



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería Eléctrica y Computación

Estudio de confiabilidad en el Plan de Expansión de la Transmisión

INFORME DE MATERIA INTEGRADORA

Previo la obtención del Título de:

Ingeniero en Electricidad

Presentado por:

HELLEN ANDREA ALVAREZ DOMÍNGUEZ

RICARDO ANDRÉS CAJAPE TORO

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2018

DEDICATORIA

A Dios por acompañarme durante el transcurso de mi vida y permitirme llegar a este momento tan importante en mi formación profesional.

A mis padres Manuel y Hellen por su paciencia, amor y sacrificio; por la confianza depositada en mí y por sus consejos siempre encaminados a hacer de mí una mejor persona.

A mis hermanos Manuel, Víctor y Melissa por estar conmigo en todo momento, por contagiarme de su alegría y no dudar de que llegara a cumplir mis objetivos profesionales.

A mi enamorado por estar junto a mí durante todo este proceso, apoyándome e impulsándome a alcanzar mis objetivos.

Hellen Alvarez D.

DEDICATORIA

A mi padre Ricardo Cajape por sus enseñanzas que fueron siempre escuchadas y que me impulsaron a cumplir mis metas priorizando el principal arma que él me brindó: el estudio.

A mi madre Layla Toro por dedicar todos estos años en formarme como persona inculcándome los valores que rigen mi vida, por siempre estar pendiente de mi y a la vez darme la libertad necesaria para poder aprender algunas lecciones por mi cuenta.

A mis amigos porque hicieron que esta etapa de mi vida fuera de las mejores experiencias gracias a todo lo que compartimos juntos.

A mi enamorada por ayudarme a crecer como persona y por estar conmigo en todo momento brindándome su apoyo para cumplir mis objetivos.

Ricardo Cajape T.

AGRADECIMIENTO

Nuestro más profundo agradecimiento a la Escuela Superior Politécnica del Litoral y a los docentes que a lo largo de nuestra preparación colaboraron brindándonos sus conocimientos .

A CELEC E.P.-TRANSELECTRIC S.A. por la predisposición de la entrega de información, base fundamental en la elaboración de nuestro proyecto.

De manera especial al Ing. Juan Plazarte por su guía asertiva en el proceso y culminación del proyecto de investigación.

Al Dr Javier Urquizo Calderón mentor y facilitador, quien de una manera desinteresada y en busca del desarrollo eléctrico del país nos impulsó a formar parte de este proyecto.

A nuestras familias por su esfuerzo y apoyo incondicional durante nuestra carrera universitaria, por permanecer a nuestro lado y no dejarnos decaer cuando el camino parecía complicado.

DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad y la autoría del contenido de este Trabajo de Titulación, nos corresponde exclusivamente; y 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"



Ricardo Andrés
Cajape Toro



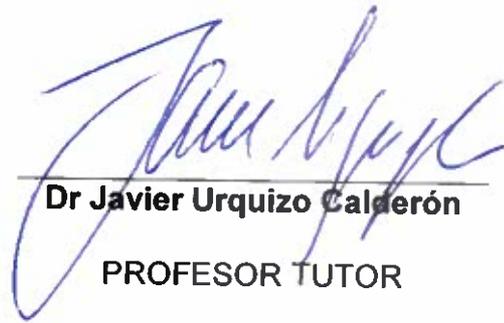
Hellen Andrea
Alvarez Domínguez

EVALUADORES

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Sixifo Falcones', written over a horizontal line.

PhD Sixifo Falcones

PROFESOR DE LA MATERIA

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Javier Urquizo Calderón', written over a horizontal line.

Dr Javier Urquizo Calderón

PROFESOR TUTOR

RESUMEN

El presente proyecto de investigación expone la evaluación de la confiabilidad enfocada en la suficiencia del Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano para los años: 2018 y 2025, en base a lo planteado en el Plan Maestro de Electrificación, con el objetivo de seleccionar el método más adecuado para el análisis de un sistema de potencia con estas características, determinando si las implementaciones planeadas mejoran la confiabilidad del sistema y comparando el estado actual y proyectado con la información acerca de la confiabilidad de sistemas a nivel internacional. Se realiza la implementación de las metodologías de Enumeración de Estados y Simulación de Montecarlo en pruebas preliminares en sistemas estándar IEEE de tres y catorce barras, para comprobar el desempeño de cada método mediante la comparación de los resultados, además de determinar que el método más adecuado para sistemas de potencia grandes corresponde a Montecarlo debido a que con gran cantidad de elementos maneja menor número de datos en comparación a Enumeración de Estados, gracias a su criterio de convergencia. Desarrollando un programa que simule el método de Montecarlo para obtener los índices de confiabilidad de los años de estudios, los cuales corresponden al índice de confiabilidad de la energía (EIR), el valor esperado de la potencia no suplida (EPNS), el valor esperado de la pérdida de carga (EENS) la probabilidad de pérdida de carga (LOLP), la frecuencia de interrupción (FOI) y la duración de interrupción (DOI). Finalmente se obtiene un programa que sirve para el análisis de sistemas en general; se observa que la confiabilidad del Sistema Nacional Interconectado mejora entre 2018 y 2025.

Palabras Clave: Análisis de confiabilidad, Índices de confiabilidad, Índice de confiabilidad de la energía, Método de enumeración exhaustiva de estados, Método de simulación de Montecarlo, Plan Maestro de Electrificación, Probabilidad de pérdida de carga, Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano, Suficiencia de sistemas de potencia, Valor esperado de la pérdida de carga, Valor esperado de la potencia no suplida.

ABSTRACT

This investigation project exposes the reliability evaluation focused on the adequacy of the Ecuadorian National Interconnected System for the years: 2018 and 2025, based on what is stated in the Electrification Master Plan, with the objective of selecting the most appropriate method for the analysis of a power system with these characteristics, determining if the planned implementations improve the system reliability, and comparing the current and projected status with the information about the reliability of international systems. Using States Enumeration and Montecarlo Simulation methodologies in a preliminary test over three and fourteen buses IEEE standard systems, at two programming platforms, to check the performance of each method by comparing its results, besides determining that the most suitable method for larger power systems is Montecarlo because with a large number of elements it handles a lower number of data compares to State Enumeration, thanks to its convergence criterion. Developing a program that simulates the Montecarlo method to obtain the reliability indexes for the years of study, which are: energy reliability index (EIR), not supplied power expected value (EPNS), loss of load expected value (LOLE), loss of load probability (LOLP) and frequency of interruption (FOI) and duration of interruption (DOI). Finally, it is developed a program that is useful for general systems; it can be realized that the National Interconnected System reliability improves between 2018 and 2025.

Keywords: Reliability analysis, Reliability indexes, Energy reliability index, State Enumeration method, Montecarlo Simulation method, Electrification Master Plan, Loss of load probability, Ecuadorian National Interconnected System, Power systems sufficiency, Loss of load expected value, Not supplied power expected value.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN	xiii
ABSTRACT.....	xv
ÍNDICE GENERAL.....	xvii
ÍNDICE DE FIGURAS	xxi
ÍNDICE DE TABLAS	xxv
ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS	27
Capítulo 1. Introducción	29
1.1 Contexto.....	31
1.2 Antecedentes	33
1.2.1 Sistema Nacional Interconectado.....	33
1.2.2 Informe anual del CENACE.....	34
1.2.3 Plan Maestro de Electrificación	35
1.3 Marco Teórico	38
1.3.1 Sistemas de potencia.....	39
1.3.2 Flujo de potencia.....	40
1.3.3 Sucesión de números aleatorios y pseudoaleatorios.....	41
1.3.4 Introducción a la confiabilidad de sistemas de potencia	42
1.3.5 Tipos de Análisis de Confiabilidad.....	44
1.3.6 Métodos para el análisis de la confiabilidad de un sistema	45
1.4 Detalles de la investigación	47
1.4.1 Descripción del problema.....	47
1.4.2 Justificación del problema	48
1.4.3 Preguntas de investigación	48
1.4.4 Objetivos	49
1.5 Estructura de la investigación.....	50
1.6 Aportes de nuestra investigación.....	50
Capítulo 2. Revisión de Literatura	53

2.1	Introducción.....	55
2.2	Modelamiento del sistema.....	55
2.2.1	<i>Análisis del sistema.....</i>	<i>56</i>
2.2.2	<i>Análisis de Confiabilidad.....</i>	<i>58</i>
2.3	Estados de un elemento.....	58
2.4	Método de Enumeración de Estados.....	59
2.5	Método de Montecarlo.....	60
2.5.1	<i>Método de Montecarlo no secuencial.....</i>	<i>60</i>
2.5.2	<i>Método de Montecarlo secuencial.....</i>	<i>60</i>
2.5.3	<i>Índices de confiabilidad.....</i>	<i>62</i>
2.6	Plataformas en uso para la investigación.....	62
Capítulo 3. Metodología.....		65
3.1	Introducción.....	67
3.2	Consideraciones Generales.....	68
3.3	Método de Enumeración de Estados.....	73
3.3.1	<i>Lógica del programa de Enumeración de Estados.....</i>	<i>74</i>
3.3.2	<i>Índices de confiabilidad para Enumeración de Estados.....</i>	<i>84</i>
3.4	Método de Simulación de Montecarlo.....	85
3.4.1	<i>Generación de números pseudo-aleatorios.....</i>	<i>86</i>
3.4.2	<i>Lógica de la Simulación de Montecarlo.....</i>	<i>88</i>
3.4.3	<i>Índices de confiabilidad para Simulación de Montecarlo.....</i>	<i>93</i>
3.4.4	<i>Criterio de convergencia.....</i>	<i>94</i>
3.5	Programación en MatLab.....	95
3.5.1	<i>Flujo óptimo DC usando programación cuadrática.....</i>	<i>96</i>
3.5.2	<i>Aplicación de la programación cuadrática en MatLab.....</i>	<i>97</i>
3.5.3	<i>Ejemplificación de DCOPF en MatLab.....</i>	<i>98</i>
3.5.4	<i>Comprobación de lógica en MatLab.....</i>	<i>101</i>
3.6	Programación en DlgSILENT.....	103
3.6.1	<i>Desarrollo de la lógica en DlgSILENT.....</i>	<i>104</i>

3.6.2	<i>Descripción de rutinas y subrutinas implementadas en DPL</i>	105
3.6.3	<i>Flujo DC en DPL</i>	107
3.6.4	<i>Evaluación del sistema IEEE de catorce barras</i>	107
3.6.5	<i>Evaluación del Sistema Nacional Interconectado</i>	110
Capítulo 4.	Resultados	115
4.1	Introducción	117
4.2	Índices de confiabilidad SNI para el sistema de transmisión	118
4.2.1	<i>Índice de confiabilidad de la energía-SNI 2018 y 2025</i>	118
4.2.2	<i>Valor esperado de la potencia no suplida-SNI 2018 y 2025</i>	119
4.2.3	<i>Valor esperado de la energía no suplida-SNI 2018 y 2025</i>	120
4.2.4	<i>Valor esperado de pérdida de carga-SNI 2018 y 2025</i>	121
4.2.5	<i>Probabilidad de pérdida de carga-SNI 2018 y 2025</i>	122
4.2.6	<i>Frecuencia de interrupción-SNI 2018 y 2025</i>	123
4.2.7	<i>Duración de interrupción-SNI 2018 y 2025</i>	124
4.3	Índices de confiabilidad SNI para el sistema compuesto: generación - transmisión	125
4.3.1	<i>Índice de confiabilidad de la energía-SNI 2018 y 2015</i>	125
4.3.2	<i>Valor esperado de la potencia no suplida-SNI 2018 y 2025</i>	126
4.3.3	<i>Valor esperado de la energía no suplida-SNI 2018 y 2025</i>	127
4.3.4	<i>Valor esperado de pérdida de carga-SNI 2018 y 2025</i>	128
4.3.5	<i>Probabilidad de pérdida de carga-SNI 2018 y 2025</i>	129
4.3.6	<i>Frecuencia de interrupción-SNI 2018 y 2025</i>	130
4.3.7	<i>Duración de interrupción-SNI 2018 y 2025</i>	131
4.4	Resumen de Resultados	132
Capítulo 5.	Discusión	133
5.1	Introducción	135
5.2	Datos de entrada	135
5.3	Método de análisis	136
5.4	Datos de salida	138

5.5 Interpretación de resultados	139
5.6 Conciliación de los análisis de suficiencia y seguridad.....	140
Capítulo 6. Conclusiones	143
6.1 Introducción.....	145
6.2 Limitaciones y recomendaciones para futuras investigaciones.....	151
Anexos	153
Anexo A: Manual del usuario.....	155
Referencias.....	165

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: Sistema Nacional Interconectado (TRANSELECTRIC S.A, 2017)	34
Figura 1.2: Gráfica de proyección de la demanda de energía realizada a partir de los datos del Plan Maestro de Electrificación (MEER, 2017)	36
Figura 1.3: Zonas de expansión del sistema nacional interconectado (MEER, 2017).....	37
Figura 1.4: Resumen del plan de expansión de la transmisión entre 2019-2025 realizada a partir de los datos del plan de expansión del PME (MEER, 2017) ...	38
Figura 1.5: Resumen del plan de expansión de la generación entre 2019-2025 realizada a partir de los datos del plan de expansión del PME (MEER, 2017) ...	38
Figura 1.6: Configuraciones de sistemas de potencia (Mansilla, 2014)	39
Figura 2.1: Zonas funcionales de un sistema de potencia (Billinton & Allan, 1996)	56
Figura 2.2: Niveles jerárquicos para el análisis de sistemas de potencia (Billinton & Allan, 1996).....	57
Figura 2.3: Estados de disponibilidad de un elemento.....	59
Figura 3.1: Diagrama de flujo de la metodología general del estudio	69
Figura 3.2: Sistemas IEEE para prueba en MatLab.....	70
Figura 3.3: SNI modelado en DIgSILENT	71
Figura 3.4: Sistema de potencia de 3 elementos.....	73
Figura 3.5: Diagrama de flujos del Método de Enumeración de Estados para obtener los índices de confiabilidad de un sistema de potencia	75
Figura 3.6: Matrices A (a) y B (b) usadas para la creación de la matriz de estados en el Método de Enumeración de Estados para el sistema IEEE de tres barras	78
Figura 3.7: Diagramas de flujo para la creación de las matrices usadas para el Método de Enumeración de Estados.....	79
Figura 3.8: Matriz de Contingencias para sistema IEEE de tres barras	80
Figura 3.9: Diagrama de flujo para la creación de la matriz de contingencias usando la Matriz A y la Matriz B	81
Figura 3.10: Matriz de Estados del Sistema IEEE de tres barras	82
Figura 3.11: Diagrama de flujo para la creación de la Matriz de Estados	83
Figura 3.12: Diagrama de flujo para la creación de números pseudo aleatorios.	87
Figura 3.13: Diagrama de flujo para realizar una Simulación de Montecarlo en un sistema de potencia.	88
Figura 3.14: Transición de estados de un elemento (Zapata & Campos, 2005)..	89

Figura 3.15: Secuencia de operación de un componente y tiempo de cada estado.....	90
Figura 3.16: Secuencia de operación de dos componentes.	90
Figura 3.17: Identificación de contingencias de los elementos y falla del sistema de potencia en general.....	91
Figura 3.18: Diagrama de flujos para la obtención de las matrices de estado y tiempo de los elementos del sistema.....	92
Figura 3.19: Probalidad de falla vs número de iteraciones	94
Figura 3.20: Estructura de rutinas y subrutinas para metodología (a) Enumeración de Estados y (b) Montecarlo.....	105
Figura 3.21: Configuración de Flujo DC en DIgSILENT	107
Figura 3.22: Sistema IEEE de catorce barras en DIgSILENT	108
Figura 3.23: Datos de carga(a), generación (b) y líneas (c) para el Sistema IEEE catorce Barras en DIgSILENT	109
Figura 4.1: Gráfica de convergencia del Índice de Confiabilidad de la Energía para el Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano en el año 2018 y 2025 .	118
Figura 4.2: Gráfica de convergencia del valor esperado de la potencia no suplida para el Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano en el año 2018 y 2025 .	119
Figura 4.3: Gráfica de convergencia del valor esperado de la potencia no suplida para el Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano en el año 2018 y 2025 .	120
Figura 4.4: Gráfica de convergencia del valor esperado de pérdida de carga para el Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano en el año 2018 y 2025	121
Figura 4.5: Gráfica de convergencia de la probabilidad de pérdida de carga para el Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano en el año 2018 y 2025	122
Figura 4.6: Gráfica de convergencia de la frecuencia de interrupción para el Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano en el año 2018 y 2025	123
Figura 4.7: Gráfica de convergencia de la duración de interrupción para el Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano en el año 2018 y 2025	124
Figura 4.8: Gráfica de convergencia del Índice de Confiabilidad de la Energía para el Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano en el año 2018 y 2025 .	125
Figura 4.9: Gráfica de convergencia del valor esperado de la potencia no suplida para el Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano en el año 2018 y 2025 .	126

Figura 4.10: Gráfica de convergencia del valor esperado de la potencia no suplida para el Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano en el año 2018 y 2025	127
Figura 4.11: Gráfica de convergencia del valor esperado de pérdida de carga para el Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano en el año 2018 y 2025 .	128
Figura 4.12: Gráfica de convergencia de la probabilidad de pérdida de carga para el Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano en el año 2018 y 2025	129
Figura 4.13: Gráfica de convergencia de la frecuencia de interrupción para el Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano en el año 2018 y 2025	130
Figura 4.14: Gráfica de convergencia de la duración de interrupción para el Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano en el año 2018 y 2025	131
Figura A0.1: Abrir el “Data Manager”	156
Figura A0.2: Activar un proyecto hacia el espacio de trabajo	156
Figura A0.3: Visualización del proyecto en el espacio de trabajo	157
Figura A0.4: Editar un script en DPL	157
Figura A0.5: Enlace de los archivos en excel	158
Figura A0.6: Guardar los cambios en un script DPL	158
Figura A0.7: Ejecutar un programa en DPL	159
Figura A0.8: Menú de opción de nivel jerárquico	159
Figura A0.9: Ventana emergente para ingreso de datos	160
Figura A0.10: Ventana de error por ingreso de datos no admitidos	160
Figura A0.11: Menú de opción de método de análisis	161
Figura A0.12: Ventana emergente para ingreso de opciones	161
Figura A0.13: Ventanas emergente para ingreso de columnas	161
Figura A0.14: Ventanas emergente para ingreso de columnas	162
Figura A0.15: Tabla de resultados.....	162
Figura A0.16: Gráficas de convergencia por el Método de Montecarlo.....	163

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1: Datos registrados en los informes anuales del CENACE del año 2014 al 2017 (CENACE, 2015); (CENACE, 2016); (CENACE, 2017); (CENACE, 2018)	35
Tabla 3.1: Matriz de estados de un sistema de 3 elementos hasta contingencia N-2	74
Tabla 3.2: Datos de operación de generadores (a) y líneas de transmisión (b) del sistema de tres barras IEEE	76
Tabla 3.3: Tasas de operación de los generadores (a) y líneas (b) del sistema IEEE de tres barras	77
Tabla 3.4: Datos de barras (a) y líneas (b) para el Sistema IEEE de tres Barras	99
Tabla 3.5: Matrices y vectores para el ingreso de datos en la función quadprog	100
Tabla 3.6: Vector resultante x de la función quadprog	100
Tabla 3.7: Flujos de potencia del sistema IEEE de tres barras	100
Tabla 3.8: Costo de las centrales generadoras	101
Tabla 3.9: Datos de Barras(a) y Líneas (b) para el sistema IEEE catorce barras	102
Tabla 3.10: Resultados de los índices de confiabilidad. Sistema IEEE de tres barras	102
Tabla 3.11: Resultados de los índices de confiabilidad. Sistema IEEE de catorce barras	103
Tabla 3.12: Resultados de los índices de confiabilidad. Sistema IEEE de catorce barras en DIgSILENT	110
Tabla 3.13: Resumen de número de elementos del sistema compuesto transmisión-generación del SNI para los años 2018 y 2025	111
Tabla 3.14: Resumen de número de elementos filtrados del sistema compuesto transmisión-generación del SNI para los años 2018 y 2025	111
Tabla 4.1: Resumen de Resultados para los años 2018 y 2025 del sistema de transmisión	132
Tabla 4.2: Resumen de Resultados para los años 2018 y 2025 del sistema de generación- transmisión	132
Tabla A0.1: Pasos para la implementación del programa para el análisis de la confiabilidad de sistemas de potencia	155

ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS

ASAI	Average Service Availability Index
CAIDI	Customer Average Interruption Duration Index
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CONELEC	Consejo Nacional de Electricidad
DC	Corriente Directa
DlgSILENT	Simulador Digital de Redes Eléctricas
DOI	Duration of interruption
DPL	DlgSILENT Programming Language
EE	Enumeración de estados
EENS	Expected energy not supplied
EIR	Energy index reliability
EPNS	Expected potency not supply
ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
EUE	Expected Un-served Energy.
FOI	Frequency of interruption
FOR	Forced outage rate
GWh	Giga watts por hora
h/año	Horas al año
horas/int x año	horas por interrupción anual
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos
int/año	Interrupciones al año
Km	Kilómetros
kV	Kilo voltios
LOEEpu	Loss Of Energy Expectation per unit
LOLE	Loss Of Load Expectation
LOLP	Loss Of Load Probability
Matlab	Laboratorio de Matrices
MC	Montecarlo
MEER	Ministerio de Electricidad y Energía Renovable
MVA	Mega Voltio Amperio
Mvar	Mega Voltio Amperio Reactivo
MW	Mega watts
MW/año	Mega watts por año
MW/int	Mega watts por interrupción
MWh	Mega watts por hora
MWh/año	Mega watts por hora al año
MWh/intx año	Mega watts hora por interrupción al año
PME	Plan Maestro de Electrificación
pu	Por Unidad
SAIDI	System Average Interruption Duration Index

SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
SNI	Sistema Nacional Interconectado
Ω/Km	Ohmios por Kilometro
!	Factorial

Capítulo 1. Introducción

1 Capítulo 1. Introducción

1.1 Contexto.....	31
1.2 Antecedentes	33
1.2.1 Sistema Nacional Interconectado.....	33
1.2.2 Informe anual del CENACE.....	34
1.2.3 Plan Maestro de Electrificación	35
1.3 Marco Teórico	38
1.3.1 Sistemas de potencia.....	39
1.3.2 Flujo de potencia.....	40
1.3.3 Sucesión de números aleatorios y pseudoaleatorios.....	41
1.3.4 Introducción a la confiabilidad de sistemas de potencia	42
1.3.5 Tipos de Analisis de Confiabilidad.....	44
1.3.6 Métodos para el análisis de la confiabilidad de un sistema	45
1.4 Detalles de la investigación	47
1.4.1 Descripción del problema.....	47
1.4.2 Justificación del problema	48
1.4.3 Preguntas de investigación	48
1.4.4 Objetivos.....	49
1.5 Estructura de la investigación.....	50
1.6 Aportes de nuestra investigación.....	50

1.1 Contexto

El continuo crecimiento de la población ecuatoriana se ve reflejado en el aumento del consumo de recursos haciendo énfasis en el incremento de las necesidades energéticas. Entre 1999 y 2010 el número de habitantes en el país creció de 12,121,000 a 14,307,000 personas, así mismo se puede conocer que la demanda de energía eléctrica durante este período aumentó de 7,731 GWh a 14,182 GWh, lo que implica un incremento poblacional de alrededor del 18%, mientras que la demanda energética estuvo muy próxima a duplicarse. En el año 2016, según el Plan Maestro de Electricidad 2016-2025, la demanda energética del país fue de 27,154 GWh, de los cuales 23,518 GWh fueron para el Sistema Nacional Interconectado (SNI). Considerando el 2016 como año base y el crecimiento tendencial de la demanda, se estima que la necesidad cuantificada de energía para el año 2025 alcanzaría un valor medio de 37,912 GWh.

Debido a esto es necesario adaptar el sistema eléctrico nacional a las nuevas exigencias dando origen a proyectos como los descritos en el Plan Maestro de Electrificación en donde se plantea la expansión de las partes del SNI cómo son generación, transmisión y distribución, en base a las proyecciones de crecimiento de demanda eléctrica en los distintos asentamientos poblacionales aprovechando los recursos territoriales del país.

Sin embargo al ampliar el SNI se obtiene un sistema más complejo con mayor número de elementos, es decir que se origina una mayor cantidad de zonas propensas a experimentar perturbaciones, haciendo necesario la realización de diversos estudios para analizar la confiabilidad del sistema y determinar la probabilidad de apreciar fallas, definiendo posibles contingencias a considerar para el desarrollo de la coordinación de protecciones y evitar la pérdida parcial de carga o incluso un colapso del sistema que afectaría económicamente al país y causarían incomodidad y peligros a los usuarios que no cuenten con sistemas de generación distribuida.

Para realizar un estudio de confiabilidad se precisan tanto el método probabilístico a emplear como el nivel jerárquico bajo el que se clasificarán los componentes del sistema. Principalmente se dispone de dos tipos de metodologías probabilísticas, la primera metodología está basada en la

modelación de estados donde se encuentra el método probabilístico analítico de Enumeración de Estados, y la segunda apoyada en la simulación, donde se incluye el método de Montecarlo.

A razón de los acuerdos entre TRANSELECTRIC S.A. (en adelante Transelectric) y ESPOL se planteó la implementación de uno de los métodos antes mencionados para la realización del análisis de confiabilidad del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador de acuerdo a lo detallado en el Plan Maestro de Electrificación 2016-2025 para los años 2016 y 2025 acerca de los sistemas de transmisión y generación, calculando los índices de confiabilidad (probabilidad de pérdida de carga, la pérdida de carga esperada, la potencia no suministrada y la energía esperada no suministrada), para posteriormente realizar un análisis comparativo entre los resultados de las dos metodologías buscando en primera instancia definir el método que mejor se acople a las necesidades del sistema ecuatoriano, seguido de la evaluación de la influencia de la expansión planificada acerca de la mejora de los índices de confiabilidad del sistema; para el efecto se utiliza dos programas; MatlabTM (en adelante, simplemente Matlab) mediante el planteamiento de scripts y funciones; y, PowerFactory a través del desarrollo en lenguaje de programación de DIgSILENT (DPL)*. La programación DPL se adaptará al modelo del SNI bajo las características antes mencionadas. Adicional se verificará que los resultados de energía no suministrada concuerden con los valores reportados por la Corporación Nacional de Electricidad comprobando la fiabilidad de la información obtenida en este estudio.

En el primer capítulo se expone la introducción a este proyecto, describe los antecedentes históricos del crecimiento energético del Ecuador, las preguntas de investigación, los objetivos y los capítulos que forman parte de este proyecto. Está compuesto por seis secciones las cuales describimos a continuación; la Sección 1.2 describe en datos relevantes del crecimiento energético del país desde el año 1999 hasta la actualidad, demostrando la necesidad de un plan de expansión para el sistema de generación y transmisión de energía. La Sección 1.3 entra en detalle con los conceptos necesarios para el entendimiento de los

* **DIgSILENT Programming Language (DPL):** Tiene el propósito de ofrecer una interfaz para tareas automáticas en el programa PowerFactory.

temas tratados durante la investigación. La Sección 1.4 describe los detalles con los cuales la investigación apunta a tratar como lo son el problema, justificación, preguntas y objetivos que se pretenden alcanzar durante el desarrollo de la investigación. En la Sección 1.5 se describe la estructura de la investigación mencionando en que capítulos se plantea llegar a los objetivos de la Sección 1.4.4 Finalmente en la Sección 1.6 se mencionan los aportes a los que contribuye la investigación al campo de la ingeniería eléctrica.

1.2 Antecedentes

En esta sección se hace referencia a la descripción del sistema nacional interconectado ecuatoriano, su estado actual, el registro de su comportamiento en base a los informes anuales emitidos por las entidades competentes y la planificación determinada para la expansión de las diferentes áreas.

1.2.1 Sistema Nacional Interconectado

El actual sistema de transmisión eléctrico ecuatoriano consta de dos subestaciones de 500 kV, diecinueve subestaciones de 230 kV y veintinueve subestaciones de 138 kV, además se encuentra conectado con más de 3270 Km de líneas de transmisión a 230 kV, más de 2332 Km de líneas de transmisión a 138 kV y casi 246 Km de líneas a nivel de voltaje de 500 kV. (MEER, 2017)

La configuración esencial del SNI corresponde a un sistema de transmisión en anillo que interconecta las diez subestaciones principales que manejan un nivel de voltaje de 230 kV, estas son: Santa Rosa, Santo Domingo, Totoras, Baños, Molino, Riobamba, Milagro, Pascuales, Dos Cerritos y Quevedo. (ver Figura 1.1).

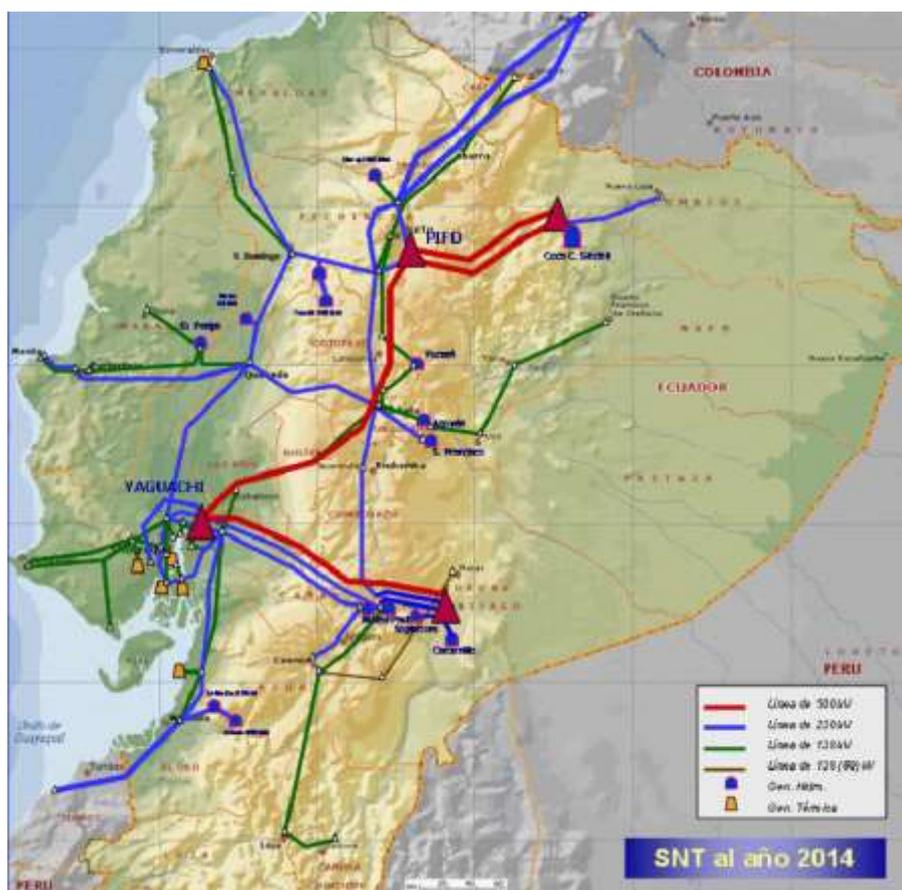


Figura 1.1: Sistema Nacional Interconectado (TRANSELECTRIC S.A, 2017)

Actualmente el Ecuador se encuentra en una etapa de expansión energética por lo cual nuevos proyectos se van incluyendo cada año en busca de satisfacer la demanda energética en crecimiento del país, además de ser un proveedor de energía eléctrica para sus países vecinos.

1.2.2 Informe anual del CENACE

El Informe Anual (CENACE, 2015) corresponde a un documento que resume la gestión operativa y administrativa que el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) realiza en el período de un año, mostrando los resultados estadísticos y logros de la actividad eléctrica; empleando las características de la operación del Sistema Nacional Interconectado (SNI) como base de datos para la comprobación de los resultados.

Por ejemplo, durante el 2017, la demanda de energía incluyendo las exportaciones a Colombia y Perú fue de 22903,10 GWh; se registraron 3395 salidas forzadas en elementos del SNI, donde 64,68% corresponde a generación, 20,29% a distribución y 15,02% a transmisión. La Energía No

Suministrada a consecuencia de todas las fallas durante el 2017 fue de 7,75 GWh, que representa el 0,035% del consumo anual, como se puede observar a continuación.

Año	Demanda de Energía [GWh]	Salidas Forzadas	Energía No Suministrada [GWh]	Porcentaje de Energía No Suministrada Anual (%)
2014	20882.55	4616	6.83	0.033
2015	21934.39	4623	9.98	0.045
2016	22331.03	4188	7.54	0.038
2017	22903.10	3395	7.75	0.035

Tabla 1.1: Datos registrados en los informes anuales del CENACE del año 2014 al 2017 (CENACE, 2015); (CENACE, 2016); (CENACE, 2017); (CENACE, 2018)

En la Tabla Tabla 1.1 se agrupan los datos del año 2014 al 2017 donde se pueden observar el porcentaje de energía no suministrada por año. Estos valores indican que tan confiable es el sistema nacional interconectado frente a fallas que se pueden presentar. De esta manera se pueden usar estos datos como antecedentes de los valores aproximados para los índices de confiabilidad que se obtendrán en la simulación y el cual se detallan en el capítulo de metodologías; para este caso la energía no suministrada corresponde al EENS y el porcentaje de energía no suministrada corresponde al EIR. El objetivo primordial del CENACE con la expansión del sistema, debe ser la reducción del porcentaje de energía no suministrada, teniendo alternativas para poder suplir de energía en caso de falla de algún elemento.

1.2.3 Plan Maestro de Electrificación

Para la planificación del Sector Eléctrico Ecuatoriano es necesario plantear estudios de demanda que servirán de base para la definición de futuras implementaciones en las diferentes áreas del SNI.

El estudio más representativo en el Ecuador corresponde al Plan Maestro de Electrificación (PME) 2016-2025, elaborado por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, el Operador Nacional de Electricidad y la Corporación Eléctrica del Ecuador; presentando inicialmente un estudio de proyección de la demanda para los años determinados en base a datos históricos del comportamiento de los consumidores y el incremento de las necesidades eléctricas. Para el presente

proyecto se consideraron las condiciones de demanda para los años 2018 y 2025 que se describen en la Figura Figura 1.2.

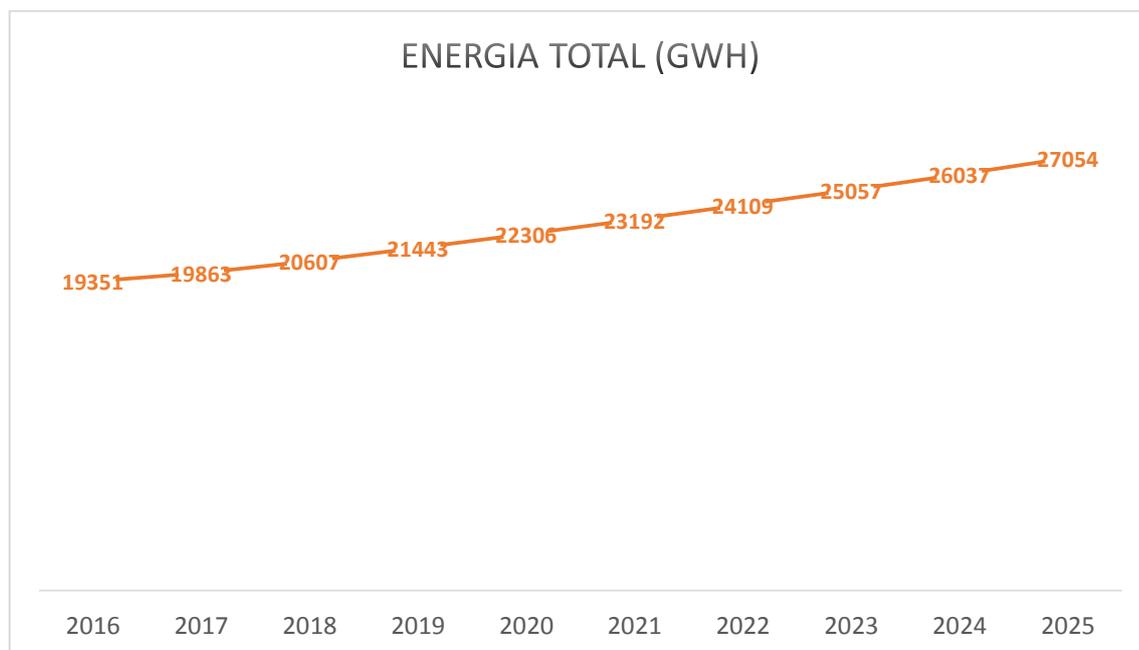


Figura 1.2: Gráfica de proyección de la demanda de energía realizada a partir de los datos del Plan Maestro de Electrificación (MEER, 2017)

En el gráfico de la Figura Figura 1.2 se muestra una representación de la proyección total de la demanda de energía que será requerida a nivel residencial, comercial, industrial, alumbrado público entre otros. Sin embargo, en el Plan Maestro de Electrificación también se detalla cuidadosamente los requerimientos históricos de energía por barra, transformador, y demás elementos que han sido incluidos directamente en el modelamiento del Sistema Nacional Interconectado en la herramienta computacional DIgSILENT.

Para el estudio del comportamiento del sistema nacional se divide al país en cuatro zonas interconectadas. Como se puede observar en la Figura Figura 1.3, se tienen las zonas noroccidental, nororiental, suroriental y suroccidental, además de las indicaciones para las interconexiones con Colombia y Perú.

