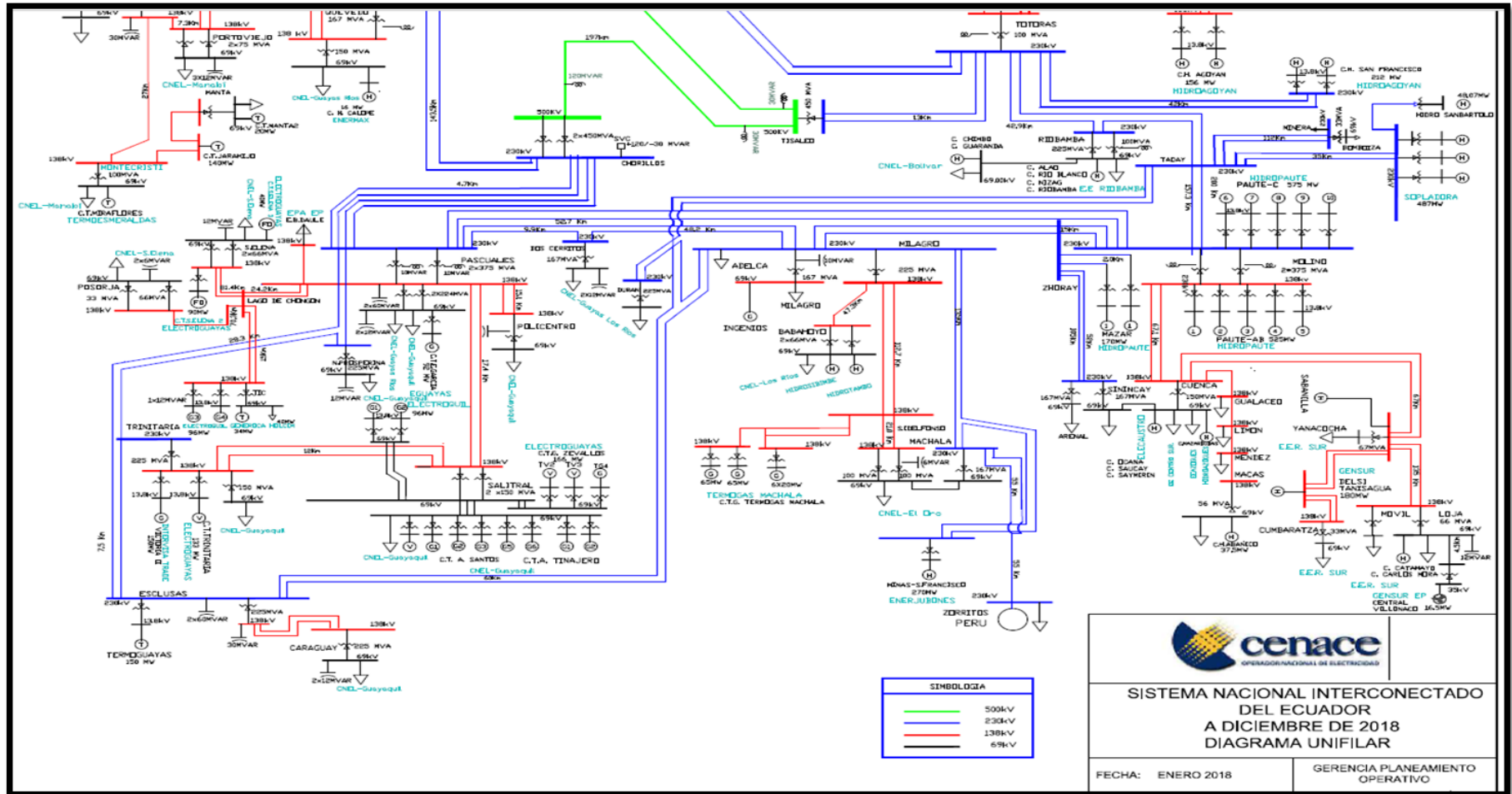


Figura 3.5 Diagrama Unifilar del Sistema Nacional Interconectado

La Figura 3.5, representa parte del diagrama unifilar correspondiente al sistema eléctrico ecuatoriano, en color verde se representa el nivel de voltaje de 500 kV, el color azul corresponde a la red de 230 kV, un color correspondiente a 138 kV y de color negro responde a los sistemas de distribución con 69 kV

3.7.1 Datos de entrada del sistema

Los datos de entrada del SNI son referidos para un escenario de máxima demanda en período Estiaje. Se tuvo una base de datos en DigSILENT, de esta manera se importaron datos para obtener una base en Excel, para la simulación mediante el programa Matlab.

Los datos de entrada para el SNI fueron datos de las barras de la red luego de su reducción, con esto se logra una simulación rápida debido a la disminución de barras que posee el sistema. Ya que Matlab al tener muchos datos, y al trabajar con matrices, lleva a un tiempo prolongado de ejecución y no asegura resultados correctos luego de las simulaciones.

a. Potencias en las barras del sistema

Para este caso, se tiene como valores de ingreso, los correspondientes a generación y carga de las barras del sistema, así como se define la barra de Molino como barra de referencia. Las barras que se define como tipo dos, corresponde a las barras de generación, que se considera dependiendo de unas unidades conectadas al nodo. Las barras tipo tres se las define por la demanda correspondiente a cada barra.

b. Líneas de transmisión y transformadores del sistema

Los otros valores de ingreso corresponden a las líneas de transmisión, en los que se desprecia las resistencias, dado a que se calcula un flujo DC, un parámetro eléctrico que se toma como ingreso son las reactancias de las correspondientes líneas, así como se especifica las capacidades límites para una correcta operación.

En la Tabla 3.3 se identifica los valores de entrada: la generación, carga y tipo de barra, los cuales uno se refiere a la barra de referencia, dos se refiere a barra PV, y tres se refiere a barra PQ, considerando el escenario de máxima demanda. Esta primera parte conformada por datos de entrada del sistema empieza desde la barra 1 correspondiente a Molino de 138 kV hasta la barra 40 que pertenece a Sinincay de 230kV.

En la Tabla 3.4 corresponde a la segunda parte correspondientes a los parámetros de entrada que empieza desde la barra 41 que pertenece a Zhoray cuyo voltaje es de 230 kV hasta la barra 80 que pertenece a El Tablón de voltaje 138

En la Tabla 3.5 se presenta la tercera parte correspondientes a los datos de entrada de la red que empieza desde la barra 81 que corresponde a El Carmen que posee un nivel de voltaje de 138 kV hasta la barra 120 que pertenece a Sacha de 69 kV.

En la Tabla 3.6 se muestra la cuarta parte correspondientes a los valores de entrada del sistema eléctrico ecuatoriano que empieza desde la barra 121 que es asignada por Pomasqui a un nivel de 230 kV hasta la barra 160 que corresponde a Pedernales con un nivel de voltaje de 138 kV.

En la Tabla 3.7 se brinda la información de la última parte correspondiente a la generación y demanda máxima correspondientes donde incluyen las barras en las cuales existen interconexión con Colombia y Perú, dicha tabla incluye datos desde la barra 161 llamada PUSU con un nivel de voltaje de 138 kV hasta la barra 200 que pertenece a la Frontera Perú con 230 kV

La Tabla 3.8 presenta los datos correspondientes a las líneas de transmisión del sistema ecuatoriano tomando en cuenta solamente las reactancias de estas, todos los valores están en por unidad. Por otro lado, los transformadores tanto de dos devanados como tres devanados son considerados como líneas. Las líneas son representadas como la unión entre dos barras donde se define mediante números de nodos correspondientes en la sección anterior, se presenta la primera parte de los parámetros de líneas desde la 1 hasta la 60.

La Tabla 3.9 muestra los valores correspondientes a las líneas de transmisión del sistema con sus respectivas reactancias. Para esta segunda parte se tiene desde el ramal 61 hasta el ramal 120.

En la Tabla 3.10 se establecen los datos que corresponden a las líneas de transmisión de la red eléctrica ecuatoriana con sus reactancias respectivas. Para esta tercera parte se tiene desde el ramal 121 hasta el ramal 180.

En la Tabla 3.11 se establecen los datos que corresponden a las líneas de transmisión de la red eléctrica ecuatoriana con sus reactancias respectivas. Para esta cuarta parte se tiene desde el ramal 181 hasta el ramal 240.

La Tabla 3.12 muestra los valores correspondientes a las líneas de transmisión del sistema con sus respectivas reactancias. Para esta quinta parte se tiene desde el ramal 241 hasta el ramal 300.

La Tabla 3.13 muestra los valores correspondientes a las líneas de transmisión del sistema con sus respectivas reactancias. Para esta sexta parte se tiene desde el ramal 301 hasta el ramal 316.

Generación y demanda máxima en las barras del sistema					Generación y demanda máxima en las barras del sistema				
Barras	Nombre	Generación en MW	Cargas en MW	Tipo	Barras	Nombre	Generación en MW	Cargas en MW	Tipo
1	B_Molino_138	405,20	0	1	21	B_Los_Cerezos(17)_69	0	15,13	3
2	B_San_Idelfonso_138	0	0	3	22	B_MAchala_69	0	183,26	3
3	B_Nueva_Babahoyo_138	0	73,80	3	23	B_Milagro_69	60,50	112,80	3
4	B_Milagro_138	0	0	3	24	B_Monay(3)_69	0	25,73	3
5	B_Mendez_138	0	3,48	3	25	B_Nuevo_Parque_Industria(13)_69	0	3,00	3
6	B_Machala_138	0	0	3	26	La Troncal 69	0	14,80	3
7	B_Macas_138	26,30	0	2	27	B_Ocaña_69	25,10	0	2
8	B_Loja_138	0	0	3	28	B_Parque_Industrial(4)_69	0	33,18	3
9	B_Limon_138	0	1,82	3	29	B_Ricaurte(7)_69	0	19,30	3
10	B_Gualaceo_138	0	12,45	3	30	B_Saucay(20)_B1_69	11,26	0	2
11	B_Cuenca_138	0	0	3	31	B_SE9_Cuenca_69	0	3,85	3
12	B_Arenal(5)_69	0	64,94	3	32	B_Sinincay_69	0	0	3
13	B_Azogues2_69	11,10	3,80	3	33	B_Turi(8)_69	0	26,27	3
14	B_Cañar(18)_69	0	11,35	3	34	B_Verdillo_69	0	0	3
15	B_Corpanche(19)_69	6,10	0	2	35	B_Verdillo2_69	0	5,20	3
16	B_Cuenca_69	0	7,00	3	36	B_Dos_Cerritos_230	0	0	3
17	B_Descanso_69	0	6,30	3	37	B_Machala_230	0	0	3
18	B_Dos_Cerritos_69	0	80,45	3	38	B_Milagro_230	0	70,00	3
19	B_Lentag(14)_69	0	12,60	3	39	B_Molino_230	384,52	0	2
20	B_Loja_69	11,52	32,40	3	40	B_Sinincay_230	0	0	3

Tabla 3.3 Primera parte de datos de generación y cargas en las barras del SIN

Generación y demanda máxima en las barras del sistema					Generación y demanda máxima en las barras del sistema				
Barras	Nombre	Generación en MW	Cargas en MW	Tipo	Barras	Nombre	Generación en MW	Cargas en MW	Tipo
41	B_Zhoray_230	90,00	0	2	61	B_Esclusas_230	0	0	3
42	B_Trinitaria_138	0	0	3	62	B_Nueva_Proesperina_230	0	0	3
43	B_Santa_Elena_138	0	0	3	63	B_Pascuales_230	0	0	3
44	B_Posorja_138	0	0	3	64	B_Trinitaria_230	0	0	3
45	B_Policentro_138	0	0	3	65	B_Terminal(6)	0	0	3
46	B_Pascuales_138	0	11,00	3	66	B_Tababela(31)_138	0	11,30	3
47	B_Esclusas_138	0	0,47	3	67	B_Selva_Alegre_138	0	89,56	3
48	B_Electroquil_138	0	5,20	3	68	B_Santa_Rosa2_138	0	0	3
49	B_Chongon_138	0	0	3	69	B_Quinche_138	0	17,60	3
50	B_Caraguay_138	0	0	3	70	B_Pomasqui_EEQ(57)_138	0	51,94	3
51	B_Caraguay_69	0	127,60	3	71	B_Olimpico(SE01)_138	0	16,46	3
52	B_Electroquil_69	0	44,44	3	72	B_Nueva_Tumbaco_138	0	0,85	3
53	B_Holcim_69	0	63,00	3	73	B_N_Sangolqui_138	0	22,08	3
54	B_Nueva_Proesperina_69	0	177,70	3	74	B_N_Cumbaya_138	0	9,84	3
55	B_Pascuales_69	0	179,13	3	75	B_Mirados_Alto(SE48)_138	0	16,23	3
56	B_Policentro_69	0	110,92	3	76	B_MCHCH_138	0	25,48	3
57	B_Posorja_69	0	37,71	3	77	B_Itulcachii_138	0	8,56	3
58	B_Santa_Elena_69	0	44,79	3	78	B_Eugenio_Espejo(SE59)_138	0	36,64	3
59	B_Trinitaria_69	0	110,85	3	79	B_Estructura_38_EEQ_138	0	0	3
60	B_EAR1_Esclusas_230	0	0	3	80	B_El_Tablón_138	0	12,63	3

Tabla 3.4 Segunda parte de datos de generación y cargas en las barras del SNI

Generación y demanda máxima en las barras del sistema					Generación y demanda máxima en las barras del sistema				
Barras	Nombre	Generación en MW	Cargas en MW	Tipo	Barras	Nombre	Generación en MW	Cargas en MW	Tipo
81	B_El_Carmen_138	4,75	0	2	101	B_Santa_Rosa_138	0	83,22	3
82	B_Cristiania(SE18)_138	0	36,18	3	102	B_San_Antonio_138	0	14,72	3
83	B_Cotocollao(19)_138	0	89,45	3	103	B_Puyo_138	0	0	3
84	B_Conocoto_138	0	26,08	3	104	B_Pucara_138	43,74	0	2
85	B_Chilibulo(SE5)_138	0	16,03	3	105	B_Pomasqui_138	0	0	3
86	B_Alangasi(26)_138	0	29,36	3	106	B_Mulalo_138	0	67,16	3
87	B_Adelca_138	0	38,00	3	107	B_Ibarra_138	0	0	3
88	B_ADLCA_2_138	0	4,50	3	108	B_Francisco_de_Orellana_138	0	0	3
89	B_ADLCA-ADLCA2	0	0	3	109	B_Baños_138	0	0	3
90	B_ADLCA-ADLCA-1	0	0	3	110	B_Ambato_138	0	40,12	3
91	B_Salitral_138	0	0	3	111	B_Agoyan_138	115,08	0	2
92	B_Barra_A69	0	116,96	3	112	B_Baños_69	0	4,43	3
93	B_Barra_B69	0	116,96	3	113	B_Coca_69	0	11,58	3
94	B_Conexión_AT-AS_69	0	75,10	3	114	B_Francisco_de_Orellana_69	0	0	3
95	B_Gonzalo_Zevallos_69	90,00	0	2	115	B_Ibarra_B1_69	0	19,26	3
96	B_Salitral_69	0	0	3	116	B_Ibarra_B2_69	0	22,36	3
97	B_Vicentina_138	0	118,16	3	117	B_Jivino_69	0	11,91	3
98	B_Tulcan_138	0	13,57	3	118	B_Puyo_69	0	12,09	3
99	B_Totoras_138	0	50,09	3	119	B_Riobamba_69	0	100,45	3
100	B_Tena_138	0	10,50	3	120	B_Sacha_69	0	2,87	3

Tabla 3.5 Tercera parte de datos de generación y cargas en las barras del SIN

Generación y demanda máxima en las barras del sistema					Generación y demanda máxima en las barras del sistema				
Barras	Nombre	Generación en MW	Cargas en MW	Tipo	Barras	Nombre	Generación en MW	Cargas en MW	Tipo
121	B_Pomasqui_230	0	0	3	141	B_Manta_69	0	23,11	3
122	B_Riobamba_230	0	0	3	142	B_Montecristi_69	0	37,55	3
123	B_San_Francisco_230	123,26	0	2	143	B_Portoviejo_69	0	57,56	3
124	B_Santa_Rosa_230	0	0	3	144	B_Quevedo_69	0	60,60	3
125	B_Totoras_230	0	0	3	145	B_Quininde_69	0	9,82	3
126	B_Severino_138	0	10,00	3	146	B_Santo_Domingo_69	0	116,25	3
127	B_El_Inga_138	0	0	3	147	B_Baba_230	11,72	0	2
128	B_Santo_Domingo_138	0	0	3	148	B_Manduriacu_230	25,70	0	2
129	B_San_Gregorio_138	0	0	3	149	B_Quevedo_230	0	0	3
130	B_Quininde_138	0	0	3	150	B_San_Gregorio_230	0	0	3
131	B_Quevedo_138	0	0	3	151	B_El_Inga_230	0	0	3
132	B_Portoviejo_138	0	0	3	152	B_Santo_Domingo_230	0	0	3
133	B_Montecristi_138	0	0	3	153	B_Yanacocha_138	0	0	3
134	B_Manta_138	0	0	3	154	B_Topo_U_138	18,40	0	2
135	B_Jaramijo_138	82,00	0	2	155	B_Topo_138	0	0	3
136	B_Esmeraldas_138	0	7,00	3	156	B_Sabanilla_138	28,67	0	2
137	B_Daule_Peripa_138	108,33	0	2	157	B_QJOS_138	38,91	0	2
138	B_Chone_138	0	0	3	158	B_Puerto_Napo_138	0	0	3
139	B_Chone_69	0	58,17	3	159	B_Pimampiro_138	0	0	3
140	B_Esmeraldas_69	0	109,86	3	160	B_Pedernales_138	0	0	3

Tabla 3.6 Cuarta parte de datos de generación y cargas en las barras del SNI

Generación y demanda máxima en las barras del sistema					Generación y demanda máxima en las barras del sistema				
Barras	Nombre	Generación en MW	Cargas en MW	Tipo	Barras	Nombre	Generación en MW	Cargas en MW	Tipo
161	B_PUSU_138	27,60	0	2	181	B_Esmeraldas_230	0	0	3
162	B_Loreto_138	0	3,84	3	182	B_Minas_San_Francisco_230	199,40	0	2
163	B_Gualo_138	0	11,47	3	183	B_Nueva_Jivino_230	0	0	3
164	B_Delsitanisagua_138	100,03	0	2	184	B_Pimampiro_230	0	0	3
165	B_Cumbaratza_138	3,60	4,07	3	185	B_S_J_Manta_230	0	53,46	3
166	B_Concordia_138	0	0	3	186	B_San_Idelfonso_230	247,60	0	2
167	B_Bicentenario_138	0	20,03	3	187	B_San_Rafael_230	44,16	0	2
168	B_ACHI_138	15,46	0	2	188	B_Sarapullo_230	45,00	0	2
169	B_Duran_69	0	108,70	3	189	B_Sopladora_230	414,48	0	2
170	B_El_Cajas_69	0	61,20	3	190	B_Taday_230	0	0	3
171	B_Nueva_Jivino_69	0	22,64	3	191	B_Tisaleo_230	0	0	3
172	B_Pedernales_69	0	12,39	3	192	B_Toachi_Pilaton_230	180,00	0	2
173	B_Petroleros_69	0	33,00	3	193	B_Troncal_230	0	0	3
174	B_San_Gregorio_69	0	51,34	3	194	B_Tisaleo_500	0	0	3
175	B_Troncal_69	0	16,45	3	195	B_San_Rafael_500	0	0	3
176	B_Yanacocha_69	0	29,65	3	196	B_Inga_500	0	0	3
177	B_Bomboiza_230	0	10,34	3	197	B_Coca_Codo_Sinclair_500	1115,01	0	2
178	B_Chorrillos_230	0	0	3	198	B_Chorrillos_500	0	0	3
179	B_Duran_230	0	0	3	199	B_Jamondino_220	0	0	3
180	B_El_Cajas_230	0	0	3	200	B_Frontera_Peru_230	0	0	3

