ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y
ELECTRÓNICA**

**ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA PARA EL SISTEMA
ELÉCTRICO ECUATORIANO UTILIZANDO REDES NEURONALES
ARTIFICIALES**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO
ELÉCTRICO**

EDGAR ADRIÁN MORENO DÍAZ
eadrian777@hotmail.com

DIRECTOR: DR. VICTOR HINOJOSA
vhinojosa@cenace.com.ec

Quito, julio 2008

DECLARACIÓN

Yo, Edgar Adrián Moreno Díaz, declaro que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Escuela Politécnica Nacional, puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

EDGAR ADRIÁN MORENO DÍAZ

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Edgar Adrián Moreno Díaz bajo mi supervisión.

Dr. Victor Hinojosa
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

A Dios por haberme ayudado a culminar una etapa de mi vida la cual se refleja en el comienzo de otra. Al Señor Doctor Victor Hinojosa, Director de tesis, por su ayuda y sugerencias para la realización de este proyecto. A mi familia quienes son el soporte y pilar de mi vida. Y finalmente a mis compañeros y amigos que estuvieron conmigo en todo momento.

RESUMEN

En este trabajo se presenta el análisis de Estabilidad Transitoria para el sistema Eléctrico del Ecuador por medio de la utilización de redes neuronales artificiales (ANN). La red neuronal diseñada aprende el comportamiento de los ángulos de los rotores de los generadores ante distintas perturbaciones presentadas en el sistema de transmisión de 138 y 230kV. Los datos de entrada utilizados en la red neuronal son las potencias activas y reactivas de los generadores y los objetivos son los ángulos de los rotores de los generadores. La recopilación de esta información se realizó mediante simulaciones en la herramienta computacional DIgSILENT Programming Language (DPL).

CAPÍTULO 1

Se presenta la descripción del problema, se refiere el objetivo general y los objetivos específicos así como también el alcance y meta del proyecto.

CAPÍTULO 2

Se describe el fenómeno de estabilidad de un sistema eléctrico de potencia y su clasificación. Contiene una visión del fenómeno de estabilidad transitoria.

CAPÍTULO 3

Se presenta la herramienta DPL (DIgSILENT Programming Language) del programa DIgSILENT y su aplicación en el proyecto.

CAPÍTULO 4

Se presenta la utilización y modelación de la red neuronal para análisis de estabilidad transitoria en un sistema de 9 barras.

CAPÍTULO 5

Se presentan los resultados obtenidos mediante la modelación de la red neuronal.

CAPÍTULO 6

Se presentan conclusiones y recomendaciones obtenidas en el desarrollo de este proyecto

CONTENIDO

DECLARACIÓN	ii
CERTIFICACIÓN	iii
AGRADECIMIENTOS	iv
DEDICATORIA	¡Error! Marcador no definido.
RESUMEN	v
INTRODUCCIÓN	13
1.1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA	14
1.2. ANTECEDENTES.....	17
1.3. ALCANCE.....	18
1.4. META	19
1.5. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACION	19
1.5.1. Objetivo General.....	19
1.5.2. Objetivos Específicos	20
CAPÍTULO 2	21
ESTABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.....	21
2.1. INTRODUCCIÓN	21
2.2. ANTECEDENTES HISTÓRICOS	22
2.3. ESTABILIDAD	23
2.4. CLASIFICACIÓN DE LA ESTABILIDAD	24
2.4.1. Estabilidad de voltaje	26
2.4.2. Estabilidad de frecuencia	30
2.4.3. Estabilidad de ángulo del rotor [1]	31
2.5. ESTABILIDAD TRANSITORIA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.	44
2.5.1. Ecuación de Oscilación	48
2.5.2. Criterio de igualdad de áreas	55
2.5.3. Respuesta a un corto circuito.....	58
2.5.4. Factores que influyen en la estabilidad transitoria.....	60
2.5.5. Simulación de la respuesta dinámica.....	62

CAPÍTULO 3..... 64

DlgSILENT PROGRAMMING LANGUAGE (DPL)..... 64

3.1.	INTRODUCCIÓN.....	64
3.2.	ESTRUCTURA DEL COMANDO DPL	64
3.3.	DISEÑO DE UN COMANDO DPL.....	66
3.3.1.	Opciones Básicas	67
3.3.2.	Opciones Avanzadas	68
3.3.3.	Escrito	69
3.3.4.	Descripción.....	70
3.4.	EJECUCIÓN Y MODIFICACIÓN DE PARÁMETROS.....	71
3.5.	COMANDO DPL" FALLAS EN LAS LÍNEAS "	73

CAPÍTULO 4..... 82

REDES NEURONALES ARTIFICIALES 82

4.1.	INTRODUCCIÓN.....	82
4.2.	REDES NEURONALES.....	84
4.2.1.	Modelo Biológico	84
4.2.2.	Modelo Artificial.....	85
4.2.3.	Modelo de la neurona	87
4.2.4.	Funciones de Transferencia.....	90
4.3.	REDES NEURONALES MULTICAPA.....	92
4.4.	ALGORITMO DE APRENDIZAJE BACKPROPAGATION.	94
4.5.	APLICACIÓN DE UNA RED NEURONAL PARA EL ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA EN UN SISTEMA DE 9 BARRAS.	96
4.5.1.	Descripción del problema.....	96
4.5.2.	Arquitectura de la Red.....	97
4.5.3.	Resultados de las simulaciones	101
4.5.4.	Criterio de parada	101
4.5.5.	Análisis del número de épocas	102
4.5.6.	Análisis del número de neuronas en las capas ocultas	102
4.5.7.	Análisis de los resultados obtenidos por la red neuronal	105

CAPÍTULO 5..... 108

DISEÑO DE UNA RED NEURONAL PARA ANÁLISIS DE ESTABILIDAD

TRANSITORIA..... 108

5.1.	DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA	108
5.2.	ARQUITECTURA DE LA RED	114
5.3.	CRITERIO DE PARADA	116
5.4.	ANÁLISIS DEL NÚMERO DE ÉPOCAS	116
5.5.	ANÁLISIS DEL NÚMERO DE NEURONAS EN LAS CAPAS OCULTAS	117
5.6.	ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS	118
5.7.	APLICACIÓN DE UNA RED NEURONAL CONSIDERANDO CORTOCIRCUITOS EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.	126
5.7.1.	Arquitectura de la red	126
5.7.2.	Análisis del número de épocas	127
5.7.3.	Análisis del número de neuronas en las capas ocultas	127
5.7.4.	Análisis de los resultados	129
5.7.5.	Análisis de estabilidad transitoria	134
5.8.	APLICACIÓN DE UNA RED NEURONAL CONSIDERANDO SALIDA DE GENERACIÓN.	140
5.8.1.	Arquitectura de la red	140
5.8.2.	Análisis del número de épocas	141
5.8.3.	Análisis del número de neuronas en las capas ocultas	141
5.8.4.	Análisis de los resultados	143
5.8.5.	Análisis de estabilidad transitoria	148
5.9.	RANKING DE CONTINGENCIAS	154

CAPÍTULO 6..... 156

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 156

CONCLUSIONES..... 156

RECOMENDACIONES 158

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 160

ANEXOS 161

ANEXO # 1 Script DPL "Fallas en las líneas SNI" 162

ANEXO # 2 Script DPL "Salida de generación SNI"	166
ANEXO # 3 Errores absolutos de las muestras analizadas para la red neuronal completa.....	170
ANEXO # 4 Errores absolutos de las muestras analizadas para la red neuronal solo considerando líneas.....	177
ANEXO # 5 Corto circuito línea Santa Rosa-Subestación #19 lunes 09:00 período lluvioso	180
ANEXO # 6 Corto circuito línea Santo Domingo-Esmeraldas miércoles 13:00 período lluvioso	182
ANEXO # 7 Corto circuito línea Pascuales-Policentro lunes 21:00 período lluvioso	184
ANEXO # 8 Corto circuito línea Santa Rosa-Vicentina martes 24:00 período estiaje.....	186
ANEXO # 9 Corto circuito línea Pascuales-Electroquil jueves 18:00 período estiaje.....	188
ANEXO # 10 Errores absolutos de las muestras analizadas para la red neuronal solo considerando salida de generación.	190
ANEXO # 11 Salida del generador Daule Peripa unidad #1 martes 19:00 período lluvioso	193
ANEXO # 12 Salida del generador San Francisco unidad #1 lunes 19:00 período lluvioso	195
ANEXO # 13 Salida del generador Gonzalo Zevallos unidad #2 lunes 04:00 período estiaje.....	197
ANEXO # 14 Salida del generador San Francisco unidad #1 martes 23:00 período estiaje.....	199

ANEXO # 15 Salida del generador San Francisco unidad #1 lunes 19:00 período estiaje.....	201
---	-----

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 2.1 Clasificación de la Estabilidad	25
Gráfico 2.2 Diagrama unifilar de un sistema de potencia simple.....	33
Gráfico 2.3 Circuito equivalente del sistema del Gráfico 2.2.	34
Gráfico 2.4 Diagrama fasorial.....	35
Gráfico 2.5 Relación potencia-ángulo.	36
Gráfico 2.6 Naturaleza de la respuesta a pequeñas perturbaciones.....	41
Gráfico 2.7 Naturaleza de la respuesta a pequeñas perturbaciones.....	42
Gráfico 2.8 Respuesta del ángulo del rotor ante una perturbación transitoria.....	44
Gráfico 2.9 Sistema máquina-barra infinita.	45
Gráfico 2.10 Circuito equivalente (1).	45
Gráfico 2.11 Reducción del circuito equivalente (2).	46
Gráfico 2.12 Reducción del circuito equivalente.....	47
Gráfico 2.13 Diagrama unifilar del circuito a ser analizado (localización de la falla)	58
Gráfico 2.14 Circuito equivalente (localización de la falla)	58
Gráfico 2.15 (a) Respuesta del despeje de la falla Caso (Estable e Inestable)....	59
Gráfico 2.16 Estructura del modelo aplicable par análisis de estabilidad transitoria	62
Gráfico 3.1 Estructura de un comando DPL.....	65
Gráfico 3.2 Ventana de selección de elementos	66
Gráfico 3.3 Ventana de un comando DPL.....	67
Gráfico 3.4 Menú Opciones Avanzadas (comando DPL).	69
Gráfico 3.5 Menú Cálculo de corto circuito.....	71
Gráfico 3.6 Nombre del parámetro a ser modificado (Cálculo de corto circuito). .	72
Gráfico 3.7 Sistema de 9 barras.....	73
Gráfico 3.8 Opciones Básicas (Fallas en las líneas)	75
Gráfico 3.9 Conjunto (1)	75
Gráfico 3.10 Contenido de Fallas en las líneas.....	76
Gráfico 3.11 Menú del Comando Condiciones Iniciales	77
Gráfico 3.12 Menú del Comando Exportar	77

Gráfico 3.13 Menú del Comando Condiciones Iniciales.	78
Gráfico 3.14 Menú del Comando Resultados.....	78
Gráfico 3.15 Contenido del Comando Resultados	79
Gráfico 3.16 Menú del Comando Eventos de Simulación.	79
Gráfico 3.17 Procesos a seguir para realizar el análisis a través del comando DPL "Fallas en las líneas"	80
Gráfico 3.18 Código fuente del comando DPL "Fallas en las líneas".	81
Gráfico 4.1 Red Neuronal Biológica	85
Gráfico 4.2 Red Neuronal propuesta por McCulloch y Walter Pitts	86
Gráfico 4.3 Funcionamiento de la red neuronal artificial.	87
Gráfico 4.4 Red de Entrada Única.....	88
Gráfico 4.5 Red de Entrada Múltiple	89
Gráfico 4.6 Función de Transferencia escalón.....	90
Gráfico 4.7 Función de Transferencia Lineal.....	91
Gráfico 4.8 Función de Transferencia sigmoid tangente hiperbólica.....	91
Gráfico 4.9 Red Neuronal Multicapa.	93
Gráfico 4.10 Sistema de 9 barras (<i>fuentes Power System Control and Stability</i> Anderson and Fouad).....	96
Gráfico 4.11 Posible estructura de la red neuronal para el sistema de 9 barras..	99
Gráfico 4.12 Aprendizaje del número de épocas.....	101
Gráfico 4.13 Estructura de la red neuronal para el sistema de 9 barras	103
Gráfico 4.14 Estructura óptima de la red neuronal para el sistema de 9 barras.	105
Gráfico 4.15 Comparación de la red neuronal con los datos reales	106
Gráfico 4.16 Comparación de la red neuronal con los datos reales (demanda media)	107
Gráfico 4.17 Comparación de la red neuronal con los datos reales (demanda máxima).....	107
Gráfico 5.1 Sistema Eléctrico Ecuatoriano	109
Gráfico 5.2 Estructura de un archivo DOLE	112
Gráfico 5.3 Importación de un archivo DOLE	113
Gráfico 5.4 Monitoreo de dos generadores (ángulo del rotor con respecto al de la barra de referencia) ante una perturbación al tiempo 0 [s].....	114
Gráfico 5.5 Aprendizaje de la red neuronal	116

Gráfico 5.6 Estructura de la red neuronal para el Sistema Eléctrico del Ecuador (líneas y salida de generación).....	118
Gráfico 5.7 Histograma de los ángulos reales con los obtenidos por la red neuronal.	119
Gráfico 5.8 Perturbación línea Santo Domingo-Esmeraldas	120
Gráfico 5.9 Perturbación Carmen-Papallacta	121
Gráfico 5.10 Perturbación Mulalo-Vicentina	121
Gráfico 5.11 Perturbación Molino-Cuenca	122
Gráfico 5.12 Perturbación Daule Peripa-Portoviejo.....	122
Gráfico 5.13 Perturbación Pascuales-Policentro	123
Gráfico 5.14 Perturbación Totoras-Ambato	123
Gráfico 5.15 Perturbación Esmeraldas.....	124
Gráfico 5.16 Perturbación Marcel Laniado de Wind Unidad #1	124
Gráfico 5.17 Perturbación Agoyán Unidad #1	125
Gráfico 5.18 Perturbación Gonzalo Zevallos Unidad #2.....	125
Gráfico 5.19 Estructura de la red neuronal para el Sistema Eléctrico del Ecuador (muestras de líneas).....	128
Gráfico 5.20 Histograma de los ángulos reales con los obtenidos por la red neuronal.	129
Gráfico 5.21 Perturbación línea Santo Domingo-Esmeraldas	131
Gráfico 5.22 Perturbación líneas Pascuales-Policentro	131
Gráfico 5.23 Perturbación líneas Molino-Babahoyo	132
Gráfico 5.24 Perturbación líneas Daule Peripa-Quevedo.....	132
Gráfico 5.25 Comparación red neuronal con muestras de líneas y salida de generación con red neuronal con muestras de líneas (Corto circuito trifásico línea Santo Domingo-Esmeraldas al 33%, lunes 01:00 período lluvioso)	134
Gráfico 5.26 Análisis de estabilidad transitoria por medio de la red neuronal con muestras de fallas en las líneas (Corto circuito trifásico línea Santa Rosa-Subestación #19 al 33%, lunes 09:00 período lluvioso)	135
Gráfico 5.27 Análisis de estabilidad transitoria por medio de la red neuronal con muestras de fallas en las líneas (Corto circuito trifásico línea Santo Domingo-Esmeraldas al 66%, miércoles 13:00 período lluvioso)	136

Gráfico 5.28 Análisis de estabilidad transitoria por medio de la red neuronal con muestras de fallas en las líneas (Corto circuito trifásico línea Pascuales-Policentro al 33%, lunes 21:00 período lluvioso).....	137
Gráfico 5.29 Análisis de estabilidad transitoria por medio de la red neuronal con muestras de fallas en las líneas (Corto circuito trifásico línea Santa Rosa-Vicentina al 33%, martes 24:00 período estiaje)	138
Gráfico 5.30 Análisis de estabilidad transitoria por medio de la red neuronal con muestras de fallas en las líneas (Corto circuito trifásico línea Pascuales-Electroquil al 33%, jueves 18:00 período estiaje)	139
Gráfico 5.31 Estructura de la red neuronal para el Sistema Eléctrico del Ecuador (muestras de salida de generación)	142
Gráfico 5.32 Histograma de los ángulos reales con los obtenidos por la red neuronal.	143
Gráfico 5.33 Perturbación Esmeraldas.....	145
Gráfico 5.34 Perturbación San Francisco Unidad #1	145
Gráfico 5.35 Perturbación Gonzalo Zevallos Unidad #2.....	146
Gráfico 5.36 Perturbación Agoyán Unidad #1	146
Gráfico 5.37 Comparación red neuronal con muestras de líneas y salida de generación con red neuronal con muestras de salida de generación (Salida del generador Esmeraldas martes 12:00 período lluvioso)	148
Gráfico 5.38 Análisis de estabilidad transitoria por medio de la red neuronal con muestras de salida de generación (Salida de Marcel Laniado de Wind Unidad #1 martes 19:00 período lluvioso)	149
Gráfico 5.39 Análisis de estabilidad transitoria por medio de la red neuronal con muestras de salida de generación (Salida de San Francisco Unidad #1 lunes 19:00 período lluvioso)	150
Gráfico 5.40 Análisis de estabilidad transitoria por medio de la red neuronal con muestras de salida de generación (Salida de Gonzalo Zevallos Unidad #2 lunes 04:00 período estiaje).....	151
Gráfico 5.41 Análisis de estabilidad transitoria por medio de la red neuronal con muestras de salida de generación (Salida de San Francisco Unidad #1 martes 23:00 período estiaje).....	152

Gráfico 5.42 Análisis de estabilidad transitoria por medio de la red neuronal con muestras de salida de generación (Salida de San Francisco Unidad #1 lunes 19:00 período estiaje).....	153
---	-----

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Resumen de la mecánica de movimiento.....	48
Tabla 4.1 Líneas del Sistema de 9 barras utilizadas en las simulaciones.....	97
Tabla 4.2 Matriz de entradas de la red neuronal.....	100
Tabla 4.3 Matriz de salida de la red neuronal.....	100
Tabla 4.4 Determinación del número de épocas.....	102
Tabla 4.5 Determinación del número de neuronas en las capas ocultas	102
Tabla 4.6 Comportamiento de la red neuronal solamente con entradas de potencia activa de los generadores	104
Tabla 4.7 Comparación del tiempo de entrenamiento de la red neuronal con diferentes variables de entrada	104
Tabla 4.8 Simulaciones de la red neuronal propuesta	105
Tabla 4.9 Error de la red neuronal.....	106
Tabla 5.1 Líneas del Sistema utilizadas en las simulaciones.....	109
Tabla 5.2 Centrales de generación del Sistema utilizados en las simulaciones.	110
Tabla 5.3 Generadores del Sistema monitoreados	111
Tabla 5.4 Determinación del número de épocas.....	117
Tabla 5.5 Determinación del número de neuronas en las capas ocultas	117
Tabla 5.6 Simulaciones de la red neuronal propuesta (líneas y salida de generación)	119
Tabla 5.7 Determinación del número de épocas.....	127
Tabla 5.8 Determinación del número de neuronas en las capas ocultas	128
Tabla 5.9 Simulaciones de la red neuronal propuesta (líneas)	129
Tabla 5.10 Comparación de la desviación estándar entre las muestras de líneas	130
Tabla 5.11 Determinación del número de épocas.....	141
Tabla 5.12 Determinación del número de neuronas en las capas ocultas	142
Tabla 5.13 Simulaciones de la red neuronal propuesta (salida de generación) .	143
Tabla 5.14 Comparación de la desviación estándar entre las muestras de líneas	144

Tabla 5.15 Ranking de contingencias para perturbaciones en líneas de transmisión.....	154
Tabla 5.16 Ranking de contingencias para perturbaciones de salida de generación	155

INTRODUCCIÓN

Desde la revolución industrial, la demanda de consumo energético se ha ido incrementando. El invento del motor de inducción por Nikola Tesla en el año de 1888, señaló el punto de partida de la importancia del crecimiento de la energía eléctrica a nivel mundial.

En el caso de las sociedades industrializadas el incremento de la demanda de suministro eléctrico es mucho más notorio, cabe señalar que en el continente norteamericano la demanda se duplica cada 10 años. Algunos sistemas de potencia que son muy complejos han sido diseñados para satisfacer el incremento de la demanda. La tendencia de la producción de energía eléctrica se encamina hacia la interconexión de redes de líneas de transmisión incluyendo a generadores y cargas dentro de grandes sistemas integrados, que en algunos de los casos están a través de continentes enteros.

La industria eléctrica es una de las más complejas, es por eso que para el correcto funcionamiento de cada uno de sus componentes, así como también para satisfacción de las necesidades de los usuarios o abonados a la red, son de gran importancia etapas como, el planeamiento, la construcción y la operación del sistema. La necesidad de predecir el comportamiento de tan complejos sistemas, nos lleva a manejar herramientas más poderosas tanto para analizar, como para sintetizar los componentes del sistema de potencia.

Uno de los problemas de mayor impacto para el correcto funcionamiento de un sistema de potencia es sin duda la pérdida de estabilidad del mismo, ya que este puede ocasionar un colapso parcial o siendo aun más grave el colapso total del sistema. Es por este motivo que el análisis de estabilidad transitoria es de gran importancia para la operación de un sistema de potencia, ya que nos muestra la capacidad que tiene el sistema de mantener el sincronismo cuando se presenta una perturbación transitoria severa, como por ejemplo: una falla en

el sistema de transmisión, pérdida de generación o pérdida de carga significativa.

Ante estas perturbaciones los elementos que se involucran son los generadores, y específicamente el rotor de los mismos; manteniendo largas variaciones en cuanto a su ángulo de operación, flujos de potencia, voltaje de las barras y algunas otras variables del sistema de potencia.

1.1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

Un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) consta de diversos subsistemas, los mismos que están interconectados entre sí. La función principal del SEP es garantizar el abastecimiento del suministro de energía eléctrica dentro de su área de aplicación, operando de forma técnica y económicamente óptima, con el aprovechamiento de todas las fuentes de energía y garantizando el abastecimiento al mínimo costo, cumpliendo con los niveles de calidad establecidos en la norma técnica correspondiente.

Entre los subsistemas que conforman el SEP tenemos:

- Subsistema de Generación: es el encargado de producir la energía eléctrica, consta de las centrales de generación; entre las que podemos encontrar de distintos tipos: hidroeléctrica, termoeléctrica, vapor, nuclear, biomasa, etc.
- Subsistema de Transmisión: tiene por función el transporte de la energía, está conformado por las líneas de transmisión y las subestaciones, así como también del equipo de compensación reactiva. Entre las líneas de transmisión se puede manejar distintos niveles de voltaje.
- Subsistema de Distribución: como elementos principales están las líneas y las subestaciones de subtransmisión, así como también las redes de

distribución, que es donde la carga (abonados) se conecta para la demanda del suministro eléctrico.

La correcta operación del sistema de potencia dependerá principalmente de la habilidad de los operadores, de proveer de forma ininterrumpida y segura, el servicio a cada una de las cargas conectadas al sistema. La confiabilidad de que la potencia pueda ser abastecida, implica mucho más que el mero hecho de que esté disponible. Idealmente, las cargas deben ser alimentadas por voltaje y frecuencia constante a todo momento. En términos prácticos esto significa, que tanto el voltaje y la frecuencia deben estar dentro de los límites de tolerancia, para que los equipos de los consumidores puedan operar de forma satisfactoria.

Uno de los requerimientos para tener un servicio seguro, es el de mantener a los generadores sincrónicos del sistema trabajando en paralelo y con la adecuada capacidad, para conocer la demanda de la carga. Si en cualquier instante algún generador pierde el sincronismo con el resto del sistema, quiere decir que significantes fluctuaciones tanto de corriente y voltaje pueden ocurrir, y las líneas de transmisión saldrán de operación debido al disparo de las protecciones presentes en las mismas.

Las perturbaciones que se dan en las redes de transmisión son impredecibles, muchas de estas ocurren como causa de tormentas eléctricas, dejando fuera de servicio a líneas de la red; las mismas que pueden estar conectadas a barras de carga, generación o ambas. De esta forma, la desconexión de las líneas afecta directamente con la estabilidad del sistema y con el desbalance entre carga y generación en algunos casos.

Debido a lo acotado anteriormente, un sistema de potencia debe ser capaz de operar en cualquier instante, de tal forma que ante la presencia de una perturbación, el sistema no llegue a condiciones delicadas que atenten su confiabilidad. Es por esta razón que los equipos que posee un sistema de potencia son diseñados para operar dentro de ciertos límites; la mayoría de sus

componentes están protegidas por elementos automáticos, que pueden operar de tal forma que los equipos se desconecten del sistema si sobrepasan sus límites. Si alguna falla que ocurra en el sistema, lo deja operando fuera de los límites tolerables, se producirá una serie de eventos que impliquen acciones de desconexión de otros equipos. En el caso que este proceso de fallas en cascada continúe, el sistema completo o enormes partes del mismo llegaran al colapso total (blackout). Es por esta razón que la mayoría de sistemas de potencia tienen la capacidad de ser operados en el caso del apareamiento de una falla inicial, que no dejará al resto de elementos fuertemente sobrecargados, y con esto evitar la presencia de fallas en cascada

Estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia

Uno de los factores que incide de forma directa sobre el estado de operación del sistema es sin duda la estabilidad, que es la habilidad que tiene un sistema de potencia, de retornar a un nuevo estado de operación estable (estado normal o alerta) luego de sufrir el impacto de una perturbación física, pero con condiciones de operación distintas a las iniciales [1].

El problema de estabilidad afecta principalmente a las máquinas sincrónicas, ya que luego de producirse una perturbación, las máquinas sincrónicas son las encargadas de reajustar los ángulos de los voltajes. Perturbaciones que afectan a la estabilidad del sistema son: la pérdida de generación, la salida de alguna de las líneas de transmisión, o la ocurrencia de ambos eventos. Para cuando se produce un desequilibrio entre el sistema de generación y la carga, es necesario establecer un nuevo escenario estable del sistema bajo distintas condiciones de operación.

El tiempo mientras el sistema retoma un nuevo punto de operación se denomina período transitorio. El comportamiento del sistema dentro de este período se conoce como funcionamiento dinámico del sistema. Al final del período transitorio se puede ver si el sistema permanece estable, ya que es aquí cuando se ve si las máquinas sincrónicas han sido capaces de mantener

el sincronismo ante una perturbación. Bajo las anteriores acotaciones se concluye que un sistema permanece en estado estable, si luego de la respuesta oscilatoria durante el período transitorio provocada por una perturbación es capaz en un tiempo finito de trabajar con nuevas condiciones de operación constante (voltaje y frecuencia dentro de los límites permisibles de operación). En el caso de que el sistema pierda la estabilidad o en otras palabras se vuelva inestable, los ajustes de los ángulos de los rotores no llegaran nunca a una nueva condición de operación estable.

Para el comportamiento estable de un sistema de potencia luego de una perturbación, es necesario que las oscilaciones que se presentan, sean amortiguadas. La condición anteriormente señalada se la conoce como estabilidad asintótica, lo que significa que el sistema posee fuerzas inherentes las mismas que tienden a reducir las oscilaciones.

Las protecciones cumplen un rol muy importante para mantener el sistema estable, ya que al despejar una falla en un menor tiempo, las oscilaciones transitorias que se presenten en el sistema de potencia pueden ser controladas y con esto el sistema permanecerá estable, bajo otras condiciones de operación, pero garantizando el suministro de energía eléctrica a la carga, cumpliendo con las normas de seguridad, calidad y economía.

1.2. ANTECEDENTES

El problema de Estabilidad Transitoria (estabilidad de ángulo) ha afectado la Planificación, Explotación, Control y Protección en los Sistemas de Suministro de Energía Eléctrica. Debido a que, se considera que el Sistema de Protecciones debe despejar todas las fallas que se produzcan en el Sistema de Potencia, el tiempo crítico de despeje de falla juega un rol sumamente importante en la valoración de la Estabilidad Transitoria, ya que la selección de un tiempo adecuado mejora la confiabilidad y estabilidad del sistema, evitando incluso que los generadores pierdan el sincronismo. Si el despeje de una perturbación transitoria ocurre en un tiempo deseable, las oscilaciones

electromecánicas de los generadores pueden ser controladas y el Sistema de Potencia permanecerá estable, cumpliendo con los criterios de seguridad, calidad y economía.

Desde la aparición de las Redes Neuronales Artificiales algunas investigaciones han incursionado en la aplicación de la Estabilidad Transitoria, teniendo como ventaja sobre los Métodos de análisis tradicionales, la habilidad de modelar un complejo sistema multivariable sin ninguna formulación matemática entre las variables de entrada y salida.

1.3. ALCANCE

Utilizando la herramienta de Redes Neuronales de MatLab (Matriz Laboratory) se desarrollará una aplicación computacional que realice análisis de Estabilidad Transitoria considerando distintas perturbaciones.

Para el análisis de estabilidad transitoria en el Sistema Ecuatoriano se simulará fallas trifásicas en líneas de 138 y 230 kV y salida de unidades de generación, tomando en cuenta unidades térmicas e hidráulicas. Con esto evaluaremos el impacto ante la pérdida de generación, carga o ambas considerando distintos escenarios hidrológicos secos y lluviosos para los tres tipos de demanda: pico, media y valle.

Las fallas trifásicas a simular tendrán localizaciones del 33 y 66% en las líneas. Los tiempos de despeje de falla serán los mismos que presentan los disyuntores en el Sistema Nacional Interconectado.

Este estudio tomará en cuenta el tiempo de apertura de los disyuntores de las líneas utilizadas en las perturbaciones así como también el tiempo de monitoreo de los ángulos de los rotores de los generadores con respecto a la barra de referencia luego de presentarse la perturbación.

Se utilizará para las simulaciones dinámicas la herramienta computacional DlgSILENT Power Factory por medio del lenguaje de programación DPL (DlgSILENT Programming Language)

1.4. META

Se modelará una red neuronal artificial por medio del paquete computacional MatLab, la misma que está en la capacidad de analizar el comportamiento del Sistema Eléctrico Ecuatoriano desde el punto de vista de estabilidad transitoria.

Para esta modelación será necesario realizar varias simulaciones de distintas perturbaciones en el sistema bajo distintos escenarios de hidrología y demanda. Las simulaciones se realizarán por medio del paquete computacional DlgSILENT Power Factory con datos ex - post de demanda, generación y topología de la red.