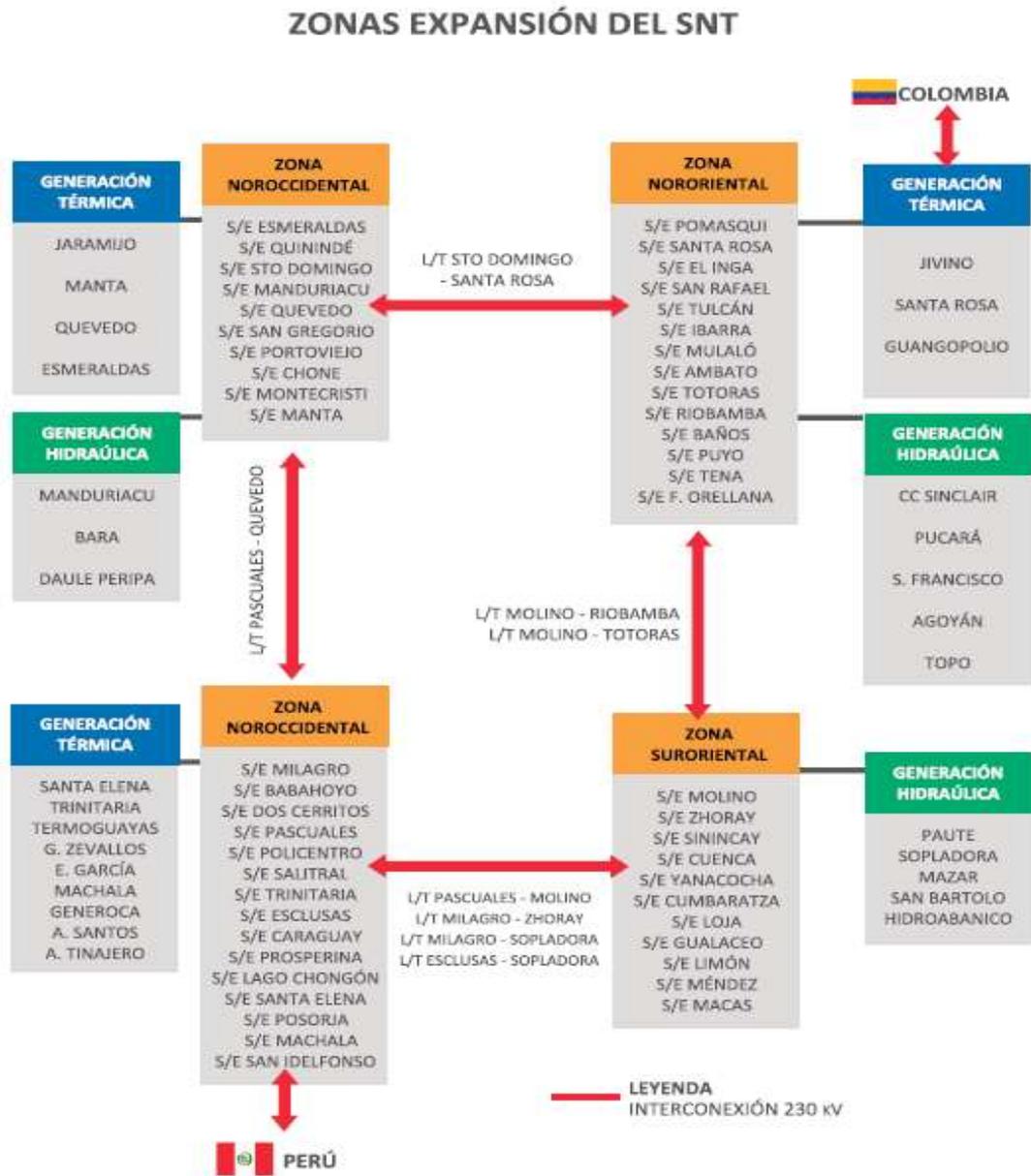


Figura 1.3: Zonas de expansión del sistema nacional interconectado (MEER, 2017)

Posteriormente muestra las estrategias de implementación en el sistema para suplir la demanda proyectada de manera continua cumpliendo con los estándares de calidad de acuerdo a las normas impuestas a nivel nacional que están descritas en las regulaciones del CONELEC (Consejo Nacional de Electricidad). (MEER, 2017)



Figura 1.4: Resumen del plan de expansión de la transmisión entre 2019-2025 realizada a partir de los datos del plan de expansión del PME (MEER, 2017)

En la Figura 1.4 se pueden observar los cambios planeados para la transmisión a partir del año 2019 hasta el año 2023, cada proyecto está relacionado con una zona de acuerdo a su ubicación como se indica en la Figura 1.3. La Figura 1.5 describe la planificación para la inclusión de la generación en el sistema ecuatoriano para el período en el que se basa el análisis del presente proyecto.



Figura 1.5: Resumen del plan de expansión de la generación entre 2019-2025 realizada a partir de los datos del plan de expansión del PME (MEER, 2017)

Como se puede observar en la Figura 1.5 se tiene planificación de la expansión de la generación para los años 2022, 2023 y 2025. El reporte del PME abarca el período 2014 al 2025, sin embargo los años que no han sido incluidos en los diagramas de las Figuras 1.5 y 1.6 están incluidos en el caso base del año 2018.

1.3 Marco Teórico

En esta sección se describen las características generales de los sistemas de potencia, y una de las principales herramientas para el análisis de estos sistemas como son los flujos de potencia. Se realiza una breve revisión de los conceptos de confiabilidad y los métodos de análisis para su cuantificación. Además se mencionan los índices que serán el objeto de estudio, cálculo y análisis durante el desarrollo del proyecto.

1.3.1 Sistemas de potencia

Un sistema de potencia corresponde a un conjunto de elementos que tiene como objetivo principal suministrar de energía eléctrica a los diferentes puntos de distribución para su consumo final, dividiéndose en diferentes etapas como son la generación, transmisión, distribución y consumo; considerando a su vez todos los elementos involucrados en el transporte de la energía desde las centrales de generación y respaldando un servicio continuo, acorde a los estándares de calidad. En Ecuador se hace alusión principalmente a la regulación de frecuencia y voltaje de acuerdo a lo expuesto en las normas del CONELEC. Mansilla (2014) explica que existen dos configuraciones esenciales de los sistemas de potencia que son objeto de estudio, estas son sistemas radiales y sistemas en anillo

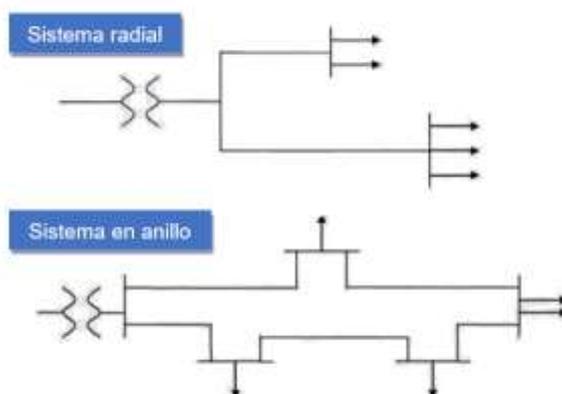


Figura 1.6: Configuraciones de sistemas de potencia (Mansilla, 2014)

Como se puede observar en la Figura 1.6 los sistemas radiales se caracterizan por poseer una única fuente de alimentación para cada punto de carga o subestación del sistema, es decir que si alguna de las líneas se ve interrumpida no se contaría con una fuente de alimentación alterna por lo que existiría una pérdida de carga; mientras que los sistemas en anillo permite la

interconexión de los puntos de cargas o subestaciones permitiendo la creación de varios caminos de alimentación que suplirían de energía en caso de existir una falla en el sistema. Es decir que si se experimenta una contingencia los sistemas en anillo presentan una mayor posibilidad de seguir sufriendo la carga en comparación a un sistema radial, lo que permite determinar que una configuración en anillo es más confiable que una topología radial. En la práctica se requiere contar con sistemas más complejos por lo que generalmente encontramos sistemas mixtos.

1.3.2 Flujo de potencia

El cálculo de flujo de potencia es uno de los procedimientos utilizados para analizar el comportamiento en régimen permanente de un sistema de potencia, debe cumplir varias condiciones operativas para estudiar el efecto de cambios en la topología de las redes.

Los métodos para el cálculo de flujo de potencia se desarrollaron desde los años cuarenta, cuando las interconexiones en los sistemas de potencia eran más pequeños y generalmente radiales. Durante los años cincuenta, cuando se comenzó la interconexión de varios sistemas, nació la necesidad de crear métodos para los cálculos de estos nuevos sistemas, lo que se vio soportado con el desarrollo de las computadoras, así como el desarrollo de los métodos para el cálculo de flujos de potencia como Gauss-Seidel y Ward-Hale (Grainger & Stevenson, 1996). Sin embargo la principal desventaja de estos métodos es el tiempo computacional que requieren cuando tratan con sistemas de potencia grandes, dando paso a la creación del método Newton, que permite el modelado de los sistemas con ecuaciones lineales resolviéndolas mediante procesos iterativos, disminuyendo el tiempo de cómputo para los cálculos (Aracena, 2016).

Con el desarrollo de nuevos estudios en los sistemas de potencia, como los estudios de confiabilidad o planificación de la expansión, se necesita realizar miles de simulaciones de flujo de potencia, de tal forma que si se empleaban los métodos desarrollados se volvía un proceso lento, haciendo necesario el desarrollo de métodos con mayor rapidez de cálculo. Fue por este motivo se dio el desarrollo del método de formulación lineal de las ecuaciones de flujo de potencia conocido como flujo DC, el cual sólo necesitaba resolver un sistema de

ecuaciones lineales para obtener los valores de flujo de potencia de manera directa, en vez de un proceso iterativo. Aunque la desventaja de este método es de que existen sistemas en los cuales las asunciones necesarias para poder resolver el flujo de potencia no se cumplen haciendo los resultados poco confiables. (Aracena, 2016)

De esta forma es que, para la resolución de flujo de potencia de sistemas eléctricos, se tiene dos grandes métodos; el método de Newton Raphson, también conocido como Flujo AC, el cual es más confiable, pero con mayor lentitud en tiempo de computo; y el método de Flujo DC, el cual es menos confiable, pero con mayor rapidez de cálculo. Para el presente proyecto, el método a utilizar es el de Flujo DC, debido a la gran cantidad de simulaciones que se necesitan realizar para la obtención de los índices de confiabilidad y a las condiciones adecuadas para su aplicación, lo que se detallará en el Capítulo Capítulo 3.

a. Flujo de potencia linealizado

El flujo de potencia linealizado o flujo DC corresponde a una aproximación de las ecuaciones de flujo de potencia no lineal considerando la relación entre el flujo de potencia activa en la línea de transmisión y la diferencia angular entre los extremos de la línea.

Para obtener las ecuaciones lineales de Flujo DC, según Aracena (2016) se deben realizar las siguientes aproximaciones, entre otras:

- Las diferencias angulares entre barras directamente conectadas son pequeñas,
- se desprecia la resistencia con respecto a la reactancia de las líneas del sistema,
- se supone un perfil de voltaje igual a 1 pu.

El proceso de linealización de las ecuaciones se puede ver más en detalle en el trabajo de Gallego (2012), y en la Sección 3.5.1 se incluyen las ecuaciones necesarias para la formulación del flujo DC.

1.3.3 Sucesión de números aleatorios y pseudoaleatorios

Según Alberto (2005), una sucesión de números aleatorios es una secuencia de números ordenados al azar de manera uniforme, es decir que todos tienen la misma probabilidad de ser escogidos sin dependencia mutua; existen diferentes maneras de generar números aleatorios, sin embargo si se emplea algoritmos periódicos estos deben inicializarse a partir de un primer valor denominado valor semilla, por lo que se pierde un poco la característica propia de la aleatoriedad adoptando el nombre de números pseudoaleatorios; aun así estos valores pseudoaleatorios deben cumplir con las demás características que corresponden a estar uniformemente distribuidos, ser estadísticamente independientes, ser reproducibles, generarse en forma rápida y respetar un periodo de repetitividad largo.

Existen diversas formas de generar las sucesiones, el lector puede revisar el texto de Donald Knuth (1998), de la Universidad de Stanford; sin embargo, el presente proyecto de investigación emplea generadores congruenciales en base el algoritmo de L'Ecuyer, en donde se indica lo siguiente:

Se parte de una semilla x_0 a partir de la cual se calculan los demás valores base x_n para la obtención de los aleatorios en base a la siguiente ecuación (1.1):

$$x_{n+1} = (ax_n + b) \bmod(m) \quad (1.1)$$

En donde :

- a : es un multiplicador,
- b : sesgo,
- m : módulo.

Y el aleatorio U_n seguiría la siguiente Ecuación (1.2).

$$U_n = \frac{x_n}{m} \quad (1.2)$$

Ya que el enfoque del presente estudio es dedicado a conceptos eléctricos no se revisará más a fondo lo correspondiente a números aleatorios, sin embargo se

invita al lector a revisar el texto de Donald Knuth (1998) como se mencionó anteriormente.

1.3.4 Introducción a la confiabilidad de sistemas de potencia

El propósito principal de un sistema eléctrico de potencia es abastecer de energía eléctrica a los puntos de demanda existentes en la red, de forma económica, cumpliendo con los estándares de calidad y con un nivel de confiabilidad aceptable, logrando en la mayor medida posible un suministro de energía ininterrumpido; esperando que el sistema responda de manera adecuada ante posibles fallas en la red para evitar la pérdida de energía en algunos sectores del sistema o en su totalidad.

Sin embargo, en la práctica real no es factible predecir el comportamiento de una red eléctrica en su totalidad debido a que el número de contingencias posibles en un sistema es grande y programar los sistemas de control y de protecciones para lidiar con ellas implica un problema aún mayor por lo que sólo se consideran las anomalías más probables. Sin embargo aunque se trate de programar medidas que cubran estos problemas, al ser de origen aleatorio, en ocasiones no son abarcadas dentro del rango de alcance de acción del operador produciendo fallas del sistema.

Según el Consejo de Confiabilidad Eléctrica de Norte América NERC (2018), se define a la confiabilidad como:

El grado de funcionamiento de los elementos del sistema eléctrico de potencia que resulta en electricidad siendo entregada a los usuarios dentro de los estándares aceptados y en la cantidad deseada. La confiabilidad puede ser medida a través de la frecuencia, duración y magnitud de los efectos adversos en el suministro eléctrico (o en el servicio de los usuarios). (Imbarack, 2006)

También se define a la confiabilidad como “la capacidad para abastecer de servicio de energía eléctrica con el mínimo de interrupciones, con calidad de servicio técnico, comercial y del producto” (Chusin & Escobar, 2015), es decir es la capacidad que tiene cierto elemento o un sistema de encontrarse en estado de operación cumpliendo su función de manera adecuada bajo las condiciones de trabajo prevista durante un periodo de tiempo determinado.

De acuerdo con las características del sistema, para determinar la confiabilidad del mismo, es necesario considerar su seguridad, es decir que tan probable es que experimente daños permanentes que afecte su funcionamiento; la suficiencia, que corresponde a la capacidad de que la generación nunca sea menor a la demanda requerida por el sistema; la rapidez en que se pueda realizar una reparación en caso de ser necesaria; la fiabilidad que indica la posibilidad de funcionar bajo las condiciones de diseño; la calidad que incluye la capacidad de desempeño de la energía con respecto a los estándares establecidos; y la disponibilidad, que hace referencia al tiempo que se encuentra funcionando correctamente.

Sin embargo el nivel de confiabilidad de un sistema no se define únicamente de acuerdo a sus elementos internos, el comportamiento de la carga a la que necesitan suplir de energía es un parámetro relevante para la determinación de la confiabilidad de un sistema, éstas pueden ser cargas vitales que no admiten interrupción; no prioritarias, que permiten interrupciones prolongadas; prioritarias, que admiten paradas cortas; y esenciales cuya característica define que deben ser realimentadas en intervalos muy cortos de tiempo que generalmente son en el orden de los segundos.

1.3.5 Tipos de Análisis de Confiabilidad

La confiabilidad se enfoca en técnicas, herramientas y métodos que en conjunto ayudan a determinar que un componente, sistema o producto actúe con seguridad, proporcionando la calidad adecuada bajo las condiciones óptimas y durante un tiempo determinado, buscando determinar soluciones óptimas en donde cada elemento realice su trabajo en el tiempo previsto sin fallar.

Según Zapata (2011) para sistemas de potencia existen dos tipos de análisis de confiabilidad; el análisis de suficiencia o adecuación y el análisis de seguridad.

a. Análisis de Suficiencia

Este análisis se lo realiza a largo plazo y evalúa la existencia de suficientes elementos en un sistema de potencia para poder suplir la demanda ante cualquier situación o estado del sistema. Se enfoca en las

condiciones estáticas de operación por lo que para la obtención de los datos del comportamiento del sistema se utiliza la herramienta de flujo DC. (Zapata, 2011)

b. Análisis de Seguridad

Este análisis se lo realiza a corto plazo y evalúa la capacidad del sistema para responder ante contingencias que se puedan dar repentinamente. Se enfoca en las condiciones dinámicas de operación por lo que para la obtención de datos de comportamiento del sistema se utiliza la herramienta de flujo AC. (Zapata, 2011)

1.3.6 Métodos para el análisis de la confiabilidad de un sistema

Para analizar la confiabilidad de un sistema es necesaria la realización de estudios que permiten la detección de posibles fallas o riesgos a los que se ve expuesto el sistema, ayudando en la definición de nuevas implementaciones que busquen mejorar su eficiencia, estos pueden ser realizados previo a la puesta en marcha del sistema o durante su funcionamiento.

Existen dos grandes metodologías para el análisis de confiabilidad en sistemas de potencia: el método determinístico o analítico (Método de Enumeración de Estados) y el método de simulación estocástica o probabilística (Simulación de Montecarlo).

Los métodos determinísticos implican la utilización de expresiones y modelos matemáticos que son útiles cuando la red objeto de análisis no es muy compleja, caso contrario se debe recurrir a aproximaciones y suposiciones que simplifiquen el análisis. Así mismo, se emplean para calcular valores medios y esperados de los índices de confiabilidad, facilitando la obtención de un diagnóstico del comportamiento del sistema.

En algunas ocasiones no es viable la aplicación de un método determinístico como se mencionó anteriormente, razón por la cual se recurre a métodos de simulación como el método de Montecarlo, en el que mediante la generación de números aleatorios se pueden obtener distribuciones de probabilidad de los índices de confiabilidad. En el presente proyecto ambos métodos se desarrollan

y comparan mediante la aplicación en sistemas IEEE para posteriormente emplear el método de Montecarlo en el cálculo de índices de confiabilidad del SNI.

a. Método de Enumeración de Estados

Según Fuentes & Duarte (2011) la enumeración exhaustiva de estados busca obtener en forma rápida y concreta los índices de confiabilidad de un sistema eléctrico de potencia. Esta metodología se basa en el estudio de todos los estados posibles que puede presentar un sistema, realizando simplificaciones para disminuir la complejidad como podría ser la consideración de contingencias del orden $n-2$, es decir que se estudia la falla de hasta dos elementos simultáneamente. Debido a esto resulta de utilidad analizar los estados en orden creciente de contingencias, es decir aumentando el número de elementos en fallas.

b. Método de Montecarlo

Romero (2015) indica que el método de Montecarlo permite la resolución de problemas mediante la simulación de variables aleatorias o pseudoaleatorias tomando como base el reflejo del comportamiento aleatorio del sistema para obtener de forma artificial los índices de confiabilidad siguiendo un proceso iterativo en el que se visualiza los estados de operación y falla de los elementos en una línea de tiempo, obteniendo el número de fallas y el tiempo de indisponibilidad para el posterior cálculo de los índices de confiabilidad.

c. Índices de confiabilidad

Los índices de confiabilidad corresponden a la cuantificación de la confiabilidad de un sistema permitiendo evaluar el comportamiento operacional de las instalaciones, sistemas, equipos, dispositivos y componentes; facilitando la implementación de un plan orientado a mejorar la labor de mantenimiento.

Los índices de confiabilidad para sistemas de potencia se los puede obtener en base a la implementación de las metodologías mencionadas

en la sección anterior del presente capítulo, se consideran los siguientes índices:

- Probabilidad de pérdida de carga (LOLP: Loss Of Load Probability), se presenta cuando la capacidad de generación del sistema es menor que los requerimientos de demanda;
- valor esperado de pérdida de carga (LOLE: Loss Of Load Expectation), indica el número esperado de periodos en que no existe suficiente energía para cubrir la demanda durante el tiempo total de estudio;
- valor esperado de la potencia no suplida (EPNS: Expected Potency No Supply);
- valor esperado de energía no suplida (EENS: Expected Energy No Supply), es el área bajo la curva que cubre el LOLE, ya que calcula la energía no suplida durante el tiempo de estudio;
- frecuencia de interrupción (FOI: Frequency of Interruption), es el número de interrupciones promedio en las que hay energía no suplida en un año;
- la duración de interrupción (DOI: Duration of Interruption), es la duración promedio de una interrupción al año;
- índice de confiabilidad de la energía (EIR: Energy Index Rentiability).

Cabe recalcar que los índices de interrupción sólo pueden ser calculados usando el método de Montecarlo. El cálculo de los índices son descritos con mayor detalle en el Capítulo Capítulo 3. donde se describe la fórmula que se emplea para obtenerlos de acuerdo al método que se utilice, mientras que en el Capítulo Capítulo 4. se realiza su respectivo análisis. Más ejemplos de lo mencionado respecto a estos índices se pueden observar en el libro de “Reliability Evaluation of Power Systems” de Roy Billinton (1996).

1.4 Detalles de la investigación

En esta sección se presenta el problema a solucionar mediante la presente investigación, describe la justificación de la necesidad de un análisis de

confiabilidad en el Sistema Nacional Interconectado, plantea las preguntas que se resolverán durante el desarrollo del proyecto y menciona los objetivos que se pretenden alcanzar durante el desarrollo de la investigación.

1.4.1 Descripción del problema

El propósito de la existencia de un sistema eléctrico de potencia es el de suplir de energía eléctrica a los centros de carga los cuales pueden ser residenciales o industriales. Este trabajo se lo debe realizar de la manera más económica posible y con un nivel aceptable de confiabilidad. Actualmente debido al crecimiento de la población y el aumento continuo anual de la demanda eléctrica, es imprescindible realizar la expansión del sistema eléctrico ecuatoriano para garantizar un servicio de energía eléctrica continuo a la población, incluso con el surgimiento de contingencias. Sin embargo, en la realidad, no siempre es posible mantener el servicio de energía en todas las zonas del sistema, debido a que el sistema está comprometido a fallas de origen aleatorio, las cuales en muchos casos están fuera del control del operador. Es debido a esto, la necesidad del país con la expansión del sistema eléctrico, es la de mejorar los niveles de confiabilidad que tiene el sistema hoy en día.

1.4.2 Justificación del problema

Un análisis de confiabilidad permite la cuantificación de la calidad del servicio eléctrico a través de índices relacionados a insuficiencias energéticas que podría experimentar el sistema, poniendo a disposición una base de información para determinar posibles fallas futuras en el sistema, además de las repercusiones que tendría sobre sus diferentes elementos, permitiendo la comprobación de la efectividad de las proyecciones planteadas en el plan de expansión del SNI, analizando si se han generado mejoras en la confiabilidad de acuerdo al crecimiento esperado de la demanda.

1.4.3 Preguntas de investigación

Este estudio busca reflexionar y responder una serie de preguntas preliminares que no se han explorado en detalle y no tienen una respuesta definitiva en relación con la confiabilidad del Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano.

1. ¿Qué metodología es más viable para su aplicación en el estudio de confiabilidad del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador?
2. ¿Es factible la aplicación de ambos métodos en la plataforma DIgSILENT?
3. ¿Cuáles son los índices de confiabilidad del Sistema Nacional Interconectado para los años 2018 y 2025?
4. ¿El porcentaje de energía no suplida (ENS) para las simulaciones de los años 2018 y 2025 muestra un rango de comportamiento normal de acuerdo con lo reportado en los informes anuales de la Corporación Nacional de Electricidad (CENACE) de los últimos 4 años?
5. ¿Mejoran los índices de confiabilidad del Sistema Nacional Interconectado con la expansión planificada hasta el año 2025?
6. ¿Qué tan significativa es la influencia del sistema de transmisión en comparación al análisis del sistema compuesto de transmisión-generación?
7. ¿Es confiable el sistema de transmisión de potencia eléctrica del Ecuador?

1.4.4 Objetivos

Los objetivos que se pretenden conseguir en el desarrollo de esta investigación son:

1. Revisar la literatura de los métodos para estudiar la confiabilidad de los sistemas de potencia enfocado en la transmisión y generación eléctrica.
2. Determinar la metodología adecuada para el análisis de confiabilidad del Sistema Nacional Interconectado (SNI) en base a pruebas empleando el método de Enumeración de Estados y simulación de Montecarlo en sistemas IEEE con menor número de elementos.
3. Diseñar e implementar una herramienta computacional en DIgSILENT Programming Language (DPL) para obtener su aplicación en el Sistema Nacional Interconectado (SNI) para los años 2018 y 2025 siguiendo el método de simulación de Montecarlo.
4. Obtener los índices de confiabilidad del sistema para los años 2018 y 2025 en base a la información de los elementos que forman el Sistema Nacional Interconectado de transmisión.
5. Discutir las ventajas y desventajas de cada plataforma usada en el proyecto y el desarrollo de los métodos de cálculo de los índices de confiabilidad.

6. Analizar y comparar los índices de confiabilidad del sistema para los años 2018 y 2025, y determinar si la expansión del sistema mejora su confiabilidad y si se debe principalmente al aporte del sistema de transmisión.
7. Concluir si la energía no suministrada (ENS) del sistema para los años 2018 y 2025 cumple con un rango de comportamiento adecuado de acuerdo a lo reportado en los informes anuales de la Corporación Nacional de Electricidad (CENACE).

1.5 Estructura de la investigación

A continuación, se describen los logros obtenidos por cada uno de los capítulos de esta investigación:

Capitulo dos - Este capítulo trata de la revisión de la literatura necesaria para comprender los conceptos tratados en este estudio y una breve explicación de los métodos a utilizar. Este capítulo responde al objetivo uno.

Capitulo tres – Este capítulo explica la metodología empleada para la obtención de los índices de confiabilidad por Enumeración de Estados y Simulación de Montecarlo. Este capítulo responde a los objetivos dos y tres.

Capitulo cuatro – Este capítulo muestra los resultados obtenidos con respecto al análisis de confiabilidad del SNI en la plataforma DIgSILENT para los años 2018 y 2025. Este capítulo responde al objetivo cuatro.

Capitulo cinco – Este capítulo realiza la discusión y responde al objetivo cinco.

Capitulo seis – Este capítulo concluye todos los resultados obtenidos comparando los métodos utilizados y los años en estudio para poder comprender si la expansión energética mejora la confiabilidad del sistema. Este capítulo responde a los objetivos seis y siete.

1.6 Aportes de nuestra investigación

La concepción del presente proyecto de investigación trata de aportar al campo de la ingeniería eléctrica en potencia del Ecuador al menos en los siguientes puntos principales:

- Nuestro proyecto de investigación pone a disposición de la comunidad científica ecuatoriana una herramienta que permita el análisis de sistemas de potencia en forma general, basándose en el nivel jerárquico a considerar y que brinde la opción de realizarlo a través de dos metodologías de estudio mediante la elaboración de un programa adecuado basado en conceptos eléctricos fundamentales, amigable con el usuario y que brinde información concreta acerca de los sistemas para poder realizar una evaluación más sencilla, desarrollado en una plataforma de programación conocida para el medio eléctrico.
- En nuestro proyecto se expone el estado de la situación actual del sistema eléctrico de transmisión de tal forma que se pueda verificar su capacidad de suficiencia, determinando si los cambios propuestos a futuro son adecuados para el sistema en su totalidad mediante la implementación de la herramienta desarrollada en el punto anterior e inspirando a la comunidad eléctrica a plantear futuros proyectos que no se enfoquen únicamente en suficiencia, sino que evalúen los otros aspectos de confiabilidad, además de encontrar los motivos por los cuales se presentan las insuficiencias en el sistema planteando posibles soluciones que abarquen un periodo de tiempo mayor al propuesto en el Plan Maestro de Electrificación.

Capítulo 2. Revisión de Literatura

Capítulo 2. Revisión de Literatura

2.1 Introducción.....	55
2.2 Modelamiento del sistema.....	55
2.2.1 <i>Análisis del sistema</i>	56
2.2.2 <i>Análisis de Confiabilidad</i>	58
2.3 Estados de un elemento.....	58
2.4 Método de Enumeración de Estados.....	59
2.5 Método de Montecarlo.....	60
2.5.1 <i>Método de Montecarlo no secuencial</i>	60
2.5.2 <i>Método de Montecarlo secuencial</i>	60
2.5.3 <i>Índices de confiabilidad</i>	62
2.6 Plataformas en uso para la investigación.....	62

2.1 Introducción

En este capítulo se realiza una revisión de literatura que impulsa un desarrollo ordenado y adecuado del proyecto. Busca exponer las reflexiones realizadas para las consideraciones en los sistemas a estudiar y la implementación de cada método de análisis. Se divide en cinco secciones principales.

En la Sección 2.2 se habla del modelamiento de un sistema de potencia de acuerdo al análisis que se desea implementar y posteriormente se describe el nivel de análisis adecuado para el SNI. En la Sección 2.3 se establecen los estados de los elementos del sistema que serán la base para la realización de los métodos de análisis de la confiabilidad. En la Sección 2.4 y 2.5 se revisan ambas metodologías de estudio y se comparan sus principales características mencionando las ventajas y desventajas de cada método. Los análisis de confiabilidad requieren procesos y funciones cuyo desarrollo presentan cierto nivel de complejidad por lo que es necesario contar con una plataforma de programación que preste las facilidades necesarias para el reflejo de las metodologías. La Sección 2.6 describe las herramientas que presentan las plataformas consideradas en el estudio, además de una revisión de trabajos para las que ya han sido empleadas.

2.2 Modelamiento del sistema

Dada la relevancia que tiene la realización de un análisis de confiabilidad de un sistema de potencia para la planificación de cambios y mejoras del mismo, como se plantea realizar en el presente proyecto, se debe analizar el sistema de acuerdo a las necesidades que se presenten. En esta sección se detallará los puntos a considerar que permitan modelar un sistema de potencia y las metodologías para poder realizar su respectivo análisis de confiabilidad. En la Sección 2.2.1 se hace una descripción general de las zonas funcionales de un sistema de potencia y sus niveles jerárquicos, identificando el nivel al que se dedicará el presente proyecto. En la Sección 2.2.2 se realiza la revisión de literatura acerca del análisis de confiabilidad en sistemas de potencia.

2.2.1 Análisis del sistema

Los sistemas eléctricos modernos tienen un grado de complejidad muy alto, a tal punto que analizarlo como un todo se vuelve una tarea tediosa, por este motivo se trata de simplificar la percepción de los sistemas de potencia dividiéndolos en zonas de acuerdo a sus funciones. Estas divisiones funcionales son generación, transmisión y distribución como se ilustra en la Figura 2.1. De esta manera se organizan las operaciones del sistema y su planificación a futuro. (Billinton & Allan, 1996)



Figura 2.1: Zonas funcionales de un sistema de potencia (Billinton & Allan, 1996)

El análisis de confiabilidad de un sistema se lo puede realizar a cada una de las tres zonas funcionales implementando un análisis independiente, en este caso sirven de ejemplo el estudio que realizó Çaglar (2000) en donde se centra en el análisis de la expansión considerando únicamente la proyección de la generación de un sistema de potencia o el trabajo de Zapata (2004) en donde analiza la confiabilidad de un sistema de distribución.

Si bien es cierto el análisis de una de las zonas funcionales puede brindar información relevante acerca de un sistema, en ocasiones también es necesario analizar las interacciones de las zonas con el fin de buscar una visión más completa acerca del comportamiento del sistema produciendo la combinación de las zonas dando paso a la concepción de los “Niveles Jerárquicos” como se pueden observar en la Figura 2.2.

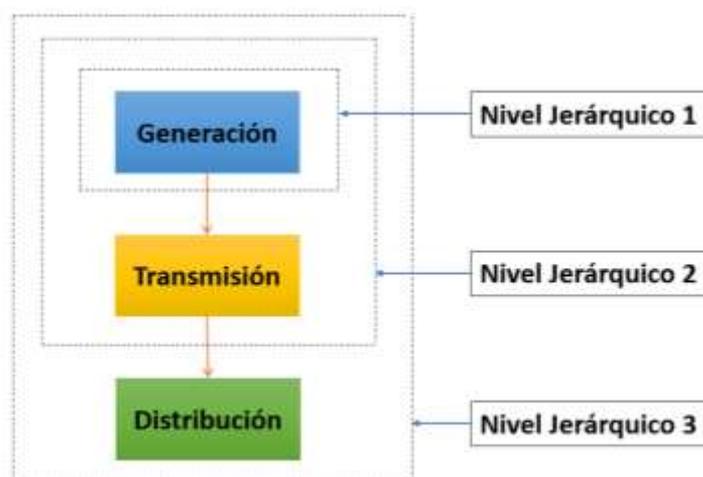


Figura 2.2: Niveles jerárquicos para el análisis de sistemas de potencia (Billinton & Allan, 1996)

A medida que el nivel jerárquico incrementa crece paralelamente el número de zonas que abarca. Así se tiene que el “Nivel Jerárquico 1” se enfoca en la generación procurando que la generación de energía siempre logre abastecer a la demanda; mientras que el “Nivel Jerárquico 2” considera la generación y la transmisión centrándose en el análisis de acuerdo a los flujos de potencia, análisis de contingencias, y redespacho de unidades de generación; finalmente el “Nivel Jerárquico 3” observa el sistema considerando todos sus elementos, combinando las zonas de generación, transmisión y distribución, sin embargo analizar todas las zonas a la vez involucra un estudio de gran complejidad debido a la cantidad de elementos y a la topología del sistema.

Siendo el objetivo principal del presente proyecto evaluar el efecto de la expansión de la transmisión inicialmente se presentarían tres posibles opciones de análisis; la primera considerando únicamente la zona de transmisión ya que corresponde al planteamiento inicial, la segunda considerando solo la zona de generación debido a que se encuentra en un nivel más bajo que la transmisión y el tercero realizando una evaluación sobre el nivel jerárquico 2 que incluye transmisión y generación.

Sin embargo como se observa en las Figuras Figura 1.4 y Figura 1.5, donde se muestra un resumen del plan expansión de la transmisión y la generación respectivamente, la cantidad de cambios en el sistema de transmisión es mucho mayor que en el sistema de generación, además revisando lo indicado en el PME (MEER, 2017) la mayoría de los proyectos de generación fueron

implementados en los años anteriores al 2018, por lo que nos enfocaremos principalmente en el análisis de la zona de transmisión y el nivel jerárquico 2.

2.2.2 Análisis de Confiabilidad

Como se mencionó en la Sección 1.3.5 existen dos tipos de análisis de confiabilidad; el análisis de suficiencia y el análisis de seguridad. Aguedo (2014), realizó en su trabajo de investigación un análisis de seguridad de sistema de transmisión del sistema IEEE de veinticuatro barras, evaluando diferentes escenarios de hasta contingencias N-2, obteniendo así un modelo de análisis de la vulnerabilidad de un sistema utilizando flujo AC. Fuentes (2011) y Zapata (2004) realizan en sus respectivos trabajos de investigación un análisis de suficiencia de la red utilizando dos metodologías diferentes, enumeración de estados y Montecarlo respectivamente, para dos zonas diferentes de un sistema de potencia, el primer autor analizó el sistema compuesto transmisión-generación y el segundo evaluó la zona de distribución. En estos casos se ve la versatilidad de los métodos ante cualquier tipo de evaluación que se quiera realizar en un sistema. Para este proyecto de investigación el análisis a realizarse será el de suficiencia para poder evaluar las mejoras en el abastecimiento del sistema debido a su expansión, más no su comportamiento dinámico ante fallas.

2.3 Estados de un elemento

Los elementos que conforman los sistemas de potencia presentan cierto grado de disponibilidad que se obtiene en base a su comportamiento histórico; si por ejemplo consideramos una central de generación formada por 8 unidades, se podría definir que presenta su mayor disponibilidad cuando las 8 unidades estén en funcionamiento, caso contrario en el que no cuente con unidades funcionando estaría en estado de completa indisponibilidad; pero es poco probable que en la práctica se presente un paro general de la central salvo por casos extremos, generalmente no se dispondrá únicamente de algunas de las unidades teniendo una disponibilidad parcial, sin embargo esto involucraría un análisis más exhaustivo.

Considerando lo anterior y tomando como referencia el estudio de Zapata (2011), se considera que cada elemento sólo puede presentar dos posibles estados: Disponible o Indisponible, en el caso de centrales se considerará el estado individual de cada unidad de generación para evitar estados parciales. La tasa de transición de cada elemento viene dada por su tasa media de salida o falla y su tasa media de restauración o reparación representadas por (ver Figura 2.3).

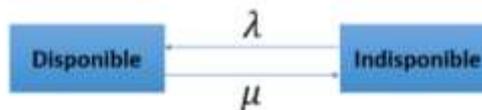


Figura 2.3: Estados de disponibilidad de un elemento

Basado en el modelo de Markov, el tiempo de la transición entre cada estado se da de acuerdo a las tasas de transición de cada elemento.

$$A = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad (2.1)$$

$$U = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (2.2)$$

Con estas hallamos la probabilidad de encontrarse en el estado de operación (A) o falla (U) del sistema, según las Ecuaciones (2.1 y (2.2).

2.4 Método de Enumeración de Estados

La enumeración exhaustiva (Fuentes & Duarte, 2011) es un método de análisis que examina todos los posible escenarios que se pueden dar dentro de un sistema, obteniendo la probabilidad de ocurrencia de cada estado y determinando si en ese estado hay energía no suplida, es decir puntos de carga que no están siendo alimentados. De acuerdo a estos datos se puede calcular y obtener los índices de confiabilidad del sistema para la determinación de su confiabilidad.

El número de estados que se pueden dar en un sistema es bastante elevado y en mucho de las casos la probabilidad de ocurrencia es muy baja, por tal motivo se establecen consideraciones al análisis para poner un límite al número de estados que se desean examinar. Para que el análisis sea significativo la suma

de la probabilidad de los estados evaluados en el análisis debería ser cercana al 100%.

2.5 Método de Montecarlo

Según lo que se aprecia en los trabajos de Imbarack (2006) y Romero (2015), el método de Montecarlo se puede clasificar en dos tipos dependiendo de la forma en la que se construyan los eventos que representarán a la simulación; es decir, como se maneje el tiempo de simulación, basándose en esto la Simulación de Montecarlo se divide en: Montecarlo No Secuencial y Montecarlo Secuencial.

2.5.1 Método de Montecarlo no secuencial

Asigna una probabilidad de ocurrencia a cada uno de los estados posibles, durante un periodo de interés, considerando que esta evaluación se debe realizar para una cantidad representativa de estados para poder estimar los índices con un grado de confiabilidad aceptable.