Tabla 3.7 Quinta parte de datos de generación y cargas en las barras del SNI

RAMAL	DE	A	x (Sbase) p.u.	Límite en MW	RAMAL	DE	A	x (Sbase) p.u.	Límite en MW	RAMAL	DE	A	x (Sbase) p.u.	Límite en MW
1	90	101	0,01049815	123,10	21	167	71	0,01748494	112,10	41	113	114	0,00569448	54,98
2	89	90	0,01356361	123,10	22	50	47	0,01302247	147,96	42	160	166	0,2294671	175,20
3	87	89	0,00909139	123,10	23	50	47	0,01302247	147,96	43	130	166	0,1041437	113,50
4	76	88	0,02151315	109,71	24	96	92	0,00260792	262,93	44	84	101	0,0329462	115,45
5	111	109	0,00483091	164,93	25	93	96	0,00260792	262,93	45	84	97	0,02541201	112,10
6	111	109	0,00483091	164,93	26	94	96	0,00462326	126,00	46	29	15	0,09207545	80,07
7	81	86	0,03959682	99,50	27	14	27	0,3627209	67,28	47	15	30	0,04563684	80,07
8	127	86	0,02385373	140,31	28	31	14	0,242617	54,98	48	83	105	0,04451008	187,39
9	104	110	0,07036964	112,10	29	14	32	0,2811515	85,81	49	83	67	0,02128852	187,39
10	110	99	0,01743751	147,96	30	67	85	0,02002341	187,39	50	70	82	0,01483955	143,41
11	19	12	0,468046	54,98	31	101	85	0,04492214	187,39	51	10	11	0,06101612	88,92
12	33	12	0,04145683	80,07	32	44	49	0,1293544	113,50	52	11	1	0,1735214	113,50
13	188	192	0,00938851	342,00	33	138	137	0,1574267	113,50	53	11	1	0,1735214	113,50
14	13	17	0,09059803	80,07	34	126	138	0,07470053	113,50	54	24	16	0,02900231	80,07
15	13	31	0,0212628	80,07	35	62	178	0,01384944	353,00	55	24	16	0,02984687	80,07
16	149	147	0,03859973	353,00	36	63	178	0,0036794	332,00	56	16	29	0,04667987	80,07
17	147	152	0,05557646	353,00	37	63	178	0,0036794	332,00	57	153	11	0,3364506	111,15
18	99	109	0,07902745	164,93	38	178	63	0,0036794	332,00	58	153	11	0,349402	99,91
19	99	109	0,07902745	164,93	39	63	178	0,0036794	332,00	59	38	36	0,03830487	353,00
20	155	109	0,06079711	90,11	40	60	178	0,02973609	353,00	60	36	63	0,00883684	353,00

Tabla 3.8 Primera parte de parámetros de las líneas correspondiente al SNI

RAMAL	DE	A	x (Sbase) p.u.	Límite en MW	RAMAL	DE	A	x (Sbase) p.u.	Límite en MW	RAMAL	DE	A	x (Sbase) p.u.	Límite en MW
61	165	164	0,05433397	88,80	81	67	78	0,04121275	187,39	101	134	135	0,01264664	136,96
62	156	153	0,1141013	88,80	82	78	68	0,02281148	187,39	102	135	133	0,01703098	137,92
63	17	29	0,09678855	80,07	83	120	114	0,297803	54,98	103	117	171	0,0804873	54,98
64	132	137	0,2286992	113,50	84	53	52	0,01005117	96,45	104	171	117	0,08022667	55,57
65	132	137	0,2286992	113,50	85	9	10	0,119924	88,92	105	173	171	0,205034	155,36
66	137	131	0,1124752	113,50	86	74	163	0,02479209	112,10	106	12	21	0,03081591	85,81
67	137	131	0,1124752	113,50	87	95	96	0,00174841	211,80	107	5	9	0,07130624	110,00
68	105	79	0,00529733	187,39	88	95	96	0,00174841	211,80	108	162	108	0,1347387	113,06
69	70	79	0,00279907	187,39	89	105	107	0,1549364	112,10	109	5	7	0,1329736	88,92
70	121	180	0,01477202	423,07	90	102	107	0,139398	112,10	110	6	2	0,052661	113,50
71	121	180	0,01477202	423,07	91	65	77	0,00436993	134,33	111	6	2	0,052661	113,50
72	73	81	0,05697935	99,50	92	72	127	0,03049965	192,89	112	97	75	0,02942638	112,10
73	48	49	0,02956049	99,91	93	157	127	0,1207722	175,20	113	148	152	0,05631441	517,88
74	48	49	0,02956049	99,91	94	196	195	0,01543569	2511,47	114	148	152	0,05631441	517,88
75	96	52	0,1020542	72,00	95	196	195	0,01543569	2511,47	115	179	38	0,02306632	517,88
76	52	96	0,1020542	72,00	96	65	127	0,00919753	140,31	116	61	38	0,03579811	493,18
77	61	60	0,00431001	584,01	97	66	65	0,04204588	140,31	117	3	4	0,1061914	199,20
78	61	64	0,00431001	493,98	98	127	80	0,02291037	140,31	118	4	3	0,1061914	199,20
79	130	136	0,1574815	113,50	99	194	196	0,02164926	1887,93	119	38	63	0,0470881	353,00
80	128	136	0,3881868	113,50	100	97	127	0,06481788	192,89	120	2	4	0,282614	113,50

Tabla 3.9 Segunda parte de parámetros de las líneas correspondiente al SNI

RAMAL	DE	A	x (Sbase) p.u.	Límite en MW	RAMAL	DE	A	x (Sbase) p.u.	Límite en MW	RAMAL	DE	A	x (Sbase) p.u.	Límite en MW
121	2	4	0,282614	113,50	141	45	46	0,03878395	125,97	161	124	121	0,04309325	332,00
122	38	186	0,07117822	572,06	142	45	46	0,03878395	125,97	162	70	67	0,04341786	187,39
123	38	186	0,07117822	572,06	143	91	46	0,04312722	125,97	163	129	132	0,01952321	109,95
124	41	38	0,1060412	341,80	144	91	46	0,04312722	125,97	164	168	161	0,00626942	113,50
125	63	39	0,1683645	341,80	145	180	184	0,0609346	423,07	165	158	103	0,154414	113,06
126	63	39	0,1683645	341,80	146	180	184	0,0609346	423,07	166	69	157	0,169081	175,20
127	39	41	0,01317391	353,00	147	107	159	0,07610271	112,10	167	149	178	0,1297827	353,00
128	39	41	0,01317391	353,00	148	107	159	0,06491312	152,97	168	149	178	0,1297827	353,00
129	33	24	0,04145683	80,07	149	121	184	0,07334594	419,49	169	149	152	0,09381879	353,00
130	133	129	0,06833123	136,96	150	121	184	0,07334594	419,49	170	150	149	0,1014673	331,84
131	133	129	0,06763241	175,20	151	29	28	0,03096075	85,81	171	150	149	0,1014673	331,84
132	106	104	0,1051509	147,96	152	28	30	0,1312371	80,07	172	190	122	0,1273625	342,00
133	101	106	0,1420584	112,10	153	35	28	0,02591706	85,81	173	122	125	0,03977643	342,00
134	97	74	0,01826785	112,10	154	158	100	0,01120747	113,06	174	117	120	0,1197248	54,98
135	19	25	0,2975094	85,81	155	167	105	0,03131632	112,10	175	91	42	0,02714188	125,97
136	64	62	0,01721798	353,00	156	105	163	0,02818469	112,10	176	91	42	0,02714188	125,97
137	97	72	0,03116056	192,89	157	151	121	0,02385095	572,06	177	166	128	0,114558	113,50
138	97	71	0,02171265	112,10	158	151	121	0,02385095	572,06	178	152	181	0,1425766	332,00
139	49	46	0,06480782	113,06	159	105	102	0,01534657	112,10	179	152	181	0,1425766	332,00
140	49	46	0,06480782	113,06	160	124	121	0,04309325	332,00	180	49	43	0,2099302	113,06

Tabla 3.10 Tercera parte de parámetros de las líneas correspondiente al SNI

RAMAL	DE	A	x (Sbase) p.u.	Límite en MW	RAMAL	DE	A	x (Sbase) p.u.	Límite en MW	RAMAL	DE	A	x (Sbase) p.u.	Límite en MW
181	49	43	0,0889246	113,06	201	75	101	0,01750362	112,10	221	155	103	0,06053277	90,11
182	123	125	0,03949643	365,71	202	73	101	0,01989273	152,97	222	154	155	0,01004253	112,34
183	123	125	0,03949643	365,71	203	68	101	0,00092862	187,39	223	190	125	0,1671575	342,00
184	185	150	0,03219471	332,00	204	125	124	0,1021219	342,00	224	152	192	0,01669719	342,00
185	185	150	0,03219471	332,00	205	125	124	0,1021219	342,00	225	152	192	0,01669719	342,00
186	37	186	0,01461696	572,06	206	192	124	0,05612113	342,00	226	38	193	0,02986087	341,80
187	37	186	0,01461696	572,06	207	192	124	0,05612113	342,00	227	159	98	0,1788414	112,10
188	186	182	0,0395535	332,00	208	76	101	0,03936359	109,71	228	19	33	0,4547405	54,98
189	186	182	0,0395535	332,00	209	69	66	0,03623165	175,20	229	25	33	0,08519743	85,81
190	35	32	0,06793644	85,81	210	177	190	0,1030231	332,00	230	21	34	0,03067107	85,81
191	34	32	0,06876285	85,81	211	177	190	0,1030231	332,00	231	164	153	0,097247	228,74
192	40	41	0,04865785	331,84	212	179	190	0,07723507	493,18	232	164	153	0,097247	228,74
193	190	189	0,02217374	723,44	213	61	190	0,08861969	493,18	233	8	153	0,05014167	111,15
194	190	189	0,02217374	723,44	214	39	190	0,03710487	342,00	234	8	153	0,05207183	99,91
195	197	195	0,00107577	2511,47	215	39	190	0,03710487	342,00	235	193	41	0,07618035	341,80
196	197	195	0,00107577	2511,47	216	100	162	0,2194173	113,06	236	26	27	0,2072691	67,28
197	187	183	0,05470014	517,88	217	161	158	0,0546693	113,50	237	26	27	0,2072691	67,28
198	187	183	0,05470014	517,88	218	198	194	0,02886568	1887,93	238	109	112	0,06793973	33,30
199	124	151	0,01983589	572,06	219	125	191	0,00856749	517,88	239	50	51	0,07897828	225,00
200	124	151	0,01983589	572,06	220	125	191	0,00856749	517,88	240	138	139	0,04325022	100,00

Tabla 3.11 Cuarta parte de parámetros de las líneas correspondiente al SNI

RAMAL	DE	A	x (Sbase) p.u.	Límite en MW	RAMAL	DE	A	x (Sbase) p.u.	Límite en MW	RAMAL	DE	A	x (Sbase) p.u.	Límite en MW
241	198	178	0,1169	450,00	261	6	22	0,07139644	100,00	281	44	57	0,07544266	33,33
242	198	178	0,1169	450,00	262	37	22	0,1149972	165,00	282	44	57	0,06597663	66,70
243	11	16	0,06899727	150,00	263	134	141	0,1208956	100,00	283	103	118	0,0743459	33,30
244	36	18	0,09719429	167,00	264	38	23	0,07439411	167,00	284	131	144	0,08559266	168,00
245	179	169	0,1338708	225,00	265	38	4	0,1122828	225,00	285	149	131	0,07339709	167,00
246	61	47	0,1113981	225,00	266	39	1	0,07339811	375,00	286	130	145	0,06415725	66,70
247	136	140	0,09376115	75,00	267	39	1	0,07339811	375,00	287	122	119	0,167296	100,00
248	136	140	0,0936673	75,00	268	133	142	0,1167	100,00	288	122	119	0,1672992	225,00
249	181	136	0,07359705	167,00	269	62	54	0,1338827	225,00	289	91	96	0,08149785	150,00
250	108	114	0,06597663	66,70	270	46	55	0,07699831	224,00	290	91	96	0,08149785	150,00
251	107	116	0,1179703	66,66	271	46	55	0,06835065	224,00	291	128	146	0,07359702	166,00
252	107	115	0,1164632	66,66	272	63	46	0,07159924	375,00	292	128	146	0,0789941	100,00
253	196	151	0,1169	600,00	273	63	46	0,07309809	375,00	293	152	128	0,07359705	167,00
254	196	151	0,1169	600,00	274	160	172	0,08107464	66,70	294	152	128	0,07359705	167,00
255	196	151	0,1169	600,00	275	184	159	0,1182962	225,00	295	43	58	0,07306299	66,00
256	151	127	0,1156965	300,00	276	45	56	0,09219754	150,00	296	43	58	0,07016677	66,00
257	151	127	0,1176639	300,00	277	121	105	0,1180857	300,00	297	150	174	0,07439411	167,00
258	183	171	0,1143858	165,50	278	121	105	0,1180857	300,00	298	150	129	0,1117987	225,00
259	8	20	0,07335257	66,70	279	132	143	0,09376115	75,00	299	186	2	0,07159788	225,00
260	6	22	0,07139644	100,00	280	132	143	0,09376115	75,00	300	40	32	0,1143858	165,50

Tabla 3.12 Quinta parte de parámetros de las líneas correspondiente al SIN

RAMAL	DE	A	x (Sbase) p.u.	Límite en MW
301	195	187	0,1169	450,00
302	194	191	0,1169	450,00
303	124	101	0,07149895	375,00
304	124	101	0,07389805	375,00
305	180	170	0,07439411	167,00
306	125	99	0,08546911	112,00
307	42	59	0,07809751	150,00
308	64	42	0,1176622	225,00
309	193	175	0,07439411	167,00
310	153	176	0,07335156	66,00
311	48	52	0,1352626	90,00
312	37	200	0,05026	332,00
313	184	199	0,13245	419,48
314	184	199	0,13245	419,48
315	184	199	0,13502	423,07
316	184	199	0,13502	423,07

Tabla 3.13 Sexta parte de parámetros de las líneas correspondientes al SNI

3.7.2 Datos de salida del sistema

Como datos de salida, se tiene los resultados de las potencias en las líneas de transmisión del SNI mediante el cálculo del flujo de carga DC en estado estacionario del sistema, bajo las condiciones preestablecidas de generación, carga y topología de la red, de esta manera se conoce el estado en operación normal. Tomando estos valores como flujos iniciales, y mediante el cálculo de los factores de sensibilidad para el análisis de contingencias, estas son variables de salida utilizadas para conocer el estado de la red post contingencia. Se había mencionado en el análisis del sistema de prueba se requiere conocer como variable de salida la potencia activa de las líneas, y el efecto que tiene luego de una salida de un elemento, en nuestro caso son líneas de transmisión del sistema, así cuando existe una variación en transferencia de potencia entre barras, cómo reacciona las potencias activas de las líneas que pertenecen al sistema, ya que, dependiendo de la interrupción, tendrán una afectación distintas entre unas con respecto a las otras.

3.7.3 Procedimiento para el análisis de datos del SNI

En la Figura 3.6 se muestra el diagrama de flujo para la obtención de datos del sistema, para su análisis de contingencia mediante factores de distribución.

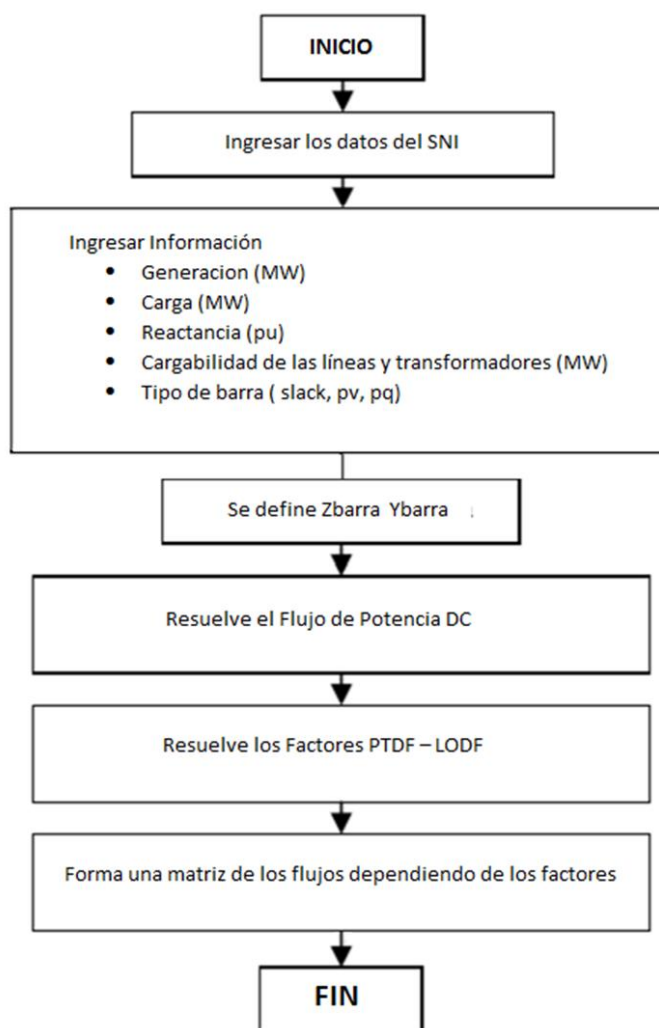


Figura 3.6 Diagrama de flujo para el análisis de contingencias en el SIN mediante programación en Matlab

Al trabajar con la herramienta Matpower de Matlab, la secuencia que se sigue es la siguiente: el ingreso de datos de la red eléctrica ecuatoriana reducida, con el número de barras, líneas que representan el esquema de red, donde se tienen valores de generación y cargas de barras, el tipo de barra, parámetros eléctricos, como son las reactancias de líneas para obtener el flujo de cargas en corriente continua posteriormente con estos parámetros se resuelve los factores PTDF y LODF para obtener el flujo post contingencia en cada una de las líneas del sistema.

Capítulo 4. Resultados

Capítulo 4. Resultados

4.1	Introducción.....	105
4.2	Análisis de Resultados para el caso de prueba.....	105
4.2.1	Flujo DC para el caso de prueba	105
4.2.2	Resultados para las matrices de factores PTDF	106
4.2.3	Cálculo de flujos en las líneas luego post contingencia	110
4.2.4	Resultados para las matrices de factores LODF.....	112
4.2.5	Resultados de cargabilidades de todas las líneas del sistema de prueba	116

4.1 Introducción.

Para este capítulo, se presentan los resultados obtenidos del análisis de contingencias mediante factores de sensibilidad, cuya base teórica se detalló en el capítulo dos, y cuya formulación metodológica se compartió en el capítulo tres. Este capítulo se compone de las siguientes secciones.

En la Sección 4.2 se expone como primeros resultados correspondiente al caso base de estudio, que fue el sistema de 14 barras de la IEEE, en la Sección 4.2.1 se calcula los flujos de potencia en DC, en el cual se logró determinar las variables de salida como potencia activa en todas las barras, ángulos de estas, y potencia en MW en las líneas de transmisión de la red eléctrica. En la Sección 4.2.1 se presenta las matrices de los factores de sensibilidad, una vez obtenidos dichos valores en la Sección 4.2.3 se describe las simulaciones después del estado de contingencia, para realizar un análisis en el cual se presenta las sobrecargas que obtuvieron dichas líneas cuyo análisis e interpretación se analiza en esta parte del capítulo.

En la Sección 4.3 se presenta resultados correspondientes a la simulación del Sistema Nacional Interconectado, en el cual se interpreta los resultados obtenidos.

4.2 Análisis de Resultados para el caso de prueba

4.2.1 Flujo DC para el caso de prueba

En esta sección se presentan los resultados que se obtuvieron luego de las simulaciones de manera que se pudo conseguir la información del Flujo DC en operación normal para el sistema de prueba.