Las perturbaciones que se van a analizar serán cortocircuitos trifásicos en distintas líneas de 138 y 230 kV, así como también salida de unidades de generación

1.5. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACION

1.5.1. OBJETIVO GENERAL

- Estudiar el comportamiento del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador desde el punto de vista de la Estabilidad Transitoria utilizando para la modelación Redes Neuronales Artificiales, considerando en el análisis distintos escenarios de demanda y de hidrología.

1.5.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Modelar y simular el fenómeno de Estabilidad Transitoria para el Sistema Ecuatoriano considerando para la modelación hasta el Sistema de subtransmisión.
- Determinar las condiciones críticas del sistema, que puedan hacer perder el sincronismo al Sistema de Potencia.
- Desarrollar una herramienta computacional en MatLab para análisis de Estabilidad Transitoria basada en Redes Neuronales Feedforward.
- Determinar un procedimiento para fijar las entradas y salidas de la red neuronal, para que se logre explicar de una mejor manera el fenómeno de estabilidad.
- Determinar en base de criterios heurísticos la dimensión óptima, número de neuronas y número de capas, de la red neuronal a utilizar

CAPÍTULO 2

ESTABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

2.1. INTRODUCCIÓN

La estabilidad es una propiedad innata de los sistemas dinámicos, que son sistemas complejos que presentan un cambio o evolución de su estado en el dominio del tiempo, el comportamiento en dicho estado se puede caracterizar determinando los límites del sistema, los elementos y sus relaciones. En efecto los sistemas de energía eléctrica son uno de los sistemas dinámicos más grandes del mundo contruidos por el hombre.

Los sistemas eléctricos de potencia presentan dinámicas en una amplia escala de tiempos. Desde la escala de los microsegundos correspondientes a los sobrevoltajes debidos a la caída de un rayo hasta la escala de las horas correspondiente al seguimiento de la carga a lo largo del día. La inestabilidad de un sistema puede estar entre los segundos e incluso minutos de la escala de tiempo.

El objetivo del estudio de estabilidad de un sistema eléctrico de potencia es el de conocer si el sistema está en la capacidad de alcanzar un nuevo punto de equilibrio estable o de volver a un punto de equilibrio estable tras la ocurrencia de una perturbación.

El problema de estabilidad es de gran importancia debido a la afectación en la planificación, operación, control y protección de los sistemas eléctricos de potencia desde el inicio del desarrollo de los sistemas de energía eléctrica.

La inestabilidad en sistemas de potencia se puede manifestar de diferentes formas, dependiendo principalmente de la configuración del sistema y del modo

de operación. Tradicionalmente, el problema de estabilidad era el mantener el sincronismo en la operación del sistema. Debido a la utilización de máquinas sincrónicas para la generación de energía eléctrica en los sistemas de potencia, se hizo necesaria la condición de que todas las máquinas sincrónicas permanezcan en sincronismo.

2.2. ANTECEDENTES HISTÓRICOS

Las primeras referencias al problema de estabilidad datan de los años veinte. El problema que se planteaba era saber si un generador podría mantenerse funcionando en sincronismo tras la ocurrencia de un cortocircuito en algún punto del sistema de transmisión. En otras palabras, si el tiempo que invertían las protecciones e interruptores en el despeje de la falla (si era transitoria) era superior al denominado tiempo crítico de despeje de falla. En el caso de que este tiempo sea superior al tiempo crítico se hacía precisa una modificación del diseño de la citada red de transmisión (construcción de líneas en paralelo a las inicialmente consideradas). Como solución al problema planteado se logró instalar protecciones e interruptores cada vez más rápidos, y como resultado se obtuvo una reducción en los tiempos de despeje.

También la instalación de reguladores de voltaje rápidos y de elevadas ganancias (basados en rectificadores controlados electrónicamente) lograron reducir los tiempos de despeje. Sin embargo, dieron lugar a una nueva forma de inestabilidad; las oscilaciones sostenidas o incluso crecientes del rotor del generador sin que mediara una perturbación severa alguna (los primeros casos referenciales datan de los años sesenta) [2]. En realidad, las oscilaciones sostenidas aparecían cuando se aumentaba la potencia generada por encima de un cierto valor. La incorporación de controles suplementarios a los reguladores de voltaje (los estabilizadores del sistema de potencia) logró amortiguar las citadas oscilaciones.

Otra forma de inestabilidad que ha aparecido en los años setenta y ochenta no está relacionada con la capacidad de los generadores de funcionar en

sincronismo, sino con la capacidad del sistema de alimentar una carga a un voltaje aceptable. La inestabilidad de voltaje o colapso de voltajes se pone de manifiesto por la caída progresiva e incontrolable del voltaje en la carga tras una perturbación.

Los problemas de estabilidad van aumentando su complejidad, a medida que los sistemas eléctricos de potencia van creciendo en extensión, como por ejemplo las interconexiones entre sistemas cada vez más distantes. La complejidad del problema también se ve afectado por la presencia de sistemas de control y de protección cada vez más sofisticados. Debido a lo acotado anteriormente se pasa de hablar de la estabilidad de un generador a la estabilidad del sistema.

2.3. ESTABILIDAD

La estabilidad en un sistema eléctrico de potencia puede ser definida como la propiedad del sistema que permite a éste, mantenerse en un estado de operación equilibrado bajo condiciones normales y recuperar un estado de equilibrio luego de estar sujeto a una perturbación.

La inestabilidad en los sistemas de potencia se puede manifestar de distintas formas dependiendo de la configuración del sistema y el modo de operación. Los sistemas de potencia deben ser capaces de soportar distintos tipos de perturbaciones tales como: pérdida de un generador, pérdida de carga o el cortocircuito en una de las líneas del sistema de transmisión sin perder el sincronismo de las máquinas del sistema. La respuesta de un sistema de potencia ante el aparecimiento de una perturbación involucrará al equipamiento de control y protección, por ejemplo un cortocircuito en una línea de transmisión de un sistema de potencia tendrá como respuesta el despeje de la falla por medio de los relees de protección, lo que ocasionará variaciones de potencia transferida, velocidad de los rotores de las máquinas sincrónicas y voltajes de barras, y la actuación de los equipos de control como regulador de voltaje del

generador y regulador de velocidad del generador. Estas variaciones afectarán de forma directa el comportamiento del sistema.

Debido a la cantidad de parámetros que posee un sistema de potencia es necesario realizar una clasificación de los problemas de estabilidad en varias categorías para tener una comprensión práctica y para el correcto análisis de los mismos.

2.4. CLASIFICACIÓN DE LA ESTABILIDAD

La estabilidad en sistemas de potencia es de gran complejidad. Existen algunas formas de inestabilidad que se pueden presentar en un sistema de potencia, debido a esto para abordar la comprensión de un problema de estabilidad específico es de gran ayuda la caracterización en términos de los siguientes criterios [3]:

- La naturaleza física de la inestabilidad resultante (se habla de estabilidad de ángulo y de estabilidad de voltaje).
- La severidad de la perturbación considerada, en la que se considera el método de cálculo y predicción de la estabilidad (se habla de estabilidad de gran perturbación y de estabilidad de pequeña perturbación).
- Los dispositivos, procesos y el lapso que debe ser tomado en consideración para determinar la estabilidad.

El Gráfico 2.1 muestra de forma general el problema de estabilidad de un sistema de potencia, identificando las categorías y sub-categorías. Como una necesidad práctica, la clasificación se basó en un número de consideraciones diversas, haciendo esto difícil para seleccionar con claridad la distinción entre categorías y proveer definiciones rigurosas pero provechosas para el uso práctico. Por ejemplo, hay solapamiento entre la estabilidad de período-medio, período-largo y estabilidad de voltaje. Con los modelos apropiados de cargas,

cambiador de toma bajo carga de transformadores y límites de potencia reactiva de generadores, las simulaciones de medio/largo-período son idealmente adecuadas para análisis dinámico de estabilidad de voltaje. De forma similar aquí hay un solapamiento entre estabilidad transitoria, período-medio y período-largo: las tres usan similares técnicas analíticas para la simulación de respuesta no lineal en el dominio del tiempo del sistema ante grandes perturbaciones.

Aunque las tres perturbaciones son de interés, con distintos aspectos del problema de estabilidad en términos de análisis y simulación, estas son extensiones de una y otra sin fronteras claramente definidas.

Gráfico 2.1 Clasificación de la Estabilidad

Mientras la clasificación de la estabilidad de sistemas de potencia es un efectivo y conveniente medio para enfrentar la complejidad del problema, la estabilidad completa del sistema debe estar siempre presente para la correcta operación y

análisis del sistema. Es esencial mirar todos los aspectos del fenómeno de estabilidad y de cada uno de estos proporcionar un punto de vista adicional. Esto requiere el desarrollo y el uso eficiente de distintas herramientas analíticas.

2.4.1. ESTABILIDAD DE VOLTAJE

La estabilidad de voltaje en un sistema eléctrico de potencia se define como la habilidad que posee un sistema para mantener voltajes estables y aceptables (dentro de los límites permisibles) en todas sus barras bajo condiciones de operación normales y luego de ser sujeto a una perturbación. Esto depende de la destreza del sistema de mantener o regresar a un punto de equilibrio entre la demanda y la generación del sistema de potencia. El sistema entra en inestabilidad de voltaje cuando una perturbación, tal como un aumento de carga, o la salida de algún elemento del sistema causa una caída de voltaje que es progresiva e irreparable.

El principal factor que incide en la inestabilidad de voltaje es satisfacer la demanda de potencia reactiva del sistema. El efecto que produce la inestabilidad de voltaje es la caída de voltaje que ocurre cuando la potencia activa y reactiva fluye a través de las reactancias inductivas de la red de transmisión, lo que limita la capacidad de transportar potencia y mantener los voltajes en la red de transmisión.

Como criterio de estabilidad de voltaje se dice que para un punto de operación o para todos los nodos del sistema, éste es estable si el voltaje de cada nodo aumenta cuando hay una inyección de potencia reactiva en el mismo nodo [1]. El sistema es inestable en voltaje si hay un nodo donde el voltaje disminuye al aumentar la potencia reactiva inyectada en el nodo. De este modo se puede decir que la región de atracción a la estabilidad de voltaje está dada donde la sensibilidad voltaje-potencia reactiva es positiva y en el caso de inestabilidad de voltaje la región está dada donde la sensibilidad de voltaje-potencia reactiva es negativa.

Luego de una inestabilidad de voltaje, una red eléctrica sufre un colapso de voltaje si los voltajes de equilibrio después de la perturbación son inferiores a los valores límites permisibles. El colapso de voltaje en un sistema de potencia puede afectar a la totalidad o parte del mismo.

La inestabilidad y el colapso de voltaje son casi siempre provocados por perturbaciones mayores. Son debidos a un esquema de voltajes iniciales bajos, a un aumento importante de la carga, a un funcionamiento próximo del límite de la capacidad de transporte de potencia, a una generación alejada eléctricamente de los puntos de consumo y a una insuficiencia de medios de compensación de potencia reactiva. Estas situaciones llevan a un aumento de las pérdidas de potencia en la red, a un aumento de las relaciones de transformación de los transformadores con cambiadores automáticos de Taps (LTC-Load Transformer Changer) y a alcanzar los límites de producción de potencia reactiva por parte de los generadores o de los compensadores del sistema.

La progresiva caída de voltaje en la barra puede también ser asociada con la salida del paso de los ángulos de los rotores de las máquinas sincrónicas. Por ejemplo, la gradual pérdida de sincronismo de las máquinas con ángulos rotóricos entre dos grupos de máquinas es mayor a los 180° , puede resultar en voltajes muy bajos en puntos intermedios de la red [1]. La inestabilidad de voltaje es esencialmente un fenómeno local, sin embargo, estas consecuencias pueden poseer un impacto de gran extensión. El colapso de voltaje es más complejo que una inestabilidad de voltaje y es usualmente el resultado de una secuencia de eventos acompañando la inestabilidad de voltaje a un bajo perfil de voltajes en una parte significativa del sistema de potencia.

La descripción del fenómeno de estabilidad de voltaje es básica e intenta ayudar a la clasificación y entendimiento de diferentes aspectos de la estabilidad de sistemas de potencia. En sistemas de potencia complejos, existen más factores que aportan con el colapso del sistema debido a la inestabilidad de voltaje entre los que tenemos: robustez del sistema de

transmisión, niveles de transferencia de potencia, límites de capacidad de potencia activa y reactiva de los generadores y las características de potencia reactiva de los dispositivos de compensación. En algunos casos, el problema está compuesto por acciones descoordinadas de los sistemas de protección y control.

Como respuesta de la pérdida de estabilidad de voltaje en un sistema de potencia los voltajes en las barras sufren una caída progresiva siendo este efecto el más común para sistemas de potencia, la demanda de potencia reactiva del sistema ante la falta de capacidad de recursos de potencia reactiva tienen un papel preponderante para que se produzcan caídas progresivas de voltaje en las barras. Por otro lado los sobrevoltajes en las barras del sistema es otra respuesta a la pérdida de estabilidad de voltaje, en este caso el comportamiento capacitivo de la red así como también los limitadores de subexcitación, que previenen que los generadores y/o compensadores sincrónicos absorban el exceso de potencia reactiva del sistema, actúan directamente para el incremento de voltaje en las barras.

Estabilidad de voltaje ante grandes perturbaciones

Se relaciona con la habilidad que posee el sistema para controlar los voltajes que se presentan luego del aparecimiento de grandes perturbaciones como: fallas del sistema, pérdidas de unidades de generación, o contingencias de circuitos. La capacidad que tiene el sistema para soportar grandes perturbaciones se determina por las características sistema-carga y la interacción de los sistemas de control y protección.

Para la determinación de estabilidad de voltaje ante una gran perturbación se requiere el análisis del comportamiento dinámico no lineal del sistema sobre un período de tiempo suficiente para capturar las interacciones de equipos como ULTC (Under Load Tap Changing) y limitadores de corriente de campo de los generadores. El período de estudio de interés puede llevar desde unos pocos

segundos hasta algunos minutos, debido a esto se requieren simulaciones dinámicas de largo plazo para el análisis.

Estabilidad de voltaje ante pequeñas perturbaciones

Se relaciona con la habilidad que posee el sistema para controlar los voltajes luego del apareamiento de pequeñas perturbaciones como: variaciones de carga en el sistema. Este tipo de estabilidad es determinada por la característica de la carga, controles continuos y controles discretos a un instante de tiempo dado. Este concepto es útil para determinar en algún instante, como el voltaje del sistema responderá ante pequeños cambios del sistema.

Los procesos básicos contribuyentes a la inestabilidad de pequeña perturbación son esencialmente de naturaleza de régimen permanente. Sin embargo, el análisis estático puede ser efectivamente usado para determinar los márgenes de estabilidad, identificar factores que influyen en la estabilidad y examinar un gran rango de condiciones del sistema y un gran número de escenarios post-contingencias. Un criterio para la estabilidad de voltaje ante pequeñas perturbaciones es que, a una condición de operación dada para cada barra en el sistema, la magnitud del voltaje de barra decrece cuando la inyección de potencia reactiva en la misma barra es incrementada.

Cabe señalar que en el caso de la inestabilidad de voltaje, esta no ocurre en forma pura, por lo que frecuentemente la inestabilidad de ángulo y voltaje van de la mano. Una puede conducir a la otra y la distinción puede no ser clara. Sin embargo una distinción entre estabilidad de ángulo y voltaje es importante para el entendimiento de las causas subyacentes de los problemas para lograr desarrollar un apropiado diseño y procedimiento de operación.

2.4.2. ESTABILIDAD DE FRECUENCIA

Debido a la necesidad de mediar con los problemas asociados con la respuesta dinámica de los sistemas de potencia a los severos trastornos, los términos de estabilidad de frecuencia de período medio y largo fueron introducidos a la literatura de estabilidad de sistemas de potencia. Los trastornos severos del sistema resultan en grandes exclusiones de voltaje, ángulo y flujos de potencia que con ello involucran las acciones de procesos lentos de control y protección no modelados en los estudios convencionales de estabilidad transitoria. Los tiempos característicos de los procesos y equipos activados por los grandes cambios de voltaje y frecuencia están en un rango de segundos (equipos de protecciones y control de generadores) hasta algunos minutos (respuesta de equipos como turbinas y reguladores de voltaje-carga).

La respuesta de período medio representa la transición entre la respuesta de período corto y largo. En los estudios de estabilidad de período medio, el origen está en las oscilaciones de potencia sincronizante entre máquinas, incluyendo los efectos del fenómeno más lento y posiblemente excursiones de grandes voltajes y frecuencia.

Los rangos típicos son los siguientes:

- Período corto o transitorio: 0 a 10 segundos.
- Período medio: 10 segundos a pocos minutos.
- Período largo: pocos minutos a decenas de minutos.

La diferencia entre estabilidad de período medio y largo se basa en el fenómeno que se está analizando y la representación del sistema utilizada, particularmente con la atención a los transitorios rápidos y las oscilaciones entre máquinas.

La estabilidad de período largo está enfocada con la respuesta del sistema a perturbaciones mayores que involucran contingencias más allá de los criterios

de diseño normal. Estos pueden vincular fallas en cascada o mantenimiento del sincronismo del sistema. La estabilidad en este caso es una cuestión de si cada isla logra o no alcanzar un estado estable de equilibrio operativo con la mínima pérdida de carga. Esto es determinado por la respuesta global de la isla, siendo evidenciado esto por medio de la frecuencia y las protecciones de la unidad pueden producir una situación adversa y ayudar al colapso de la isla como un todo o en parte.

Para los análisis de período largo se asume que las oscilaciones de potencia sincronizante entre máquinas se han amortiguado, resultando la frecuencia del sistema uniforme. El origen está en los fenómenos muy lentos y de larga duración que acompañan los trastornos de gran escala tales como desequilibrio de la generación y consumo de potencia activa y reactiva. Este fenómeno incluye: dinámica de la caldera en centrales térmicas, dinámica de la compuerta en centrales hidráulicas, control automático de generación y los efectos de salida de frecuencia fundamental en las cargas y redes.

Otra aplicación de los análisis de estabilidad de período medio y largo incluye el análisis dinámico de la estabilidad de voltaje, requiriendo la simulación de los efectos de los cambiadores de taps de los transformadores, protección contra sobre excitación de los generadores y los límites de potencia reactiva.

2.4.3. ESTABILIDAD DE ÁNGULO DEL ROTOR [1]

El objetivo de la estabilidad de ángulo esta en conocer la capacidad de los generadores de seguir funcionando en sincronismo tras la ocurrencia de una perturbación. Se dice que un conjunto de generadores funcionan en sincronismo cuando las diferencias angulares se mantienen constantes y por tanto sus velocidades angulares eléctricas son iguales. Se considera que un sistema es estable, si es capaz de regresar a un punto de equilibrio, luego de haber soportado una perturbación.

Un factor muy importante a tomar en cuenta es la forma en que las salidas de potencia de las máquinas sincrónicas varían, o lo hacen como la oscilación de sus ángulos. Las variables a monitorear son los ángulos de los rotores de todos los generadores del sistema (relativos a una máquina de referencia), los mismos que oscilan luego de la ocurrencia de una perturbación.

Los ángulos de los rotores de los generadores son función del desbalance entre:

- Potencia mecánica aplicada al rotor (máquina primaria o turbina)
- Potencia eléctrica transferida a la red.

Características de la máquina sincrónica

La máquina sincrónica tiene dos elementos esenciales: el campo y la armadura. Normalmente, el campo está en el rotor y la armadura en el estator. Cuando el rotor de un generador sincrónico es impulsado por una fuerza mecánica (turbina) se inducen voltajes en los devanados del estator, que se pueden utilizar para alimentar cargas eléctricas. Para conseguir una generación trifásica equilibrada de los voltajes en los devanados estatóricos, estos se disponen distribuidos geométricamente cada 120° . La frecuencia de los voltajes alternos inducidos y el flujo de corriente resultante en los devanados del estator dependen de la velocidad con la que gira el rotor. La frecuencia del sistema del voltaje y corriente (V , I) del estator se sincronizan con la velocidad mecánica del rotor, debido a esto se designa "máquina sincrónica".

Al conectar dos o más máquinas sincrónicas, los voltajes y corrientes del estator de todas las máquinas deben estar a la misma frecuencia y la velocidad del rotor de cada una de las máquinas debe estar sincronizada con esta frecuencia.

El campo del estator y el rotor reacciona el uno con el otro y un torque electromagnético resulta de la tendencia de alinearse los dos campos. En el

caso de un generador, este torque electromagnético se opone a la rotación del rotor, de modo que el torque mecánico debe ser aplicado por alguna fuerza externa (turbina). El torque eléctrico (o potencia) de salida del generador varía de acuerdo al cambio del torque mecánico que mueve al rotor. El efecto de incrementar el torque mecánico de entrada es para avanzar al rotor a una nueva posición relativa al movimiento magnético de campo del estator. En el caso de una reducción del torque mecánico o potencia de entrada es retrasa la posición del rotor. Bajo condiciones de operación de régimen permanente el campo del rotor y el campo giratorio del estator poseen la misma velocidad. Sin embargo existe una separación angular entre ellos dependiendo del torque eléctrico (o potencial) de salida del generador.

Relación entre Potencia y Ángulo

Una de las características más importantes a tomar en cuenta con el fenómeno de estabilidad en sistemas de potencia es la relación entre el intercambio de potencia y ángulo. Esta relación es altamente no lineal.

En el Gráfico 2.2 se muestra un sistema de potencia simple para estudiar la relación potencia-ángulo.

Gráfico 2.2 Diagrama unifilar de un sistema de potencia simple

En el diagrama unifilar se puede ver dos máquinas sincrónicas conectadas a través de una línea de transmisión, la misma que transporta la demanda de energía requerida por el motor. La reactancia inductiva de la línea es X_L con una resistencia y capacitancia despreciable. La potencia transferida desde el

generador al motor es una función de la separación angular δ entre los rotores de las máquinas. Esta separación angular es debido a tres componentes: ángulo interno del generador δ_G (ángulo por el cual el rotor del generador adelanta al campo giratorio del estator), la diferencia angular entre los voltajes terminales del generador y el motor (ángulo por el cual el campo del estator del generador adelanta al del motor) y el ángulo interno del motor (ángulo por el cual el rotor atrasa al campo magnético giratorio del estator).

En el Gráfico 2.3 se muestra el circuito equivalente del sistema del Gráfico 2.2 a ser utilizado para demostrar la relación potencia-ángulo.

Gráfico 2.3 Circuito equivalente del sistema del Gráfico 2.2.

El circuito equivalente presentado en el Gráfico 2.3 consiste de un voltaje interno detrás de una reactancia efectiva para la representación de las dos máquinas presentes en el sistema. El valor de reactancia de la máquina usada depende del propósito de estudio. Para el análisis de funcionamiento en estado estable, se utiliza la reactancia sincrónica con el voltaje igual al voltaje de excitación.

En el Gráfico 2.4 se muestra un diagrama fasorial para identificar las relaciones entre los voltajes del motor y del generador. Donde E_G representa el voltaje en los terminales del generador, $X_G \cdot I$ y $X_L \cdot I$ representan la caída de voltaje del estator y armadura e I representa la corriente que circula por el generador. En

el caso del motor $\bar{E}_M$ representa el voltaje en los terminales, $\bar{E}_{T2}$ el voltaje de la fuente (generador) y $\bar{X}_M \bar{I}$ las caídas de voltaje en el rotor.

Gráfico 2.4 Diagrama fasorial.

La potencia por fase transferida desde el generador al motor (P) viene dada por la siguiente expresión:

$$P = \frac{V_G V_M}{X_{eq}} \sin \delta \quad (2.1)$$

la potencia trifásica transferida por el generador es:

$$P_{3\phi} = \frac{3 V_G V_M}{X_{eq}} \sin \delta \quad (2.2)$$

donde:

$$X_{eq} = X_G + X_L + X_M \quad (2.3)$$

En el Gráfico 2.5 se muestra la relación potencia-ángulo que viene de la ecuación (2.2).

Gráfico 2.5 Relación potencia-ángulo.

Con modelos más exactos para la representación de la máquina sincrónica, la potencia varía como el seno del ángulo: una relación altamente no lineal. Con modelos más precisos de la máquina incluyendo los efectos de los reguladores de voltaje, la variación de la potencia con el ángulo puede desviarse significativamente de la relación sinusoidal, sin embargo, la forma general debe ser similar. Cuando el ángulo es cero, ninguna potencia es transferida. Como el ángulo de potencia es incrementado, la potencia transferida se incrementa hasta llegar a un máximo, cuando el ángulo es de 90°. Entonces una máxima potencia de régimen permanente que puede ser transmitido entre las dos máquinas. La magnitud de la máxima potencia es directamente proporcional a los voltajes internos de las máquinas e inversamente proporcional a la reactancia entre los voltajes (ecuación 2.1), la cual incluye la reactancia de la línea de transmisión que conecta las máquinas y las reactancias de las máquinas.

Cuando hay más de dos máquinas, sus relativos desplazamientos angulares afectan el intercambio de potencia de manera similar. Sin embargo, valores limitantes de potencia transferida y separación angular son una compleja función de la distribución de la generación y la carga.

Además, las potencias activas y reactivas de un generador sincrónico están limitadas por la curva de cargabilidad, la cual debe ser considerada en la solución del flujo de potencia.

Fenómeno de Estabilidad de ángulo

La estabilidad es una condición de equilibrio entre fuerzas opuestas. El mecanismo por el cual las máquinas sincrónicas interconectadas mantienen el sincronismo entre si es a través de fuerzas restauradoras, las cuales actúan siempre que existan fuerzas que tiendan a acelerar o desacelerar una o más máquinas con respecto a otras máquinas. Bajo condiciones de régimen permanente, existe equilibrio entre el torque mecánico de entrada y el torque eléctrico de salida de cada máquina, con lo que la velocidad de la máquina permanece constante ya que el torque de aceleración de la máquina es cero. La relación de torque de aceleración viene dado por la siguiente expresión:

$$T_{\text{aceleración}} = T_{\text{mecánico}} - T_{\text{eléctrico}}$$

(2.4)

En el caso de existir una perturbación en el sistema se tiene como resultado una aceleración o desaceleración de los rotores de las máquinas de acuerdo con las leyes de movimiento de cuerpos rodantes. Debido a la perturbación el torque de aceleración va a ser diferente de cero, en el caso de ser positivo la máquina va a acelerarse y en el caso de ser negativo va a desacelerar. Si un generador temporalmente gira más rápido que otro, la posición angular relativa de ese rotor con respecto a las máquinas más lentas se adelanta. La diferencia angular resultante, transfiere parte de la carga de la máquina más lenta a la o las máquinas más rápidas, dependiendo de las relaciones potencia-ángulo. Esto tiende a reducir la velocidad y de ahí la diferencia angular. Más allá de

ciertos límites, un incremento en la separación angular es acompañado de un decremento en la potencia transferida, esto incrementa más la separación angular y conlleva hacia la inestabilidad. La pérdida de estabilidad del sistema va a depender de la capacidad que tenga el sistema de absorber la energía cinética resultante de las diferencias de velocidad de uno o varios rotores.

En el caso que una máquina síncrona pierda el sincronismo o sale de paso con el resto del sistema, su rotor gira a una velocidad más alta o baja que la requerida para generar voltaje a la frecuencia del sistema. La separación entre el campo del rotor y el campo rotatorio del estator (corresponde a la frecuencia del sistema) resulta en grandes variaciones de la potencia de salida de la máquina por lo que en este caso la actuación del sistema de protección tendrá un papel preponderante para el aislamiento de las máquinas inestables del sistema.

La variación del torque eléctrico (ΔT_e) de una máquina síncrona luego de una perturbación viene dado por la siguiente expresión:

$$\Delta T_e = T_s \Delta \delta + T_D \Delta \omega \quad (2.5)$$

donde:

$T_s \Delta \delta$ es la componente de cambio de torque en fase con la perturbación del ángulo del rotor $\Delta \delta$ y es referida la componente de torque sincronizante T_s .

$T_D \Delta \omega$ es la componente de torque en fase con la desviación de velocidad $\Delta \omega$ y es referido como la componente de torque de amortiguamiento T_D .

En los sistemas de potencia el fenómeno de estabilidad depende de las dos componentes de torque para cada una de las máquinas síncronas. Como

respuesta de la escasez de torque sincronizante en el sistema, éste entra en un estado de inestabilidad a través un flujo no periódico en el ángulo del rotor de cada una de las máquinas. En el caso de que no exista suficiente torque de amortiguamiento el sistema entra en una inestabilidad oscilatoria.

De igual forma que en la clasificación de estabilidad de voltaje para propósitos de análisis, la estabilidad de ángulo se clasifica en: estabilidad de pequeña señal y estabilidad transitoria.

Estabilidad de pequeña señal (pequeñas perturbaciones).

Para el caso de pequeña señal, la estabilidad es la habilidad que tiene un sistema de potencia de mantener el sincronismo bajo pequeñas perturbaciones. Estas perturbaciones ocurren continuamente en el sistema, debido a las pequeñas variaciones entre carga y generación. La inestabilidad debido al efecto de pequeña señal puede ser de dos formas:

- Aumento constante del ángulo del rotor debido a la falta de torque sincronizante.
- Oscilaciones del rotor por incremento de la amplitud debido a la falta de torque de amortiguamiento.

La respuesta del sistema a una pequeña señal depende de un número de factores incluyendo los iniciales, la robustez del sistema de transmisión, y los tipos de controles del sistema de excitación utilizados. Para mejorar la respuesta del sistema ante perturbaciones de pequeña señal, se opta por el aumento del amortiguamiento de las oscilaciones poco amortiguadas o incluso inestables de los rotores de los generadores. El aumento del amortiguamiento de las oscilaciones del rotor se lograría si se aplicara un par de frenado en los rotores de los generadores proporcional a la variación de la velocidad de los mismos. Sin embargo, la aplicación directa de un par de frenado al rotor de un generador no es posible. Existen varios dispositivos que de forma indirecta pueden lograr aplicar dicho par de frenado entre los que tenemos:

estabilizadores del sistema de potencia, dispositivos FACTS (Flexible Alternating Current Transmission Systems) y estaciones convertidoras de los enlaces de corriente continua.

Los dispositivos más eficaces para mejorar la estabilidad ante una pequeña perturbación son los estabilizadores del sistema de potencia ya que actúan directamente sobre los generadores. Los estabilizadores del sistema de potencia son controles suplementarios de los sistemas de excitación. Los estabilizadores del sistema de potencia modulan el voltaje de consigna del regulador de voltaje, y así modulan el voltaje de excitación, y por tanto, la potencia suministrada por el generador.