Imbarack (2006) explica que este tipo de simulación se realiza en sistemas donde la dependencia entre componentes no es relevante y esta se puede obviar. En términos de tiempo computacional este método presenta grandes ventajas pero a la vez índices como la frecuencia y duración no pueden ser calculados.

2.5.2 Método de Montecarlo secuencial

Romero (2015) indica que este método consiste en la construcción de secuencias de estados en función del tiempo para cada uno de los elementos que conforman la red, obteniendo de manera aleatoria cada intervalo de tiempo requerido. A partir de la evaluación del estado del sistema durante todo el tiempo de simulación se calculan los índices de confiabilidad del sistema.

La principal ventaja del método es que permite incluir parámetros de los elementos que involucren tiempo como lo son el tiempo de operación límite de una unidad generadora, tiempos de entrada y salida de un turbogenerador, etc. Según Imbarack (2006) este método generalmente requiere una gran cantidad

de recursos computacionales por lo que es limitada su aplicación a sistemas reales. Según el modelo de análisis del tiempo podemos clasificar el método en:

a. Síncrono

Romero (2015) considera un intervalo fijo de tiempo y cada vez que se cumpla se realizará una evaluación del sistema sin considerar lo que pasó entre cada intervalo analizado. Por lo tanto, si el intervalo de tiempo es Δt y el tiempo de la simulación es igual a $10x\Delta t$, entonces se obtienen 10 puntos de evaluación del sistema.

Este tipo de simulación es adecuado para sistemas en que los eventos ocurren en intervalos regulares de tiempo, lo cual para el presente proyecto no sería adecuado ya que no hay los datos necesarios para ver al sistema de manera general, sino viendo el comportamiento de cada elemento.

b. Asíncrono

Según Romero (2015) el tiempo crece de manera irregular en cada uno de los elementos, por este motivo la evaluación del sistema se realizará cada vez que suceda un evento, teniendo así un registro por elemento de cada uno de los eventos que ocurrieron durante la simulación.

Según Imbarack (2006) este tipo de simulación permite obtener una cronología de eventos individuales de cada elemento del sistema utilizando números aleatorios y la distribución de probabilidad de cada componente. El análisis se lo realiza cada vez que suceda un evento, por lo que el número de simulaciones se basará en el componente que tenga el evento más próximo.

Inicialmente esta metodología era la base para la simulación de Montecarlo que se considera para este proyecto pero por el tipo de sistema que se evaluará y por la facilidad para la programación se necesita definir intervalos de simulación. Por este motivo se optó por complementar ambos métodos de simulaciones (asíncrono y síncrono) como se explica en la siguiente subsección.

c. Tiempo Mezclado

Imbarack (2006) indica que este método es una combinación de los dos métodos anteriores siendo mayormente utilizado para sistemas compuestos de generación y transmisión por lo cual será la metodología empleada para este proyecto. Consiste en evaluar la confiabilidad de un sistema que tenga en un intervalo de tiempo discreto, generando los cambios de estado de los elementos del sistema de forma asincrónica.

La simulación consiste en establecer un tiempo fijo de simulación durante el cual los elementos modelaran su comportamiento utilizando números aleatorios que definirán su estado de acuerdo a su distribución de probabilidad. Una vez que todos los elementos lleguen al tiempo fijado se realizará la evaluación del sistema, y dependiendo de la convergencia de los datos obtenidos se aumentará el tiempo de simulación o se presentaran los resultados. Esta metodología se detalla en la Sección 3.4.4 .

2.5.3 Índices de confiabilidad

Para el análisis nos centraremos en lo recomendado en el reglamento de la Comisión Europea en donde se define como indicadores de seguridad de suministro de energía a los índices EENS (GWh/año) y LOLE (h/año). Los cuales son imprescindibles para la evaluación de recursos a cargo de la Red Europea de Operadores de Redes de Transmisión de Electricidad (ENTSO-E) de acuerdo al Reglamento de Electricidad Artículo 19. Además el Grupo de Coordinación de Electricidad lleva a cabo un control regular de seguridad de acuerdo al valor del cálculo de los indicadores. (European Commission, 2016)

2.6 Plataformas en uso para la investigación

En el desarrollo del presente proyecto se dispuso el uso de dos programas para el desarrollo de la lógica definida para reflejar los métodos de Enumeración de Estados y de simulación de Montecarlo para la obtención de los índices de confiabilidad. Estos programas son MatLab y DIgSILENT.

MatLab es el acrónimo para laboratorio de matrices (MatLab, por sus siglas en inglés MATrix LABoratory), corresponde una herramienta computacional matemática que ofrece un entorno de desarrollo integrado (IDE, por sus siglas en inglés Integrated Development Environment) con un lenguaje de programación propio (lenguaje M), usado como una herramienta poderosa para resolver problemas que requieren cálculos complejos. Para la primera fase del desarrollo del presente proyecto se empleó este software ya que combina un entorno de escritorio adecuado para el análisis iterativo y los procesos de diseño con un lenguaje de programación que expresa las matemáticas de matrices y vectores directamente.

DlgSILENT es el acrónimo para Simulación Digital de Redes Eléctricas (DlgSILENT, por sus siglas en inglés Digital Simulation of Electrical Networks), corresponde a un herramienta computarizada de ingeniería avanzada de diseño de gran utilidad para el análisis de sistemas eléctricos a nivel industrial, de distribución o transmisión. Ha sido diseñado como un integrado e interactivo paquete computacional dedicado a los sistemas de potencia para lograr los objetivos principales de planificación y operación. (PowerFactory, 2017)

Para el desarrollo del presente proyecto se empleó el lenguaje de programación de DlgSILENT (DPL), teniendo acceso al editor que permite la realización de diversos programas iterativos que son de utilidad para el desarrollo de las metodologías de investigación antes mencionadas, además del cálculo de los índices de confiabilidad.

Ambas plataformas han sido anteriormente utilizadas para estudios de confiabilidad en redes eléctricas o sistemas de potencia. Romero (2015) realizó una simulación de Montecarlo utilizando las plataformas de Matlab como prueba del código y DlgSILENT como herramienta para evaluar el comportamiento de transformadores en cuatro subestaciones para determinar el reemplazo de equipos. Aljohani y Beshir (2017) usaron la plataforma de Matlab para realizar una simulación de Montecarlo que proporcione los índices de confiabilidad SAIDI, SAIFI, CAIDI, EUE y ASAI, los cuales son índices en base al número de interrupciones desarrollado para cualquier sistema de prueba eléctrico en el área de distribución; en este caso fue ejemplificado usando el alimentador de prueba

IEEE de treinta y cuatro nodos. Para finalizar, Fuentes y Duarte (2011) realizaron un programa que calcula los índices de confiabilidad mediante el método de enumeración de estados para realizar una evaluación de la confiabilidad del Sistema Interconectado del Norte Grande de Chile (SING).

En este proyecto se realiza la programación, en Matlab y DIgSILENT (DPL), del método de enumeración de estados, basándonos en la metodología aplicada por Fuentes (2011) y del método de simulación de Montecarlo, siguiendo la metodología elegida por Romero (2015), aplicándolos a sistemas IEEE como prueba preliminar en Matlab por la versatilidad del programa y además por la poca cantidad de elementos de estos sistemas, para la elección del método más adecuado, para su posterior implementación y simulación en el Sistema Nacional Interconectado de Ecuador en DIgSILENT, obteniéndose los índices para la evaluación de la confiabilidad de los años 2018 y 2025, analizando si la expansión del sistema mejora la confiabilidad del mismo.

Capítulo 3. Metodología

Capítulo 3. Metodología

3.1	Introducción.....	67
3.2	Consideraciones Generales	68
3.3	Método de Enumeración de Estados.....	73
3.3.1	<i>Lógica del programa de Enumeración de Estados</i>	<i>74</i>
3.3.2	<i>Índices de confiabilidad para Enumeración de Estados</i>	<i>84</i>
3.4	Método de Simulación de Montecarlo	85
3.4.1	<i>Generación de números pseudo-aleatorios.....</i>	<i>86</i>
3.4.2	<i>Lógica de la Simulación de Montecarlo</i>	<i>88</i>
3.4.3	<i>Índices de confiabilidad para Simulación de Montecarlo</i>	<i>93</i>
3.4.4	<i>Criterio de convergencia</i>	<i>94</i>
3.5	Programación en Matlab	95
3.5.1	<i>Flujo óptimo DC usando programación cuadrática.....</i>	<i>96</i>
3.5.2	<i>Aplicación de la programación cuadrática en Matlab.....</i>	<i>97</i>
3.5.3	<i>Ejemplificación de DCOPF en Matlab</i>	<i>98</i>
3.5.4	<i>Comprobación de lógica en Matlab.....</i>	<i>101</i>
3.6	Programación en DIgSILENT	103
3.6.1	<i>Desarrollo de la lógica en DIgSILENT.....</i>	<i>104</i>
3.6.2	<i>Descripción de rutinas y subrutinas implementadas en DPL</i>	<i>105</i>
3.6.3	<i>Flujo DC en DPL</i>	<i>107</i>
3.6.4	<i>Evaluación del sistema IEEE de catorce barras</i>	<i>107</i>
3.6.5	<i>Evaluación del Sistema Nacional Interconectado.....</i>	<i>110</i>

3.1 Introducción

En el Capítulo Capítulo 1. se pudo definir las metas principales del proyecto y en el Capítulo Capítulo 2. se expuso la teoría que sustenta esta investigación, además de una pequeña introducción a los métodos de Enumeración de Estados y el método de simulación de Montecarlo a través de los cuales se obtendrá todos los resultados para el análisis final de la confiabilidad del Sistema Nacional Interconectado (SNI).

En el Capítulo Capítulo 3. se explica la lógica de los algoritmos creados para obtener los índices de confiabilidad utilizando el método analítico de Enumeración Exhaustiva de Estados y el método probabilístico de Montecarlo. Ambos métodos serán aplicados en la dos plataformas seleccionadas para este estudio de análisis de confiabilidad enfocado a la suficiencia del sistema como se menciona en la Sección 2.2.2 . En la Sección 3.2 se realiza una explicación del orden en que se desarrolló la metodología previo a la obtención de resultados en el SNI. En la Sección 3.3 3.2 y en la Sección 3.4 se procede a detallar los métodos de Enumeración de Estados y simulación de Montecarlo respectivamente.

En la Sección 3.5 y 3.6 se procede a explicar detalles de las plataformas Matlab y DlgSILENT respectivamente con la aplicación específica que tienen en el proyecto. En primer lugar se usa la herramienta Matlab, para una fase de prueba del algoritmo, utilizando sistemas IEEE y datos proporcionados por Transelectric, posteriormente se usa la herramienta DlgSILENT, para plasmar el código en lenguaje DPL (DlgSILENT Programming Language), aplicar el algoritmo en el SNI y obtener los índices de confiabilidad.

Al final de este capítulo se realiza un breve resumen sobre el proceso de análisis y obtención de resultados en cada uno de los métodos para planificar la generación y transmisión de energía en el Ecuador.

3.2 Consideraciones Generales

El proyecto consistirá en tres fases para la obtención de los índices de confiabilidad del SNI. La primera fase consiste en el desarrollo de algoritmos de los métodos para el análisis de la confiabilidad, usando el software MatLab, cuyo lenguaje de programación es versátil y brinda mayor facilidad en el uso de matrices permitiendo llegar a resultados más rápido, y con menos líneas de código, ya que posibilita las interacciones operacionales entre arreglos numéricos, agilitando la revisión de la lógica.

Para el efecto se tiene que incluir temas que abarcan el planteamiento de funciones que permitan modelar un sistema de potencia y poder simular su comportamiento como la realización de un despacho de unidades, el cumplimiento de los requerimientos de demanda o la validación de la formación de subsistemas aislados, además de requerir el uso de programación cuadrática para Flujo DC, ya que MatLab no ejecuta directamente un flujo de potencia debido a que es un software dedicado a la aplicación en campos muy diversos además de estudios eléctricos. Otros aspectos a resaltar corresponden a la corroboración del estado del sistema posterior a la implementación de una contingencia debido a que la topología de la red varía y por lo tanto el sistema de matrices que se ingresa a la función en MatLab deberá readecuarse para que no haya errores de dimensiones en las operaciones que las involucran.

Finalizada la comprobación de los métodos en Matlab se procede a la segunda etapa consistente en la implementación de la lógica planteada en DlgSILENT, adaptándola a las herramientas que ofrece la programación en DPL, constatando la funcionalidad del programa, realizando pruebas preliminares previo al alcance de la tercera fase, que consiste en ejecutar el programa en el Sistema Nacional Interconectado para los años 2018 y 2025, y realizar un análisis comparativo entre ambos resultados. A continuación se muestra en la Figura Figura 3.1, el diagrama de flujo que resalta el proceso general a seguir durante el presente proyecto.

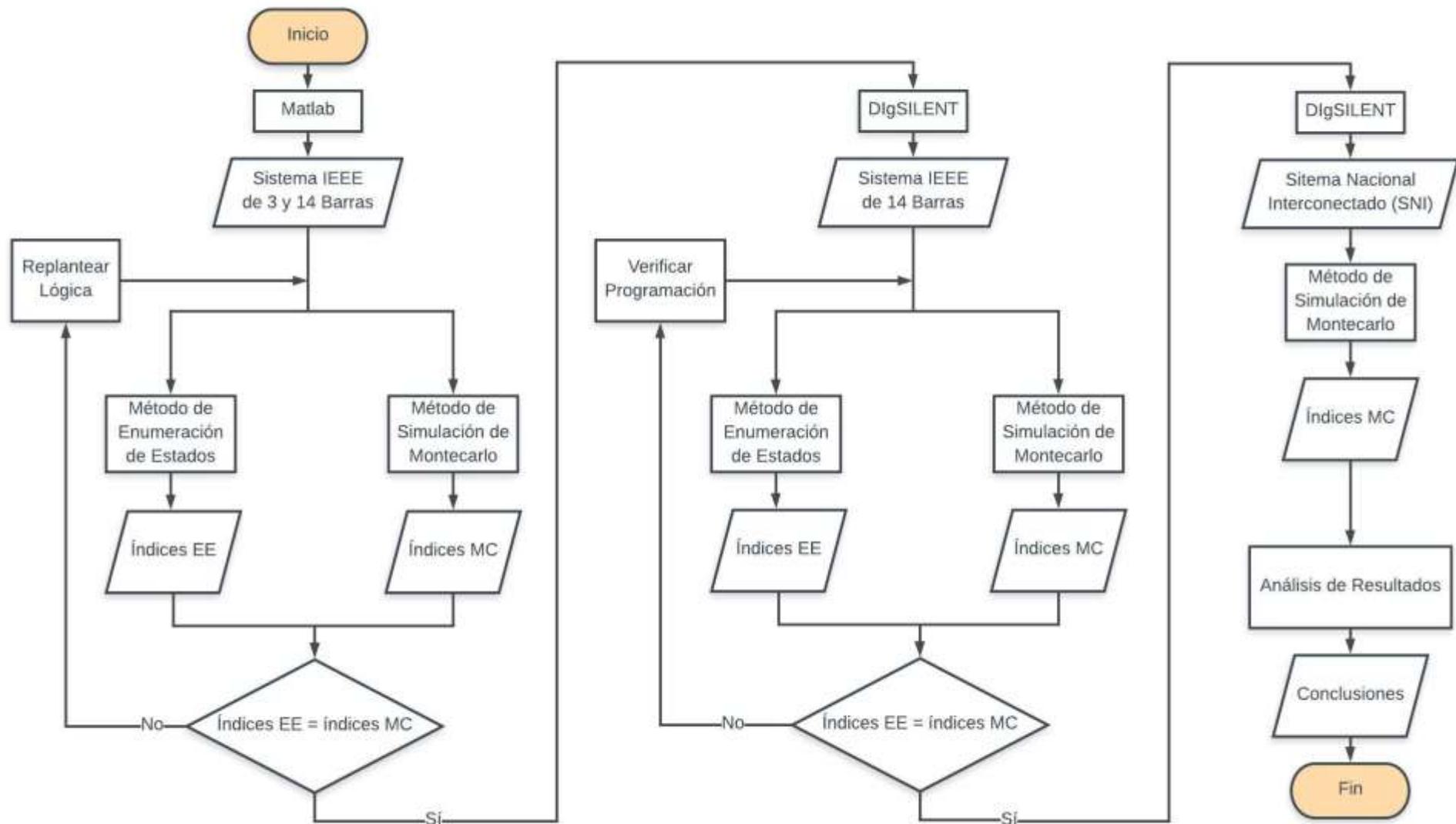


Figura 3.1: Diagrama de flujo de la metodología general del estudio

En la Figura 3.1 se pueden observar las validaciones por fases realizadas previamente a la implementación final en el SNI, cada etapa incluyó una revisión de los resultados parciales como comprobación del correcto desempeño de la lógica.

Para la comprobación de los algoritmos de los métodos de evaluación de confiabilidad de las fases uno y dos se realiza la simulación del sistema IEEE de tres barras en MatLab y del sistema IEEE de catorce Barras en MatLab y DlgSILENT; comparando los índices resultantes en cada método y verificando que correspondan a valores cercanos. Estas simulaciones se utilizan como casos de estudio para poder definir la metodología final. La Figura 3.2 muestra los sistemas IEEE de tres barras (Sandeep, 2015) y de catorce barras (IEEE, 1993) para una mejor apreciación.

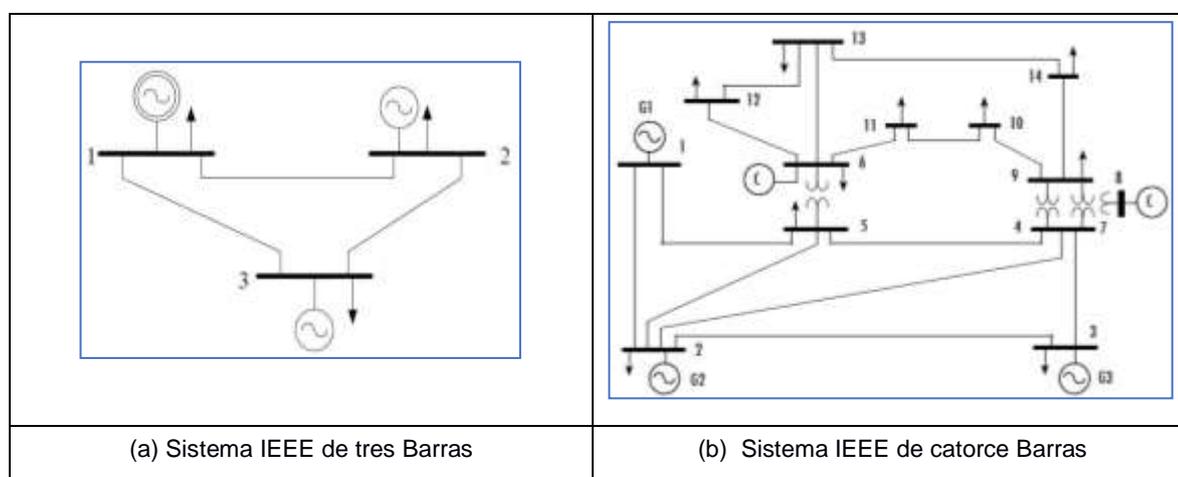
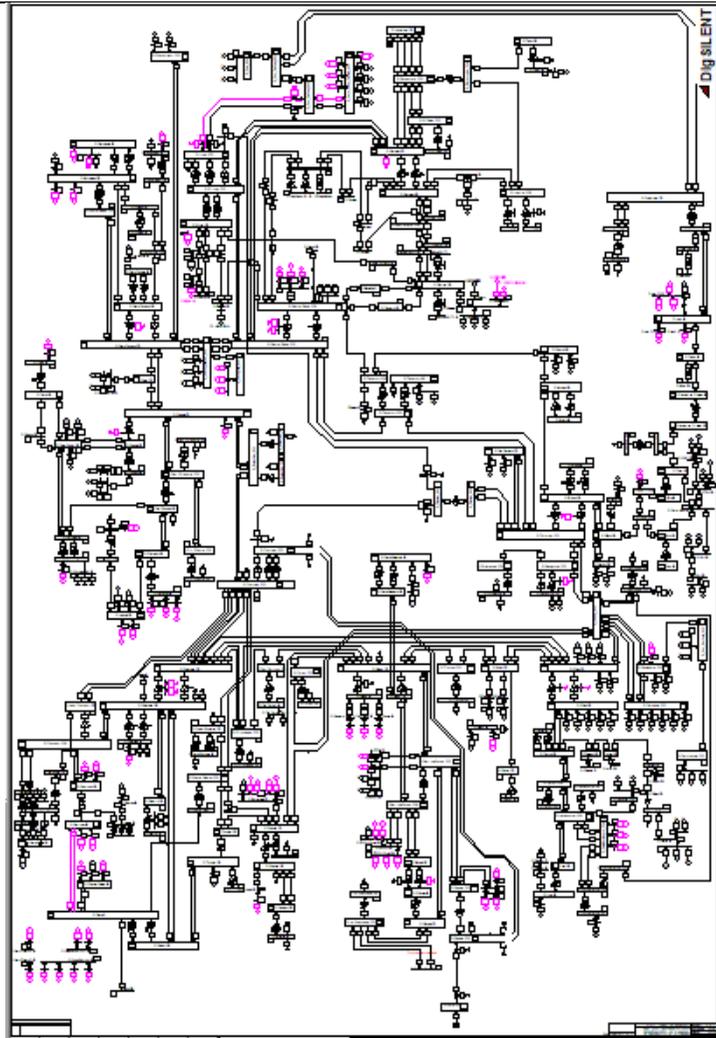
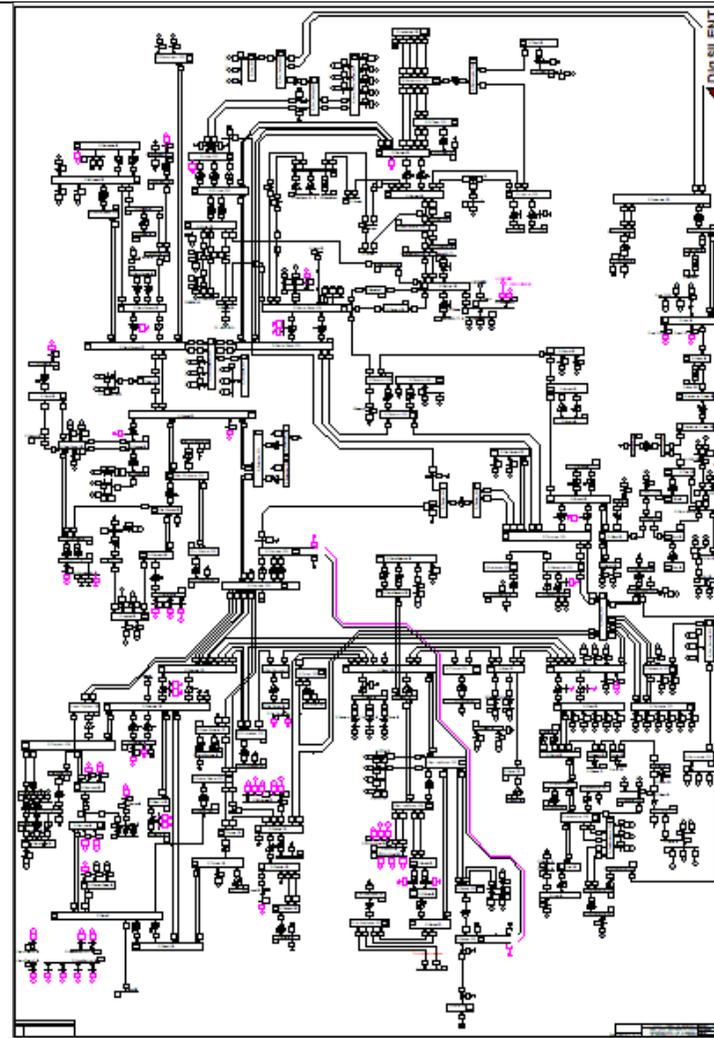


Figura 3.2: Sistemas IEEE para prueba en MatLab

En comparación a MatLab, DlgSilent tiene como principal ventaja operativa el ser un programa dedicado a estudios eléctricos por lo que la simulación de las contingencias es más sencilla ya que requeriría principalmente cambiar el estado de fuera de servicio de los elementos en contingencia y ejecutar un flujo de potencia ante las nuevas condiciones. Además se tiene como información previa el modelado del Sistema Nacional Interconectado (SNI) en el espacio de trabajo de DlgSILENT, el cual fue proporcionado por la empresa nacional de transmisión Transelectric. La Figura 3.3 muestra las características del SNI para los años 2018 y 2025 correspondientes a los casos principales de estudio, las cuales deben ser habilitadas en el “Open Data Manager” de DlgSILENT.



(a) Año 2016



(b) Año 2025

Figura 3.3: SNI modelado en DigiSILENT

Siguiendo el modelo del SNI para las características indicadas en el Plan Maestro de Electrificación para los años 2016 y 2025, en donde además se encuentran modelados los elementos planificados para la expansión del sistema de acuerdo con el año en el que se espera su inclusión. Adicionalmente, Transelectric nos facilitó algunos de los registros de horas de operación, falla, y salida programada y no programada de las líneas y transformadores que conforman el SNI, para voltajes igual o superior a 138 kV.

Inicialmente se definieron los elementos del caso de estudio, para esto se realizó un filtro de acuerdo a sus características considerando los que conforman el sistema de transmisión y generación, teniendo como prioridad las de mayor capacidad como Coca Codo Sinclair o Paute. Obteniendo así un número de elementos a analizar n , correspondientes únicamente al sistema de transmisión con voltajes de 69 kV, 138 kV, 230 kV y 500 kV.

Posterior a la creación de los programas, los análisis de confiabilidad se los pueden realizar de acuerdo a las zonas o niveles jerárquicos de interés para cubrir un mayor grado de evaluación del sistema. Para el presente trabajo se procederá a simular el sistema en los siguientes dos casos, primero, sólo se evalúa el sistema de transmisión considerando que los generadores funcionan el 100% del tiempo; y, segundo se evalúa el sistema de generación y el sistema de transmisión en conjunto teniendo así un sistema compuesto.

Estos dos tipos de análisis se los realizarán para los años 2018 y 2025 con el fin de obtener los índices de confiabilidad en ambos años y realizar la identificación de la influencia del sistema de transmisión en el SNI en términos de confiabilidad, además de determinar si la expansión del sistema mejoró la confiabilidad del SNI.

Es necesario resaltar que el estudio de confiabilidad realizado se enfoca principalmente en la característica de suficiencia del sistema, por lo que los resultados se centran especialmente en lo correspondiente a la energía no suplida durante las contingencias.

3.3 Método de Enumeración de Estados

En esta sección se detallará la lógica del método de Enumeración Exhaustiva de Estados. La Enumeración de Estados consiste en examinar todos los posibles escenarios de fallas, utilizando como limitante el número de elementos en contingencia (N-1, N-2, N-3, etc.) hasta que la diferencia de la probabilidad asociada a los estados restantes sea lo suficientemente pequeña como para ser ignorados, buscando también la simplificación del análisis para que el mismo no sea muy robusto. (Fuentes & Duarte, 2011)

Probabilísticamente para obtener resultados aproximados se analizan los escenarios en que fallan hasta dos elementos del sistema (contingencia N-2), ya que al examinar las combinaciones posibles y obteniendo el cálculo de sus probabilidades individuales se observa que hasta esta contingencia se abarca cerca del 99% de los escenarios que se experimentan en los sistemas reales, haciendo que los escenarios con mayor número de contingencias sean de menor ocurrencia provocando que tengan un grado de influencia poco relevante para el análisis.

La Enumeración de Estados se inicia mediante la formación de la matriz de estados cuya dimensión es de *número de estados* \times n , donde n es el número de elementos que conforma el sistema, y el número de estados dependerá del grado de contingencias definido; esta matriz contendrá ceros y unos, donde el cero indica que un elemento se encuentra indisponible y el uno indica que el elemento se encuentra operando o disponible.

Para ejemplificar lo mencionado se muestra de ejemplo el sistema de la Figura 3.4, cuya matriz de estado se observa en la Tabla 3.1.

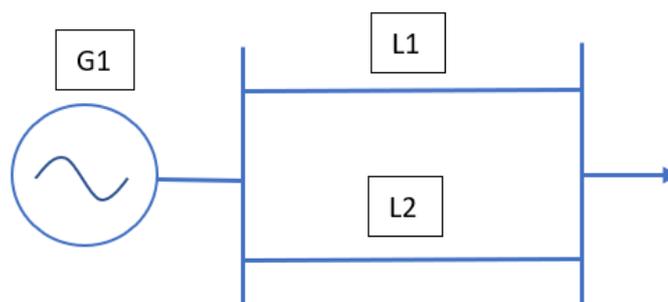


Figura 3.4: Sistema de potencia de 3 elementos

Estados	G1	L1	L2
1	1	1	1
2	0	1	1
3	1	0	1
4	1	1	0
5	0	0	1
6	0	1	0
7	1	0	0

Tabla 3.1: Matriz de estados de un sistema de 3 elementos hasta contingencia N-2

Con la matriz de estados generada, se definen los elementos que se encontrarán fuera de servicio y en operación durante la ejecución del flujo DC, en base a las respuestas se analizará el comportamiento del sistema ante cada contingencia, verificando si continua funcionando o presenta falencias para suplir la energía. Además, para obtener la probabilidad acumulada de cada escenario, se multiplica la probabilidad de cada elemento según el estado en el que se encuentren (disponible o indisponible); es decir, tomando de ejemplo el estado 2 de la matriz de la Tabla Tabla 3.1 (sombreado de amarillo), el valor de la probabilidad de ocurrencia del estado 2 será $(U \text{ de } G1) \times (A \text{ de } L1) \times (A \text{ de } L2)$.

Este proceso se realiza en todos los estados de la matriz para obtener los datos necesarios que permiten calcular los índices de confiabilidad del sistema. El cálculo de los índices de confiabilidad se verá más adelante en la Sección 3.3.2 .

3.3.1 Lógica del programa de Enumeración de Estados

En esta sección se detallará el proceso de obtención de los índices de confiabilidad de un sistema utilizando el método de enumeración de estados. El método sigue el diagrama de flujo de la Figura Figura 3.5 que muestra una división en bloques que separan los diferentes procesos a seguir. Para poder ejemplificar de mejor manera el método, se utiliza el sistema IEEE de tres barras durante la presente sección.

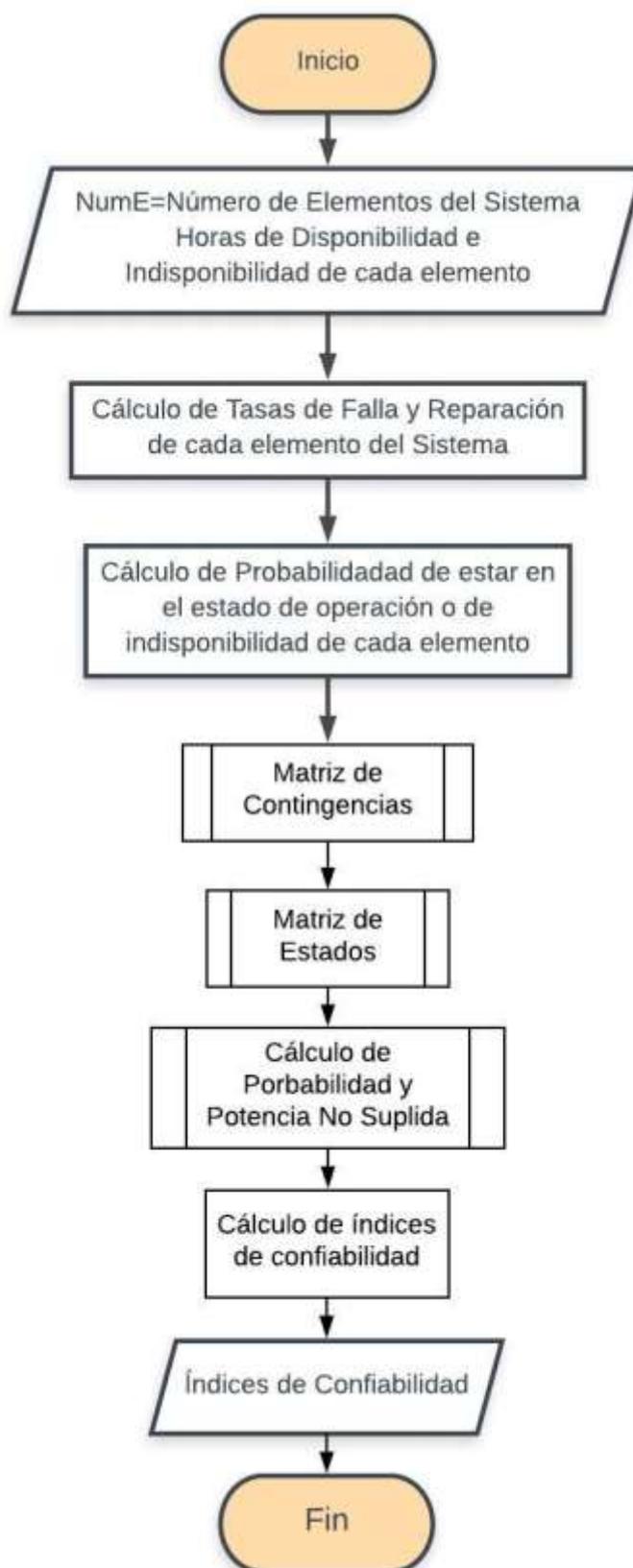


Figura 3.5: Diagrama de flujos del Método de Enumeración de Estados para obtener los índices de confiabilidad de un sistema de potencia

Los datos facilitados por Transelectric fueron las horas de operación, horas de falla, horas en salidas programadas, no programadas y FOR[†] de líneas de transmisión del SNI, los cuales fueron replicados en los sistemas IEEE de tres y catorce barras (ver Tabla Tabla 3.2) para la obtención de los índices de confiabilidad y poder probar los algoritmos.

Barra con generación	Horas operación	Horas Indisponibles			FOR (pu)
		Fallas	Salida Programada	Salida no programada	
1	14776,65	6,25	322,28	86,82	0,02734
2	14282,25	2,95	829,13	77,67	0,05988
3	14776,65	6,25	322,28	86,82	0,02734

(a) Horas de disponibilidad e indisponibilidad de las barras con generación

Línea	Barras		Horas operación	Horas Indisponibles			FOR (pu)
	Desde	Hasta		Fallas	Programadas	No-programadas	
2	1	3	94631,17	5,37	535,97	19,50	0,0059
3	2	3	95139,90	44,43	7,67	0,00	0,0005

(b) Horas de disponibilidad e Indisponibilidad de las líneas

Tabla 3.2: Datos de operación de generadores (a) y líneas de transmisión (b) del sistema de tres barras IEEE

Para poder obtener la probabilidad de disponibilidad de cada uno de los elementos del sistema se necesitan sus tasas de falla (λ) y sus tasas de restauración (μ) las cuales se obtienen a partir de los datos de operación y falla de los elementos.

La tasa de falla será igual al inverso de la suma de las horas de operación (*Horas disponibles*) mientras que la tasa de reparación será igual al inverso de la suma de las horas de falla y de salida del elemento (*Horas indisponibles*), como se muestra en las Ecuaciones (3.1 y (3.2.

$$\lambda = \frac{1}{\text{Horas disponibles}} \quad (3.1)$$

$$\mu = \frac{1}{\text{Horas indisponibles}} \quad (3.2)$$

[†] **FOR** (Forced Outage Rate): Tasa de interrupción forzada o porcentaje de indisponibilidad de un elemento.

Como ejemplo se muestran las tasas de falla y reparación de los generadores y líneas del sistema IEEE de tres Barras, que se obtuvieron, en las Tabla Tabla 3.3 (a y b).

Barras	Tasa de falla	Tasa de reparación	Frecuencia
1	6,76743E-05	0,00241	6,58241E-05
2	7,0017E-05	0,00110	6,58241E-05
3	6,76743E-05	0,00241	6,58241E-05

(a) Tasas de falla y reparación de los generadores

Línea	Tasa de falla	Tasa de reparación	Frecuencia
1	1,05415E-05	0,00304	1,05051E-05
2	1,05673E-05	0,00178	1,05051E-05
3	1,05108E-05	0,01919	1,05051E-05

(b) Tasas de falla y reparación de las líneas de transmisión

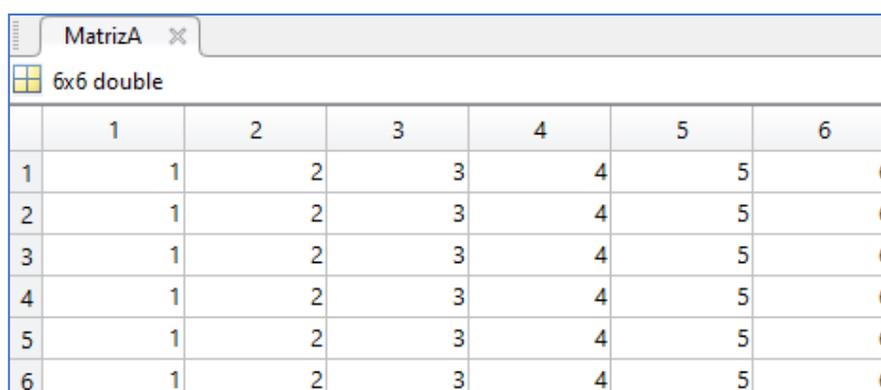
Tabla 3.3: Tasas de operación de los generadores (a) y líneas (b) del sistema IEEE de tres barras

Con las tasas de falla y de reparación obtendremos la probabilidad de que el elemento se encuentre en el estado de falla (U) y en el estado de operación (A), utilizando las Ecuaciones (2.1 y (2.2 del Capítulo Capítulo 2.

Dado que el sistema tiene n elementos se genera la matriz de estados del sistema para contingencias $N-2$. El número de estados se obtiene con la Ecuación (3.3).

$$\text{Número de Estados} = \frac{n!}{2!(n-2)!} + n + 1 \quad (3.3)$$

Para el desarrollo del programa se procedió a crear una matriz de estados a partir de la comparación entre dos matrices: Matriz A y Matriz B, de dimensión $n \times n$ (ver Figura Figura 3.6).