Una vez realizadas las simulaciones se obtiene los valores de potencia activa que fluye por las líneas de transmisión de la red mediante el flujo DC, en la base de datos del sistema se tiene la capacidad máxima en MW de dichas líneas, para tener las respectivas cargabilidades.

Los resultados de la corrida del flujo DC se muestran en la Tabla 4.1. Se tiene una condición segura de operación.

Líneas			X(p.u.)	Flujo MAX(MW)	Límite en MW	%Cargabilidad
1	2	1 - 2	0,11834	73,94	100	73,94%
1	2	1 - 2	0,11834	73,94	100	73,94%
1	5	1 - 5	0,22304	71,12	100	71,12%
2	3	2 - 3	0,19797	70,05	100	70,05%
2	4	2 - 4	0,17632	55,23	100	55,23%
2	5	2 - 5	0,17388	40,90	100	40,90%
3	4	3 - 4	0,17103	-24,15	100	24,15%
4	5	4 - 5	0,04211	-62,34	100	62,34%
4	7	4 - 7	0,20912	28,99	100	28,99%
4	9	4 - 9	0,55618	16,63	100	16,63%
5	6	5 - 6	0,25202	42,08	100	42,08%
6	11	6 - 11	0,1989	6,30	100	6,30%
6	12	6 - 12	0,25581	7,55	100	7,55%
6	13	6 - 13	0,13027	17,03	100	17,03%
7	8	7 - 8	0,17615	0,00	100	0,00%
7	9	7 - 9	0,11001	28,99	100	28,99%
9	10	9 - 10	0,0845	6,20	100	6,20%
9	14	9 - 14	0,27038	9,92	100	9,92%
10	11	10 - 11	0,19207	-2,80	100	2,80%
12	13	12 - 13	0,19988	1,45	100	1,45%
13	14	13 - 14	0,34802	4,98	100	4,98%

Tabla 4.1 Flujos de potencia en DC para el sistema de potencia sin falla

Analizando los valores de la Tabla 4.1, en operación normal, no existen violaciones en las líneas del sistema, por sobrecargas, esto es de importancia para luego comparar el efecto que tienen las contingencias para el sistema, en nuestro caso se las realiza mediante los factores de distribución.

4.2.2 Resultados para las matrices de factores PTDF

La Tabla 4.2 y Tabla 4.3 muestra la primera parte y segunda parte de los resultados obtenidos, para la matriz de los factores PTDF. Se representan la sensibilidad del flujo de las líneas para distintas transacciones entre las barras del sistema, ante un cambio de transferencia de potencia respectivo

Los factores de distribución, PTDFS, que fueron calculados tienen valores positivos y negativos, y se puede comentar lo siguiente: Cuando el PTDF es positivo, quiere decir que el flujo de potencia en la línea correspondiente está disminuyendo, en el caso de la transacción de potencia establecida. En cambio, si el PTDF es negativo, es debido a que el flujo de potencia en la línea correspondiente está aumentando, si se tiene un valor de 0, significa que no existe ninguna transferencia de potencia, y no se vería afectada, cuando exista transferencia de potencia en las barras del sistema

Línea	PTDF(PU) PARA DIFERENTES TRNSACCIONES DE POTENCIA										
	1 - 2	1 - 2	1 - 5	2 - 3	2 - 4	2 - 5	3 - 4	4 - 5	4 - 7	4 - 9	5 - 6
1 - 2	0,4190	0,4190	0,3053	-0,0457	-0,0853	-0,1137	-0,0395	-0,0285	-0,0051	-0,0078	0,0097
1 - 2	0,4190	0,4190	0,3053	-0,0457	-0,0853	-0,1137	-0,0395	-0,0285	-0,0051	-0,0078	0,0097
1 - 5	0,1620	0,1620	0,3894	0,0915	0,1705	0,2275	0,0790	0,0569	0,0102	0,0156	-0,0194
2 - 3	-0,0273	-0,0273	0,1031	0,5594	0,1787	0,1304	-0,3807	-0,0483	-0,0087	-0,0132	0,0164
2 - 4	-0,0572	-0,0572	0,2157	0,2007	0,3740	0,2729	0,1734	-0,1011	-0,0181	-0,0277	0,0344
2 - 5	-0,0774	-0,0774	0,2918	0,1485	0,2768	0,3692	0,1283	0,0924	0,0166	0,0253	-0,0314
3 - 4	-0,0273	-0,0273	0,1031	-0,4406	0,1787	0,1304	0,6193	-0,0483	-0,0087	-0,0132	0,0164
4 - 5	-0,0800	-0,0800	0,3016	-0,2271	-0,4232	0,3817	-0,1962	0,8049	0,1443	0,2202	-0,2737
4 - 7	-0,0029	-0,0029	0,0109	-0,0082	-0,0153	0,0138	-0,0071	0,0291	0,6524	0,4695	0,2062
4 - 9	-0,0017	-0,0017	0,0062	-0,0047	-0,0088	0,0079	-0,0041	0,0167	0,1765	0,2694	0,1183
5 - 6	0,0045	0,0045	-0,0171	0,0129	0,0240	-0,0217	0,0111	-0,0457	0,1711	0,2611	0,6755
6 - 11	0,0027	0,0027	-0,0103	0,0078	0,0145	-0,0131	0,0067	-0,0275	0,1030	0,1572	-0,1954
6 - 12	0,0004	0,0004	-0,0015	0,0011	0,0021	-0,0019	0,0010	-0,0040	0,0151	0,0231	-0,0287
6 - 13	0,0014	0,0014	-0,0053	0,0040	0,0074	-0,0067	0,0034	-0,0141	0,0529	0,0808	-0,1004
7 - 8	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0111
7 - 9	-0,0029	-0,0029	0,0109	-0,0082	-0,0153	0,0138	-0,0071	0,0291	-0,3476	0,4695	0,2062
9 - 10	-0,0027	-0,0027	0,0103	-0,0078	-0,0145	0,0131	-0,0067	0,0275	-0,1030	-0,1572	0,1954
9 - 14	-0,0018	-0,0018	0,0068	-0,0051	-0,0096	0,0086	-0,0044	0,0182	-0,0681	-0,1039	0,1291
10 - 11	-0,0027	-0,0027	0,0103	-0,0078	-0,0145	0,0131	-0,0067	0,0275	-0,1030	-0,1572	0,1954
12 - 13	0,0004	0,0004	-0,0015	0,0011	0,0021	-0,0019	0,0010	-0,0040	0,0151	0,0231	-0,0287
13 - 14	0,0018	0,0018	-0,0068	0,0051	0,0096	-0,0086	0,0044	-0,0182	0,0681	0,1039	-0,1291

Tabla 4.2 Resultados de la primera parte de los PTDF para diferentes transacciones en las líneas.

Línea Monitoreada	PTDF(PU) PARA DIFERENTES TRNSACCIONES DE POTENCIA									
	6 - 11	6 - 12	6 - 13	7 - 8	7 - 9	9 - 10	9 - 14	10 - 11	12 - 13	13 - 14
1 - 2	0,0046	0,0009	0,0015	0,0000	-0,0027	-0,0020	-0,0041	-0,0044	0,0007	0,0053
1 - 2	0,0046	0,0009	0,0015	0,0000	-0,0027	-0,0020	-0,0041	-0,0044	0,0007	0,0053
1 - 5	-0,0092	-0,0017	-0,0031	0,0000	0,0054	0,0039	0,0083	0,0089	-0,0014	-0,0106
2 - 3	0,0078	0,0015	0,0026	0,0000	-0,0046	-0,0033	-0,0070	-0,0075	0,0012	0,0090
2 - 4	0,0163	0,0031	0,0055	-0,0111	-0,0095	-0,0069	-0,0147	-0,0158	0,0024	0,0189
2 - 5	-0,0149	-0,0028	-0,0050	0,0000	0,0087	0,0063	0,0134	0,0144	-0,0022	-0,0173
3 - 4	0,0078	0,0015	0,0026	0,0000	-0,0046	-0,0033	-0,0070	-0,0075	0,0012	0,0090
4 - 5	-0,1301	-0,0246	-0,0438	0,0444	0,0759	0,0553	0,1168	0,1256	-0,0192	-0,1504
4 - 7	0,0980	0,0185	0,0330	0,0222	-0,1829	-0,0416	-0,0880	-0,0946	0,0145	0,1133
4 - 9	0,0562	0,0106	0,0189	0,0028	0,0929	-0,0239	-0,0505	-0,0543	0,0083	0,0650
5 - 6	-0,1542	-0,0291	-0,0519	0,0000	0,0900	0,0655	0,1385	0,1489	-0,0228	-0,1783
6 - 11	0,7407	0,0300	0,0535	0,0111	0,0542	0,1102	-0,1428	0,2504	0,0235	0,1838
6 - 12	0,0234	0,5503	0,1989	0,0000	0,0080	-0,0099	0,0625	-0,0226	-0,3514	-0,0805
6 - 13	0,0817	0,3905	0,6957	0,0000	0,0278	-0,0347	0,2188	-0,0789	0,3052	-0,2816
7 - 8	0,0000	-0,0111	-0,0111	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0111	0,0000	0,0000
7 - 9	0,0980	0,0185	0,0330	0,0000	0,8171	-0,0416	-0,0880	-0,0946	0,0145	0,1133
9 - 10	0,2593	-0,0300	-0,0535	0,0000	-0,0542	0,8898	0,1428	-0,2504	-0,0235	-0,1838
9 - 14	-0,1051	0,0592	0,1054	0,0000	-0,0358	0,0446	0,7187	0,1015	0,0462	0,3621
10 - 11	0,2593	-0,0300	-0,0535	0,0222	-0,0542	-0,1102	0,1428	0,7496	-0,0235	-0,1838
12 - 13	0,0234	-0,4497	0,1989	0,0000	0,0080	-0,0099	0,0625	-0,0226	0,6486	-0,0805
13 - 14	0,1051	-0,0592	-0,1054	0,0000	0,0358	-0,0446	0,2813	-0,1015	-0,0462	0,6379

Tabla 4.3 Resultados de la segunda parte de los PTDF para diferentes transacciones en las líneas

4.2.3 Cálculo de flujos en las líneas luego post contingencia

En la Tabla 4.4, se tiene los valores en porcentaje de las sobrecargas en las líneas, tomando en consideración Ecuación (3. 28), con una transferencia de potencia de 70 MW.

Se eligió la transferencia de potencia de 70 MW para poder notar la existencia de sobrecargas en las líneas monitoreadas cuando existe transferencia de potencia entre dos barras del sistema. Si el valor de la transferencia es baja, menor que 70 MW, las líneas no logran saturarse, y siguen trabajando en operación normal.

Línea Monitoreada	PTDF (%)																				
	1 - 2a	1 - 2b	1 - 5	2 - 3	2 - 4	2 - 5	3 - 4	4 - 5	4 - 7	4 - 9	5 - 6	6 - 11	6 - 12	6 - 13	7 - 8	7 - 9	9 - 10	9 - 14	10 - 11	12 - 13	13 - 14
1 - 2a	103,27%	103,27%	95,31%	70,74%	67,97%	65,98%	71,17%	71,95%	73,58%	73,39%	74,62%	74,26%	74,00%	74,05%	73,94%	73,75%	73,80%	73,65%	73,63%	73,99%	74,31%
1 - 2b	103,27%	103,27%	95,31%	70,74%	67,97%	65,98%	71,17%	71,95%	73,58%	73,39%	74,62%	74,26%	74,00%	74,05%	73,94%	73,75%	73,80%	73,65%	73,63%	73,99%	74,31%
1 - 5	82,46%	82,46%	98,38%	77,52%	83,06%	87,04%	76,65%	75,11%	71,83%	72,21%	69,76%	70,48%	71,00%	70,90%	71,12%	71,50%	71,39%	71,70%	71,74%	71,02%	70,37%
2 - 3	68,14%	68,14%	77,27%	109,21%	82,56%	79,18%	43,40%	66,67%	69,44%	69,13%	71,20%	70,60%	70,15%	70,23%	70,05%	69,73%	69,82%	69,56%	69,52%	70,13%	70,68%
2 - 4	51,22%	51,22%	70,33%	69,27%	81,41%	74,33%	67,36%	48,15%	53,96%	53,29%	57,63%	56,37%	55,44%	55,61%	54,45%	54,56%	54,74%	54,20%	54,12%	55,40%	56,55%
2 - 5	35,49%	35,49%	61,33%	51,30%	60,28%	66,75%	49,88%	47,37%	42,06%	42,67%	38,70%	39,86%	40,71%	40,55%	40,90%	41,51%	41,35%	41,84%	41,91%	40,75%	39,70%
3 - 4	-26,06%	-26,06%	16,93%	-54,99%	11,64%	15,02%	19,20%	27,53%	24,76%	25,07%	23,00%	23,60%	24,05%	23,97%	24,15%	24,47%	24,38%	24,64%	24,68%	24,07%	23,52%
4 - 5	-67,94%	-67,94%	41,23%	78,23%	91,97%	35,62%	76,07%	6,00%	52,24%	46,92%	81,50%	71,45%	64,06%	65,40%	59,23%	57,03%	58,47%	54,16%	53,55%	63,68%	72,87%
4 - 7	28,78%	28,78%	29,75%	28,41%	27,92%	29,95%	28,49%	31,02%	74,65%	61,85%	43,42%	35,84%	30,28%	31,29%	30,54%	16,18%	26,07%	22,82%	22,36%	30,00%	36,91%
4 - 9	16,52%	16,52%	17,07%	16,30%	16,02%	17,18%	16,35%	17,80%	28,99%	35,49%	24,91%	20,57%	17,37%	17,96%	16,83%	23,13%	14,96%	13,10%	12,83%	17,21%	21,18%
5 - 6	42,40%	42,40%	40,88%	42,99%	43,77%	40,57%	42,86%	38,88%	54,06%	60,36%	89,37%	31,29%	40,04%	38,45%	42,08%	48,38%	46,67%	51,78%	52,51%	40,49%	29,60%
6 - 11	6,50%	6,50%	5,58%	6,85%	7,32%	5,39%	6,77%	4,38%	13,52%	17,31%	-7,37%	58,15%	8,41%	10,05%	7,08%	10,10%	14,02%	-3,69%	23,83%	7,95%	19,17%
6 - 12	7,57%	7,57%	7,44%	7,63%	7,69%	7,41%	7,61%	7,26%	8,60%	9,16%	5,54%	9,18%	46,06%	21,47%	7,55%	8,10%	6,85%	11,92%	5,97%	17,05%	1,91%
6 - 13	17,13%	17,13%	16,66%	17,31%	17,55%	16,56%	17,28%	16,04%	20,74%	22,69%	10,01%	22,75%	44,37%	65,73%	17,03%	18,98%	14,60%	32,35%	11,51%	38,39%	-2,68%
7 - 8	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,78%	0,00%	-0,78%	-0,78%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,78%	0,00%	0,00%
7 - 9	28,78%	28,78%	29,75%	28,41%	27,92%	29,95%	28,49%	31,02%	4,65%	61,85%	43,42%	35,84%	30,28%	31,29%	28,99%	86,18%	26,07%	22,82%	22,36%	30,00%	36,91%
9 - 10	6,00%	6,00%	6,92%	5,65%	5,18%	7,11%	5,73%	8,12%	-1,02%	-4,81%	19,87%	24,35%	4,09%	2,45%	6,20%	2,40%	68,48%	16,19%	11,33%	4,55%	-6,67%
9 - 14	9,79%	9,79%	10,40%	9,56%	9,25%	10,53%	9,61%	11,19%	5,16%	2,65%	18,96%	2,57%	14,06%	17,30%	9,92%	7,41%	13,05%	60,23%	17,02%	13,16%	35,27%
10 - 11	-3,00%	-3,00%	-2,08%	-3,35%	-3,82%	-1,89%	-3,27%	0,88%	10,02%	13,81%	10,87%	15,35%	-4,91%	-6,55%	-1,25%	-6,60%	10,52%	7,19%	49,67%	-4,45%	15,67%
12 - 13	1,47%	1,47%	1,34%	1,53%	1,59%	1,31%	1,51%	1,16%	2,50%	3,06%	-0,56%	3,08%	30,04%	15,37%	1,45%	2,00%	0,75%	5,82%	-0,13%	46,85%	-4,19%
13 - 14	5,11%	5,11%	4,50%	5,34%	5,65%	4,37%	5,29%	3,71%	9,74%	12,25%	-4,06%	12,33%	0,84%	-2,40%	4,98%	7,49%	1,85%	24,67%	-2,12%	1,74%	49,63%

Tabla 4.4 . Resultados de los porcentajes de afectación, del factor PTDF, en las líneas para diferentes transacciones de potencia entre dos barras.

Analizando los valores mostrados en la Tabla 4.4, se tiene líneas que se sobrecargan al límite de su capacidad, es decir mayor al 100%, en el caso de transferencia de potencia de 1-2 a, igual que 1-2b, las líneas que se congestionan son 1-2 a, 1-2 b, ambas con 103.27%, es decir existe dos líneas sobrecargadas para ambos casos, siendo los escenarios más críticos, en el otro caso de transferencia de potencia de 2-3, únicamente existe una línea que se sobrecarga es la 2-3, con 109.21% de cargabilidad.

4.2.4 Resultados para las matrices de factores LODF

La Tabla 4.5 muestra la primera parte de los resultados obtenidos, para la matriz de los factores LODF. Se representan la sensibilidad del flujo de las líneas del sistema, ante la salida de una línea en este sistema.

La Tabla 4.6 muestra la segunda parte de los resultados obtenidos, para la matriz de los factores LODF. Se representan la sensibilidad del flujo de las líneas del sistema, ante la salida de una línea en este sistema.