Los dispositivos FACTS son dispositivos electrónicos de potencia que han sido diseñados para hacer más flexible la operación de los sistemas de transporte en corriente alterna. Estos se clasifican en tres grandes grupos: dispositivos en paralelo, dispositivos serie y dispositivos mixtos. Entre los dispositivos en paralelo se encuentran los compensadores estáticos de potencia reactiva y los condensadores estáticos. Su misión es controlar el voltaje en un nodo gracias al control de la susceptancia paralelo o de la corriente reactiva inyectada o absorbida. Estos dispositivos pueden contribuir con el aumento del amortiguamiento de las oscilaciones modulando su variable de control y utilizando como variable de entrada alguna magnitud del sistema eléctrico que refleje las oscilaciones de los rotores.

Las estaciones convertidoras de los enlaces en corriente continua pueden modular la potencia activa inyectada o absorbida y la potencia reactiva absorbida en los nodos terminales como medio para amortiguar las oscilaciones de los rotores.

Para un generador conectado radialmente a un gran sistema de potencia, en ausencia de reguladores automáticos de voltaje la inestabilidad es debido a la carencia de suficiente torque sincronizante. Esto resulta en inestabilidad a través de un modo no oscilatorio, como se muestra en el Gráfico 2.6 (a) con

reguladores de voltaje continuamente actuantes, el problema de estabilidad de pequeñas perturbaciones, es el de asegurar el suficiente amortiguamiento para las oscilaciones del sistema. La inestabilidad se da a través de oscilaciones de amplitud creciente.

(a) Con voltaje de campo constante.

Gráfico 2.6 Naturaleza de la respuesta a pequeñas perturbaciones

En el Gráfico 2.7 (a) se muestra la respuesta de un generador sin regulador automático de voltaje ante una pequeña perturbación. En la práctica actual de los sistemas de potencia, la estabilidad ante pequeñas perturbaciones es en gran parte un problema de insuficiente amortiguamiento de las oscilaciones.

(a) Control de excitación.

Gráfico 2.7 Naturaleza de la respuesta a pequeñas perturbaciones.

Estabilidad transitoria

Conocida también como estabilidad de perturbación severa, se refiere a la habilidad que posee el sistema de potencia en mantener el sincronismo de las máquinas cuando éste es sujeto a grandes perturbaciones. Las respuestas del sistema involucran grandes recorridos de los ángulos de los rotores de los generadores y es influenciado por la característica no lineal entre potencia-ángulo.

La estabilidad transitoria depende tanto del estado de operación inicial del sistema así como también de la severidad de la perturbación. La inestabilidad se presenta de la forma de separación angular no periódica como respuesta a la deficiencia de torque de sincronización, el mismo que se pone de manifiesto en la primera oscilación de inestabilidad.

En grandes sistemas de potencia, la inestabilidad transitoria no podrá ser siempre el resultado de la inestabilidad de primera oscilación; esta puede ser el resultado de la superposición de algunos tipos de oscilación causando grandes recorridos del ángulo del rotor más allá de la primera oscilación. El tiempo de interés para estudios de estabilidad transitoria es usualmente de 3 a 5 segundos luego de la perturbación; sin embargo este puede extenderse alrededor de 10 segundos para sistemas muy grandes con tipos de oscilación dominantes interarea.

Las perturbaciones varían en cuanto al grado de severidad y probabilidad de ocurrencia. Sin embargo el sistema debe ser diseñado y operado tal que pueda mantenerse estable para una selección de contingencias. Las contingencias usualmente consideradas son los cortos circuitos de diferente tipo: fase-tierra, fase-fase-tierra, o trifásico. Estos se asumen usualmente que ocurran en las líneas de transmisión, pero ocasionalmente en las barras o fallas en los transformadores. La falla es asumida para ser extinta con la apertura de los apropiados disyuntores, los mismos que aíslan al elemento en falla.

En el Gráfico 2.8 se ilustra el comportamiento de una máquinas sincrónica para condiciones estables e inestables. Se muestra las respuestas del ángulo del rotor para un caso estable y dos casos inestables. En el Caso estable (Caso 1), el ángulo del rotor incrementa a un máximo, luego decrece y oscila reduciendo la amplitud hasta alcanzar un estado de equilibrio. En el Caso 2, el ángulo del rotor continúa incrementándose constantemente hasta que se pierde el sincronismo. Esta forma de inestabilidad es referida a la inestabilidad de primera-oscilación y es causada por el insuficiente torque sincronizante. En el Caso 3, el sistema permanece estable para la primera oscilación, pero comienza a ser inestable debido al crecimiento de las oscilaciones hasta perder el sincronismo del sistema. Esta forma de inestabilidad generalmente ocurre cuando la condición de postfalla de estado-estable es la misma inestabilidad de "pequeña señal" y no necesariamente es el resultado de una perturbación transitoria.

Gráfico 2.8 Respuesta del ángulo del rotor ante una perturbación transitoria.

2.5. ESTABILIDAD TRANSITORIA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.

Ante la presencia de perturbaciones transitorias como fallas en las líneas de transmisión, pérdida de generación o pérdida de carga, el sistema de potencia debe ser capaz de mantener el sincronismo para no llegar a un estado de inestabilidad. Debido a esto, la respuesta del sistema a disturbios implica grandes recorridos de los ángulos de los rotores de cada una de las máquinas sincrónicas, voltajes de barra y otras variables del sistema.

Una de las principales características que presenta la estabilidad de un sistema de potencia es la no linealidad. En el caso de la separación angular, se considera que un sistema de potencia permanece estable luego de una perturbación, si las diferencias entre los ángulos de los rotores de los generadores con respecto al del generador de referencia (slack) son menores a 180° [1].

Para analizar las respuestas de los sistemas eléctricos de potencia bajo grandes perturbaciones, se muestra a continuación algunos conceptos fundamentales y principios de estabilidad transitoria, usando para el estudio modelos muy simples.

En el Gráfico 2.9 se muestra un sistema de potencia, el mismo que consta de un generador conectado a una barra infinita a través de dos líneas de transmisión. La barra infinita representa una fuente de voltaje (E_B) de magnitud y frecuencia constante.

Gráfico 2.9 Sistema máquina-barra infinita.

Para la simplificación del modelo, todas las resistencias del sistema son despreciables. El generador es representado por el modelo clásico y los efectos del regulador de velocidad son despreciables. La correspondiente representación del sistema se lo muestra en el Gráfico 2.10.

Gráfico 2.10 Circuito equivalente (1).

El voltaje detrás de la reactancia transitoria (X_d') se denota por E' . El ángulo del rotor δ representa el ángulo por el cual E' conduce a E_B . Cuando se produce una perturbación en el sistema, la magnitud de E' permanece

constante con su valor de prefalla y el ángulo del rotor δ cambia como la velocidad del rotor del generador se desvía de la velocidad sincrónica W_0 . La representación del sistema puede ser reducido a la forma que se muestra en el Gráfico 2.11.

Gráfico 2.11 Reducción del circuito equivalente (2).

Este puede ser analizado mediante el uso de métodos analíticos simples y son útiles para adquirir un conocimiento básico del fenómeno de estabilidad transitoria. La potencia de salida del generador (P_e) es;

$$P_e = \frac{E' E_B}{X_T} \sin \delta = P_{\max} \sin \delta \quad (2.6)$$

donde

$$P_{\max} = \frac{E' E_B}{X_T} \quad (2.7)$$

La relación potencia-ángulo con los dos circuitos de transmisión en servicio se muestra en el Gráfico 2.12, como la (curva 1). Con una potencia mecánica de entrada (P_m) en estado estable de operación la potencia eléctrica de salida (P_e) es igual a (P_m), la condición de operación es representada por el punto (a) sobre la curva. El correspondiente ángulo del rotor es δ_a .

Gráfico 2.12 Reducción del circuito equivalente.

Si alguno de los circuitos está fuera de servicio, la reactancia efectiva X_T es mayor. La relación potencia-ángulo con el circuito 2 fuera de servicio se muestra en el Gráfico 2.12 (curva 2). En este caso la potencia máxima es menor. Con la potencia mecánica de entrada (P_m), el ángulo del rotor es ahora δ_b , correspondiente a un punto de operación (b) sobre la curva 2; con una reactancia mayor, el ángulo del rotor es mayor con el fin de transmitir la misma potencia del estado estable.

Durante la perturbación, la oscilación de δ es superpuesta a la velocidad sincrónica W_0 , pero la velocidad de desviación ($\Delta W_r = d\delta/dt$) es mucha más pequeña que W_0 . Por lo tanto, la velocidad del generador es prácticamente igual a W_0 y el torque en por unidad (pu) debe ser considerado de ser igual a la potencia (pu).

Para el análisis de estabilidad transitoria en sistemas eléctricos de potencia es de gran importancia el estudio de las ecuaciones de inercia rotacional que describen el efecto del desbalance entre el torque electromagnético y el torque mecánico de las máquinas sincrónicas.

Ecuaciones de movimiento

En análisis de estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia las ecuaciones de importancia son las ecuaciones de inercia rotacional. Estas describen el efecto de desbalance entre el torque electromagnético y el torque mecánico de cada una de las máquinas. Más adelante se mostrarán algunos de los parámetros que son utilizados para la representación de las características mecánicas de las máquinas sincrónicas para estudios de estabilidad.

Revisión de la mecánica del movimiento

Antes de desarrollar las ecuaciones de movimiento de una máquina sincrónica, es necesario revisar las cantidades y relaciones asociadas con la mecánica del movimiento. Todas estas relaciones se encuentran resumidas en la Tabla 2.1.

MOVIMIENTO LINEAL			ROTACIÓN		
Cantidad	Símbolo/ ecuación	MKS Unidad	Cantidad	Símbolo/ ecuación	MKS Unidad
Longitud	s	metro (m)	Desplazamiento angular	$\square$	radian (rad)
Masa	M	kilogramo (kg)	Momento de inercia	$J = \int r^2 dm$	$kg.m^2$
Velocidad	$v = ds/dt$	metro/segundo (m/s)	Velocidad angular	$w = d\square/dt$	rad/s
Aceleración	$a = dv/dt$	(m/s ²)	Aceleración angular	$= dw/dt$	rad/s ²
Fuerza	$F = Ma$	newton (N)	Torque	$T = J$	newton-metro (N.m) o J/rad
Trabajo	$W = \int F ds$	joule (J)	Trabajo	$W = \int T d\square$	J o W.s
Potencia	$P = dW/dt = Fv$	watt (W)	Potencia	$p = dW/dt = Tw$	W

Tabla 2.1 Resumen de la mecánica de movimiento

2.5.1. ECUACIÓN DE OSCILACIÓN

La ecuación que gobierna el movimiento del rotor de una máquina sincrónica, relaciona el torque de inercia con los torques eléctricos y mecánicos resultantes. Esta ecuación se puede escribir de la siguiente forma (de acuerdo al sistema de unidades MKS).

$$J \frac{\delta^2 \theta_m}{\delta t^2} = T_a = T_m - T_e \text{ (Nm)}$$

(2.8)

Donde:

J = es el momento de inercia del rotor en [$kg \cdot m^2$]

θ_m = desplazamiento angular del rotor con respecto al eje estacionario, en radianes mecánicos [rad]

t = tiempo en segundos [s]

T_a = torque de aceleración total

T_m = torque mecánico suministrado por la fuente de energía mecánica menos el torque de retardo debido a las pérdidas rotacionales en [N-m]

T_e = torque electromagnético o eléctrico total, en [N-m]

Bajo condiciones de operación estables del generador, T_m y T_e son iguales por lo que T_a es igual a 0 (ecuación 2.8). En este caso no existe aceleración o desaceleración de la masa del rotor y la velocidad constante que resulta es la velocidad sincrónica. La masa rotatoria que incluye al rotor del generador y la fuente de energía mecánica está en sincronismo con las otras máquinas que operan a velocidad sincrónica en el sistema de potencia. Para el caso de estudio se considera que T_m es constante, esta hipótesis no es muy válida para generadores, aún cuando la entrada desde la fuente de energía mecánica se controle con reguladores de velocidad, ya que estos actúan luego de haber percibido un cambio en la velocidad de la máquina.

El torque eléctrico T_e corresponde a la potencia de salida total del entrehierro de la máquina, por lo tanto, toma en cuenta la potencia de salida total del generador más las pérdidas por efecto joule ($I^2 \cdot R$) que se producen en el devanado de la armadura.

Como θ_m se mide con respecto al eje de referencia estacionario sobre el estator, es una medición absoluta del ángulo del rotor. En consecuencia, continuamente se incrementa con el tiempo aún a velocidad sincrónica constante. Como es de interés la velocidad del rotor relativa a la sincrónica, es más conveniente medir la posición angular con respecto al eje de referencia que rota a la velocidad sincrónica. Por lo tanto, se define:

$$\theta_m = \omega_{sm} t + \delta_m \quad (2.9)$$

Donde:

ω_{sm} = es la velocidad sincrónica de la máquina en radianes mecánicos por segundo

δ_m = es el desplazamiento angular del rotor en radianes mecánicos desde el eje de referencia que rota sincrónicamente. En la ecuación 2.10 y 2.11 se muestran las derivadas de la ecuación 2.9 con respecto al tiempo.

$$\frac{\delta \theta_m}{\delta t} = \omega_{sm} + \frac{\delta \delta_m}{\delta t} \quad (2.10)$$

y

$$\frac{\delta^2 \theta_m}{\delta t^2} = \frac{\delta^2 \delta_m}{\delta t^2} \quad (2.11)$$

La ecuación 2.10 muestra la velocidad angular del rotor, que será igual a ω_{sm} cuando $\frac{\delta \delta_m}{\delta t}$ sea (0). Por lo tanto $\frac{\delta \delta_m}{\delta t}$ representa la desviación que hay entre la velocidad del rotor con respecto a la velocidad sincrónica y sus unidades son

radianes mecánicos por segundo. La ecuación 2.11 representa la aceleración del rotor medida en radianes mecánicos por segundo al cuadrado.

De la substitución de la ecuación 2.11 en la ecuación 2.8 se obtiene

$$J \frac{\delta^2 \theta_m}{\delta t^2} = T_a = T_m - T_e \text{ (Nm)} \quad (2.12)$$

Debido a lo señalado anteriormente con respecto a la velocidad angular del rotor tenemos:

$$\omega_m = \frac{\delta \theta_m}{\delta t} \text{ (Nm)} \quad (2.13)$$

Se recuerda, de la dinámica elemental, que la potencia es igual al torque por la velocidad angular y así, al multiplicar la ecuación 2.12 por ω_m se obtiene:

$$J \omega_m \frac{\delta^2 \theta_m}{\delta t^2} = P_a = P_m - P_e \text{ (W)} \quad (2.14)$$

Donde:

P_m = Potencia de entrada de la máquina con las menores pérdidas rotacionales

P_e = Potencia eléctrica que cruza el entrehierro de la máquina

P_a = Potencia de aceleración que toma en cuenta cualquier desbalance entre las cantidades anteriormente señaladas

$J \omega_m$ = es el momento angular del rotor a la velocidad sincrónica ω_{sm} , a este coeficiente se lo puede denotar con M y se lo conoce como la constante de inercia de la máquina y sus unidades de medida son joules-segundo por radián mecánico. Debido a esto se puede escribir la siguiente ecuación:

$$M \frac{\delta^2 \delta_m}{\delta t^2} = P_a = P_m - P_s (W) \quad (2.15)$$

Aunque se ha usado M en esta expresión, en sentido estricto el coeficiente no es una constante porque ω_m no es igual a la velocidad sincrónica en todas las condiciones de operación. Sin embargo, en la práctica, ω_m no difiere de manera significativa de la velocidad sincrónica cuando la máquina está estable. Otro parámetro importante para estudiar el fenómeno de estabilidad, es H, que se relaciona con la inercia de las máquinas y se define por:

$$H = \frac{\text{energía cinética almacenada en megajoules a velocidad sincrónica}}{\text{capacidad de la máquina en MVA}}$$

y

$$H = \frac{\frac{1}{2} J \omega_{sm}^2}{S_{maq}} = \frac{\frac{1}{2} M \omega_{sm}}{S_{maq}} \quad (2.16)$$

Donde S_{maq} es la capacidad trifásica de la máquina en MVA. Al despejar M en la ecuación 2.16 se obtiene lo siguiente:

$$M = \frac{2H}{\omega_{sm}} S_{maq} \left(\frac{MJ}{rad \text{ mecánicos}} \right) \quad (2.17)$$

y si se sustituye M en la ecuación 2.15 se tiene:

$$\frac{2H}{\omega_{sm}} \frac{\delta^2 \delta_m}{\delta t^2} = \frac{P_a}{S_{maq}} = \frac{P_m - P_s}{S_{maq}} \quad (2.18)$$

De la ecuación 2.18 podemos ver que δ_m se expresa en radianes mecánicos en el numerador, en el caso del denominador ω_{sm} se expresan en radianes mecánicos por segundo, por lo que se puede escribir lo siguiente:

$$\frac{2H \delta^2 \delta}{\omega_s \delta t^2} = P_a = P_m - P_e \text{ por unidad} \quad (2.19)$$

Si sustituimos el valor de $\omega_s = 2\pi f$ en la ecuación 2.19 el resultado es el siguiente:

$$\frac{H \delta^2 \delta}{\pi f \delta t^2} = P_a = P_m - P_e \text{ por unidad} \quad (2.20)$$

La ecuación 2.20 es la llamada ecuación de oscilación de la máquina y es la que gobierna la dinámica rotacional de la máquina sincrónica en los estudios de estabilidad. Se puede ver que esta ecuación es diferenciable de segundo orden y se puede escribir como dos ecuaciones de primer orden:

$$\frac{2H \delta \omega}{\omega_s \delta t} = P_m - P_e \text{ por unidad} \quad (2.21)$$

$$\frac{\delta \delta}{\delta t} = \omega - \omega_s \quad (2.22)$$

Cuando se resuelve la ecuación de oscilación, se obtiene una expresión para δ como una función del tiempo. La gráfica de la función se llama curva de oscilación de la máquina y la observación de las curvas de oscilación de cada

una de las máquinas presentes en un sistema de potencia mostrará si las máquinas permanecen en sincronismo después del disturbio.

Generalmente se incluye una componente de amortiguamiento del torque, no considerado en el cálculo de T_e por separado. Esto se logra con la inclusión de un término proporcional a la desviación de la velocidad en la ecuación 2.19, con lo que se puede escribir lo siguiente:

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_e - K_D \Delta \omega_{sm} \quad \text{por unidad} \quad (2.23)$$

La ecuación 2.23 representa la ecuación de movimiento de la máquina sincrónica, y se la conoce comúnmente como la ecuación de oscilación porque representa las oscilaciones del ángulo del rotor δ durante la perturbación.

Se empleará el torque y la potencia de forma alternada cuando sea referida a la ecuación de oscilación, por tanto la ecuación de movimiento o la ecuación de oscilación puede ser escrita como:

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_{max} \sin \delta \quad (2.24)$$

Donde:

P_m = Potencia mecánica de entrada [pu].

P_{max} = Potencia eléctrica máxima de salida [pu].

H= Constante de inercia, en [MW · s/MVA]

δ = Ángulo del rotor, en [rad. elect].

t= Tiempo en [s].

2.5.2. CRITERIO DE IGUALDAD DE ÁREAS

Para el sistema analizado anteriormente no es necesario solucionar de manera formal la ecuación de oscilación para determinar si el ángulo del rotor se incrementa indefinidamente u oscila sobre una posición de equilibrio.

Tanto el ángulo máximo de oscilación δ_m y el límite de estabilidad pueden ser obtenidos de forma gráfica, utilizando el diagrama de potencia-ángulo mostrado en el Gráfico 2.5. Cabe señalar que el método de resolución gráfica no es aplicable para sistemas multimáquina, pero es de gran ayuda para la comprensión de los factores que inciden en el fenómeno de estabilidad transitoria de cualquier sistema eléctrico de potencia.

De la ecuación de oscilación (2.24) se tiene la siguiente relación entre el ángulo del rotor del generador con respecto a la potencia de aceleración:

$$\frac{\delta^2 \delta}{\delta t^2} = \frac{\omega_0}{2H} (P_m - P_e) \quad (2.25)$$

Donde P_e es una función no lineal de δ y por tanto la ecuación anterior (2.25) no puede ser solucionada directamente.

Si ambos lados son multiplicados por $\frac{2d\delta}{dt}$ se tendrá:

$$2 \frac{\delta^2 \delta}{\delta t^2} \frac{d\delta}{dt} = \frac{\omega_0 (P_m - P_e)}{H} \frac{d\delta}{dt} \quad (2.26)$$

y agrupando los términos tenemos:

$$\frac{d}{dt} \left[\frac{d\delta}{dt} \right]^2 = \frac{\omega_0 (P_m - P_e)}{H} \frac{d\delta}{dt} \quad (2.27)$$

Integrando la ecuación 2.27 tenemos:

$$\left[\frac{d\delta}{dt} \right]^2 = \int \frac{\omega_0 (P_m - P_e)}{H} d\delta \quad (2.28)$$

La desviación de la velocidad $\frac{d\delta}{dt}$ es inicialmente cero. Esta desviación cambiará como consecuencia a la presencia de la perturbación en el sistema de potencia. En estado estable la desviación del ángulo δ debe ser limitada, al alcanzar un valor máximo (como en el punto (c) del Gráfico 2.5) y después cambiando la dirección. Esto requiere que la desviación de la velocidad $\frac{d\delta}{dt}$ llegue a ser (0) en algún momento después de la perturbación.

De la ecuación 2.28 podemos deducir lo siguiente:

$$\frac{1}{2} \left(\frac{d\delta}{dt} \right)^2 - \frac{\omega_0}{H} (P_m - P_e) (\delta - \delta_0) = 0 \quad (2.29)$$

Donde δ_0 es el ángulo inicial del rotor del generador y δ_m es el valor máximo.

La energía cinética del rotor es incrementada durante la aceleración cuando δ cambia de δ_0 a δ_1 . El área de aceleración se puede calcular de la siguiente forma:

$$E_1 = \int_{\delta_0}^{\delta_1} (P_m - P_e) d\delta = A_1 \quad (2.30)$$

En el caso de la etapa de desaceleración el rotor pierde energía cinética cuando δ cambia de δ_1 a δ_m . El área de desaceleración se puede calcular de la siguiente forma:

$$E_2 = \int_{\delta_1}^{\delta_m} (P_e - P_m) d\delta = A_2 \quad (2.31)$$

Para el caso de nuestro análisis no se consideraron pérdidas por lo que el área A_1 es igual al área A_2 , lo que forma la base para el criterio de igualdad de áreas. Este criterio permite determinar la máxima oscilación de δ y por lo tanto la estabilidad del sistema sin calcular la respuesta de tiempo a través de la solución de la ecuación de oscilación.

El criterio de estabilidad de áreas puede ser fácilmente usado para determinar el incremento máximo permisible de P_m para el sistema del Gráfico 2.9. Si A_1 es mayor que A_2 por lo tanto $\delta_m > \delta_L$ y la estabilidad del sistema se perderá. Esta pérdida de estabilidad del sistema de potencia ocurre debido a que $\delta > \delta_L$, P_{m1} es más grande que P_e y el torque neto es acelerado en lugar de ser desacelerado.

Se examinará la inestabilidad transitoria considerando la respuesta del sistema luego de la ocurrencia de un corto circuito en el sistema de transmisión, el cual es uno de los disturbios más comunes en estudios de estabilidad transitoria.

2.5.3. RESPUESTA A UN CORTO CIRCUITO

Para analizar la respuesta de un sistema de potencia ante una perturbación (corto circuito) se utilizará el sistema del Gráfico 2.9. La falla se localizará en la posición *SH* (50 % de la línea de transmisión #2), la misma que se muestra en el Gráfico 2.13. Para la representación del circuito equivalente del sistema en estudio se utilizará el modelo clásico del generador. El circuito equivalente del problema a analizar se muestra en el Gráfico 2.14.

Gráfico 2.13 Diagrama unifilar del circuito a ser analizado (localización de la falla)

En el Gráfico 2.14 se puede ver que los disyuntores de la línea de transmisión #2 despejan la falla localizada en la posición *SH*.

Gráfico 2.14 Circuito equivalente (localización de la falla)

La incidencia de los tiempos de apertura de los disyuntores luego de la presencia de una perturbación (corto circuito) se puede analizar mediante los Gráficos 2.15 (a) y (b). En estos Gráficos podemos observar si el sistema permanece estable o no luego de la perturbación anteriormente mencionada.

Gráfico 2.15 (a) Respuesta del despeje de la falla en $tc1$ (s). CASO ESTABLE

(b) Respuesta del despeje de la falla en $tc2$ (s). CASO INESTABLE

Los Gráficos 2.15 (a) y (b) muestran la curva $P_e - \delta$ para las tres condiciones i) prefalla (ambos circuitos en servicio), ii) falla (corto circuito trifásico) en el circuito #2 y iii) postfalla (circuito #2 fuera de servicio). Se puede ver que en el caso (a) el despeje de la falla es en un tiempo $tc1[s]$ con lo que el sistema se mantiene estable con otras condiciones de operación, caso contrario como ocurre en el caso (b), ya que el despeje de la falla se produce a un tiempo $tc2[s]$ mayor que en el caso anterior, lo que ocasiona la pérdida de estabilidad del sistema. En ambos casos se considera que la P_m es constante.

En el caso estable (Gráfico 2.15 (a)) podemos ver que inicialmente el sistema está operando con ambos circuitos en servicio tal que $P_e = P_m$ y $\delta = \delta_0$. Cuando ocurre la falla, el punto de operación repentinamente cambia desde (a) hasta (b). Debido a la inercia de la máquina el ángulo δ no cambia instantáneamente.

En el instante en que P_m es mayor que P_e , el rotor acelera hasta alcanzar el nuevo punto de operación (c), en el que se produce el despeje de la falla del

circuito #2. El nuevo punto de operación cambia de forma repentina de c a d . Ahora P_e es mayor que P_m , como respuesta a esta diferencia el rotor del generador comienza a desacelerar. Desde que la velocidad del rotor es mayor que la velocidad sincrónica ω_0 , el ángulo δ continúa incrementándose hasta que toda la energía cinética acumulada en el período de aceleración de la máquina (área A_1) se consume por la transferencia de esta energía al sistema. El punto de operación cambia de (d) a (e) , tal que el área A_1 es igual al área A_2 . En el punto e , la velocidad de la máquina es igual a la velocidad sincrónica ω_0 y δ ha alcanzado su máximo valor δ_m . Puesto que P_e sigue siendo mayor que P_m , el rotor continúa desacelerando siendo su velocidad menor que la velocidad sincrónica ω_0 . El ángulo del rotor δ decrece y el punto de operación regresa por la trayectoria de e a d y sigue la curva $P_e - \delta$ para el sistema en estado de post-falla. El valor mínimo de δ es aquel que satisface el criterio de igualdad de áreas para el sistema en estado post-falla. En ausencia de cualquier fuente de amortiguamiento el rotor continúa oscilando con amplitud constante.

Con un despeje de la falla retardado, como se muestra en el Gráfico 2.15 (b), el área A_2 es menor que el área A_1 . Cuando el punto de operación alcanza (e) , la energía cinética acumulada en el período de aceleración no ha sido consumida totalmente, por lo que, la velocidad del rotor continua siendo mayor que ω_0 y el ángulo del rotor δ sigue incrementándose. Más allá del punto P_e es menor que P_m y el rotor comienza a acelerarse otra vez. La velocidad y el ángulo del rotor continúan incrementándose llevando al sistema a la inestabilidad.

2.5.4. FACTORES QUE INFLUYEN EN LA ESTABILIDAD TRANSITORIA

Del análisis anterior (Gráfico 2.14) se puede concluir que la estabilidad transitoria del generador es dependiente de los siguientes factores:

- a) Cuan fuertemente cargado se encuentra el generador.
- b) La potencia de salida del generador durante la falla (P_e). Esta depende del tipo y localización de la falla.
- c) El tiempo de despeje de la falla.
- d) Reactancias del sistema de transmisión en post-falla.
- e) La reactancia del generador. Una baja reactancia incrementa la potencia pico y reduce el ángulo inicial del rotor.
- f) La inercia del generador. Una inercia alta provoca una menor velocidad en el cambio del ángulo del rotor. Esto reduce la energía cinética acumulada durante la falla, el área A_1 (Gráfico 2.15) se reduce.
- g) La magnitud del voltaje interno de la máquina E' (Gráfico 2.14) la cual depende de la excitación del campo.
- h) La magnitud del voltaje en la barra infinita E_B (Gráfico 2.14).

Como medio para introducir conceptos básicos se ha considerado que el sistema tiene una configuración simple y ha sido representado por un modelo simple, esto ha permitido que el análisis de estabilidad se lo realice por medio de una aproximación gráfica. Aunque los diagramas del ángulo del rotor en función del tiempo mostrados en los Gráfico 2.15 (a) y (b) no se han computado realmente, por lo que las escalas de tiempo no se han definido para estos diagramas. En el caso de sistemas eléctricos reales, éstos poseen redes mucho más complejas y para análisis exactos de estabilidad transitoria se requiere modelos detallados para las unidades de generación así como también para otros equipamientos.

En la actualidad el método de análisis de estabilidad transitoria más práctico disponible es la simulación en el dominio del tiempo; el mismo que resuelve las ecuaciones diferenciales no lineales con la utilización de técnicas de integración numérica paso a paso.

2.5.5. SIMULACIÓN DE LA RESPUESTA DINÁMICA

El análisis de estabilidad transitoria en sistemas eléctricos de potencia involucra el cálculo de sus respuestas dinámicas no lineales de grandes perturbaciones, generalmente una falla en la red de transmisión, seguida por el aislamiento del elemento en falla por medio de los relés de protección del elemento.

En el Gráfico 2.15 se muestra la estructura general del modelo aplicable al análisis de estabilidad transitoria de un sistema eléctrico de potencia. La parte principal de la estructura de este modelo es la resolución del sistema de ecuaciones no lineales. Adicionalmente grandes discontinuidades debido a las fallas y a la conmutación de la red, y pequeñas discontinuidades debido a los límites de las variables del sistema aparecen en el modelo del sistema. Voltajes de barras, flujos en las líneas y el desempeño de los sistemas de protección son de interés, adicionalmente a la información básica relacionada con la estabilidad del sistema.