	1	2	3	4	5	6
1	1	2	3	4	5	6
2	1	2	3	4	5	6
3	1	2	3	4	5	6
4	1	2	3	4	5	6
5	1	2	3	4	5	6
6	1	2	3	4	5	6

(a) Matriz A para el sistema IEEE de tres barras

	1	2	3	4	5	6
1	1	2	3	4	5	6
2	2	3	4	5	6	0
3	3	4	5	6	0	0
4	4	5	6	0	0	0
5	5	6	0	0	0	0
6	6	0	0	0	0	0

(b) Matriz B para el sistema IEEE de tres barras

Figura 3.6: Matrices A (a) y B (b) usadas para la creación de la matriz de estados en el Método de Enumeración de Estados para el sistema IEEE de tres barras

La Matriz A contiene el número de los elementos repetidos por columna, por ejemplo en la Figura 3.6 (a) se observa la primera columna llena de unos, la segunda columna llena de dos, etc., mientras que la Matriz B es una matriz del tipo triangular superior, donde por fila se va completando el número de elementos suprimiendo los menores al número coincidente con la fila, reemplazando como valor final el 0 hasta completar la matriz, por ejemplo en la Figura 3.6 (b) la primera columna tiene secuencialmente los números del 1 al 6, la segunda columna tiene secuencialmente los números de 2 al 6 y en el último casillero un cero, la tercera columna tiene secuencialmente los números de 3 al 6 y en los dos últimos casilleros hay ceros y así sucesivamente en el resto de columnas. El proceso para la creación de estas dos matrices se ve reflejado en los diagramas de flujo de la Figura 3.7.

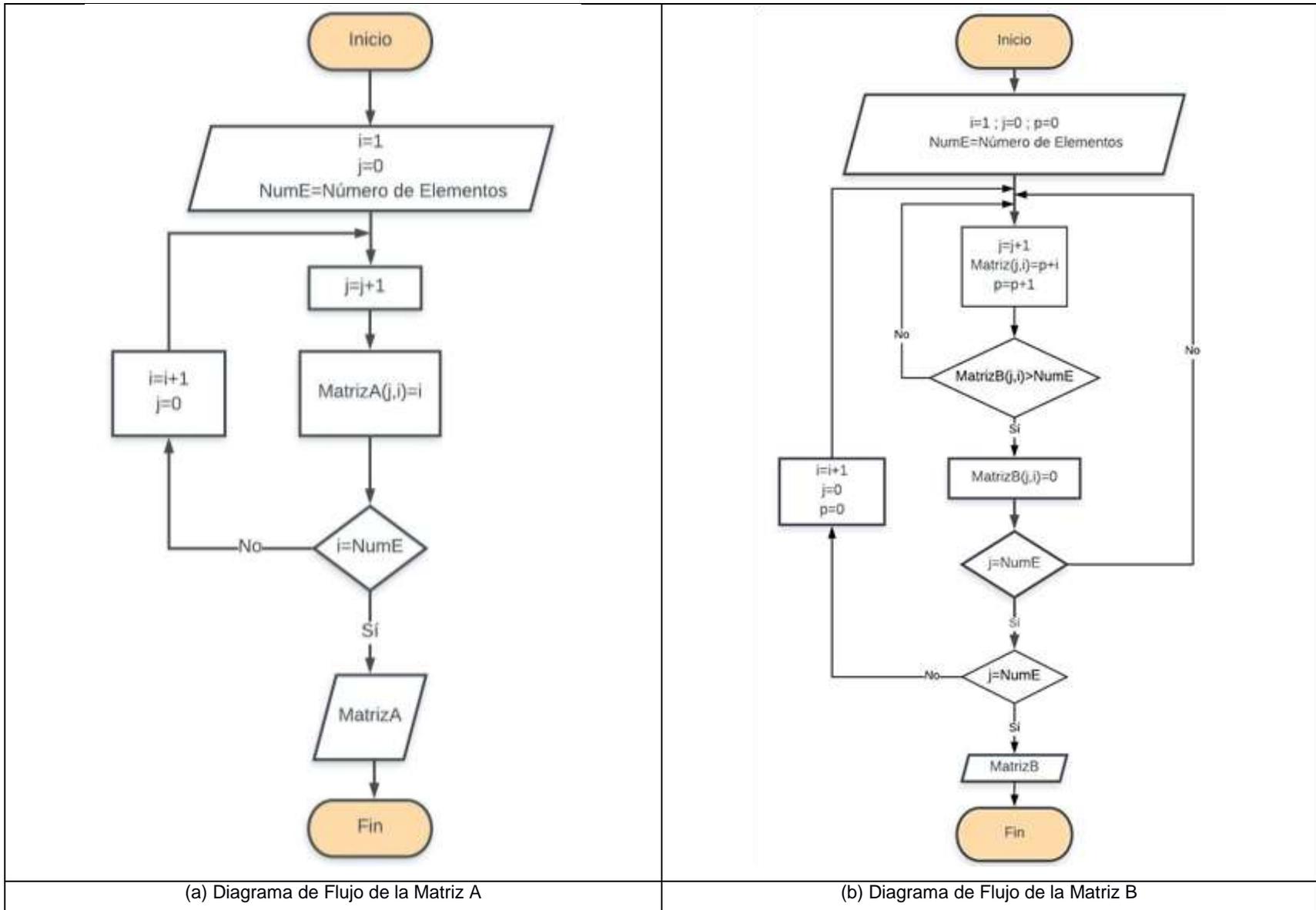


Figura 3.7: Diagramas de flujo para la creación de las matrices usadas para el Método de Enumeración de Estados

La comparación se realiza mediante la coincidencia de cada celda de la Matriz A y B, es decir si observamos la fila 1 se tiene que ambas celdas contienen un número 1, para ese estado se tendría la falla únicamente del elemento 1 del sistema que corresponde a una contingencia del orden $n-1$. Sin embargo si analizamos la fila 2, la primera celda de cada matriz contienen los números 1 y 2, para la Matriz A se tiene el elemento 1, mientras que para la Matriz B se observa el elemento 2, esto se interpreta como una contingencia del orden $n-2$ para los elementos 1 y 2. En caso de que en alguna celda se encuentre el número 0 no es considerado como estado y se lo descarta de la Matriz de Contingencias (ver Figura 3.8).

	1	2
1	1	1
2	1	2
3	1	3
4	1	4
5	1	5
6	1	6
7	2	2
8	2	3
9	2	4
10	2	5
11	2	6
12	3	3
13	3	4
14	3	5
15	3	6
16	4	4
17	4	5
18	4	6
19	5	5
20	5	6
21	6	6

Figura 3.8: Matriz de Contingencias para sistema IEEE de tres barras

La Matriz de Contingencias muestra todas las posibles combinaciones de falla de hasta 2 elementos que se pueden dar en el sistema. La creación de la Matriz de Contingencias se la puede realizar siguiendo la lógica del diagrama de flujo mostrado en la Figura 3.9.

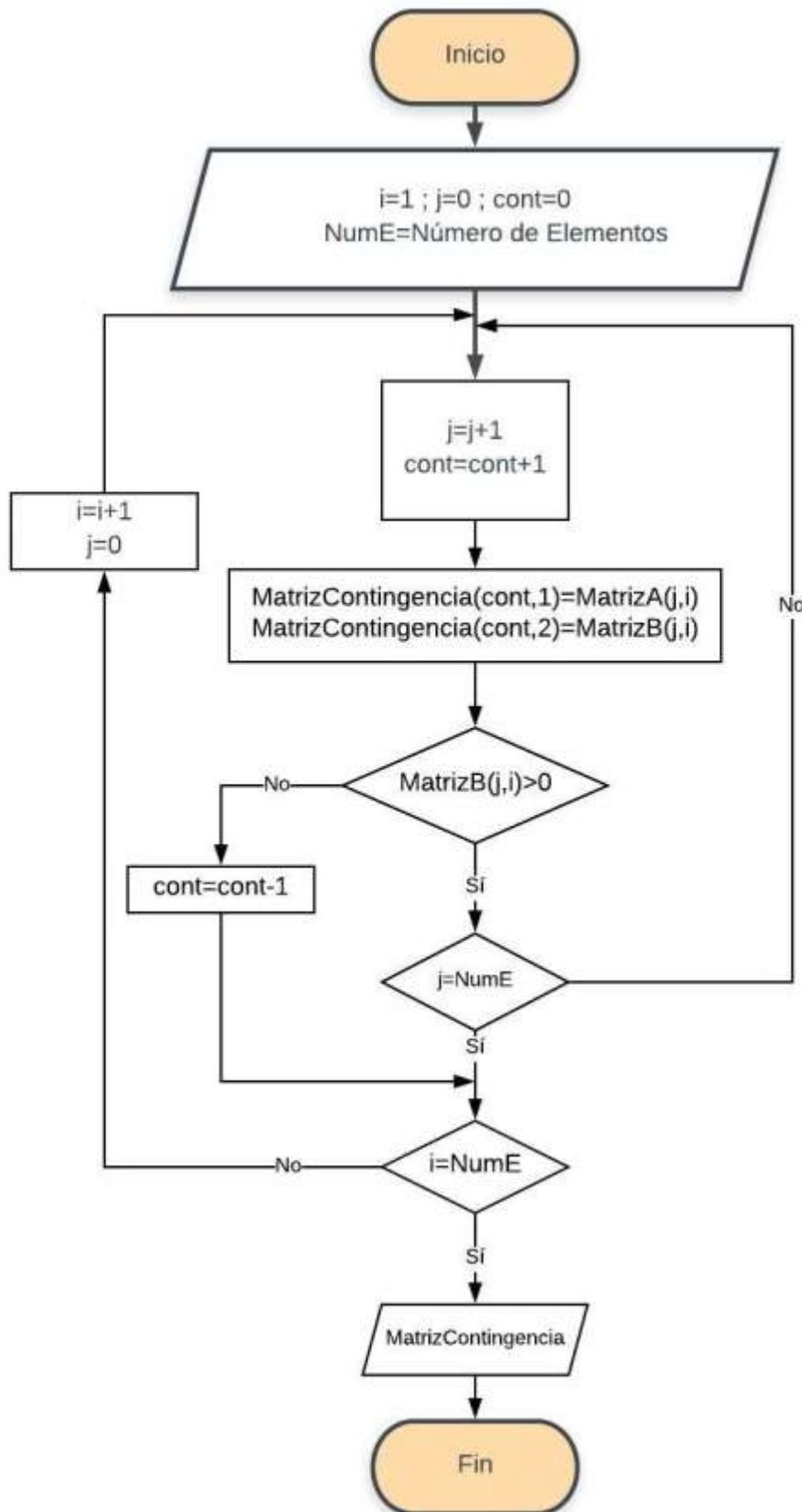


Figura 3.9: Diagrama de flujo para la creación de la matriz de contingencias usando la Matriz A y la Matriz B

Con la Matriz de Contingencias generada, procedemos a crear la Matriz de Estados asignándoles un cero a los elementos que hay en cada fila. La Matriz de Estados posee una dimensión de *número de estados* \times n , en donde para cada estado se tiene un cero cuando un elemento se encuentra fuera de servicio, mientras que se coloca un uno para cada elemento que se encuentra en operación (ver Figura Figura 3.10). De acuerdo con cada estado se corre un flujo DC para cada caso, y se obtiene los datos de energía y potencia no suplida.

	1	2	3	4	5	6
1	1	1	1	1	1	1
2	0	1	1	1	1	1
3	0	0	1	1	1	1
4	0	1	0	1	1	1
5	0	1	1	0	1	1
6	0	1	1	1	0	1
7	0	1	1	1	1	0
8	1	0	1	1	1	1
9	1	0	0	1	1	1
10	1	0	1	0	1	1
11	1	0	1	1	0	1
12	1	0	1	1	1	0
13	1	1	0	1	1	1
14	1	1	0	0	1	1
15	1	1	0	1	0	1
16	1	1	0	1	1	0
17	1	1	1	0	1	1
18	1	1	1	0	0	1
19	1	1	1	0	1	0
20	1	1	1	1	0	1
21	1	1	1	1	0	0
22	1	1	1	1	1	0

Figura 3.10: Matriz de Estados del Sistema IEEE de tres barras

La Matriz de Estados representan todos los posibles escenarios que se pueden dar hasta un determinado tipo de contingencia (N-1, N-2, etc). La creación de la Matriz de Estados se la puede realizar siguiendo la lógica del diagrama de flujo mostrado en la Figura Figura 3.11.

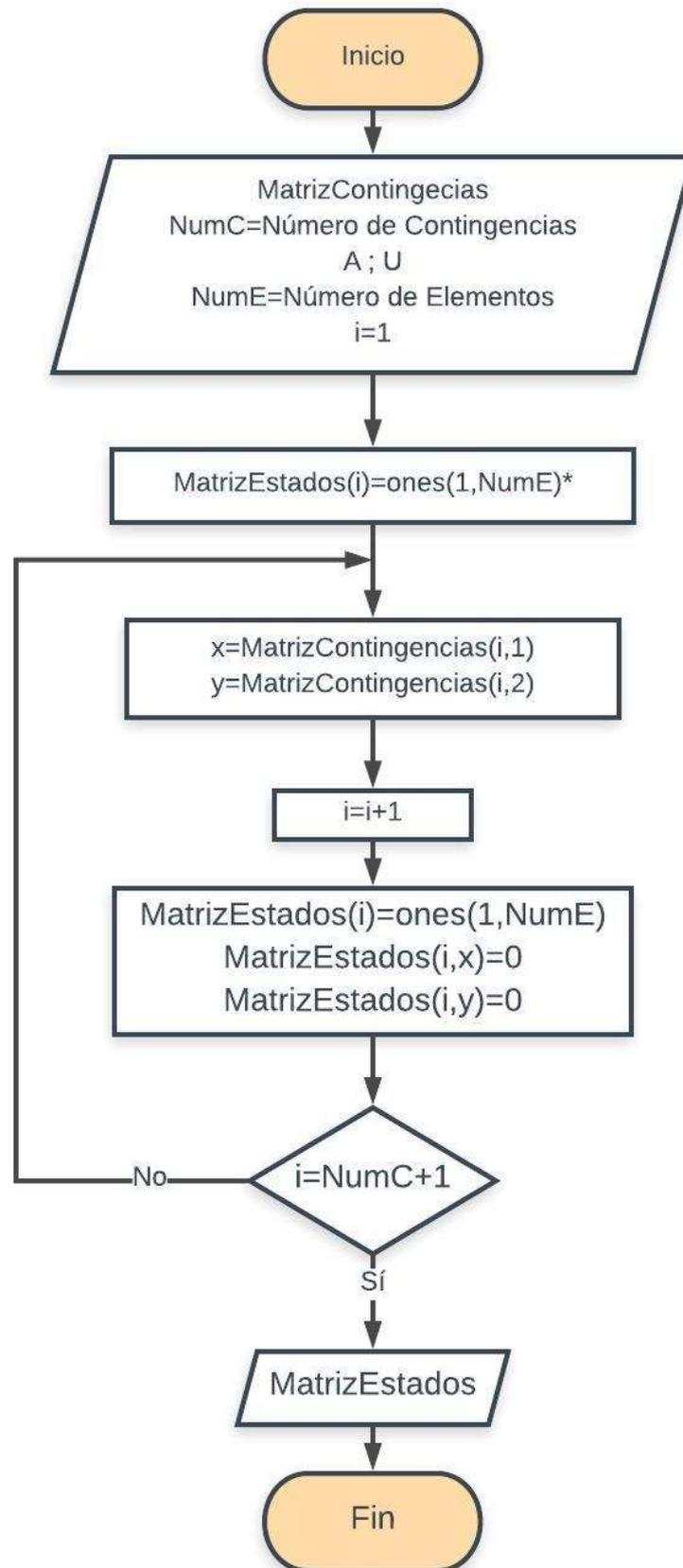


Figura 3.11: Diagrama de flujo para la creación de la Matriz de Estados

3.3.2 Índices de confiabilidad para Enumeración de Estados

En esta sección se indicará como calcular cada uno de los índices de confiabilidad mencionados en la Sección 2.5.3 de la revisión de literatura para el método de Enumeración de Estados. Los índices nos permiten tener un estimado de que tan susceptible es un sistema ante las posibles contingencias que se puedan presentar.

Una vez realizada la simulación con el método de Enumeración de Estados se calculan los índices en base a lo revisado en el estudio de Fuentes & Duarte (2011). Dado que se obtuvo la probabilidad y se simuló el flujo DC para cada estado, donde P_{ENS} es la probabilidad de ocurrencia de los estados donde se presenta energía no suplida en el sistema, se tienen las siguientes Ecuaciones desde la (3.4 hasta la (3.9 para calcular los índices de confiabilidad. Los índices de interrupción no se calculan en esta metodología.

- Probabilidad de Pérdida de Carga.

$$LOLP = \sum P_{ENS} \quad (3.4)$$

- Valor Esperado de Tiempo de Pérdida de Carga.

$$LOLE = LOLP \times 8760 \text{ [horas/año]} \quad (3.5)$$

- Valor Esperado de la Potencia No Suplida.

$$EPNS = \sum (\text{Potencia No Suplida} \times P_{ENS}) \text{ [MW/año]} \quad (3.6)$$

- Pérdida de Energía Esperada.

$$EENS = EPNS \times 8760 \text{ [MWh/año]} \quad (3.7)$$

- Pérdida de Energía Esperada en por unidad.

$$EENS_{pu} = \frac{EENS}{Demanda\ Total \times 8760} \quad (3.8)$$

- Índice de Confiabilidad de la Energía.

$$EIR = 1 - LOEE_{pu} \quad (3.9)$$

3.4 Método de Simulación de Montecarlo

Esta sección detallará el método de simulación de Montecarlo aplicado a sistemas de potencia para el análisis de confiabilidad. La simulación de Montecarlo (Zapata & Campos, 2005) busca la obtención de los estados del sistema mediante procesos iterativos generando números aleatorios. En el caso del presente trabajo se empleará una lógica no secuencial (Imbarack, 2006), es decir que cada evento es independiente del anterior.

Al generar números aleatorios estos definirán los estados del sistema de manera secuencial gracias a la acumulación de tiempos de salida y operación que permiten la obtención del tiempo total de operación del sistema. Este proceso se realiza durante un periodo de tiempo y para cada estado se determinan las afectaciones como consecuencia de la salida de cada componente.

Un punto clave en la construcción de la base de datos del sistema es el método de codificación de los componentes de cada circuito primario, de tal forma que permita conocer cuáles zonas de carga son afectados por la salida de cualquiera de los elementos mediante la contabilización de la duración del tiempo en que cierto elemento se mantuvo en estado de falla. Debido a la cantidad de componentes y puntos de carga que por lo general existen en los circuitos el software debe ser capaz de procesar una gran cantidad de información.

Este modelo empleado en la simulación de Montecarlo se define mediante las funciones de densidad de probabilidad de los tiempos de salida y de los tiempos de restauración o sus correspondientes funciones de distribuciones de probabilidad. Aunque las salidas planeadas son determinísticas, debe tenerse en

cuenta para los análisis a largo plazo, pues este tipo de evento siempre existirá y contribuye a la indisponibilidad del componente. Los tiempos de falla y tiempos de reparación son un subconjunto de los tiempos de salida y tiempos de restauración, respectivamente.

3.4.1 Generación de números pseudo-aleatorios

La generación de números pseudo-aleatorios para la simulación de Montecarlo empleó el algoritmo de L'Ecuyer que es explicado en la Sección 1.3.3 y cuya lógica es desarrollada en el diagrama de flujo de la Figura 3.12.

La lógica recursiva que se puede observar en la Figura 3.12, hace énfasis en la dependencia que existe entre la generación de nuevos números pseudoaleatorios y los valores anteriores.

Para el efecto se definió la generación de una sucesión de números pseudoaleatorios en cada iteración de acuerdo al número de elementos considerados. Es decir que la cantidad total de números aleatorios que se necesitan (n) es igual al producto entre número de elementos y el número de años propio del periodo de simulación.

Como semilla se empleó un número impar igual a tres y un multiplicador con un incremento de tres, valores que entran en los rangos recomendados de acuerdo a lo revisado en la Sección 1.3.3, y con los que se obtuvo mejores resultados de convergencia. Estas condiciones fueron consideradas para todas las ejecuciones de simulación de Montecarlo desarrolladas en la presente investigación: en las plataformas MatLab y DlgSILENT, y para los sistemas IEEE de tres y catorce barras, además del análisis del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador.

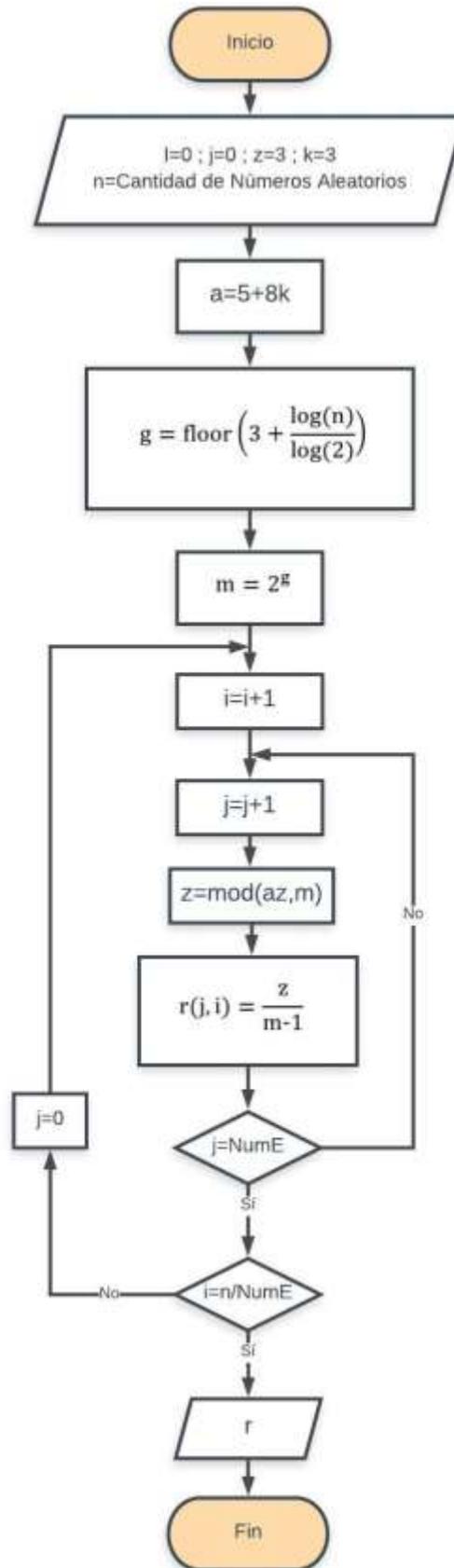


Figura 3.12: Diagrama de flujo para la creación de números pseudo aleatorios.

3.4.2 Lógica de la Simulación de Montecarlo

En esta sección se detallará el proceso para obtener los índices de confiabilidad de un sistema utilizando el método de simulación de Montecarlo. El método sigue el diagrama de flujo de la Figura 3.13 el cual es dividido en bloques que separan los diferentes procesos a seguir.

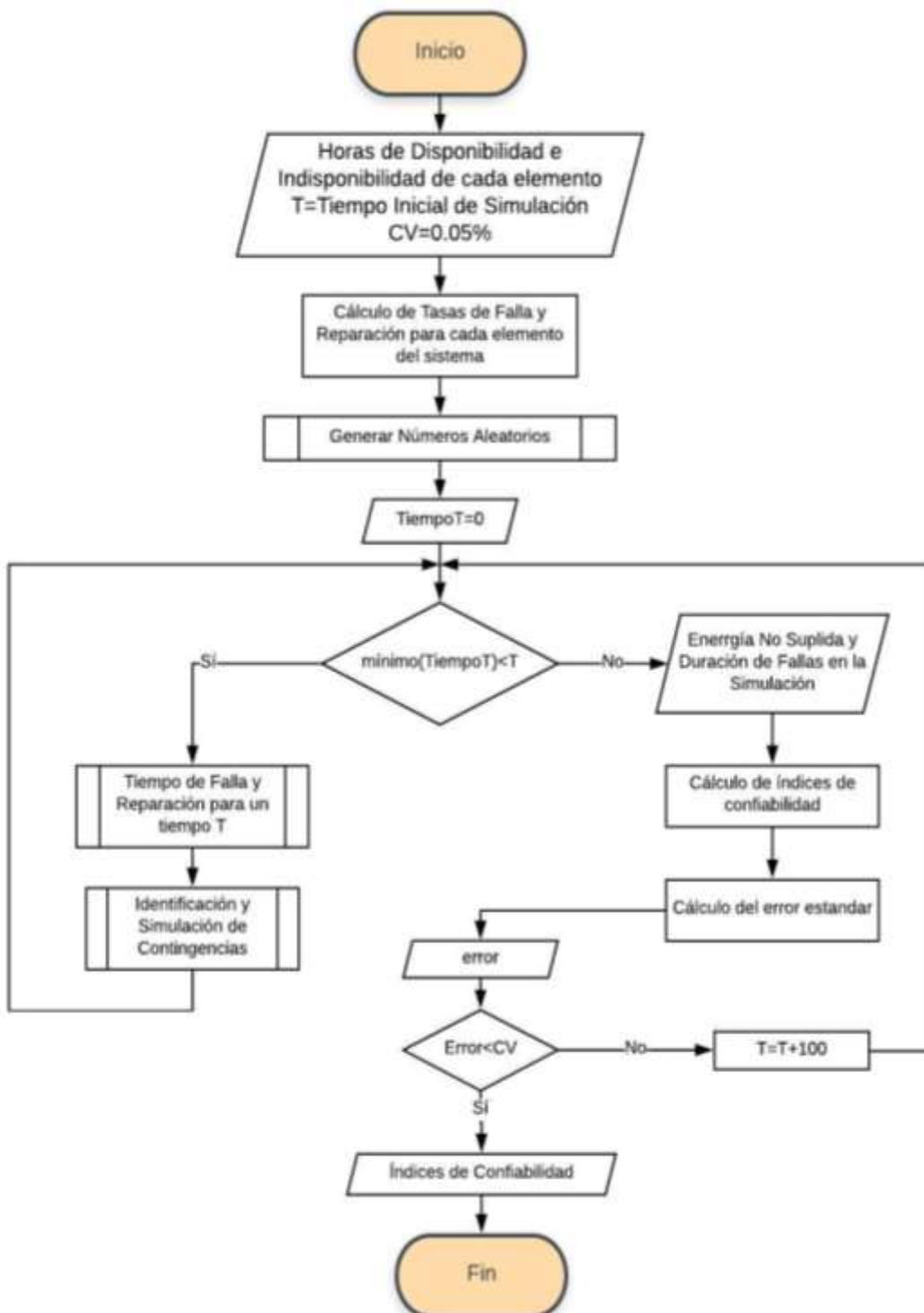


Figura 3.13: Diagrama de flujo para realizar una Simulación de Montecarlo en un sistema de potencia.

La simulación de Montecarlo modela el comportamiento de los elementos de un sistema en función del tiempo, por lo cual los elementos van pasando del estado de operación al estado de falla y de retorno de manera cíclica, según el tiempo que demore un elemento en llegar al estado de falla y el tiempo que demore en restaurar el estado de operación, como se muestra en la Figura 3.14.

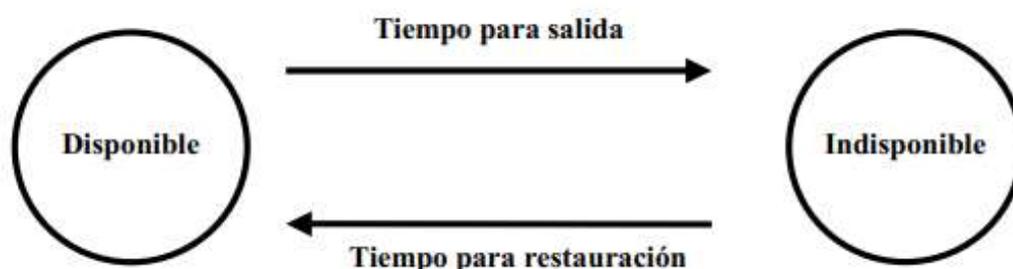


Figura 3.14: Transición de estados de un elemento (Zapata & Campos, 2005)

La simulación de Montecarlo tendrá un comportamiento iterativo hasta que se cumpla un criterio de convergencia definido de acuerdo a los errores de los índices EPNS y LOLP. Inicialmente se establecerá un tiempo límite de simulación, cuando se llegue a ese valor de tiempo se evaluarán los índices de confiabilidad, verificando que se cumpla el segundo criterio de convergencia y en caso de que no cumplan la restricción del criterio el tiempo límite se incrementará, retomando la simulación hasta que los índices converjan. Por este motivo todo el código irá dentro de un lazo “while” para cumplir la condición de convergencia que se detallará en la siguiente sección.

Todos los elementos empezarán la simulación en el estado de operación (disponible) e irá alternando su estado de operación a falla en cada simulación. El programa genera un número aleatorio “U” entre 0 y 1 mediante el algoritmo presentado anteriormente para cada elemento considerado en el análisis, por cada iteración. Con el número aleatorio se generará el tiempo de duración de cada estado de la siguiente manera:

- Estado de operación → Mean Time to Failure (MTTF)

$$MTTF = -\frac{1}{\lambda} \ln U \quad (3.10)$$

- Estado de falla → Mean Time to Repair (MTTR)

$$MTTR = -\frac{1}{\mu} \ln U \quad (3.11)$$

Con estas fórmulas se obtiene la secuencia de operación de cada componente (ver Figura 3.15) para proceder con el análisis de la duración de cada estado y obtener la base para la simulación de Montecarlo.

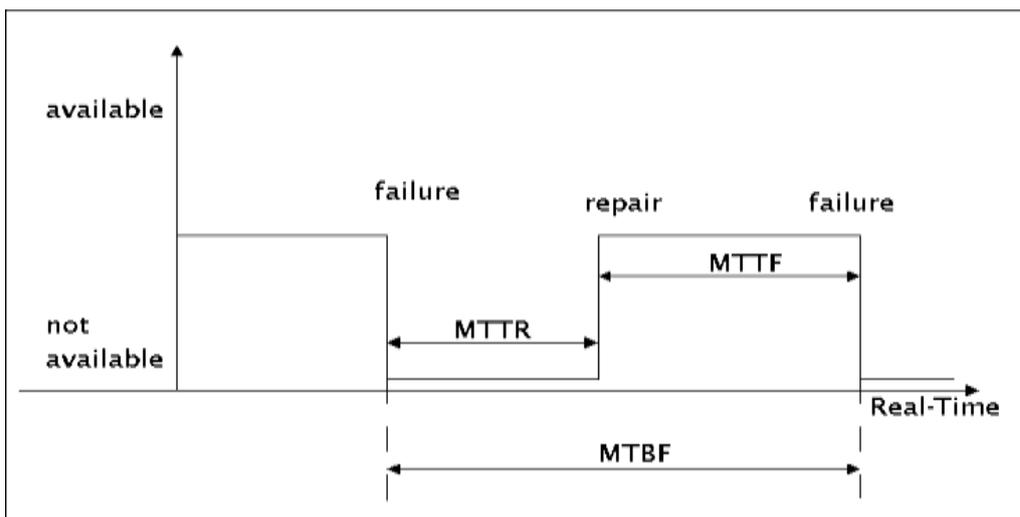


Figura 3.15: Secuencia de operación de un componente y tiempo de cada estado.

Debido a que los elementos del sistema tienen diferentes tasas de falla y reparación, lo que va a ocurrir es que algunos elementos llegarán antes al tiempo límite fijado por lo cual en esa iteración esos elementos dejan de ser simulados hasta que todos los elementos lleguen al tiempo límite, como se muestra en la Figura 3.16.

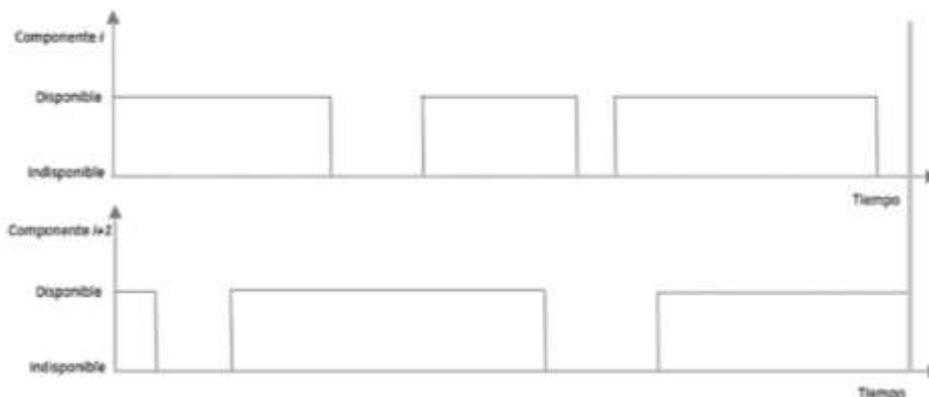


Figura 3.16: Secuencia de operación de dos componentes.

Para poder modelar el comportamiento del sistema a través del tiempo se generan matrices que contengan los datos de estado y de tiempo de los elementos. La creación de estas matrices se ve reflejada en el diagrama de flujo de la Figura 3.18.

Cada vez que la simulación llegue al tiempo fijado se hará la evaluación del sistema en general analizando los estados de falla de cada elemento, e identificando cuales coincidieron dándose una falla general en el sistema determinando cuales fueron las contingencias que provocaron una pérdida de energía suplida en el sistema (Figura 3.17).

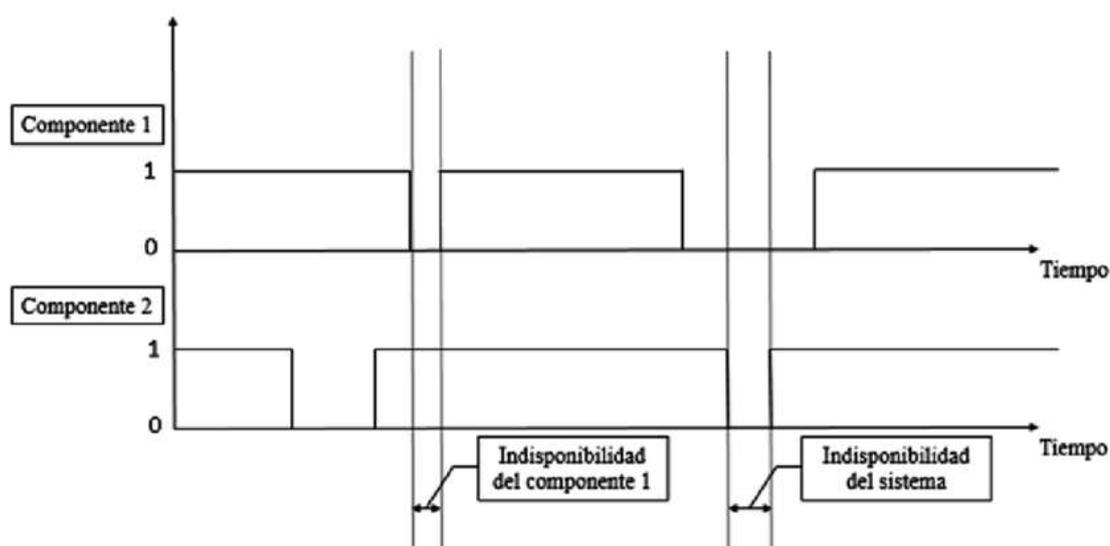


Figura 3.17: Identificación de contingencias de los elementos y falla del sistema de potencia en general.

En MatLab se realizó la validación correspondiente para la determinación del tipo y el orden en que se dan las contingencias. Para que la función que calcula el flujo DC pueda simular las contingencias en el sistema, fue necesario programar la readecuación de las matrices del sistema de potencia de acuerdo a las contingencias para poder emplear la función quadprog, es decir que las matrices que corresponden a la base de datos de los elementos se ve modificada de acuerdo a las necesidades de la simulación y posteriormente se vuelve a formar con las condiciones que incluía al inicio del programa. Por complejidad de validaciones de red en MatLab sólo se consideran contingencias N-1 y N-2. Cuando haya una contingencia N-3 no se hará el cálculo de flujo DC del sistema.

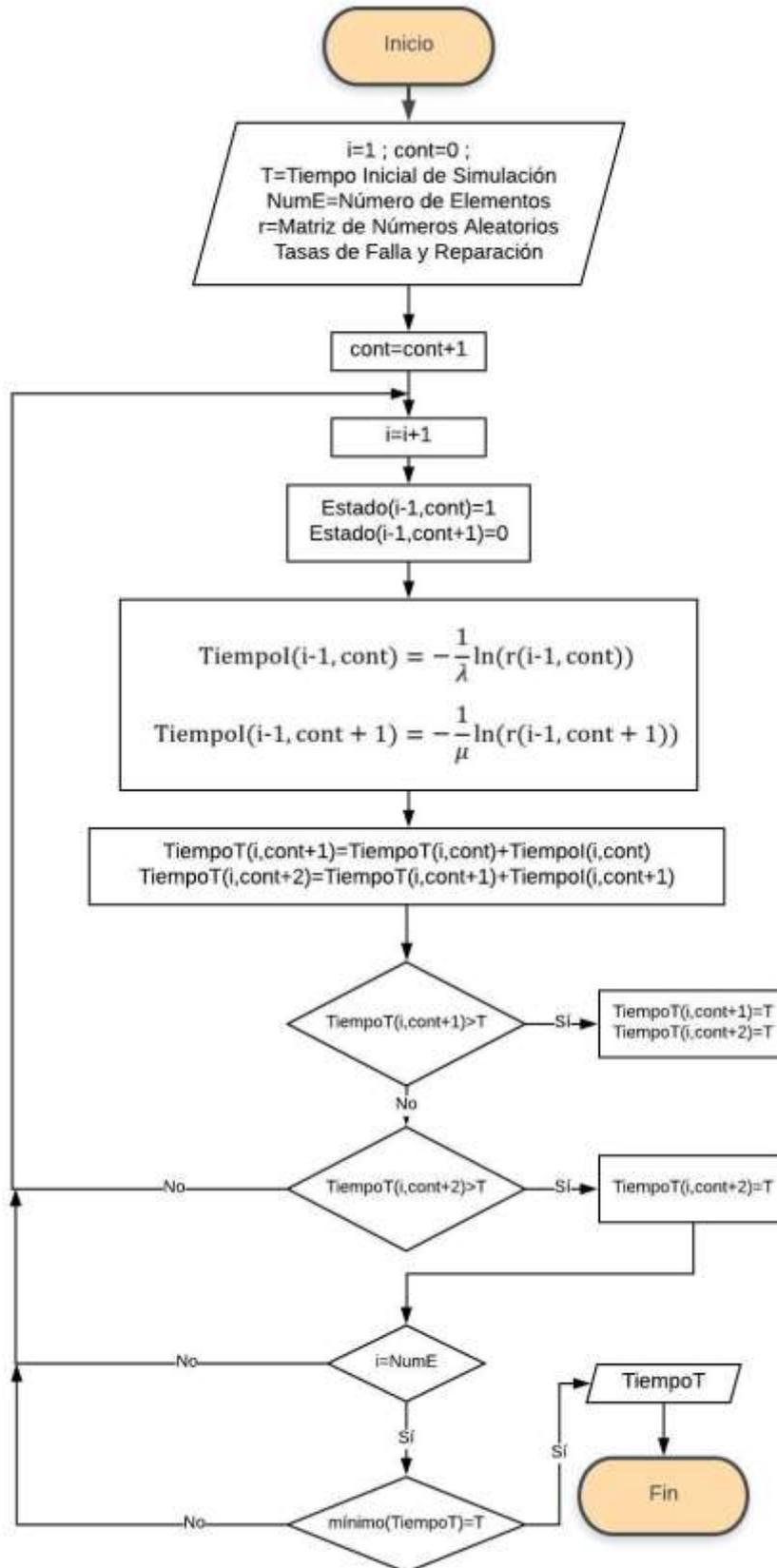


Figura 3.18: Diagrama de flujos para la obtención de las matrices de estado y tiempo de los elementos del sistema.