Línea Monitoreada	SALIDA DE LÍNEAS											
	1 - 2	1 - 2	1 - 5	2 - 3	2 - 4	2 - 5	3 - 4	4 - 5	4 - 7	4 - 9	5 - 6	6 - 11
1 - 2	0,000	0,721	0,500	-0,104	-0,136	-0,180	-0,104	-0,146	-0,015	-0,011	0,030	0,018
1 - 2	0,721	0,000	0,500	-0,104	-0,136	-0,180	-0,104	-0,146	-0,015	-0,011	0,030	0,018
1 - 5	0,279	0,279	0,000	0,208	0,272	0,361	0,208	0,292	0,029	0,021	-0,060	-0,035
2 - 3	-0,047	-0,047	0,169	0,000	0,285	0,207	-1,000	-0,248	-0,025	-0,018	0,051	0,030
2 - 4	-0,098	-0,098	0,353	0,455	0,000	0,433	0,455	-0,518	-0,052	-0,038	0,106	0,063
2 - 5	-0,133	-0,133	0,478	0,337	0,442	0,000	0,337	0,474	0,048	0,035	-0,097	-0,058
3 - 4	-0,047	-0,047	0,169	-1,000	0,285	0,207	0,000	-0,248	-0,025	0,018	0,051	0,030
4 - 5	-0,138	-0,138	0,494	-0,515	-0,676	0,605	-0,515	0,000	0,415	0,301	-0,843	-0,502
4 - 7	-0,005	-0,005	0,018	-0,019	-0,024	0,022	-0,019	0,149	0,000	0,643	0,635	0,378
4 - 9	-0,003	-0,003	0,010	-0,011	-0,014	0,013	-0,011	0,085	0,508	0,000	0,365	0,217
5 - 6	0,008	0,008	-0,028	0,029	0,038	-0,034	0,029	-0,234	0,492	0,357	0,000	-0,595
6 - 11	0,005	0,005	-0,017	0,018	0,023	-0,021	0,018	-0,141	0,296	0,215	-0,602	0,000
6 - 12	0,001	0,001	-0,002	0,003	0,003	-0,003	0,003	-0,021	0,044	0,032	-0,088	0,090
6 - 13	0,002	0,002	-0,009	0,009	0,012	-0,011	0,009	-0,073	0,152	0,111	-0,309	0,315
7 - 8	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
7 - 9	-0,005	-0,005	0,018	-0,019	-0,024	0,022	-0,019	0,149	-1,000	0,643	0,635	0,378
9 - 10	-0,005	-0,005	0,017	-0,018	-0,023	0,021	-0,018	0,141	-0,296	-0,215	0,602	1,000
9 - 14	-0,003	-0,003	0,011	-0,012	-0,015	0,014	-0,012	0,093	-0,196	-0,142	0,398	-0,405
10 - 11	-0,005	-0,005	0,017	-0,018	-0,023	0,021	-0,018	0,141	-0,296	-0,215	0,602	1,000
12 - 13	0,001	0,001	-0,002	0,003	0,003	-0,003	0,003	-0,021	0,044	0,032	-0,088	0,090
13 - 14	0,003	0,003	-0,011	0,012	0,015	-0,014	0,012	-0,093	0,196	0,142	-0,398	0,405

Tabla 4.5 Resultados de la primera parte de los LODF para diferentes salidas de líneas del sistema

Línea Monitoreada	SALIDA DE LÍNEAS								
	6 - 12	6 - 13	7 - 8	7 - 9	9 - 10	9 - 14	10 - 11	12 - 13	13 - 14
1 - 2	0,002	0,005	0,000	-0,015	-0,018	-0,015	-0,018	0,002	0,015
1 - 2	0,002	0,005	0,000	-0,015	-0,018	-0,015	-0,018	0,002	0,015
1 - 5	-0,004	-0,010	0,000	0,029	0,035	0,029	0,035	-0,004	-0,029
2 - 3	0,003	0,009	0,000	-0,025	-0,030	-0,025	-0,030	0,003	0,025
2 - 4	0,007	0,018	-0,500	-0,052	-0,063	-0,052	-0,063	0,007	0,052
2 - 5	-0,006	-0,017	0,000	0,048	0,058	0,048	0,058	-0,006	-0,048
3 - 4	0,003	0,009	-0,515	-0,025	-0,030	-0,025	-0,030	0,003	0,025
4 - 5	-0,055	-0,144	2,092	0,415	0,502	0,415	0,502	-0,055	-0,415
4 - 7	0,041	0,108	0,421	-1,000	-0,378	-0,313	-0,378	0,041	0,313
4 - 9	0,024	0,062	-0,158	0,508	-0,217	-0,179	-0,217	0,024	0,179
5 - 6	-0,065	-0,171	-0,699	0,492	0,595	0,492	0,595	-0,065	-0,492
6 - 11	0,067	0,176	1,771	0,296	1,000	-0,508	1,000	0,067	0,508
6 - 12	0,000	0,654	0,000	0,044	-0,090	0,222	-0,090	-1,000	-0,222
6 - 13	0,868	0,000	1,352	0,152	-0,315	0,778	-0,315	0,868	-0,778
7 - 8	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
7 - 9	0,041	0,108	-1,601	0,000	-0,378	-0,313	-0,378	0,041	0,313
9 - 10	-0,067	-0,176	0,000	-0,296	0,000	0,508	-1,000	-0,067	-0,508
9 - 14	0,132	0,346	0,651	-0,196	0,405	0,000	0,405	0,132	1,000
10 - 11	-0,067	-0,176	1,834	-0,296	-1,000	0,508	0,000	-0,067	-0,508
12 - 13	-1,000	0,654	0,881	0,044	-0,090	0,222	-0,090	0,000	-0,222
13 - 14	-0,132	-0,346	0,000	0,196	-0,405	1,000	-0,405	-0,132	0,000

Tabla 4.6 Resultados de la segunda parte de los LODF para diferentes salidas de líneas del sistema

SALIDA DE LINEAS																					
Línea Monitoreada	1 - 2a	1 - 2b	1 - 5	2 - 3	2 - 4	2 - 5	3 - 4	4 - 5	4 - 7	4 - 9	5 - 6	6 - 11	6 - 12	6 - 13	7 - 8	7 - 9	9 - 10	9 - 14	10 - 11	12 - 13	13 - 14
1 - 2a	0,00%	127,27%	109,50%	66,67%	66,42%	66,57%	76,45%	83,04%	73,51%	73,76%	75,20%	74,05%	73,95%	74,03%	73,94%	73,51%	73,83%	73,79%	73,99%	73,94%	74,01%
1 - 2b	127,27%	0,00%	109,50%	66,67%	66,42%	66,57%	76,45%	83,04%	73,51%	73,76%	75,20%	74,05%	73,95%	74,03%	73,94%	73,51%	73,83%	73,79%	73,99%	73,94%	74,01%
1 - 5	91,73%	91,73%	0,00%	85,66%	86,16%	85,87%	66,11%	52,92%	71,97%	71,47%	68,61%	70,90%	71,09%	70,95%	71,12%	71,97%	71,34%	71,41%	71,02%	71,11%	70,97%
2 - 3	66,57%	66,57%	82,06%	0,00%	85,82%	78,51%	94,20%	85,48%	69,33%	69,75%	72,18%	70,24%	70,07%	70,20%	70,05%	69,33%	69,86%	69,80%	70,13%	70,05%	70,17%
2 - 4	47,94%	47,94%	80,35%	87,13%	0,00%	72,92%	44,23%	87,52%	53,72%	54,60%	59,68%	55,62%	55,28%	55,53%	55,23%	53,72%	54,84%	54,71%	55,40%	55,24%	55,49%
2 - 5	31,05%	31,05%	74,89%	64,51%	65,32%	0,00%	32,77%	11,37%	42,29%	41,48%	36,83%	40,54%	40,86%	40,62%	40,90%	42,29%	41,26%	41,38%	40,74%	40,89%	40,67%
3 - 4	27,63%	27,63%	12,14%	94,20%	8,38%	15,69%	0,00%	8,72%	24,87%	23,85%	22,02%	23,96%	24,13%	24,00%	24,15%	24,87%	24,34%	24,40%	24,07%	24,15%	24,03%
4 - 5	72,52%	72,52%	27,20%	98,44%	99,68%	37,59%	49,89%	0,00%	50,31%	57,33%	97,84%	65,50%	62,75%	64,79%	62,34%	50,31%	59,23%	58,22%	63,75%	62,42%	64,41%
4 - 7	28,62%	28,62%	30,25%	27,68%	27,64%	29,88%	29,43%	19,70%	0,00%	39,67%	55,73%	31,37%	29,30%	30,83%	28,99%	0,00%	26,64%	25,88%	30,05%	29,04%	30,54%
4 - 9	16,42%	16,42%	17,36%	15,88%	15,86%	17,14%	16,89%	11,30%	31,35%	0,00%	31,97%	18,00%	16,81%	17,69%	16,63%	31,35%	15,29%	14,85%	17,24%	16,66%	17,52%
5 - 6	42,66%	42,66%	40,09%	44,13%	44,21%	40,68%	41,38%	56,70%	56,35%	48,03%	0,00%	38,33%	41,59%	39,18%	42,08%	56,35%	45,77%	46,97%	40,42%	41,99%	39,63%
6 - 11	6,65%	6,65%	5,10%	7,54%	7,58%	5,46%	5,88%	15,10%	14,90%	9,88%	19,04%	0,00%	6,81%	9,30%	6,30%	14,90%	12,50%	1,27%	3,50%	6,40%	8,83%
6 - 12	7,60%	7,60%	7,37%	7,73%	7,73%	7,42%	7,48%	8,84%	8,81%	8,07%	3,82%	8,11%	0,00%	18,68%	7,55%	8,81%	6,99%	9,75%	7,80%	6,10%	6,44%
6 - 13	17,21%	17,21%	16,42%	17,67%	17,69%	16,60%	16,81%	21,55%	21,45%	18,87%	4,01%	19,02%	23,59%	0,00%	17,03%	21,45%	15,08%	24,75%	17,92%	18,29%	13,16%
7 - 8	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
7 - 9	28,62%	28,62%	30,25%	27,68%	27,64%	29,88%	29,43%	19,70%	0,00%	39,67%	55,73%	31,37%	29,30%	30,83%	28,99%	0,00%	26,64%	25,88%	30,05%	29,04%	30,54%
9 - 10	5,85%	5,85%	7,40%	4,96%	4,92%	7,04%	6,62%	2,60%	2,40%	2,62%	31,54%	12,50%	5,69%	3,20%	6,20%	2,40%	0,00%	11,23%	9,00%	6,10%	3,67%
9 - 14	9,69%	9,69%	10,72%	9,11%	9,08%	10,48%	10,20%	4,11%	4,25%	7,56%	26,66%	7,37%	10,91%	15,82%	9,92%	4,25%	12,43%	0,00%	8,78%	10,11%	14,90%
10 - 11	3,15%	3,15%	1,60%	4,04%	4,08%	1,96%	2,38%	11,60%	11,40%	6,38%	22,54%	3,50%	3,31%	5,80%	2,80%	11,40%	9,00%	2,23%	0,00%	2,90%	5,33%
12 - 13	1,50%	1,50%	1,27%	1,63%	1,63%	1,32%	1,38%	2,74%	2,71%	1,97%	2,28%	2,01%	6,10%	12,58%	1,45%	2,71%	0,89%	3,65%	1,70%	0,00%	0,34%
13 - 14	5,21%	5,21%	4,18%	5,79%	5,82%	4,42%	4,70%	10,79%	10,65%	7,34%	11,76%	7,53%	3,99%	0,92%	4,98%	10,65%	2,47%	14,90%	6,12%	4,79%	0,00%

Tabla 4.7 Resultados de cargabilidad con LODF para diferentes salidas en las líneas del sistema.

4.2.5 Resultados de cargabilidades de todas las líneas del sistema de prueba

En la Tabla 4.7, se muestran los resultados correspondientes a las cargabilidades en % de las todas las líneas ante la salida de una línea de transmisión, con la ayuda de los factores LODF, tomando en consideración la ecuación 3.33.

El factor LODF es una referencia efectiva a las sobrecargas en el sistema de potencia, ya que se modifica físicamente a la red debido a salida de líneas de transmisión, por lo que se emplea un monitoreo con un inicio como se muestra en la Tabla 4.1 donde el sistema está operando de forma normal a una demanda máxima y los límites de cargabilidad en un rango normal.

Como primer evento de contingencia de operación anormal, la apertura de la línea 1-2a causa una alteración de cargabilidad en las demás líneas de la red, colocando a la línea 1-2b en sobrecarga y cuando la línea 1-2b se abra causará el mismo efecto en la 1-2a, ambas con un valor de 127.27%

En el segundo evento de contingencia la apertura de la línea 1-5 provoca dos violaciones de límite de cargabilidad en las líneas que se encuentran en paralelo 1-2a, 1-2b, ambas líneas con sobrecargas de 109.50%.

En resumen, se realizó el cálculo de los factores de sensibilidad en un sistema de prueba, con el fin de realizar un análisis de contingencia para conocer la seguridad de la red, se conoció previamente el estado en que se encontraba la red eléctrica, y así mediante una evaluación de las cargabilidades de los elementos de transmisión poder brindar información acerca del estado post contingencia, y dependiendo del daño que exista, poder llevar a cabo decisiones para la mejora de la continuidad del sistema eléctrico.

4.3 Análisis de Resultados para el Sistema Nacional Interconectado

En esta sección se establecen los resultados obtenidos después de las simulaciones de manera tal de que se consigue realizar el cálculo del Flujo DC en operación normal para el sistema ecuatoriano.

Una vez realizadas las simulaciones se obtiene los valores de potencia activa que fluye por las líneas de transmisión de la red mediante el flujo DC, en la base de datos del sistema se tiene la capacidad máxima en MW de dichas líneas, para tener las respectivas cargabilidades.

4.3.1 Resultados del flujo DC para el Sistema Nacional Interconectado

Los resultados de la corrida del flujo DC se muestran en la Tabla 4.8, se tiene una condición segura de operación para todo el sistema, para esta primera parte del Flujo DC se obtiene la potencia activa de cada una de las líneas que compone la red eléctrica, especificada como primera línea que une la barra 101 con la barra 90 con una cargabilidad del 30.87 % hasta la línea que une la barra 15 con la 29 con cargabilidad de 9.49 %.

En la Tabla 4.9 se presenta los valores obtenidos de la simulación del flujo de cargas en DC. En esta segunda parte del Flujo DC especifica los valores de potencias en MW desde la línea que une la barra 30 con la barra 15 con una cargabilidad correspondiente a 1.90 % hasta la línea que une la barra 15 con 127-72 con su cargabilidad respectiva de 35.92 %

Para esta tercera parte del Flujo DC corresponde a datos de potencias en MW comprende la línea que va desde la barra 127 hacia la barra 157 y se obtuvo una cargabilidad de a 11.78 %, hasta la línea que une la barra 71 con 97 llegando a tener una cargabilidad del 20.50% como se muestra en la Tabla 4.10.

En esta cuarta parte de resultados correspondiente al Flujo DC del sistema ecuatoriano comprende a valores desde la línea que va desde la barra 46 hacia la 49, dando como resultado un valor de cargabilidad de 66.89 % hasta valores correspondientes a la línea que une la barra 150 a la barra 185 donde se obtuvo

una cargabilidad de a 8.05%, como se tiene en la Tabla 4.11. En la Tabla 4.12 se muestra la quinta parte a los resultados correspondiente al Flujo DC en operación normal y se tiene datos desde la línea que une la barra 150 con 185 teniendo una cargabilidad de 8.05 % hasta el valor de la potencia activa de la línea que une la barra 34 con la barra 21.

Para esta sexta parte se tiene los diferentes valores correspondientes al flujo de cargas en corriente continua, y comprende resultados desde la barra 153 con 164 dando una cargabilidad del 21.76 % hasta el valor de la línea que une la barra 45 con la 56 con cargabilidad del 73.95 %. Para este caso, existe una línea que corresponde a 11-16 y las barras son Cuenca de 138 kV hasta Cuenca de 69 kV respectivamente y puede llegar a congestionarse dada su cargabilidad de 93.90 % cercana al 100 % como se muestra en la Tabla 4.13.

Para esta última parte de valores que corresponden a la potencia activa de líneas de la red ecuatoriana comprende desde la línea representada por la unión la barra 121 con la 105 con cargabilidad de 37.15 % hasta el valor correspondiente a la línea que va desde 184-189, que corresponde a la interconexión de la barra Machala con la frontera de Perú como se muestra en la Tabla 4.14.

Desde Barra	Hasta Barra	Línea	X(p.u.)	Flujo DC(MW)	Límite MW	%Cargabilidad	Desde Barra	Hasta Barra	Línea	X(p.u.)	Flujo DC(MW)	Límite MW	%Cargabilidad
101	90	101 - 90	0,01049815	38,00	123,10	30,87%	92	96	92 - 96	0,00260792	-116,96	262,93	44,48%
90	89	90 - 89	0,01356361	38,00	123,10	30,87%	96	93	96 - 93	0,00260792	116,96	262,93	44,48%
89	87	89 - 87	0,00909139	38,00	123,10	30,87%	96	94	96 - 94	0,00462326	75,11	126,00	59,61%
88	76	88 - 76	0,02151315	-4,52	109,71	4,12%	27	14	27 - 14	0,3627209	10,26	67,28	15,25%
109	111	109 - 111	0,00483091	-57,54	164,93	34,89%	14	31	14 - 31	0,242617	0,31	54,98	0,56%
109	111	109 - 111	0,00483091	-57,54	164,93	34,89%	32	14	32 - 14	0,2811515	1,37	85,81	1,60%
86	81	86 - 81	0,03959682	17,91	99,50	18,00%	85	67	85 - 67	0,02002341	43,83	187,39	23,39%
86	127	86 - 127	0,02385373	-47,27	140,31	33,69%	85	101	85 - 101	0,04492214	-59,85	187,39	31,94%
110	104	110 - 104	0,07036964	25,77	112,10	22,99%	49	44	49 - 44	0,1293544	37,72	113,50	33,23%
99	110	99 - 110	0,01743751	65,89	147,96	44,53%	137	138	137 - 138	0,1574267	68,17	113,50	60,06%
12	19	12 - 19	0,468046	1,77	54,98	3,22%	138	126	138 - 126	0,07470053	10,00	113,50	8,81%
12	33	12 - 33	0,04145683	-37,36	80,07	46,66%	178	62	178 - 62	0,01384944	108,89	353,00	30,85%
192	188	192 - 188	0,00938851	-45,00	342,00	13,16%	178	63	178 - 63	0,0036794	35,34	332,00	10,64%
17	13	17 - 13	0,09059803	-3,83	80,07	4,78%	178	63	178 - 63	0,0036794	35,34	332,00	10,64%
31	13	31 - 13	0,0212628	-3,54	80,07	4,42%	63	178	63 - 178	0,0036794	-35,34	332,00	10,64%
147	149	147 - 149	0,03859973	59,18	353,00	16,76%	178	63	178 - 63	0,0036794	35,34	332,00	10,64%
152	147	152 - 147	0,05557646	47,46	353,00	13,44%	178	60	178 - 60	0,02973609	-21,82	353,00	6,18%
109	99	109 - 99	0,07902745	66,54	164,93	40,35%	114	113	114 - 113	0,00569448	11,58	54,98	21,06%
109	99	109 - 99	0,07902745	66,54	164,93	40,35%	166	160	166 - 160	0,2294671	12,39	175,20	7,07%
109	155	109 - 155	0,06079711	-22,43	90,11	24,89%	166	130	166 - 130	0,1041437	18,48	113,50	16,28%
71	167	71 - 167	0,01748494	6,52	112,10	5,81%	101	84	101 - 84	0,0329462	30,30	115,45	26,25%
47	50	47 - 50	0,01302247	63,81	147,96	43,12%	97	84	97 - 84	0,02541201	-4,22	112,10	3,76%
47	50	47 - 50	0,01302247	63,81	147,96	43,12%	15	29	15 - 29	0,09207545	7,60	80,07	9,49%

Tabla 4.8 Primera parte Flujos de potencia en DC para el SNI de potencia sin falla

Desde Barra	Hasta Barra	Línea	X(p.u.)	Flujo DC(MW)	Límite MW	%Cargabilidad	Desde Barra	Hasta Barra	Línea	X(p.u.)	Flujo DC(MW)	Límite MW	%Cargabilidad
30	15	30 - 15	0,04563684	1,52	80,07	1,90%	180	121	180 - 121	0,01477202	-39,66	423,07	9,37%
105	83	105 - 83	0,04451008	63,45	187,39	33,86%	180	121	180 - 121	0,01477202	-39,66	423,07	9,37%
67	83	67 - 83	0,02128852	25,99	187,39	13,87%	81	73	81 - 73	0,05697935	22,66	99,50	22,78%
82	70	82 - 70	0,01483955	-36,18	143,41	25,23%	49	48	49 - 48	0,02956049	34,37	99,91	34,40%
11	10	11 - 10	0,06101612	-8,55	88,92	9,62%	49	48	49 - 48	0,02956049	34,37	99,91	34,40%
1	11	1 - 11	0,1735214	27,29	113,50	24,04%	52	96	52 - 96	0,1020542	-21,95	72,00	30,49%
1	11	1 - 11	0,1735214	27,29	113,50	24,04%	96	52	96 - 52	0,1020542	21,95	72,00	30,49%
16	24	16 - 24	0,02900231	52,32	80,07	65,34%	60	61	60 - 61	0,00431001	-21,82	584,01	3,74%
16	24	16 - 24	0,02984687	50,84	80,07	63,49%	64	61	64 - 61	0,00431001	-247,41	493,98	50,09%
29	16	29 - 16	0,04667987	-30,72	80,07	38,37%	136	130	136 - 130	0,1574815	-8,66	113,50	7,63%
11	153	11 - 153	0,3364506	-39,60	111,15	35,63%	136	128	136 - 128	0,3881868	-17,58	113,50	15,49%
11	153	11 - 153	0,349402	-38,14	99,91	38,17%	78	67	78 - 67	0,04121275	41,51	187,39	22,15%
36	38	36 - 38	0,03830487	-151,95	353,00	43,05%	68	78	68 - 78	0,02281148	78,16	187,39	41,71%
63	36	63 - 36	0,00883684	-71,50	353,00	20,26%	114	120	114 - 120	0,297803	1,01	54,98	1,85%
164	165	164 - 165	0,05433397	0,47	88,80	0,53%	52	53	52 - 53	0,01005117	62,95	96,45	65,27%
153	156	153 - 156	0,1141013	-28,70	88,80	32,32%	10	9	10 - 9	0,119924	-21,03	88,92	23,65%
29	17	29 - 17	0,09678855	2,49	80,07	3,11%	163	74	163 - 74	0,02479209	-4,67	112,10	4,17%
137	132	137 - 132	0,2286992	17,10	113,50	15,07%	96	95	96 - 95	0,00174841	-45,00	211,80	21,25%
137	132	137 - 132	0,2286992	17,10	113,50	15,07%	96	95	96 - 95	0,00174841	-45,00	211,80	21,25%
131	137	131 - 137	0,1124752	-2,98	113,50	2,63%	107	105	107 - 105	0,1549364	-3,76	112,10	3,35%
131	137	131 - 137	0,1124752	-2,98	113,50	2,63%	107	102	107 - 102	0,139398	-2,30	112,10	2,05%
79	105	79 - 105	0,00529733	-118,35	187,39	63,15%	77	65	77 - 65	0,00436993	-8,56	134,33	6,37%
79	70	79 - 70	0,00279907	118,35	187,39	63,15%	127	72	127 - 72	0,03049965	69,28	192,89	35,92%

Tabla 4.9 Segunda parte Flujos de potencia en DC para el SNI de potencia sin falla.