Gráfico 2.16 Estructura del modelo aplicable par análisis de estabilidad transitoria

Como se ve en el Gráfico 2.16 la representación completa del sistema incluye modelos de los siguientes componentes:

- Generadores sincrónicos y sus sistemas de excitación y velocidad.
- Red de transmisión interconectada incluyendo cargas estáticas.
- Cargas constituidas por motores sincrónicos y de inducción.
- Otros dispositivos como convertidores HVDC y SVCs.

El modelo completo del sistema consiste de un gran número de ecuaciones diferenciales y escasas ecuaciones algebraicas.

CAPÍTULO 3

DIGSILENT PROGRAMMING LANGUAGE (DPL)

3.1. INTRODUCCIÓN

El lenguaje de programación DPL (DIgSILENT Programming Language) tiene como propósito ofrecer una interfaz para tareas automáticas a realizarse en la herramienta computacional PowerFactory. Esta interfaz permite acceder a comandos y objetos que maneja DIgSILENT así como también acceder a funciones y variables creadas por el usuario.

DPL aumenta el alcance del programa DIgSILENT permitiendo la creación de nuevas funciones de cálculo [5]. Al igual que los comandos de cálculo definidos por el usuario éstos pueden ser utilizados en todas las aplicaciones de análisis del sistema de potencia como por ejemplo: optimización de la red, análisis de estabilidad, confiabilidad, armónicos, coordinación de protecciones, etc. Las funciones de cálculo son estructuras algorítmicas en las que se utilizan comandos de flujo como if- then-else y do-while.

3.2. ESTRUCTURA DEL COMANDO DPL

El objeto de comando DPL ComDpl es el elemento central que esta conectando diferentes parámetros, variables u objetos a varias funciones o elementos internos y luego se obtienen resultados o cambios en los parámetros de dichos elementos. En las entradas del escrito del programa pueden ser predefinidos parámetros de entrada, objetos del diagrama unifilar, ya sea de la base de datos o de un juego de elementos u objetos, los cuales son almacenados internamente y se los denomina “Selección General”. Esta información de entrada puede ser evaluada con la utilización de funciones y variables internas

almacenadas en el código fuente. En el Gráfico 3.1 se muestra la estructura de un comando DPL.

Gráfico 3.1 Estructura de un comando DPL.

Algunos de los objetos internos pueden ser usados y ejecutados como:

- Un comando de cálculo ComLdf (comando de flujo de potencia), ComSim (comando de simulación), etc. especialmente definidos con ciertas opciones de cálculo.
- Juegos de filtros (generadores, líneas, barras, transformadores, etc.), los mismos que pueden ser ejecutados durante la operación del código fuente.
- Subrutinas realizadas en DPL.

Por lo tanto, un escrito DPL ejecutará una serie de operaciones e inicializará el cálculo de otras funciones que están dentro del DPL. Este siempre se comunicará con la base de datos y almacenará la nueva configuración, parámetros o resultados directamente en la base de datos de objetos.

Casi no hay objeto dentro de un proyecto activo que no pueda ser accesado o alterado. Durante o al final de la ejecución del escrito DPL, los resultados

pueden ser exportados o los parámetros de los elementos pueden ser cambiados, de acuerdo a la necesidad o requerimientos del usuario.

Cabe señalar que la ubicación del comando DPL dependerá del objetivo de la aplicación ya que este puede localizarse dentro de un proyecto, caso de estudio o perfil de usuario, sin que esto signifique que no se puedan manejar variables de otros casos de estudios o proyectos de un mismo perfil de usuario.

3.3. DISEÑO DE UN COMANDO DPL

En el menú de administrador de datos se selecciona la herramienta de nuevo elemento, en ésta se despliega una lista de elementos que podemos crear en nuestro proyecto o caso de estudio. Para el caso de DPL se selecciona Comando DPL, como se muestra en el Gráfico 3.2.

Gráfico 3.2 Ventana de selección de elementos

Como se ve en el Gráfico 3.2 en la parte inferior se muestra el elemento Comando DPL así como también algunos de los elementos que se pueden manejar dentro de DPL. Luego de crear el **"Comando DPL"** en el que se va a

trabajar, se puede acceder al menú de nuevos objetos por medio del botón Contenido y adjuntar los elementos que van a ser usados en el DPL.

La ventana de un comando DPL se muestra en el Gráfico 3.3.

Gráfico 3.3 Ventana de un comando DPL.

Dentro de la ventana del comando DPL tenemos los siguientes menús:

- Opciones Básicas
- Opciones Avanzadas
- Escrito
- Descripción

3.3.1. OPCIONES BÁSICAS

En este menú podemos tener acceso a los elementos u objetos de un caso de estudio o proyecto para poder utilizarlos en el comando DPL. Las herramientas que permiten este acceso son las siguientes:

Selección General: en éste se pueden almacenar un grupo de elementos de algún caso de estudio o proyecto como por ejemplo: máquinas sincrónicas, líneas, transformadores, etc. Luego del almacenamiento de estos elementos en la selección general se pueden manipular dentro del escrito dependiendo de los requerimientos del usuario.

Parámetros de entrada: aquí se definirán todas las variables que se utilizará dentro del escrito DPL, de igual forma que en cualquier lenguaje computacional estos pueden ser: entero, doble, cadenas, objeto o set de objetos (int, double, object, set, string). De igual forma los parámetros de entrada pueden ser definidos dentro del escrito DPL que más adelante se detallara.

Objetos Externos: la utilización de la Selección General detallada anteriormente, puede crear dificultades en el escrito del DPL, cuando se intente acceder a un tipo de objeto específico, es por eso que la utilización de los objetos externos se hace necesaria ya que esta permite el acceso a los distintos objetos de forma independiente y en cualquier instante en que el escrito DPL lo requiera. En el caso de la utilización de objetos externos el nombre del objeto con que se lo conoce en la base de datos (caso de estudio o proyecto) puede ser el mismo o diferente con el que se lo va a manejar en el escrito DPL.

3.3.2. OPCIONES AVANZADAS

Una de las principales aplicaciones que permite este menú es la manipulación de las variables de salida o repuesta del DPL para ser utilizadas en otro comando DPL, las herramientas que permiten esta manipulación son las siguientes:

Escrito remoto: la utilización de escritos remotos permite que el comando DPL sea un comando genérico, el mismo que puede ser utilizado con distintas configuraciones en cualquier caso de estudio o proyecto.

Parámetros resultantes: aquí se definen las variables de resultados, que pueden ser las variables de los objetos utilizados en el DPL (potencia, frecuencia, etc.) o el resultado del DPL (operaciones matemáticas, cálculos, etc.). En ambos casos estos parámetros pueden ser utilizados en otro comando DPL (subrutinas).

En el Gráfico 3.4 se muestran las herramientas del menú de opciones avanzadas.

Gráfico 3.4 Menú Opciones Avanzadas (comando DPL).

3.3.3. ESCRITO

La parte más importante del comando DPL es sin duda el código del programa, el mismo que se escribe en el menú **"Escrito"** y permite tener una conexión directa con todos los elementos u objetos definidos para la ejecución del comando DPL [6].

El lenguaje que maneja el editor del código DPL es bastante similar al lenguaje de programación C++. El código puede ser definido en las siguientes partes:

- Definición de variables
- Asignaciones y expresiones

- Instrucciones de flujo del programa
- Comunicación con la base de datos

DPL utiliza los siguientes tipos de parámetros internos:

- ***double***, un número real de 15 dígitos
- ***int***, un número entero
- ***string***, una cadena
- ***object***, referencia de un objeto de PowerFactory
- ***set***, almacena objetos

Todas las declaraciones de parámetros deben estar agrupadas al principio del código. La utilización del punto y coma (;) es necesaria para todas las líneas del escrito, exceptuando los lazos de flujo (for, while, etc.).

La opción ***verificar*** ubicada a la derecha del menú "***Escrito***" permite encontrar los errores de sintaxis que tenga el código DPL.

El símbolo (!) sirve para poner comentarios en el programa, con lo cuál se puede documentar las distintas líneas de comandos del programa.

Una de las deficiencias que presenta el editor de código de DPL es la falta de un debugger para realizar de forma rápida las correcciones que sean necesarias a través de verificaciones paso a paso.

3.3.4. DESCRIPCIÓN

En este menú el usuario puede realizar un resumen de las instrucciones que realiza el escrito DPL sin que esto llegue a afectar el tamaño o desempeño del programa. Con esta ayuda la comprensión de la operación de un comando DPL es mucho más fácil y no se tiene que realizar una lectura a través del código.

En el caso de realizar comandos DPL's genéricos la especificación de los elementos a ser utilizados es de gran importancia para la correcta ejecución del comando DPL.

3.4. EJECUCIÓN Y MODIFICACIÓN DE PARÁMETROS

Cada uno de los comandos de DigSILENT Power Factory puede ser accedido y ejecutado a través de un comando DPL. Entre los comandos que brinda DigSILENT tenemos: cálculo de cortocircuito, cálculo de flujo de carga, cálculo de armónicos, confiabilidad, etc. En el Gráfico 3.5 se muestra las opciones que brinda la ejecución del cálculo de un cortocircuito.

Gráfico 3.5 Menú Cálculo de corto circuito.

Todos los parámetros que se muestran en la ventana del comando **"Cálculo de Corto Circuito"** pueden ser modificados a través de un comando DPL. Los comandos que pueden ser manipulados o ejecutados en DPL deben ser guardados como objetos del comando DPL, en este caso se permitirá la modificación de cada uno de los parámetros que posee el comando en utilización (Gráfico 3.5).

Para el acceso de los parámetros de un comando a ser modificados a través de DPL se debe colocar el cursor del mouse sobre la variable para conocer el nombre de la variable y poderla modificar. Un ejemplo de este proceso se muestra en el Gráfico 3.6.

Gráfico 3.6 Nombre del parámetro a ser modificado (Cálculo de corto circuito).

Como se puede ver en el Gráfico 3.6 en la opción calcular se despliega las magnitudes que se desea tener información, las mismas que pueden ser modificadas de forma manual o en el caso de DPL a través del código del comando. Para el ejemplo del Gráfico 3.6 el nombre de la variable que permite modificar el tipo de cortocircuito es *iopt_shc*.

Sin duda esta es la parte complicada del manejo de comandos DPL ya que DlgSILENT no brinda una base de datos de los nombres de los parámetros de cada uno de los comandos que maneja el programa. Debido a esto se deberá realizar una ardua búsqueda del parámetro que se desea modificar. En el caso que se requiera solamente la ejecución de uno de los comandos que maneja el programa se lo puede realizar con el nombre del comando y seguido por **".Execute"**, por ejemplo el comando flujo de carga **"ComLdf"** la instrucción para la ejecución será **"ComLdf.Execute"** y será ejecutado con la configuración

por defecto que tiene DIgSILENT. La ejecución del comando Cálculo de Corto Circuito no se la podrá realizar a través de la instrucción **"ComShc.Execute"**, debido a que se necesita definir el objeto en el que ocurrirá el cortocircuito y esta opción no viene señalada por defecto del programa.

3.5. COMANDO DPL "FALLAS EN LAS LÍNEAS"

El comando DPL **"Fallas en las líneas"** permite la simulación de dos eventos para un sistema eléctrico de potencia, en este caso se utilizará un sistema de 9 barras el mismo que se muestra en el Gráfico 3.7 [1]. Los eventos son corto circuito trifásico en una línea de transmisión al instante 0,0 [s] y la apertura de los disyuntores de la línea en falla al instante 0,19 [s], estos tiempos pueden ser modificados dependiendo del tiempo de apertura de los disyuntores de los sistemas de protección. Este comando reporta las variaciones de P, Q y el ángulo de los rotores de los generadores con respecto a la barra de referencia hasta el tiempo de simulación elegido (5 s) después de haber ocurrido la falla.

Gráfico 3.7 Sistema de 9 barras.

Los eventos de corto circuito tendrán 3 localizaciones distintas: 25, 50 y 75 %, para cada una de las distintas líneas en falla, las localizaciones de las perturbaciones en las líneas también pueden ser modificados dependiendo de la necesidad del análisis. Para este análisis se utilizará distintos escenarios de

demanda (24 horas hora a hora), los mismos que son el resultado de las variaciones (P y Q) de las cargas y unidades de generación del sistema de 9 barras. Estas variaciones de demanda y generación se las realizó de forma manual.

En el Gráfico 3.8 se muestra la estructura y las variables del comando DPL **"Fallas en las líneas"**, el mismo que maneja variables enteras para los instantes en que ocurren los eventos así como también las localizaciones de las fallas anteriormente señaladas. Se realizó la declaración de las variables de localización y tiempos por medio del menú de **"Parámetros de entrada"** para facilidad de cambios en el caso de que se requiera realizar simulaciones para distintas posiciones o tiempos de apertura de los disyuntores de las líneas en falla. Se puede ver también que en el menú **"Selección general"** este comando posee un grupo llamado Conjunto (1), aquí están almacenadas las líneas de transmisión del sistema en donde deseamos la ocurrencia de las fallas.

En el Gráfico 3.9 se muestra el contenido del comando selección general **Conjunto (1)** el mismo que tiene por componentes las líneas del sistema de 9 barras en donde se realizarán las fallas y apertura de disyuntores luego de 0.19[s] de ocurrida la perturbación. Con esta opción podemos añadir o quitar líneas para el análisis deseado, cabe señalar que en el caso de selección general solo se admiten elementos del mismo tipo ya que caso contrario pueden ocurrir errores en la ejecución de los comandos DPL.

Gráfico 3.8 Opciones Básicas (Fallas en las líneas)

Gráfico 3.9 Conjunto (1)

Para la realización del comando DPL fallas en las líneas no se reportaron resultados de salida o se utilizaron subrutinas, debido a esto el menú de ***"Opciones Avanzadas"*** no tiene ningún elemento.

En el Gráfico 3.10 se muestra el contenido de los comandos y elementos que maneja el DPL ***"Fallas en las líneas"***. Los comandos que utiliza son los siguientes:

Gráfico 3.10 Contenido de Fallas en las líneas

Inic: Comando que permite el cálculo de condiciones iniciales para simulaciones EMT o RMS. La simulación de tipo EMT (Simulación de transitorios electromagnéticos) considera voltajes y corrientes de forma instantánea tal que el comportamiento dinámico de los elementos pasivos de una red son tomados en cuenta, generalmente este tipo de simulación se utiliza para cálculo de componente de corriente directa (DC) y componentes armónicos de voltajes y corrientes, comportamiento exacto de sistemas de transmisión HVDC. En el Gráfico 3.11 se muestra el Menú del Comando "**Condiciones Iniciales**".

En el caso de simulación RMS se utiliza para estabilidad transitoria y se considera la ecuación de oscilación para el comportamiento mecánico para cada uno de los generadores presentes en el sistema.

Gráfico 3.11 Menú del Comando Condiciones Iniciales

Exportar: Permite exportar las variables monitoreadas a la ventana de salida para luego guardarlas en archivos .txt. En el Gráfico 3.12 se muestra el Menú del Comando **"Exportar"**. Para el análisis de estabilidad transitoria se exportaron los datos anteriormente señalados para el instante de 5[s] después de ocurrida la perturbación, esta opción se puede acceder habilitando la opción **Intervalo definido por el usuario** y configurando el instante en que se exportarán los datos a la ventana de salida.

Gráfico 3.12 Menú del Comando Exportar

Simul: Es el encargado de ejecutar los eventos de la simulación, tomando como valores iniciales a los encontrados por el comando de cálculo de

condiciones iniciales. En el Gráfico 3.13 se muestra el menú de las opciones que maneja el comando **"Cálculo de las condiciones iniciales"**.

Gráfico 3.13 Menú del Comando Condiciones Iniciales.

Res: Aquí se almacenan los resultados de las variables monitoreadas, las mismas que son requeridas por el comando exportación de datos (Exportar) para su respectiva utilización. En el Gráfico 3.14 se muestra el menú del Comando **"Resultados"**.

Gráfico 3.14 Menú del Comando Resultados

En el Contenido del Comando **"Resultados"** se observan las variables a ser monitoreadas las mismas que serán almacenadas en la Carpeta **Res**

(Resultados). En el Gráfico 3.15 se muestra el contenido del Comando Resultados.

Gráfico 3.15 Contenido del Comando Resultados

Eventos: Comando que almacena los eventos de simulación que en el caso del DPL *"Fallas en las líneas"* son dos: evento de cortocircuito y evento de apertura de disyuntores. En el Gráfico 3.16 se muestra el Menú de *"Eventos de simulación"*; para acceder al contenido de los eventos se da un clic en la opción *"Contenido"* de la ventana superior

Gráfico 3.16 Menú del Comando Eventos de Simulación.

En el Gráfico 3.17 se muestra el proceso a seguir para realizar el análisis a través del comando DPL *"fallas en las líneas"*.

Gráfico 3.17 Procesos a seguir para realizar el análisis a través del comando DPL *"Fallas en las líneas"*

Como parte fundamental para la ejecución de cada uno de los comandos anteriormente descritos por medio del comando DPL ***"Fallas en las líneas"*** se detalla el escrito del código fuente el mismo que se muestra en el Gráfico 3.18. Se puede apreciar que el color de las instrucciones cambia de acuerdo al tipo.

Gráfico 3.18 Código fuente del comando DPL "Fallas en las líneas".

CAPÍTULO 4

REDES NEURONALES ARTIFICIALES

4.1. INTRODUCCIÓN

En el caso de las redes neuronales, éstas representan una forma de emular ciertas características propias de los seres humanos, como la capacidad de memorizar y de asociar hechos. Si se examinan con atención aquellos problemas que no pueden expresarse a través de un algoritmo, se observará que todos ellos tienen características en común: la experiencia. El hombre es capaz de resolver estas situaciones acudiendo a la experiencia acumulada. Así, parece claro que una forma de aproximarse al problema consiste en la construcción de sistemas que sean capaces de reproducir esta característica humana.

En definitiva, las redes neuronales no son más que un modelo artificial y simplificado del cerebro humano, que es el ejemplo más perfecto del que disponemos para un sistema que es capaz de adquirir conocimiento a través de la experiencia. Una red neuronal artificial es un nuevo sistema para el tratamiento de la información, cuya unidad básica de procesamiento está inspirada en la célula fundamental del sistema nervioso humano ***“la neurona”***.

Una red neuronal biológica se conforma básicamente del almacenamiento de funciones neuronales en neuronas y en la interconexión de las mismas. Procesos como el aprendizaje establecen el funcionamiento de las neuronas, la interacción entre las mismas y la modificación de conexiones ya existentes.

La utilización de una red neuronal artificial no utilizará neuronas biológicas, pero se modelará de una manera sencilla el funcionamiento de estas, las mismas

que no poseen el poder de las neuronas que el cerebro humano posee, sin embargo se las puede entrenar para mejorar el desempeño de las mismas.

La utilización de las redes neuronales artificiales representa un crecimiento de una nueva tecnología debido a la gran variedad de aplicaciones como: sensibilidad remota, control, predicción, reconocimiento de patrones, etc. La utilización de las redes neuronales artificiales se ha enfocado a la realización de tareas complejas en varios campos de aplicación como por ejemplo:

Clasificación: las entradas deben ser agrupadas en categorías. La red recibe un patrón de entrada y responde la categoría a la cual pertenece.

Modelación: la red es capaz de generar una salida para entradas que el modelo nunca las ha visto.

Control: implementar un controlador y/o planta basado en un modelo conexionista.

Predicción: basado en el comportamiento histórico de un sistema multivariable.

Procesamiento de imágenes: la entrada contiene un grupo de elementos (millones) y puede ser considerado como un problema de mapeo o clasificación.

Las principales razones para el crecimiento de esta actividad son: la habilidad que presentan las ANN (Artificial Neural Networks) en el aprendizaje de relaciones complejas no lineales y de estructuras modulares, las mismas que permiten el procesamiento en paralelo.

En el Área de Sistemas Eléctricos de Potencia, la formulación de los problemas que se presentan debe ser expresada de distintas formas dependiendo su propia naturaleza. Factores como la no linealidad del sistema y sistemas de gran escala entre otros, hacen que los problemas en los sistemas de potencia

sean más difíciles de resolverlos. Debido a esto no existe tecnología analítica adecuada para tratar con esta complejidad. Las ANN ofrecen una herramienta atractiva y promisorio para tratar con este nivel de complejidad tan alto.

4.2. REDES NEURONALES

4.2.1. MODELO BIOLÓGICO

Se estima que el cerebro humano contiene más de cien millones de neuronas, estudios sobre la anatomía del cerebro humano concluyen que hay más de 1.000 sinápsis a la entrada y a la salida de cada neurona. En el Gráfico 4.1 se observa las conexiones de los elementos de una red neuronal biológica.

Los elementos principales de una neurona biológica son los siguientes:

Dentritas: es la vía de entrada de las señales que se combinan con el cuerpo de la neurona.

Axón: es el camino de salida de la señal generada por la neurona.

Sinápsis: son las unidades funcionales y estructurales elementales que median entre las interacciones de las neuronas.

Gráfico 4.1 Red Neuronal Biológica

El proceso que se lleva en una neurona biológica comienza cuando esta es estimulada o excitada a través de sus entradas (inputs) y cuando se alcanza un cierto umbral, la neurona se dispara o activa, pasando una señal hacia el axón.

De forma general el proceso que se da en las neuronas biológicas es el envío de salidas hacia otras neuronas a través de su axón. El axón es el encargado de llevar la información por medio de diferencias de potencial u ondas de corriente. La neurona recoge las señales por medio de la sinápsis sumando todas las influencias excitadoras e inhibitoras.

4.2.2. MODELO ARTIFICIAL

Las redes neuronales artificiales son modelos que intentan reproducir el comportamiento del cerebro humano. Warren McCulloch y Walter Pitts en el año de 1943 presentan la idea de usar por primera vez una red neuronal para cálculo, esta red producía una salida binaria (0/1), (1) en el caso de que las entradas sean mayores o iguales a (2) y (0) en el caso de que las entradas

sean menores a (2). En el Gráfico 4.2 se muestra la red presentada por McCulloch-Pitts.

Gráfico 4.2 Red Neuronal propuesta por McCulloch y Walter Pitts

Por medio de redes neuronales artificiales se puede generar representaciones específicas, de tal forma que un estado conjunto de ellas puede significar una letra, un número u otro objeto. Están compuestas de elementos simples que operan en paralelo, estos elementos son inspirados por los sistemas nerviosos biológicos. La función de una red está determinada por la conexión entre los elementos. Para el mejoramiento de una red neuronal la etapa de entrenamiento cumplirá un papel preponderante, esto se lo realiza con el ajuste de los valores de las conexiones (pesos) entre los elementos.

Los modelos de redes neuronales tienen dos características importantes: el número de neuronas y el gran número de conexiones en paralelo desde una capa hacia la siguiente para proveer información desde la entrada hasta la salida. Estos dos factores anteriormente señalados son los que en forma conjunta harán que una red neuronal se convierta en un modelo computacional robusto.

Comúnmente las redes neuronales son ajustadas utilizando Aprendizaje Supervisado. Una muestra de este algoritmo se lo ve en el Gráfico 4.3, donde la

red es ajustada, basándose en la comparación de la salida y el objetivo hasta que la red logre la meta deseada. Normalmente para el tipo de entrenamiento supervisado de una red se utilizan muchos pares de entradas-objetivos.

Gráfico 4.3 Funcionamiento de la red neuronal artificial.

Existen otros tipos de entrenamientos como el entrenamiento no supervisado. Redes no supervisadas pueden ser utilizadas para instancias de identificación de grupos de datos.

4.2.3. MODELO DE LA NEURONA

Neurona de Entrada Única.

En el Gráfico 4.4 se muestra el diseño de una neurona de entrada única. La entrada escalar p es multiplicada por el peso escalar w para formar wp , que es uno de los términos enviados al sumador. La otra entrada 1 es multiplicada por el bias b y luego añadida al sumador. La salida del sumador n , se refiere a la entrada de la red, la misma que va hacia una función de transferencia f ; la misma que produce a que es la salida de la neurona escalar.

En relación a una neurona biológica el peso w corresponde a la fuerza de la sinápsis, el cuerpo de la célula es representada por la suma y la función de transferencia y la salida de la neurona a representa la señal en el axón.

Gráfico 4.4 Red de Entrada Única

La salida de la neurona es calculada de la siguiente forma:

$$a = f(wp + b) \quad (4.1)$$

Si, para algún instante $w = 3$, $p = 2$ y $b = -1.5$ entonces

$$a = 3 \cdot 2 + (-1.5) = 4.5 \quad (4.2)$$

La salida actual depende de la función de transferencia que es seleccionada. En el caso de los bias se asemeja mucho a los pesos exceptuando en el caso de que tenga una constante de entrada de 1. Sin embargo se puede no tener bias para casos particulares en el que se desee omitir este parámetro. En el caso de w y b son parámetros escalares ajustables de la neurona. Usualmente la función de transferencia es seleccionada por el diseñador y luego los parámetros w y b serán ajustados de acuerdo al método de aprendizaje, de esta forma la relación entrada-salida de la neurona conocerá la meta específica. Cabe señalar que existen distintas funciones de transferencia como por ejemplo: función de transferencia escalón, función de transferencia lineal, función de transferencia sigmoide entre otras, las mismas que serán seleccionadas de acuerdo a la necesidad de la red.

Neurona de Entrada Múltiple.

En el Gráfico 4.5 se muestra una neurona con R número de entradas. Las entradas individuales $p_1, p_2, \dots, p_R$ son pesadas por los correspondientes elementos $w_{1,1}, w_{1,2}, \dots, w_{1,R}$ de la matriz de pesos $\mathbf{W}$.

Gráfico 4.5 Red de Entrada Múltiple

La neurona posee un bias b , el mismo que es sumado con las entradas pesadas para formar la red de salida n :

$$n = w_{1,1}p_1 + w_{1,2}p_2 + \dots + w_{1,R}p_R + b$$

(4.3)

La ecuación (4.3) puede ser escrita en forma de matriz de la siguiente forma:

$$n = \mathbf{W}\mathbf{p} + b$$

(4.4)

donde la matriz $\mathbf{W}$ para el caso de una neurona única solamente posee una fila. La salida de la neurona puede ser escrita como:

$$a = \max(0, n)$$

(4.5)

El número de entradas de una red dependerá básicamente de las especificaciones del problema a resolver.

4.2.4. FUNCIONES DE TRANSFERENCIA

Función de transferencia escalón (hardlim)

En el Gráfico 4.6 se muestra una función de transferencia, la misma que puede ser lineal o no lineal. Una función de transferencia particular es elegida para satisfacer la resolución del problema con la utilización de la neurona.

Gráfico 4.6 Función de Transferencia escalón.

La función de transferencia escalón se muestra en el Gráfico 4.6, la misma que configura la salida de la neurona a (0) si el argumento es menor que (0) o (1) si el argumento es mayor o igual a (0). Este tipo de función de transferencia se utiliza para crear neuronas que clasifiquen a las entradas en dos categorías distintas.

Función de transferencia lineal

La salida de una función de transferencia lineal es igual a su entrada: $f(x) = x$, como lo vemos en el Gráfico 4.7.

Gráfico 4.7 Función de Transferencia Lineal.

En el caso de neuronas con función lineal si la suma de las entradas está comprendida entre ambos límites, la activación se define como una función lineal de suma de las señales de entrada.

Función de transferencia tangente hiperbólica

Este tipo de función es continua y varía de forma monótona desde (0) hasta $+\infty$, mientras la salida varía desde -1 hasta +1. El Gráfico 4.8 muestra la función sigmoide tangente hiperbólica.

Cualquier función definida simplemente en un intervalo de posibles valores de entrada, con un incremento de forma monótona y que tengan ambos límites superiores e inferiores (por ejemplo las funciones sigmoide y arco tangente), podrá realizar la función de activación o transferencia de forma satisfactoria.

Gráfico 4.8 Función de Transferencia sigmoid tangente hiperbólica

4.3. REDES NEURONALES MULTICAPA

Este tipo de red permite la modelación de relaciones no lineales entre las entradas y salidas. Una de las características principales de este tipo de red es la disponibilidad de neuronas agrupadas en varias capas. Las neuronas de este tipo de red reciben señales de entrada de otra capa anterior, más cercana a la entrada de la red y envían su señal de salida a una capa posterior, más cercana a la salida de la red. A las conexiones anteriormente descritas se las conoce como conexiones hacia delante (feedforward).

En el Gráfico 4.9 se muestra una red multicapa, en la que se puede ver que cada capa posee una matriz de peso $\mathbf{W}$, un vector de bias $\mathbf{b}$ y un vector de salida $\mathbf{a}$. Como se puede ver las salidas de cada una de las capas son las entradas de la capa siguiente, en el caso de las entradas envían señales a cada una de las neuronas de la capa 1.

Los roles que cumplen las capas de una red multicapa son distintos, en el caso de la primera capa o capa de entrada es la encargada de distribuir todas las entradas de la red en las distintas neuronas presentes, la capa de salida emite las salidas o respuestas de la red, las otras capas reciben el nombre de capas ocultas. En el caso del Gráfico 4.9 la red multicapa posee 2 capas ocultas y una capa de salida.

Gráfico 4.9 Red Neuronal Multicapa.

El diseño de una red neuronal multicapa dependerá básicamente de las especificaciones externas del problema a resolver, así tenemos el número de entradas y el número de salidas de la red. Por ejemplo si tenemos cuatro variables externas para ser usadas como entradas, existirán cuatro entradas a la red neuronal (capa de entrada).

En el caso de las capas ocultas de la red, el número de neuronas no se puede obtener de las especificaciones externas del problema a resolver, por lo que se debe realizar una búsqueda para encontrar el número óptimo de neuronas. Esta búsqueda se la hace mediante un método heurístico de prueba y error. En el caso de los bias se puede seleccionar neuronas con o sin bias. Pero en el caso de redes que tengan neuronas con bias estas serán más poderosas que en el caso de no tenerlas.

4.4. ALGORITMO DE APRENDIZAJE BACKPROPAGATION.

El algoritmo de aprendizaje Backpropagation basa su funcionamiento en el concepto de búsqueda del gradiente descendente para minimizar el error a través del ajuste de los pesos. Para el proceso de aprendizaje se requiere tener un juego de muestras en el que cada ejemplo contenga una muestra de entrada así como también las muestras de los objetivos de salida (aprendizaje supervisado). Estos objetivos de salida serán los encargados de corregir los pesos de la red. Este algoritmo de aprendizaje calcula el error en la salida para cada patrón.

Los pesos se pueden actualizar de dos formas:

- Tras presentar cada uno de los patrones
- Tras presentar el conjunto de entrenamiento total

El objetivo del algoritmo de aprendizaje Backpropagation es minimizar el error mínimo cuadrado. Para la etapa de entrenamiento se requiere de una parte de todas las muestras tomadas para el diseño de la red neuronal.