Posteriormente se realizó un análisis de los resultados del flujo DC obteniendo la información de energía y potencia no suplida para el cálculo de los índices de confiabilidad que se utilizarán para validar la condición de parada de la simulación en base a un criterio de convergencia como fue mencionado al inicio de esta sección y como se explica en la Sección 3.4.4 .

3.4.3 Índices de confiabilidad para Simulación de Montecarlo

En esta sección se indicará como calcular cada uno de los índices de confiabilidad mencionados en la Sección 2.5.3 de la revisión de literatura, para el método de simulación de Montecarlo. Los índices nos permiten tener un estimado de que tan susceptible es un sistema ante las posibles contingencias que se puedan experimentar. En esta metodología sí se calculan los índices de interrupción.

Los cálculos de los índices de confiabilidad se realizan en base a lo que exponen Zapata y Campos en su artículo (2005), en donde se simuló el flujo DC para cada estado de falla que se definió luego de la simulación, de donde se obtiene la información acerca de la duración y la cantidad de energía no suplida, en las siguientes Ecuaciones desde la (3.12 hasta la (3.19).

- Probabilidad de Pérdida de Carga.

$$LOLP = \frac{\textit{Tiempo en el que hubo energía no suplida de la simulación}}{\textit{Tiempo total de la simulación}} \quad (3.12)$$

- Valor Esperado de Tiempo de Pérdida de Carga.

$$LOLE = LOLP \times 8760 \text{ [horas/año]} \quad (3.13)$$

- Valor Esperado de la Potencia No Suplida.

$$EPNS = \frac{\textit{Potencia No Suplida durante la simulación}}{\textit{Tiempo total de la simulación}} \text{ [MW/año]} \quad (3.14)$$

- Pérdida de Energía Esperada.

$$EENS = EPNS \times 8760 \text{ [MWh/año]} \quad (3.15)$$

- Pérdida de Energía Esperada en por unidad.

$$EENS_{pu} = \frac{EENS}{Demanda\ Total \times 8760} \quad (3.16)$$

- Índice de Confiabilidad de la Energía.

$$EIR = 1 - EENS_{pu} \quad (3.17)$$

- Frecuencia de Interrupción

$$FOI = \frac{\sum Interrupciones}{Tiempo\ total\ de\ Simulación} [int/año] \quad (3.18)$$

- Duración de Interrupción

$$DOI = \frac{LOLE}{FOI} [horas/int \times año] \quad (3.19)$$

Posterior a las simulaciones se procedió a realizar un análisis comparativo de los índices obtenidos para determinar que método es el más propicio para el análisis del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador.

3.4.4 Criterio de convergencia

En esta sección se definirá el criterio que decidirá la continuidad de la simulación. El método de Montecarlo se rige por un proceso iterativo, por lo que se establece un criterio de convergencia para detener la simulación cuando los valores de los índices se estabilicen en un valor, como se observa en el ejemplo de la Figura Figura 3.19.

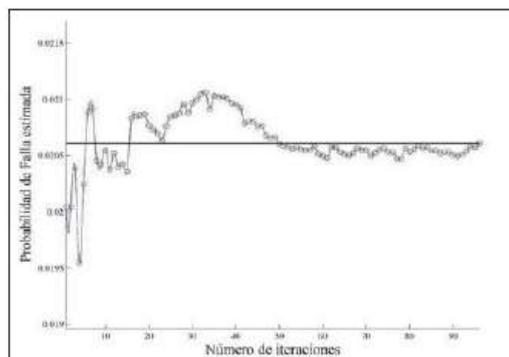


Figura 3.19: Probabilidad de falla vs número de iteraciones

Al final de cada iteración se recalculan los índices de confiabilidad con todos los datos acumulados obtenidos, guardando los índices que se dieron en cada simulación en un vector acumulativo que permitirá comparar todos los datos que se van generando en cada ciclo.

El criterio de convergencia (Zapata & Campos, 2005) que se usa es el del cálculo del error estándar con respecto a la media. El valor del error disminuye cuando el conjunto de datos tiende a tener valores más cercanos con respecto al promedio; es decir cuando el índice se estabiliza en un valor promedio. El error estándar se lo obtiene con la Ecuación (3.20).

$$\text{error} = \frac{s}{\bar{x} \times \sqrt{n}} \quad (3.20)$$

Donde s es la desviación estándar del conjunto de datos, \bar{x} es el valor promedio del conjunto, y n el número de elementos que conforman el conjunto.

Se obtiene el error estándar del LOLE y al EPNS debido a que los demás índices se calculan en base a estos. Se estableció que el error debe ser menor o igual a 0,05%; teniendo parámetros más cercanos a los reales para el análisis de los sistemas.

3.5 Programación en MatLab

Siguiendo la lógica anteriormente expuesta se crean los programas respectivos para ambos métodos, pero como se mencionó al principio del capítulo en MatLab se necesita una función que simule un flujo DC para sistemas de potencia, por lo que se describirá la programación del flujo DC con programación cuadrática en la Sección 3.5.1 y 3.5.2 , con un ejemplo en la Sección 3.5.3 y finalmente en la Sección 3.5.4 mostrar la comprobación de los métodos con los resultados obtenidos en MatLab. Para el programa de Flujo DC hay que plantear las respectivas validaciones para el manejo de los datos a usarse en la simulación de tal forma que ante cualquier contingencia hasta N-2 pueda readecuar la topología del sistema y se pueda simular el flujo DC.

3.5.1 Flujo óptimo DC usando programación cuadrática

Se decide usar programación cuadrática para obtener la solución a un sistema de potencia usando Flujo óptimo DC porque la función objetivo del sistema tiene una característica cuadrática y sus restricciones son lineales.

Dada la función de costo de una central de generación como se muestra en la Ecuación (3.21).

$$F(P_G) = \alpha + \beta P_G + \gamma P_G^2 \quad (3.21)$$

La función objetivo (Ecuación (3.22)) para obtener el DCOPF de un sistema de potencia, con N centrales, busca encontrar el mínimo valor a la sumatoria de las funciones de costo de cada una de las centrales de generación que conforman el sistema (Ecuación (3.23)).

$$FO: \min(F_T) \quad (3.22)$$

$$F_T = \sum_{i=1}^N F_i(P_{Gi}) = \sum_{i=1}^N \alpha_i + \beta_i P_{Gi} + \gamma_i P_{Gi}^2 \quad (3.23)$$

Las restricciones lineales del sistema son:

- Restricción de los límites de potencia generada por las centrales.

$$P_{Gi}^{min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{max}$$

- Restricción de balance de potencia en las barras, donde el ángulo de la barra "Slack" va a ser igual a 0 y se asume que el voltaje de todas las barras es de 1pu y la resistencia de las líneas es despreciable considerando que el valor de la impedancia es mucho mayor.

$$P_G - P_D - 100B_X\theta = 0 \quad (3.24)$$

$$B_X = \text{Matriz de susceptancias}$$

$$\theta = \text{Vector de Ángulo de las Barras}$$

- Restricciones del límite de cargabilidad en las líneas del sistema.

$$-P_{ij}^{max} \leq P_{ij} \leq P_{ij}^{max}$$

$$\frac{100}{X_{ij}}(\theta_i - \theta_j) = P_{ij}^{max} \quad (3.25)$$

$$\frac{100}{X_{ij}}(\theta_j - \theta_i) = P_{ij}^{max} \quad (3.26)$$

3.5.2 Aplicación de la programación cuadrática en MatLab

El comando para implementar la rutina de programación cuadrática de MatLab es “quadprog”. Consideremos un problema de programación cuadrático con 'n' variables, 'm' restricciones de desigualdad, 'k' restricciones de igualdad y los límites inferiores y superiores lb y ub.

Para poder utilizar programación cuadrática en Matlab primero hay que revisar la forma estándar QP (siguiendo la notación de quadprog).

$$\min_x \frac{1}{2}x^T Hx + f^T x \quad (3.27)$$

Sujeto a:

$$Ax \leq b$$

$$A_{eq}x = b_{eq} \quad (3.28)$$

$$lb \leq x \leq ub$$

Donde:

- x es el vector solución de las variables con una dimensión de $n \times 1$,
- x^T es la matriz transpuesta de x con una dimensión de $1 \times n$,
- H es una matriz cuadrada de $n \times n$, que contiene los coeficientes de los términos cuadrados de las funciones de costo, multiplicados por 2,
- f es un vector de $n \times 1$, que contiene los coeficientes de los términos lineales de las funciones de costo,

- A es la matriz de desigualdades, que tiene un tamaño de $m \times n$,
- b es el vector de restricciones de la desigualdad, que tiene un tamaño de $m \times 1$,
- Aeq es la matriz de igualdades que tiene un tamaño de $k \times n$,
- beq es el vector de restricciones de la igualdad, que tiene un tamaño de $k \times 1$.

Una vez formadas las matrices y vectores mencionados anteriormente, se ingresarán a la función “quadprog” como en la Ecuación ((3.29) y se procede a ejecutar la simulación.

$$[x \text{ fval}] = \text{quadprog}(H, f, A, b, Aeq, beq, lb, ub) \quad (3.29)$$

La simulación arroja dos respuestas:

- x es el vector solución de las variables planteadas,
- fval es el valor del costo del despacho económico de las unidades.

Al fval hay q sumarle los valores del vector de coeficiente de orden 0 de las ecuaciones de costo de las centrales generadoras, ya que, al momento de hacer la optimización, la función de quadprog no las considera.

3.5.3 Ejemplificación de DCOPF en MatLab

Para la ejemplificación de la simulación del DCOPF se usará el sistema IEEE de tres Barras. Este sistema consta de tres barras y tres líneas de transmisión, cada barra cuenta con una carga y una central de generación. Cada central de generación tiene su curva de costos y la de barra de mayor generación es la barra “Slack” del sistema. Los datos de este sistema se los tiene en Excel para su importación a MatLab (ver Tabla Tabla 3.4).

Barra	α	β	γ	Pmin	Pmax
1	561	7,92	0,001562	150	600
2	310	7,85	0,00194	100	400
3	78	7,97	0,00482	50	200

(a) Datos de barras con los coeficientes de curva de costos, potencia maxima y mínima, tasas de falla y reparación y frecuencia

Línea	Desde	Hasta	Xpu	Cargabilidad
1	1	2	0,100	700
2	1	3	0,125	700
3	2	3	0,200	700

(b) Datos de líneas con la impedancia en por unidad y la cargabilidad
Tabla 3.4: Datos de barras (a) y líneas (b) para el Sistema IEEE de tres Barras

Con los datos de la Tabla Tabla 3.4, se procede a realizar la programación de la función que obtenga las matrices que se tienen que formar en MatLab para usar la función de quadprog, quedan de la siguiente manera (ver Tabla Tabla 3.5).

Matriz H	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>1</th> <th>2</th> <th>3</th> <th>4</th> <th>5</th> <th>6</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <th>1</th> <td>0.0031</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> </tr> <tr> <th>2</th> <td>0</td> <td>0.0039</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> </tr> <tr> <th>3</th> <td>0</td> <td>0</td> <td>0.0096</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> </tr> <tr> <th>4</th> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> </tr> <tr> <th>5</th> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> </tr> <tr> <th>6</th> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> </tr> </tbody> </table>		1	2	3	4	5	6	1	0.0031	0	0	0	0	0	2	0	0.0039	0	0	0	0	3	0	0	0.0096	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0	5	0	0	0	0	0	0	6	0	0	0	0	0	0
	1	2	3	4	5	6																																												
1	0.0031	0	0	0	0	0																																												
2	0	0.0039	0	0	0	0																																												
3	0	0	0.0096	0	0	0																																												
4	0	0	0	0	0	0																																												
5	0	0	0	0	0	0																																												
6	0	0	0	0	0	0																																												
Vector f	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>1</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <th>1</th> <td>7.9200</td> </tr> <tr> <th>2</th> <td>7.8500</td> </tr> <tr> <th>3</th> <td>7.9700</td> </tr> <tr> <th>4</th> <td>0</td> </tr> <tr> <th>5</th> <td>0</td> </tr> <tr> <th>6</th> <td>0</td> </tr> </tbody> </table>		1	1	7.9200	2	7.8500	3	7.9700	4	0	5	0	6	0																																			
	1																																																	
1	7.9200																																																	
2	7.8500																																																	
3	7.9700																																																	
4	0																																																	
5	0																																																	
6	0																																																	
Matriz A	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>1</th> <th>2</th> <th>3</th> <th>4</th> <th>5</th> <th>6</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <th>1</th> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>1000</td> <td>-1000</td> <td>0</td> </tr> <tr> <th>2</th> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>-1000</td> <td>1000</td> <td>0</td> </tr> <tr> <th>3</th> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>800</td> <td>0</td> <td>-800</td> </tr> <tr> <th>4</th> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>-800</td> <td>0</td> <td>800</td> </tr> <tr> <th>5</th> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>500</td> <td>-500</td> </tr> <tr> <th>6</th> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>-500</td> <td>500</td> </tr> </tbody> </table>		1	2	3	4	5	6	1	0	0	0	1000	-1000	0	2	0	0	0	-1000	1000	0	3	0	0	0	800	0	-800	4	0	0	0	-800	0	800	5	0	0	0	0	500	-500	6	0	0	0	0	-500	500
	1	2	3	4	5	6																																												
1	0	0	0	1000	-1000	0																																												
2	0	0	0	-1000	1000	0																																												
3	0	0	0	800	0	-800																																												
4	0	0	0	-800	0	800																																												
5	0	0	0	0	500	-500																																												
6	0	0	0	0	-500	500																																												
Matriz Aeq	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>1</th> <th>2</th> <th>3</th> <th>4</th> <th>5</th> <th>6</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <th>1</th> <td>1</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>-1800</td> <td>1000</td> <td>800</td> </tr> <tr> <th>2</th> <td>0</td> <td>1</td> <td>0</td> <td>1000</td> <td>-1500</td> <td>500</td> </tr> <tr> <th>3</th> <td>0</td> <td>0</td> <td>1</td> <td>800</td> <td>500</td> <td>-1300</td> </tr> <tr> <th>4</th> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>1</td> <td>0</td> <td>0</td> </tr> </tbody> </table>		1	2	3	4	5	6	1	1	0	0	-1800	1000	800	2	0	1	0	1000	-1500	500	3	0	0	1	800	500	-1300	4	0	0	0	1	0	0														
	1	2	3	4	5	6																																												
1	1	0	0	-1800	1000	800																																												
2	0	1	0	1000	-1500	500																																												
3	0	0	1	800	500	-1300																																												
4	0	0	0	1	0	0																																												
Vector b	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>1</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <th>1</th> <td>700</td> </tr> <tr> <th>2</th> <td>700</td> </tr> <tr> <th>3</th> <td>700</td> </tr> <tr> <th>4</th> <td>700</td> </tr> <tr> <th>5</th> <td>700</td> </tr> <tr> <th>6</th> <td>700</td> </tr> </tbody> </table>		1	1	700	2	700	3	700	4	700	5	700	6	700																																			
	1																																																	
1	700																																																	
2	700																																																	
3	700																																																	
4	700																																																	
5	700																																																	
6	700																																																	
Vector beq	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>1</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <th>1</th> <td>200</td> </tr> <tr> <th>2</th> <td>550</td> </tr> <tr> <th>3</th> <td>100</td> </tr> <tr> <th>4</th> <td>0</td> </tr> </tbody> </table>		1	1	200	2	550	3	100	4	0																																							
	1																																																	
1	200																																																	
2	550																																																	
3	100																																																	
4	0																																																	

Vector lb		<table border="1"> <tr><td></td><td>1</td></tr> <tr><td>1</td><td>150</td></tr> <tr><td>2</td><td>100</td></tr> <tr><td>3</td><td>50</td></tr> <tr><td>4</td><td>-Inf</td></tr> <tr><td>5</td><td>-Inf</td></tr> <tr><td>6</td><td>-Inf</td></tr> </table>		1	1	150	2	100	3	50	4	-Inf	5	-Inf	6	-Inf
	1															
1	150															
2	100															
3	50															
4	-Inf															
5	-Inf															
6	-Inf															
Vector ub		<table border="1"> <tr><td></td><td>1</td></tr> <tr><td>1</td><td>600</td></tr> <tr><td>2</td><td>400</td></tr> <tr><td>3</td><td>200</td></tr> <tr><td>4</td><td>Inf</td></tr> <tr><td>5</td><td>Inf</td></tr> <tr><td>6</td><td>Inf</td></tr> </table>		1	1	600	2	400	3	200	4	Inf	5	Inf	6	Inf
	1															
1	600															
2	400															
3	200															
4	Inf															
5	Inf															
6	Inf															

Tabla 3.5: Matrices y vectores para el ingreso de datos en la función quadprog

Los límites superior e inferior de los ángulos de las barras son igual a infinito y menos infinito respectivamente para que puedan tomar el valor que necesite la simulación. Como resultado de la simulación se obtiene el vector x (ver Tabla 3.6) el cual incluye el valor de las variables de decisión, donde las potencias están en MW y los ángulos en radianes.

Vector x	$[x] = \begin{bmatrix} P_{G1} \\ P_{G2} \\ P_{G3} \\ \theta_1 \\ \theta_2 \\ \theta_3 \end{bmatrix}$	<table border="1"> <tr><td></td><td>1</td></tr> <tr><td>1</td><td>393.1598</td></tr> <tr><td>2</td><td>334.6038</td></tr> <tr><td>3</td><td>122.2264</td></tr> <tr><td>4</td><td>0</td></tr> <tr><td>5</td><td>-0.1582</td></tr> <tr><td>6</td><td>-0.0437</td></tr> </table>		1	1	393.1598	2	334.6038	3	122.2264	4	0	5	-0.1582	6	-0.0437
	1															
1	393.1598															
2	334.6038															
3	122.2264															
4	0															
5	-0.1582															
6	-0.0437															

Tabla 3.6: Vector resultante x de la función quadprog

Si se desea obtener los flujos de las líneas sólo se tendría q multiplicar la Matriz A con el vector x, donde los flujos tendrán un valor positivo o negativo dependiendo de la dirección con la que se transmite el flujo de una barra a la otra como se observa en la Tabla 3.7.

Línea		Flujos de Potencia
Desde	Hasta	
1	2	158,18
2	1	-158,18
1	3	34,99
3	1	-34,99
2	3	-57,22
3	2	57,22

Tabla 3.7: Flujos de potencia del sistema IEEE de tres barras

El último valor por considerar es el fval al que se le adiciona la sumatoria de los valores del coeficiente de las funciones de costos de las centrales generadoras para obtener el costo total del despacho (ver Tabla 3.8).

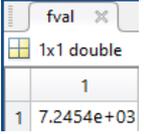
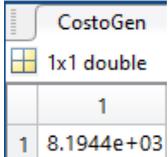
fval	
Costo de la Generación	$\text{Costo de la Generación} = \text{fval} + \sum_{i=1}^N \alpha_i$ 

Tabla 3.8: Costo de las centrales generadoras

3.5.4 Comprobación de lógica en MatLab

Como se mencionó en la introducción del Capítulo 3, se utilizó la plataforma MatLab para probar la lógica previa a implementarla en DPL. En la Sección 3.5.3 se presentaron los datos del sistema IEEE de tres barras. En esta sección se realizará la prueba en el sistema IEEE de catorce barras, los datos considerados se presentan a continuación.

Barra	α	β	γ	Pmin	Pmax	Demanda	Tasa de falla	Tasa de reparación	Frecuencia
1	50	2,45	0,005	10	160	0	6,76743E-05	0,002407607	6,58241E-05
2	44,1	3,51	0,005	20	80	21,7	7,0017E-05	0,001099203	6,58241E-05
3	40,6	3,89	0,005	20	50	94,2	6,76743E-05	0,002407607	6,58241E-05
4	0	0	0	0	0	47,8	0	0	0
5	0	0	0	0	0	7,6	0	0	0
6	36,5	4,05	0,005	5	30	11,2	7,0017E-05	0,001099203	6,58241E-05
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	36,5	4,05	0,005	5	30	0	7,0017E-05	0,001099203	6,58241E-05
9	0	0	0	0	0	29,5	0	0	0
10	0	0	0	0	0	9	0	0	0
11	0	0	0	0	0	3,5	0	0	0
12	0	0	0	0	0	6,1	0	0	0
13	0	0	0	0	0	13,8	0	0	0
14	0	0	0	0	0	14,9	0	0	0

(a) Datos de barras con los coeficientes de curva de costos, potencia máxima y mínima, tasas de falla y reparación y frecuencia

Línea	Desde	Hasta	Xpu	Cargabilidad	Tasa de falla	Tasa de reparación	Frecuencia
1	1	2	0,05917	250	1,05415E-05	0,003040438	1,05051E-05
2	1	5	0,22304	230	1,05673E-05	0,001783061	1,05051E-05
3	2	3	0,19797	140	1,05108E-05	0,019193907	1,05051E-05
4	2	4	0,17632	230	1,0519E-05	0,007948075	1,05051E-05
5	2	5	0,17388	300	1,0526E-05	0,005293341	1,05051E-05
6	3	4	0,17103	250	1,05106E-05	0,019887253	1,05051E-05
7	4	5	0,04211	230	1,05271E-05	0,005028492	1,05051E-05
8	4	7	0,20912	230	1,05273E-05	0,00497059	1,05051E-05
9	4	9	0,55618	140	1,05364E-05	0,003534817	1,05051E-05
10	5	6	0,25202	250	1,05415E-05	0,003040438	1,05051E-05
11	6	11	0,1989	230	1,05673E-05	0,001783061	1,05051E-05
12	6	12	0,25581	140	1,05108E-05	0,019193907	1,05051E-05
13	6	13	0,13027	230	1,0519E-05	0,007948075	1,05051E-05
14	7	8	0,17615	300	1,0526E-05	0,005293341	1,05051E-05
15	7	9	0,11001	250	1,05106E-05	0,019887253	1,05051E-05
16	9	10	0,0845	230	1,05271E-05	0,005028492	1,05051E-05
17	9	14	0,27038	230	1,05273E-05	0,00497059	1,05051E-05
18	10	11	0,19207	140	1,05364E-05	0,003534817	1,05051E-05
19	12	13	0,19988	250	1,05415E-05	0,003040438	1,05051E-05
20	13	14	0,34802	230	1,05673E-05	0,001783061	1,05051E-05

(b) Datos de Líneas con los valores de impedancia en por unidad, cargabilidad, tasas de falla y reparación y frecuencia

Tabla 3.9: Datos de Barras(a) y Líneas (b) para el sistema IEEE catorce barras

Dados los datos para barras y líneas del sistema IEEE de catorce barras como se observan en la Tabla Tabla 3.9, se procede a realizar el análisis de confiabilidad empleando las dos metodologías seleccionadas. A continuación, se muestra el resultado del cálculo de los índices de confiabilidad: probabilidad de pérdida de carga (LOLP), valor esperado de pérdida de carga (LOLE), valor esperado de la potencia no suplida (EPNS), valor esperado de la energía no suplida (EENS), valor esperado de la energía no suplida en por unidad (EENSpu), índice de confiabilidad de energía (EIR), frecuencia de interrupción (FOI) y duración de interrupción (DOI), para los sistemas IEEE de tres barras (ver Tabla Tabla 3.10) y de catorce barras (ver Tabla Tabla 3.11), utilizando la plataforma de MatLab.

Sistema IEEE de tres Barras			
Índice de Confiabilidad	Unidades	Enumeración de Estados	Montecarlo
LOLP	pu	0,0849	0,0851
LOLE	h/año	743,72	745,48
EPNS	MW/año	10,670	11,102
EENS	MWh/año	93469,20	97256,15
EENSpu	pu	0,01255	0,01306
EIR	pu	0,98745	0,98694
FOI	int/año	-	1,269
DOI	h/int x año	-	575,07

Tabla 3.10: Resultados de los índices de confiabilidad. Sistema IEEE de tres barras

Sistema IEEE de catorce Barras			
Índice de Confiabilidad	Unidades	Enumeración de Estados	Montecarlo
LOLP	pu	0,0342	0,0351
LOLE	h/año	299,73	307,48
EPNS	MW/año	2,229	2,274
LOEE	MWh/año	19526,04	19920,24
LOEEpu	pu	0,00850	0,00877
EIR	pu	0,99140	0,99123
FOI	int/año	-	1,3618
DOI	h/int x año	-	220,26

Tabla 3.11: Resultados de los índices de confiabilidad. Sistema IEEE de catorce barras

Con estos primeros resultados se puede observar que la lógica empleada en ambos métodos convergen a resultados cercanos en los dos sistemas, comprobando que ambas metodologías nos permiten llegar a los mismos resultados y permitiendo la realización de análisis diferentes dependiendo del método; en este caso correspondieron a una etapa únicamente de prueba, ya que la versatilidad de MatLab permite que la programación de un código en esta plataforma sea más sencilla en comparación al planteamiento directo en DPL, por lo que se optó desarrollar el diagrama de flujo planteado. Dados estos resultados se puede proceder a la realización de los métodos en la plataforma de DlgSILENT.

3.6 Programación en DlgSILENT

En esta sección se explica a detalle el proceso de programación de los métodos de análisis de confiabilidad de sistemas de potencia en DlgSILENT siguiendo lo planteado en las secciones anteriores de acuerdo al desarrollo en MatLab.

Inicialmente para la obtención de los índices de confiabilidad se procedió a enlazar DlgSILENT con una base de datos en Excel, que nos indicaba las tasas de disponibilidad e indisponibilidad de cada elemento, las cuales fueron determinadas de acuerdo a la información acerca de los tiempos de conexión y desconexión de los componentes, considerando también los tiempos correspondientes a los mantenimientos programados y correctivos. Estos datos se obtuvieron de tres fuentes correspondientes a la base de datos brindada por Transelectric y de dos trabajos de titulación.

Para la simulación de cada método fue necesaria la utilización de una computadora de gran capacidad ya que para cada sección es necesario un gran procesador debido a que aunque se considere únicamente el sistema de transmisión se sigue teniendo un número significativo de componentes. A continuación se explica con mayor detalle lo realizado y lo experimentado en la fase de prueba.

En la Sección 3.6.1 se explicará de forma general lo correspondiente a la adaptación de la lógica en DigSILENT; en la Sección 3.6.2 se detallan las consideraciones necesarias y los procesos para el desarrollo en DPL; así mismo en la Sección 3.6.3 se describe la configuración requerida para reflejar las condiciones del flujo de potencia de corriente continua de acuerdo a la herramienta proporcionada por DigSILENT; en la Sección 3.6.4 se realiza la demostración del correcto funcionamiento de los programas de Enumeración de Estados y Montecarlo mediante la comparación de los resultados en la prueba sobre el sistema IEEE de catorce barras; y por último, en la Sección 3.6.5 se presentan los procedimientos involucrados para la evaluación del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador.

3.6.1 Desarrollo de la lógica en DigSILENT

La lógica base para el desarrollo de cada método de análisis fue inicialmente planteada en MatLab como se indica en la Sección 3.4 , sin embargo debido a que DigSilent es un programa dedicado al análisis de sistemas de potencia presenta opciones que permiten la realización de estudios eléctricos con mayor facilidad para el usuario. Además de poseer otras características relevantes, haciendo énfasis en los denominados “Set” y “Object”.

Un Set corresponde a un subconjunto de elementos pertenecientes al grupo que conforma la topología de la red pueden ser de la misma clases es decir puede contener solamente generadores, transformadores, entre otros, o es posible seleccionar elementos de diferente clase y agruparlos en un un mismo Set. Mientras que un Object está asociado a uno de los elementos que conforman un Set. Esta clasificación de elementos se realiza para poder tener acceso a los parámetros programables y resultantes de un elemento enlazado a un Object, permitiendo visualizar características nominales o de operación como voltaje,

corrientes o potencias, o incluso haciendo uso de comandos para realizar acciones como retirar de servicio un elemento del sistema o cambiar las características nominales de algún componente.

La programación en DPL se caracteriza porque se puede emplear diagramas de árbol, en donde se tiene una rutina principal y diferentes subrutinas de varios niveles. Para el planteamiento de cada programa empleado en el presente proyecto se decidió aprovechar esta propiedad para que ambos métodos tengan una estructura similar que consta de una rutina principal, dos subrutinas de primer nivel y tres subrutinas de segundo nivel. En donde la rutina o subrutina de un nivel mayor envía información o elementos a las de menor nivel.

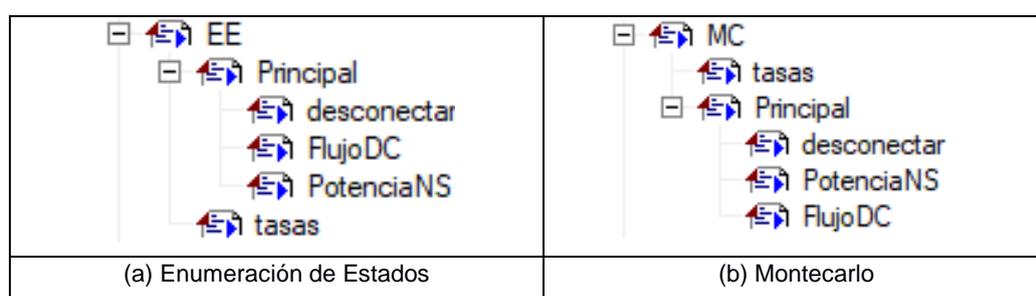


Figura 3.20: Estructura de rutinas y subrutinas para metodología (a) Enumeración de Estados y (b) Montecarlo

Como se puede observar en la Figura 3.20 la rutina principal fue nombrada con el título del método correspondiente. Las dos subrutinas de primer nivel corresponden a “Principal”, que contienen el desarrollo de la lógica basado en el planteamiento del código de MatLab, y “Tasas”. Las subrutinas de segundo nivel son “Desconectar”, “FlujoDC” y “PotenciaNS”. Además se decidió permitir que cada estructura funcione como un script individual para de esta forma poder acceder a ellas y analizar cualquier sistema activado en el espacio de trabajo de DlgSILENT en el momento que sea requerido.

3.6.2 Descripción de rutinas y subrutinas implementadas en DPL

En esta sección se describe lo realizado por las rutinas y subrutinas de cada esquema implementado con mayor detalle.

- Rutina Principal: realiza una validación de los elementos a considerar en el análisis, es decir llama los componentes de la red a un Set para poder disponer de ellos en las subrutinas como Objects. De ser necesario

realiza el filtro de los elementos de acuerdo al nivel voltaje, la potencia o la longitud, esto último lo realiza durante la implementación en el SNI, para el sistema IEEE de catorce barras no es necesario.

- Subrutina de primer nivel “Tasas”: llama desde la base de datos en excel los valores de frecuencia, tasa de falla y tasa de reparación de cada uno de los elementos a considerar en el análisis y calcula la probabilidad de falla y probabilidad de operación que serán empleadas en las metodologías de acuerdo a las Ecuaciones (2.1) y (2.2).
- Subrutina de primer nivel “Principal”: contiene el código principal de la lógica de cada metodología de acuerdo a los diagramas de flujos que se observan en las Figuras Figura 3.5 y Figura 3.13, para Enumeración de Estados y Montecarlo respectivamente, recibe como entrada el set de elementos analizar, un set que contiene las cargas del sistema y el número total de elementos involucrados en el análisis.
- Subrutina de segundo nivel “Desconectar”: cambia el estado de la opción de fuera de servicio de hasta dos elementos de un Set, para esto espera como parámetros de entrada el Set de elementos, el número del primer elemento a cambiar de estado, el número del segundo elemento a cambiar y el estado. Donde estado puede ser 1 o 0, dependiendo si se quiere poner fuera de servicio (1) o no (0).
- Subrutina de segundo nivel “Flujo DC”: ejecuta un flujo DC cuando sea requerido utilizando el comando “iopt_net”³ que nos permite acceder a la opción de flujo de potencia, no recibe parámetros de entradas ya que es una acción propia del sistema.
- Subrutina de segundo nivel “PotenciaNS”: recibe como entrada un Set que contiene todas las cargas del sistema y un indicador. Busca crear una base de datos en excel con el valor correspondiente a la potencia no suplida en MW por flujo de potencia ejecutado, lo realiza mediante la detección de las cargas desenergizadas, es decir cada que se realiza un flujo se hace un barrido de los elementos que conforman el Set de cargas detectando las que no se encuentran energizadas y acumulándolas en una variable que suma cada una de las desenergizaciones, posteriormente este valor de acumulación total se almacena en un archivo

³ Revisar Manual de DIgSILENT PowerFactory 18 (PowerFactory, 2017).

de excel en la posición de la columna 1 y la fila coincidente con el número del indicador de entrada.

3.6.3 Flujo DC en DPL

Para el análisis de Enumeración de Estados y Montecarlo se realiza un flujo DC previo al cálculo de la potencia no suplida, generalmente al realizar una práctica en DIgSILENT se emplea la configuración de flujo por defecto, sin embargo para el presente estudio se cambia la opción de “Auto Slack” a “Method 2” como se observa en la Figura Figura 3.21.

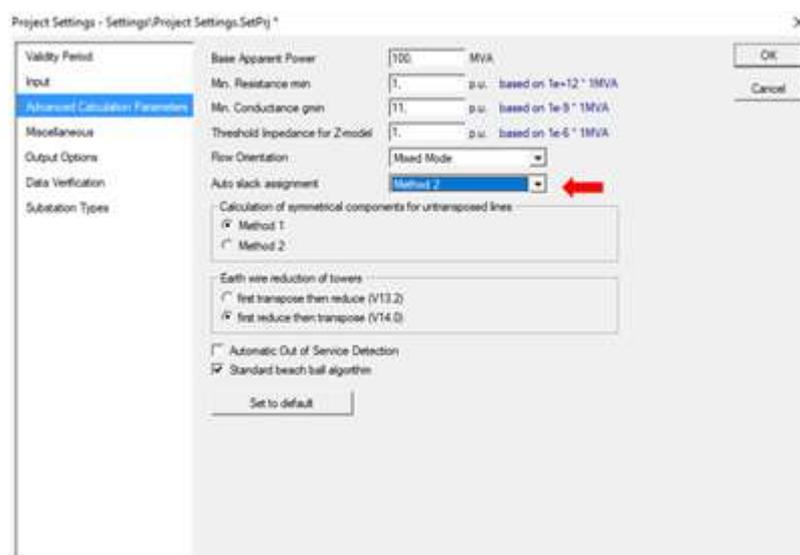


Figura 3.21: Configuración de Flujo DC en DIgSILENT

La configuración empleada de la función Auto Slack evita que se redefina la barra de referencia del sistema en caso de que se formen sistemas aislados; es decir que si una sección se desconecta del sistema, aunque esta esté formada por un generador y una carga, el generador no puede reprogramarse como slack de ese subsistema y por lo tanto la carga aislada se considerará como carga no suplida.

3.6.4 Evaluación del sistema IEEE de catorce barras

Al igual que se realizó con el desarrollo en MatLab, en DIgSILENT también se evaluará las metodologías planteadas en un sistema de prueba previo a la implementación en el SNI, se ha selecciona el sistema IEEE de catorce barras ya que se encuentra en la base de datos de DIgSILENT que está incluida por defecto en el paquete del programa.