Desde Barra	Hasta Barra	Línea	X(p.u.)	Flujo DC(MW)	Límite MW	%Cargabilidad	Desde Barra	Hasta Barra	Línea	X(p.u.)	Flujo DC(MW)	Límite MW	%Cargabilidad
127	157	127 - 157	0,1207722	-20,63	175,20	11,78%	38	61	38 - 61	0,03579811	155,86	493,18	31,60%
195	196	195 - 196	0,01543569	544,88	2511,47	21,70%	4	3	4 - 3	0,1061914	36,91	199,20	18,53%
195	196	195 - 196	0,01543569	544,88	2511,47	21,70%	3	4	3 - 4	0,1061914	-36,91	199,20	18,53%
127	65	127 - 65	0,00919753	19,18	140,31	13,67%	63	38	63 - 38	0,0470881	-137,03	353,00	38,82%
65	66	65 - 66	0,04204588	10,62	140,31	7,57%	4	2	4 - 2	0,282614	-20,66	113,50	18,20%
80	127	80 - 127	0,02291037	-12,63	140,31	9,00%	4	2	4 - 2	0,282614	-20,66	113,50	18,20%
196	194	196 - 194	0,02164926	224,16	1887,93	11,87%	186	38	186 - 38	0,07117822	111,22	572,06	19,44%
127	97	127 - 97	0,06481788	65,50	192,89	33,96%	186	38	186 - 38	0,07117822	111,22	572,06	19,44%
135	134	135 - 134	0,01264664	23,11	136,96	16,87%	38	41	38 - 41	0,1060412	-157,51	341,80	46,08%
133	135	133 - 135	0,01703098	-58,89	137,92	42,70%	39	63	39 - 63	0,1683645	148,78	341,80	43,53%
171	117	171 - 117	0,0804873	6,87	54,98	12,49%	39	63	39 - 63	0,1683645	148,78	341,80	43,53%
117	171	117 - 171	0,08022667	-6,89	55,57	12,40%	41	39	41 - 39	0,01317391	-143,84	353,00	40,75%
171	173	171 - 173	0,205034	33,00	155,36	21,24%	41	39	41 - 39	0,01317391	-143,84	353,00	40,75%
21	12	21 - 12	0,03081591	29,41	85,81	34,27%	24	33	24 - 33	0,04145683	77,40	80,07	96,66%
9	5	9 - 5	0,07130624	-22,82	110,00	20,75%	129	133	129 - 133	0,06833123	-10,62	136,96	7,75%
108	162	108 - 162	0,1347387	-12,59	113,06	11,14%	129	133	129 - 133	0,06763241	-10,73	175,20	6,12%
7	5	7 - 5	0,1329736	26,28	88,92	29,56%	104	106	104 - 106	0,1051509	69,51	147,96	46,98%
2	6	2 - 6	0,052661	37,45	113,50	33,00%	106	101	106 - 101	0,1420584	2,35	112,10	2,10%
2	6	2 - 6	0,052661	37,45	113,50	33,00%	74	97	74 - 97	0,01826785	-14,51	112,10	12,94%
75	97	75 - 97	0,02942638	17,50	112,10	15,61%	25	19	25 - 19	0,2975094	5,55	85,81	6,47%
152	148	152 - 148	0,05631441	-12,85	517,88	2,48%	62	64	62 - 64	0,01721798	-68,81	353,00	19,49%
152	148	152 - 148	0,05631441	-12,85	517,88	2,48%	72	97	72 - 97	0,03116056	68,43	192,89	35,48%
38	179	38 - 179	0,02306632	-73,98	517,88	14,28%	71	97	71 - 97	0,02171265	-22,98	112,10	20,50%

Tabla 4.10 Tercera parte Flujos de potencia en DC para el SNI de potencia sin falla

Desde Barra	Hasta Barra	Línea	X(p.u.)	Flujo DC(MW)	Límite MW	%Cargabilidad	Desde Barra	Hasta Barra	Línea	X(p.u.)	Flujo DC(MW)	Límite MW	%Cargabilidad
46	49	46 - 49	0,06480782	75,63	113,06	66,89%	67	70	67 - 70	0,04341786	-30,24	187,39	16,13%
46	49	46 - 49	0,06480782	75,63	113,06	66,89%	132	129	132 - 129	0,01952321	-23,37	109,95	21,26%
46	45	46 - 45	0,03878395	55,47	125,97	44,03%	161	168	161 - 168	0,00626942	-15,46	113,50	13,62%
46	45	46 - 45	0,03878395	55,47	125,97	44,03%	103	158	103 - 158	0,154414	-16,12	113,06	14,25%
46	91	46 - 91	0,04312722	97,58	125,97	77,47%	157	69	157 - 69	0,169081	18,28	175,20	10,43%
46	91	46 - 91	0,04312722	97,58	125,97	77,47%	178	149	178 - 149	0,1297827	24,91	353,00	7,06%
184	180	184 - 180	0,0609346	-9,06	423,07	2,14%	178	149	178 - 149	0,1297827	24,91	353,00	7,06%
184	180	184 - 180	0,0609346	-9,06	423,07	2,14%	152	149	152 - 149	0,09381879	52,46	353,00	14,86%
159	107	159 - 107	0,07610271	16,37	112,10	14,60%	149	150	149 - 150	0,1014673	53,42	331,84	16,10%
159	107	159 - 107	0,06491312	19,19	152,97	12,55%	149	150	149 - 150	0,1014673	53,42	331,84	16,10%
184	121	184 - 121	0,07334594	-15,52	419,49	3,70%	122	190	122 - 190	0,1273625	-76,88	342,00	22,48%
184	121	184 - 121	0,07334594	-15,52	419,49	3,70%	125	122	125 - 122	0,03977643	23,47	342,00	6,86%
28	29	28 - 29	0,03096075	-16,52	85,81	19,25%	120	117	120 - 117	0,1197248	-1,85	54,98	3,36%
30	28	30 - 28	0,1312371	9,76	80,07	12,19%	42	91	42 - 91	0,02714188	33,88	125,97	26,90%
28	35	28 - 35	0,02591706	-6,90	85,81	8,04%	42	91	42 - 91	0,02714188	33,88	125,97	26,90%
100	158	100 - 158	0,01120747	-26,94	113,06	23,83%	128	166	128 - 166	0,114558	30,87	113,50	27,20%
105	167	105 - 167	0,03131632	13,51	112,10	12,06%	181	152	181 - 152	0,1425766	-45,31	332,00	13,65%
163	105	163 - 105	0,02818469	-6,79	112,10	6,06%	181	152	181 - 152	0,1425766	-45,31	332,00	13,65%
121	151	121 - 151	0,02385095	-159,58	572,06	27,90%	43	49	43 - 49	0,2099302	-13,33	113,06	11,79%
121	151	121 - 151	0,02385095	-159,58	572,06	27,90%	43	49	43 - 49	0,0889246	-31,46	113,06	27,83%
102	105	102 - 105	0,01534657	-17,02	112,10	15,18%	125	123	125 - 123	0,03949643	-61,60	365,71	16,84%
121	124	121 - 124	0,04309325	-7,03	332,00	2,12%	125	123	125 - 123	0,03949643	-61,60	365,71	16,84%
121	124	121 - 124	0,04309325	-7,03	332,00	2,12%	150	185	150 - 185	0,03219471	26,74	332,00	8,05%

Tabla 4.11 Cuarta parte Flujos de potencia en DC para el SNI de potencia sin falla.

Desde Barra	Hasta Barra	Línea	X(p.u.)	Flujo DC(MW)	Límite MW	%Cargabilidad	Desde Barra	Hasta Barra	Línea	X(p.u.)	Flujo DC(MW)	Límite MW	%Cargabilidad
150	185	150 - 185	0,03219471	26,74	332,00	8,05%	101	76	101 - 76	0,03936359	29,98	109,71	27,33%
186	37	186 - 37	0,01461696	54,18	572,06	9,47%	66	69	66 - 69	0,03623165	-0,68	175,20	0,39%
186	37	186 - 37	0,01461696	54,18	572,06	9,47%	190	177	190 - 177	0,1030231	5,17	332,00	1,56%
182	186	182 - 186	0,0395535	99,71	332,00	30,03%	190	177	190 - 177	0,1030231	5,17	332,00	1,56%
182	186	182 - 186	0,0395535	99,71	332,00	30,03%	190	179	190 - 179	0,07723507	182,70	493,18	37,04%
32	35	32 - 35	0,06793644	12,12	85,81	14,12%	190	61	190 - 61	0,08861969	241,44	493,18	48,96%
32	34	32 - 34	0,06876285	44,54	85,81	51,90%	190	39	190 - 39	0,03710487	-74,93	342,00	21,91%
41	40	41 - 40	0,04865785	58,02	331,84	17,49%	190	39	190 - 39	0,03710487	-74,93	342,00	21,91%
189	190	189 - 190	0,02217374	207,24	723,44	28,65%	162	100	162 - 100	0,2194173	-16,44	113,06	14,55%
189	190	189 - 190	0,02217374	207,24	723,44	28,65%	158	161	158 - 161	0,0546693	-43,06	113,50	37,94%
195	197	195 - 197	0,00107577	-557,50	2511,47	22,20%	194	198	194 - 198	0,02886568	278,24	1887,93	14,74%
195	197	195 - 197	0,00107577	-557,50	2511,47	22,20%	191	125	191 - 125	0,00856749	-27,04	517,88	5,22%
183	187	183 - 187	0,05470014	-34,70	517,88	6,70%	191	125	191 - 125	0,00856749	-27,04	517,88	5,22%
183	187	183 - 187	0,05470014	-34,70	517,88	6,70%	103	155	103 - 155	0,06053277	4,03	90,11	4,47%
151	124	151 - 124	0,01983589	176,60	572,06	30,87%	155	154	155 - 154	0,01004253	-18,40	112,34	16,38%
151	124	151 - 124	0,01983589	176,60	572,06	30,87%	125	190	125 - 190	0,1671575	-52,99	342,00	15,49%
101	75	101 - 75	0,01750362	33,73	112,10	30,09%	192	152	192 - 152	0,01669719	164,77	342,00	48,18%
101	73	101 - 73	0,01989273	-0,58	152,97	0,38%	192	152	192 - 152	0,01669719	164,77	342,00	48,18%
101	68	101 - 68	0,00092862	78,16	187,39	41,71%	193	38	193 - 38	0,02986087	145,69	341,80	42,62%
124	125	124 - 125	0,1021219	-57,85	342,00	16,92%	98	159	98 - 159	0,1788414	-13,60	112,10	12,13%
124	125	124 - 125	0,1021219	-57,85	342,00	16,92%	33	19	33 - 19	0,4547405	5,23	54,98	9,51%
124	192	124 - 192	0,05612113	52,27	342,00	15,28%	33	25	33 - 25	0,08519743	8,54	85,81	9,95%
124	192	124 - 192	0,05612113	52,27	342,00	15,28%	34	21	34 - 21	0,03067107	44,54	85,81	51,90%

Tabla 4.12 Quinta parte Flujos de potencia en DC para el SNI de potencia sin falla

Desde Barra	Hasta Barra	Línea	X(p.u.)	Flujo DC(MW)	Límite MW	%Cargabilidad	Desde Barra	Hasta Barra	Línea	X(p.u.)	Flujo DC(MW)	Límite MW	%Cargabilidad
153	164	153 - 164	0,097247	-49,77	228,74	21,76%	196	151	196 - 151	0,1169	288,53	600,00	48,09%
153	164	153 - 164	0,097247	-49,77	228,74	21,76%	196	151	196 - 151	0,1169	288,53	600,00	48,09%
153	8	153 - 8	0,05014167	10,64	111,15	9,58%	151	127	151 - 127	0,1156965	97,43	300,00	32,48%
153	8	153 - 8	0,05207183	10,25	99,91	10,26%	151	127	151 - 127	0,1176639	95,80	300,00	31,93%
41	193	41 - 193	0,07618035	162,14	341,80	47,44%	183	171	183 - 171	0,1143858	69,41	165,50	41,94%
27	26	27 - 26	0,2072691	7,37	67,28	10,95%	8	20	8 - 20	0,07335257	20,89	66,70	31,32%
27	26	27 - 26	0,2072691	7,37	67,28	10,95%	6	22	6 - 22	0,07139644	37,45	100,00	37,45%
109	112	109 - 112	0,06793973	4,42	33,30	13,27%	6	22	6 - 22	0,07139644	37,45	100,00	37,45%
50	51	50 - 51	0,07897828	127,61	225,00	56,72%	37	22	37 - 22	0,1149972	108,37	165,00	65,68%
138	139	138 - 139	0,04325022	58,17	100,00	58,17%	134	141	134 - 141	0,1208956	23,11	100,00	23,11%
198	178	198 - 178	0,1169	139,12	450,00	30,92%	38	23	38 - 23	0,07439411	52,30	167,00	31,32%
198	178	198 - 178	0,1169	139,12	450,00	30,92%	38	4	38 - 4	0,1122828	32,49	225,00	14,44%
11	16	11 - 16	0,06899727	140,85	150,00	93,90%	39	1	39 - 1	0,07339811	-175,22	375,00	46,73%
36	18	36 - 18	0,09719429	80,45	167,00	48,17%	39	1	39 - 1	0,07339811	-175,22	375,00	46,73%
179	169	179 - 169	0,1338708	108,72	225,00	48,32%	133	142	133 - 142	0,1167	37,54	100,00	37,54%
61	47	61 - 47	0,1113981	128,07	225,00	56,92%	62	54	62 - 54	0,1338827	177,70	225,00	78,98%
136	140	136 - 140	0,09376115	54,91	75,00	73,21%	46	55	46 - 55	0,07699831	84,23	224,00	37,60%
136	140	136 - 140	0,0936673	54,96	75,00	73,28%	46	55	46 - 55	0,06835065	94,88	224,00	42,36%
181	136	181 - 136	0,07359705	90,63	167,00	54,27%	63	46	63 - 46	0,07159924	327,08	375,00	87,22%
108	114	108 - 114	0,06597663	12,59	66,70	18,88%	63	46	63 - 46	0,07309809	320,37	375,00	85,43%
107	116	107 - 116	0,1179703	22,36	66,66	33,54%	160	172	160 - 172	0,08107464	12,39	66,70	18,58%
107	115	107 - 115	0,1164632	19,26	66,66	28,89%	184	159	184 - 159	0,1182962	49,16	225,00	21,85%
196	151	196 - 151	0,1169	288,53	600,00	48,09%	45	56	45 - 56	0,09219754	110,93	150,00	73,95%

Tabla 4.13 Sexta parte Flujos de potencia en DC para el SNI de potencia sin falla

Desde Barra	Hasta Barra	Línea	X(p.u.)	Flujo DC(MW)	Límite MW	%Cargabilidad	Desde Barra	Hasta Barra	Línea	X(p.u.)	Flujo DC(MW)	Límite MW	%Cargabilidad
121	105	121 - 105	0,1180857	111,44	300,00	37,15%	150	174	150 - 174	0,07439411	51,34	167,00	30,74%
121	105	121 - 105	0,1180857	111,44	300,00	37,15%	150	129	150 - 129	0,1117987	2,02	225,00	0,90%
132	143	132 - 143	0,09376115	28,79	75,00	38,38%	186	2	186 - 2	0,07159788	116,23	225,00	51,66%
132	143	132 - 143	0,09376115	28,79	75,00	38,38%	40	32	40 - 32	0,1143858	58,02	165,50	35,06%
44	57	44 - 57	0,07544266	11,47	33,33	34,42%	195	187	195 - 187	0,1169	25,25	450,00	5,61%
44	57	44 - 57	0,06597663	26,25	66,70	39,35%	194	191	194 - 191	0,1169	-54,08	450,00	12,02%
103	118	103 - 118	0,0743459	12,09	33,30	36,31%	124	101	124 - 101	0,07149895	178,04	375,00	47,48%
131	144	131 - 144	0,08559266	60,59	168,00	36,07%	124	101	124 - 101	0,07389805	172,26	375,00	45,94%
149	131	149 - 131	0,07339709	54,63	167,00	32,71%	180	170	180 - 170	0,07439411	61,19	167,00	36,64%
130	145	130 - 145	0,06415725	9,82	66,70	14,72%	125	99	125 - 99	0,08546911	-17,07	112,00	15,24%
122	119	122 - 119	0,167296	30,88	100,00	30,88%	42	59	42 - 59	0,07809751	102,94	150,00	68,63%
122	119	122 - 119	0,1672992	69,47	225,00	30,88%	64	42	64 - 42	0,1176622	178,61	225,00	79,38%
91	96	91 - 96	0,08149785	131,46	150,00	87,64%	193	175	193 - 175	0,07439411	16,45	167,00	9,85%
91	96	91 - 96	0,08149785	131,46	150,00	87,64%	153	176	153 - 176	0,07335156	29,60	66,00	44,85%
128	146	128 - 146	0,07359702	74,45	166,00	44,85%	52	48	52 - 48	0,1352626	63,54	90,00	70,60%
128	146	128 - 146	0,0789941	41,79	100,00	41,79%	37	200	37-200	0,05026	0,00	332,00	0,00%
152	128	152 - 128	0,07359705	82,35	167,00	49,31%	184	199	184-199	0,13245	0,00	419,48	0,00%
152	128	152 - 128	0,07359705	82,35	167,00	49,31%	184	199	184-199	0,13245	0,00	419,48	0,00%
43	58	43 - 58	0,07306299	21,94	66,00	33,25%	184	199	184-199	0,13502	0,00	423,07	0,00%
43	58	43 - 58	0,07016677	22,85	66,00	34,62%	184	199	184-199	0,13502	0,00	423,07	0,00%

Tabla 4.14 Séptima parte Flujos de potencia en DC para el SNI de potencia sin falla.

4.3.2 Resultados de cargabilidades de las líneas ante una contingencia en el SNI mediante los factores LODF

En la Tabla 4.15 se muestra la cargabilidad en cada elemento ante un evento de contingencia simple, esta tabla está conformada por: las salidas de cuatro líneas de transmisión con barras de inicio y fin a un nivel de voltaje de 138 kV, y otra por la salida de una línea de distribución con nodos de partida y llegada a 69 kV, esta línea se toma en cuenta dado su efecto en la transmisión, las demás líneas de 69KV que pertenecen al sistema de distribución no se las considera, dado que no presentan una significativa contingencia ante el aumento de flujo de potencia. Los valores de cargabilidades en líneas son obtenidos con la matriz LODF de la red eléctrica ecuatoriana, y tomando los resultados de flujos DC obtenidos en la sección anterior.