En la ecuación (4.6) se muestra el set de muestras que se utilizará para el aprendizaje de la red,

$$\{p_1, t_1, p_2, t_2, \dots, p_n, t_n\} \quad (4.6)$$

donde p_q es una entrada de la red y t_q es el correspondiente objetivo de salida.

Como cada entrada es aplicada a la red, la salida de la red es comparada con el objetivo deseado. El algoritmo debe ajustar los parámetros de la red para lograr minimizar el error cuadrático medio,

$$E_{\text{total}} = \sum E = \sum \left[\frac{1}{2} (t_q - o_q)^2 \right] \quad (4.7)$$

Donde $\mathbf{x}$ es el vector de los pesos y bías de la red. En el caso de que la red tenga múltiples salidas se generaliza de la siguiente forma:

$$\mathbf{y} = \mathbf{W}\mathbf{x} + \mathbf{b} = \mathbf{W}(\mathbf{x} - \mathbf{x}_0) + \mathbf{b} \quad (4.8)$$

El error cuadrático medio puede ser aproximado de la siguiente forma:

$$\mathbf{e} = \mathbf{y} - \mathbf{y}_0 = \mathbf{W}(\mathbf{x} - \mathbf{x}_0) + \mathbf{b} - \mathbf{y}_0 = \mathbf{W}(\mathbf{x} - \mathbf{x}_0) \quad (4.9)$$

donde el error cuadrático esperado es reemplazado por cada iteración k del error cuadrático.

El algoritmo descendente para la aproximación del error cuadrático medio es el siguiente:

$$\mathbf{W}_{k+1} = \mathbf{W}_k - \frac{\mathbf{e} \mathbf{x}^T}{\mathbf{x}^T \mathbf{x}}, \quad (4.10)$$

$$\mathbf{b}_{k+1} = \mathbf{b}_k - \frac{\mathbf{e}}{\mathbf{1}}, \quad (4.11)$$

donde k es el índice de aprendizaje.

4.5. APLICACIÓN DE UNA RED NEURONAL PARA EL ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA EN UN SISTEMA DE 9 BARRAS.

4.5.1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

Para el análisis de estabilidad transitoria del sistema de 9 barras (Anderson y Fouad) se realizaron simulaciones de corto circuitos trifásicos en cada una de las líneas de transmisión a distintas posiciones (25, 50 y 75%) por medio de la herramienta computacional DIgSILENT Power Factory. En el Gráfico 4.10 se muestra el sistema de 9 barras a ser analizado.

Cada una de las perturbaciones anteriormente señaladas se realizó bajo distintos escenarios de demanda (hora a hora) para los cuales se modificó las magnitudes (P y Q) de la demanda y generación.

Gráfico 4.10 Sistema de 9 barras (fuente *Power System Control and Stability* Anderson and Fouad)

Debido a la afectación de la estabilidad transitoria en las máquinas sincrónicas se monitorean las variables de potencia activa, potencia reactiva y el ángulo del rotor de cada generador con respecto a la máquina de referencia. El instante en que se van a monitorear las variables anteriormente señaladas es de 5 segundos luego de haber ocurrido la perturbación, se seleccionó este tiempo debido a la afectación que se puede presentar en el sistema, como por ejemplo que una o varias máquinas oscilen de forma creciente hasta llegar a un punto en que se pierda la condición estable (Gráfico 2.8). En la Tabla 4.1 se muestran el grupo de líneas utilizadas en las simulaciones.

Tabla 4.1 Líneas del Sistema de 9 barras utilizadas en las simulaciones

Líneas de Transmisión
Líneas 1
Líneas 2
Líneas 3
Líneas 4
Líneas 5
Líneas 6

Para las simulaciones de las perturbaciones y el monitoreo de las variables anteriormente señaladas se utilizó el programa DlgSILENT Power Factory por medio del lenguaje DPL descrito en el Capítulo 3.

4.5.2. ARQUITECTURA DE LA RED

Se utilizó una red feedforward totalmente conectada. Las neuronas de entrada solo realizan la función de distribuir los datos de entrada en todas las neuronas de la primera capa oculta. La función de activación de las capas ocultas es de tipo tangente hiperbólica y la función de la capa de salida es de tipo lineal.

La generación de potencia activa y reactiva debe ser escalada al intervalo entre $[-1,1]$ para evitar que las neuronas se saturen y trabajen siempre en la región lineal.

La inicialización de los pesos y bías de cada capa se la realiza aleatoriamente en el intervalo $[-1,1]$ con el algoritmo Nguyen Widrow [4]. Este algoritmo elige los valores a fin de distribuir las regiones activas de cada neurona equitativamente en las capas del espacio de entrada disminuyendo el tiempo de entrenamiento.

Armados de las t-uplas de entrada-salida

El número de neuronas para la capa de entrada será de seis (3 generadores considerando potencia activa y reactiva) y la capa de salida es de dos (2 ángulos de los rotores con respecto al de referencia), en este caso el generador de referencia no es tomado en cuenta debido a que el ángulo de este rotor será siempre (0).

El número de neuronas para las capas ocultas será determinado a través de un método heurístico de prueba y error. Se considera que mi primera capa oculta tendrá el doble de dimensión de mi segunda capa oculta y así sucesivamente.

En el Gráfico 4.11 se muestra la posible estructura de la red neuronal para análisis de estabilidad transitoria para un sistema de 9 barras.

Gráfico 4.11 Posible estructura de la red neuronal para el sistema de 9 barras.

Armado de conjuntos de entrenamiento, validación y test

Se considera que una red neuronal artificial ha sido entrenada con éxito si está en la capacidad de aproximar los valores de los patrones de entrenamiento y puede dar interpolaciones suaves para el espacio de datos no entrenado (conjuntos de validación y test).

De los datos del día en estudio se selecciona de forma aleatoria las duplas que formarán cada uno de los conjuntos de entrenamiento, validación y test. El conjunto de entrenamiento contiene el 60% de las muestras y los conjuntos de validación y test contienen el 20% [4]. De esta forma se está asegurando la capacidad predictiva de los ejemplos abarcados por los datos observados. En la Tabla 4.2 se muestra la matriz de entradas de la red neuronal a ser diseñada.

Tabla 4.2 Matriz de entradas de la red neuronal

GENERADOR 1		GENERADOR 2		GENERADOR 3	
P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)
64,449	58,226	159,565	15,254	82,999	1,885
64,449	58,226	159,565	15,254	82,999	1,885
64,449	58,226	159,565	15,254	82,999	1,885
77,838	29,454	162,205	29,676	84,604	1,309
77,838	29,454	162,205	29,676	84,604	1,309
77,838	29,454	162,205	29,676	84,604	1,309
74,042	54,771	159,408	28,074	83,351	4,105
74,042	54,771	159,408	28,074	83,351	4,105
74,042	54,771	159,408	28,074	83,351	4,105
72,703	28,703	160,132	17,562	83,718	3,041
72,703	28,703	160,132	17,562	83,718	3,041
72,703	28,703	160,132	17,562	83,718	3,041
70,781	9,823	159,608	39,357	83,523	7,131
70,781	9,823	159,608	39,357	83,523	7,131
70,781	9,823	159,608	39,357	83,523	7,131
...					
...					
...					

En la Tabla 4.3 se muestra la matriz de salida de la red neuronal.

Tabla 4.3 Matriz de salida de la red neuronal

Ángulos	
$\delta_2 - \delta_1$	$\delta_3 - \delta_1$
1,448	0,008
1,448	0,008
1,448	0,008
1,476	0,002
1,476	0,002
1,476	0,002
1,454	0,071
1,454	0,071
1,454	0,071
...	
...	
...	

El número de simulaciones realizadas en DigSILENT Power Factory es de 432 (1 día, 24 horas, 6 líneas y 3 posiciones de corto circuito). Por lo que el conjunto

de entrenamiento estará conformado por 260 muestras y los conjuntos de validación y test por 86 cada uno.

4.5.3. RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES

Se utiliza para simular la red neuronal feed-forward el software MatLab, instalado en una PC con un procesador de 1.8 GHz y 1.5 Gb de RAM. El análisis se inicio con una estructura de red [6, 24, 12, 2].

4.5.4. CRITERIO DE PARADA

Como criterio de parada se utilizará la curva del error del conjunto de validación, la red neuronal deberá parar la actualización de los pesos en el mínimo valor del error de validación, esto para asegurar la capacidad de generalización de la red. Este criterio permite asegurar la convergencia de la red y permite eliminar el sobreentrenamiento (overfitting), en el que los errores de entrenamiento seguirán disminuyendo pero los errores de validación y test se incrementarán. En el Gráfico 4.12 se esquematiza este algoritmo.

Gráfico 4.12 Aprendizaje del número de épocas

4.5.5. ANÁLISIS DEL NÚMERO DE ÉPOCAS

Una época se obtiene cuando se han actualizado todas las muestras de entrenamiento (pesos y bías). Para conocer el valor de las épocas necesarias para que el error de entrenamiento sea el mínimo se simularon redes de 1000, 2000 y 3000 épocas. En la Tabla 4.4 se muestra la comparación de los valores de entrenamiento para cada uno de los casos anteriormente señalados.

Tabla 4.4 Determinación del número de épocas

ÉPOCAS	ENTRENAMIENTO	VALIDACIÓN	TEST	PARADA
1.000	2,75E-06	6,51E-06	5,92E-06	1.000
2.000	4,38E-07	1,03E-06	2,09E-06	1.900
3.000	2,12E-07	8,09E-07	1,73E-06	3.000

El número de épocas a considerar en el diseño de la red neuronal es de 3.000, utilizando como criterio de parada el detallado anteriormente.

4.5.6. ANÁLISIS DEL NÚMERO DE NEURONAS EN LAS CAPAS OCULTAS

Se realizaron cinco simulaciones considerando las siguientes estructuras en las capas ocultas. En la Tabla 4.5 se resumen los resultados obtenidos.

Tabla 4.5 Determinación del número de neuronas en las capas ocultas

RED NEURONAL	ENTRENAMIENTO	VALIDACIÓN	TEST	PROMEDIO	TIEMPO [s]
[6,12,6,2]	6,97E-06	1,32E-05	1,29E-05	1,47E-05	40,94
	9,27E-06	1,86E-05	1,44E-05		40,36
	6,36E-06	9,92E-06	1,19E-05		40,16
	1,02E-06	1,34E-05	1,62E-05		40,47
	9,78E-06	1,69E-05	1,83E-05		40,35
[6,24,12,2]	3,18E-06	6,79E-06	6,63E-06	5,80E-06	49,64
	2,90E-06	6,12E-06	6,40E-06		49,46
	2,67E-06	4,52E-06	4,68E-06		49,39
	1,94E-06	4,32E-06	3,93E-06		49,65
	4,13E-06	9,42E-06	7,35E-06		49,52
[6,36,18,2]	2,49E-06	4,78E-06	4,73E-06	4,47E-06	57,63
	2,72E-06	6,33E-06	5,04E-06		56,51
	2,13E-06	4,13E-06	3,85E-06		56,54
	2,96E-06	5,52E-06	5,14E-06		55,96
	2,05E-06	4,44E-06	3,61E-06		49,52

La estructura óptima para la modelación del fenómeno de estabilidad transitoria será de [6, 36, 18, 2]. Esta estructura cumple con el mínimo error de test (4,478E-06). En el Gráfico 4.13 se muestra la estructura de la red neuronal a ser diseñada.

Gráfico 4.13 Estructura de la red neuronal para el sistema de 9 barras

Con el misma estructura de la red neuronal se analizó su comportamiento al tener solamente como variables de entrada la potencia activa de cada uno de los generadores, los resultados fueron bastante similares por lo que debido a este análisis se concluyó que la red neuronal solo tenga entradas de la potencia activa de cada uno de los generadores, con lo que se reduce el tiempo de procesamiento de información de la red. La estructura de la red neuronal es [3, 36, 18, 2] debido a que la capa de entrada solo maneja 3 variables.

En la Tabla 4.6 se muestra el análisis del comportamiento de la estructura óptima de la red neuronal solamente con entradas de potencia activa de cada uno de los generadores.

Tabla 4.6 Comportamiento de la red neuronal solamente con entradas de potencia activa de los generadores

RED NEURONAL	ENTRENAMIENTO	VALIDACIÓN	TEST	PROMEDIO	TIEMPO [s]
[3,36,18,2]	2,48E-06	4,79E-06	4,70E-06	4,40E-06	50,53
	2,71E-06	6,30E-06	5,10E-06		49,51
	2,14E-06	4,11E-06	3,90E-06		50,44
	2,98E-06	5,70E-06	5,20E-06		51,67
	2,04E-06	4,10E-06	3,10E-06		49,78

En la Tabla 4.7 se muestra la comparación de los tiempos de simulación de la red neuronal con entradas de potencia activa y reactiva con la red neuronal con entradas solamente de potencia activa.

Tabla 4.7 Comparación del tiempo de entrenamiento de la red neuronal con diferentes variables de entrada

	ENTRADA (P y Q)	ENTRADA (P)
	TIEMPO [s]	TIEMPO [s]
	57,63	50,53
	56,51	49,51
	56,54	50,44
	55,96	51,67
	49,52	49,78
PROMEDIO	55,232	50,386

Como se puede ver existe una reducción del tiempo de entrenamiento de la red neuronal sólo tomando en cuenta como entradas las potencias activas de cada uno de los generadores. En el Gráfico 4.14 se muestra la estructura de la red neuronal con entradas de potencia activa de cada uno de los generadores.

Gráfico 4.14 Estructura óptima de la red neuronal para el sistema de 9 barras

4.5.7. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS POR LA RED NEURONAL

Una vez que se ha fijado el número de épocas (3.000) y la estructura de la red neuronal [3 36 18 2], debido a la inicialización aleatoria de los pesos se requiere analizar el desempeño de la red para varias simulaciones. En la Tabla 4.8 se muestran 10 simulaciones de la arquitectura de la red neuronal propuesta.

Tabla 4.8 Simulaciones de la red neuronal propuesta

SIMULACION	ENTRENAMIENTO	VALIDACIÓN	TEST
1	1,416E-06	3,775E-06	2,993E-06
2	1,327E-06	2,324E-06	2,108E-06
3	1,686E-06	4,767E-06	3,822E-06
4	2,039E-06	3,991E-06	2,508E-06
5	1,780E-06	4,610E-06	3,642E-06
6	1,823E-06	5,610E-06	4,743E-06
7	1,590E-06	6,147E-06	5,149E-06
8	1,000E-06	4,249E-06	2,748E-06
9	2,390E-06	7,870E-06	5,965E-06
10	2,033E-06	6,079E-06	4,822E-06
PROMEDIO	1,708E-06	4,942E-06	3,850E-06

El desempeño promedio de la red neuronal para el período de test es de $3,85E-06$ (error cuadrático medio de la muestra).

En el Gráfico 4.15 se muestra la comparación de una de las muestras de la red (a las 07:00-demanda mínima) neuronal diseñada con los datos reales de los ángulos de los rotores de los generadores de las máquinas G2 y G3 obtenidos por medio de las simulaciones en DIgSILENT.

Gráfico 4.15 Comparación de la red neuronal con los datos reales

En la Tabla 4.9 se muestra los errores absolutos entre la red neuronal y los datos reales de los ángulos de los rotores de los generadores para los datos del Gráfico 4.15.

Tabla 4.9 Error de la red neuronal

GENERADORES	REAL δ	RED NEURONAL δ	ERROR
G2	56,20	56,13	1,25E-03
G3	58,95	58,93	3,39E-04
PROMEDIO			7,93E-04

El error absoluto promedio de los ángulos de los rotores de los generadores con respecto a la barra de referencia fue de 0,0007924 %.

En el Gráfico 4.16 y Gráfico 4.17 se muestra la comparación de los datos reales con los datos obtenidos por la red neuronal para demanda media (13:00) y máxima (20:00).

Gráfico 4.16 Comparación de la red neuronal con los datos reales (demanda media)

Gráfico 4.17 Comparación de la red neuronal con los datos reales (demanda máxima)

CAPÍTULO 5

DISEÑO DE UNA RED NEURONAL PARA ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA

5.1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

Para el análisis de estabilidad transitoria del Sistema Ecuatoriano se modelara y simulara el Sistema con las siguientes hipótesis.

- Se considerara el parque de generación hidrotérmico actualizado a marzo de 2008.
- Se utilizarán para las simulaciones los datos de generación y demandas ex – post del período comprendido entre el lunes 10 de diciembre al domingo 16 de diciembre de 2007 (período de estiaje) y del lunes 10 de marzo al domingo 16 de marzo del 2008 (período lluvioso). Estos datos son provenientes de la base de datos de la Dirección de Operaciones (Análisis Post-Operativo) de la Corporación CENACE.

Para el análisis de estabilidad transitoria del Sistema Eléctrico Ecuatoriano se realizaron simulaciones de perturbaciones (cortos circuitos trifásicos) en un grupo de líneas de 138 y 230kV, así como también la salida de unidades de generación de mayor potencia efectiva de entrega de las principales centrales de generación del sistema, lo que permitía analizar la afectación de pérdida de generación y carga.

En el Gráfico 5.1 se muestra el Sistema Eléctrico Ecuatoriano.

Gráfico 5.1 Sistema Eléctrico Ecuatoriano

En la Tabla 5.1 se muestran las líneas utilizadas en las simulaciones.

Tabla 5.1 Líneas del Sistema utilizadas en las simulaciones

Líneas	Voltaje
Carmen-Papallacta	138 kV
Cuenca-Loja	138 kV
Daule Peripa-Portoviejo	138 kV
Daule Peripa-Quevedo	138 kV
Milagro-Babahoyo	138 kV
Mulalo-Vicentina	138 kV
Pascuales-Electroquil	138 kV
Pascuales-Policentro	138 kV
Santo Domingo-Esmeraldas	138 kV
San Idelfonso-Machala	138 kV
Santa Rosa-Subestación #19	138 kV
Santa Rosa-Vicentina	138 kV
Totoras-Agoyán	138 kV
Totoras-Ambato	138 kV
Trinitaria-Salitril	230kV

En la Tabla 5.2 se muestran las centrales de generación a ser utilizados en las simulaciones (salida de generación).

Tabla 5.2 Centrales de generación del Sistema utilizados en las simulaciones

Centrales de generación
Esmeraldas
San Francisco
Trinitaria
Gonzalo Zevallos
Paute
Marcel Laniado de Wind
Agoyán

Se realizaron simulaciones de los cortos circuitos trifásicos en las líneas anteriormente mencionadas en dos posiciones, al 33 y al 66 % de la línea. En el caso de la salida de generación se realizaron simulaciones de la salida de la unidad de mayor potencia efectiva. Cada una de estas simulaciones se las realizó bajo distintos escenarios de demanda (hora a hora) y para cada uno de los días de las semanas en estudio.

Debido a la afectación de la estabilidad transitoria en las máquinas sincrónicas se escogió un grupo de generadores tanto térmicos como hidroeléctricos (mayor potencia efectiva) del sistema, para monitorear las variables de potencia activa y el ángulo del rotor del generador con respecto al de la barra de referencia. El instante en el que se monitorean las variables anteriormente señaladas es de 5[s] luego de haber ocurrido la perturbación. En la Tabla 5.3 se muestran los generadores a ser monitoreados

Tabla 5.3 Generadores del Sistema monitoreados

GENERADORES
ESMERALDAS
PAUTE Unidad #1
PAUTE Unidad #2
PAUTE Unidad #3
PAUTE Unidad #4
PAUTE Unidad #5
PAUTE Unidad #6
PAUTE Unidad #7
PAUTE Unidad #8
PAUTE Unidad #9
PAUTE Unidad #10
SAN FRANCISCO Unidad #1
SAN FRANCISCO Unidad #2
MARCEL LANIADO DE WIND Unidad #1
MARCEL LANIADO DE WIND Unidad #2
MARCEL LANIADO DE WIND Unidad #3
GONZALO ZEVALLOS TV2
GONZALO ZEVALLOS TV3
ELECTROQUIL Unidad #1
ELECTROQUIL Unidad #2
ELECTROQUIL Unidad #3
ELECTROQUIL Unidad #4

Este análisis se lo realizó con datos ex – post para distintos escenarios, para esto fue necesario realizar variaciones en las magnitudes de generación (potencia activa y reactiva) y demanda (potencia activa y reactiva). Esta información es manejada por el Área de Análisis de la Operación de la Corporación CENACE y validada, luego de contrastar los datos de los Agentes del MEM (Mercado Eléctrico Mayorista) y operadores de los Países interconectados con la información de las UTR's (Unidad Terminal Remota).

Dispositivos del sistema, como transformadores, LTC's, reactores y capacitores varían en cuanto a su operación, como por ejemplo posición del tap en el caso de transformadores, conexión de capacitores, posición del LTC, etc. Esta información también es necesaria para la correcta simulación del sistema, la misma que es proporcionada por las UTR's y base de datos de la Dirección de Operaciones de la Corporación CENACE (Network Manager).

Debido a la gran cantidad de información que se maneja para las simulaciones de los distintos escenarios del sistema en estudio, fue necesaria la implementación de un proceso automático que cargue los valores de las variables anteriormente detalladas a la modelación de los sistemas a ser simulados en DlgSILENT. Este proceso se lo realizó mediante el lenguaje DOLE que permite la importación y exportación de datos. En el Gráfico 5.2 se muestra la estructura de un archivo DOLE.

```

220208 - Notepad
File Edit Format View Help
dole/dbupd/fkey
cls/out
ac/de all
ac P01.IntCase
echo Cargando datos de demanda...
set/def obj=ElmLod var=plini,qlini
set/fkey obj=C_Espejo val=10.65,2.65
set/fkey obj=C_Amba val=8.80,3.20
set/fkey obj=C_Puyo val=3.50,2.50
set/fkey obj=C_Tena val=2.40,1.50
set/fkey obj=C_Toto val=20.30,6.80
set/fkey obj=C_azogu val=6.05,1.33
set/fkey obj=C_CSur val=79.15,31.96
set/fkey obj=C_Calderon val=22.09,5.30
set/fkey obj=C_Caro+12 val=9.65,2.30
set/fkey obj=C_CDG_EQL val=0.00,0.00
set/fkey obj=C_CDG_PAS val=0.00,0.00
set/fkey obj=C_Cibs_Gyq val=21.47,4.21
set/fkey obj=C_Chb_Gyq val=17.57,3.45
set/fkey obj=C_CRM val=0.00,0.00
set/fkey obj=C_CSA_IBA val=0.00,0.00
set/fkey obj=C_Loja val=19.40,11.20
set/fkey obj=C_Elep_Amba val=7.10,2.50
set/fkey obj=C_Elep_Mula val=23.30,9.80
set/fkey obj=C_Emaap val=0.00,0.00
set/fkey obj=C_Emelec_PAS val=78.90,19.20
set/fkey obj=C_Emelec_PCanPra val=42.08,11.12
set/fkey obj=C_Emelec_POL val=70.70,15.30
set/fkey obj=C_Emelec_Guasmo val=4.40,1.16
set/fkey obj=C_Emelec_Portu val=16.33,4.32
set/fkey obj=C_Emelesa val=40.00,14.20
set/fkey obj=C_Emelgur_DCE val=48.00,17.60
set/fkey obj=C_Egur_MIL val=10.40,3.30
set/fkey obj=C_Egur_PAS val=32.60,13.40
set/fkey obj=C_Egur_QVD val=28.50,10.60
set/fkey obj=C_Norte_TUL val=7.50,2.10
set/fkey obj=C_Eloro_1 val=11.98,2.80

```

Gráfico 5.2 Estructura de un archivo DOLE

La generación de los archivos DOLE's, de cualquier día a ser estudiado se los realiza mediante la aplicación **Transformer**, la misma que recopila información, como: demanda, generación, compensación reactiva, topología de la red entre otros, almacenada en el Network Manager de la Corporación CENACE. Esta aplicación ha sido desarrollada y depurada por los funcionarios de la Corporación.

Cabe señalar que un archivo DOLE se lo carga de igual forma que en la importación de un caso de estudio, escenario o comando DPL, pero con la

diferencia que este debe activar un caso de estudio para poder modificar las variables deseadas. En el Gráfico 5.3 se muestra como importar un archivo DOLE. Un archivo DOLE modifica los valores de las variables de todos los elementos de una base de datos como podemos ver en el Gráfico 5.2 (ElmLod=elemento de carga, var=definición de variables, plini=potencia activa, qlini=potencia reactiva).

Gráfico 5.3 Importación de un archivo DOLE

Con la información anteriormente señalada se procederá a simular las distintas perturbaciones a ser analizadas en este proyecto.

Las simulaciones de las perturbaciones se las realizará a través de la herramienta DPL (DIgSILENT Programming Language) mencionada en el Capítulo 3.

En el Gráfico 5.4 se muestra la variación de los ángulos de dos generadores con respecto a la barra de referencia por medio del programa Power Factory DIgSILENT.

Gráfico 5.4 Monitoreo de dos generadores (ángulo del rotor con respecto al de la barra de referencia) ante una perturbación al tiempo 0 [s]

En el Anexo #1 se encuentra el código fuente para las perturbaciones en las líneas de transmisión y en el Anexo #2 el código fuente para la salida de unidades de generación.

5.2. ARQUITECTURA DE LA RED

Se utilizó una red feed-forward totalmente conectada. Las neuronas de entrada sólo realizan la función de distribuir los datos de entrada en todas las neuronas de la primera capa oculta. La función de activación de las capas ocultas es de tipo tangente hiperbólica y la función de activación de la capa de salida es de tipo lineal.

Algoritmo de entrenamiento

La inicialización de los pesos y el algoritmo de actualización de los pesos serán los mismos que se utilizaron en el Capítulo 4.

Armados de las t-uplas de entrada-salida

El número de neuronas para la capa de entrada será de 22 (correspondiente a los 22 generadores a ser estudiados) y la capa de salida es de 22 (22 ángulos de los rotores con respecto a la barra de referencia). Debido a la información que se manejó con respecto al período de simulación (estiaje y lluvioso) se ingresara como información adicional una variable que permita diferenciar la época en que se realizan las simulaciones (1: estiaje y 2: lluvioso), fallas en las líneas (1) o salida de unidades de generación (2)). Se ha demostrado que estas variables ayudan a mejorar el desempeño de la red (identificación de patrones). Con lo que el número de neuronas de la capa de entrada será de 24.

El número de neuronas en las capas ocultas es encontrado mediante un método heurístico de prueba y error. Se considera que mi primera capa oculta tendrá el doble de dimensión de mi segunda capa oculta. En la literatura se establece como una estructura óptima a una red neuronal con 2 capas ocultas [4].

Se inició el análisis con una red MLP [24, 100, 50, 22].

Armado de los conjuntos de entrenamiento validación y test

De los datos de las semanas en estudio (época de estiaje y lluvioso) se selecciona aleatoriamente las duplas que conformarán cada uno de los conjuntos de entrenamiento, validación y test. Los conjuntos de entrenamiento, validación y test contendrán el 80 %, 10 % y 10 % de las muestras totales respectivamente. Para encontrar la distribución óptima de entrenamiento, validación y test se realizaron algunas simulaciones de la red con otros grupos (60%, 20%, 20%).

El número total de muestras obtenidas en las simulaciones realizadas en DigSILENT Power Factory es de 9341, por lo que el conjunto de entrenamiento

contiene 5605 muestras y los conjuntos de validación y test contienen 1868 muestras cada uno.

5.3. CRITERIO DE PARADA

Se tomará como criterio de parada del entrenamiento de la red neuronal la utilización de la curva del error del conjunto de validación, la red neuronal deberá parar la actualización de los pesos en el mínimo valor del error de validación, esto para asegurar la capacidad de generalización de la red.

En el Gráfico 5.5 se esquematiza este criterio.

Gráfico 5.5 Aprendizaje de la red neuronal

5.4. ANÁLISIS DEL NÚMERO DE ÉPOCAS

Tanto el número de épocas y de neuronas son elementos de la red neuronal que deberán ser dimensionados, por lo que para encontrar la estructura óptima se debe desarrollar un método heurístico, en el que se analice el

comportamiento de la red neuronal a través de los parámetros de error de test y desviación estándar.

Para conocer el número de épocas necesarias para que el error de entrenamiento sea el mínimo se simularon redes de 6.000, 8.000, 10.000 y 20.000 épocas. En la Tabla 5.4 se muestra la comparación de los valores de entrenamiento para cada uno de los casos anteriormente señalados.

Tabla 5.4 Determinación del número de épocas

ÉPOCAS	ENTRENAMIENTO	VALIDACIÓN	TEST	PARADA
6.000	2,40E-03	3,90E-03	4,30E-03	3.354
8.000	2,20E-03	3,80E-03	4,10E-03	3.095
10.000	1,50E-03	3,30E-03	3,70E-03	3.341
20.000	1,60E-03	3,40E-03	2,60E-03	4.188

El número de épocas a considerar en el diseño de la red neuronal es de 4.000.

5.5. ANÁLISIS DEL NÚMERO DE NEURONAS EN LAS CAPAS OCULTAS

Se realizaron 5 simulaciones considerando las siguientes estructuras en las capas ocultas. En la Tabla 5.5 se resumen los resultados obtenidos.

Tabla 5.5 Determinación del número de neuronas en las capas ocultas

RED NEURONAL	ENTRENAMIENTO	VALIDACIÓN	TEST	PROMEDIO	TIEMPO [min]
[24,50,25,22]	2,20E-03	3,80E-03	4,10E-03	4,14E-03	75,31
	2,10E-03	3,70E-03	4,00E-03		73,45
	2,08E-03	3,50E-03	3,70E-03		75,34
	1,90E-03	3,30E-03	4,40E-03		74,10
	2,20E-03	2,90E-03	4,50E-03		74,22
[24,100,50,22]	1,90E-03	3,60E-03	2,90E-03	2,94E-03	134,51
	1,80E-03	3,50E-03	3,00E-03		135,51
	1,78E-03	3,67E-03	3,10E-03		136,51
	1,88E-03	3,10E-03	3,20E-03		138,50
	1,99E-03	3,00E-03	2,50E-03		133,21
[24,200,100,22]	1,60E-03	3,40E-03	2,60E-03	2,46E-03	295,25
	1,20E-03	3,30E-03	2,50E-03		294,31
	1,10E-03	3,50E-03	2,30E-03		297,31
	1,40E-03	3,40E-03	2,70E-03		298,34
	1,70E-03	3,60E-03	2,20E-03		299,31
[24,300,150,22]	1,50E-03	3,30E-03	3,70E-03	3,68E-03	579,87
	1,40E-03	3,40E-03	3,60E-03		580,11
	1,60E-03	3,50E-03	3,40E-03		581,21
	1,70E-03	3,60E-03	3,80E-03		582,32
	1,45E-03	3,70E-03	3,90E-03		583,31

La estructura óptima para la modelación del fenómeno de estabilidad transitoria para el Sistema Eléctrico Ecuatoriano será de [24, 200, 100, 22]. Esta estructura presenta un error de test mínimo de (2.46 E-03). En el Gráfico 5.6 se muestra la estructura de la red neuronal a ser diseñada.