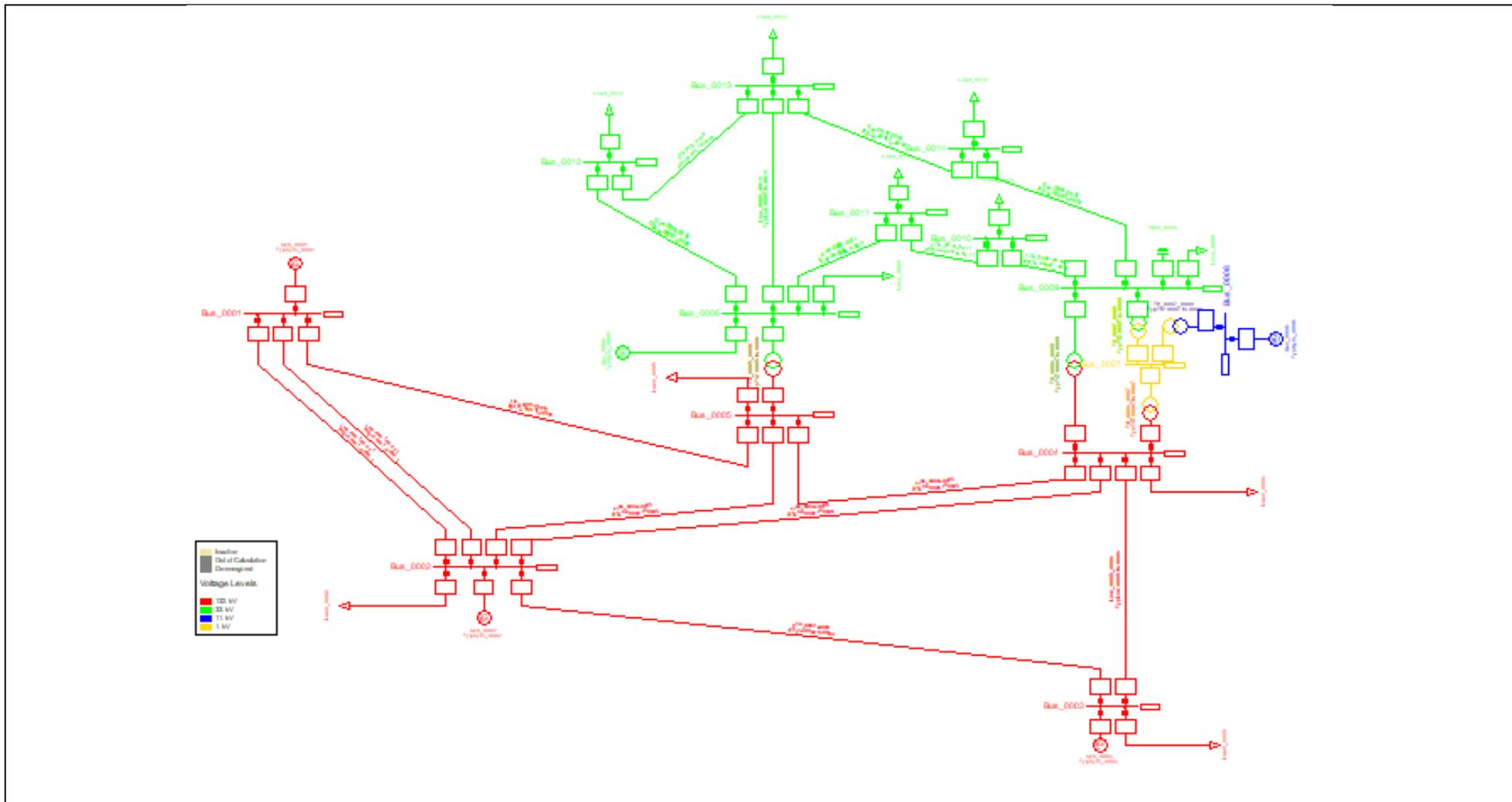


Figura 3.22: Sistema IEEE de catorze barras en DigSILENT

DlgSILENT permite acceder a un área de trabajo para la representación esquemática de la topología de los sistemas como se puede observar en la Figura 3.22, donde se visualiza los elementos de la red destacando una simbología propia para cada elemento y los niveles de voltaje por secciones que se diferencian por los colores asignados a cada valor de voltaje. Además nos permite tener acceso a la información básica de los elementos del sistema.

	Name	Grid	Terminal Busbar	Act.Pow. MW	React.Pow. Mvar	App.Pow. MVA	Pow.Fact.	Out of Service
▼	Load_0002	Grid	Bus_0002	21,7	12,7	25,14319	0,86305	<input type="checkbox"/>
▼	Load_0003	Grid	Bus_0003	94,2	19,	96,09703	0,98025	<input type="checkbox"/>
▼	Load_0004	Grid	Bus_0004	47,8	-3,9	47,95884	0,99668	<input type="checkbox"/>
▼	Load_0005	Grid	Bus_0005	7,6	1,6	7,76659	0,97854	<input type="checkbox"/>
▼	Load_0006	Grid	-Bus_0006	11,2	7,5	13,47924	0,83090	<input type="checkbox"/>
▼	Load_0009	Grid	Bus_0009	29,5	16,6	33,84982	0,87149	<input type="checkbox"/>
▼	Load_0010	Grid	Bus_0010	9,	5,8	10,70701	0,84057	<input type="checkbox"/>
▼	Load_0011	Grid	Bus_0011	3,5	1,8	3,93573	0,88928	<input type="checkbox"/>
▼	Load_0012	Grid	Bus_0012	6,1	1,6	6,30634	0,96727	<input type="checkbox"/>
▼	Load_0013	Grid	Bus_0013	13,5	5,8	14,6932	0,91879	<input type="checkbox"/>
▼	Load_0014	Grid	Bus_0014	14,9	5,	15,71655	0,94804	<input type="checkbox"/>

(a) Datos de carga.

	Name	Grid	Terminal Busbar	Act.Pow. MW	React.Pow. Mvar	App.Pow. MVA	App.Pow. MVA	Pow.Fact.	Ctrl Mode	Ref Machine	Nom.Volt. kV	Out of Service
⊕	Gen_0001	Grid	Bus_0001	232,4	-16,9	233,0137	400	0,99736	1	<input checked="" type="checkbox"/>	132,	<input type="checkbox"/>
⊕	Gen_0002	Grid	Bus_0002	40,	42,4	58,29031	100	0,88622	1	<input type="checkbox"/>	132,	<input type="checkbox"/>
⊕	Gen_0003	Grid	Bus_0003	0,	23,4	23,4	100	0,	1	<input type="checkbox"/>	132,	<input type="checkbox"/>
⊕	Gen_0006	Grid	Bus_0006	0,	12,2	12,2	100	0,	1	<input type="checkbox"/>	33,	<input type="checkbox"/>
⊕	Gen_0008	Grid	Bus_0008	0,	17,4	17,4	100	0,	1	<input type="checkbox"/>	11,	<input type="checkbox"/>

(b) Datos de generación.

	Name	Grid	Terminal Busbar	Terminal Busbar	Length km	Rtd. Voltage kV	Out of Service	U _{nom} kV	R(TAC,20°C) Ohm/km	X' Ohm/km
✓	Line_0001_0002/1	Grid	Bus_0001	Bus_0002	1,	132,	<input type="checkbox"/>	132,	6,75354	20,61956
✓	Line_0001_0002/2	Grid	Bus_0001	Bus_0002	1,	132,	<input type="checkbox"/>	132,	6,75354	20,61956
✓	Line_0001_0005	Grid	Bus_0001	-Bus_0005	1,	132,	<input type="checkbox"/>	132,	9,41418	38,8625
✓	Line_0002_0003	Grid	Bus_0002	Bus_0003	1,	132,	<input type="checkbox"/>	132,	8,18753	34,49428
✓	Line_0002_0004	Grid	Bus_0002	Bus_0004	1,	132,	<input type="checkbox"/>	132,	10,12509	30,722
✓	Line_0002_0005	Grid	Bus_0002	-Bus_0005	1,	132,	<input type="checkbox"/>	132,	9,92296	30,29685
✓	Line_0003_0004	Grid	Bus_0003	Bus_0004	1,	132,	<input type="checkbox"/>	132,	11,67582	29,80027
✓	Line_0004_0005	Grid	-Bus_0005	Bus_0004	1,	132,	<input type="checkbox"/>	132,	2,32610	7,33724
✓	Line_0006_0011	Grid	Bus_0011	-Bus_0006	1,	33,	<input type="checkbox"/>	33,	1,03433	2,16602
✓	Line_0006_0012	Grid	-Bus_0006	Bus_0012	1,	33,	<input type="checkbox"/>	33,	1,33849	2,78577
✓	Line_0006_0013	Grid	Bus_0013	-Bus_0006	1,	33,	<input type="checkbox"/>	33,	0,72037	1,41864
✓	Line_0009_0010	Grid	Bus_0009	Bus_0010	1,	33,	<input type="checkbox"/>	33,	0,34641	0,92020
✓	Line_0009_0014	Grid	Bus_0014	Bus_0009	1,	33,	<input type="checkbox"/>	33,	1,38422	2,94443
✓	Line_0010_0011	Grid	Bus_0010	Bus_0011	1,	33,	<input type="checkbox"/>	33,	0,89352	2,09164
✓	Line_0012_0013	Grid	Bus_0012	Bus_0013	1,	33,	<input type="checkbox"/>	33,	2,40581	2,17669
✓	Line_0013_0014	Grid	Bus_0013	Bus_0014	1,	33,	<input type="checkbox"/>	33,	1,86142	3,78993

(c) Datos de líneas.

Figura 3.23: Datos de carga(a), generación (b) y líneas (c) para el Sistema IEEE catorce Barras en DlgSILENT

En la Figura 3.23 se observan los parámetros básicos de los elementos a considerar en los scripts; ya que DlgSILENT nos permite modelar los sistemas elemento por elemento, no es necesario hacer el análisis en las barras y considerar el tipo (slack, PV o PQ) para determinar cuales tienen conectada las cargas o los generadores. Además al permitir la implementación de los elementos de forma independiente es posible ingresar parámetros que nos

permiten un análisis más exhaustivo de los sistemas. Con respecto a las características históricas de operación se implementaron las mismas que en el caso del análisis en MatLab. Los resultados de las metodologías empleadas se presentan a continuación.

Sistema IEEE de catorce Barras			
Índice de Confiabilidad	Unidades	Enumeración de Estados	Montecarlo
LOLP	pu	0,026763	0,026904
LOLE	h/año	234,44	235,68
EPNS	MW/año	6,928744	6.958831
EENS	MWh/año	60695	60959,36
EENSpu	pu	0,026752	0,02686807
EIR	pu	0,973248	0,9731319
FOI	int/año	-	1,318889
DOI	h/int x año	-	178,0691

Tabla 3.12: Resultados de los índices de confiabilidad. Sistema IEEE de catorce barras en DigSILENT

En la Tabla Tabla 3.12 se pueden observar los resultados de cada simulación, se puede comprobar que presentan valores cercanos entre los índices coincidentes; sin embargo si se realiza una comparación con respecto a los resultados obtenidos en MatLab se puede notar que los valores discrepan en un mayor rango, esto se debe a que las validaciones realizadas para el flujo DC son diferentes para ambos programas, debido a la configuración del flujo de potencia en DigSILENT, como se explica en la Sección 3.6.3 provocará que exista mayor potencia no suplida que influye significativamente en los índices de confiabilidad. Sin embargo estas consideraciones de flujo se acercan en mayor medida al comportamiento de un sistema real por lo que la implementación de los códigos en DigSILENT es adecuada para el estudio del Sistema Nacional Interconectado. Debido a que el método de Enumeración de Estados requeriría de la formulación de muchos escenarios se procede a implementar únicamente la simulación de Montecarlo para el estudio del SNI.

3.6.5 Evaluación del Sistema Nacional Interconectado

Como se mencionó en la Sección 3.2 se consideran las variaciones de Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano para los años 2018 y 2025 de acuerdo a lo planteado en el Plan Maestro de Electrificación; ya que el enfoque del presente estudio corresponde a un análisis de confiabilidad haciendo énfasis en la suficiencia del SNI y está dedicado a los sistemas de transmisión y generación,

los componentes agrupados en el Set de elementos son de la clase generador, línea y transformador.

Sistema Nacional Interconectado del Ecuador		
Elementos	2018	2025
Líneas (500 kV-69 kV)	340	395
Transformadores 3 devanados	114	143
Generadores	129	174
TOTAL	583	712

Tabla 3.13: Resumen de número de elementos del sistema compuesto transmisión-generación del SNI para los años 2018 y 2025

Como se puede observar en la Tabla Tabla 3.13, si se consideran todos los elementos del conjunto transmisión-generación para el año 2018 se deberían realizar simulaciones considerando contingencias en 583 elementos, mientras que para el año 2025 se tendrían 712 elementos.

Debido a la complejidad y tiempo que supondría el realizar el estudio observando la totalidad de los elementos para los años planteados se procede a realizar un filtro de los elementos validando lo siguiente:

- Se consideran las líneas de transmisión de un nivel de voltaje mayor o igual a 69 kV y una longitud mayor de 10 Km,
- se analizarán los transformadores cuyo lado de alto voltaje posean un valor nominal mayor o igual a 138 kV,
- se tendrán en cuenta todas las unidades de generación.

Posterior a la implementación de las consideraciones se tiene lo descrito a continuación.

Sistema Nacional Interconectado del Ecuador		
Elementos filtrados	2018	2025
Líneas (500 kV - 69 kV; longitud>10 Km)	196	242
Transformadores de tres devanados (>138 kV)	94	119
Generadores	129	174
TOTAL	419	535

Tabla 3.14: Resumen de número de elementos filtrados del sistema compuesto transmisión-generación del SNI para los años 2018 y 2025

Como se puede observar en la Tabla Tabla 3.14, los elementos parte del análisis e incluidos en el Set corresponden al 71,87% de los componentes activos en el año 2018, y el 75,14% de los que se dispone en el año 2025. Además para el cálculo de la potencia no suplida se considera las cargas mayores a 5 MW.

Posteriormente se procedió a la formación de la base de datos que reúne la información del comportamiento histórico de los elementos en base a su operación en años anteriores, que es de utilidad para la obtención de las tasas de falla, tasas de reparación, probabilidad de falla y probabilidad de operación. Para esto se contó con tres fuentes principales; la primera corresponde a la información proporcionada por Transelectric que consistía en los tiempos de falla programada y no programada, el tiempo de operación y el tiempo total de estudio de algunos de los elementos a analizar. La segunda fuente de información fue obtenida del trabajo de titulación de Sánchez & Tates (2007), donde se encontraban los valores de frecuencia de falla, el tiempo medio de falla, frecuencia de interrupción y el tiempo medio de interrupción. Y el tercero corresponde al estudio realizado por Francisco (2003), en donde se dispone de la información de frecuencia de falla y disponibilidad de los elementos.

A continuación se analizó el estado inicial de los componentes del sistema. Ya que algunos elementos se encontraban fuera de servicio se determinó la carga perdida ejecutando un flujo DC y realizando un análisis de las cargas desenergizadas a través de la aplicación de la subrutina PotenciaNS, cuya explicación se encuentra en la Sección 3.6.2, esto permite excluir el valor de los análisis durante la aplicación de las rutinas de Enumeración de Estados y Montecarlo. Además se consideraron las pérdidas de cargas mayores a 5MW. Finalmente se procedió a realizar un análisis por día durante un tiempo de 50 años y para un criterio de convergencia de error menor al 0.05%

En resumen durante el desarrollo del presente proyecto se dieron 4 fases principales. Inicialmente se realizó el planteamiento de la secuencia a implementar para los métodos de Enumeración de Estados y Montecarlo; a continuación se aplicó la lógica en la plataforma MatLab, que gracias a su versatilidad nos permitió realizar ajustes de una forma rápida para la obtención de un código definitivo, realizando la comprobación mediante la comparación de la puesta en marcha en los sistemas IEEE de tres y catorce barras. Posteriormente se realizó el ajuste del código a la plataforma DlgSILENT, realizando las configuraciones necesarias para la adaptación a las herramientas disponibles; también se realizaron pruebas en el sistema IEEE de catorce barras. Finalmente se aplicó los métodos de Enumeración de Estados y Montecarlo para

la obtención de los índices de confiabilidad en el SNI, obteniendo los resultados que se presentarán en el siguiente capítulo.

Capítulo 4. Resultados

Capítulo 4. Resultados

4.1 Introducción.....	117
4.2 Indices de confiabilidad SNI para el sistema de transmisión	118
4.2.1 <i>Indice de confiabilidad de la energía-SNI 2018 y 2015.....</i>	<i>118</i>
4.2.2 <i>Valor esperado de la potencia no suplida-SNI 2018 y 2025.....</i>	<i>119</i>
4.2.3 <i>Valor esperado de la energía no suplida-SNI 2018 y 2025.....</i>	<i>120</i>
4.2.4 <i>Valor esperado de pérdida de carga-SNI 2018 y 2025.....</i>	<i>121</i>
4.2.5 <i>Probabilidad de pérdida de carga-SNI 2018 y 2025.....</i>	<i>122</i>
4.2.6 <i>Frecuencia de interrupción para el-SNI 2018 y 2025.....</i>	<i>123</i>
4.2.7 <i>Duración de interrupción para el-SNI 2018 y 2025.....</i>	<i>124</i>
4.3 Indices de confiabilidad SNI para el sistema compuesto: generación - transmisión	125
4.3.1 <i>Indice de confiabilidad de la energía-SNI 2018 y 2015.....</i>	<i>125</i>
4.3.2 <i>Valor esperado de la potencia no suplida-SNI 2018 y 2025.....</i>	<i>126</i>
4.3.3 <i>Valor esperado de la energía no suplida-SNI 2018 y 2025.....</i>	<i>127</i>
4.3.4 <i>Valor esperado de pérdida de carga-SNI 2018 y 2025.....</i>	<i>128</i>
4.3.5 <i>Probabilidad de pérdida de carga-SNI 2018 y 2025.....</i>	<i>129</i>
4.3.6 <i>Frecuencia de interrupción para el-SNI 2018 y 2025.....</i>	<i>130</i>
4.3.7 <i>Duración de interrupción para el-SNI 2018 y 2025.....</i>	<i>131</i>
4.4 Resumen de Resultados	132

4.1 Introducción

En este capítulo se reúnen los resultados adquiridos a partir de la aplicación de la lógica escogida para reflejar el método de simulación de Montecarlo descrito en la Sección 3.4 en la plataforma DlgSILENT. Se mostrarán los valores numéricos obtenidos para una simulación de análisis de contingencia del Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano considerando los sistemas de transmisión y generación. La simulación del estudio se la realizó por un periodo de pasos de 50 años por cada caso, y con un nivel de convergencia del 0,05%; además se presentan las gráficas de convergencia de los índices estudiados en la Sección 3.4.4 la probabilidad de pérdida de carga (LOLP), el valor esperado de pérdida de carga (LOLE), el valor esperado de potencia no suplida (EPNS), el valor esperado de energía no suplida (EENS), el índice de confiabilidad de la energía (EIR), la frecuencia de interrupción (FOI) y la duración por interrupción (DOI).

Para el efecto se ha propuesto dividir el presente capítulo en tres secciones; las Sección 4.2 que tratará lo referente a la simulación para el modelo correspondiente al estado del Sistema Nacional Interconectado para el año 2018 y 2025 considerando únicamente el sistema de transmisión, mientras que la Sección 4.3 indicará los resultados obtenidos para el modelo de los años 2018 y 2025 considerando el sistema de transmisión y generación en conjunto como un sistema compuesto, finalmente la Sección 4.4 realizará un resumen de los resultados obtenidos en las secciones mencionadas anteriormente.

4.2 Índices de confiabilidad SNI para el sistema de transmisión

En esta sección se describen los resultados obtenidos para el modelo del Sistema Nacional Interconectado considerando las implementaciones incluidas en el Plan Maestro de Electrificación para el año 2018 y 2025 en la planificación de la expansión de la transmisión. Se han definido cuatro subsecciones, cada una expone un índice de confiabilidad con su gráfica de convergencia. El último punto generado por el algoritmo es considerado el valor final de convergencia es decir el valor representativo de cada índice y se lo representa como un punto final en la gráfica, las simulaciones se realizaron para 30 períodos cada uno de 50 años, es decir para un total de 1500 años.

4.2.1 Índice de confiabilidad de la energía-SNI 2018 y 2025

A continuación se muestra la gráfica característica de convergencia en la Figura 4.1:

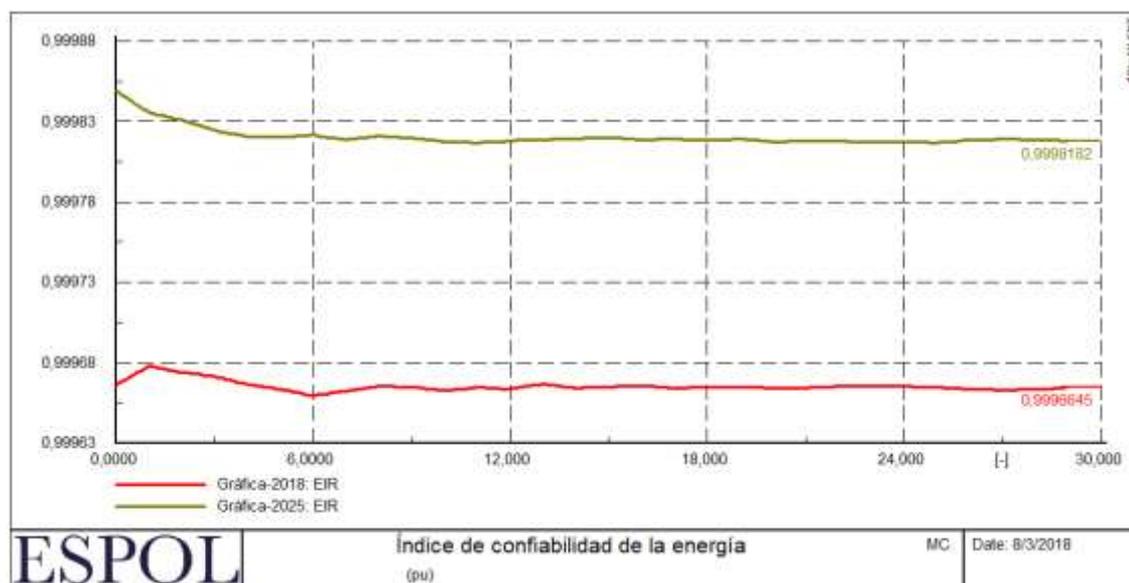


Figura 4.1: Gráfica de convergencia del Índice de Confiabilidad de la Energía para el Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano en el año 2018 y 2025

La gráfica de color rojo indica la convergencia para el año 2018, en este caso el valor fue de 0,9996645 pu, es decir que el 99,96645% de la energía demandada se supe en el año 2018. La gráfica de color marrón corresponde al índice de confiabilidad de la energía para el año 2025 cuya convergencia se dio en 0,9998182 pu; es decir que el 99,98182% de la energía demandada se supe en el año 2025.

4.2.2 Valor esperado de la potencia no suplida-SNI 2018 y 2025

A continuación se muestra la gráfica característica de convergencia en la Figura 4.2:

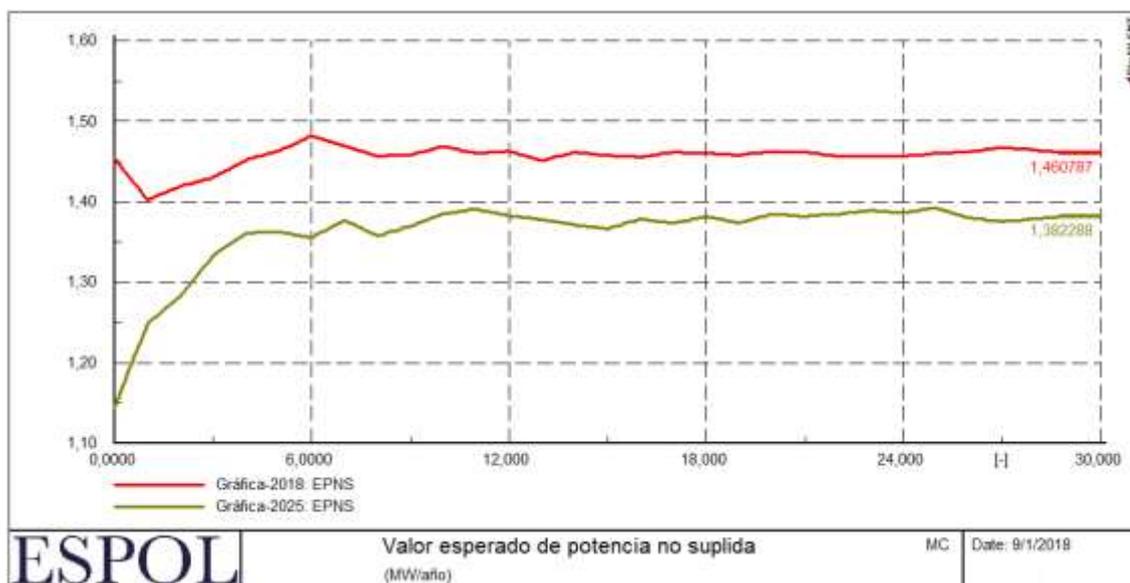


Figura 4.2: Gráfica de convergencia del valor esperado de la potencia no suplida para el Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano en el año 2018 y 2025

La gráfica de color rojo indica la convergencia del valor esperado de la energía no suplida para el año 2018, el cual es de 1,460,787 MW/año. La gráfica de color marrón corresponde al índice para el año 2025 cuya convergencia se dio en 1,382,288 MW/año.

4.2.3 Valor esperado de la energía no suplida-SNI 2018 y 2025

A continuación se muestra la gráfica característica de convergencia en la Figura 4.3:

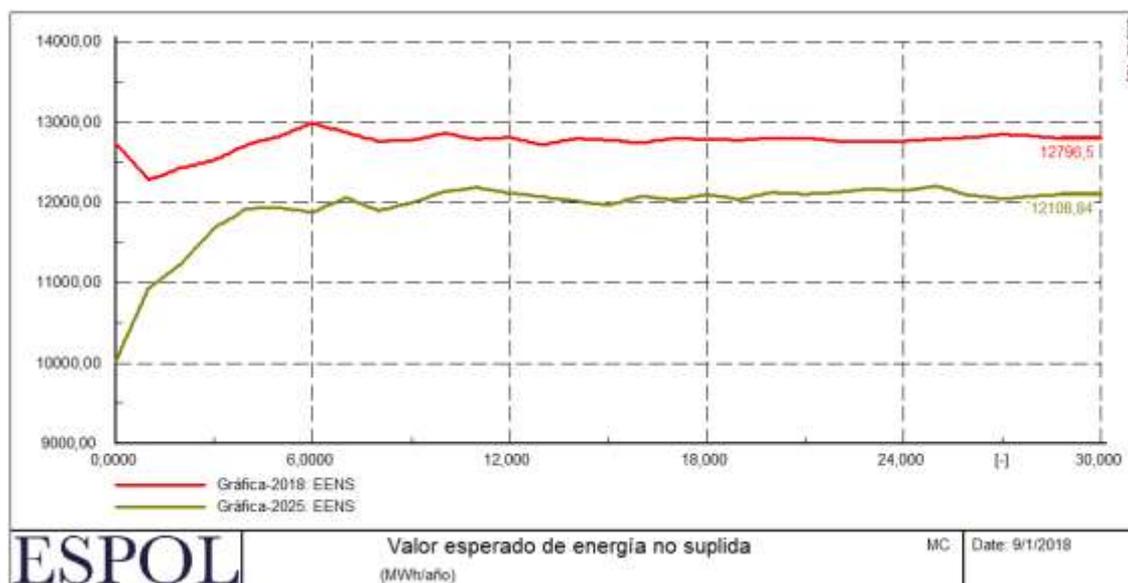


Figura 4.3: Gráfica de convergencia del valor esperado de la potencia no suplida para el Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano en el año 2018 y 2025

La gráfica de color rojo indica que la convergencia del valor esperado de la potencia no suplida para el año 2018 es de 12796,50 MWh/año. La gráfica de color marrón corresponde al índice para el año 2025 cuya convergencia se dio en 12108,84 MWh/año.

4.2.4 Valor esperado de pérdida de carga-SNI 2018 y 2025

A continuación se muestra la gráfica característica de convergencia en la Figura 4.4:

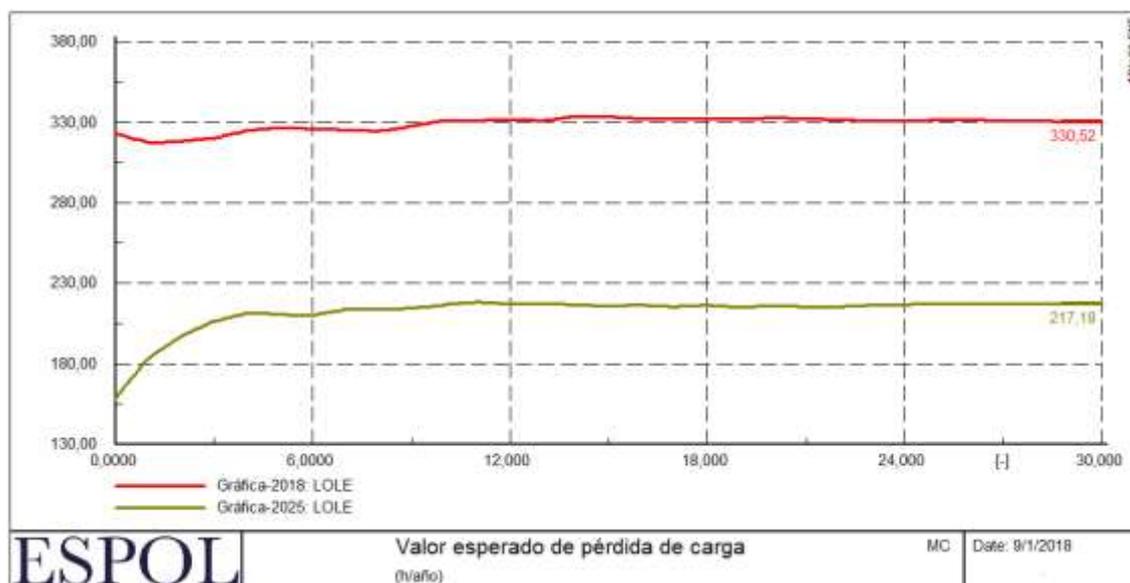


Figura 4.4: Gráfica de convergencia del valor esperado de pérdida de carga para el Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano en el año 2018 y 2025

La gráfica de color rojo indica la convergencia del valor esperado de la pérdida de carga para el año 2018 que tuvo un valor de 330,52 h/año. La gráfica de color marrón corresponde al índice para el año 2025 cuya convergencia se dio en 217,18 h/año.

4.2.5 Probabilidad de pérdida de carga-SNI 2018 y 2025

A continuación se muestra la gráfica característica de convergencia en la Figura 4.5:

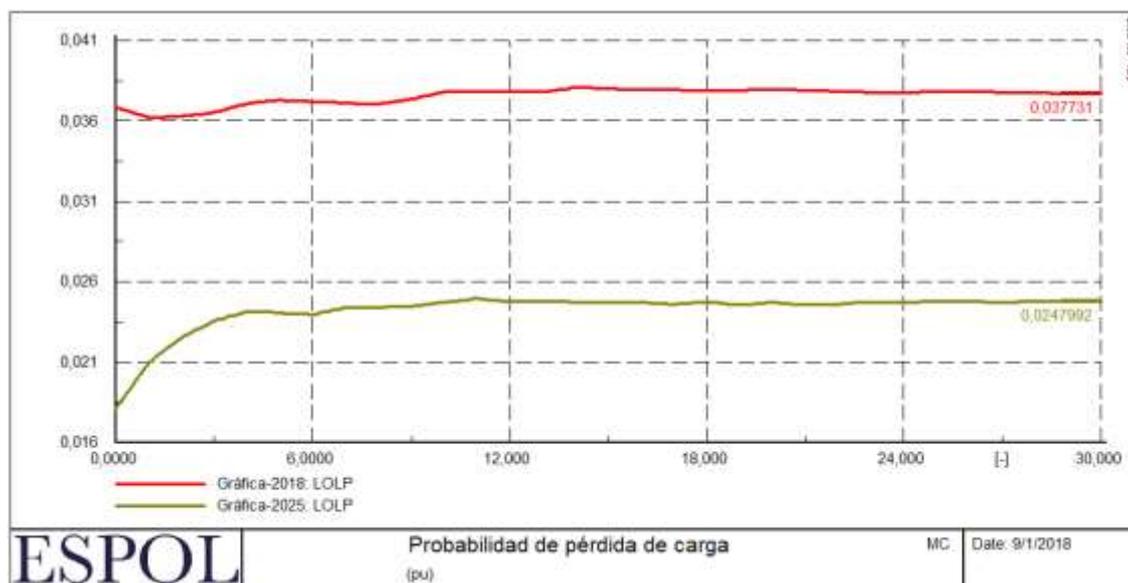


Figura 4.5: Gráfica de convergencia de la probabilidad de pérdida de carga para el Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano en el año 2018 y 2025

La gráfica de color rojo indica la convergencia del valor de la probabilidad de pérdida de carga para el año 2018 que tuvo un valor de 0,037731 pu lo que indica que el 3,7731% del tiempo estuvo en falla. La gráfica de color marrón corresponde al índice para el año 2025 cuya convergencia se dio en 0,0247992 pu lo que indica que el 2,47992% del tiempo estuvo en falla.

4.2.6 Frecuencia de interrupción-SNI 2018 y 2025

A continuación se muestra la gráfica característica de convergencia en la Figura 4.6:

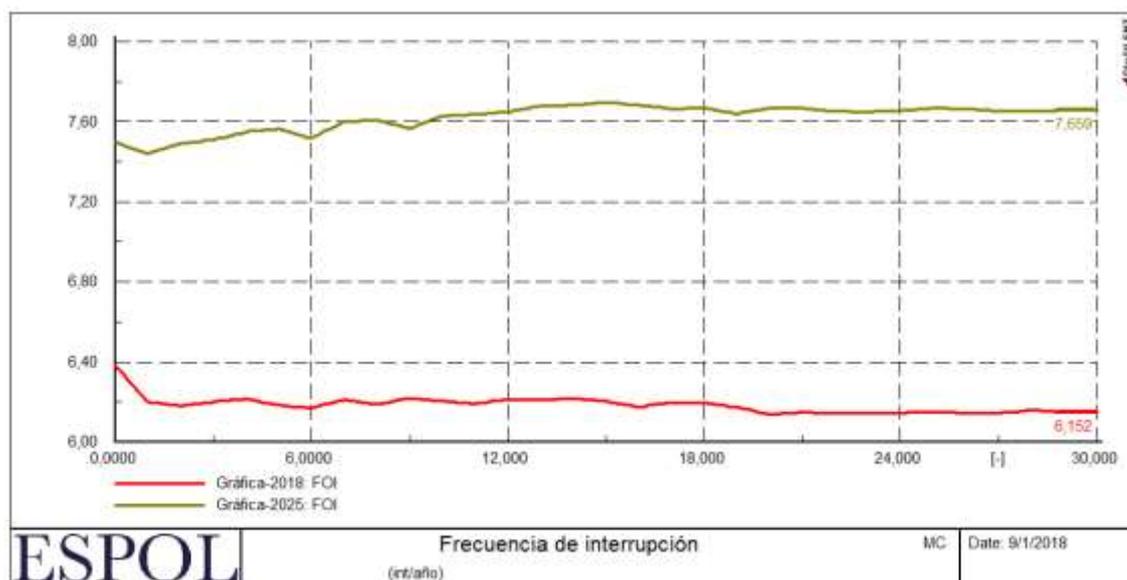


Figura 4.6: Gráfica de convergencia de la frecuencia de interrupción para el Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano en el año 2018 y 2025

La gráfica de color rojo indica la convergencia de la frecuencia de interrupción para el año 2018 que tuvo un valor de 6 int/año. La gráfica de color marrón corresponde al índice para el año 2025 cuya convergencia se dio en 7 int/año.

4.2.7 Duración de interrupción-SNI 2018 y 2025

A continuación se muestra la gráfica característica de convergencia en la Figura 4.7:

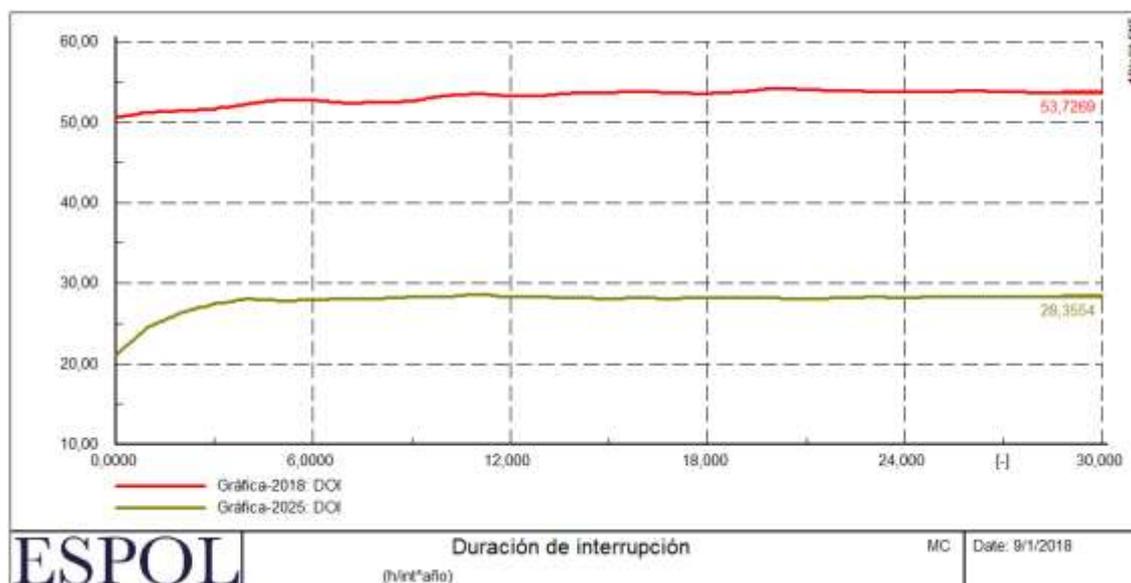


Figura 4.7: Gráfica de convergencia de la duración de interrupción para el Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano en el año 2018 y 2025

La gráfica de color rojo indica la convergencia de la duración de interrupción para el año 2018 que tuvo un valor de 53,7269 h/int*año. La gráfica de color marrón corresponde al índice para el año 2025 cuya convergencia se dio en 28,3554 h/int*año.

4.3 Índices de confiabilidad SNI para el sistema compuesto: generación - transmisión

En esta sección se describen los resultados obtenidos para el modelo del Sistema Nacional Interconectado considerando las implementaciones incluidas en el Plan Maestro de Electrificación para el año 2018 y 2025 en la planificación de la expansión de la generación y transmisión. Se han definido cuatro subsecciones, cada una expone un índice de confiabilidad con su gráfica de convergencia. El último punto generado por el algoritmo es considerado el valor final de convergencia, es decir el valor representativo de cada índice y se lo representa como un punto constante en la gráfica.