En condiciones normales de operación no se muestran sobrecargas como se puede notar en lo tratado en la Sección 4.3. Luego en el estado post-contingencia existen sobrecargas, como se muestra en la Tabla 4.15 al sobrepasar el límite de capacidad máxima, es decir son mayores al 100%. En la columna izquierda se encuentran las líneas que están siendo monitoreadas ante una contingencia, en la parte derecha están las contingencias que se presenta en el sistema, en tal caso son las salidas de líneas correspondiente para analizar el efecto a su salida de servicio.

LÍNEAS	
Línea Monitoreada	Salida de línea
B_Pascuales_138 - B_Chongon_138(2)	B_Pascuales_138 - B_Chongon_138(1) 120,48%
Monitoreada	B_Pascuales_138 - B_Chongon_138(2)
B_Pascuales_138 - B_Chongon_138(1)	120,48%
Monitoreada	B_Pascuales_138 - B_Salitral_138(1)
B_Pascuales_138 - B_Salitral_138(2)	132,99%
Monitoreada	B_Pascuales_138 - B_Salitral_138(2)
B_Pascuales_138 - B_Salitral_138(1)	132,99%
Monitoreada	B_Monay(3)_69 - B_Turi(8)_69
B_Cuenca_138 - B_Cuenca_69	109,10%

Tabla 4.15 Resultados de cargabilidad con LODF para diferentes salidas en las líneas del SNI

Como primer punto ante la salida de la línea B_Pascuales_138-B_Chongon_138(1), en cuyo caso el flujo es igual a cero, la línea en paralelo que corresponde a B_Pascuales_138 -B_Chongon_138(2) se sobrecarga a un 120.48% de su capacidad, de la misma forma ocurre si la otra línea está fuera de servicio. Por otra parte, ante la salida de servicio del elemento B_Pascuales_138 - B_Salitral_138(1) se tiene una sobrecarga en la línea B_Pascuales_138 - B_Salitral_138(2) con un valor de 132.99%, como en el caso anterior la salida de la otra línea B_Pascuales_138 - B_Salitral_138(2) sobrecarga del mismo modo la línea que está en paralelo. Para el último caso se encuentra fuera de servicio la línea B_Monay (3) _69-B_Turi (8) _ 69, lo que produce que la línea de transmisión B_Cuenca_138 - B_Cuenca_69 sufra una sobrecarga con un valor de 109.10 %. Para estos eventos existen sobrecargas ante una contingencia en líneas del sistema, para lo cual estas afectaciones son consideradas por los operadores de sistemas de potencia para poder mitigar su afectación en la red.

La otra parte del análisis de las sobrecargas que se produce en el sistema ante una contingencia se muestra en la Tabla 4.16, el lado izquierdo corresponde al transformador que está siendo monitoreado y en la columna derecha la salida de servicio del respectivo transformador. Para el cálculo del flujo DC los transformadores son considerados como líneas. El efecto que tiene la salida de la línea B_Esmeraldas_138 - B_Esmeraldas_69(1) es una sobrecarga de 146.49% en la línea en paralelo, es decir dada la salida de uno de estos elementos, se sobrecarga el otro que se encuentra en paralelo, como en los siguientes casos: si está fuera de servicio B_Molino_230 - B_Molino_138(1) existe sobrecarga en el otro elemento de 111.45%. Así se tiene diferentes salidas de líneas y sus efectos en la red como se muestra en la Tabla 4.16. Las peores contingencias que se tiene para el sistema eléctrico ecuatoriano es ante la salida de B_Pascuales_230 - B_Pascuales_138(1) o de B_Pascuales_230 - B_Pascuales_138(2), para el primer caso se sobrecargan cuatro elementos siendo B_Pascuales_138 - B_Salitral_138(1), B_Pascuales_138 - B_Salitral_138(2), B_Pascuales_230 - B_Pascuales_138(2), B_Trinitaria_230 - B_Trinitaria_138 con 114,42%, 114,42%, 145,89%, 124,00% respectivamente, dichos elemento puede sufrir daños severos en su vida útil. En la Tabla 4.16 se muestran las cargabilidades

correspondiente líneas que están siendo monitoreados ante una salida de otra línea.

TRANSFORMADORES	
Línea Monitoreada	Salida de línea
B_Esmeraldas_138 - B_Esmeraldas_69(2)	B_Esmeraldas_138 - B_Esmeraldas_69(1) 146,49%
B_Esmeraldas_138 - B_Esmeraldas_69(1)	B_Esmeraldas_138 - B_Esmeraldas_69(2) 146,49%
B_Cuenca_138 - B_Cuenca_69	B_Molino_230 - B_Molino_138(1) 111,45%
B_Cuenca_138 - B_Cuenca_69	B_Molino_230 - B_Molino_138(2) 111,45%
B_Posorja_138 - B_Posorja_69(1)	B_Posorja_138 - B_Posorja_69(2) 113,17%
B_Riobamba_230 - B_Riobamba_69(1)	B_Riobamba_230 - B_Riobamba_69(2) 100,35%
B_Santo_Domingo_138 - B_Santo_Domingo_69(2)	B_Santo_Domingo_138 - B_Santo_Domingo_69(1) 116,24%
B_Cuenca_138 - B_Cuenca_69	B_Sinincay_230 - B_Sinincay_69 132,58%
B_Machala_230 - B_MACHala_69	B_San Idelfonso_230 - B_San Idelfonso_138 108,69%
B_Salitral_138 - B_Salitral_69(2)	B_Salitral_138 - B_Salitral_69(1) 153,91%
B_TIC_1_Electroquil_69 - B_Electroquil_138	B_Salitral_138 - B_Salitral_69(2) 106,21%
B_Salitral_138 - B_Salitral_69(1)	B_Salitral_138 - B_Salitral_69(1) 153,91%
B_TIC_1_Electroquil_69 - B_Electroquil_138	B_Salitral_138 - B_Salitral_69(2) 106,21%
B_Pascuales_230 - B_Pascuales_138(1)	B_Trinitaria_230 - B_Trinitaria_138 111,28%
B_Pascuales_230 - B_Pascuales_138(2)	B_TIC_1_Electroquil_69 - B_Electroquil_138 109,00%
B_Salitral_138 - B_Salitral_69(1)	B_TIC_1_Electroquil_69 - B_Electroquil_138 108,82%
B_Salitral_138 - B_Salitral_69(2)	B_TIC_1_Electroquil_69 - B_Electroquil_138 108,82%
B_Baños_138 - B_Topo_138	B_Nueva_Jivino_230 - B_Nueva_Jivino_69 101,91%
B_Francisco_de_Orellana_138 - B_Francisco_de_Orellana_69	B_Baños_138 - B_Topo_138 122,94%
B_Sacha_69 - B_Jivino_69	B_Francisco_de_Orellana_138 - B_Francisco_de_Orellana_69 129,61%
B_Francisco_de_Orellana_69 - B_Sacha_69	B_Sacha_69 - B_Jivino_69 124,40%
B_Pascuales_138 - B_Salitral_138(1)	B_Pascuales_230 - B_Pascuales_138(1) 114,42%
B_Pascuales_138 - B_Salitral_138(2)	B_Pascuales_138 - B_Salitral_138(2) 114,42%
B_Pascuales_230 - B_Pascuales_138(2)	B_Pascuales_230 - B_Pascuales_138(2) 145,89%
B_Trinitaria_230 - B_Trinitaria_138	B_Trinitaria_230 - B_Trinitaria_138 124,00%
B_Pascuales_138 - B_Salitral_138(1)	B_Pascuales_230 - B_Pascuales_138(2) 113,12%
B_Pascuales_138 - B_Salitral_138(2)	B_Pascuales_138 - B_Salitral_138(2) 113,12%
B_Pascuales_230 - B_Pascuales_138(1)	B_Pascuales_230 - B_Pascuales_138(1) 146,81%
B_Trinitaria_230 - B_Trinitaria_138	B_Trinitaria_230 - B_Trinitaria_138 122,45%

Tabla 4.16 Resultados de cargabilidad con LODF para diferentes salidas de transformadores del SNI

4.3.3 Resultados de cargabilidades de las líneas ante una contingencia en el SNI mediante los factores PTDF

Para llevar a cabo la simulación de cargabilidades de líneas de transmisión se selecciona la barra que entrega potencia activa y se determina el punto de recepción de la energía.

Debido al cambio topológico que se ha producido en el sistema de transmisión se requiere estudios en donde se analice el efecto de alguna contingencia en la operación de la red.

La interconexión entre Ecuador y Colombia se da mediante las barras Pomasqui y Jamondino respectivamente a un nivel de voltaje de 230 kV.

En cambio, para la interconexión que tiene Ecuador con Perú es a través de la línea que une la barra Machala con la barra Zorritos perteneciente al país vecino.

En la Tabla 4.17, se presenta las cargabilidades en las líneas de la red ecuatoriana dada una transferencia entre dos barras, una que pertenece al sistema en el Ecuador que será de envío de energía correspondiente a la barra Molino a un nivel de voltaje de 138 kV, la barra de recepción de potencia pertenece a la barra Frontera Perú o Zorritos de 230 kV.

TRANSFERENCIA DE POTENCIA DE 30MW	
BARRA MOLINO 138 KV A BARRA FRONTERA PERÚ 230 KV	
LÍNEA MONITOREADA	% CARGABILIDAD
B_Cuenca_138-B_Cuenca_69	95.41%
TRANSFERENCIA DE POTENCIA DE 60 MW	
BARRA MOLINO 138 KV A BARRA FRONTERA PERÚ 230 KV	
LÍNEA MONITOREADA	% CARGABILIDAD
B_Cuenca_138-B_Cuenca_69	96.92%
TRANSFERENCIA DE POTENCIA DE 100 MW	
BARRA MOLINO 138 KV A BARRA FRONTERA PERÚ 230 KV	
LÍNEA MONITOREADA	% CARGABILIDAD
B_Cuenca_138-B_Cuenca_69	98.92%

Tabla 4.17 Cargabilidades de líneas del SNI dada una transferencia de potencia entre Ecuador- Perú

Al realizar transferencia de potencia igual a 30, 60, 100 MW, no se presenta sobrecargas en las demás líneas de transmisión que componen el sistema, sin embargo se pudo apreciar la líneas que puede llegar a sobrepasar su límite en capacidad es B_Cuenca_138-B_Cuenca_69, dada su cargabilidad mayor a 90 %,

en donde existe el riesgo de que se pueda afectar su funcionamiento con el tiempo, en el primer caso con 30 MW la línea que se monitorea presenta un 95.41% de su cargabilidad. Al aumentar la transferencia de energía se puede notar en la Tabla 4.17 que la línea que pertenece a la barra Cuenca se eleva la carga que fluye a través de ella, hasta llegar a una potencia de 100 MW que al final queda a 98.92% estando cerca del 100 % de su capacidad. Bajo valor de la transferencia analizado, las líneas no logran saturarse, y siguen trabajando en operación normal.

En la Tabla 4.18 se considera el evento de transferencia de potencia de la barra Zorritos hasta Molino, caso de importación de energía para el Ecuador, donde no existen líneas que están trabajando casi a toda su capacidad, dado el caso del aumento de transferencia de energía de 30, 60, 100 MW, la línea correspondiente a B_Cuenca_138-B_Cuenca_69 tiene una cargabilidad del 92,41%, 90,90%, 88,90% respectivamente dicha línea baja su cargabilidad. Sin haber afectaciones en las líneas de transmisión

La Tabla 4.19 muestra las cargabilidades que presentan las líneas en el sistema eléctrico ecuatoriano ante una transferencia de energía desde la barra Molino para casos de exportación de potencia a Colombia mediante la barra Jamondino. En el cual se monitorea la línea B_Cuenca_138-B_Cuenca_69 que sufre un efecto en su cargabilidad dependiendo de la transferencia de potencia, siendo 104.27% superior a su capacidad máxima a partir de 200 MW, hasta que a partir de 500 MW llega hasta el 119.81% de cargabilidad, y siendo afectadas las líneas de B_Molino_138-B_Molino_230 en paralelo a una cargabilidad de 108.21% mostradas de color rojo, con lo cual el peor escenario ocurre en 500 MW donde se ve afectadas tres líneas de la red, siendo este reporte un indicativo de los problemas de cargabilidades de las líneas de transmisión para el monitoreo de la seguridad de la red ecuatoriana ante una exportación a Colombia.

TRANSFERENCIA DE POTENCIA DE 30MW	
BARRA ZORRITOS 230 KV A BARRA MOLINO 138 KV	
LÍNEA MONITOREADA	% CARGABILIDAD
B_Cuenca_138-B_Cuenca_69	92,41%
TRANSFERENCIA DE POTENCIA DE 60 MW	
BARRA ZORRITOS 230 KV A BARRA MOLINO 138 KV	
LÍNEA MONITOREADA	% CARGABILIDAD
B_Cuenca_138-B_Cuenca_69	90,90%
TRANSFERENCIA DE POTENCIA DE 100 MW	
BARRA ZORRITOS 230 KV A BARRA MOLINO 138 KV	
LÍNEA MONITOREADA	% CARGABILIDAD
B_Cuenca_138-B_Cuenca_69	88,90%

Tabla 4.18 Cargabilidades de líneas del SNI dada una transferencia de potencia entre Perú-Ecuador

TRANSFERENCIA DE POTENCIA DE 200 MW	
BARRA MOLINO 138 KV A BARRA JAMONDINO 230 KV	
LÍNEA MONITOREADA	% CARGABILIDAD
B_Cuenca_138-B_Cuenca_69	104,27%
TRANSFERENCIA DE POTENCIA DE 300 MW	
BARRA MOLINO 138 KV A BARRA JAMONDINO 230 KV	
LÍNEA MONITOREADA	% CARGABILIDAD
B_Cuenca_138-B_Cuenca_69	109,45%
TRANSFERENCIA DE POTENCIA DE 400 MW	
BARRA MOLINO 138 KV A BARRA JAMONDINO 230 KV	
LÍNEA MONITOREADA	% CARGABILIDAD
B_Cuenca_138-B_Cuenca_69	114,63%
TRANSFERENCIA DE POTENCIA DE 500 MW	
BARRA MOLINO 138 KV A BARRA JAMONDINO 230 KV	
LÍNEA MONITOREADA	% CARGABILIDAD
B_Cuenca_138-B_Cuenca_69	119,81%
B_Molino_138-B_Molino_230	108,21%
B_Molino_138-B_Molino_230	108,21%

Tabla 4.19 Cargabilidades de líneas del SNI dada una transferencia de potencia entre Ecuador-Colombia

TRANSFERENCIA DE POTENCIA DE 100 MW	
BARRA JAMONDINO 230 KV A BARRA MOLINO 138 KV	
LÍNEA MONITOREADA	% CARGABILIDAD
B_Cuenca_138-B_Cuenca_69	92,51%
TRANSFERENCIA DE POTENCIA DE 200 MW	
BARRA JAMONDINO 230 KV A BARRA MOLINO 138 KV	
LÍNEA MONITOREADA	% CARGABILIDAD
B_Cuenca_138-B_Cuenca_69	88,27%
TRANSFERENCIA DE POTENCIA DE 300 MW	
BARRA JAMONDINO 230 KV A BARRA MOLINO 138 KV	
LÍNEA MONITOREADA	% CARGABILIDAD
B_Cuenca_138-B_Cuenca_69	88,27%
TRANSFERENCIA DE POTENCIA DE 400 MW	
BARRA JAMONDINO 230 KV A BARRA MOLINO 138 KV	
LÍNEA MONITOREADA	% CARGABILIDAD
B_Cuenca_138-B_Cuenca_69	79,77%

Tabla 4.20 Cargabilidades de líneas del SNI dada una transferencia de potencia entre Colombia - Ecuador

En la Tabla 4.20 se muestra una línea monitoreada como la que más porcentaje de cargabilidad tiene, sin llegar a sobrecargarse, dada una importación desde Colombia hasta una potencia de 400 MW, el sistema sigue en operación sin tener alguna sobrecarga, la cargabilidad en la línea BARRA JAMONDINO 230 KV A BARRA MOLINO 138 KV disminuye desde 92.51 % hasta un 79.77 % con una transferencia de potencia de 400 MW, es decir no sufre daños en las líneas dada la importación.

Capítulo 5. Discusión

Capítulo 5. Discusión

5.1	Introducción.....	135
5.2	Datos de entrada del Sistema Nacional Interconectado.....	135
5.3	Desarrollo para el análisis de contingencias del SNI.....	136
5.4	Datos de salida dada una contingencia en el SNI	137

5.1 Introducción

Para este capítulo se presenta discusiones acerca de la tesis, con el fin de explicar acerca de las dificultades que se tuvieron en el proceso de la ejecución de simulaciones, para esto se plantea la manera en que se procedió a ingresar los parámetros eléctricos de los componentes que se encuentra tanto en el sistema de prueba como en el SNI, cuyas simulaciones se encuentran en el Capítulo 4.

Se tomó como referencia una red como argumento para el correcto uso de programas en Matpower, para de esta manera poder implementar el mismo procedimiento para un sistema eléctrico de gran escala, como el SNI.

En la Sección 5.2 se discute el ingreso de parámetros eléctricos de la red, dichos valores fueron exportados desde DigSILENT, para lo cual se tiene la topología del sistema, con el número de barras, y líneas de transmisión, considerando solamente las reactancias de estas para obtener los factores de sensibilidad.

Para la Sección 5.3 se tiene la discusión del procedimiento para el cálculo de flujo DC y de los factores de distribución, para esto se requiere valores de entrada en Matpower, para lo cual se requiere el uso de matrices para el desarrollo de los programas cuyo fundamento se muestra en el Capítulo 3.

En la Sección 5.4 se procede a discutir acerca de valores de salida en los resultados obtenidos luego de las simulaciones, para verificar las sobrecargas en las líneas del sistema de potencia en un estado post-contingencia, y con la ayuda de DigSILENT se comprueba el estado en las líneas de la red.

5.2 Datos de entrada del Sistema Nacional Interconectado

En esta sección se indica el procedimiento para el ingreso de los valores de entrada del Sistema Nacional Interconectado y la discusión de la manera en que se implementa el análisis de parámetros eléctricos de los elementos, la topología de la red indicando el número de barras, líneas de manera que se tenga la configuración para ser simulada como se presenta en la Sección 3.7.3. Los parámetros usados para las barras del sistema de potencia fueron la generación y la demanda máxima en período de Estiaje como se vio en dicha sección, así como el tipo de barra que pertenece, además se identifica a las líneas de la red

como unión de dos barras, tomando importancia el inicio y fin de par de barras para la simulación, dado que el flujo DC, cuya definición y su importancia se plantea en la Secciones 2.2.1 y 2.2.2, puede ser positivo o negativo como se muestra en los resultados en la Sección 4.3.1, de la misma manera el parámetro eléctrico usado para la elaboración de la matriz PTDF, se lo muestra en la Sección 4.2, en donde se simula el sistema de catorce barras de la IEEE para su validación y posteriormente simular el sistema eléctrico ecuatoriano. Al considerar para la red eléctrica ecuatoriana una descripción de cómo ha cambiado la topología de su sistema con los proyectos en el campo de generación y transmisión de energía eléctrica que se encuentra en la Sección 1.1.7.

5.3 Desarrollo para el análisis de contingencias del SNI

En esta sección se presentan las interpretaciones acerca del ingreso de parámetros de la red eléctrica dada la base de datos en DigSILENT de la red ecuatoriana original, se procede a implementar una reducción de red, teniendo las mismas características que el sistema real, esto para la convergencia de las simulaciones en Matpower, esto se muestra en la Sección 3.7.1.

Para la reestructuración del sistema de transporte eléctrico original se tuvo que realizar algunas consideraciones en el cual se permita la simulación equivalente para un sistema reducido, con lo cual facilita el análisis de la red. Para esto se realizó un método reductivo que permite cambiar la topología del sistema el cual se basa en la eliminación de barras que no son relevantes en la estructura original. Con respecto a los parámetros correspondientes a los elementos de la red siguen siendo los mismos, se debe tener en consideración las limitaciones en las simulaciones al eliminar nodos para la obtención del flujo DC como se muestra en la Sección 3.3. Esto sin apartarse de la configuración real que describe el sistema original, esto se muestra en la Sección 3.7.1.