Gráfico 5.6 Estructura de la red neuronal para el Sistema Eléctrico del Ecuador (líneas y salida de generación)

5.6. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

Luego de encontrar el número de épocas y la estructura de la red neuronal, debido a la inicialización aleatoria de los pesos se requiere analizar el desempeño de la red para varias simulaciones. En la Tabla 5.6 se muestran 10 simulaciones de la arquitectura de la red neuronal propuesta [24,200, 100, 22].

Tabla 5.6 Simulaciones de la red neuronal propuesta (líneas y salida de generación)

SIMULACION	ENTRENAMIENTO	VALIDACIÓN	TEST
1	1,60E-03	3,40E-03	2,60E-03
2	1,70E-03	3,30E-03	2,80E-03
3	1,80E-03	3,80E-03	3,00E-03
4	1,90E-03	3,70E-03	2,90E-03
5	1,60E-03	3,40E-03	2,60E-03
6	1,70E-03	3,90E-03	2,90E-03
7	1,80E-03	3,90E-03	2,90E-03
8	2,00E-03	3,10E-03	2,90E-03
9	1,90E-03	3,90E-03	2,90E-03
10	1,60E-03	3,40E-03	2,60E-03
PROMEDIO	1,76E-03	3,58E-03	2,81E-03

El desempeño de la red neuronal para el período de test es de 2.81 E-03 (error cuadrático medio de la muestra).

En el Gráfico 5.7 por medio de un histograma se muestran las diferencias de los ángulos reales con los obtenidos por medio de la red neuronal (error).

Gráfico 5.7 Histograma de los ángulos reales con los obtenidos por la red neuronal.

Se puede ver que el histograma del Gráfico 5.7 se asemeja a una distribución normal con una media de 0,0411 y una desviación estándar de 5,71. La probabilidad de que las muestras se encuentren en un rango de $3\cdot\sigma$ (17,132) es

de 98,34 %. La mayor diferencia entre los ángulos reales con los obtenidos por medio de la red neuronal esta en el orden de 99,73°.

En los siguientes gráficos se muestran la comparación de los ángulos entre las salidas de la red neuronal con respecto a los reales, para distintos casos de demanda e hidrología.

Fallas en las líneas de transmisión

Período lluvioso

- a) Corto circuito en la línea de transmisión Santo Domingo-Esmeraldas al 33% lunes 01:00.

Gráfico 5.8 Perturbación línea Santo Domingo-Esmeraldas

b) Corto circuito en la línea de transmisión Carmen-Papallacta al 33% lunes 15:00.

Gráfico 5.9 Perturbación Carmen-Papallacta

c) Corto circuito en la línea de transmisión Mulalo-Vicentina al 66% martes 04:00.

Gráfico 5.10 Perturbación Mulalo-Vicentina

d) Corto circuito en la línea de transmisión Molino-Cuenca al 66% jueves 04:00.

Gráfico 5.11 Perturbación Molino-Cuenca

Período de estiaje

a) Corto circuito en la línea de transmisión Daule-Peripa-Portoviejo al 66% miércoles 10:00.

Gráfico 5.12 Perturbación Daule Peripa-Portoviejo

b) Corto circuito en la línea de transmisión Pascuales-Policentro al 66% jueves 12:00.

Gráfico 5.13 Perturbación Pascuales-Policentro

c) Corto circuito en la línea de transmisión Totoras-Ambato al 33% viernes 04:00.

Gráfico 5.14 Perturbación Totoras-Ambato

Salida de unidades de generación

Período lluvioso

a) Salida del generador Esmeraldas martes 12:00.

Gráfico 5.15 Perturbación Esmeraldas

b) Salida del generador Marcel Laniado de Wind Unidad #1 viernes 19:00.

Gráfico 5.16 Perturbación Marcel Laniado de Wind Unidad #1

Período de estiaje

a) Salida del generador Agoyán Unidad #1 miércoles 18:00.

Gráfico 5.17 Perturbación Agoyán Unidad #1

b) Salida del generador Gonzalo Zevallos Unidad # 2 jueves 22:00.

Gráfico 5.18 Perturbación Gonzalo Zevallos Unidad #2

En el Anexo #3 se muestran los errores absolutos para cada uno de los casos anteriormente mostrados por los Gráficos 5.8 hasta 5.18.

Se puede concluir que el comportamiento de la red presenta un error absoluto promedio de $3,07^\circ$. Para mejorar los resultados de los ángulos de los rotores de los generadores se diferenciarán las muestras de fallas trifásicas y salida de generación mediante el diseño de dos redes neuronales, una para cada problema. Esto debido principalmente a las diferencias entre las perturbaciones analizadas.

5.7. APLICACIÓN DE UNA RED NEURONAL CONSIDERANDO CORTOCIRCUITOS EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.

5.7.1. ARQUITECTURA DE LA RED

Se utilizó una red feed-forward totalmente conectada.

Algoritmo de entrenamiento

La inicialización de los pesos y el algoritmo de actualización de los pesos serán los mismos que se utilizaron en el Capítulo 4.

Armados de las t-uplas de entrada-salida

Debido a la información que se manejó con respecto al período de simulación (estiaje y lluvioso), se ingresará como información adicional una variable que permita diferenciar la época en que se realizan las simulaciones, así como también una variable que distinga el día en que se realizó el análisis (1:lunes, 2:martes,...,7:domingo). Con lo que el número de neuronas de la capa de entrada será de 24.

5.7.2. ANÁLISIS DEL NÚMERO DE ÉPOCAS

De igual forma que la red neuronal anteriormente diseñada se desarrolló un método heurístico para encontrar la estructura óptima de la red, el análisis del desempeño de esta red se inició con una estructura [24, 50, 25, 22].

Para conocer el número de épocas necesarias para que el error de entrenamiento sea el mínimo se simularon 10.000, 15.000, 20.000 y 30.000 épocas. En la Tabla 5.7 se muestra la comparación de los valores de entrenamiento para cada uno de los casos anteriormente señalados.

Tabla 5.7 Determinación del número de épocas

ÉPOCAS	ENTRENAMIENTO	VALIDACIÓN	TEST	PARADA
10.000	2,20E-03	2,60E-03	2,60E-03	9.000
15.000	1,80E-03	1,80E-03	1,90E-03	14.000
20.000	1,40E-03	1,60E-03	1,50E-03	19.000
30.000	1,00E-03	1,10E-03	1,20E-03	28.000

El número de épocas a considerar en el diseño de esta red neuronal (muestras de líneas) será de 30.000, ya que presento el menor error de test.

5.7.3. ANÁLISIS DEL NÚMERO DE NEURONAS EN LAS CAPAS OCULTAS

Se realizaron 5 simulaciones considerando las siguientes estructuras en las capas ocultas. En la Tabla 5.8 se resumen los resultados obtenidos.

Tabla 5.8 Determinación del número de neuronas en las capas ocultas

RED NEURONAL	ENTRENAMIENTO	VALIDACIÓN	TEST	PROMEDIO	TIEMPO [min]
[24,50,25,22]	2,20E-03	2,60E-03	2,60E-03	2,64E-03	166,94
	2,10E-03	2,40E-03	2,40E-03		168,90
	2,40E-03	2,70E-03	2,70E-03		169,94
	2,50E-03	2,90E-03	2,90E-03		167,94
	2,20E-03	2,60E-03	2,60E-03		168,90
[24,100,50,22]	3,21E-04	5,79E-04	4,98E-04	5,12E-04	479,80
	3,22E-04	5,90E-04	5,00E-04		480,81
	3,30E-04	6,10E-04	5,50E-04		482,80
	3,23E-04	5,81E-04	5,10E-04		483,90
	3,22E-04	5,90E-04	5,00E-04		480,81
[24,200,100,22]	6,12E-04	9,70E-04	9,09E-04	9,14E-04	773,59
	6,30E-04	9,75E-04	9,12E-04		775,90
	6,40E-04	9,90E-04	9,20E-04		775,50
	6,12E-04	9,70E-04	9,09E-04		773,59
	6,50E-04	9,90E-04	9,22E-04		778,59

La estructura óptima para la modelación del fenómeno de estabilidad transitoria (muestras de líneas) del Sistema Eléctrico Ecuatoriano será de [24, 100, 50, 22]. Esta estructura presenta el menor test (5,12 E-04). En el Gráfico 5.19 se muestra la estructura de la red neuronal a ser diseñada.

Gráfico 5.19 Estructura de la red neuronal para el Sistema Eléctrico del Ecuador (muestras de líneas)

5.7.4. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

Luego de encontrar el número de épocas y la estructura de la red neuronal, debido a la inicialización aleatoria de los pesos se requiere analizar el desempeño de la red para varias simulaciones. En la Tabla 5.9 se muestran 10 simulaciones de la arquitectura de la red neuronal propuesta.

Tabla 5.9 Simulaciones de la red neuronal propuesta (líneas)

SIMULACION	ENTRENAMIENTO	VALIDACIÓN	TEST
1	3,21E-04	5,79E-04	4,98E-04
2	3,22E-04	5,80E-04	5,00E-04
3	3,30E-04	6,10E-04	5,50E-04
4	3,23E-04	5,81E-04	5,10E-04
5	3,22E-04	5,80E-04	5,00E-04
6	3,40E-04	6,20E-04	5,60E-04
7	3,21E-04	5,79E-04	4,98E-04
8	3,23E-04	5,81E-04	5,10E-04
9	3,40E-04	6,20E-04	5,60E-04
10	3,23E-04	5,81E-04	5,10E-04
PROMEDIO	3,27E-04	5,91E-04	5,20E-04

En el Gráfico 5.20 por medio de un histograma se muestran las diferencias de los ángulos reales con los obtenidos por medio de la red neuronal (error).

Gráfico 5.20 Histograma de los ángulos reales con los obtenidos por la red neuronal.

Se puede ver que el histograma del Gráfico 5.20 se asemeja a una distribución normal con una media de 0,0605 y una desviación estándar de 1,72. La probabilidad de que las muestras se encuentren en un rango de 3σ (5,173) es de 98,49 %. La mayor diferencia entre los ángulos reales con los obtenidos por medio de la red neuronal esta en el orden de 23°.

Para realizar una comparación entre el rendimiento de ambas redes neuronales sólo tomaremos en cuenta las muestras de líneas para la primera red (líneas y salida de generación). Esta comparación se muestra en la Tabla 5.10.

Tabla 5.10 Comparación de la desviación estándar entre las muestras de líneas

Red Neuronal (líneas y salida de generación)			Red Neuronal (líneas)		
Estructura	Error promedio	Desviación Estándar	Estructura	Error promedio	Desviación Estándar
(24, 200, 100, 22)	3,07	3,68	(24, 100, 50, 22)	0,9342	1,72

De acuerdo a lo mostrado en la Tabla 5.10 se puede concluir que la red neuronal al manejar solamente muestras de perturbaciones en las líneas de transmisión es más precisa que al incluir ambas perturbaciones (líneas y salida de generación). En la ecuación 5.1 se muestra el índice de reducción de los errores de la red neuronal (líneas) con respecto a la red neuronal completa (líneas y salida de generación).

$$\text{Índice de Reducción de Errores} = 100 \left(1 - \frac{1,72}{3,68} \right) \quad (5.1)$$

$$\text{Índice de Reducción de Errores} = 100 \left[1 - \frac{1,72}{3,68} \right] = 54,55\% \quad (5.2)$$

La reducción de errores es del 54.55%.

En los siguientes gráficos se muestran la comparación de los ángulos entre las salidas de la red neuronal con respecto a los reales, para distintos casos de demanda e hidrología.

Período lluvioso

- a) Corto circuito en la línea de transmisión Santo Domingo-Esmeraldas al 33% lunes 01:00

Gráfico 5.21 Perturbación línea Santo Domingo-Esmeraldas

- b) Corto circuito en la línea de transmisión Pascuales-Policentro al 33% martes 17:00

Gráfico 5.22 Perturbación líneas Pascuales-Policentro

Período de estiaje

- a) Corto circuito en la línea de transmisión Milagro-Babahoyo al 33% lunes 13:00.

Gráfico 5.23 Perturbación líneas Molino-Babahoyo

- a) Corto circuito en la línea de transmisión Daule Peripa-Quevedo al 33% jueves 05:00.

Gráfico 5.24 Perturbación líneas Daule Peripa-Quevedo

En el Anexo #4 se muestran los errores absolutos para cada uno de los casos anteriormente mostrados por los Gráficos 5.21 hasta 5.24.

Se puede ver que el Gráfico 5.21 presenta la misma muestra analizada en la red neuronal (líneas y salida de generación), en el Gráfico 5.25 se muestra la comparación de la red neuronal que analiza líneas y generación con la red neuronal que analiza sólo líneas.

RED NEURONAL CON MUESTRAS DE LÍNEAS Y SALIDA DE GENERACIÓN

RED NEURONAL CON MUESTRAS DE LÍNEAS

Gráfico 5.25 Comparación red neuronal con muestras de líneas y salida de generación con red neuronal con muestras de líneas (Corto circuito trifásico línea Santo Domingo-Esmeraldas al 33%, lunes 01:00 período lluvioso)

Por lo tanto el comportamiento de la red neuronal con muestras solo de líneas tiene una mayor precisión que en el caso de la red neuronal con muestras de líneas y salida de generación.

5.7.5. ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA

Luego de la etapa de diseño y entrenamiento de la red neuronal se procederá a realizar el análisis de algunas perturbaciones en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano para diferentes escenarios de demanda e hidrología.

Por medio de la red neuronal con muestras de líneas podemos analizar cuál es la mayor desviación del ángulo de los rotores con respecto a la barra de referencia (δ) que puede alcanzar uno de los generadores del Sistema Eléctrico Ecuatoriano para distintos casos de demanda e hidrología y conocer que perturbación causa esta desviación.

En los siguientes gráficos se muestran los análisis de distintas perturbaciones en las líneas de la Tabla 5.1 por medio de la red neuronal diseñada.

Período lluvioso

- a) Corto circuito en la línea de transmisión Santa Rosa-Subestación #19 al 33% lunes 09:00. (potencia transmitida por la línea antes de la falla 40 MW)

Gráfico 5.26 Análisis de estabilidad transitoria por medio de la red neuronal con muestras de fallas en las líneas (Corto circuito trifásico línea Santa Rosa-Subestación #19 al 33%, lunes 09:00 período lluvioso)

En el Anexo #5 se muestra el análisis del corto circuito trifásico de la línea Santa Rosa-Subestación #19 al 33% para un día lunes 09:00 en un período lluvioso. Las mayores variaciones de los ángulos δ se dan en las máquinas de la central Paute y de la central Gonzalo Zevallos (21° y 20°), esto debido a que el escenario de demanda (valle) se encuentran menos máquinas conectadas al sistema que puedan amortiguar la perturbación que se presentó. En el caso de esta perturbación se puede concluir que el sistema se mantiene estable, debido a que las diferencias angulares son menores a 180° .

Cabe señalar que el nuevo punto de operación de cada una de las máquinas dependerá de la actuación de los reguladores de velocidad. Debido a las

consideraciones anteriormente señaladas la respuesta de cada una de las máquinas será distinta.

En el Gráfico 5.27 se muestra el análisis de estabilidad transitoria ante el corto circuito trifásico en la línea Santo Domingo-Esmeraldas.

b) Corto circuito en la línea de transmisión Santo Domingo-Esmeraldas al 66% miércoles 13:00. (potencia transmitida por la línea antes de la falla 37 MW)

Gráfico 5.27 Análisis de estabilidad transitoria por medio de la red neuronal con muestras de fallas en las líneas (Corto circuito trifásico línea Santo Domingo-Esmeraldas al 66%, miércoles 13:00 período lluvioso)

En el Anexo #6 se muestran las variaciones de los ángulos de los rotores de los generadores ante un cortocircuito trifásico en la línea Santo Domingo-Esmeraldas. Como se puede ver, las mayores variaciones de los ángulos δ se dan en las máquinas de la central Paute, San Francisco, Marcel Laniado de Wind y Gonzalo Zevallos (42° , 50° , 41° y 40°). Todos los ángulos δ de las máquinas analizadas están por debajo de 180° por lo que el sistema permanecerá estable ante la perturbación anteriormente descrita.

Si bien la perturbación del cortocircuito en la línea de Santo Domingo Esmeraldas es similar considerando la transferencia de potencia de la línea Santa Rosa-Subestación #19, factores como la demanda del sistema, topología de la red, cargabilidad de los generadores inciden para que las variaciones de los ángulos δ de cada una de las máquinas sean distintas.

En el Gráfico 5.28 se muestra el análisis de estabilidad transitoria ante el corto circuito trifásico en la línea Pascuales-Policentro.

c) Corto circuito en la línea de transmisión Pascuales-Policentro al 33% lunes 21:00. (potencia transmitida por la línea antes de la falla 53 MW)

Gráfico 5.28 Análisis de estabilidad transitoria por medio de la red neuronal con muestras de fallas en las líneas (Corto circuito trifásico línea Pascuales-Policentro al 33%, lunes 21:00 período lluvioso)

En el Anexo #7 se muestran las variaciones de los ángulos de los rotores de los generadores ante un cortocircuito trifásico en la línea Pascuales-Policentro. Como se puede ver, las mayores variaciones de los ángulos δ se dan en las máquinas de Daule Peripa y Gonzalo Zevallos (33° y 31°). Todos los ángulos δ de las máquinas analizadas están por debajo de 180° por lo que el sistema permanecerá estable ante la perturbación anteriormente descrita.

Para este caso la perturbación representa la pérdida de una línea de transmisión con 53 MW de potencia activa transferida pero sin embargo las variaciones de los ángulos de los rotores de los generadores con respecto a la barra de referencia son menores debido a que en demanda pico (19:00 a 22:00) existen más máquinas en el sistema y aportan amortiguando la perturbación presentada.

Período de estiaje

En el Gráfico 5.29 se muestra el análisis de estabilidad transitoria ante el corto circuito en la línea Santa Rosa-Vicentina.

a) Corto circuito en la línea de transmisión Santa Rosa-Vicentina al 33% martes 24:00. (potencia transmitida por la línea antes de la falla 22 MW)

Gráfico 5.29 Análisis de estabilidad transitoria por medio de la red neuronal con muestras de fallas en las líneas (Corto circuito trifásico línea Santa Rosa-Vicentina al 33%, martes 24:00 período estiaje)

En el Anexo #8 se muestran las variaciones de los ángulos de los rotores de los generadores ante un cortocircuito trifásico en la línea Sta.Rosa-Vicentina. Como podemos ver, las mayores variaciones de los ángulos δ se dan en las máquinas de Gonzalo Zevallos y Electroqui (). Todos los ángulos δ de las máquinas

analizadas están por debajo de 180° por lo que el sistema permanecerá estable ante la perturbación anteriormente descrita.

Para este caso la perturbación representa la pérdida de una línea de transmisión con 22 MW de potencia activa transferida pero sin embargo las variaciones de los ángulos de los rotores de los generadores con respecto a la barra de referencia son altos debido a que en demanda valle (23:00 a 03:00), no existen muchas máquinas en el sistema y por ende el amortiguamiento de las mismas ante la presencia de una perturbación va a ser menor y el tiempo de búsqueda de un nuevo punto de operación del sistema será mayor.

En el Gráfico 5.30 se muestra el análisis de estabilidad transitoria ante el corto circuito en la línea Pascuales-Electroquil.

b) Corto circuito en la línea de transmisión Pascuales-Electroquil al 33% jueves 18:00. (potencia transmitida por la línea antes de la falla 35 MW)

Gráfico 5.30 Análisis de estabilidad transitoria por medio de la red neuronal con muestras de fallas en las líneas (Corto circuito trifásico línea Pascuales-Electroquil al 33%, jueves 18:00 periodo estiaje)

En el Anexo #9 se muestran las variaciones de los ángulos de los rotores de los generadores ante un cortocircuito trifásico en la línea Pascuales-Electroquil. Como podemos ver, las mayores variaciones de los ángulos δ se dan en las máquinas de Gonzalo Zevallos y Electroquil (13° y 15°). Todos los ángulos δ de

las máquinas analizadas están por debajo de 180° por lo que el sistema permanecerá estable ante la perturbación anteriormente descrita.

Para este caso la perturbación representa la pérdida de una línea de transmisión con 35 MW de potencia activa transferida pero sin embargo las variaciones de los ángulos de los rotores de los generadores con respecto a la barra de referencia son pequeñas debido a que en hidrología seca existen más máquinas conectadas al sistema de potencia

5.8. APLICACIÓN DE UNA RED NEURONAL CONSIDERANDO SALIDA DE GENERACIÓN.

5.8.1. ARQUITECTURA DE LA RED

Se utilizó una red feed-forward totalmente conectada.

Algoritmo de entrenamiento

La inicialización de los pesos y el algoritmo de actualización de los pesos serán los mismos que se utilizaron en el Capítulo 4.

Armados de las t-uplas de entrada-salida

Debido a la información que se maneja con respecto al período de simulación (estiaje y lluvioso), se ingresará como información adicional una variable que permita diferenciar la época en que se realizan las simulaciones, así como también una variable que distinga el día en que se realizó el análisis (1:lunes, 2:martes,...,7:domingo). Con lo que el número de neuronas de la capa de entrada será de 24.

5.8.2. ANÁLISIS DEL NÚMERO DE ÉPOCAS

Por medio de un método heurístico se realiza la búsqueda de la estructura óptima de la red neuronal, el análisis del desempeño de esta red se inicio con una estructura [24, 100, 50, 22].

Para conocer el número de épocas necesarias para que el error de entrenamiento se al mínimo se simularon redes de 1.000, 3.000 y 6.000 épocas. En la Tabla 5.11 se muestra la comparación de los valores de entrenamiento para cada uno de los casos anteriormente señalados.

Tabla 5.11 Determinación del número de épocas

ÉPOCAS	ENTRENAMIENTO	VALIDACIÓN	TEST	PARADA
1.000	3,20E-03	1,10E-02	6,10E-03	900
3.000	5,60E-03	1,22E-03	1,09E-02	2.900
6.000	3,90E-03	1,24E-02	1,23E-02	4.500

El número de épocas a considerar en el diseño de esta red neuronal (muestras de líneas) será de 3.000.

5.8.3. ANÁLISIS DEL NÚMERO DE NEURONAS EN LAS CAPAS OCULTAS

Se realizaron 5 simulaciones considerando las siguientes estructuras en las capas ocultas. En la Tabla 5.12 se resumen los resultados obtenidos.

Tabla 5.12 Determinación del número de neuronas en las capas ocultas

RED NEURONAL	ENTRENAMIENTO	VALIDACIÓN	TEST	PROMEDIO	TIEMPO [min]
[24,40,20,22]	1,09E-02	1,90E-02	1,40E-02	1,54E-02	12,46
	1,10E-02	1,90E-02	1,50E-02		13,00
	1,12E-02	2,00E-02	1,70E-02		13,01
	1,09E-02	1,90E-02	1,40E-02		12,46
	1,12E-02	2,00E-02	1,70E-02		12,34
[24,100,50,22]	5,60E-03	1,22E-03	1,09E-03	1,10E-03	13,44
	5,70E-03	1,25E-03	1,10E-03		13,49
	5,90E-03	1,26E-03	1,11E-03		13,59
	5,60E-03	1,22E-03	1,09E-03		13,44
	5,80E-03	1,27E-03	1,12E-03		14,00
[24,200,100,22]	2,30E-03	1,00E-02	8,20E-03	8,30E-03	53,55
	2,30E-03	1,00E-02	8,20E-03		53,55
	2,50E-03	1,30E-02	8,30E-03		55,00
	2,60E-03	1,40E-02	8,50E-03		54,33
	2,50E-03	1,30E-02	8,30E-03		55,00

La estructura óptima para la modelación del fenómeno de estabilidad transitoria (muestras de líneas) del Sistema Eléctrico Ecuatoriano será de [24, 100, 50, 22]. Esta estructura presenta un error de test mínimo de (1,10 E-03). En el Gráfico 5.31 se muestra la estructura de la red neuronal a ser diseñada.

Gráfico 5.31 Estructura de la red neuronal para el Sistema Eléctrico del Ecuador (muestras de salida de generación)

5.8.4. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

Luego de encontrar el número de épocas y la estructura de la red neuronal, debido a la inicialización aleatoria de los pesos se requiere analizar el desempeño de la red para varias simulaciones. En la Tabla 5.13 se muestran 10 simulaciones de la arquitectura de la red neuronal propuesta.

Tabla 5.13 Simulaciones de la red neuronal propuesta (salida de generación)

SIMULACION	ENTRENAMIENTO	VALIDACIÓN	TEST
1	2,70E-03	8,30E-03	5,60E-03
2	2,40E-03	8,50E-03	7,60E-03
3	6,60E-03	1,41E-02	1,03E-02
4	3,60E-03	1,04E-02	6,60E-03
5	2,00E-03	9,10E-03	4,90E-03
6	3,30E-03	9,10E-03	7,20E-03
7	2,80E-03	1,08E-02	1,92E-02
8	1,80E-03	7,80E-03	8,10E-03
9	2,50E-03	7,50E-03	6,10E-03
10	3,90E-03	9,20E-03	7,80E-03
PROMEDIO	3,16E-03	9,48E-03	8,34E-03

En el Gráfico 5.32 por medio de un histograma se muestran las diferencias de los ángulos reales con los obtenidos por medio de la red neuronal.

Gráfico 5.32 Histograma de los ángulos reales con los obtenidos por la red neuronal.

Se puede ver que el histograma del Gráfico 5.32 se asemeja a una distribución normal con una media de 0,3393 y una desviación estándar de 2,58. La probabilidad de que las muestras se encuentren en un rango de 3σ (7,74) es de 97,33 %. La mayor diferencia entre los ángulos reales con los obtenidos por medio de la red neuronal esta en el orden de 42° .

Para realizar una comparación entre el rendimiento de ambas redes neuronales solo tomaremos en cuenta las muestras de salida de generación para la primera red (líneas y salida de generación). Esta comparación se muestra en la Tabla 5.14.

Tabla 5.14 Comparación de la desviación estándar entre las muestras de líneas

Red Neuronal (líneas y salida de generación)			Red Neuronal (salida de generación)		
Estructura	Error promedio	Desviación Estándar	Estructura	Error promedio	Desviación Estándar
(24, 200, 100, 22)	3,07	10,21	(24, 100, 50, 22)	2,55	2,58

De acuerdo a lo mostrado en la Tabla 5.14 se puede concluir que la red neuronal al manejar solamente muestras de salida de generación es más precisa que al incluir amas perturbaciones (líneas y salida de generación). En la ecuación 5.3 se muestra el índice de reducción de los errores de la red neuronal (salida de generación) con respecto a la red neuronal completa (líneas y salida de generación).

$$\text{Índice de Reducción de Errores} = 100 \left(1 - \frac{2.58}{10.21} \right) \quad (5.3)$$

$$\text{Índice de Reducción de Errores} = 100 \left(1 - \frac{2.58}{10.21} \right) = 74.74\% \quad (5.4)$$

La reducción de errores es de 74.74%.

En los siguientes gráficos se muestran la comparación de los ángulos entre las salidas de la red neuronal con respecto a los reales, para distintos casos de demanda e hidrología.

Período lluvioso

a) Salida del generador Esmeraldas martes 12:00.

Gráfico 5.33 Perturbación Esmeraldas

b) Salida del generador San Francisco Unidad #1 jueves 09:00.

Gráfico 5.34 Perturbación San Francisco Unidad #1

Período de estiaje

a) Salida del generador Gonzalo Zevallos Unidad # 2 viernes 23:00.

Gráfico 5.35 Perturbación Gonzalo Zevallos Unidad #2

b) Salida del generador Agoyán Unidad #1 miércoles 22:00.

Gráfico 5.36 Perturbación Agoyán Unidad #1

En el Anexo #10 se muestran los errores absolutos para cada uno de los casos anteriormente mostrados por los Gráficos 5.33 hasta 5.36.

Se puede ver que el Gráfico 5.33 presenta la misma muestra analizada en la red neuronal (líneas y salida de generación), en el Gráfico 5.37 se muestra la comparación de la red neuronal que analiza líneas y generación con la red neuronal que analiza solo salida de generación.

RED NEURONAL CON MUESTRAS DE LÍNEAS Y SALIDA DE GENERACIÓN

RED NEURONAL CON MUESTRAS DE SALIDA DE GENERACIÓN

Gráfico 5.37 Comparación red neuronal con muestras de líneas y salida de generación con red neuronal con muestras de salida de generación (Salida del generador Esmeraldas martes 12:00 período lluvioso)

Por lo tanto el comportamiento de la red neuronal con muestras solo de salida de generación tiene mayor precisión que en el caso de la red neuronal con muestras de líneas y salida de generación.

5.8.5. ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA

Luego de la etapa de diseño y entrenamiento de la red neuronal se procederá a realizar el análisis de algunas perturbaciones en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano para diferentes escenarios de demanda e hidrología.

Por medio de la red neuronal con muestras de salida de generación podemos analizar cuál es la mayor desviación del ángulo de los rotores de los generadores con respecto a la barra de referencia (δ) que puede alcanzar uno de los generadores del Sistema Eléctrico Ecuatoriano para distintos casos de demanda e hidrología y conocer qué perturbación causa esta desviación.

En los siguientes gráficos se muestran los análisis de distintas perturbaciones de salida de generación para las unidades de las centrales de la Tabla 5.2 por medio de la red neuronal diseñada.

Período lluvioso

- a) Salida del generador Marcel Laniado de Wind Unidad #1 martes 19:00.
(potencia que entregaba la máquina antes de la falla 41 MW)

Gráfico 5.38 Análisis de estabilidad transitoria por medio de la red neuronal con muestras de salida de generación (Salida de Marcel Laniado de Wind Unidad #1 martes 19:00 período lluvioso)

En el Anexo #11 se puede ver que la variación de los ángulos de las máquinas, para este caso es mínima. Por lo que la salida la Unidad #1 de Daule Peripa para un período de hidrología lluvioso y demanda pico no representa ningún peligro con respecto a la pérdida de estabilidad del sistema.

La variación de los ángulos δ de cada uno de los generadores es mínima debido a algunos factores, como por ejemplo que en demanda pico se encuentra un gran número de máquinas en línea, las mismas que amortiguan la afectación que produce la salida de la unidad anteriormente señalada, otro factor es la cantidad de potencia activa que salió (46 MW) la misma que puede ser abastecida por el Sistema ante la actuación de la regulación primaria de frecuencia (RPF).

En el Gráfico 5.39 se muestra el análisis de estabilidad transitoria por medio de la red neuronal con muestras de salida de generación para la salida de San Francisco Unidad #1.

b) Salida del generador San Francisco Unidad #1 lunes 19:00. (potencia que entregaba la máquina antes de la falla 108 MW)

Gráfico 5.39 Análisis de estabilidad transitoria por medio de la red neuronal con muestras de salida de generación (Salida de San Francisco Unidad #1 lunes 19:00 período lluvioso)

En el Anexo #12 se puede ver que las variaciones de los ángulos son altas con respecto al análisis del Gráfico 5.38.

La salida de San Francisco Unidad #1 para el escenario descrito en el Gráfico 5.39 no representa ningún peligro con la pérdida de estabilidad del sistema ya que todos los ángulos de los rotores con respecto a la barra de referencia (δ) están por debajo de los 180° . Esta perturbación representa la salida de 108 [MW] que es casi tres veces de la potencia que salió en el caso anterior (Gráfico 5.38), como podemos ver las variaciones de los ángulos son mayores ante la perturbación de San Francisco tanto por la potencia de salida como por el menor número de máquinas en línea con respecto a la perturbación de Marcel Laniado de Wind.

Período de estiaje

- a) Salida del generador Gonzalo Zevallos Unidad #2 lunes 04:00. (potencia que entregaba la máquina antes de la falla 19 MW)

Gráfico 5.40 Análisis de estabilidad transitoria por medio de la red neuronal con muestras de salida de generación (Salida de Gonzalo Zevallos Unidad #2 lunes 04:00 período estiaje)

En el Anexo #13 se puede ver que la variación de los ángulos de todas las máquinas, para este caso es alta. Esto debido al escenario de análisis, ya que en demanda valle existen menos máquinas conectadas a la red y por ende el amortiguamiento del sistema ante una perturbación es menor. Sin embargo la variación de los ángulos de los rotores de los generadores de las máquinas analizadas no representa un peligro para la pérdida de estabilidad del sistema.

En el Gráfico 5.41 se muestra el análisis de estabilidad transitoria por medio de la red neuronal con muestras de salida de generación para la salida de San Francisco Unidad # 1.

b) Salida del generador San Francisco Unidad #1 martes 23:00. (potencia que entregaba la máquina antes de la falla 108 MW)

Gráfico 5.41 Análisis de estabilidad transitoria por medio de la red neuronal con muestras de salida de generación (Salida de San Francisco Unidad #1 martes 23:00 período estiaje)

En el Anexo #14 se puede ver que la variación de los ángulos de todas las máquinas, para este caso es pequeña a pesar de que la perturbación representa la salida de 108 MW de generación. Esto se da debido al número de máquinas conectadas al sistema. Mediante la comparación de la perturbación del Gráfico 5.39 (salida de San Francisco Unidad #1 período lluvioso) con la salida de 108 MW por una falla en la unidad #1 de San Francisco se puede ver que en el primer caso existen menos máquinas conectadas al sistema (período lluvioso) y por ende el amortiguamiento del sistema será distinto para ambos casos, así también otro factor que incide es el escenario ya que en el primer caso estamos hablando de un escenario de demanda pico y en el segundo un escenario de demanda valle. Sin embargo la variación de los ángulos de los rotores de los generadores de las máquinas analizadas no representa ningún peligro para la pérdida de estabilidad del sistema.

En el Gráfico 5.42 se muestra el análisis de estabilidad transitoria por medio de la red neuronal con muestras de salida de generación para la salida de San Francisco Unidad # 1.

c) Salida del generador San Francisco Unidad #1 lunes 19:00. (potencia que entregaba la máquina antes de la falla 112 MW)

Gráfico 5.42 Análisis de estabilidad transitoria por medio de la red neuronal con muestras de salida de generación (Salida de San Francisco Unidad #1 lunes 19:00 período estiaje)

En el Anexo #15 se puede ver que los ángulos de los rotores con respecto a la barra de referencia ante la salida de la Unidad # de San Francisco (111 MW) tienen variaciones pequeñas. Una de las perturbaciones más severas que puede soportar el sistema es la salida de esta unidad para una demanda pico. En este caso (período de estiaje) están más máquinas conectadas al sistema por lo que el amortiguamiento es mayor que en el caso del Gráfico 5.39, si bien en ambos casos el análisis se presenta para un mismo escenario de demanda los escenarios de hidrología son distintos. Debido a tener un mayor amortiguamiento por las máquinas conectadas el sistema puede soportar esta perturbación y presentar una menor variación de los ángulos de cada una de sus máquinas.

5.9. RANKING DE CONTINGENCIAS

Por medio de las redes neuronales diseñadas, se puede mostrar las perturbaciones de cortocircuitos y salida de generación que producen la mayor variación del ángulo de cada uno de los generadores de la Tabla 5.2 con respecto a la barra de referencia.

A continuación se muestran las perturbaciones que causan las más altas variaciones en los ángulos de los rotores de los generadores con respecto a la barra de referencia tanto para cortocircuitos en las líneas de transmisión como para salida de unidades de generación.

Cortocircuitos trifásicos en las líneas de transmisión

Tabla 5.15 Ranking de contingencias para perturbaciones en líneas de transmisión

PERTURBACION	PERÍODO	DÍA	HORA	GENERADOR	ÁNGULO
Pascuales-Policentro	Lluvioso	martes	6:00	Paute Unidad #6	91°
Santa Rosa-Subestación #19	Lluvioso	martes	6:00	Paute Unidad #6	83°
Santo Domingo-Esmeraldas	Lluvioso	viernes	3:00	Esmeraldas	85°
Santo Domingo-Esmeraldas	Lluvioso	viernes	13:00	Esmeraldas	83°
Pascuales-Policentro	Lluvioso	viernes	23:00	Esmeraldas	83°

Como se puede ver en la Tabla 5.15 las mayores variaciones de los ángulos de los rotores de los generadores con respecto a la barra de referencia se dan para un período de análisis lluvioso esto debido a que en este período de análisis existen menos máquinas conectadas al sistema de potencia y por consecuencia el amortiguamiento del sistema será menor. De igual forma se puede ver que las mayores variaciones se producen para períodos de demanda valle y media, en los cuales existe menor número de máquinas a comparación del período de demanda pico.

Salida de unidades de generación

Tabla 5.16 Ranking de contingencias para perturbaciones de salida de generación

PERTURBACION	PERÍODO	DIA	HORA	GENERADOR	ÁNGULO
Gonzalo Zevallos Unidad #2	Estiaje	lunes	4:00	Esmeraldas	81°
Trinitaria Unidad #1	Estiaje	lunes	5:00	Esmeraldas	75°
Gonzalo Zevallos Unidad #2	Estiaje	lunes	8:00	Esmeraldas	72°
San Francisco Unidad #1	Estiaje	lunes	15:00	Electroquil Unidad #4	72°
Agoyán Unidad #1	Estiaje	lunes	18:00	Electroquil Unidad #4	76°

De acuerdo a la Tabla 5.16 se puede ver que las mayores variaciones ante la salida de unidades de generación se dan para períodos de análisis de estiaje y para distintos escenarios de demanda (valle, media y pico) esto debido a que la salida de unidades de generación son perturbaciones más severas que los cortocircuitos en las líneas de transmisión (mayores variaciones en demanda valle y media).

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- Este proyecto muestra la implementación de Redes Neuronales Artificiales al análisis de Estabilidad Transitoria del Sistema Eléctrico del Ecuador modelando el comportamiento de los ángulos de los rotores de los generadores, 5 segundos después de presentares una perturbación (corto circuito trifásico en líneas de transmisión o salida de unidades de generación). El diseño de las redes neuronales se las realizó en el programa MatLab con un error promedio de $1,28^\circ$ y una desviación estándar de $2,48$ (líneas de transmisión: $0,934^\circ$ error y $1,72$ desviación estándar, salida de generación: $2,25^\circ$ error y $2,58$ desviación estándar). El error de las redes neuronales puede ser reducido ampliando la base de datos (entrenamiento, validación y test), ya que para este proyecto se simularon solo 2 semanas para los períodos de hidrología seca y lluviosa.
- Al diseñar dos redes neuronales con muestras de líneas y salida de generación respectivamente, se obtuvo una reducción en el error promedio y la desviación estándar. En el caso de la red neuronal con muestras de líneas, la reducción del error promedio es de $54,55\%$ y de la desviación estándar de $74,74\%$ y la red neuronal con muestras de salida de generación, la reducción del error promedio es de $26,71\%$ y de la desviación estándar de $74,74\%$.
- Es importante destacar que la red neuronal no recibe ninguna información del estado de la red de transmisión y sin embargo se puede obtener datos confiables del fenómeno de Estabilidad Transitoria.

- Ninguna de las perturbaciones analizadas hacen que el sistema pierda la estabilidad, sin embargo las perturbaciones en períodos de demanda valle e hidrología lluviosa son las más grandes.
- Características como la demanda, período hidrológico y topología de la red inciden de forma directa en el comportamiento de un sistema de potencia ante la presencia de una perturbación. Las variaciones de las potencias efectivas y de los ángulos de los rotores de los generadores serán distintas bajo diferentes escenarios de demanda e hidrología.
- El conocimiento del comportamiento dinámico del Sistema Eléctrico del Ecuador permitirá minimizar los riesgos de pérdida de estabilidad y de pérdidas económicas ante el desabastecimiento de fluido eléctrico. Si bien en este trabajo ninguna de las perturbaciones analizadas hacen perder la estabilidad del sistema, bajo distintas perturbaciones se puede manejar un ranking de contingencias que será de mucha utilidad para la operación y control del Sistema, por ejemplo el flujo óptimo de potencia.
- Una de las perturbaciones más severas que sufre el Sistema es sin duda la salida de una unidad de San Francisco, que representa la salida de 115 [MW] bajo período de demanda pico, sin embargo el Sistema no pierde su condición estable, esto debido al amortiguamiento de las máquinas que están conectadas al sistema. En demanda pico existe un mayor número de máquinas conectadas con lo que el amortiguamiento del sistema es mayor en comparación de escenarios de demanda valle o media.
- Los errores que se presentan en la red neuronal con muestras de salida de generación son mayores en comparación con la red neuronal con muestras de cortocircuitos trifásicos en las líneas, esto debido principalmente al número de simulaciones que se realizaron en el caso de cortocircuitos trifásicos (34 por hora) son mayores que en salida de generación (7 por hora).

RECOMENDACIONES

- La utilización de redes neuronales para modelar el comportamiento de los ángulos de los rotores de los generadores puede también ser usada para modelar las variaciones de voltaje en las distintas barras del sistema y con esto realizar un análisis de estabilidad de voltaje mediante una red neuronal artificial.
- El análisis de estabilidad del Sistema Eléctrico del Ecuador es de gran importancia ya que permiten conocer el comportamiento del sistema ante la presencia de distintas perturbaciones bajo diferentes escenarios de demanda e hidrología
- El rendimiento de la red neuronal dependerá mucho de los datos, arquitectura y tipo de aprendizaje. Por lo que se debe desarrollar heurísticamente el análisis para cada una de las etapas de diseño de la red.
- Se recomienda la utilización de esta herramienta para el control en tiempo real del sistema. Esto podrá servir como una metodología para determinar a una determinada hora, la posición final de los rotores cuando en el sistema se produzca una perturbación (tiempo de respuesta de la red neuronal en el orden de 0,001 segundo), lo que permitiría tomar acciones inmediatas para el restablecimiento del sistema eléctrico.
- Esta herramienta de análisis también se la podría aplicar en la Planificación de la Operación de Corto Plazo, ya que servirá para validar el comportamiento de sistema ante diferentes perturbaciones.
- Como trabajo futuro en la misma línea de investigación, será el poder modelar el fenómeno de estabilidad transitoria con la red neuronal, para

obtener la posición final del ángulo de los rotores cuando en el sistema se produce salida de transformadores.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1]** KUNDUR. Prabha, " Power Systema Stability and Control " McGraw-Hill. Palo, Alto California. 2001

- [2]** GOMEZ Antonio." Análisis y Operación de Sistemas de Energía Eléctrica " McGraw-Hill. 2002 Primera Edición

- [3]** IEEE. "Definition and classification of power system stability", Transactions on power systems, Vol 19 No 2, Mayo 2004, pages 1387-1401.

- [4]** HAGAN Martin, DEMUTH Howard." Neural Network Design " PWS Publishing Company 2001.

- [5]** DlgSILENT Power Factory." Manual 13.2 " GmbH Gomaringen Germany. 2007.

- [6]** DlgSILENT Power Factory." DPL Manual 13.1 " GmbH Gomaringen Germany. 2007.

ANEXOS

ANEXO # 1 SCRIPT DPL "FALLAS EN LAS LÍNEAS" SNI


```

object Shc,pComInc,pComSim,Abrir;
object G1,G2,G3,G4,BC;
object oLine,pInicio,Corto,Apertura,O,C,Ca,Cb;
int nl,j,k,l;! Nos sirve para en el caso de que se ejecute o no se pueda correr
una accion condicional
set sLines,Simulaciones,S,casos,Gen,CASOS,PAUTE,DPER;! conjunto de
lineas
set Simul2,GPAU,MOL,AGOYAN;
double i;
int d,m,y,h,min,d1,m1,y1,h1,min1,o,w,qu,wu,wux,po;
ClearOutput();
EchoOff();
proyecto.Activate();
horas:pstart=proyecto;
casos=horas.Get();
C=casos.FirstFilt('P*');
Time.Time();
Time.Date();
d=Time:day;
m=Time:month;
y=Time:year;
h=Time:hour;
min=Time:min;
printf('Analisis para el caso %s',C:loc_name);
printf('El analisis inicia el %d.%d.%d a las %dH%dmin',d,m,y,h,min);
sLines=SEL.GetAll('ElmLne');
nl=sLines.Count();
if (nl=0)
{
printf ('\cp No hay ninguna linea seleccionada');
}

printf('El numero de lineas a simular es %d',nl);

```

```

printf ('Procediendo a calcular fallas en todas las lineas al 33 y 66 %% ');
Simulaciones=Eventos.GetContents();
Corto=Simulaciones.First();
Apertura=Simulaciones.Next();
o=0;
for(o=0;o<=18;o+=1)
{
    C.Activate();
    C=casos.Next();

for (oLine=sLines.First();oLine;oLine=sLines.Next())
{
    nuevo:outserv=1;
    oLine:ishcne=1;
    oLine:fshcloc=primera;
    Corto:time=ctime;
    Corto:p_target=oLine;
    Apertura:p_target=oLine;
    Apertura:time=stime;
    printf("\nce falla en la linea %s al %i %%\n",oLine:loc_name,oLine:fshcloc=primera);
    Inic.Execute();
    Simul.Execute();
    Exportar.Execute();
    Res.Clear();
    oLine:ishcne=1;
    oLine:fshcloc=segunda;
    Corto:time=ctime;
    Corto:p_target=oLine;
    Apertura:p_target=oLine;
    Apertura:time=stime;
    printf("\nce falla en la linea %s al %i %%\n",oLine:loc_name,oLine:fshcloc=segunda);

```

```
Inic.Execute();
Simul.Execute();
Exportar.Execute();
Res.Clear();
}
}
Time.Time();
Time.Date();

d1=Time:day;
m1=Time:month;
y1=Time:year;
h1=Time:hour;
min1=Time:min;
printf('El analisis finaliza el %d.%d.%d a las %dH%dmin',d1,m1,y1,h1,min1);
printf('\nSe acabaron las fallas trifasicas');
exit();
```

ANEXO # 2 SCRIPT DPL "SALIDA DE GENERACIÓN" SNI

```

object Shc,pComInc,pComSim,Abrir;
object G1,G2,G3,G4,BC;
object oLine,pInicio,Corto,Apertura,O,C,Ca,Cb;
int nl,j,k,l;! Nos sirve para en el caso de que se ejecute o no se pueda correr
una accion condicional
set sLines,Simulaciones,S,casos,Gen,CASOS,PAUTE,DPER;! conjunto de
lineas
set Simul2,GPAU,MOL,AGOYAN;
double i;
int d,m,y,h,min,d1,m1,y1,h1,min1,o,w,qu,wu,wux,po;

ClearOutput();
EchoOff();

proyecto.Activate();
horas:pstart=proyecto;
casos=horas.Get();
C=casos.FirstFilt('P*');

Time.Time();
Time.Date();

d=Time:day;
m=Time:month;
y=Time:year;
h=Time:hour;
min=Time:min;
printf('Análisis para el caso %s',C:loc_name);
printf('El análisis inicia el %d.%d.%d a las %dH%dmin',d,m,y,h,min);

sLines=SEL.GetAll('ElmLne');
nl=sLines.Count();
if (nl=0)

```

```

{
printf ("\cp No hay ninguna linea seleccionada");
}
printf('El numero de lineas a simular es %d',nl);
printf ('Procediendo a calcular fallas en todas las lineas al 33 y 66 %% ');
Simulaciones=Eventos.GetContents();
Corto=Simulaciones.First();
Apertura=Simulaciones.Next();
o=0;
for(o=0;o<=18;o+=1)
{
    C.Activate();
    C=casos.Next();

for (oLine=sLines.First();oLine;oLine=sLines.Next())
    {
        nuevo:outserv=1;
        oLine:ishcloc=1;
        oLine:fshcloc=primera;
        Corto:time=ctime;
        Corto:p_target=oLine;
        Apertura:p_target=oLine;
        Apertura:time=stime;
        printf("\ce      falla      en      la      linea      %s      al      %i      %%
',oLine:loc_name,oLine:fshcloc=primera);
        Inic.Execute();
        Simul.Execute();
        Exportar.Execute();
        Res.Clear();
        oLine:ishcloc=1;
        oLine:fshcloc=segunda;
        Corto:time=ctime;
        Corto:p_target=oLine;

```

```

Apertura:p_target=oLine;
Apertura:time=stime;
printf("\nce falla en la linea %s al %i %%
',oLine:loc_name,oLine:fshcloc=segunda);
Inic.Execute();
Simul.Execute();
Exportar.Execute();
Res.Clear();
}
}
Time.Time();
Time.Date();

d1=Time:day;
m1=Time:month;
y1=Time:year;
h1=Time:hour;
min1=Time:min;

printf('El analisis finaliza el %d.%d.%d a las %dH%dmin',d1,m1,y1,h1,min1);
printf("\nce Se acabaron las fallas trifasicas');
exit();

```

**ANEXO # 3 ERRORES ABSOLUTOS DE LAS MUESTRAS
ANALIZADAS PARA LA RED NEURONAL COMPLETA.**

Corto circuito trifásico línea Santo Domingo-Esmeraldas al 33% (lunes 01:00 período lluvioso)

Generador	Ángulo δ Real	Ángulo δ Red neuronal	Error Absoluto
TermoEsmeraldas	0	0	0
Paute Unidad #1	-61	-66	5
Paute Unidad #2	0	0	0
Paute Unidad #3	0	0	0
Paute Unidad #4	0	0	0
Paute Unidad #5	0	0	0
Paute Unidad #6	-63	-71	8
Paute Unidad #7	0	0	0
Paute Unidad #8	0	0	0
Paute Unidad #9	0	0	0
Paute Unidad #10	0	0	0
San Francisco Unidad #1	-35	-45	10
San Francisco Unidad #2	0	0	0
Daule Peripa Unidad #1	-62	-69	7
Daule Peripa Unidad #2	0	0	0
Daule Peripa Unidad #3	0	0	0
Gonzalo Zevallos TV2	-27	-36	9
Gonzalo Zevallos TV3	-25	-35	10
Electroquil Unidad #1	0	0	0
Electroquil Unidad #2	0	0	0
Electroquil Unidad #3	0	0	0
Electroquil Unidad #4	0	0	0

Corto circuito trifásico línea Carmen-Papallacta al 33% (lunes 15:00 período lluvioso)

Generador	Ángulo δ Real	Ángulo δ Red neuronal	Error Absoluto
TermoEsmeraldas	0	0	0
Paute Unidad #1	-48	-49	1
Paute Unidad #2	-48	-47	1
Paute Unidad #3	-48	-47	1
Paute Unidad #4	-48	-46	2
Paute Unidad #5	0	0	0
Paute Unidad #6	-52	-53	1
Paute Unidad #7	-51	-48	3
Paute Unidad #8	-51	-47	4
Paute Unidad #9	-51	-48	3
Paute Unidad #10	0	0	0
San Francisco Unidad #1	-40	-37	3
San Francisco Unidad #2	0	0	0
Daule Peripa Unidad #1	-82	-84	2
Daule Peripa Unidad #2	0	0	0
Daule Peripa Unidad #3	0	0	0
Gonzalo Zevallos TV2	-56	-57	1
Gonzalo Zevallos TV3	-54	-54	0
Electroquil Unidad #1	-95	-94	1
Electroquil Unidad #2	0	0	0
Electroquil Unidad #3	0	0	0
Electroquil Unidad #4	0	0	0

Corto circuito trifásico línea Mulalo-Vicentina al 66% (martes 04:00 período lluvioso)

Generador	Ángulo δ Real	Ángulo δ Red neuronal	Error Absoluto
TermoEsmerladas	48	50	2
Paute Unidad #1	48	47	1
Paute Unidad #2	48	48	0
Paute Unidad #3	48	45	3
Paute Unidad #4	48	46	2
Paute Unidad #5	48	47	1
Paute Unidad #6	54	53	1
Paute Unidad #7	0	0	0
Paute Unidad #8	0	0	0
Paute Unidad #9	0	0	0
Paute Unidad #10	0	0	0
San Francisco Unidad #1	53	52	1
San Francisco Unidad #2	53	54	1
Daule Peripa Unidad #1	26	24	2
Daule Peripa Unidad #2	26	26	0
Daule Peripa Unidad #3	26	24	2
Gonzalo Zevallos TV2	13	12	1
Gonzalo Zevallos TV3	13	10	3
Electroquil Unidad #1	0	0	0
Electroquil Unidad #2	0	0	0
Electroquil Unidad #3	0	0	0
Electroquil Unidad #4	0	0	0

Corto circuito trifásico línea Molino-Cuenca al 66% (jueves 09:00 período lluvioso)

Generador	Ángulo δ Real	Ángulo δ Red neuronal	Error Absoluto
TermoEsmerladas	0	0	0
Paute Unidad #1	26	21	5
Paute Unidad #2	29	27	2
Paute Unidad #3	29	26	3
Paute Unidad #4	29	26	3
Paute Unidad #5	0	0	0
Paute Unidad #6	22	23	1
Paute Unidad #7	23	25	2
Paute Unidad #8	23	24	1
Paute Unidad #9	0	0	0
Paute Unidad #10	0	0	0
San Francisco Unidad #1	28	24	4
San Francisco Unidad #2	28	29	1
Daule Peripa Unidad #1	-5	-9	4
Daule Peripa Unidad #2	0	0	0
Daule Peripa Unidad #3	0	0	0
Gonzalo Zevallos TV2	-4	-4	0
Gonzalo Zevallos TV3	-10	-4	6
Electroquil Unidad #1	-22	-16	6
Electroquil Unidad #2	0	0	0
Electroquil Unidad #3	0	0	0
Electroquil Unidad #4	0	0	0

Corto circuito trifásico línea Daule Peripa-Portoviejo al 66% (miércoles 10:00 período estiaje)

Generador	Ángulo δ Real	Ángulo δ Red neuronal	Error Absoluto
TermoEsmerladas	-10	-11	1
Paute Unidad #1	-52	-53	1
Paute Unidad #2	-52	-54	2
Paute Unidad #3	0	-1	1
Paute Unidad #4	0	0	0
Paute Unidad #5	0	0	0
Paute Unidad #6	-56	-57	1
Paute Unidad #7	0	0	0
Paute Unidad #8	0	0	0
Paute Unidad #9	0	0	0
Paute Unidad #10	0	0	0
San Francisco Unidad #1	-37	-42	5
San Francisco Unidad #2	0	0	0
Daule Peripa Unidad #1	-72	-74	2
Daule Peripa Unidad #2	-72	-73	1
Daule Peripa Unidad #3	0	0	0
Gonzalo Zevallos TV2	-25	-29	4
Gonzalo Zevallos TV3	0	0	0
Electroquil Unidad #1	-71	-32	39
Electroquil Unidad #2	-3	-4	1
Electroquil Unidad #3	-1	-4	3
Electroquil Unidad #4	-2	-4	2

Corto circuito trifásico línea Pascuales-Policentro al 66% (jueves 12:00 período estiaje)

Generador	Ángulo δ Real	Ángulo δ Red neuronal	Error Absoluto
TermoEsmerladas	13	5	8
Paute Unidad #1	-27	-36	9
Paute Unidad #2	-27	-36	9
Paute Unidad #3	0	0	0
Paute Unidad #4	0	0	0
Paute Unidad #5	0	0	0
Paute Unidad #6	-25	-37	12
Paute Unidad #7	-25	-38	13
Paute Unidad #8	0	0	0
Paute Unidad #9	0	0	0
Paute Unidad #10	0	0	0
San Francisco Unidad #1	-17	-28	11
San Francisco Unidad #2	0	0	0
Daule Peripa Unidad #1	-53	-58	5
Daule Peripa Unidad #2	-52	-61	9
Daule Peripa Unidad #3	0	0	0
Gonzalo Zevallos TV2	-19	-29	10
Gonzalo Zevallos TV3	-16	-26	10
Electroquil Unidad #1	0	0	0
Electroquil Unidad #2	0	0	0
Electroquil Unidad #3	6	-1	7
Electroquil Unidad #4	0	0	0

Corto circuito trifásico Totoras-Ambato al 33% (jueves 04:00 período estiaje)

Generador	Ángulo δ Real	Ángulo δ Red neuronal	Error Absoluto
TermoEsmerladas	3	8	5
Paute Unidad #1	-57	-50	7
Paute Unidad #2	0	0	0
Paute Unidad #3	0	0	0
Paute Unidad #4	0	0	0
Paute Unidad #5	0	0	0
Paute Unidad #6	-60	-52	8
Paute Unidad #7	0	0	0
Paute Unidad #8	0	0	0
Paute Unidad #9	0	0	0
Paute Unidad #10	0	0	0
San Francisco Unidad #1	-40	-33	7
San Francisco Unidad #2	0	0	0
Daule Peripa Unidad #1	-58	-51	7
Daule Peripa Unidad #2	0	0	0
Daule Peripa Unidad #3	0	0	0
Gonzalo Zevallos TV2	-39	-30	9
Gonzalo Zevallos TV3	-21	-17	4
Electroquil Unidad #1	0	0	0
Electroquil Unidad #2	0	0	0
Electroquil Unidad #3	0	0	0
Electroquil Unidad #4	0	0	0

Salida del generador Esmeraldas (martes 12:00 período lluvioso)

Generador	Ángulo δ Real	Ángulo δ Red neuronal	Error Absoluto
TermoEsmerladas	0	0	0
Paute Unidad #1	44	45	1
Paute Unidad #2	44	45	1
Paute Unidad #3	44	43	1
Paute Unidad #4	44	45	1
Paute Unidad #5	44	45	1
Paute Unidad #6	40	39	1
Paute Unidad #7	40	41	1
Paute Unidad #8	40	36	4
Paute Unidad #9	40	38	2
Paute Unidad #10	0	0	0
San Francisco Unidad #1	46	43	3
San Francisco Unidad #2	46	41	5
Daule Peripa Unidad #1	12	2	10
Daule Peripa Unidad #2	12	6	6
Daule Peripa Unidad #3	11	6	5
Gonzalo Zevallos TV2	30	23	7
Gonzalo Zevallos TV3	32	31	1
Electroquil Unidad #1	34	28	6
Electroquil Unidad #2	33	28	5
Electroquil Unidad #3	38	35	3
Electroquil Unidad #4	47	47	0

Salida del generador Daule Peripa Unidad #1 (viernes 19:00 período lluvioso)

Generador	Ángulo δ Real	Ángulo δ Red neuronal	Error Absoluto
TermoEsmerladas	45	54	9
Paute Unidad #1	30	26	4
Paute Unidad #2	30	27	3
Paute Unidad #3	30	35	5
Paute Unidad #4	30	29	1
Paute Unidad #5	30	31	1
Paute Unidad #6	25	25	0
Paute Unidad #7	25	25	0
Paute Unidad #8	25	30	5
Paute Unidad #9	25	23	2
Paute Unidad #10	0	0	0
San Francisco Unidad #1	27	29	2
San Francisco Unidad #2	27	31	4
Daule Peripa Unidad #1	0	0	0
Daule Peripa Unidad #2	0	0	0
Daule Peripa Unidad #3	0	0	0
Gonzalo Zevallos TV2	19	18	1
Gonzalo Zevallos TV3	0	0	0
Electroquil Unidad #1	41	35	6
Electroquil Unidad #2	0	0	0
Electroquil Unidad #3	48	48	0
Electroquil Unidad #4	58	58	0

Salida del generador Agoyán Unidad #1 (miércoles 18:00 período estiaje)

Generador	Ángulo δ Real	Ángulo δ Red neuronal	Error Absoluto
TermoEsmerladas	18	15	3
Paute Unidad #1	-5	-5	0
Paute Unidad #2	-5	-8	3
Paute Unidad #3	-5	-8	3
Paute Unidad #4	-5	-9	4
Paute Unidad #5	0	0	0
Paute Unidad #6	-9	-6	3
Paute Unidad #7	-7	-10	3
Paute Unidad #8	-7	-13	6
Paute Unidad #9	0	0	0
Paute Unidad #10	0	0	0
San Francisco Unidad #1	-10	-6	4
San Francisco Unidad #2	0	0	0
Daule Peripa Unidad #1	-30	-32	2
Daule Peripa Unidad #2	-30	-35	5
Daule Peripa Unidad #3	0	0	0
Gonzalo Zevallos TV2	8	1	7
Gonzalo Zevallos TV3	10	0	10
Electroquil Unidad #1	30	18	12
Electroquil Unidad #2	28	23	5
Electroquil Unidad #3	34	30	4
Electroquil Unidad #4	33	25	8

Salida del generador Gonzalo Zevallos Unidad T2 (jueves 22:00 período estiaje)

Generador	Ángulo δ Real	Ángulo δ Red neuronal	Error Absoluto
TermoEsmerladas	11	10	1
Paute Unidad #1	-26	-19	7
Paute Unidad #2	-26	-16	10
Paute Unidad #3	-26	-22	4
Paute Unidad #4	0	0	0
Paute Unidad #5	0	-1	1
Paute Unidad #6	-28	-14	14
Paute Unidad #7	-27	-20	7
Paute Unidad #8	-27	-16	11
Paute Unidad #9	0	0	0
Paute Unidad #10	0	0	0
San Francisco Unidad #1	-18	-13	5
San Francisco Unidad #2	-18	-4	14
Daule Peripa Unidad #1	-43	-23	20
Daule Peripa Unidad #2	-43	-31	12
Daule Peripa Unidad #3	0	0	0
Gonzalo Zevallos TV2	0	0	0
Gonzalo Zevallos TV3	-18	-4	14
Electroquil Unidad #1	0	0	0
Electroquil Unidad #2	0	0	0
Electroquil Unidad #3	10	25	15
Electroquil Unidad #4	0	25	25

**ANEXO # 4 ERRORES ABSOLUTOS DE LAS MUESTRAS
ANALIZADAS PARA LA RED NEURONAL SOLO
CONSIDERANDO LÍNEAS.**

Corto circuito trifásico línea Santo Domingo-Esmeraldas al 33% (lunes 01:00 período lluvioso)

Generador	Ángulo δ Real	Ángulo δ Red neuronal	Error Absoluto
TermoEsmeraldas	0	0	0
Paute Unidad #1	-61	-61	0
Paute Unidad #2	0	0	0
Paute Unidad #3	0	0	0
Paute Unidad #4	0	0	0
Paute Unidad #5	0	0	0
Paute Unidad #6	-63	-65	2
Paute Unidad #7	0	0	0
Paute Unidad #8	0	0	0
Paute Unidad #9	0	0	0
Paute Unidad #10	0	0	0
San Francisco Unidad #1	-35	-37	2
San Francisco Unidad #2	0	0	0
Daule Peripa Unidad #1	-62	-63	1
Daule Peripa Unidad #2	0	0	0
Daule Peripa Unidad #3	0	0	0
Gonzalo Zevallos TV2	-27	-28	1
Gonzalo Zevallos TV3	-25	-26	1
Electroquil Unidad #1	0	0	0
Electroquil Unidad #2	0	0	0
Electroquil Unidad #3	0	0	0
Electroquil Unidad #4	0	0	0

Corto circuito trifásico línea Pascuales-Policentro al 33% (martes 17:00 período lluvioso)

Generador	Ángulo δ Real	Ángulo δ Red neuronal	Error Absoluto
TermoEsmeraldas	73	73	0
Paute Unidad #1	85	83	2
Paute Unidad #2	85	83	2
Paute Unidad #3	85	84	1
Paute Unidad #4	85	84	1
Paute Unidad #5	85	85	0
Paute Unidad #6	90	91	1
Paute Unidad #7	83	85	2
Paute Unidad #8	83	83	0
Paute Unidad #9	83	83	0
Paute Unidad #10	0	0	0
San Francisco Unidad #1	77	78	1
San Francisco Unidad #2	77	78	1
Daule Peripa Unidad #1	56	55	1
Daule Peripa Unidad #2	56	55	1
Daule Peripa Unidad #3	56	56	0
Gonzalo Zevallos TV2	43	41	2
Gonzalo Zevallos TV3	44	43	1
Electroquil Unidad #1	0	0	0
Electroquil Unidad #2	0	0	0
Electroquil Unidad #3	0	0	0
Electroquil Unidad #4	0	0	0

Corto circuito trifásico línea Milagro-Babahoyo al 66% (lunes 13:00 período estiaje)

Generador	Ángulo δ Real	Ángulo δ Red neuronal	Error Absoluto
TermoEsmerladas	-7	-9	2
Paute Unidad #1	-39	-40	1
Paute Unidad #2	-39	-40	1
Paute Unidad #3	-39	-41	2
Paute Unidad #4	0	0	0
Paute Unidad #5	0	0	0
Paute Unidad #6	-44	-44	0
Paute Unidad #7	-42	-42	0
Paute Unidad #8	0	0	0
Paute Unidad #9	0	0	0
Paute Unidad #10	0	0	0
San Francisco Unidad #1	-31	-33	2
San Francisco Unidad #2	0	0	0
Daule Peripa Unidad #1	-70	-72	2
Daule Peripa Unidad #2	-70	-72	2
Daule Peripa Unidad #3	0	0	0
Gonzalo Zevallos TV2	-32	-33	1
Gonzalo Zevallos TV3	-62	-64	2
Electroquil Unidad #1	0	0	0
Electroquil Unidad #2	0	0	0
Electroquil Unidad #3	0	0	0
Electroquil Unidad #4	0	0	0

Corto circuito trifásico línea Daule Peripa-Quevedo al 33% (jueves 05:00 período estiaje)

Generador	Ángulo δ Real	Ángulo δ Red neuronal	Error Absoluto
TermoEsmerladas	-16	-15	1
Paute Unidad #1	-76	-73	3
Paute Unidad #2	0	0	0
Paute Unidad #3	0	0	0
Paute Unidad #4	0	0	0
Paute Unidad #5	0	0	0
Paute Unidad #6	-76	-75	1
Paute Unidad #7	0	0	0
Paute Unidad #8	0	0	0
Paute Unidad #9	0	0	0
Paute Unidad #10	0	0	0
San Francisco Unidad #1	-52	-50	2
San Francisco Unidad #2	0	0	0
Daule Peripa Unidad #1	-81	-78	3
Daule Peripa Unidad #2	0	0	0
Daule Peripa Unidad #3	0	0	0
Gonzalo Zevallos TV2	-42	-41	1
Gonzalo Zevallos TV3	-40	-39	1
Electroquil Unidad #1	0	0	0
Electroquil Unidad #2	0	0	0
Electroquil Unidad #3	0	0	0
Electroquil Unidad #4	0	0	0

**ANEXO # 5 CORTO CIRCUITO LÍNEA SANTA ROSA-
SUBESTACIÓN #19 LUNES 09:00 PERÍODO LLUVIOSO**

Corto circuito trifásico línea Sta. Rosa-SE/19 33 % (Lunes 09:00AM periodo lluvioso)					
Potencia transmitida por la línea antes de la falla 40 MW					
Generador	Ángulo δ Inicial	Ángulo δ 5 seg despues falla	Variación del Ángulo δ	Potencia PW prefalla	Potencia PW postfalla
TermoEsmeraldas	NO ESTA EN LÍNEA			0	0.00
Paute Unidad #1	-65	-47	18	86.50	87.49
Paute Unidad #2	-65	-44	21	86.50	87.49
Paute Unidad #3	-62	-45	17	86.50	87.49
Paute Unidad #4	NO ESTA EN LÍNEA			0	0.00
Paute Unidad #5	NO ESTA EN LÍNEA			0	0.00
Paute Unidad #6	-63	-46	20	86.50	87.07
Paute Unidad #7	-63	-45	21	86.50	87.07
Paute Unidad #8	-65	-44	21	86.50	87.07
Paute Unidad #9	NO ESTA EN LÍNEA			0	0.00
Paute Unidad #10	NO ESTA EN LÍNEA			0	0.00
San Francisco Unidad #1	-53	-37	16	110.40	110.81
San Francisco Unidad #2	0	0	0	0	0.00
Daule Peripa Unidad #1	-91	-73	18	45.00	45.95
Daule Peripa Unidad #2	NO ESTA EN LÍNEA			0	0.00
Daule Peripa Unidad #3	NO ESTA EN LÍNEA			0	0.00
Gonzalo Zevallos TV2	-55	-36	19	67.20	69.67
Gonzalo Zevallos TV3	-64	-44	20	72.30	74.62
Electroquil Unidad #1	NO ESTA EN LÍNEA			0	0.00
Electroquil Unidad #2	NO ESTA EN LÍNEA			0	0.00
Electroquil Unidad #3	NO ESTA EN LÍNEA			0	0.00
Electroquil Unidad #4	NO ESTA EN LÍNEA			0	0.00

**ANEXO # 6 CORTO CIRCUITO LÍNEA SANTO DOMINGO-
ESMERALDAS MIÉRCOLES 13:00 PERÍODO LLUVIOSO**

Corto circuito trifásico línea Sto.domingo-Esmeraldas al 66 % (Miércoles 13:00PM periodo lluvioso)					
Potencia transmitida por la línea antes de la falla 37 MW					
Generador	Ángulo δ Inicial	Ángulo δ 5 seg despues falla	Variación del Ángulo δ	Potencia PW prefalla	Potencia PW postfalla
TermoEsmeraldas	15	0	15	129.00	127.42
Paute Unidad #1	31	-11	42	86.03	86.10
Paute Unidad #2	31	-9	40	86.03	85.59
Paute Unidad #3	31	-10	41	86.03	85.59
Paute Unidad #4	31	-9	40	86.03	85.59
Paute Unidad #5	31	-10	41	86.03	85.59
Paute Unidad #6	33	-6	39	86.03	85.97
Paute Unidad #7	28	-13	41	86.03	85.76
Paute Unidad #8	28	-12	40	86.03	85.76
Paute Unidad #9	28	0	28	86.03	85.76
Paute Unidad #10	NO ESTA EN LÍNEA			0	0
San Francisco Unidad #1	38	-12	50	108.10	107.98
San Francisco Unidad #2	38	-12	50	108.10	107.98
Daule Peripa Unidad #1	18	-23	41	67.00	67.39
Daule Peripa Unidad #2	18	-21	39	67.00	67.39
Daule Peripa Unidad #3	18	-23	41	67.00	67.39
Gonzalo Zevallos TV2	18	-21	39	67.30	66.77
Gonzalo Zevallos TV3	20	-20	40	71.90	71.38
Electroquill Unidad #1	NO ESTA EN LÍNEA			0	0
Electroquill Unidad #2	NO ESTA EN LÍNEA			0	0
Electroquill Unidad #3	29	9	20	23.00	22.98
Electroquill Unidad #4	NO ESTA EN LÍNEA			0	0

**ANEXO # 7 CORTO CIRCUITO LÍNEA PASCUALES-
POLICENTRO LUNES 21:00 PERÍODO LLUVIOSO**

Corto circuito trifásico línea Pascuales-Policentro al 33 % (Lunes 21:00 periodo lluvioso)					
Potencia transmitida por la línea antes de la falla 53 MW					
Generador	Ángulo δ Inicial	Ángulo δ 5 seg después falla	Variación del Ángulo δ	Potencia PW prefalla	Potencia PW postfalla
TermoEsmeraldas	0	0	0	0	0
Paute Unidad #1	52	30	22	93.75	91.94
Paute Unidad #2	52	30	22	93.75	91.94
Paute Unidad #3	52	29	23	93.75	91.94
Paute Unidad #4	52	28	24	93.75	91.94
Paute Unidad #5	52	28	24	93.75	91.94
Paute Unidad #6	48	24	24	93.75	93.05
Paute Unidad #7	50	26	24	93.75	93.05
Paute Unidad #8	50	25	25	93.75	93.05
Paute Unidad #9	50	25	25	93.75	93.05
Paute Unidad #10	NO ESTA EN LÍNEA			0	0
San Francisco Unidad #1	59	30	29	108.10	109.16
San Francisco Unidad #2	59	31	28	108.10	109.16
Daule Peripa Unidad #1	34	1	33	57.67	61.76
Daule Peripa Unidad #2	34	2	32	57.67	61.76
Daule Peripa Unidad #3	34	2	32	57.67	61.76
Gonzalo Zevallos TV2	58	29	29	68.40	68.21
Gonzalo Zevallos TV3	60	29	31	71.70	73.74
Electroquil Unidad #1	76	52	26	45.00	45.04
Electroquil Unidad #2	76	50	26	45.00	45.76
Electroquil Unidad #3	81	52	29	46.00	45.85
Electroquil Unidad #4	NO ESTA EN LÍNEA			0	0

**ANEXO # 8 CORTO CIRCUITO LÍNEA SANTA ROSA-
VICENTINA MARTES 24:00 PERÍODO ESTIAJE**

Corto circuito trifásico línea Sta.Rosa-Vicentina al 33 % @Martes 24:00 periodo estiaje)					
Potencia transmitida por la línea antes de la falla 22 MW					
Generador	Ángulo δ Inicial	Ángulo δ 5 seg despues falla	Variación del Ángulo δ	Potencia PW prefalla	Potencia PW postfalla
TermoEsmeraldas	78	63	15	130.80	133.30
Paute Unidad #1	28	13	13	49.60	51.29
Paute Unidad #2	NO ESTA EN LÍNEA			0	0
Paute Unidad #3	NO ESTA EN LÍNEA			0	0
Paute Unidad #4	NO ESTA EN LÍNEA			0	0
Paute Unidad #5	NO ESTA EN LÍNEA			0	0
Paute Unidad #6	25	14	11	49.60	51.09
Paute Unidad #7	NO ESTA EN LÍNEA			0	0
Paute Unidad #8	NO ESTA EN LÍNEA			0	0
Paute Unidad #9	NO ESTA EN LÍNEA			0	0
Paute Unidad #10	NO ESTA EN LÍNEA			0	0
San Francisco Unidad #1	42	28	14	81.95	83.94
San Francisco Unidad #2	42	28	14	81.95	83.94
Daule Peripa Unidad #1	15	1	14	27.50	29.18
Daule Peripa Unidad #2	15	1	14	27.50	29.18
Daule Peripa Unidad #3	34	0	34	0	0
Gonzalo Zevallos TV2	58	45	13	66.00	67.68
Gonzalo Zevallos TV3	61	0	61	71.10	0
Electroquil Unidad #1	NO ESTA EN LÍNEA			0	0
Electroquil Unidad #2	77	0	77	46.00	45.63
Electroquil Unidad #3	83	68	15	46.00	45.77
Electroquil Unidad #4	81	67	14	45.00	44.70

**ANEXO # 9 CORTO CIRCUITO LÍNEA PASCUALES-
ELECTROQUIL JUEVES 18:00 PERÍODO ESTIAJE**

Corto circuito trifásico línea Pascuales-Electroquill al 33 % (Jueves 18:00 periodo estaja)					
Potencia transmitida por la línea antes de la falla 35 MW					
Generador	Ángulo δ Inicial	Ángulo δ 5 seg despues falla	Variación del Ángulo δ	Potencia PW prefalla	Potencia PW postfalla
TermoEsmeraldas	12	10	2	127.90	129.48
Paute Unidad #1	-17	-26	9	92.28	92.55
Paute Unidad #2	-17	-25	8	92.28	92.55
Paute Unidad #3	-17	-26	9	92.28	92.55
Paute Unidad #4	NO ESTA EN LÍNEA			0	0
Paute Unidad #5	NO ESTA EN LÍNEA			0	0
Paute Unidad #6	-21	-29	0	92.20	92.25
Paute Unidad #7	-19	-27	8	92.28	92.31
Paute Unidad #8	NO ESTA EN LÍNEA			0	0
Paute Unidad #9	NO ESTA EN LÍNEA			0	0
Paute Unidad #10	NO ESTA EN LÍNEA			0	0
San Francisco Unidad #1	-11	-19	8	112.10	111.55
San Francisco Unidad #2	NO ESTA EN LÍNEA			0	0
Daule Peripa Unidad #1	-38	-46	8	45.00	44.22
Daule Peripa Unidad #2	-38	-43	5	45.00	44.22
Daule Peripa Unidad #3	NO ESTA EN LÍNEA			0	0
Gonzalo Zevallos TV2	-10	-15	5	67.50	68.11
Gonzalo Zevallos TV3	-8	-21	13	72.70	73.09
Electroquill Unidad #1	NO ESTA EN LÍNEA			0	0
Electroquill Unidad #2	NO ESTA EN LÍNEA			0	0
Electroquill Unidad #3	15	0	15	46.00	17.34
Electroquill Unidad #4	NO ESTA EN LÍNEA			0	0

**ANEXO # 10 ERRORES ABSOLUTOS DE LAS MUESTRAS
ANALIZADAS PARA LA RED NEURONAL SOLO
CONSIDERANDO SALIDA DE GENERACIÓN.**

Salida del generador Esmeraldas (período lluvioso Martes 12:00)

Generador	Ángulo δ Real	Ángulo δ Red neuronal	Error Absoluto
TermoEsmeraldas	0	0	0
Paute Unidad #1	44	42	2
Paute Unidad #2	44	44	0
Paute Unidad #3	44	42	2
Paute Unidad #4	44	42	2
Paute Unidad #5	44	42	2
Paute Unidad #6	40	41	1
Paute Unidad #7	40	39	1
Paute Unidad #8	40	38	2
Paute Unidad #9	40	36	4
Paute Unidad #10	0	0	0
San Francisco Unidad #1	46	55	9
San Francisco Unidad #2	46	42	4
Daule Peripa Unidad #1	12	10	2
Daule Peripa Unidad #2	12	11	1
Daule Peripa Unidad #3	11	6	5
Gonzalo Zevallos TV2	30	27	3
Gonzalo Zevallos TV3	32	22	10
Electroquil Unidad #1	34	30	4
Electroquil Unidad #2	33	30	3
Electroquil Unidad #3	38	36	2
Electroquil Unidad #4	47	45	2

Salida del generador San Francisco Unidad #1, Jueves 09:00 período lluvioso

Generador	Ángulo δ Real	Ángulo δ Red neuronal	Error Absoluto
TermoEsmeraldas	0	0	0
Paute Unidad #1	8	10	2
Paute Unidad #2	11	12	1
Paute Unidad #3	11	10	1
Paute Unidad #4	11	9	2
Paute Unidad #5	0	0	0
Paute Unidad #6	7	10	3
Paute Unidad #7	8	7	1
Paute Unidad #8	8	10	2
Paute Unidad #9	0	0	0
Paute Unidad #10	0	0	0
San Francisco Unidad #1	0	0	0
San Francisco Unidad #2	11	10	1
Daule Peripa Unidad #1	-18	-15	3
Daule Peripa Unidad #2	0	0	0
Daule Peripa Unidad #3	0	0	0
Gonzalo Zevallos TV2	-15	-15	0
Gonzalo Zevallos TV3	-22	-4	18
Electroquil Unidad #1	0	0	0
Electroquil Unidad #2	0	0	0
Electroquil Unidad #3	0	0	0
Electroquil Unidad #4	0	0	0

Salida del generador Gonzalo Zevallos Unidad TV2, Viernes 23:00 período estiaje

Generador	Ángulo δ Real	Ángulo δ Red neuronal	Error Absoluto
TermoEsmerladas	-4	0	4
Paute Unidad #1	-54	-49	5
Paute Unidad #2	-54	-47	7
Paute Unidad #3	0	0	0
Paute Unidad #4	0	0	0
Paute Unidad #5	0	0	0
Paute Unidad #6	-57	-53	4
Paute Unidad #7	0	0	0
Paute Unidad #8	0	0	0
Paute Unidad #9	0	0	0
Paute Unidad #10	0	0	0
San Francisco Unidad #1	-40	-32	8
San Francisco Unidad #2	-40	-36	4
Daule Peripa Unidad #1	-72	-61	11
Daule Peripa Unidad #2	-72	-74	2
Daule Peripa Unidad #3	0	0	0
Gonzalo Zevallos TV2	0	0	0
Gonzalo Zevallos TV3	-32	-34	2
Electroquil Unidad #1	0	0	0
Electroquil Unidad #2	-15	-12	3
Electroquil Unidad #3	-9	-4	5
Electroquil Unidad #4	0	0	0

Salida del generador Agoyán Unidad #1, Miércoles 22:00 período estiaje

Generador	Ángulo δ Real	Ángulo δ Red neuronal	Error Absoluto
TermoEsmerladas	31	20	11
Paute Unidad #1	-3	-2	1
Paute Unidad #2	-3	-6	3
Paute Unidad #3	0	0	0
Paute Unidad #4	0	0	0
Paute Unidad #5	0	0	0
Paute Unidad #6	-7	-6	1
Paute Unidad #7	-4	-10	6
Paute Unidad #8	0	0	0
Paute Unidad #9	0	0	0
Paute Unidad #10	0	0	0
San Francisco Unidad #1	11	4	7
San Francisco Unidad #2	11	7	4
Daule Peripa Unidad #1	-20	-22	2
Daule Peripa Unidad #2	-20	-23	3
Daule Peripa Unidad #3	0	0	0
Gonzalo Zevallos TV2	18	8	10
Gonzalo Zevallos TV3	20	18	2
Electroquil Unidad #1	40	34	6
Electroquil Unidad #2	38	31	7
Electroquil Unidad #3	43	38	5
Electroquil Unidad #4	43	36	7

**ANEXO # 11 SALIDA DEL GENERADOR DAULE PERIPA
UNIDAD #1 MARTES 19:00 PERÍODO LLUVIOSO**

Salida del Generador Daule Peripa Unidad #1 (Martes 19:00 periodo lluvioso)					
Potencia del generador que salio de línea 40.67MW					
Generador	Ángulo δ Inicial	Ángulo δ 5 seg despues falla	Variación del Ángulo δ	Potencia PW prefalla	Potencia PW postfalla
TermoEsmerladas	36	38	2	117,40	117,41
Paute Unidad #1	35	31	4	101,48	101,65
Paute Unidad #2	35	34	1	101,48	101,65
Paute Unidad #3	35	33	2	101,48	101,65
Paute Unidad #4	35	32	3	101,48	101,65
Paute Unidad #5	35	34	1	101,48	101,65
Paute Unidad #6	37	32	5	101,48	101,63
Paute Unidad #7	31	31	0	101,48	101,63
Paute Unidad #8	31	32	1	101,48	101,63
Paute Unidad #9	31	32	1	101,48	101,63
Paute Unidad #10	NO ESTA EN LÍNEA				
San Francisco Unidad #1	44	32	12	109,20	109,25
San Francisco Unidad #2	44	34	10	109,20	109,25
Daule Peripa Unidad #1	SALIDA DEL GENERADOR				
Daule Peripa Unidad #2	7	0	7	40,67	41,60
Daule Peripa Unidad #3	7	0	7	40,67	41,65
Gonzalo Zevallos TV2	19	28	9	66,80	67,59
Gonzalo Zevallos TV3	22	27	5	72,70	73,14
Electroquil Unidad #1	30	49	19	45,00	45,03
Electroquil Unidad #2	29	46	17	46,00	46,43
Electroquil Unidad #3	35	52	17	46,00	46,04
Electroquil Unidad #4	42	63	21	45,00	45,04

**ANEXO # 12 SALIDA DEL GENERADOR SAN FRANCISCO
UNIDAD #1 LUNES 19:00 PERÍODO LLUVIOSO**

Salida del Generador San Francisco Unidad #1 (Lunes 19:00 periodo lluvioso)					
Potencia del generador que salio de línea 108 MW					
Generador	Ángulo δ Inicial	Ángulo δ 5 seg despues falla	Variación del Ángulo δ	Potencia PW prefalla	Potencia PW postfalla
TermoEsmerladas	NO ESTA EN LÍNEA				
Paute Unidad #1	40	28	12	96,58	97,29
Paute Unidad #2	40	28	12	96,58	97,29
Paute Unidad #3	40	28	12	96,58	97,29
Paute Unidad #4	40	28	12	96,58	97,29
Paute Unidad #5	40	28	12	96,58	97,29
Paute Unidad #6	37	24	13	96,58	97,03
Paute Unidad #7	37	24	13	96,58	97,03
Paute Unidad #8	37	24	13	96,58	97,03
Paute Unidad #9	37	24	13	96,58	97,03
Paute Unidad #10	NO ESTA EN LÍNEA				
San Francisco Unidad #1	SALIDA DEL GENERADOR				
San Francisco Unidad #2	36	23	13	108,10	108,49
Daule Peripa Unidad #1	10	0	10	57,67	57,92
Daule Peripa Unidad #2	10	0	10	57,67	57,92
Daule Peripa Unidad #3	10	0	10	57,67	57,92
Gonzalo Zevallos TV2	44	32	12	67,00	69,28
Gonzalo Zevallos TV3	43	34	9	72,90	73,38
Electroquil Unidad #1	70	51	19	45,00	46,20
Electroquil Unidad #2	71	49	22	46,00	47,31
Electroquil Unidad #3	74	54	20	46,00	47,20
Electroquil Unidad #4	NO ESTA EN LÍNEA				

**ANEXO # 13 SALIDA DEL GENERADOR GONZALO
ZEVALLOS UNIDAD #2 LUNES 04:00 PERÍODO ESTIAJE**

Salida del Generador Gonzalo Zevallos Unidad TV2 (Lunes 04:00 periodo estiaje)					
Potencia del generador que salio de línea 18.9MW					
Generador	Ángulo δ Inicial	Ángulo δ 5 seg despues falla	Variación del Ángulo δ	Potencia PW prefalla	Potencia PW postfalla
TermoEsmerladas	101	71	30	127.50	127.70
Paute Unidad #1	63	36	27	87.92	87.72
Paute Unidad #2	63	36	27	87.92	87.72
Paute Unidad #3	63	35	28	87.92	87.72
Paute Unidad #4	63	35	28	87.92	87.72
Paute Unidad #5	63	35	28	87.92	87.72
Paute Unidad #6	66	37	29	87.92	88.06
Paute Unidad #7	NO ESTA EN LÍNEA			0.00	0
Paute Unidad #8	NO ESTA EN LÍNEA			0.00	0
Paute Unidad #9	NO ESTA EN LÍNEA			0.00	0
Paute Unidad #10	NO ESTA EN LÍNEA			0.00	
San Francisco Unidad #1	71	39	32	105.60	105.68
San Francisco Unidad #2	71	48	23	105.60	105.68
Daule Peripa Unidad #1	NO ESTA EN LÍNEA			0.00	0
Daule Peripa Unidad #2	NO ESTA EN LÍNEA			0.00	0
Daule Peripa Unidad #3	NO ESTA EN LÍNEA			0.00	0
Gonzalo Zevallos TV2	SALIDA DEL GENERADOR				
Gonzalo Zevallos TV3	NO ESTA EN LÍNEA			0.00	0
Electroquil Unidad #1	NO ESTA EN LÍNEA			0.00	0
Electroquil Unidad #2	NO ESTA EN LÍNEA			0.00	0
Electroquil Unidad #3	NO ESTA EN LÍNEA			0.00	0
Electroquil Unidad #4	NO ESTA EN LÍNEA			0.00	0

**ANEXO # 14 SALIDA DEL GENERADOR SAN FRANCISCO
UNIDAD #1 MARTES 23:00 PERÍODO ESTIAJE**

Salida del Generador San Francisco Unidad #1 (Martes 23:00 periodo estiaje)					
Potencia del generador que salio de línea 108 MW					
Generador	Ángulo δ Inicial	Ángulo δ 5 seg despues falla	Variación del Ángulo δ	Potencia PW prefalla	Potencia PW postfalla
TermoEsmerladas	52	67	15	128.00	123.75
Paute Unidad #1	38	26	12	90.15	89.05
Paute Unidad #2	38	26	12	90.15	89.05
Paute Unidad #3	38	26	12	90.15	89.05
Paute Unidad #4	39	27	12	90.15	89.05
Paute Unidad #5	39	27	12	90.15	89.05
Paute Unidad #6	34	21	13	90.15	89.74
Paute Unidad #7	34	21	13	90.15	89.74
Paute Unidad #8	34	21	13	90.15	89.74
Paute Unidad #9	35	22	13	90.15	89.82
Paute Unidad #10	NO ESTA EN LÍNEA				
San Francisco Unidad #1	SALIDA DEL GENERADOR				
San Francisco Unidad #2	49	40	9	108.00	106.62
Daule Peripa Unidad #1	26	18	8	70.00	67.13
Daule Peripa Unidad #2	26	18	8	70.00	67.13
Daule Peripa Unidad #3	26	18	8	70.00	67.13
Gonzalo Zevallos TV2	-4	-15	11	18.00	15.79
Gonzalo Zevallos TV3	NO ESTA EN LÍNEA				
Electroquil Unidad #1	NO ESTA EN LÍNEA				
Electroquil Unidad #2	NO ESTA EN LÍNEA				
Electroquil Unidad #3	NO ESTA EN LÍNEA				
Electroquil Unidad #4	NO ESTA EN LÍNEA				

**ANEXO # 15 SALIDA DEL GENERADOR SAN FRANCISCO
UNIDAD #1 LUNES 19:00 PERÍODO ESTIAJE**

Salida del Generador San Francisco Unidad #1 (Lunes 19:00 periodo estiaje)					
Potencia del generador que salio de línea 111.15MW					
Generador	Ángulo δ Inicial	Ángulo δ 5 seg despues falla	Variación del Ángulo δ	Potencia PW prefalla	Potencia PW postfalla
TermoEsmerladas	18	9	9	128,60	133,46
Paute Unidad #1	1	-11	12	86,31	87,03
Paute Unidad #2	1	-11	12	86,31	87,03
Paute Unidad #3	1	-11	12	86,31	87,03
Paute Unidad #4	1	-11	12	86,31	87,03
Paute Unidad #5	3	-9	12	86,31	87,03
Paute Unidad #6	-2	-13	11	86,31	87,18
Paute Unidad #7	-2	-13	11	86,31	87,18
Paute Unidad #8	-2	-13	11	86,31	87,18
Paute Unidad #9	-2	-13	11	86,31	87,18
Paute Unidad #10	NO ESTA EN LÍNEA				
San Francisco Unidad #1	SALIDA DEL GENERADOR				
San Francisco Unidad #2	8	-7	15	111,15	111,85
Daule Peripa Unidad #1	-21	-33	12	56,00	57,00
Daule Peripa Unidad #2	-21	-33	12	56,00	57,00
Daule Peripa Unidad #3	-21	-33	12	56,00	57,00
Gonzalo Zevallos TV2	6	-4	10	66,80	69,50
Gonzalo Zevallos TV3	7	-2	9	70,30	73,00
Electroquil Unidad #1	25	15	10	45,00	46,06
Electroquil Unidad #2	22	12	10	46,00	47,13
Electroquil Unidad #3	29	19	10	46,00	47,06
Electroquil Unidad #4	29	19	10	45,00	46,11