4.3.1 Índice de confiabilidad de la energía-SNI 2018 y 2015

A continuación se muestra la gráfica característica de convergencia en la Figura 4.8:

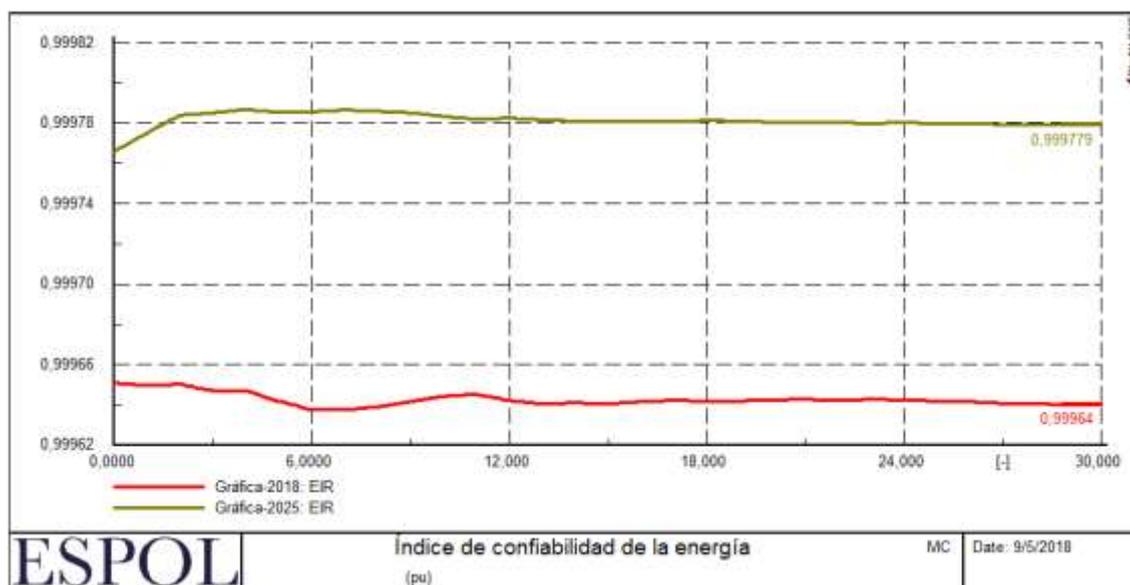


Figura 4.8: Gráfica de convergencia del Índice de Confiabilidad de la Energía para el Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano en el año 2018 y 2025

La gráfica de color rojo indica la convergencia para el año 2018, en este caso el valor fue de 0,999641 pu, es decir que el 99,9641% de la energía demandada se suple en el año 2018. La gráfica de color marrón corresponde al índice de confiabilidad de la energía para el año 2025 cuya convergencia se dio en 0,999779 pu; es decir que el 99,9779% de la energía demandada se suple en el año 2025.

4.3.2 Valor esperado de la potencia no suplida-SNI 2018 y 2025

A continuación se muestra la gráfica característica de convergencia en la Figura 4.9:

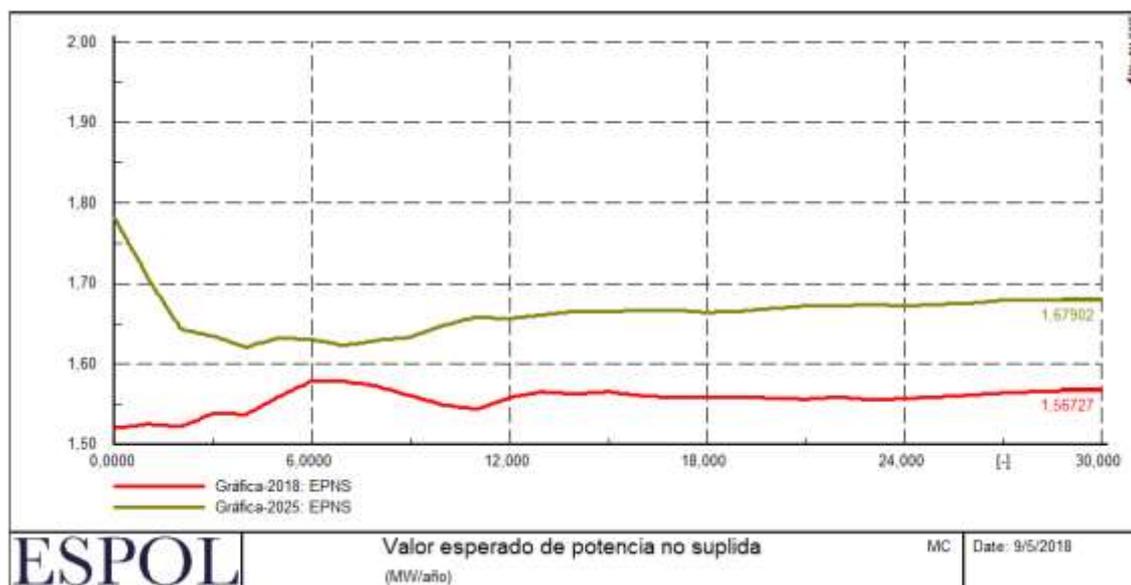


Figura 4.9: Gráfica de convergencia del valor esperado de la potencia no suplida para el Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano en el año 2018 y 2025

La gráfica de color rojo que indica la convergencia del valor esperado de la energía no suplida para el año 2018 es de 1,56727 MW/año. La gráfica de color marrón corresponde al índice para el año 2025 cuya convergencia se dio en 1,67902 MW/año.

4.3.3 Valor esperado de la energía no suplida-SNI 2018 y 2025

A continuación se muestra la gráfica característica de convergencia en la Figura 4.10:

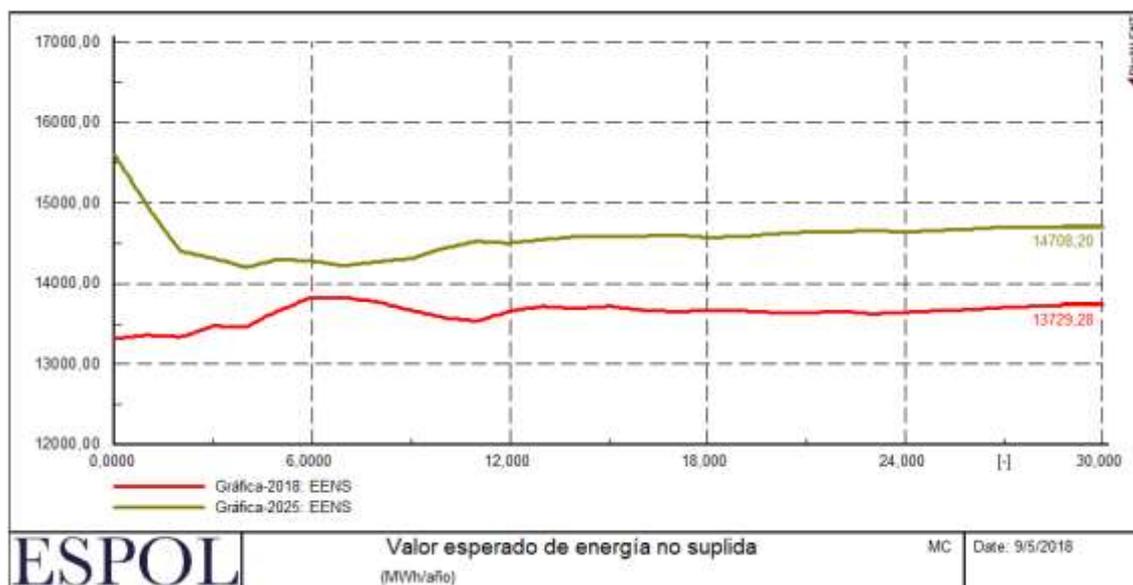


Figura 4.10: Gráfica de convergencia del valor esperado de la potencia no suplida para el Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano en el año 2018 y 2025

La gráfica de color rojo indica que la convergencia del valor esperado de la potencia no suplida para el año 2018 es de 13729,28 MWh/año. La gráfica de color marrón corresponde al índice para el año 2025 cuya convergencia se dio en 14708,20 MWh/año.

4.3.4 Valor esperado de pérdida de carga-SNI 2018 y 2025

A continuación se muestra la gráfica característica de convergencia en la Figura 4.11:

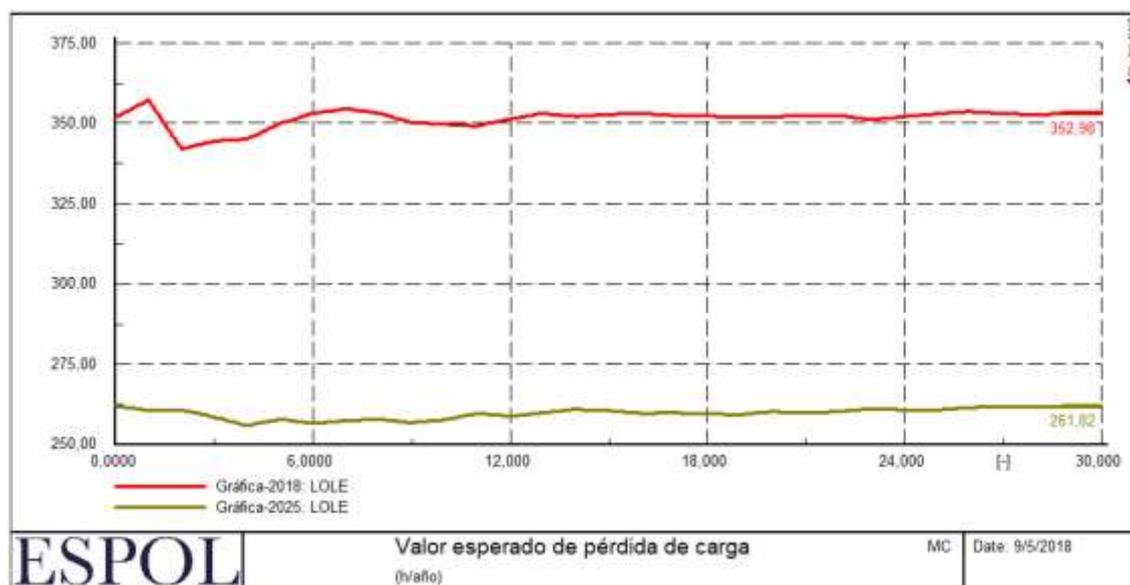


Figura 4.11: Gráfica de convergencia del valor esperado de pérdida de carga para el Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano en el año 2018 y 2025

La gráfica de color rojo indica la convergencia del valor esperado de la pérdida de carga para el año 2018 que tuvo un valor de 352,98 h/año. La gráfica de color marrón corresponde al índice para el año 2025 cuya convergencia se dio en 261,82 h/año.

4.3.5 Probabilidad de pérdida de carga-SNI 2018 y 2025

A continuación se muestra la gráfica característica de convergencia en la Figura 4.12:

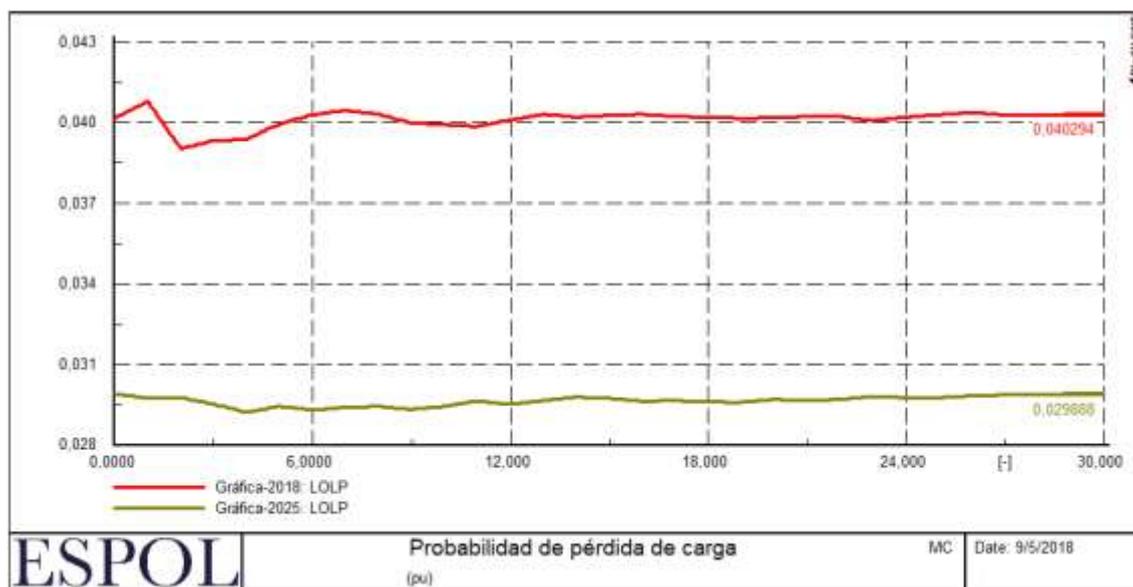


Figura 4.12: Gráfica de convergencia de la probabilidad de pérdida de carga para el Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano en el año 2018 y 2025

La gráfica de color rojo indica la convergencia del valor de la probabilidad de pérdida de carga para el año 2018 que tuvo un valor de 0,040294 pu lo que indica que el 4,0294% del tiempo estuvo en falla. La gráfica de color marrón corresponde al índice para el año 2025 cuya convergencia se dio en 0,029888 pu lo que indica que el 2,9888% del tiempo estuvo en falla.

4.3.6 Frecuencia de interrupción-SNI 2018 y 2025

A continuación se muestra la gráfica característica de convergencia en la Figura 4.13:

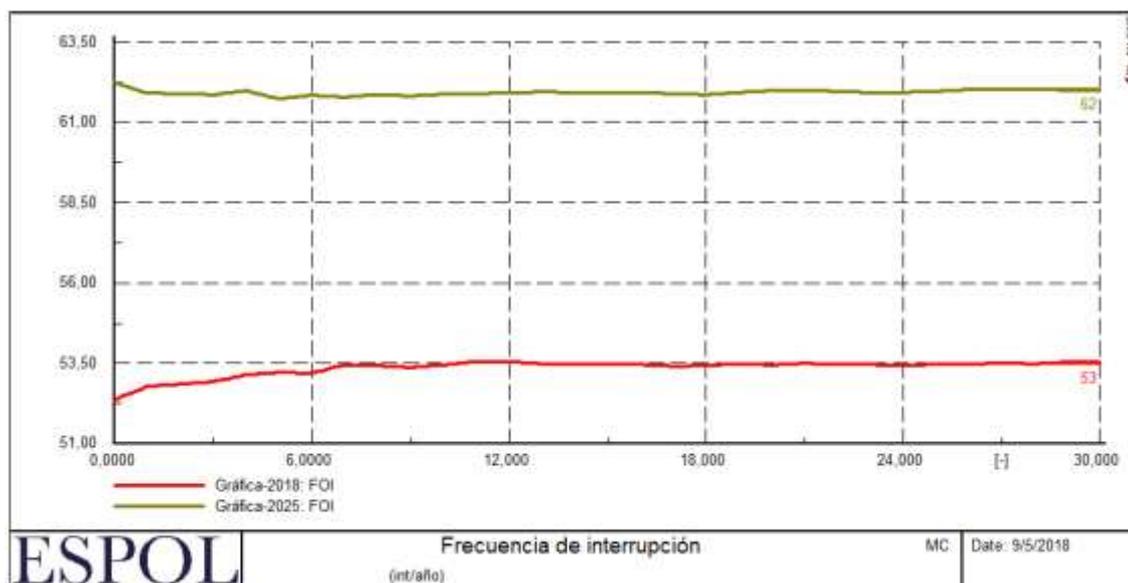


Figura 4.13: Gráfica de convergencia de la frecuencia de interrupción para el Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano en el año 2018 y 2025

La gráfica de color rojo indica que la convergencia de la frecuencia de interrupción para el año 2018 que tuvo un valor de 53 int/año. La gráfica de color marrón corresponde al índice para el año 2025 cuya convergencia se dio en 62 int/año.

4.3.7 Duración de interrupción-SNI 2018 y 2025

A continuación se muestra la gráfica característica de convergencia en la Figura 4.14:

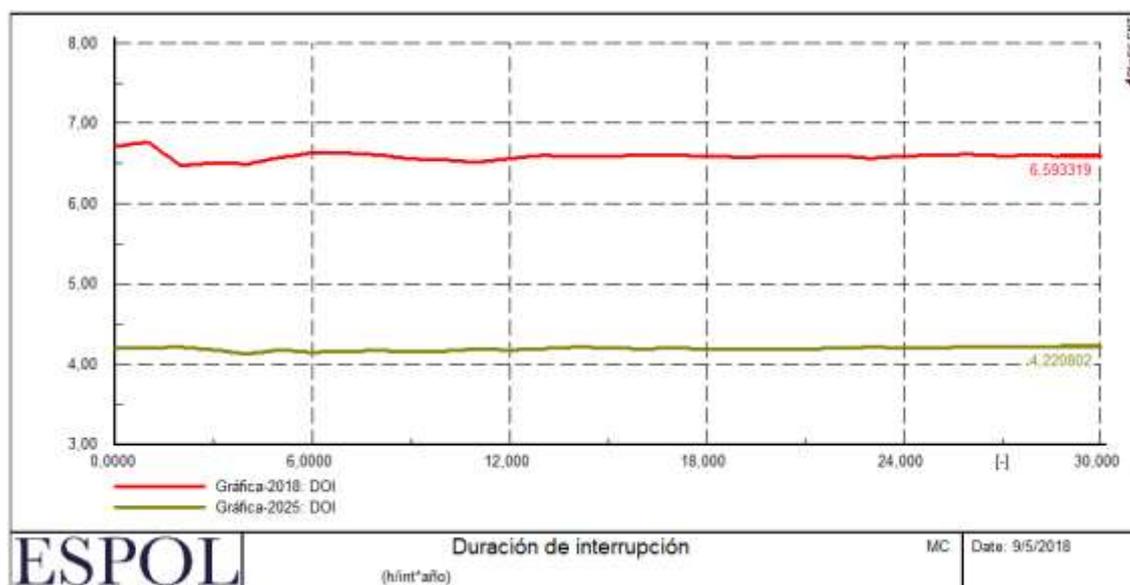


Figura 4.14: Gráfica de convergencia de la duración de interrupción para el Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano en el año 2018 y 2025

La gráfica de color rojo indica que la convergencia de la duración de interrupción para el año 2018 que tuvo un valor de 6,5933 h/int*año. La gráfica de color marrón corresponde al índice para el año 2025 cuya convergencia se dio en 4,2208 h/int*año.

4.4 Resumen de Resultados

A continuación se presenta el resumen de los resultados:

Índice de Confiabilidad	Unidades	2018	2025
LOLP	pu	0,037731	0,024799
LOLE	h/año	330,52	217,18
EPNS	MW/año	1,460787	1,382288
EENS	MWh/año	12796,50	12108,84
EIR	pu	0,9996645	0,9998182
FOI	int/año	6	7
DOI	h/int x año	53,7269	28,3554

Tabla 4.1: Resumen de Resultados para los años 2018 y 2025 del sistema de transmisión

Índice de Confiabilidad	Unidades	2018	2025
LOLP	pu	0,04029406	0,029888
LOLE	h/año	352,98	261,82
EPNS	MW/año	1,56727	1,699020
EENS	MWh/año	13729,28	14708,20
EIR	pu	0,999640	0,9997792
FOI	int/año	53	62
DOI	h/int x año	6,5933	4,2208

Tabla 4.2: Resumen de Resultados para los años 2018 y 2025 del sistema de generación- transmisión

Ambas tablas muestran lo obtenido de las simulaciones para los años 2018 y 2025, la Tabla Tabla 4.1 muestra el resultado del análisis realizado únicamente al circuito de transmisión, mientras que la Tabla Tabla 4.2 expone lo obtenido para el análisis del sistema transmisión-generación. Este resumen ayudará en el análisis de los resultados obtenidos en los siguiente capítulos.

Capítulo 5. Discusión

Capítulo 5. Discusión

5.1 Introducción.....	135
5.2 Datos de entrada.....	135
5.3 Método de análisis	136
5.4 Datos de salida	138
5.5 Interpretación de resultados	139
5.6 Elección del Método	140

5.1 Introducción

En este capítulo se realiza una discusión acerca de los descubrimientos obtenidos a través del proceso de desarrollo e implementación del presente estudio. Se reconoce la experimentación que conllevó a la definición de las metodologías para el análisis de confiabilidad enfocado en la suficiencia del sistema; además lo que abarcó el ensayo del uso de las dos plataformas que se emplearon para la puesta en marcha de la lógica de este proyecto: MatLab y DigSILENT.

Para el efecto se propone establecer la organización del Capítulo 5 en cinco secciones principales; la Sección 5.2 trata sobre los datos de entradas; posteriormente la Sección 5.3 hace referencia a las consideraciones de la elección del método de Montecarlo como principal método para el análisis del Sistema Nacional Interconectado; la Sección 5.4 indica la discusión acerca de los datos de salida que se consideraron para la evaluación de los resultados; la Sección 5.5 realiza el análisis de los resultados obtenidos; y finalmente la Sección 5.6 realiza la conciliación del análisis propuesto por el presente proyecto.

5.2 Datos de entrada

La presente sección busca realizar la discusión acerca de los datos de entrada, previo a la obtención de los mismos fue necesario realizar el filtrado de los elementos a considerar en el análisis como se indica en la Sección 3.6.5 ; la fuente principal de información es la base de datos otorgada por Transelectric S.A., en donde indicaban los tiempos de falla, tiempos de reparación y la tasa de interrupción forzada de líneas de transmisión, barras y generadores; sin embargo, en vista de que no incluían todos los elementos que componen al SNI y que en el presente estudio no se considera la salida de barras, se optó por tomar como referencias adicionales trabajos de tesis que se encontraban a disposición como se indica también en la Sección 3.6.5 . Estos últimos no brindaban la misma información que la base de datos inicial por lo que se procedió a realizar cálculos para la obtención de las tasas de falla y tasas de reparación directamente en las bases de datos de excel, de tal forma que la subrutina “Tasas”, expuesta en la

Sección 3.6.2 , ya no era necesaria sino que se llamaban las tasas de excel directamente a la subrutina “Principal” para su utilización. Ya que los datos provienen de diferentes fuentes se puede decir que en la base de datos en general predomina un error del tipo aleatorio, es decir que se tienen valores aproximados al valor real pero los procesos durante las mediones no se pueden controlar, se debe añadir también que aunque se hubiese tenido acceso a todos los datos desde una misma referencia el tipo de error no cambiaría gracias a la naturaleza aleatoria de las fallas que rigen los tiempos de operación y falla necesarios para el cálculo de tasas.

Cabe recalcar que para las pruebas en los sistemas IEEE no fue necesaria una búsqueda exhaustiva debido a que se asignaron algunos de los datos incluidos en lo reportado por Transelectric, buscando los elementos cuyas características físicas se asemejen a los componentes de los modelos IEEE, además que todos estos datos se encontraban en horas.

Otra de las consideraciones que se tuvo y que se constituyó luego de la primera implementación del programa en el Sistema Nacional Interconectado, fue la aplicación de las tasas de falla y reparación en días; ya que si los datos se seguían considerando en horas como en las primeras pruebas se tendría muchos puntos de evaluación y el llegar a los valores de convergencia de los índices de confiabilidad involucraría más tiempo de simulación y memoria; lo que no representaba un problema en los sistemas IEEE, debido a que cuentan con un significativo menor número de elementos en comparación al SNI.

5.3 Método de análisis

En esta sección se expone la discusión correspondiente a lo tratado en la elección del método más adecuado para el análisis de confiabilidad del Sistema Nacional Interconectado

Esta investigación ha demostrado que la concepción del método de Enumeración de Estados en las etapas de prueba no presenta dificultad debido a que sigue una lógica discreta y no es necesario realizar asunciones complejas en el proceso de elaboración y ejecución con los sistemas de potencia pequeños siguiendo la sencillez de la elaboración de la matriz de estados que representa la

base para su desarrollo; sin embargo al aplicarla en el Sistema Nacional Interconectado, donde el número de elementos es mayor a los 300 elementos para los años 2018 y 2025, el método involucraría más de 45150 casos (ver Ecuación (3.3) por lo que la simulación duraría aproximadamente 36 h volviendo la aplicación de Enumeración de Estados un proceso poco eficiente; esto ayuda a resaltar la viabilidad del método de Montecarlo en sistemas de potencia con muchos elementos, como es el sistema del Ecuador.

Con respecto al método de simulación de Montecarlo, en comparación a Enumeración de Estados, se ha demostrado que corresponde a un proceso de programación más complejo, sin embargo ocupa menor tiempo de simulación, en el caso del presente proyecto el mayor intervalo de tiempo se dio para el año 2025 y fue de aproximadamente 7h para 1500 años de estudio. Las principales complicaciones se dieron en el manejo de datos calculados de tal manera que se pueda modelar el comportamiento del sistema a través de un intervalo de tiempo de simulación, creando la necesidad de registrar los datos en matrices y posteriormente emplearlos en la identificación de fallas, su duración y simulación para la obtención de la energía no suplida y finalmente calcular los índices de confiabilidad.

Al observar la diferencia entre las probabilidades de operación y falla entre las líneas y los generadores se muestra que las líneas poseen menores tasas de reparación por lo que requerirían de menor número de simulaciones para completar el intervalo de estudio de simulación en comparación a los generadores, provocando un avance no uniforme, y surgiendo la necesidad de que los eventos de cada elemento sean independientes entre sí, sin embargo se debe crear una secuencia de estados de operación y fuera de servicio por cada elemento por lo que se optó por emplear un modelo secuencial para la simulación de Montecarlo, ya que permite el trabajo con tiempos independientes a lo largo de un periodo. Una vez que todos los elementos completaran el intervalo de tiempo, se analizan los cruces entre los estados de cada componente y se logra un análisis general del comportamiento del sistema con respecto al tiempo total de estudio.

Como se mencionó en la Sección 2.5.2 , existen tres de metodologías del tipo Montecarlo secuencial los cuales son síncrono, asíncrono y de tiempo mixto; sin embargo se optó por el de tiempo mixto ya que permite evaluar estados durante un período donde se modela el comportamiento de los elementos y debido a que, como se mencionó anteriormente en los sistemas estudiados algunos de los elementos completaban el tiempo con menor número de simulaciones, fue necesario validar este comportamiento de llegada para que a partir del cumplimiento del tiempo se detenga la simulación de esos elementos manteniéndolos en un estado de espera mientras los demás componentes alcanzaban el tiempo total, para posteriormente comenzar con la identificación de los estados.

Al darse las primeras simulaciones de Montecarlo se pudo observar que entre más aumente el tiempo de simulación los índices de confiabilidad convergen más rápido, ya que al evaluar un mayor intervalo se permite la definición de más estados modelando de forma más cercana a su comportamiento real.

Una vez obtenidos los datos mediante las consideraciones descritas anteriormente, se procedió a la obtención de los índices de confiabilidad teniendo como referencia las fórmulas descritas en el artículo de Zapata y Campos (2005).

5.4 Datos de salida

Los datos de salida corresponden a los resultados mostrados en el Capítulo 4. , en donde se obtuvieron datos relacionados a dos tipos de características.

El primer tipo de dato de salida corresponden a las afectaciones que tuvieron las fallas en el sistema, entre ellos se obtuvieron:

- Energía que no pudo ser suplida durante un año debido a las fallas que experimentó el sistema (EENS),
- el valor de la potencia asociada a la energía no suplida mencionada anteriormente (EPNS),

- el tiempo en el que hubo una deficiencia del servicio de energía hacia las cargas debido a las fallas (LOLE),
- la probabilidad de que la demanda supere la generación debido a fallas (LOLP),
- índice de confiabilidad de la energía (EIR).

El segundo tipo de dato de salida corresponden a las características que tuvieron las fallas en general durante el período de prueba, se mencionan a continuación:

- La frecuencia con la que se experimentaron fallas en el sistema (FOI),
- tiempo de duración de las fallas durante el período determinado (DOI).

Con esta información se obtiene una base para el análisis de la confiabilidad del Sistema Nacional Interconectado que se analizará en la siguiente sección.

5.5 Interpretación de resultados

Se puede apreciar un resumen de los resultados obtenidos para cada caso de análisis en la Sección 4.4 .

Según la Tabla Tabla 4.1 en donde se resumen los resultados para el análisis del sistema de transmisión en los años 2018 y 2025. Se puede observar que existe una mejora en la cantidad de potencia y energía conforme se vayan implementando las etapas de expansión de la transmisión ya que para el año 2018 se pierden 12796,50 MW/año mientras que para el año 2025 se pierden 12108,84 MW/año, esto influye también en la probabilidad de pérdida de energía (LOLP) siendo menor para el año 2025. También se experimenta un decremento en la cantidad de horas al año en que se experimentan las fallas (LOLE) para el 2025. Sin embargo con respecto a las características de las fallas se puede observar que se experimentarán fallas con más frecuencia (FOI) para el año 2025, sin embargo éstas durarán menos (DOI) en comparación al 2018. Es decir, que al evaluar contingencias en líneas y transformadores, las proyecciones realizadas en el Plan Maestro de Expansión en la Figura Figura 1.4 y en la Figura Figura 1.5, efectivamente ayudan al mejoramiento de la suficiencia de la red ya que, aunque para entre el año 2018 y 2025 exista un incremento de demanda, la cantidad y la probabilidad de que exista energía no suplida disminuye. Aunque

se den mayor cantidad de fallas en la red para el 2025 se puede apreciar que ocupan significativamente menor tiempo de existencia por lo que su afectación no llega a ser tan grande como las experimentadas en el 2018.

Con respecto a la información de la Tabla Tabla 4.2, en donde se analiza el nivel jerárquico de transmisión y generación se tiene en cambio que la cantidad de energía no suplida (EENS) y la potencia asociada (EPNS) aumenta desde el año 2018 hasta el año 2025, sin embargo la probabilidad de que la demanda supere a la generación (LOLP) disminuye desde el año 2018 hasta el año 2025, además que el número de horas al año en donde se experimentan pérdidas de carga (LOLE) disminuye para el 2025. Así mismo la cantidad de fallas al año (FOI) disminuye para el 2025, sin embargo la duración de estas fallas (DOI) es mayor para el año 2018. La disminución del LOLP añadido al aumento de energía no suplida se puede interpretar en que, como la topología de la red se agranda, existen más redundancias que evitan que haya pérdida de carga, sin embargo cuando se experimenta una pérdida de carga está es mayor gracias a la cantidad de energía por punto que queda sin carga en comparación a lo que ocurre en el 2018 debido a que el crecimiento de la carga es mayor que el incremento de la generación, también es necesario resaltar que el análisis se realizó bajo las peores condiciones de demanda y en época seca, y como la mayoría de generación es del tipo hidroeléctrica la afectación de la salida de una central en época seca es mucho más relevante que la salida de una línea.

Realizando una comparación entre los resultados de las Tablas Tabla 4.1 y Tabla 4.2 se puede observar un crecimiento en todos los índices de confiabilidad a excepción de los índice de duración de interrupción, es decir que al realizar un análisis sobre el sistema generación-transmisión se experimenta la salida de mayor cantidad de elementos y ayuda a que se estudian más condiciones para lograr una interpretación más cercana al comportamiento real del sistema.

5.6 Conciliación de los análisis de suficiencia y seguridad

Como se mencionó en la Sección 1.3.6 existen dos métodos para la evaluación de las confiabilidad en un sistema de potencia, el método determinístico y el método probabilístico. Ambos métodos tienen sus variaciones de acuerdo al tipo de sistema que se quiere evaluar o del tipo de análisis que se quiere realizar. En

este caso al tener un sistema compuesto de generación y transmisión eran posibles dos tipos de análisis; de suficiencia o de seguridad, ambos evalúan la confiabilidad de un sistema pero ante condiciones diferentes según Zapata (2011).

Un análisis de seguridad permite ver el desempeño del sistema ante situaciones dinámicas de operación permitiendo análisis de estabilidad del sistema, lo cual es fundamental para determinar que tan vulnerable es un sistema ante posibles contingencias y evaluar el riesgo asociado a su operación, como lo realiza Agudelo (2014). Para el presente proyecto se realizó un análisis de suficiencia el cual cuantifica el desempeño del sistema ante situaciones estáticas, en este caso fue el indicado debido a que se quería evaluar si el sistema mejoraba con la inclusión de los elementos presentados en el PME, más no su comportamiento dinámico ante fallas. Por este motivo fue acertada la elección del tipo de análisis de confiabilidad.

Capítulo 6. Conclusiones

Capítulo 6. Conclusiones

6.1 Introducción.....	145
6.2 Limitaciones y recomendaciones para futuras investigaciones.....	151

6.1 Introducción

Este proyecto de grado tuvo como finalidad realizar el estudio de confiabilidad del Sistema Nacional Interconectado (SNI) de acuerdo a las proyecciones descritas en el Plan Maestro de Electrificación (PME) para el presente año y el 2025; enfocado principalmente en el análisis de suficiencia del sistema de transmisión y generación eléctrica, mediante la revisión de conceptos claves para el conocimiento necesario acerca de las formas de cuantificación a través de los índices de confiabilidad.

Obteniendo los resultados a partir del modelo del SNI en DigSILENT, posterior a la verificación de la lógica empleada en la misma plataforma y en la herramienta MatLab implementada en sistemas estándares IEEE de tres y catorce barras, además de la comparación de los resultados con el método de Enumeración de Estados. A su vez considerando valores de tasa de falla y reparación obtenidos a partir de fuentes fiables.

Todo esto realizado para el caso extremo en el que se da la carga máxima del sistema en época seca para ambos años de estudio y de esta forma confirmar la suficiencia del Sistema Nacional Interconectado en las peores condiciones, considerando que la mayor forma de producción de energía del país es a partir de centrales hidroeléctricas.

A continuación se presentan dos secciones; la primera que indica las preguntas de las que se obtuvo respuesta durante el presente proyecto, y la segunda que trata las limitaciones y recomendaciones experimentadas y que pueden servir de guía para futuras investigaciones en el campo de estudio.

La literatura teórica general sobre el estudio de la confiabilidad mediante el evaluación de suficiencia, no es completamente concluyente en varias cuestiones vitales dentro del discurso del análisis de los sistemas de potencia. El proyecto de investigación buscó responder las preguntas de la Sección 1.4.3 .

1. ¿Qué metodología es más viable para su aplicación en el estudio de confiabilidad del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador?

El Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano, aunque corresponde a un sistema de potencia pequeño en comparación a otros países que por su extensión y población requieren topologías más complejas, contiene una gran cantidad de elementos los cuales se deben considerar al momento de realizar un análisis de confiabilidad, lo que requeriría mayores recursos computacionales para su estudio en comparación a sistemas más pequeños como los IEEE de tres y catorce barras (Esto se explica en la Sección 3.6.5).

La cantidad de elementos afecta el número de iteraciones de los dos métodos explicados en el presente proyecto en el Capítulo Capítulo 2. ; sin embargo tiene mayor influencia en el método de Enumeración de Estados, ya que este considera todas las posibles combinaciones de los elementos independientemente de la probabilidad de que estos ocurran lo que conlleva una gran cantidad de simulaciones con el fin de abarcar cada uno de los estados. Mientras que el método de Montecarlo relaciona las tasas de falla y tasas de reparación con la ocurrencia y duración de los eventos, es decir considera las características de comportamiento de los elementos del sistema, por lo que dependerá de los datos obtenidos durante la simulación de los tiempos para evaluar o no cierta combinación de componentes en falla, verificando si se cumple el criterio de convergencia que es determinado por el grado de exactitud que requiera el usuario, entre más exactas se requieran las respuestas será necesaria una mayor generación de datos y por ende tomará mayor tiempo llegar a la convergencia.

Por lo tanto, el método más viable para la evaluación del Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano es el de simulación de Montecarlo estableciendo un criterio de convergencia razonable para que los datos tengan un grado de confiabilidad aceptable y en un tiempo de computo relativamente bajo.

2. ¿Es factible la aplicación de ambos métodos en la plataforma DIgSILENT?

Como se revisó en la Sección 2.6 , DIgSILENT corresponde a una plataforma dedicada a la realización de estudios eléctricos, por lo que en ambos

métodos representa una ventaja cuando se requiere la ejecución del flujo de potencia para la evaluación de estados. Sin embargo DlgSILENT, al no ser una herramienta de campos variados, no presenta un desarrollo exhaustivo con respecto al manejo de matrices por lo que se vuelve una tarea tediosa al momento de implementar la lógica de programación mediante matrices durante la realización del script, además de que su velocidad de procesamiento disminuye cuando trata con gran cantidad de datos acumulados en matrices.

Ya que el nivel de uso de matrices dependerá de la cantidad de datos a manejar, y según lo expuesto en la pregunta anterior, resulta factible la implementación del método de Enumeración de Estados en DlgSILENT para sistemas pequeños ya que los datos a considerar no implicarían matrices de grandes dimensiones. Mientras que, aunque la lógica implementada para el desarrollo de la Simulación de Montecarlo requirió un mayor conocimiento con respecto a las funciones dedicadas para el uso de matrices en DlgSilent, este requirió de arreglos de menores dimensiones en comparación a los que presenta Enumeración de Estados, por lo que se recomienda la aplicación de Montecarlo en DlgSilent para cualquier tipo de sistema.

3. ¿Cuáles son los índices de confiabilidad del Sistema Nacional Interconectado para los años 2018 y 2025?

Como se puede observar en Sección 4.4 , con respecto a características de suficiencia de la red de transmisión-generación, se tuvo para el año 2018 el valor esperado de pérdida de carga (LOLE) de 350,25 h/año, energía no suplida de 13669,23 MWh/año, una probabilidad de pérdida de carga del 0,03998356 pu, índice de confiabilidad (EIR) del 0,999641 pu, frecuencia de falla de 53 int/año y una duración de falla de 6,5622 h/int*año. Mientras que para el año 2025 se tuvo un LOLE de 261,82 h/año, energía no suplida de 14708,20 MWh/año, una probabilidad de pérdida de carga del 0,029888 pu, índice de confiabilidad (EIR) del 0,9997792 pu, frecuencia de falla de 62 int/año y una duración de falla de 4,2208 h/int*año.

4. ¿El porcentaje de energía no suplida (ENS) para las simulaciones de los años 2018 y 2025 muestra un rango de comportamiento normal de acuerdo con lo reportado en los Informes Anuales de la Corporación Nacional de Electricidad (CENACE) de los últimos 4 años?