Con el modelo original se trabajó con DigSILENT para poder realizar la comparación con la topología de la red en donde se eliminaron barras de la red. Dado que el sistema posee más de 600 barras es un complicado realizar la simulación dado lo extenso de datos correspondientes, para llevar a cabo la resolución del estado en operación normal, es decir se define el estado en que opera el sistema de potencia visto en la Sección 2.2.2, como el análisis de contingencias mediante factores de sensibilidad con las especificaciones indicadas vistas en la sección se requiere que el flujo DC realice una simulación

del funcionamiento del sistema real, todas las simulaciones están dadas desde la Secciones 4.3.1 hasta la 4.3.3. Para llevar a cabo toda la programación se necesitó implementación de funciones en Matpower, su descripción se puede observar en la Sección 3.5, con lo que se tiene la descripción de la programación utilizada para realizar las simulaciones.

5.4 Datos de salida dada una contingencia en el SNI

En esta sección se analiza los valores de salida que se obtuvieron en las simulaciones en Matpower tanto para la obtención de la matriz PTDF y LODF visto en la Secciones 4.2.1 y 4.2.3 para el sistema de catorce barras de la IEEE, y con esto el estado de las líneas considerando la capacidad máxima que puede transferir potencia se calcula los nuevos porcentajes de sobrecargas en las líneas post-contingencia en caso de una transferencia de energía se calcula las nuevas sobrecargas con la ayuda de los factores PTDF como se tiene en la Sección 4.2.2 y cuando se tiene fuera de servicio un elemento, y Sección 4.2.3 y los resultados obtenidos para el SNI se pueden observar en la Sección 4.3.

Se puede validar los resultados debido a que se trabajó mediante una base de datos en DigSILENT, en el cual se presenta un esquema completo y detallado del sistema en estudio, para este caso se realizó un flujo de cargas DC, cuyo reporte se ha descrito en la Sección 4.3 para un estado de operación normal.

Los resultados obtenidos indican el estado en operación normal, siendo el caso de pre-contingencia, en donde se presentan las cargabilidades de las líneas de la red como se presenta en dicha sección, para el estado de post contingencia se la realiza en la Secciones 4.3.2 y 4.3.3, donde se presenta un reporte acerca de las mayores contingencias obtenidas después de correr el programa en Matpower, resultando estas tablas el resumen de un análisis de seguridad y análisis de contingencias visto en la Secciones 2.3, 2.3.1, 2.3.2, mediante la simulación de los factores de sensibilidad vistos en la Sección 2.3.3. Para esto se considera los algoritmos para el cálculo de factores de distribución de transferencia de potencia visto en la Sección 3.4.2, así para el cálculo de los factores LODF siguiendo el procedimiento visto en la Sección 3.4.3.

Una vez obtenido los reportes de las contingencias se lleva a cabo el diagnóstico de la red teniendo valores reales para posteriormente el operador tome la mejor alternativa para mantener el sistema dentro de sus límites en las cargabilidades de las líneas tal como se muestra en la Sección 3.2.

5.5 Conciliación de Métodos

Los factores de sensibilidad se pueden calcular por lo menos de dos formas diferentes. El algoritmo elegido en esta investigación fue el más sencillo que es mediante el uso del flujo DC visto en la Sección 2.3.3, en el cual se calcula con mayor rapidez los factores donde se proporciona una aproximación del estado de los elementos del sistema ante un cambio en la transferencia de potencia en la red o ante la salida de un componente como se muestra en la secciones 4.2 y 4.3 dadas las suposiciones que involucra este modelo vistas en la Sección 3.4. Sin embargo, mediante el otro método de flujo AC se determinan el cambio en las líneas de la red con más precisión comparado con el flujo DC, un examen físico en donde aparte se tiene pérdida de transmisión por lo tanto es un análisis más detallado que el flujo DC.

Capítulo 6. Conclusiones

Capítulo 6. Conclusiones

6.1	Introducción.....	141
6.2	Limitaciones de la investigación y recomendaciones para futuras investigaciones.....	146

6.1 Introducción

La presente tesis se la ejecutó con el fin de tener estudios ante eventos de contingencias en el SNI mediante el uso de factores de sensibilidad, se implementó una programación en Matlab para ejecución de las simulaciones de los factores en forma matricial. El uso de estas herramientas permite la evaluación de la seguridad, la importancia del monitoreo ante alguna eventualidad fue mencionado en los anteriores capítulos.

En el capítulo 5, se presentó la discusión, en este capítulo se presentan las conclusiones.

La literatura teórica general sobre la modelización de las contingencias mediante factores de sensibilidad no es concluyente en varias cuestiones vitales dentro del discurso de los sistemas eléctricos de potencia. El estudio buscó responder las siguientes preguntas:

1. ¿Qué información es relevante a la hora de realizar un flujo de potencia continua en un sistema eléctrico de potencia?

Para resolver el flujo DC en un sistema se basa de ecuaciones del flujo AC. Para la resolución del flujo de cargas en continua para cualquier red se toma en consideración una barra de referencia que se decide según su necesidad. Se tienen parámetros de ingreso en las barras, su tipo y los índices de generación y cargas, de la misma manera las reactancias de las líneas (X). Para calcular las potencias en las líneas usamos la matriz B, susceptancia y la matriz de diferencias de ángulos. El flujo de potencia DC es únicamente para calcular los flujos de potencia en las líneas de transmisión y transformadores, esto nos indica la dirección por donde fluye la potencia en cada línea de transmisión de la red.

2. ¿Por qué se seleccionó la herramienta Matpower para realizar las simulaciones de flujo de cargas DC, y el cálculo de los factores de distribución?

Debido a ser una herramienta donde existen manuales para entender su funcionamiento de manera que se puede adaptar a programas tal es el caso de Excel, donde se importaba una base de datos utilizadas para simulaciones en Matlab, el cual se encaminó al uso de cálculos en forma de matrices, de

vectores, llegando a la realización de programas veloces dado el número de variables, funciones, así como la utilización de técnicas para el manejo de la información que resulta en el ahorro de memoria para el computador, el cual se pudo evidenciar en la eficacia de los resultados obtenidos en el capítulo 4 de la presente tesis.

3. ¿Al realizar un flujo de potencia continua tanto al sistema de catorce barras como al SIN operan de manera correcta?

Para el primer caso, en el sistema de prueba se tiene que todas las líneas que compone la red poseen una capacidad máxima de 100 MW, al correr el flujo de cargas, no se tienen sobrecargas de éstas, dado que no existen cargabilidades en porcentajes mayor al 100 %.

Con respecto al Sistema Nacional Interconectado si bien es cierto ninguna línea luego de la corrida del flujo DC se sobrecarga, existen ciertas líneas que están llegando a su capacidad máxima, con lo que se tiene que tener en cuenta a realizar otros estudios para que no exista violación de límite alguno.

4. ¿Cuál es el interés al realizar una evaluación de seguridad en un sistema de potencia?

Al realizar una evaluación de seguridad de una red eléctrica se puede detectar violaciones en el límite de parámetros eléctricos dado el estado de operación que presente la red, en nuestro caso las cargabilidades de las líneas de transmisión del sistema de prueba y del Sistema Nacional Interconectado, además se supervisa las variables que pueda ocasionar alguna sobrecarga de manera que se determina una eventualidad de manera temprana.

5. ¿En qué ayuda el realizar un análisis de contingencias en un sistema eléctrico de potencia?

El análisis de contingencias permite al operador de los sistemas eléctricos de potencia, a partir de un estudio de los efectos que tendrían ciertas fallas en la red al modificar variables físicas, como por ejemplo salida de líneas y aumento de potencia.

6. ¿Cuál es el concepto de factores de sensibilidad?

Es una metodología para la evaluación de contingencias en un sistema de potencia se basa en expresar posibles eventos de congestiones o sobrecargas, en representación de la sensibilidad con la cual responde ante

determinada contingencia. Dada a las aproximaciones lineales que tiene este método, se toma una base del flujo de potencia en corriente continua para evaluar resultados de los elementos en condiciones post-contingencias.

7. ¿Cuáles son los factores que se usaron para realizar el análisis de contingencias y describa cada uno de ellos?

Los factores más utilizados para el análisis de seguridad son: factor de distribución de transferencia de potencia (PTDF) y factor de distribución de salida de línea (LODF). Realizando estudios que comprenden modelos para la obtención de dichos factores, ayudando así a la confiabilidad operativa.

El factor PTDF procede a un cálculo rápido sin tener la necesidad de usar muchas iteraciones. Debido a que es lineal se puede tener la superposición de los factores cuando se requiera transferencias entre cualquier par de barras que no estén conectadas directamente, el cual es aplicado en este trabajo con la obtención de la matriz completa de PTDF, desde cualquier nodo a otro nodo, mediante la combinación de los PTDF que existen por la conexión directa entre barras, se realiza la suma de los factores correspondientes para tomar el camino más reducido.

El factor LODF se basa en el cálculo dada una salida de línea, la interrupción de este elemento produce una redistribución de las restantes líneas de la red, a las que se denomina líneas monitoreadas. Tomando mucha importancia su análisis dado que en un sistema de potencia se puede dar este tipo de contingencia y se debe determinar el impacto dado este corte de línea.

8. ¿Cuáles son las mayores afectaciones una vez realizado el análisis de contingencias mediante factores de sensibilidad en el sistema IEEE de catorce barras?

Para el sistema de catorce barras, con base en los factores PTDF para resolver el flujo post contingencia se obtiene como peor escenario, que se sobrecargan 2 líneas, que son paralelas, en el caso de transferencia de potencia de 1-2 a, igual que 1-2b, 70 MW; las líneas que se congestionan son 1-2 a, 1-2 b, ambas con 108.27%. En resumen, mediante los factores se determina las líneas del sistema que son susceptibles ante una situación de contingencia.

Al determinar los factores LODF, se detectó algunas sobrecargas en la red eléctrica, por ejemplo, que la salida de la línea 1-5, afectó a las líneas 1-2ab en un gran porcentaje de sobrecarga, alrededor del 110%.

9. ¿Cuáles son las mayores afectaciones una vez realizado el análisis de contingencias mediante factores de sensibilidad en el SNI?

Al realizar el análisis de contingencia mediante factores LODF, se obtiene para una salida de línea de la red eventos de contingencias que responde a la línea monitoreada y el efecto en su cargabilidad. La cargabilidad más grande que se obtuvo fue de 132.99% correspondiente a B_Pascuales_138 - B_Salitral_138 (2) ante la salida de servicio del elemento B_Pascuales_138 - B_Salitral_138 (1), dado que son líneas paralelas, la salida de una hace que exista sobrecarga en la otra con dicho valor. Para los transformadores simulados mediante líneas en el flujo DC, el peor escenario que se dio ante la salida de B_Pascuales_230 - B_Pascuales_138 (1) se sobrecargaron cuatro líneas B_Pascuales_138 - B_Salitral_138 (1), B_Pascuales_138 - B_Salitral_138 (2), B_Pascuales_230 - B_Pascuales_138 (2), B_Trinitaria_230 - B_Trinitaria_138 con 114,42%, 114,42%, 145,89%, 124,00% respectivamente.

La importancia de seguir fortaleciendo la red eléctrica ecuatoriana para poder suplir la demanda que se tenga se realiza esta investigación en donde se presenta un análisis de cómo se ve afectado parte del sistema ante alguna contingencia y realizar simulaciones donde se transfiera potencia entre países vecinos, tanto el caso de una exportación o importación de energía, pudiendo conocer el nuevo flujo de carga que tienen las líneas correspondientes a la red ecuatoriana. Dado el caso años anteriores Ecuador ha tenido que importar energía eléctrica proveniente de dichos países. Es indispensable que se pueda garantizar la seguridad en el sistema durante la operación normal en tiempo real como se muestra en la Sección 4.3.3.

Con la obtención de la matriz PTDF, dada su comprobación para el sistema de catorce barras visto en Sección 4.2.1, asignando una transferencia de energía entre Ecuador- Colombia y Ecuador-Perú, el peor evento que se tuvo fue dada una exportación de energía hacia Colombia realizando transferencias de potencia de 500 MW, se sobrecargaban tres líneas

correspondientes a B_Cuenca_138-B_Cuenca_69 con 119.81% de cargabilidad, también se vieron afectadas las líneas en paralelo de B_Molino_138-B_Molino_230 a una cargabilidad de 108.21%.

10. ¿Cómo se puede mejorar la seguridad en el Sistema Nacional Interconectado?

Luego de la evaluación de la seguridad identificando las contingencias, con lo que el sistema puede llegar a un estado no deseado, se procede a determinar acciones para el control del sistema y que permita estar en un estado seguro sin inconveniente alguno. Estas acciones pueden ser tanto preventivas como correctivas.

Para esta sección se revisa el cumplimiento de los objetivos propuestos en el capítulo 1, de manera que se verifica cada objetivo sea llevado a cabo:

En conclusión, para el sistema de prueba como para el sistema eléctrico ecuatoriano se realizó el cálculo del Flujo de carga DC, con la ayuda de la herramienta MatPower, el cual no es de complejidad al ser un método no iterativo, los resultados son obtenidos en la Sección 4.3.1 y de esta manera tener como datos de entrada los flujos de potencias en las líneas para determinar sus cargabilidades en el sistema mediante factores de sensibilidad como se muestra en la Secciones 4.3.2 y 4.3.3 con lo cual se responde el primer y segundo objetivo.

Este proyecto tuvo como finalidad el realizar un análisis de contingencias mediante factores de sensibilidad para la mejora del SNI. Como primera parte se hace una comprobación en un sistema pequeño de la IEEE de catorce barras. Luego de las simulaciones, donde se generó las matrices de los factores PTDF, LODF para la obtención de nuevos flujos en las líneas de transmisión del sistema, teniendo como información necesaria el comportamiento de las líneas en estado estable mediante un flujo de potencia DC y poder evaluar si existe o no sobrecargas en la red eléctrica luego de una

contingencia, con lo cual fue resuelto el objetivo tres, y su fundamento se encuentra en la Secciones 4.2.1, 4.2.2, 4.2.3 y 4.2.4.

La utilidad de este tipo de estudio es dar a conocer las limitaciones y las zonas de riesgo cuando se diseña, protege u opera los sistemas de potencia, a partir de factores de sensibilidad, y actuar de forma planificada mediante una operación apropiada cuando se manifiesta un imprevisto de este tipo. La aplicación de un análisis de contingencia, en este caso mediante factores de sensibilidad, ofrece al operador una mejor comprensión y mejora del desempeño de los sistemas de potencia, por lo cual se realiza estudios de seguridad en el SNI, donde los operadores del sistema se encargan de tomar decisiones con el fin de mantener el estado en operación normal, con lo cual se responde al cuarto objetivo.

Es importante los estudios de análisis de contingencias y seguridad vistos en la Secciones 2.3 y 2.3.1 debido que se busca resolver las contingencias en el menor tiempo posible, en este caso, observar que los valores obtenidos no superen los límites de los elementos del sistema, y que el operador tenga la información necesaria para poder cumplir las necesarias tareas correctivas, con lo que se da cumplimiento al quinto objetivo.

6.2 Limitaciones de la investigación y recomendaciones para futuras investigaciones

En esta sección se muestra las limitaciones, dificultades que se han tenido durante el proyecto y se realiza algunas recomendaciones para futuros trabajos al realizar un análisis de contingencias mediante factores de distribución, esto se llevó a cabo con la ayuda de la herramienta Matpower.

Para poder realizar un análisis de contingencias se recomendar hacer uso de más factores, tal es el caso de “Outage Transfer Distribution Factor” OTDF, proveniente de la consideración de potencia resultante en un elemento luego de dos eventos al tener una contingencia en otro elemento, y tomar en cuenta una

inyección en de potencia en una barra, este estudio se da por medio de restricciones del sistema ante sobrecargas que ocurren por contingencia simple. Este factor se relaciona con parámetros de la red que influye de forma directa en la transferencia de potencia activa, la importancia de este factor es que se indica el efecto luego de una contingencia en cada uno de los componentes del sistema.

Se puede considerar por medio de la otra herramienta DigSILENT una mitigación de alguna sobrecarga que ocurra en el SNI o en cualquier otra red eléctrica siguiendo un procedimiento de re-despacho en líneas, esto controlando el despacho que tenga los generadores de acuerdo con su capacidad, teniendo precaución de no sobrepasar los límites máximos de generación de cada unidad, para de esta manera evitar más inconvenientes dentro del sistema como eventos en cascada ante una contingencia simple.

El análisis está realizado teniendo en cuenta solamente niveles de voltajes del sistema de transmisión en el sistema eléctrico ecuatoriano, es decir no se considera líneas de distribución eléctrica vistas en el sistema original el cual es completo, si no que se analiza el análisis con un sistema reducido, con esto se implementó un análisis de flujo de carga DC, y a su vez los factores que depende de los flujos iniciales en corriente continua para el análisis post contingencias.

APÉNDICE A

GUÍA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROGRAMA PARA EL CÁLCULO DE FACTORES DE SENSIBILIDAD

Para el presente estudio se elaboró un programa en la herramienta Matpower, del software Matlab para el análisis de contingencias mediante factores de sensibilidad del Sistema Nacional Interconectado. La lógica de la metodología y los programas están para cualquier sistema de potencia, en el cual se requiere archivos de Excel, como base de datos, de la topología de la red eléctrica. Esta guía cuenta con 5 módulos que se describen en la Tabla A.1.

Procedimiento para ejecutar el programa para el análisis de contingencias mediante factores de sensibilidad	
1	Ingresar al área de trabajo de Matpower
2	Importar los archivos de Excel
3	Llamar la función Y barra
4	Llamar la función B barra
5	Llamar la función Flujo DC
6	Algoritmo para el cálculo de Factores PTFD y LODF
7	Ejecutar el programa principal
8	Identificar los resultados

Tabla A.1 Pasos para el procedimiento para la ejecución del programa para el análisis de contingencias mediante factores de sensibilidad

A continuación se especifica el proceso a seguir previo a la utilización del programa mediante el desarrollo de los pasos descritos en la Tabla A.1, se tomará como ejemplo el estudio del sistema de transmisión del modelo IEEE de catorce barras

1. Llamada de la función Y barra. Para el cálculo de Ybarra se requiere ejecutar su función mostrada en la Figura A.1.

```
function [Ybarra]=Y_barra(Lineas,Barras)
%Construcción de la matriz admitancia de un sistema de potencia
a1=size(Lineas);
a2=a1(1,1); %Número de filas
R=Lineas(:,4);
X=Lineas(:,5);
Z=(R+1i*X);
Y=Z.^-1;
Ybarra=zeros(Barras);
for a3=1:Barras
    for a4=2:3 % Columnas 2 y 3 representan las líneas entre barras
        for a5=1:a2
            if Lineas(a5,a4)==a3 %Busca las líneas relacionadas a las barras
                Ybarra(a3,a3)=Ybarra(a3,a3)+ Y(a5); %Calcula el elemento Yii
                if a4==2
                    Ybarra(a3,Lineas(a5,3))=-Y(a5); % Calcula el elemento Yij
                else
                    Ybarra(a3,Lineas(a5,2))=-Y(a5); % Calcula el elemento Yji
                end
            end
        end
    end
end
```

Figura A.1 Función para el cálculo de la matriz Y_barra

Para las entradas de esta función se necesita primero leer los archivos en Excel correspondientes a las potencias y líneas del sistema mediante una importación de datos requeridos como el número de barras, líneas, reactancias mostrada en la Figura A.1, cuya salida es la matriz admitancia del sistema.

2. Llamada de la función B barra. Para la ejecución de esta función se toma como dato de entrada la matriz Ybarra y la salida es la matriz Bbarra de la misma dimensión como es mostrada en Figura A.2.

```
function [Bbarra]=B_barra(Ybarra)
%Construcción de la matriz susceptancia de un sistema de potencia
[n,m]=size(Ybarra);
Bbarra=zeros(n,m);
for i=1:n
    for j=1:m
        Bbarra(i,j)=-imag(Ybarra(i,j));
    end
end
end
```

Figura A.2 Función para el cálculo de la matriz B_barra

3. Llamada de la función Flujo DC. El flujo DC es una herramienta importante que involucra análisis numérico aplicado a un sistema de potencia. Este estudio analiza los sistemas de potencia operando en estado estable. Para calcular las potencias en las líneas usaremos la matriz de susceptancia y la matriz de diferencias de ángulos. El flujo DC es únicamente para calcular los flujos de potencia en las líneas de transmisión y transformadores, esto nos indica la dirección por donde fluye la potencia en cada línea de transmisión del sistema. Este programa tiene como objetivo determinar el flujo de potencia en DC para cualquier sistema, se ha probado el código para el sistema de catorce barras de la IEEE. Tomando en cuenta la barra de referencia que se decide según la necesidad.


```
function [Pbarra,Angbarra,Plineas]=FlujoDC(Ybarra,Pgen,Pcargas,Tipo)
%Flujo DC
Bbarra=B_barra(Ybarra);
Bbarral=B_barra(Ybarra)*100;
a=size(Bbarra);
b=a(1,1);
for i=1:b %Llena de ceros la columna de la barra slack y en el elemer
    if Tipo(i)==1
        Bbarral(:,i)=0;
        Bbarral(i,i)=-1;
        Pgen(i)=0;
    end
end
Pbarra=Pgen-Pcargas;
[Binv]=InversaMatriz(Bbarral);
Ang=Binv*(Pbarra); %Determina la potencia de referencia y los ángulos
Angbarra=zeros(b,1);
for i=1:b %Coloca en un vector los ángulos de las barras y reemplaza
```

Figura A.3 Flujo DC para sistemas de potencia

Tiene como Parámetros el ingreso de las barras de donde parte a donde llegan las líneas (Desde, A). Así como las reactancias de las líneas (X), La matriz susceptancia para determinar el flujo . Las potencias de Generación y cargas en todas las barras (Generación en MW, Cargas en MW). Los índices de las barras de cargas y generación. Los parámetros de Salida son: Potencias de barras que es vector con la potencia de cada una de las barras de la red y teta que son los ángulos de cada barra en radianes, y un vector de Potencias de líneas en donde se tiene la potencia de cada una de las líneas, como es mostrado en la Figura A.3.

4. Algoritmo para el cálculo de los factores PTDF y LODF. Este algoritmo nos entrega como resultado una matriz PTDF (que es la de factores de distribución transferencia de potencia), en donde se selecciona cada par de las barras del sistema para una transferencia de energía y se monitorean las líneas que conforman la red de potencia. También se busca determinar el impacto de la salida de una línea de transmisión sobre el flujo del sistema de potencia. Estos valores son dados por los factores de LODF, el cual es una porción del flujo de potencia real en una línea la cual se re-distribuye en una línea de transmisión para suplir un nuevo valor de potencia a partir de retirar o desconectar una línea de transmisión. En la Figura A.4 se presenta el algoritmo para calcular los factores PTDF y LODF en forma matricial del SNI.

```

%Como primer punto se debe importar los datos que se encuentra en Excel
%Se lee el documento
Lineas=xlsread('LineasdelSNI.xlsx');
%Número de líneas
NL=max(Lineas(:,1));
Potencias=xlsread('PotenciasdelSNI.xlsx');
%Número de barras
Nb=max(Potencias(:,1));
%Se obtienen los datos de inicio de barra hasta llegada de barra
ibarra=Lineas(:,2);
jbarra=Lineas(:,3);
tipob=Potencias(:,5);
%Se obtienen las reactancias de las líneas del sistema
x=Lineas(:,5);
y=1./x;

PTDF = zeros(NL,NL); % Matriz de factores PTDF
LineasRadiales = zeros(1,NL); % Tabla de líneas radiales
Bx = zeros(Nb,Nb); % Matriz Bx
Bd = zeros(NL,NL); % Matriz Bd diagonal
A = zeros(NL,Nb); % Matriz para incidencia de línea
flujoLinea = zeros(NL,Nb); % Matriz de flujo de línea

for ilinea = 1 : NL
    i = ibarra(ilinea);
    j = jbarra(ilinea);
    flujoLinea( ilinea, i ) = 1.0/x(ilinea);
    flujoLinea( ilinea, j ) = -1.0/x(ilinea);

```

Figura A.4 Algoritmo para el cálculo de los factores PTDF y LODF

5. Ejecución del programa principal. Se presenta el programa que llama a las funciones vistas anteriormente con el algoritmo de cálculo de los factores de sensibilidad mostrado en la Figura A.5.

```

clc;
clear all;
disp('----- ')
disp('| ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL |')
disp('| FACULTAD DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD Y COMPUTACIÓN |')
disp('| ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS MEDIANTE FACTORES DE SENSIBILIDAD |')
disp('| INFORME DE MATERIA INTEGRADORA |')
disp('| ELABORADO POR: |')
disp('| ANDRÉ JOAO ALVARADO DOYLET |')
disp('| JIMMY ABRAHAM ASQUI TOMALA |')
disp('----- ')
disp('')
disp('FLUJO DC PARA EL SISTEMA DE CATORCE BARRAS DE LA IEEE')
%Código principal
%Comenzamos obteniendo Ybarra and Zbarra
Lineas=xlsread('LineasparasistemaIEEE.xlsx');
Potencias=xlsread('PotenciasmaximaIEEE.xlsx');
Nb=max(Potencias(:,1));
[Ybarra]=Y_barra(Lineas,Nb);
[Bbarra]=B_barra(Ybarra);
%Resultados correspondientes al Flujo DC, donde se tiene la potencia de todos las barras con sus ángulos,
[Pbarra,Angbarra,Plineas]=FlujoDC(Ybarra,Potencias(:,3),Potencias(:,4),Potencias(:,5))

```

Figura A.5 Ejecución del programa principal

Se presenta el código final para su ejecución, para la simulaciones, se tomó en consideración como ejemplo en la realización del flujo DC el sistema de catorce barras de la IEEE, y para los factores PTDF y LODF se consideró en el análisis el SNI

6. Identificación de resultados. Se presenta los resultados de las simulaciones obtenidos al ejecutar el programa en Matlab, como se muestra en la Figura A.6.

```
Command Window
-----
| ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL |
| FACULTAD DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD Y COMPUTACIÓN |
| ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS MEDIANTE FACTORES DE SENSIBILIDAD |
| INFORME DE MATERIA INTEGRADORA |
| ELABORADO POR: |
| ANDRÉ JOAO ALVARADO DOYLET |
| JIMMY ABRAHAM ASQUI TOMALA |
-----
FLUJO DC PARA EL SISTEMA DE CATORCE BARRAS DE LA IEEE

Pbarra =

145.0597
18.3000
-94.2000
-47.8000
-7.6000
-11.2000
0
0
-29.5000
-9.0000
-3.5000
-6.1000
-13.5000
14.8000
```

Figura A.6 Resultados para el flujo DC del sistema de catorce barras de la IEEE

En la Figura A.6 se muestra los resultados correspondientes a cada una de las barras del sistema de catorce barras de la IEEE, estos valores obtenidos son los reales, y como se observa en dicha figura puede ser valores positivos, negativos o cero.

Para el flujo DC se obtienen los valores de los ángulos en cada una de las barras del sistema en radianes, siendo 0 el ángulo de la barra de referencia, como es mostrado en la Figura A.7

```
Angbarra =

0
-0.0875
-0.2262
-0.1849
-0.1586
-0.2647
-0.2455
-0.2455
-0.2774
-0.2826
-0.2772
-0.2840
-0.2869
-0.3042
```

Figura A.7 Ángulos de las barras del sistemas de catorce barras de IEEE

Los valores para el caso del sistemas de catorce barras son negativos las trece barras restantes sin contar el valor de cero obtenido en la barra uno de la red eléctrica. Estos resultados de ángulos se requiere para el cálculo de las potencias en las líneas.

Se toma en consideración que cuando existe líneas paralelas en el sistema, el código realizado toma en consideración una de las líneas, con lo cual dicho análisis de consideró en Excel, dado que dependiendo de las reactancias de las líneas se dividirá la potencia.

```
Plineas =  
73.9403  
71.1194  
70.0502  
55.2264  
40.9040  
-24.1498  
-62.3398  
28.9851  
16.6313  
42.0836  
6.3048  
7.5451  
17.0337  
0  
28.9851  
6.1952  
9.9212  
-2.8048  
1.4451  
4.9788
```

Figura A.8 Potencias en las líneas del sistema de potencia de catorce barras de la IEEE

En la Figura A.8 se muestran los datos correspondiente a las potencias en las líneas del sistema de catorce barras. Teniendo valores positivos, negativos o cero dependiendo de la dirección del flujo y de la designación desde que barra hasta cual barra se asigna la línea.

Para la designación de la matriz de factores PTDF se consideró en el análisis del Sistema Nacional Interconectado, dando los resultados que se muestran en la Figura A.9.

Factor de distribución de transferencia de potencia										
Transacción Monitoreada										
Línea	Desde - Hasta									
	101 a 90	90 a 89	89 a 87	88 a 76	109 a 111	109 a 111	86 a 81	86 a 127	110 a 104	99 a 110
101 a 90	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	-0.0000	-0.0000	0.0000	-0.0000	-0.0000	0.0000
90 a 89	0.0000	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
89 a 87	0.0000	0.0000	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
88 a 76	0.0000	-0.0000	0.0000	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
109 a 111	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.5000	0.5000	-0.0000	-0.0000	0.0000	-0.0000
109 a 111	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.5000	0.5000	-0.0000	-0.0000	0.0000	-0.0000
86 a 81	0.0000	-0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.7728	0.1369	0.0101	0.0025
86 a 127	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.2272	0.8631	-0.0101	-0.0025
110 a 104	-0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0057	-0.0034	0.8497	-0.0370
99 a 110	0.0000	-0.0000	0.0000	-0.0000	0.0000	0.0000	0.0057	-0.0034	-0.1503	0.9628
12 a 19	0.0000	-0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	-0.0000	-0.0000	-0.0000
12 a 33	0.0000	-0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	-0.0000	-0.0000	-0.0000
192 a 188	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
17 a 13	0.0000	-0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	-0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
31 a 13	0.0000	0.0000	0.0000	-0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	-0.0000	-0.0000	-0.0000
147 a 149	-0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	-0.0003	0.0002	-0.0082	-0.0021
152 a 147	0.0000	-0.0000	0.0000	0.0000	-0.0000	-0.0000	-0.0003	0.0002	-0.0082	-0.0021
109 a 99	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0003	-0.0002	-0.0052	-0.0013
109 a 99	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0003	-0.0002	-0.0052	-0.0013

Figura A.9 Matriz PETF donde se tienen las líneas monitoreadas y la transferencia de potencia entre para de barras

Con la matriz de factores PETF se obtiene resultados que se encuentra entre -1 y +1. Estos factores son usados para el análisis de contingencia dado por una transferencia de potencia que determina el flujo post -contingencia.

Command Window										
Matriz de Factor de distribución de interrupción de línea(LODF)										
Salida de línea										
Línea	Desde - Hasta									
	101 to 90	90 to 89	89 to 87	88 to 76	109 to 111	109 to 111	86 to 81	86 to 127	110 to	
101 to 90	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	-0.0000	-0.0000	0.0000	-0.0000	-0.0000	
90 to 89	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
89 to 87	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
88 to 76	0.0000	-0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
109 to 111	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	1.0000	-0.0000	-0.0000	0.0000	
109 to 111	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	1.0000	0.0000	-0.0000	-0.0000	
86 to 81	0.0000	-0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	1.0000	0.0671	
86 to 127	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	1.0000	0.0000	-0.0671	
110 to 104	-0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0250	-0.0250	1.0000	
99 to 110	0.0000	-0.0000	0.0000	-0.0000	0.0000	0.0000	0.0250	-0.0250	-1.0000	
12 to 19	0.0000	-0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	-0.0000	-0.0000	
12 to 33	0.0000	-0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	-0.0000	-0.0002	
192 to 188	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
17 to 13	0.0000	-0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	-0.0000	0.0000	0.0000	
31 to 13	0.0000	0.0000	0.0000	-0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	-0.0000	-0.0000	
147 to 149	-0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	-0.0013	0.0013	-0.0545	
152 to 147	0.0000	-0.0000	0.0000	0.0000	-0.0000	-0.0000	-0.0013	0.0013	-0.0545	
109 to 99	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0013	-0.0013	-0.0348	
109 to 99	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0013	-0.0013	-0.0348	

Figura A.10 Matriz LODF donde se tienen las líneas monitoreadas y líneas de transmisión que se desconectan.

En la Figura A.10 se encuentra los resultados con los factores LODF, debido a la pérdida de una línea que lleva mucha potencia el incremento en las líneas cercanas de las potencias puede llegar a ser grande ya que el flujo se distribuye a lo largo de la red de tal manera que sobrecarga las líneas por lo que se debe tener cuidado y se debe proteger para ambos sucesos. Si se desconectan líneas en donde existen generadores que alimentan potencialmente la mayoría de la carga entonces al perder la línea se está perdiendo un pilar fundamental en la distribución de potencia.

Referencias

- Wood , A. J., Wollenberg , B. F. & heblé, G. B., 2014. *Power Generation, Operation and Control*. Tercera Hrsg. New Jersey: IEEE Wiley.
- Alcantar Bazua, L. P., 2014. Apuntes de Sistemas Eléctricos de Potencia. *Research Gate*, p. 134.
- Alvarado Moreno, O. I., 1985. *El método de Newton-Raphson en la resolución del problema del flujo de potencia*. Guayaquil: ESPOL - FIEC.
- Apulalo Naranjo, E. J., 2018. *Evaluación e Implementación de esquemas de protección sistémicas ante contingencias críticas en el Sistema Nacional Interconectado*. Quito: EPN - FIEE.
- Apulalo Naranjo, E. J., 2018. *Evaluación e Implementación de esquemas de protección sistémicas ante contingencias críticas en el Sistema Nacional Interconectado*. Quito: EPN - FIEE.
- Aréchiga, A. & Flores, A., 2016. *Análisis de contingencias N-1 por flujo de cargas en corriente continua*. Guadalajara : Cucei, Alumnus.
- Arenas Crespo, O., 2017. *Esquema de redespacho de generación en línea para mitigar sobrecarga ante eventos de contingencia N-1 de la red*. Medellín: Universidad Nacional de Colombia.
- Arguello Castro, K. V., 2007. *Estimación de la demanda por energía eléctrica*. Guayaquil: ESPOL.
- Arguello Ríos, G. & Bustamanete, M., 2016. *Informe Anual 2016*, Quito: Operador Nacional de Electricidad - CENACE.
- Barbulescu, 2009. *Software tool for power transfer distribution factors(PTDF) computing within the power systems*. St.-Petersburg, Russia : IEEE.
- Castellanos Bustamante, R., 2014. Determinación de límites de transmisión en sistemas eléctricos de potencia. *Ingeniería Investigación y Tecnología, XV(2)*, p. 4.
- CDF, I., 1973. Sistema IEEE de 14 barras. *IEEE CDF*, 92(6).
- Chalá Pérez, F. R. & Villacís Franco, J. D., 2007. *Análisis técnico en estado estable de contingencias en el Sistema Nacional Interconectado*. Quito: EPN.
- CONELEC, 2013. Plan Maestro de Electrificación 2013-2022. In: *Perspectiva y expansión del sistema eléctrico ecuatoriano*. Quito: CELEC EP, p. 23.
- Córdova Villagómez , J., 2004. *Tutorial para sistemas de potencia desarrollado en Matlab*. Guayaquil: FIEC.

-
- Daniel, C. G. J., 2009. *Modelación, simulación y análisis d eflujo de carga de la red eléctrica de transporte de Guatemala, utilizando software de libre acceso*. San Carlos, Guatemala: UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA.
- Escobar, A. & Gallego, L. A., 2004. Análisis estático de contingencias de potencia activa en sistemas eléctricos de potencia. *Scientia et Technica*, X(25), p. 1.
- Giraldo Barco, D., 2015. *Análisis de sensibilidad de flujos de potencia activa respecto a variaciones de carga nodal*. Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira.
- Guo, J. & Fu, Y., 2009. Direct Calculation of Line Outage Distribution Factors. *IEEE Transactions on power systems*, 24(3), p. 1.
- Guzmán Dolores, M., 2012. *Flujos de potencia con Matlab*. Veracruz: Universidad Veracruzana.
- Harsha Chandavarapu, S. S. & Shreenganes, B., 2015. *Calculation of Distribution Factors PTDF and LODF*. Minnesota: University of Minnesota.
- Hinojosa, V. & Diaz Moreno, A., 2015. Flujo óptimo de potencia utilizando algoritmos evolutivos programación en Digsilent. *ResearchGate*, p. 1.
- IEEE, 1973. Sistema-IEEE-de-14-barras. *IEEE*, 92(6).
- Ingenieria, I., 2012. Transmision en Alta Tension Continua (HVDC). *Electrica Testing Group*, p. 5.
- Jessica, A. J., 2010. *Estudio de la mejora de la capacidad de transporte de una red extensa mediante el uso de STATCOM*. Sevilla: Universidad de Sevilla.
- López Espinoza, A. D., 2014. *Planteamiento metodológico para el análisis de confiabilidad del SNI en el marco del desarrollo del plan decenal de expansión de transmisión 2014-2023*. Quito: EPN.
- López R, E. J., 2015. *Planificación de sistemas eléctricos de potencia. Flujo de cargas DC*. Barquisimeto: Unexpo Barquisimeto.
- Magdalena, d. M., 2015. *Instalaciones de transmisión en alerta tercer trimestre 2016*, Lima: Osinergmin.
- Meza Jiménez, V. M., 2014. *Análisis de seguridad en estado estable para tiempo real basado en SCOPF considerando condiciones meteorológicas*. Manizales: Universidad Nacional de Colombia .
- Oliva Henríquez, S. J., 2008. *Compatibilidad de métodos de cálculo de flujos AC y DC en sistemas de potencia*. Santiago de Chile: Universidad de Chile.

-
- Parra, E., Díaz, R., Romero, A. & Guerra, A., 1998. Análisis de Sistemas de Potencia con Matlab. *Revista Ingeniería e Investigación*, Issue 41, p. 1.
- Robledo Montealegre, J. F., 2014. *Análisis de colapsos en sistemas eléctricos de potencia*. Pereira: Escuela de Tecnología Eléctrica.
- Salao Paredes, R. E. & Masache Masache, J. F., 2009. *Análisis de contingencia en el Sistema Nacional Interconectado S.N.I.* Guayaquil: ESPOL.
- Saldarriaga Zuluaga, S. D., 2016. *Planeamiento integrado de la expansión Gneración-Transmisión utilizando los índices nodales WTLR y los factores de distribución de potencia*. Medellín: Universidad de Antioquia.
- Vasquez Granda , P. M., 2013. *Parametrización, control,determinación, y reducción de pérdidas de energía en base a la optimización en el montaje de estaciones de transformación en la provincia de Morona Santiago*. Cuenca: Universidad de Cuenca .
- Vásquez Granda, P. M., 2013. *Parametrización, control, determinación y reducción de pérdidas de energía en base a la optimización en el montaje de estaciones de transformación en la provincia de Morona Santiago*. Cuenca: Universidad de Cuenca .
- Vega De La Mora, L. A., 2016. *Manual de operación de la subárea de control metropolitana*. Mexico: Univesitaria Mexico.
- Vinueza Gomez, F. J., 1984. *Flujo óptimo de potencia*. Quito: EPN.
- Vizcarra Jaramillo, R. J., 2007. *Utilización del simulador powerorld para evaluación de la operación de los sistemas eléctricos de potencia*. Guayaquil: ESPOL.