De acuerdo a los resultados obtenidos en el Capítulo Capítulo 4. , el valor esperado de potencia no suplida corresponde a 1,560414 MW/año para el 2018, mientras que para el 2025 se tiene 1,699020 MW/año; lo que supondrían 13669,23 MWh/año y 14708,20 MWh/año (energía) para los años 2018 y 2025 respectivamente, y comparando con los valores de energía no suministrada entre los años 2014 al 2017 indicados en los Informes Anuales y que se pueden observar en la Tabla Tabla 1.1, se puede observar que la energía para los años 2018 y 2025 supera los rangos normales de comportamiento histórico del Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano, sin embargo esto se debe a que se consideró el caso de máxima demanda el cual no es constante durante el funcionamiento normal anual de un sistema.

5. ¿Mejoran los índices de confiabilidad del Sistema Nacional Interconectado con la expansión planificada hasta el año 2025?

Como se puede observar en el Capítulo 4. , en donde se muestran los resultados obtenidos a partir de las simulaciones, y realizando las comparaciones expuestas en la Sección 5.4 acerca de los valores para los índices del 2025 con respecto al 2018 se tiene que debido a las modificaciones en el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador de acuerdo al Plan Maestro de Electrificación, se estima que los índices de confiabilidad para el año 2025 mejorarán con respecto a los observados en el año 2018, tanto en características de suficiencia de la red como de presencia de fallas.

6. ¿Qué tan significativo es la influencia del sistema de transmisión en comparación al análisis del sistema compuesto de nivel jerárquico dos?

Gracias a los resultados se puede observar que el análisis del sistema transmisión nos da una idea bastante cercana del comportamiento del sistema interconectado ya que los valores obtenidos son cercanos a los que

resultan del análisis del sistema compuesto transmisión-generación, esto se debe también a que la afectación de la implementación de la generación es más débil debido a que en el período 2018-2025 existe un mayor número de ingreso de proyectos de expansión de la transmisión en comparación a la expansión de la generación.

7. ¿Es confiable el sistema de transmisión de potencia eléctrica del Ecuador?

Aunque la planificación de la transmisión mejoren las condiciones de confiabilidad del sistema se puede observar que estas aún presentan valores de pérdida altos, un ejemplo es el caso de los resultados para el valor esperado de pérdida de carga en donde las horas de fallas al año son mayores a 200 h cuando se tienen sistemas a nivel internacional donde el LOLE es de, en el peor de los casos, 8 h/año. Es decir que aunque se encuentre en proceso de mejora aún existe un largo camino por recorrer para alcanzar buenos niveles de confiabilidad.

A continuación se plantea la revisión del cumplimiento de los objetivos establecidos en el Capítulo 1. :

1. Revisar la literatura de los métodos para estudiar la confiabilidad de los sistemas de potencia enfocado en la transmisión y generación eléctrica. Esto se cumplió en la Sección 1.3 y en todas las secciones del Capítulo Capítulo 2. 1.1 , en donde se revisaron los conceptos sobre sistemas de potencia y confiabilidad, recopilando información acerca de los métodos para el análisis de confiabilidad y los índices de cuantificación de la confiabilidad, este objetivo contribuye a las preguntas 1 y 2.
2. Determinar la metodología adecuada para el análisis de confiabilidad del Sistema Nacional Interconectado (SIN) en base a pruebas empleando el método de Enumeración de Estados y simulación de Montecarlo en sistemas IEEE con menor número de elementos. Se puede observar el proceso en el Capítulo Capítulo 3. , especialmente en la Sección 3.5 en donde se describe los estudios realizados para los sistemas IEEE de tres y catorce barras, desarrollando la lógica en las plataformas DlgSILENT y MatLab. Este objetivo responde a la pregunta 1.

3. Diseñar e implementar una herramienta computacional en DlgSILENT Programming Language (DPL) para obtener su aplicación en el sistema nacional interconectado (SNI) para los años 2018 y 2025 siguiendo el método de simulación de Montecarlo, como se pudo observar en la Sección 3.6 . Este objetivo contribuye a las preguntas 1 y 2.
4. Obtener los índices de confiabilidad del sistema para los años 2018 y 2025 en base a la información de los elementos que forman el Sistema Nacional Interconectado de transmisión. La información obtenida nos ayuda a analizar el estado de suficiencia del SNI de acuerdo a los resultados que se expone en el Capítulo Capítulo 4. en la Sección 4.4 . Este objetivo responde a la pregunta 3, y contribuye a las preguntas 4, 5 y 6.
5. Discutir las ventajas y desventajas de cada plataforma usada en el proyecto y el desarrollo de los métodos de calculo de los índices de confiabilidad. Este objetivo contribuye a la pregunta 2. Su desarrollo se da en la Sección 3.6 , en donde se desarrollan pruebas en MatLab previo a la implementación de la lógica en DlgSILENT.
6. Analizar y comparar los índices de confiabilidad del sistema para los años 2018 y 2025 para determinar si la expansión del sistema mejora su confiabilidad. Este objetivo responde a las preguntas 5 y 6. Estableciendo un análisis comparativo de los resultados expuestos en el Capítulo 4 especialmente en la Sección 4.4 , donde se verifica el estado de suficiencia del SNI para los años de estudio.
7. Concluir si la energía no suministrada (ENS) del sistema para los años 2018 y 2025 cumple con un rango de comportamiento adecuado de acuerdo a lo reportado en los informes anuales de la Corporación Nacional de Electricidad (CENACE). Este objetivo responde a la pregunta 4. Se busca determinar un comportamiento promedio del Sistema Nacional en base a los datos históricos descritos en la Sección 1.2.2 , comparando los resultados expuestos en la Sección 4.4 .

6.2 Limitaciones y recomendaciones para futuras investigaciones

En esta sección se exponen las limitaciones y recomendaciones para próximas investigaciones y proyectos dedicados al análisis de confiabilidad de sistemas de potencia.

Este proyecto experimentó dos principales limitaciones externas; la primera corresponde a la recaudación de información, ya que no se contaba con una base de datos completa sobre los tiempos de fallas y operación que contenga todos los elementos que formaron parte del análisis por lo que se optó por reunir información de varias fuentes. Además, gracias a esta escasez de información respecto a los históricos de tiempo de los elementos no se logró realizar una proyección de las tasas de falla y de reparación, es decir que las tasas consideradas para el análisis en el año 2018 son las mismas que las consideradas en el 2025. La segunda limitación corresponde a la falta de un procesador de gran capacidad, el dispositivo empleado para la simulación de todos los casos fue una laptop cuyas tareas objetivo no corresponden específicamente a procesos de ingeniería, por lo que se contó con una velocidad de simulación media

Con respecto a limitaciones internas en el desarrollo del software se tuvo principalmente que, debido a que la programación en DPL no está dedicada especialmente para el trabajo con matrices, se requirió el uso de variables auxiliares para obtener e ingresar valores. Otra limitación corresponde a la comunicación unilateral que presenta la creación de rutinas y subrutinas en DlgSILENT, esto se debe a que solo es posible enviar datos desde una rutina a una subrutina y no viceversa, por lo que de ser necesario obtener los datos de una subrutina para una implementación recursiva con generación de datos útiles para la continuación del trabajo de la rutina se escogió crear una base de datos temporal en excel para que las variables de las rutinas puedan llamar a la información generada en las subrutinas, gracias a la capacidad de procesamiento de DlgSILENT esta operación no afectó significativamente el tiempo computacional empleado.

Como última limitación se tuvo que, aunque sea posible enviar datos desde una rutina a una subrutina como se mencionó anteriormente, esta información puede

ser únicamente del tipo variable entera, variable doble, cadena de caracteres, Object o Set, excluyendo en este caso también a las matrices.

Se recomienda para futuros proyectos acceder a una laptop dedicada a procesos de ingeniería o en su defecto a una computadora de escritorio de gran capacidad. Además si se desea continuar con el trabajo de matrices en DPL es necesaria la compilación parcial del programa para evitar errores. Así mismo una idea interesante para el desarrollo de proyectos en DIgSILENT podría ser la utilización con el lenguaje de programación de PYTHON, el cual es compatible con DIgSILENT desde la versión 15. Además se sugiere al lector realizar una búsqueda exhaustiva para obtener parámetros y modelos lo más próximos posible a los que se implementan en la vida real, en el caso del presente proyecto se contó con la base de datos del SNI en DIgSILENT que fue entregada por Transelectric, por lo que tuvimos acceso a los resultados de flujo de potencia reales del sistema para los años de estudio.

En resumen, este proyecto ha obtenido la cuantificación de la confiabilidad del Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano enfocándose en los sistemas de generación y transmisión, y dedicándose especialmente al análisis de suficiencia de la demanda del país, mediante la creación de un programa en lenguaje de programación de DIgSILENT que sirve como base para futuros estudios de confiabilidad mediante el empleo del método de Simulación de Montecarlo, sin limitaciones referentes al tiempo de estudio o al grado de error de convergencia y aplicable para otros tipos de sistemas de transmisión-generación, o solamente enfocándose en el nivel jerárquico de transmisión.

Demostrando que aunque se espera que la confiabilidad de la suficiencia del Sistema Nacional mejore de acuerdo a las implementaciones que se pondrán en marcha en base a lo expuesto en el Plan Maestro de Electrificación para los años 2018 y 2025, es necesaria la realización de mayores estudios de adecuación ya que los índices de confiabilidad del sistema eléctrico del país aún presentan valores altos; adecuaciones que de ser preciso también podrían ser evaluadas mediante la aplicación de este proyecto sirviendo de respaldo para la toma de futuras decisiones.

Anexos

Anexo A: Manual del usuario**GUÍA PARA LA IMPLEMENTACIÓN GENERAL EN SISTEMAS DE POTENCIA**

Durante el desarrollo de la presente investigación se planteó la elaboración de un programa en DlgSILENT para el análisis del Sistema Nacional Interconectado, sin embargo se propuso un proyecto alternativo que permite el análisis de cualquier sistema de potencia mediante la consideración de la lógica de la metodología de Enumeración de Estados o de Simulación de Montecarlo; además brindando la posibilidad de seleccionar el nivel jerárquico en el que se enfocará la investigación permitiendo escoger entre dos opciones: sistema de generación o sistema de generación-transmisión. Para lograrlo es necesario contar inicialmente con un archivo en excel (base de datos) que incluya el comportamiento histórico de los elementos a considerar es decir las tasas de falla, reparación y frecuencia; además se debe crear un segundo archivo de excel que servirá de archivo dinámico para la comunicación desde una subrutina de mayor nivel hacia una de menor nivel. Esta guía cuenta con 5 módulos que se describen en la Tabla Tabla A0.1.

Implementación del programa para el análisis de confiabilidad de sistemas de potencia	
1	Activar el proyecto base
2	Identificar la base de datos y crear el archivo dinámico.
3	Ejecutar el programa
4	Seleccionar el nivel jerárquico
5	Seleccionar la metodología
6	Ingresar columnas de datos
7	Identificar los resultados

Tabla A0.1: Pasos para la implementación del programa para el análisis de la confiabilidad de sistemas de potencia

A continuación se especifica el proceso a seguir previo a la utilización del programa mediante el desarrollo de los pasos descritos en la Tabla Tabla A0.1, se tomará como ejemplo el estudio del sistema de transmisión del modelo IEEE de catorce barras por el método de Simulación de Montecarlo contando con las tasas de falla y de reparación como datos base.

- 1. Activar el proyecto base.** Se activa el proyecto sobre el que se desea trabajar, es decir se llama el sistema al que se desea estudiar hacia el espacio de trabajo.

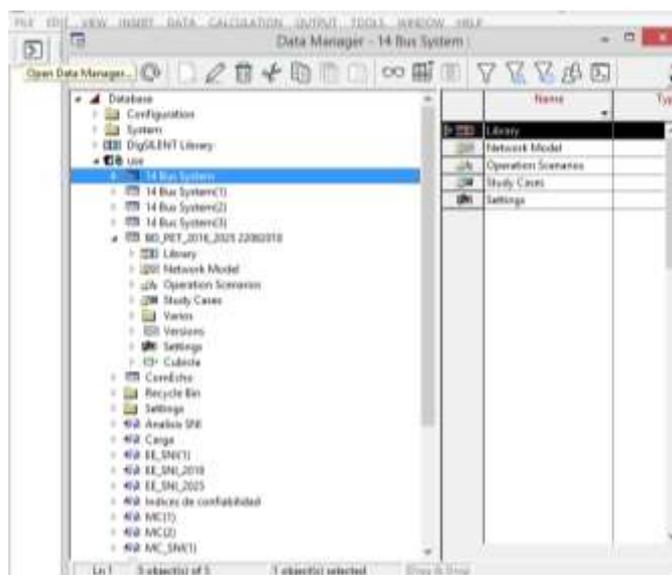


Figura A0.1: Abrir el "Data Manager"

Inicialmente es necesario abrir el Data Manager, haciendo clic en el ícono que se encuentra en la interfaz de DigSILENT del lado derecho superior como se observa en la Figura Figura A0.1.

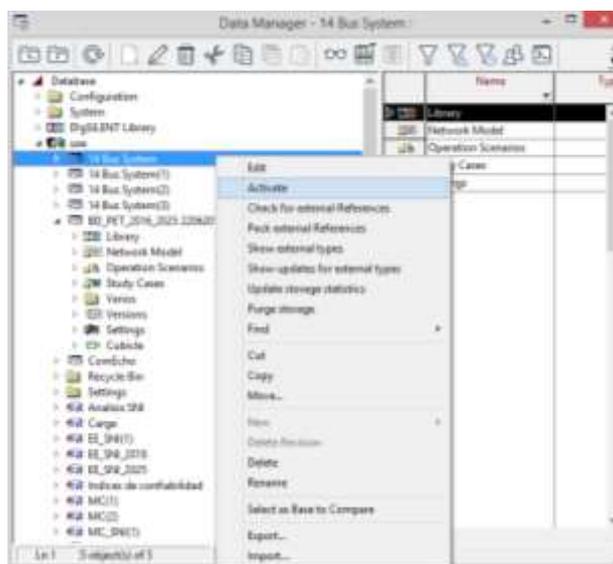


Figura A0.2: Activar un proyecto hacia el espacio de trabajo

Al aparecer la ventana del Data Manager se busca el proyecto que contiene el modelo a estudiar se da clic derecho sobre él y se selecciona la opción de activar (ver Figura Figura A0.2).

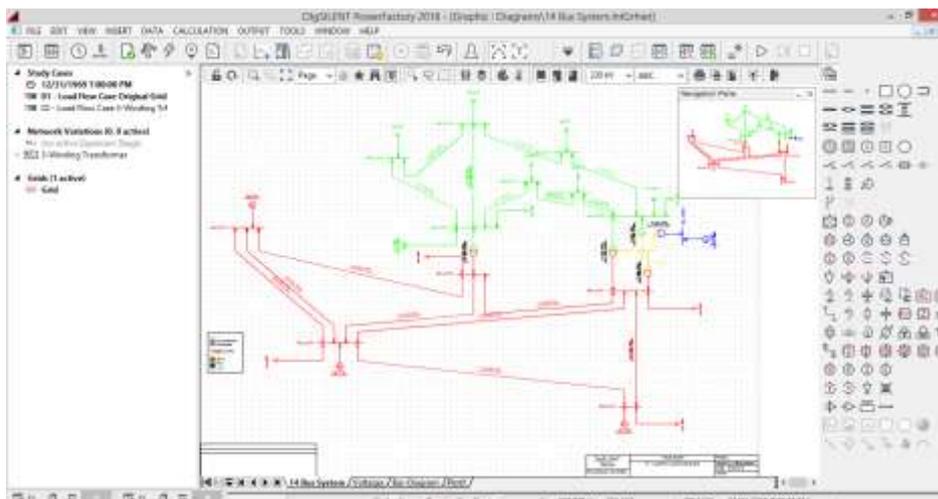


Figura A0.3: Visualización del proyecto en el espacio de trabajo

Posteriormente ya se puede tener acceso al modelo topológico del sistema como se presenta en la Figura Figura A0.3.

- 2. Identificar la base de datos y crear el archivo dinámico.** Es necesario realizar una recopilación de los datos ubicando las tasas de falla, reparación y frecuencia, cada una en una columna de la hoja de cálculo de excel. Se debe recordar que columna es asignada a cada dato ya que es información que requerirá el programa más adelante. Además la organización de la información según los elementos debe ser en orden alfabético considerando primero los nombres de las líneas, luego los generadores y finalmente los transformadores. También es necesario la creación de un archivo que será asignado como archivo dinámico, el nombre del archivo queda a elección del usuario, para el ejemplo se optó por el nombre "PotenciaNoSuplida.xlsx". Posterior a la concepción de los archivos de excel es necesario establecer la ruta para que el programa pueda hacer uso de los mismos, para esto se deberá incluir la dirección de ubicación de los archivos en el script. Esto se realizará mediante la modificación directa en el código de las variables string a las que se les asigna la dirección, por lo que se procede a abrir en el editor de códigos como se observa a continuación.



Figura A0.4: Editar un script en DPL

Para acceder al editor se da clic derecho sobre el script que se observa en el Data Manager, se escoge la opción editar y se va a la pestaña "Script" (ver Figura Figura A0.4).

```
base_datos='C:\Users\Desktop\base_de_datos.xlsx';  
dinamico='C:\Users\Desktop\PotenciaNoSuplica.xlsx';
```

Figura A0.5: Enlace de los archivos en excel

Como se puede observar en la Figura Figura A0.5, para realizar el enlace es necesario asignar la ubicación de cada archivo a las variables strings que se encuentran en el código. Para asignar la base de datos es necesario pegar la dirección de este archivo a la variable “base_datos”; mientras que la ubicación del archivo dinámico se la debe asignar a la variable “dinamico”. Al final verificar que las direcciones asignadas se encuentren entre comillas simples y seguidas de un punto y coma.

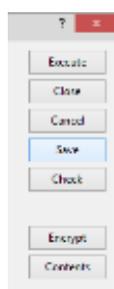


Figura A0.6: Guardar los cambios en un script DPL

Posterior a la asignación de las direcciones es necesario guardar los cambios realizados en el script, para esto se selecciona la opción “Save” que se encuentra en el lado izquierdo superior y se cierra la ventana (ver Figura Figura A0.6). No se solicita el ingreso de las direcciones durante la ejecución del programa debido a que la programación en DlgSILENT solo admite el ingreso de cadenas de caracteres pequeñas y que no poseen la longitud necesaria para describir la ubicación de un archivo.

- 3. Ejecutar el programa.** Para realizar la puesta en marcha del programa principal es necesario ponerlo en ejecución.

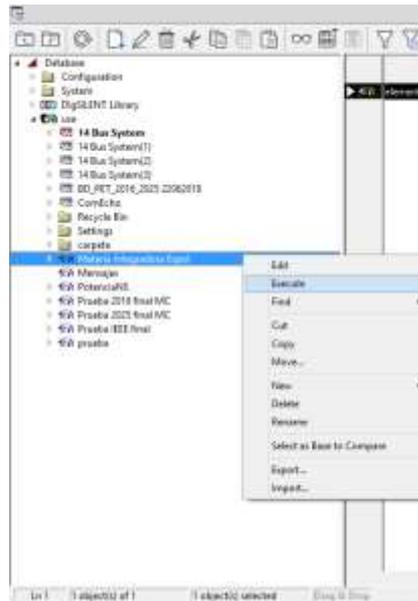


Figura A0.7: Ejecutar un programa en DPL

Como se puede observar en la Figura Figura A0.7, para ejecutar un script se debe dar clic derecho sobre el nombre del código que se observa en el Data Manager y seleccionar la opción ejecutar, a continuación se observarán el menú de bienvenida del programa y gradualmente aparecerán ventanas que servirán para el ingreso de opciones las cuales se explicarán en los pasos 4 y 5.

4. **Seleccionar el nivel jerárquico.** Como se explicó anteriormente, el programa es capaz de analizar dos tipos de sistemas (generación o generación-transmisión) por lo que se le brinda al usuario la opción de ingresar la alternativa que más se ajuste a sus necesidades.

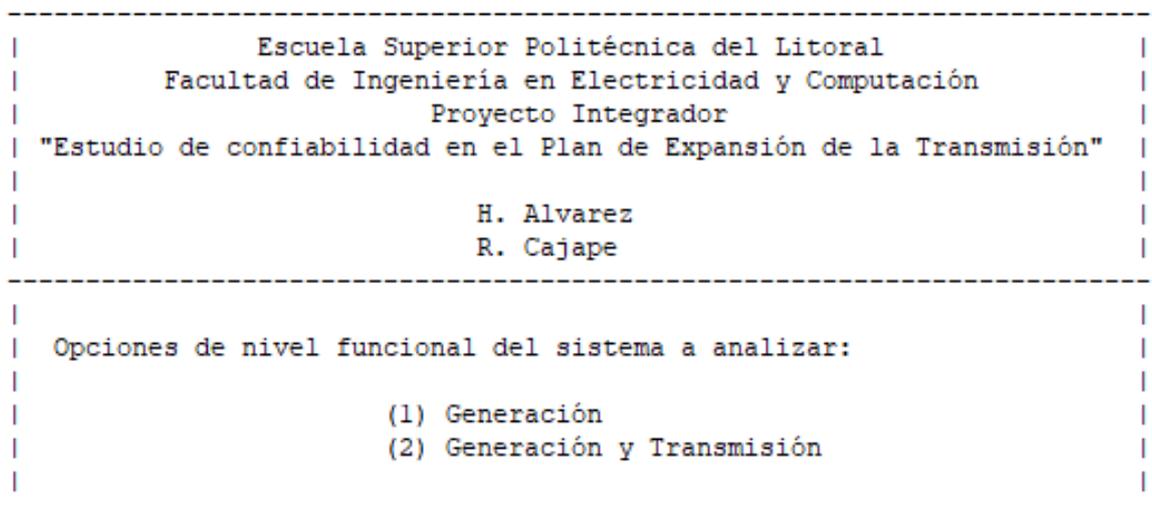


Figura A0.8: Menú de opción de nivel jerárquico

En la ventana de salida de DlgSILENT se mostrará el menú que se puede observar en la Figura Figura A0.8, indicando el número asignado para cada tipo de sistema, a continuación aparecerá una ventana emergente como se muestra en la Figura Figura A0.9.

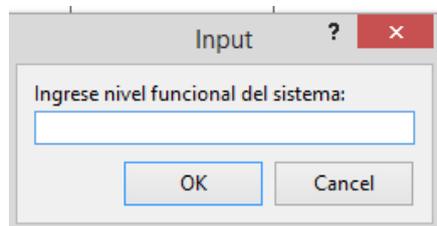


Figura A0.9: Ventana emergente para ingreso de datos

Se debe ingresar la opción numérica de acuerdo a las necesidades definidas en el alcance del análisis y se presiona enter o se da clic en la opción "ok", en caso de que se presione cancelar se detendrá todo el programa; además si se ingresa un tipo de variable diferente a un entero aparecerá el mensaje que se observa en la Figura Figura A0.10.

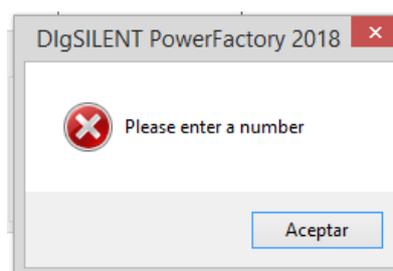


Figura A0.10: Ventana de error por ingreso de datos no admitidos

En caso de que se presente ese problema se debe cerrar la ventana de error e ingresar un dato válido según lo mostrado en el menú de la Figura Figura A0.8.

- 5. Seleccionar la metodología.** Se puede elegir entre dos metodologías de análisis de confiabilidad: el método de Enumeración de Estados y la simulación de Montecarlo; para esto se muestra un menú en la ventana de salida de DlgSILENT, en donde se indica la numeración asignada para cada método como se muestra en la Figura Figura A0.11.

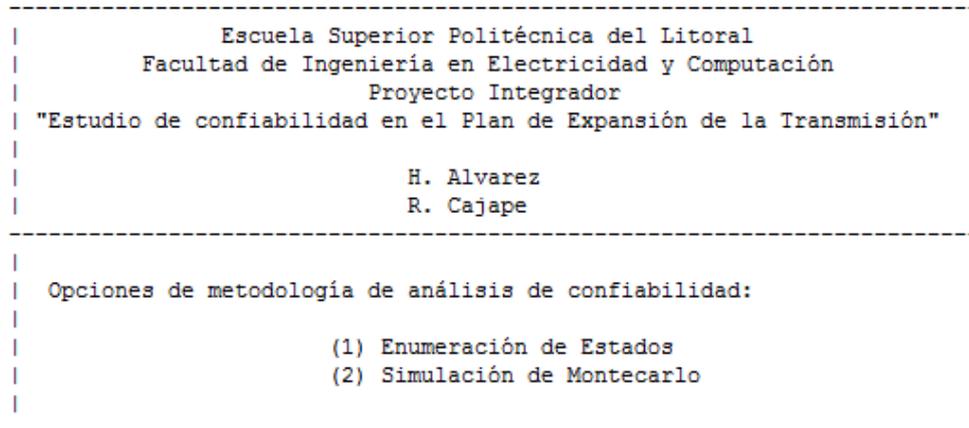


Figura A0.11: Menú de opción de método de análisis

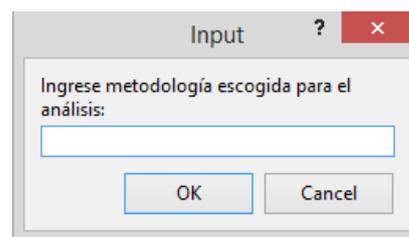


Figura A0.12: Ventana emergente para ingreso de opciones

Al igual que en el paso 4 aparece una ventana emergente como en la Figura Figura A0.12 en donde se debe indicar la selección de acuerdo al número asignado.

6. Ingresar columnas de datos. Es necesario indicar en que columna de la base de datos en excel se colocaron los datos correspondientes a las tasas de falla, tasas de reparación y frecuencia, por lo que se desplegarán ventanas de ingreso de datos como se muestra en la Figura Figura A0.13.

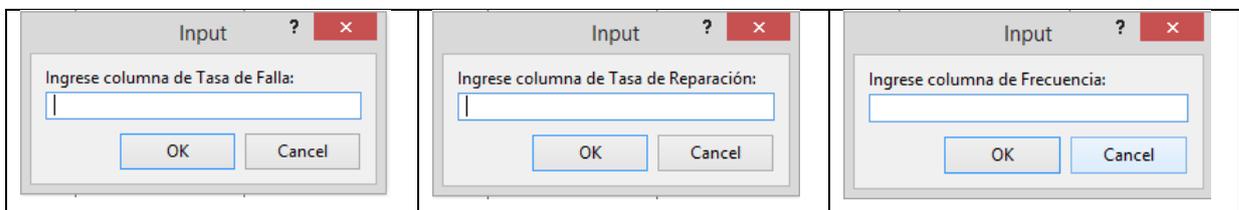


Figura A0.13: Ventanas emergente para ingreso de columnas

El dato de frecuencia es necesaria cuando se requieren hacer cálculos para el método de Enumeración de Estados, sin embargo para la simulación de Montecarlo no es necesario por lo que se le asigna el valor de 0. Además si se escoge la opción de simulación de Montecarlo aparecerá una última ventana que requiere como entrada el valor límite de convergencia para la simulación.

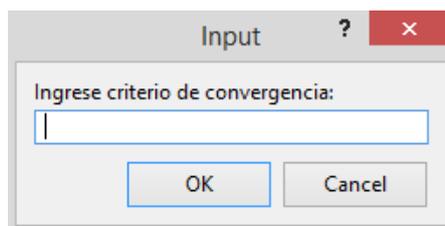


Figura A0.14: Ventanas emergente para ingreso de columnas

En la Figura A0.14 se puede observar la ventana emergente para el ingreso del valor a considerar en el criterio de convergencia y que determinará el número de simulaciones.

7. Identificar los resultados. Una vez que el programa termine de iterar se presentarán los resultados en una tabla como se muestra en la Figura Figura A0.15.

Escuela Superior Politécnica del Litoral
Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación
Proyecto Integrador
"Estudio de confiabilidad en el Plan de Expansión de la Transmisión"
H. Alvarez
R. Cajape
Resultados de análisis de confiabilidad por el método: MC
Probabilidad de pérdida de carga (LOLP):0.02765 pu
Valor esperado de pérdida de carga (LOLE):242.22545 h/año
Valor esperado de potencia no suplida (EPNS):7.16169 MW/año
Valor esperado de energía no suplida (EENS):62736.39180 MWh/año
Índice de confiabilidad de la energía (EIR):0.97235 pu
Frecuencia de interrupción (FOI):0.60062 int/año
Duración de interrupción (DOI):403.29136 h/int*año

Figura A0.15: Tabla de resultados

En caso de corresponder al método de Simulación de Montecarlo, se obtienen también las gráficas de convergencia como se observa en la Figura Figura A0.16.

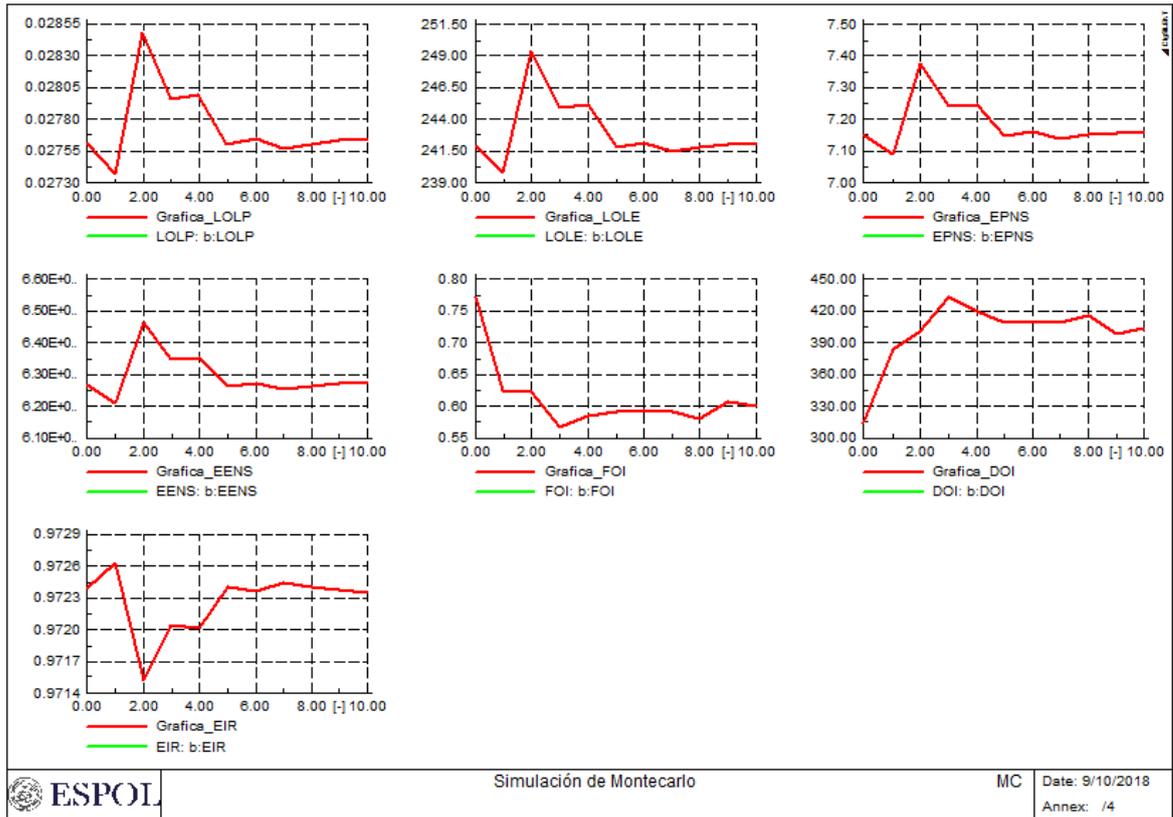


Figura A0.16: Gráficas de convergencia por el Método de Montecarlo

El error de convergencia establecido por defecto es de 0,05% para un período de simulación de 50 años, los que generan 21 puntos para poder realizar la gráfica de convergencia.

Referencias

Agudelo, L. & López, J., 2014. *Análisis de Vulnerabilidad de Sistemas de Potencia Mediante Programación Binivel*, Medellín: Universidad de Antioquia.

Alberto, M., Schwer, I., Cámara, V. & Fumero, Y., 2005. *Matemática discreta: con aplicaciones a las ciencias de la programación y de la computación..* Primera ed. Santa Fé: UNL.

Aljohani, T. & Beshir, M., 2017. "Matlab Code to Assess the Reliability of the Smart Power Distribution System Using Monte Carlo Simulation", *Journal of Power and Energy Engineering.. Journal of Power and Energy Engineering*, 5(2327-5901), pp. 30-44.

Aracena, P., 2016. *Sistema para Diagnóstico de Redes de Baja Tensión Mediante Análisis de Flujos de Potencia*, Santiago de Chile: Universidad de Chile.

Beshir, M. & Cheng, T., 1996. *Comparison of Montecarlo Simulation and State Enumeration based Adequacy Assessment Programs: CREAM and COMREL*, Los Angeles: Department of Water and Power.

Billinton, R. & Allan, R., 1996. *Reliability Evaluation of Power Systems*. 2nd ed. New York: Plenum Press.

Çaglar, R., 2000. *The Effect Of Generation Capacity Expansion On The Reliability Indices*, Istanbul: Istanbul Technical University.

CENACE, 2015. *Informe Anual 2014*. [En línea]

Available at:

http://www.cenace.org.ec/index.php?option=com_phocadownload&view=category&id=6:phocatinfanales

[Último acceso: 1 8 2018].

CENACE, 2016. *Informe Anual 2015*. [En línea]

Available at:

http://www.cenace.org.ec/index.php?option=com_phocadownload&view=category&id=6:phocatinfanales

[Último acceso: 1 8 2018].

CENACE, 2017. *Informe Anual 2016*. [En línea]

Available at:

http://www.cenace.org.ec/index.php?option=com_phocadownload&view=category&id=6

[:phocatinfanuales](#)

[Último acceso: 1 8 2018].

CENACE, 2018. *Informe Anual 2017*. [En línea]

Available at:

http://www.cenace.org.ec/index.php?option=com_phocadownload&view=category&id=6

[:phocatinfanuales](#)

[Último acceso: 1 8 2018].

Chusin, L. & Escobar, B., 2015. *Análisis de Confiabilidad de Sistemas de Distribución Eléctrica con penetración de generación distribución*, Quito: Escuela Politécnica Nacional.

Derat, R., 2012. *Generación de Números Aleatorios*. [En línea]

Available at:

http://ccpmderat.com/Cursos/ITCV/Simulation/Archives/Unit2/GEN_DE_NUM_ALEAT.pdf

[Último acceso: 1 Junio 2018].

European Commission, 2016. *Regulation of the European Paliamento and of the Council on risk-preparedness in the electricity sector and repealing Directive 2005/89/EC*, Brussels: COD.

European Commission, 2017. *Interim Report of the Sector Inquiry obn Capacity Mechanisms*, Brussels: SWD.

Fuentes, V. & Duarte, O., 2011. *Evaluación mediante enumeración de estados de la confiabilidad del Sistema Interconectado del Norte Grande de Chile (SING)*, Antofagasta: Universidad de Antofagasta de Chile.

Gallego, R., 2012. *Flujo de Carga Linealizado*. [En línea]

Available at: <https://manautomata.files.wordpress.com/2012/10/capitulo6.pdf>

[Último acceso: 1 8 2018].

Gorki, F., 2003. *Adaptación de modelos para el cálculo de la confiabilidad del Sistema Nacional de Transmisión para el año 2004, con el programa DIgSILENT, aplicado a los agentes: EMELESA, TERMOESMERALDAS Y EEQ S.A.*, Quito: Escuela Politécnica Nacional.

Grainger, J. J. & Stevenson, W. D., 1996. *Análisis de Sistemas de Potencia*. Primera ed. Mexico: McGraw-Hill.

IEEE, 1993. *Researchgate*. [En línea]

Available at:

https://www.researchgate.net/profile/Mohamed_Mourad_Lafifi/post/Datasheet_for_5_machine_14_bus_ieee_system2/attachment/59d637fe79197b8077995409/AS%3A395594356019200%401471328452063/download/DATA+SHEETS+FOR+IEEE+14+BUS+SYSTEM+19_appendix.pdf

[Último acceso: 1 Junio 2018].

Imbarack, F., 2006. *Elaboración de una herramienta computacional para la evaluación de la confiabilidad de sistemas de transmisión eléctricos*, Santiago de Chile: Pontificia Universidad Católica de Chile.

Knuth, D., 1998. *The Art of Computer Programming*. Segunda ed. Stanford: Addison-Wesley.

Mansilla, L., 2014. *Continuación Sistemas Eléctricos de Potencia*. [En línea] Available at: <http://sectorelectricos.blogspot.com/2014/09/continuacion-sistemas-electricos-de.html>

[Último acceso: 1 8 2018].

MEER, 2017. *Plan Maestro de Electricidad 2016-2025*. 1 ed. Quito: Media Naranja Publicidad.

North American Electric Reliability Corporation, 2018. *Probabilistic Adequacy and Measures Technical Reference Report*, Atlanta: NERC.

PowerFactory, D., 2017. *DlgSILENT PowerFactory 18 User Manual*, Gomaringen: DlgSILENT .

Romero, C., 2015. *Implementación de una Metodología de confiabilidad-costo para determinar el reemplazo de equipos en redes eléctricas*, Bogota: Universidad Nacional de Colombia.

Sánchez, G. & Tates, D., 2007. *Análisis de Confiabilidad del Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano utilizando el software NEPLAN*, Quito: Escuela Politécnica Nacional.

Sandeep, K., 2015. Load Flow Analysis of IEEE-3 bus system using Mipower Software. *International Journal of Engineering Research & Tecnology*, 4(2278-0181), pp. 9-16.

TRANSELECTRIC S.A, 2017. *CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TRANSELECTRIC*.

[En línea]

Available at:

https://www.celec.gob.ec/transelectric/index.php?option=com_content&view=article&id=89&Itemid=198&lang=es

[Último acceso: 1 08 2018].

Zapata, C., 2011. *Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia*. 1 ed. Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira.

Zapata, C. & Campos, E., 2005. *Valoración De Confiabilidad De Sistemas De Generación Con Recursos Limitados De Energía Utilizando Simulación De Montecarlo*, Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira.

Zapata, C., Piñeros, L. & Castaño, D., 2004. *El método de simulación de Montecarlo en estudios de confiabilidad de sistemas de distribución de energía eléctrica*, Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira.