

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DE TIEMPOS DE RECIERRE PARA
LÍNEAS DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN DEL
ECUADOR EN 138 kV**

TESIS PREVIA A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO

FRANKLIN VINICIO CHIMARRO ALOMOTO

DIRECTOR: ING VÍCTOR HINOJOSA

Quito, marzo 2007

DECLARACIÓN

Yo, Franklin Vinicio Chimarro Alomoto, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

FRANKLIN VINICIO CHIMARRO ALOMOTO

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Franklin Vinicio Chimarro Alomoto, bajo mi supervisión.

ING. VICTOR HINOJOSA

AGRADECIMIENTOS

Al Ing. Víctor Hinojosa por dirigir acertadamente el presente proyecto de titulación.

A todo el personal de la ex área de Protección Control y Medición de TRANSELECTRIC S.A. En especial al Ing. Christian Ortega por brindarme su amistad y ayuda.

DEDICATORIA

A mi padre, que hace 24 años de igual forma me dedicó su esfuerzo y dedicación y que hoy en día es el continuo ejemplo de amor, trabajo y sacrificio por los seres amados.

A mi madre, quien con su amor, paciencia y perseverancia ha logrado levantarme de mis tropiezos.

A mi abuelita, quien siempre ha estado pendiente de mi bienestar.

A mis hermanos, que con su inocencia y alegría llenaron de felicidad mis días.

A mi alma gemela, Fernanda, quien se convirtió en mi razón de ser y mi compañía desinteresada durante todo mi tiempo universitario.

A Miguel Ángel (+), si se pudo.

En fin, a todas las personas que hicieron realidad la culminación del primer escalón de mi objetivo profesional.

ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DE TIEMPOS DE RECIERRE PARA LÍNEAS DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN DEL ECUADOR EN 138 kV

CONTENIDO

DECLARACIÓN.....	ii
CERTIFICACIÓN.....	iii
AGRADECIMIENTOS.....	iv
DEDICATORIA.....	v
CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA.....	1
1.1.1 El Sistema Eléctrico de Potencia.....	1
1.1.2 El Sistema de Protección.....	4
1.1.3 Estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia.....	6
1.2 ANTECEDENTES.....	9
1.3 ALCANCE.....	10
1.4 META.....	10
1.5 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	12
1.5.1 Objetivo principal.....	12
1.5.2 Objetivos específicos.....	12
CAPÍTULO 2: CARACTERÍSTICAS GENERALES.....	13
2.1 ESTRUCTURA DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.....	13
2.2 SISTEMAS DE PROTECCIÓN.....	16
2.2.1 Consideraciones técnicas.....	17
2.2.2 Consideraciones económicas.....	18
2.2.3 Características de los sistemas de protección [4].....	19
2.2.4 Anormalidades que ocurren en los sistemas eléctricos.....	22
2.2.5 Métodos para determinar ocurrencia de anormalidades.....	27
2.2.6 Condiciones que debe cumplir un sistema de protección.....	31
2.2.7 Protección de línea.....	32
2.2.8 Equipos asociados a las protecciones.....	35
2.3 ESTADOS DE OPERACIÓN DE UN SISTEMA DE POTENCIA Y ESTRATEGIAS DE REGULACIÓN [6].....	38
2.3.1 Parámetros de seguridad y calidad [3].....	40
2.4 ESTABILIDAD TRANSITORIA [6].....	46
2.4.1 Una vista elemental de la estabilidad transitoria.....	47
CAPÍTULO 3: RECIERRES AUTOMÁTICOS.....	59
3.1 INTRODUCCIÓN.....	59
3.1.1 Historia.....	61
3.1.2 Aplicación de los autorecierres.....	62
3.1.3 Definiciones [1][4][8].....	65
3.2 RECIERRES AUTOMÁTICOS EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN Y SUBTRANSMISIÓN.....	67
3.3 AUTORECIERRES DE ALTA VELOCIDAD EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN.....	68
3.3.1 Características de las protecciones.....	69

3.3.2	Tiempo de despeje de falla [6]	69
3.3.3	Desionización del arco eléctrico [4] [8]	70
3.3.4	Características de los Disyuntores	73
3.3.5	Determinación del tiempo Muerto	74
3.3.6	Determinación del tiempo de restauración	75
3.3.7	Estabilidad y Sincronismo del Sistema.....	75
3.4	CONSIDERACIONES TÉCNICAS [3]	78
3.4.1	Normas de Seguridad, Calidad y Confiabilidad	79
3.4.2	Esquema de Alivio de Carga por Baja Frecuencia [3].....	80
CAPÍTULO 4: DlgSILENT Power Factory		82
4.1	ESTRUCTURA ACTUAL DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN EN LA BASE DE DATOS DEL DIGSILENT	82
4.2	DlgSILENT POWER FACTORY	84
4.2.1	Manejo de datos.....	85
4.2.2	Editor gráfico	88
4.3	MANUAL DE USUARIO	90
4.3.1	Cómo cargar una base de datos en DlgSILENT	90
4.3.2	Eventos de simulación	95
CAPÍTULO 5: OBTENCIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS		130
5.1	PROCEDIMIENTO.....	130
5.1.1	Cálculo de flujos de potencia	131
5.1.2	Análisis de casos críticos	134
5.1.3	Análisis del tiempo muerto	140
5.1.4	Análisis de un evento completo de recierre.....	142
5.1.5	Cálculo del tiempo de estabilización	144
5.2	CASO DE ESTUDIO	147
5.2.1	Análisis del flujo de potencia,	147
5.2.2	Estudio del caso crítico	149
5.2.3	Estudio del tiempo muerto.....	151
5.2.4	Análisis de un evento completo de recierre.....	156
5.2.5	Análisis del tiempo de estabilización	159
5.3	RESULTADOS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 138 kV	165
5.3.1	Resultados de casos críticos.....	165
5.3.2	Resultados del tiempo muerto.....	166
5.3.3	Resultados del tiempo de estabilización	166
5.4	ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE LA APLICACIÓN DE UN RECIERRE EN UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 138 kV	172
CAPÍTULO 6: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		176
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		179
ANEXOS.....		180
ANEXO No1: Protocolo de montaje y pruebas del interruptor 52-1t2 aTT 138 [kV] de la subestación Santa Rosa		181
ANEXO No 2: Esquemas de Alivio de Carga por Baja Frecuencia		183
ANEXO No 3: Gráficos de las zonas del SNI clasificadas en DlgSILENT Power Factory, correspondientes al escenario lluvioso con demanda alta.....		185
ANEXO No 4: Cuadro para la tabulación de datos, correspondiente al analisis de recierres en líneas de transmisión de 138 [kV].....		190

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1.1	Transitorios en sistemas de potencia.....	3
Gráfico 1.2	Características de distancia típicas, para las tres zonas de protección.....	6
Gráfico 1.3	Respuesta de un sistema de cuatro máquinas durante un transitorio.....	9
Gráfico 2.1	Elementos de un sistema de potencia.....	14
Gráfico 2.2	Componentes de un sistema de protecciones	35
Gráfico 2.3	Estados de operación de un sistema de potencia.....	40
Gráfico 2.4	Respuesta del ángulo del rotor ante una perturbación transitoria ...	47
Gráfico 2.5	Sistema máquina simple barra infinita.....	48
Gráfico 2.6	Representación del sistema con el modelo clásico del generador ..	48
Gráfico 2.7	Curva de relación Potencia-Ángulo	49
Gráfico 2.8	Respuesta ante un cambio en la potencia mecánica de entrada	51
Gráfico 2.9	Ilustración del fenómeno de Estabilidad Transitoria.....	57
Gráfico 3.1	Esquema de operación de un autorecierre en presencia de una falla transitoria.....	64
Gráfico 3.2	Esquema de operación de un autorecierre en presencia de una falla permanente	64
Gráfico 3.3	Tiempos típicos de despeje de falla para una situación normal	70
Gráfico 3.4	Tiempo muerto requerido para la desionización del arco eléctrico .	72
Gráfico 3.5	Curva de operación de un disyuntor de aceite con mecanismo de operación neumático	73
Gráfico 3.6	Tiempo de desionización del arco más largo que el tiempo muerto del disyuntor	74
Gráfico 3.7	Justificación del tiempo muerto de 350 [ms]	75
Gráfico 3.8	Aplicación del criterio de igualdad de áreas para el recierre de una línea de doble circuito.....	78
Gráfico 4.1	Ejemplo de ventana principal de DIgSILENT Power Factory	89
Gráfico 4.2	Ventana de registro	90
Gráfico 4.3	Ventana de inicio.....	91
Gráfico 4.4	Ventana administrador de datos, opción editar	92
Gráfico 4.5	Ventana para escoger licencias	92
Gráfico 4.6	Ventana administrador de datos, importar datos.....	94
Gráfico 4.7	Ventana administrador de datos, exportar datos.....	94
Gráfico 4.8	Ventana administrador de datos, activar escenarios.....	96
Gráfico 4.9	Opciones para escoger la hora de demanda	97
Gráfico 4.10	Ventana principal luego de activar escenarios	97
Gráfico 4.11	Descripción de iconos	98
Gráfico 4.12	Ventana cálculo del flujo de carga, opciones básicas	100
Gráfico 4.13	Ventana cálculo de flujo de carga, opciones avanzadas.....	101
Gráfico 4.14	Ventana cálculo de flujo de carga, control de iteraciones	101
Gráfico 4.15	Ventana cálculo de flujo de carga, opciones de simulación avanzadas	102
Gráfico 4.16	Ventana cálculo de flujo de carga, control de potencia activa.....	103
Gráfico 4.17	Ventana principal, menú salida	104
Gráfico 4.18	Ventana verificar topología de la red.....	104
Gráfico 4.19	Lista de objetos relevantes para el cálculo.....	105

Gráfico 4.20	Ventana administrador de datos, objetos relevantes de cálculo, datos básicos.....	106
Gráfico 4.21	Ventana para crear nuevos objetos	107
Gráfico 4.22	Ventana selección del elemento, eventos de simulación	107
Gráfico 4.23	Ventana eventos de simulación, ingresar nombre	108
Gráfico 4.24	Ventana selección del elemento, resultados	108
Gráfico 4.25	Ventana resultados, ingresar nombre	109
Gráfico 4.26	Ventana administrador de datos, escenario seco, demanda P19	109
Gráfico 4.27	Ventana correspondiente a cada línea de transmisión.....	111
Gráfico 4.28	Ventana línea, simulación EMT	111
Gráfico 4.29	Ventana principal, definir, evento de cortocircuito.....	112
Gráfico 4.30	Ventana evento de cortocircuito, cortocircuito monofásico	112
Gráfico 4.31	Ventana evento de cortocircuito, despejar cortocircuito	113
Gráfico 4.32	Ventana principal, editar dispositivos	113
Gráfico 4.33	Definir evento de switcheo	114
Gráfico 4.34	Ventana eventos de switcheo, datos básicos, abrir interruptor ...	114
Gráfico 4.35	Ventana eventos de switcheo, datos básicos, cerrar interruptor .	115
Gráfico 4.36	Ventana eventos de simulación	115
Gráfico 4.37	Ventana principal, definir, conjunto de variables	116
Gráfico 4.38	Ventana resultados	117
Gráfico 4.39	Ventana conjunto de variables, simulación RMS	117
Gráfico 4.40	Ventana filtro de objeto, flujo de carga	118
Gráfico 4.41	Ventana modificar valores, relativo	119
Gráfico 4.42	Ventana cálculo de cortocircuito, opciones básicas	119
Gráfico 4.43	Ventana nuevo, panel de instrumentos virtuales.....	120
Gráfico 4.44	Ventana principal con hoja de gráficos creada.....	121
Gráfico 4.45	Ventana agregar instrumento virtual	121
Gráfico 4.46	Íconos para las opciones de los gráficos.....	122
Gráfico 4.47	Ventana subgráfica	123
Gráfico 4.48	Ventana seleccionar resultados	123
Gráfico 4.49	Ventana seleccionar objeto	124
Gráfico 4.50	Ventana archivo de resultados y colores disponibles.....	124
Gráfico 4.51	Variables a graficar	125
Gráfico 4.52	Ventana administrador de datos, pcm1, escenario seco, demanda P19	125
Gráfico 4.53	Ventana cálculo de condiciones iniciales, opciones básicas.....	127
Gráfico 4.54	Ventana cálculo de condiciones iniciales, tamaño del paso.....	128
Gráfico 4.55	Ventana chequeo de condiciones iniciales calculadas.....	128
Gráfico 4.56	Ventana ejecutar simulación	129
Gráfico 5.1	Demanda del sistema eléctrico ecuatoriano.....	132
Gráfico 5.2	Procedimiento para el cálculo de flujos de potencia	133
Gráfico 5.3	Secuencia de realización de eventos, caso crítico	135
Gráfico 5.4	Porcentajes de localización de la falla.....	136
Gráfico 5.5	Ejemplo general del análisis de frecuencia, después del despeje de una falla	137
Gráfico 5.6	Ejemplo general del análisis de voltaje, después del despeje de la falla	138
Gráfico 5.7	Secuencia de realización de eventos, cierre en falla	141
Gráfico 5.8	Voltaje presente en las barras con un circuito de transmisión O/S	143

Gráfico 5.9	Ejemplo del efecto capacitivo de una línea de transmisión	144
Gráfico 5.10	Secuencia de realización de eventos, tiempo de estabilización ..	145
Gráfico 5.11	Ejemplo del análisis completo de una respuesta de frecuencia ..	146
Gráfico 5.12	Flujos de potencia de la línea de transmisión Santa Rosa-Vicentina, escenario lluvioso, demanda alta	148
Gráfico 5.13	Análisis de frecuencia en la barra Vicentina después del despeje de una falla	149
Gráfico 5.14	Análisis de frecuencia en la barra Santa Rosa después del despeje de una falla	150
Gráfico 5.15	Análisis de frecuencia en la barra Vicentina para un cierre en falla con tiempo de desionización de 150 [ms].....	153
Gráfico 5.16	Análisis de frecuencia en la barra Vicentina para un cierre en falla con tiempo de desionización de 250 [ms].....	153
Gráfico 5.17	Análisis de frecuencia en la barra Vicentina para un cierre en falla con tiempo de desionización de 350 [ms].....	154
Gráfico 5.18	Análisis de frecuencia en la barra Vicentina para un cierre en falla con tiempo de desionización de 400 [ms].....	155
Gráfico 5.19	Voltajes en las barras Santa Rosa y Vicentina con la línea de transmisión abierta	156
Gráfico 5.20	Efecto capacitivo de la línea de transmisión Santa Rosa-Vicentina	157
Gráfico 5.21	Diferencia de voltaje antes del segundo cierre.....	158
Gráfico 5.22	Diferencia de ángulo antes del segundo cierre	158
Gráfico 5.23	Análisis de la respuesta de frecuencia en la barra Vicentina	160
Gráfico 5.24	Análisis de la respuesta de voltaje en la línea de transmisión Santa Rosa-Vicentina y en las barras Santa Rosa, Vicentina.....	162
Gráfico 5.25	Análisis de la respuesta de ángulo en la línea de transmisión Santa Rosa-Vicentina y en las barras Santa Rosa y Vicentina.....	163
Gráfico 5.26	Análisis de la respuesta de potencia activa en la línea de transmisión Santa Rosa-Vicentina y líneas de transmisión aledañas.....	164

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro 1.1	Líneas del SNT 138 [kV] a ser analizadas	11
Cuadro 2.1	Tasa de ocurrencia de fallas en equipos eléctricos	24
Cuadro 3.1	Comparación del tiempo de desionización del arco eléctrico.....	72
Cuadro 3.2	Esquemas de alivio de carga por baja frecuencia.....	81
Cuadro 4.1	Unidades generadoras del SNI clasificadas por zonas	83
Cuadro 4.2	Nomenclatura para eventos de simulación y archivos o cajas de resultados	126
Cuadro 5.1	Datos prefalla de la línea de transmisión Santa Rosa-Vicentina...	148
Cuadro 5.2	Registro de datos de voltaje y frecuencia de la línea de transmisión Santa Rosa-Vicentina para determinar caso crítico	150
Cuadro 5.3	Registro de datos de la línea de transmisión Santa Rosa Vicentina, para condiciones prefalla y después del despeje de la falla	151
Cuadro 5.4	Registro de tiempos de despeje de falla y primer cierre	156
Cuadro 5.5	Registro de los tiempos: segundo cierre, estabilización y final	165
Cuadro 5.6	Líneas de transmisión con condiciones críticas de frecuencia.....	168
Cuadro 5.7	Datos de prefalla para las líneas de transmisión analizadas	168
Cuadro 5.8	Voltajes y frecuencias en las líneas de transmisión analizadas después de despejar la falla	169
Cuadro 5.9	Tiempos muertos para las líneas de transmisión analizadas.....	169
Cuadro 5.10	Tiempos del segundo cierre, estabilización y final para las líneas de transmisión analizadas	170
Cuadro 5.11	Resultados finales de los tiempos óptimos de recierre para Líneas Transmisión de 138 kV del Sistema Eléctrico Ecuatoriano.....	171
Cuadro 5.12	Líneas de transmisión de 138 [kV] a ser analizadas	172
Cuadro 5.13	Tiempo total de indisponibilidad para las líneas de transmisión analizadas	172
Cuadro 5.14	Límites anuales de horas de indisponibilidad y número de desconexiones.....	173
Cuadro 5.15	Costos de energía no suministrada	174
Cuadro 5.16	Costos de energía no suministrada con la aplicación de un recierre	175

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

Este capítulo en su primera parte, descripción del problema, muestra una visión global del presente proyecto de tesis, para lo cual se describen los conceptos básicos en que se enmarca la investigación.

Adicionalmente, se plantean los lineamientos generales en base a los cuales se desarrollará el contenido y análisis del tema de tesis antes mencionado.

1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

1.1.1 EL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

Un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) tiene por finalidad garantizar el suministro de energía eléctrica dentro de su área de aplicación, para lo cual debe operar garantizando el abastecimiento al mínimo costo y con el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos para mantener un servicio continuo confiable y económico cumpliendo con los niveles de calidad establecidos en la norma técnica correspondiente.

El SEP está constituido por diversas instalaciones que deben ser interconectadas, ya que los centros de generación se encuentran en distintos lugares de los centros de demanda de energía eléctrica. Por tal motivo se distingue los siguientes componentes:

- ⊕ Generación, que son las centrales de generación eléctrica incluyendo las instalaciones de conexión al Sistema de Transmisión,

- ⊕ Transmisión, que son las Líneas de Transmisión y las Subestaciones (incluyendo los equipos de compensación reactiva) que interconectan las instalaciones de generación con las de distribución,
- ⊕ Distribución, que son las Líneas y Subestaciones de Subtransmisión, así como también las Redes de Distribución, y
- ⊕ Consumidores, que son todas y cada una de las cargas conectadas a un sistema de distribución.

El SEP debe atender la demanda de potencia eléctrica, la cual debe ser permanentemente equilibrada por la generación. Esta situación de equilibrio corresponde a la operación de régimen permanente; sin embargo, se pueden producir perturbaciones cuando se altera el equilibrio de potencia activa o de potencia reactiva en el sistema, lo cual determinará cambios que lo llevan a una nueva situación de régimen permanente. Durante este proceso se producen oscilaciones de las máquinas que son parte de su operación normal en estado estacionario.

El SEP puede también ser sometido a solicitudes que no corresponden al cubrimiento de la demanda, las cuales se presentan como eventos transitorios que ocasionan perturbaciones importantes ya sea sobrevoltajes y/o sobrecorrientes que pueden producir oscilaciones de las máquinas sincrónicas, las cuales deben amortiguarse, caso contrario, serán peligrosas para su funcionamiento, afectando su estabilidad y provocando la desconexión de las mismas.

Los eventos antes mencionados han sido clasificados en cuatro tipos, según la rapidez de los mismos y son los siguientes:

1. Clase A: Transitorios ultrarrápidos

Transitorios por descargas atmosféricas	10^{-6} a 10^{-3} (s),
Transitorios por maniobras	10^{-5} a 10^{-2} (s),
Fenómenos de resonancia	10^{-3} a 10^0 (s).

2. Clase B: Transitorios rápidos o dinámicos

Transitorios por generadores 10^{-3} a 10^1 (s),

Estabilidad transitoria 10^{-1} a 10^2 (s),

Estabilidad de largo plazo 10^1 a 10^4 (s).

3. Clase C: Transitorios moderados o de estado cuasi estacionario

Corrientes de falla 10^{-1} a 10^1 (s).

4. Clase D: Transitorios lentos o de estado estacionario

Distorsión por armónicos 10^0 a 10^3 (s),

Flujos de potencia 10^0 a 10^3 (s).

En el Gráfico 1.1 se muestra la duración de los transitorios que se presentan en los sistemas de potencia.

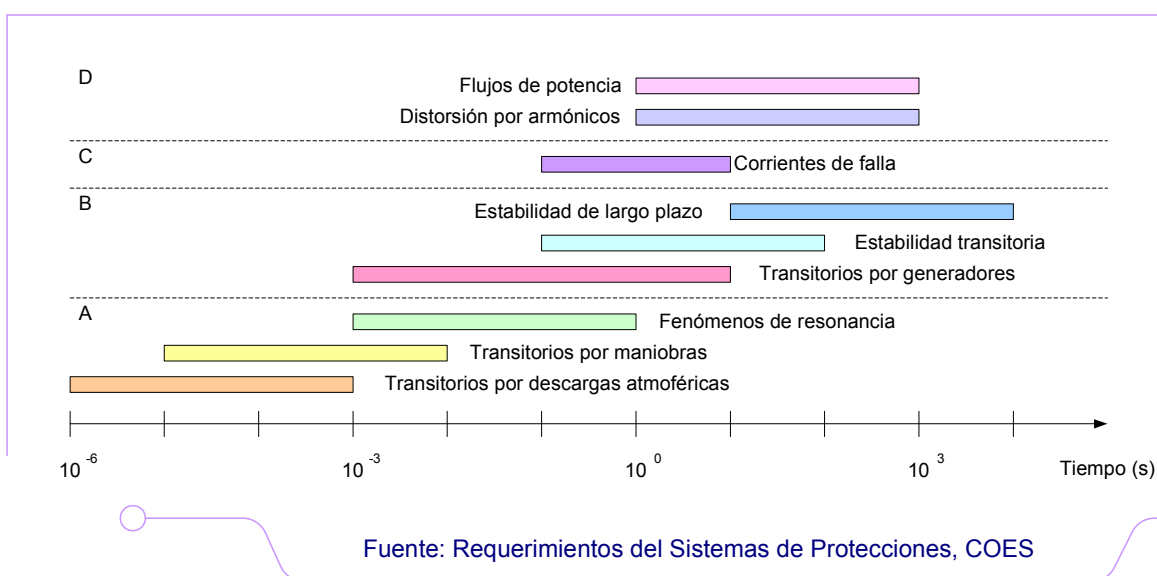


Gráfico 1.1 Transitorios en sistemas de potencia

Dentro de la Clase A, la probabilidad de fallas en líneas de transmisión, causados por relámpagos, es de 0 a 3 fallas por 100 kilómetros y por año [1]. A esto se tienen que agregar las fallas causadas por la contaminación, aerosol salino presente principalmente a nivel del mar, oscilación de conductores, dispositivos de elevación que tocan los conductores. En la mayoría de los casos las fallas con presencia de relámpagos son las más comunes.

Alrededor del 80% de las fallas son monofásicas, el 10% son fallas bifásicas a tierra, el 5% fallas bifásicas aisladas y el restante 5% son fallas trifásicas y trifásicas a tierra [1]. En voltajes más bajos las fallas multi-fase serán más comunes, debido a un más bajo nivel de aislamiento básico. El número de fallas también aumenta debido a distancias más bajas. En consecuencia, el SEP debe estar diseñado para atender la demanda de potencia, pero también debe estar dotado de los recursos necesarios para prevenir la aparición de estos fenómenos y si ocurren, poderlos controlar de manera de que el sistema pueda restablecerse prontamente y no colapse.

1.1.2 EL SISTEMA DE PROTECCIÓN

En la actualidad existe una creciente demanda de energía eléctrica que hace que sea vital preservar la *calidad y la continuidad del servicio* [2]. Es por esta razón que los nuevos sistemas de Protección (equipos automáticos encargados de proteger los elementos del SEP) sean cada vez más complejos, confiables y seguros.

Entonces, tal como ha sido definido, el Sistema de Protección de los equipos y/o instalaciones del sistema de transmisión tiene los siguientes objetivos:

- ⊕ Determinar la secuencia y tiempos de operación de las protecciones para despejar de forma eficiente una falla, disminuyendo sus efectos y evitando riesgos operativos para el sistema,
- ⊕ Alertar sobre las condiciones anormales de operación del sistema, con la finalidad de tomar acciones preventivas que permitan evitar una operación ineficiente por posibles desconexiones. De acuerdo a la gravedad de la situación, se debe efectuar operaciones automáticas de conexiones y/o desconexiones pertinentes, y
- ⊕ Alertar sobre el estado inapropiado de los equipos con la finalidad de tomar las acciones preventivas que permitan evitar operaciones ineficientes por posibles fallas en dichos equipos.

Por consiguiente, la ocurrencia de una falla en algún punto del Sistema produce la actuación inmediata del Sistema de Protecciones. Esto genera la salida de servicio de uno o más elementos del SEP comprometidos por la falla. La consecuencia directa de esta acción cuyo objetivo es proteger al equipamiento de las elevadas corrientes de falla, produce como efecto colateral por ejemplo, la reducción de la capacidad de transmisión y la confiabilidad del Sistema, lo cual significa una afectación directa a los restantes miembros del Mercado Eléctrico, como son: los generadores, transmisor, distribuidores y grandes consumidores.

Haciendo referencia a la protección de distancia de líneas de transmisión se definen básicamente tres zonas de protección, las cuales se citan a continuación.

A la primera zona de operación le corresponde el 85 o el 90% de la impedancia de la línea y su operación es instantánea. El margen de seguridad que resulta, 15 ó 10% respectivamente, nos asegura que aquí no hay ningún riesgo de sobre alcance debido a la resistencia de arco que se presente en la línea adyacente o también debido a los errores en los transformadores de corriente y voltaje y a las inexactitudes en los datos de impedancia de la línea que debieron preverse para o por futuros errores de ajuste y medida de los relés. A la segunda zona de operación, el 100 % de la impedancia de la línea 1 y el 20% de la línea adyacente, su tiempo de operación es de 200 a 300 [ms]. Por último a la tercera zona de protección le corresponde el 100% de la línea 1 mas el 100% de la línea adyacente y su tiempo de operación es de 800 a 1000 [ms]. En el Gráfico 1.2 se muestra el esquema de zonas de protección, donde, el relé de distancia se encuentra ubicado en la barra A.

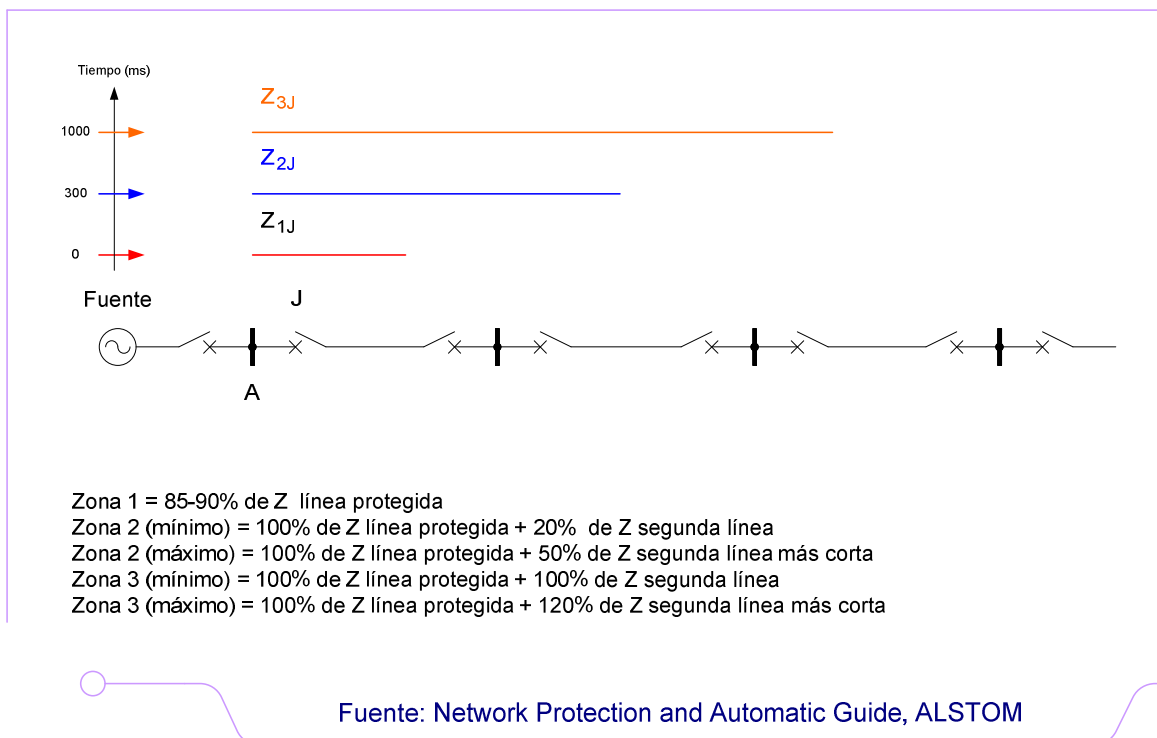


Gráfico 1.2 Características de distancia típicas, para las tres zonas de protección

1.1.3 ESTABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Como se mencionó anteriormente, gran parte de las fallas que se producen no son permanentes, sino por el contrario son fugaces o transitorias, desapareciendo al cabo de un tiempo. Entonces la estabilidad transitoria del sistema y la continuidad del servicio puede ser mejorada utilizando el recierre automático, el cual es un proceso de reconexión automática de alta velocidad de un circuito de transmisión, que ha sido previamente desconectado por las protecciones debido a una falla transitoria y tiene por objeto mantener la estabilidad y evitar el colapso del sistema. Por el contrario, cuando se presenta una falla permanente, como por ejemplo un conductor en mal estado o roto, el recierre no tiene efecto alguno, dando como resultado nuevamente la apertura total de la línea.

Posterior a la desconexión de la línea de transmisión debido a una falla, la actuación de los interruptores, en ambos extremos de la línea y para una operación de reconexión, puede ser tripolar o unipolar. La principal diferencia entre un recierre tripolar y un recierre unipolar está dada básicamente en la

determinación del tiempo muerto, chequeo de sincronismo y una discriminación de la fase fallada, siendo esta última, necesaria y exclusiva de los recierres unipolares. Entonces, para un recierre tripolar en un Sistema de Transmisión el tiempo muerto utilizado es de 300 a 400 [ms], en cambio para un recierre unipolar se utiliza un tiempo muerto de 800 a 1200 [ms] aproximadamente [1]. Además, un recierre tripolar se realiza sobre todo después de un chequeo de sincronismo, donde los voltajes en ambos lados del interruptor se comprueban y se verifica que estos no estén fuera de fase, lo que es contrario a la utilización de un recierre unipolar, en el cual se tienen mejores condiciones de estabilidad, tanto de voltaje como de frecuencia, entre las dos partes que la línea une.

Sin embargo, en las operaciones unipolares, el acoplamiento capacitivo entre conductores puede influir en un mayor tiempo de extinción de la falla (que queda alimentada a través de las capacitancias de las otras fases), se debe entonces tratar de anular esta corriente, lo que se hace utilizando la maniobra tripolar, o a través de reactores de compensación de la línea con un reactor supresor de arco entre el neutro de los reactores y tierra (método utilizado en voltajes elevados).

Cuando se aplica el recierre automático en una línea de transmisión, es muy importante que la desionización del arco eléctrico se elimine por completo de manera que cuando se energice nuevamente la línea fallada el arco no debe estar presente. El tiempo de desionización depende principalmente de:

- ⊕ El espaciamiento entre los conductores,
- ⊕ La magnitud de la corriente de falla,
- ⊕ Las condiciones ambientales, y
- ⊕ El voltaje presente en el circuito.

Cuando no se realiza el recierre, la minimización del tiempo postfalla está íntimamente relacionado con el conocimiento de las causas que originaron la falla y el estado postfalla del sistema de transmisión. La provisión de esta información es llevada a cabo por los especialistas en Protecciones, quienes analizan las operaciones y actuaciones de los equipos automáticos y emiten un diagnóstico

para que los encargados de la operación del sistema puedan reponer el servicio en el menor tiempo posible.

Debido a que las fallas transitorias son por lo general de origen atmosférico y desaparecen después de un tiempo (extinción del arco). En estudios de estabilidad transitoria la evaluación del tiempo crítico de despeje juega un rol importante en la valoración de la estabilidad, ya que mejora la confiabilidad del sistema (basado en la reducción del tiempo de desconexión de una línea con falla, por ende disminuye el tiempo de indisponibilidad de la línea). Si el despeje de una falla transitoria ocurre en un tiempo muy corto, las oscilaciones transitorias pueden ser controladas y el sistema permanecerá estable, cumpliendo con criterios de seguridad, calidad y economía.

Los estudios de estabilidad que evalúan el impacto de disturbios en el comportamiento dinámico y electromecánico de los sistemas de potencia son de dos tipos: transitorio y de estado estable.

Del mismo modo, cuando un generador está suministrando potencia a un sistema a través de líneas de transmisión paralelas, la apertura de una de las líneas puede originar que el generador pierda el sincronismo, aun cuando la carga pudiese ser alimentada por la otra línea bajo condiciones de estado estable.

La perdida de estabilidad puede ser causada por una grave generación desequilibrada, (por ejemplo: generación excesiva debido a la perdida de la carga), en el Gráfico 1.3 literal a, se puede apreciar claramente como aumenta el ángulo del rotor de las maquinas, cuando la diferencia de ángulos entre las maquinas no cambia significativamente la sincronización se mantiene y las maquinas regresan a un nuevo ángulo de equilibrio, mientras que si la diferencia entre los ángulos se distancia cada vez más, la estabilidad se llegaría a perder como se puede ver en el Gráfico 1.3 literal b.

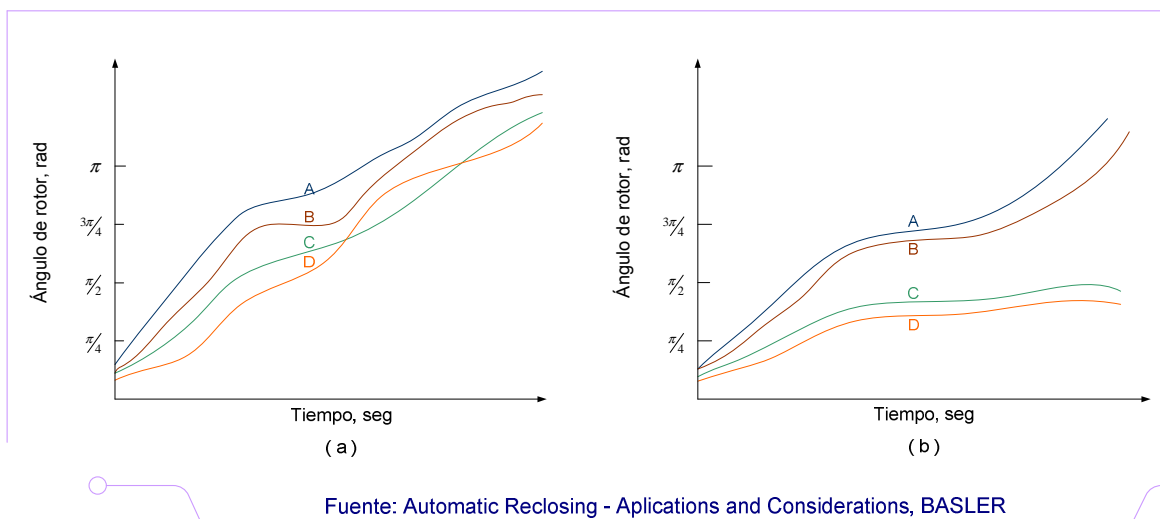


Gráfico 1.3 Respuesta de un sistema de cuatro máquinas durante un transitorio

El problema de estabilidad está relacionado con el comportamiento de las máquinas síncronas después de ocurrir una falla, si la perturbación no involucra cambios en la red, las máquinas deben regresar a la posición original, si un desequilibrio entre el suministro y demanda es creada por un cambio en la carga, en la generación o en la red es necesario un nuevo estado de operación, en todo caso si el sistema es estable todas las máquinas conectadas deben mantenerse en sincronismo (operar en paralelo y a la misma velocidad).

1.2 ANTECEDENTES

Hoy en día la empresa titular del transporte de energía eléctrica, TRANSELECTRIC S.A. debe afrontar las penalidades que surgen por indisponibilidad, *parcial o total*, del elemento afectado. Estas penalidades dependen también del tiempo transcurrido hasta la reposición del servicio, por este motivo es esencial proponer métodos que permitan preservar la calidad y continuidad del servicio.

Considerando lo anterior y teniendo en cuenta que en la actualidad TRANSELECTRIC S.A., no cuenta con una base de datos adecuada sobre tiempos de recierre en líneas de transmisión de 138 [kV], en base a los cuales se

pueda calibrar a los respectivos relés de protección, se plantea realizar un estudio de los tiempos máximos de recierre, con el único fin de obtener datos sustentados en simulaciones dinámicas y condiciones reales de despacho, tanto de generación como de carga, para de esta manera obtener una mejor operación del Sistema Nacional Interconectado (SNI).

1.3 ALCANCE

El dominio seleccionado para este proyecto de titulación es el Análisis de Tiempos óptimos de Recierre para líneas de 138 [kV] del Sistema Nacional de Transmisión del Ecuador (SNT), considerando los escenarios hidrológicos seco y lluvioso para los tres tipos de demanda: pico (19H30), media (12H00) y valle (03H00), siendo estos tiempos, los representativos de cada tipo de demanda.

Adicionalmente, el desarrollo de las simulaciones dinámicas estarán encaminadas al estudio de fallas monofásicas en zona uno.

Además, la razón de utilizar un recierre trifásico es debido a la limitación del equipo primario, ya que los disyuntores a nivel de 138 [kV] son tripolares.

Por último, se utilizará como herramienta de simulación al software DIgSILENT Power Factory. De esta forma se realizará un análisis prefalla, falla y postfalla considerando perturbaciones en las líneas del SNT.

1.4 META

Se realizará el estudio técnico para la obtención de tiempos máximos de recierre acorde a las condiciones del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador,

tomando en cuenta los tiempos de operación de disyuntores, tiempos de operación de los relés y tiempos de desionización del arco.

Dichos tiempos de recierre deberán mantener límites establecidos de voltaje, frecuencia y ángulo, así como también condiciones de estabilidad, basados en reglamentos y regulaciones existentes, emitidas por el CONELEC [3].

Para definir las líneas de 138 [kV] que serán analizadas, se tomaron en cuenta las siguientes consideraciones:

- ⊕ No será analizada la línea de Interconexión con Colombia (Panamericana-Tulcán), debido a que la base de datos con la cual se están desarrollando las simulaciones, no tiene una completa modelación del Sistema Eléctrico Colombiano, y
- ⊕ No serán analizadas las líneas radiales de un solo circuito. Debido a que para dar la orden de recierre se debe primero desconectar la carga de la barra correspondiente, luego efectuar el cierre de la línea y por último conectar nuevamente la carga.

Tomando en cuenta lo anterior se obtiene la lista de líneas de 138 [kV] del SNT en las cuales se implementará el estudio de recierres, esta lista se muestra en el Cuadro 1.1.

Cuadro 1.1 Líneas del SNT 138 [kV] a ser analizadas

Nº	LÍNEA	CIRCUITOS
1	Milagro-San Idelfonso	2
2	Santo Domingo-Esmeraldas	2
3	Daule Peripa-Portoviejo	2
4	Santa Rosa-Vicentina	1
5	Vicentina-Ibarra	2
6	Mulalo-Vicentina	1
7	Pucará-Mulalo	1
8	Pucará-Ambato	1
9	Totoras-Ambato	1
10	Daule Peripa-Quevedo	2
11	Machala-San Idelfonso	2
12	Molino-Cuenca	2

Finalmente, este estudio servirá para ser implementado por TRANSELECTRC S.A. tomando en cuenta condiciones óptimas de recierre trifásico en líneas de 138 [kV] del SNT.

1.5 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.5.1 OBJETIVO PRINCIPAL

Se determinarán los tiempos óptimos y las condiciones requeridas para efectuar un recierre tripolar, con el fin de mantener la estabilidad y el sincronismo del sistema y poder regresar a un estado estable aceptable luego de producirse una falla transitoria.

1.5.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- ⊕ Estimar las condiciones óptimas de recierre tripolar en líneas de transmisión de 138 [kV] para los escenarios de alta y baja hidrología.
- ⊕ Analizar las condiciones prefalla, falla y postfalla del sistema (voltaje y ángulo) y simular las condiciones de falla y postfalla posterior a un recierre exitoso y no exitoso.
- ⊕ Analizar la estabilidad transitoria para líneas de transmisión de 138 [kV].
- ⊕ Minimizar la existencia de interrupciones y energía no suministrada a los consumidores.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ABB Switchgear. "Protection Application Handbook". Edición 1. Vasteras Suecia. Marzo 1999.
- [2] REGULACIÓN No CONELEC – 002/06. "Calidad del Transporte de Potencia y del Servicio de Conexión en el SNI". Quito Ecuador. 30 de enero del 2006.
- [3] REGULACIÓN No CONELEC – 006/00. "Procedimientos de Despacho y Operación". Quito Ecuador. 09 de agosto del 2000.
- [4] ALSTOM Measurements. "Network Protection and Automatic Guide". Francia. 2002.
- [5] H. M. Rustebakke. "Electric Utility Systems and Practices". John Wiley & Sons. 1983.
- [6] KUNDUR, Prabha. "Power System Stability and Control". McGraw–Hill. Palo Alto, California. 2001.
- [7] Kimbark, Edward Wilson. "Power System Stability, Power Circuit Breakers and Protective Relays". John Wiley & Sons. NY, London, Sydney. April, 1967.
- [8] Basler Electric Company. "Automatic Reclosing, Transmission Line Applications and Considerations". Highland Illinois. 2001
- [9] ANDERSON and FOUAD. "Power System Control and Stability". First Edition. Iowa State the University Press. USA. 1977.
- [10] STEVENSON, William, GRAINGER, John. "Análisis de Sistemas de Potencia". Primera edición. McGRAW-HILL. México. 1996.
- [11] Fernández C. "Capacitación en manejo de DlgSILENT Power Factory". Quito. 2002.

CAPÍTULO 2

CARACTERÍSTICAS GENERALES

El propósito de este capítulo es el de proveer una descripción general de los sistemas eléctricos de potencia. Se determinan las características básicas de los sistemas de protección y la importancia que tienen para minimizar los efectos de las perturbaciones, así como también una breve descripción de los equipos asociados a las protecciones.

Este capítulo proporcionará además la información general concerniente a los criterios de estabilidad y consideraciones técnicas, presentando de esta manera el marco conceptual para el desarrollo progresivo del presente proyecto.

2.1 ESTRUCTURA DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Los sistemas eléctricos de potencia varían en tamaño, capacidad y componentes estructurales. Sin embargo, todos ellos tienen las mismas características básicas:

- ⊕ Están comprendidos de sistemas trifásicos ac que funcionan esencialmente con frecuencia constante (60 Hz),
- ⊕ Se utilizan máquinas sincrónicas para la generación de electricidad. Los motores convierten las fuentes primarias de energía (hidráulica, térmica, nuclear, etc.) a energía mecánica, para luego ser convertida en energía eléctrica por medio de los generadores sincrónicos,
- ⊕ Transmitir potencias sobre distancias significativas hacia los consumidores de un área amplia. Esto requiere un sistema de

transmisión que comprende subsistemas que funcionan a diferentes niveles de voltaje.

En el Gráfico 2.4 se ilustran los elementos básicos de un sistema de potencia. La energía es producida en centrales eléctricas (G) y transmitida a consumidores por una red compleja de componentes individuales, incluyendo líneas de transmisión y estaciones transformadoras.

Una estación transformadora comprende un conjunto de máquinas, aparatos y circuitos como por ejemplo transformadores y dispositivos de corte o switcheo, que tienen la función de modificar los parámetros de potencia eléctrica (voltaje y corriente). Esta transformación se realiza con el objeto de disminuir las pérdidas por transmisión y posibilitar la distribución.

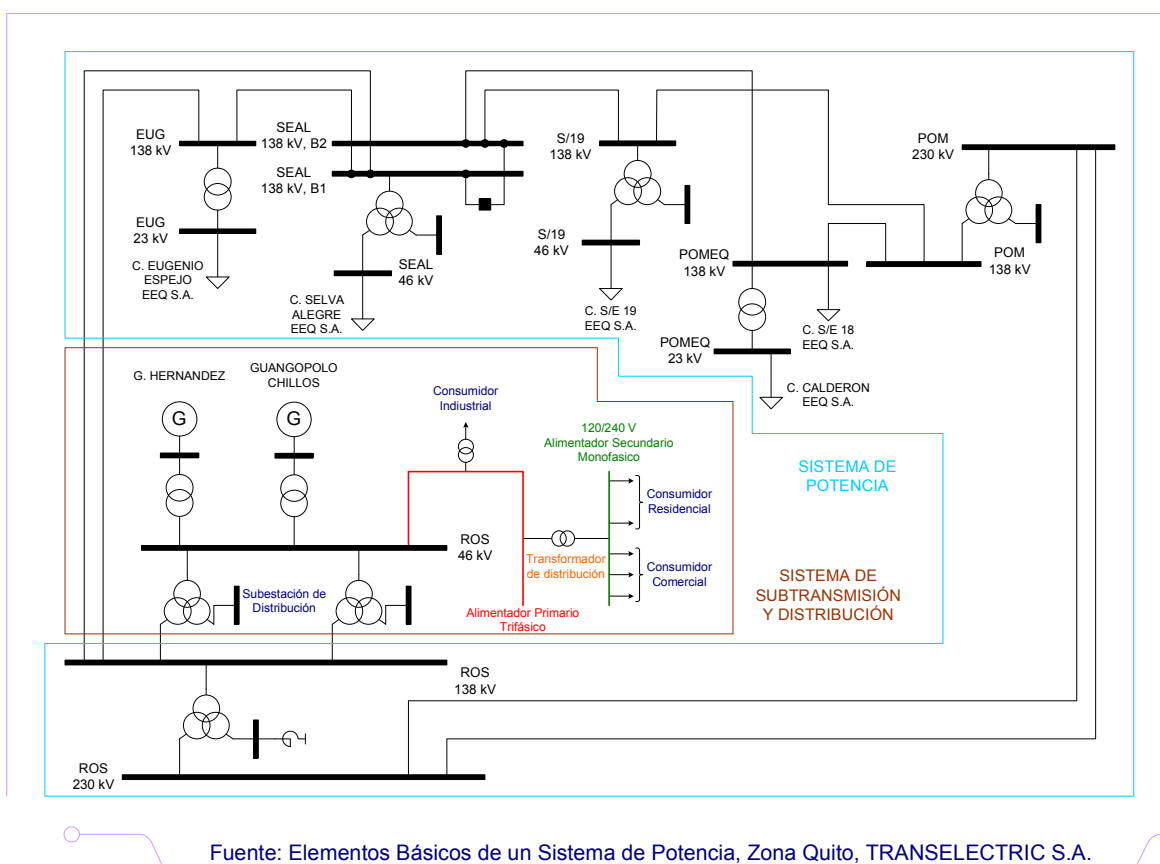


Gráfico 2.4 Elementos de un sistema de potencia

Comúnmente se clasifica a la red de transmisión en los siguientes subsistemas:

- ⊕ Sistemas de transmisión,
- ⊕ Sistemas de subtransmisión, y
- ⊕ Sistemas de distribución.

El sistema de transmisión forma la espina dorsal del sistema integrado de potencia y funciona a niveles de voltaje altos (230 [kV] en el SNT ecuatoriano). Los voltajes de generación generalmente se encuentran dentro de la gama de 11 a 35 [kV]. Estos dan un paso hasta el nivel de voltaje de transmisión (138 y 230 [kV]), y la potencia es transmitida a las subestaciones de transmisión donde los voltajes son bajados al nivel de subtransmisión (típicamente entre 34,5, 46 y 69 [kV]).

Además, se sabe que los sistemas de transmisión, en el Ecuador, tienden a ser utilizados al máximo posible de su prestación. Esto es así, no solamente porque las nuevas formas organizacionales del sector eléctrico tienden a disminuir naturalmente las grandes inversiones en equipamiento primario (líneas, subestaciones, etc.), sino también por la creciente oposición pública a la construcción de nuevas líneas de alto voltaje por los problemas medioambientales que estas pueden llegar a ocasionar. Aunque este último punto ha generado una gran polémica y un intenso debate de especialistas, no existe aún una opinión definitiva al respecto.

El sistema de distribución representa la etapa final de la transferencia de potencia a los clientes individuales ó consumidores finales. El voltaje de distribución primario está típicamente entre 13,8 y 22 [kV]. Los pequeños clientes industriales son suministrados por alimentadores primarios a este nivel de voltaje. Por último, los alimentadores secundarios de distribución suministran a los clientes residenciales y comerciales voltajes de 120/240 [V].

Por otro lado, los sistemas eléctricos están expuestos a diferentes contingencias (condiciones anómalas de operación) tales como sobrevoltajes debidos a

descargas atmosféricas, sobrevoltajes por maniobra (desconexión o conexión) de interruptores en las redes, pérdidas de carga, cortocircuitos, etc. Las fallas pueden ser internas, es decir propias del sistema, o externas debidas a descargas atmosféricas, incendio, etc. En cualquier caso se debe proteger convenientemente al sistema ya que se pueden tener consecuencias graves. Una falla no sólo puede producir interrupción del servicio en zonas de alimentación reducida, sino que puede ser de consecuencias tales que provoque interrupciones mayores como es la pérdida de sincronismo en las plantas generadoras lo que puede conducir a interrupciones generales. Además de las interrupciones, se puede destruir parte de las instalaciones y equipos, cuya reposición puede resultar sumamente costosa.

Las necesidades actuales de utilizar al máximo el SNT, sumado a los requerimientos de protección de personal y equipamiento hace imprescindible la utilización de sistemas de protecciones altamente sofisticadas y confiables.

2.2 SISTEMAS DE PROTECCIÓN

Las protecciones eléctricas son dispositivos que tienen como finalidad principal detectar condiciones anormales en la operación de un SEP y tomar en forma automática las medidas que se requieran para aislar los elementos en falla del sistema eléctrico.

En el caso de fallas en equipos eléctricos, la medida será retirarlos del servicio y, en el caso de fallas en un sistema eléctrico, será necesario aislar el sector que produce la anormalidad. Las protecciones no son requeridas en condiciones normales pero deben estar disponibles inmediatamente para manejar condiciones intolerables para el sistema y evitar daños mayores o paralizaciones no deseadas.

Los elementos constitutivos básicos de las protecciones eléctricas son los relés de protección. Los relés de protección en algunos casos son dispositivos

relativamente simples y en otros casos son verdaderas computadoras dedicadas. Simples o complejos, en todos los casos los relés hacen cálculos y comparaciones. En los relés tradicionales los cálculos son analógicos, pero en los más modernos los cálculos se realizan en forma digital.

Los relés de protección no llevan a cabo su tarea aislados entre sí, sino que están coordinados. Esta coordinación es realizada mediante programas de ajuste (setting) y/o a través de enlaces físicos. Por esa razón se habla de sistemas de protección y se trata éste de un concepto muy importante que hace referencia a la filosofía con que deben hacerse los estudios y los análisis de comportamiento.

El objetivo de los sistemas de protección es disminuir al máximo los posibles efectos de las perturbaciones que aparecen en los sistemas eléctricos de potencia, mediante la apertura de interruptores asociados con dichos sistemas de protección. Rigurosamente hablando, los sistemas de protección son sistemas que ejercen funciones de control en las redes.

Con el notable crecimiento de los sistemas eléctricos en los últimos años, el aumento de interconexión, el alto costo del equipo instalado y las exigencias cada vez mayores de un suministro de energía eléctrica seguro y de óptima calidad, la técnica de las protecciones eléctricas ha debido necesariamente perfeccionarse en forma paralela, pues, son ellas en gran parte las responsables de esas características deseables. Por esto, un diseño cuidadoso del sistema de protecciones y la elección adecuada de sus componentes es considerado hoy en día de una importancia fundamental en la operación de los sistemas eléctricos.

2.2.1 CONSIDERACIONES TÉCNICAS

Todos los sistemas eléctricos sean Industriales, Residenciales o de Servicio Público, tienen el propósito común de suministrar energía eléctrica a los equipos que la utilizan, en la forma más segura y confiable que sea económicamente factible. Es decir, se requiere contar con un sistema eléctrico de buena calidad y sin interrupciones. En efecto, la sociedad moderna presenta una gran variedad de

usos y también de usuarios de la energía, a tal punto que para algunos de ellos llega a ser de vital importancia contar con una buena continuidad del servicio eléctrico. A modo de ejemplo se puede citar los ascensores de grandes edificios, los pabellones quirúrgicos (incubadoras y otros equipos de los hospitales), las redes de computación, los hornos de la minería, los sistemas de ventilación de galerías subterráneas y una larga lista de equipos que dependen directamente de la energía eléctrica.

Dentro de los aspectos generales que caracterizan una buena calidad del servicio se encuentran la adecuada regulación de voltaje (3-5%) y de frecuencia (banda de ± 0.2 [Hz]), además de una cantidad de interrupciones mínima.

El tema de las protecciones es tan básico para la seguridad y confiabilidad del suministro de energía, que debería ser considerado desde el comienzo en cualquier proyecto bien diseñado y no ser relegado a un segundo lugar, para considerarlo después que se han fijado las demás características del SEP. Considerarlo así, resulta en un sistema de protecciones bien integrado, capaz de ser adecuadamente coordinado y lo suficientemente flexible como para acomodarse a las futuras expansiones del sistema.

2.2.2 CONSIDERACIONES ECONÓMICAS

Por lo general, el costo del sistema de protecciones es bastante pequeño comparado con el costo de SEP completo. Se estima entre 0,5 y 10% de la inversión total, creciendo el porcentaje mientras más pequeño sea el sistema eléctrico. Aún así, el costo de las protecciones puede minimizarse diseñando un sistema simple que garantice obtener y conservar una buena protección, lo que a su vez permite disminuir el costo del servicio y evitar la necesidad de efectuar complejas y costosas pruebas.

Durante la operación, las protecciones tienen incidencia sobre dos aspectos de orden económico, a saber:

- ⊕ **CONTINUIDAD DEL SERVICIO:** a mayor continuidad, mayores son las ventas de energía y en consecuencia los ingresos de todos los agentes que venden energía en el sistema. También representa mayor producción para aquellas empresas en que la electricidad sea su principal insumo, y
- ⊕ **DESPEJE DE FALLAS:** en la medida que las fallas sean despejadas en forma oportuna y rápida se causarán menores daños a los equipos e instalaciones, con lo cual serán menores los costos de reparación y menores los tiempos de paralización.

2.2.3 CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN [15]

Las características de un sistema de protecciones se analizan principalmente bajo el punto de vista de su operación en condiciones de anormalidad, siendo las principales las que se indican a continuación.

Confiabilidad o Seguridad

Es la característica que permite garantizar la operación de las protecciones, cada vez que se produzca una falla. Complementando esta definición se puede agregar que es la característica del relé o del sistema de protecciones que le permite actuar correctamente cuando es requerido y evitar operaciones innecesarias. Cuando se presenta la anormalidad, las protecciones deben estar en condiciones de operar correctamente. En algunos casos, es posible que ciertos equipos sean requeridos muy pocas veces durante su vida útil, pero aún en estas condiciones deberán operar en forma correcta. Para lograr esta cualidad se debe recurrir a diseños simples, con componentes robustos y de buena calidad, que sean periódicamente sometidos a mantenimiento para comprobar que se encuentran bien calibrados, bien conectados y que la orden que emitan sea cumplida por los sistemas de control.

Selectividad

Es la cualidad de las protecciones que les permite discriminar la ubicación de la falla, con el objeto de aislar exclusivamente el equipo fallado, manteniendo en servicio lo que no sea imprescindible desconectar. De este modo se obtiene la máxima continuidad del servicio con un mínimo de desconexiones.

Rapidez

Es conveniente que las protecciones operen en el mínimo tiempo posible, disminuyendo con ello la duración de la falla, las perturbaciones al resto del sistema y los consecuentes daños a los equipos. La rapidez redundante también en una mayor efectividad de las reconexiones automáticas y mejora la estabilidad del sistema. Aunque es deseable la operación instantánea de las protecciones, muchas veces esta cualidad debe sacrificarse con el objeto de mejorar otros aspectos, tales como la selectividad. La temporización en todo caso debe ser compatible con los límites de resistencia de los equipos a las fallas consideradas y su empleo para obtener selectividad está asociado a otra característica que siempre debe considerarse, como es la economía.

Exactitud

Las protecciones deben operar con la mínima desviación respecto de la magnitud teórica de ajuste. La exactitud, se expresa como un error de medida, es decir, como la razón entre el valor de operación y el valor teórico de ajuste. Las desviaciones máximas aceptadas varían entre un 5 y un 10%, según el caso.

Sensibilidad

El sistema de protecciones y sus elementos asociados debe ser capaz de operar detectando la falla de mínimo nivel que ocurra dentro de su zona de operación o la menor variación de la magnitud que controla respecto de la magnitud de

referencia o ajuste. Esto no siempre es posible en la práctica. Por ejemplo, en períodos de sequía o en la época de verano, cuando cae una fase a tierra (pavimento) se producen fallas de muy baja corriente, las que pueden no ser detectadas por las protecciones (fallas de alta impedancia).

Considerando en su conjunto a las distintas protecciones de un SEP, es conveniente presentar algunas características adicionales, que es necesario tener presentes, y que influyen en la confiabilidad del sistema.

- ⊕ **EL SISTEMA DE PROTECCIÓN:** puesto que no es posible satisfacer plenamente cada uno de estos requerimientos en forma simultánea, deben adoptarse algunas soluciones de compromiso. En general se otorga mayor atención a aquellos problemas que de acuerdo a la experiencia es posible que ocurran. De aquí que se diga que el tema de las protecciones tiene mucho de técnica pero es también un arte. De hecho, diferentes especialistas utilizando una lógica razonable pueden llegar a soluciones significativamente diferentes para un mismo problema,
- ⊕ **EL MANTENIMIENTO:** independientemente de la calidad del sistema de protección, un mantenimiento periódico debe ser ejecutado. Esto incluye la prueba de esquemas de comunicación, alarmas y relés. Un mal diseño o mantenimiento dan como resultado una baja confiabilidad del sistema,
- ⊕ **FLEXIBILIDAD BAJO DIFERENTES CONDICIONES DE SERVICIO Y EXTENSIONES DE LA RED:** ya que toda la red cambia durante su tiempo de vida es importante que el equipo de protección sea escogido después de la medición principal, y que tenga ajustes para permitir el desarrollo de la red,
- ⊕ **AMBIENTE:** desde luego, el medio ambiente afecta sobre la confiabilidad del sistema, el clima tropical y frío, el ambiente pesado y contaminado, etc. dan una confiabilidad inferior, y
- ⊕ **AJUSTE DE LOS RELÉS DE PROTECCIÓN:** la medición de parámetros para la correspondiente actuación de los relés claramente

puede ser deteriorada por un ajuste incorrecto, lo que ocasionaría la desconexión innecesaria de ciertas partes de la red.

2.2.4 ANORMALIDADES QUE OCURREN EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS

De acuerdo a lo planteado en los párrafos anteriores, una de las cualidades esenciales de una distribución moderna de energía eléctrica es la continuidad del servicio. La importancia de las posibles consecuencias de una interrupción, aunque esté limitada a pocos minutos, puede ser considerable tanto para las industrias, como para otro tipo de usuario. De aquí la conveniencia de analizar las anomalías que ocurren en los sistemas eléctricos.

En relación con las consecuencias, las anomalías que pueden ocurrir en un sistema eléctrico se clasifican en fallas y perturbaciones, cuyas diferencias aparecen en sus definiciones.

- ⊕ **FALLA:** condición que impide continuar la operación de uno o más componentes de un sistema y requiere la rápida acción de los esquemas de protecciones para no dañar a los equipos.
- ⊕ **PERTURBACIÓN:** condición que permite continuar la operación del sistema, pero que puede dañar ciertos equipos si se prolonga más de un tiempo determinado.

Tanto las fallas como las perturbaciones deben poder ser detectadas y discriminadas por las protecciones, ya que al ocurrir un defecto en un componente del sistema significa por lo general una perturbación para el resto. Al aislar el equipo fallado se elimina simultáneamente la perturbación.

Entre las fallas, las más comunes son los cortocircuitos. Otras que se pueden mencionar son: la apertura de conductores, la pérdida de excitación de máquinas síncronas, etc., las que pueden producir efectos similares a los cortocircuitos.

Entre las perturbaciones, las más comunes son los sobrevoltajes, las sobrecargas, las oscilaciones y los desequilibrios.

Cortocircuitos

Un cortocircuito es la desaparición del aislamiento relativo de dos conductores de voltaje diferente, alimentados de la misma fuente, sin la presencia de una impedancia conveniente. El cortocircuito puede ser realizado por contacto directo, llamado también cortocircuito metálico, como es el caso de dos conductores que se tocan o el toque de un conductor lanzado a una línea aérea. También puede ser causado por el deterioro o ruptura del aislante, como es el caso de arcos o fugas que se transforman en cortocircuitos.

Las causas de los cortocircuitos son múltiples. En la distribución en bajo voltaje se deben con mayor frecuencia al deterioro mecánico del aislante. En líneas subterráneas se deben principalmente a la ruptura del material aislante causado por movimientos del terreno, golpes de picota, filtración de humedad a través del envoltorio de plomo deteriorado (corrosión química y electrolítica, retornos importantes de corriente por él cuando están vecinos a líneas de tracción eléctrica), etc. En líneas aéreas, los cortocircuitos son mucho más frecuentes y en la mayoría de los casos se deben a ruptura o contaminación de las cadenas de aisladores, cortadura de conductores, balanceo de los conductores por la acción del viento, contacto accidental de la línea con cuerpos extraños, etc.

Otras causas de cortocircuitos dignas de mencionar son: envejecimiento del aislamiento, daño de bobinados, falsas maniobras tales como apertura en carga de desconectores y puesta a tierra de líneas por trabajos, etc.

La forma de los cortocircuitos determina sus efectos y se pueden distinguir varios tipos (trifásico franco y con arco, bifásico, monofásico, etc.). En cuanto a su duración, se pueden distinguir cortocircuitos permanentes y transitorios. A estos últimos, cuando se repiten en cortos intervalos, se los llama intermitentes y es el caso, por ejemplo de los originados por el balanceo de los conductores.

Las consecuencias de un cortocircuito se deben tanto a los efectos de la sobrecorriente como a los de las caídas de voltaje originadas por ésta. En general, las corrientes de cortocircuito alcanzan magnitudes mucho mayores que

los valores nominales de los generadores, transformadores y líneas. Si se permite que estas corrientes circulen por un período prolongado, pueden causar un serio daño térmico al equipo y problemas de estabilidad de funcionamiento en el SEP. En este aspecto, el tipo de cortocircuito más severo es el trifásico, el que además de dar valores elevados de corriente, reduce a cero la capacidad de transmisión de una línea, le siguen los cortocircuitos, bifásico y finalmente el monofásico. En cambio, el tipo más frecuente es el monofásico (aproximadamente el 80% de los casos) y el menos frecuente es el trifásico (aproximadamente el 5% de los casos).

De igual forma, se ha comprobado que de los diferentes equipos que conforman un sistema eléctrico de potencia, los que tienen mayor probabilidad de ocurrencia de falla son las líneas aéreas. La probabilidad de ocurrencia de fallas en ellas y en otros equipos se detalla en el Cuadro 2.2.

Cuadro 2.2 Tasa de ocurrencia de fallas en equipos eléctricos

Equipo	Ocurrencia (%)
Líneas de Transmisión Aérea	50
Cables	10
Equipos de corte	15
Transformadores de poder	12
Transformadores de Medida	2
Equipos de Control	3
Otros	8

Dependiendo de la capacidad de generación, la distancia y la impedancia entre la fuente y el punto de falla, la sobrecorriente puede alcanzar una magnitud varias veces superior a la corriente nominal de los equipos. Las consecuencias de esta sobrecorriente son múltiples, tales como: calor del arco o calor producido por el contacto en el cortocircuito, que pueden fundir los conductores, carbonizar los aislantes u originar un incendio. No conviene despreciar tampoco, el calentamiento producido por la corriente de cortocircuito, que se concentra en los puntos más débiles: uniones de líneas, contactos de desconectores, etc., así como los efectos electrodinámicos de las corrientes de cortocircuito que pueden

producir deformaciones en las bobinas de los transformadores, en las barras y cables de poder, etc.

A su vez, la disminución del voltaje ocasionada por los cortocircuitos trae como consecuencia para el resto del sistema la disminución de su capacidad de transferencia de potencia y con ello, una baja de su estabilidad si se prolonga por algunos segundos.

Sobrevoltajes

Los sobrevoltajes en un SEP son peligrosos por que:

- ⊕ Someten a los aislantes a esfuerzos que los envejecen y pueden llegar a destruirlos,
- ⊕ En caso de duración prolongada traen como consecuencia daños en los equipos tanto de los usuarios como de generación y transformación, y
- ⊕ En caso de una falla del aislante, traen a su vez como consecuencia inmediata un cortocircuito.

El daño es en estos casos directamente proporcional al valor máximo del sobrevoltaje y de la velocidad con la cual se establece éste. Es así como sobrevoltajes de importancia media de dos a cinco veces la normal y de muy corta duración (algunos microsegundos) son capaces de perforar los aislantes porque su aparición es extremadamente rápida (se les llama de frente escarpado). De aquí la necesidad de consultar entre las pruebas dieléctricas de los equipos la llamada "prueba de impulso".

Estos sobrevoltajes se pueden producir por descargas atmosféricas o por apertura de líneas largas de alto voltaje.

Sobrecargas

Una línea o un equipo se encuentra sobrecargado cuando su corriente es superior a la nominal. Las sobrecargas son sobrecorrientes durables o breves según el caso. Las principales causas son:

- ⊕ Los cortocircuitos que no se aíslan oportunamente,
- ⊕ Los picos de consumos o de transferencia de potencia en líneas de interconexión, que pueden corresponder a sobrecorrientes superiores a 20 o 30%, durante un largo tiempo, y
- ⊕ Las sobrecorrientes originadas por desconexiones de circuitos en paralelo, que se pueden prolongar hasta la reposición del circuito desconectado.

Oscilaciones

Las causas más comunes de aparición de oscilaciones son las conexiones y desconexiones de circuitos del sistema. Esto se debe a que los generadores no toman instantáneamente el ángulo correspondiente a la carga, sino que después de un cierto número de oscilaciones amortiguadas (pudiendo en algunos casos perder su sincronismo). Efectos similares pueden producirse por una mala sincronización.

Además de los efectos eléctricos que es fácil suponer, las partes mecánicas de los alternadores y máquinas motrices pueden sufrir efectos graves por las oscilaciones de potencia.

Desequilibrios

Por el uso de transformadores de distribución en conexión triángulo-estrella y estrella-zigzag, se obtiene una buena simetría y equilibrio en los voltajes y corrientes en los circuitos de alto voltaje, por lo cual en la práctica las cargas desbalanceadas en bajo voltaje no son la causa de desequilibrios de la red

primaria. Cuando se producen desequilibrios es preciso determinar rápidamente su causa, pues constituye una anomalía muy peligrosa para el funcionamiento de las máquinas.

Dentro de las causas más comunes se pueden citar, las originadas por desconectores o interruptores con una o dos fases abiertas y la ruptura de un conductor de una línea que no provocó un cortocircuito.

2.2.5 MÉTODOS PARA DETERMINAR OCURRENCIA DE ANORMALIDADES

El funcionamiento anormal de un sistema o de alguno de sus componentes, se puede detectar por los fenómenos físicos que se presentan en éstos. A continuación se analizarán brevemente, los fenómenos mensurables (factibles de medir) que pueden aparecer al ocurrir anomalías.

Aumento de la corriente

Uno de los efectos más característicos de un cortocircuito es el aumento excesivo del valor de la corriente por sobre el valor nominal correspondiente al equipo afectado por la falla. Esta característica proporciona el método más simple para desarrollar un esquema de protección, conocido con el nombre de protección de sobrecorriente. Cualquiera de las formas de relés básicos del tipo electromecánico o estático, incluyendo los fusibles, pueden servir con tal objeto.

Disminución de voltaje

Se le usa ampliamente para proteger motores y aparatos que pueden sufrir daños al trabajar con voltajes inferiores al nominal. También se emplea en relés de verificación, para deshabilitar circuitos de partida de motores que requieren la atención de un operador para iniciar la marcha.

Aumento de voltaje

El aumento de voltaje sobre su valor nominal es, en general, peligroso para todos los componentes de un sistema eléctrico y en especial para las máquinas. El problema del sobrevoltaje radica en que los equipos de un sistema poseen aislamiento con capacidad limitada para soportar los esfuerzos dieléctricos. La causa más común de sobrevoltajes de componente fundamental (60 [Hz]) proviene de la sobrecitación de generadores. También es posible que se presenten sobrevoltajes debidos al “efecto Ferranti”, producidos en las líneas de alto voltaje con un bajo nivel de carga o en vacío.

Aumento de la temperatura

El aumento de temperatura, se emplea para proteger contra sobrecarga a las máquinas. La protección consiste fundamentalmente en alimentar con corriente a un dispositivo que dispone de un calefactor y que en conjunto tiene la misma constante de tiempo de calentamiento de la máquina. Al ajustarse este dispositivo para operar a cierta temperatura, su funcionamiento es independiente del valor instantáneo de la corriente y en consecuencia permite la operación de la máquina en régimen de sobrecarga no peligrosa, es decir sobrecarga controlada.

Comparación de corrientes

En las zonas de un sistema donde no hay consumos, la corriente que entra y la que sale debe cumplir una relación bien definida. Si el acoplamiento es capacitivo, la razón es 1:1 y si es inductivo, es inversa a la razón de voltajes, al despreñar las pérdidas. Al ocurrir un cortocircuito en estas zonas se pierde la relación anterior, lo que se usa en las denominadas “protecciones diferenciales”, que se aplican en equipos, tales como: generadores, transformadores, etc. En forma similar, al comparar corrientes que entran a una línea de doble circuito, se han desarrollado las protecciones denominadas “de corrientes balanceadas”.

Variaciones de flujos de potencia

La variación de la magnitud y el sentido de la potencia se pueden usar en forma combinada o por separado. La variación del sentido de la potencia se usa en ciertos casos para impedir el trabajo de un generador como motor (se previene la “motorización” de un grupo generador por ejemplo). Estas protecciones se denominan de “potencia inversa”.

La variación de magnitud se usa en protecciones de “sobrepotencia” activa o reactiva cuando se desea, por ejemplo independizar un pequeño sistema que se encuentra conectado a otro de mayor capacidad, cuyas fuentes de generación se han desconectado. Con esto se evita perder el servicio en el sistema más pequeño al desconectarse por sobrecarga. De la misma forma se pueden usar protecciones de “sobrepotencia reactiva capacitiva”, para evitar mantener energizadas líneas de alto voltaje en vacío (efecto Ferranti).

Disminución de la impedancia o reactancia

Mediante la información de voltajes y corrientes de circuitos o elementos auxiliares, se alimentan protecciones que miden en todo instante la impedancia y/o reactancia por fase en el sentido de su operación y actúan cuando ésta baja de cierto valor conforme a su curva característica. La impedancia o reactancia que se puede medir en un punto dado del sistema es el valor que resulta de sumar los parámetros del mismo (en el sentido del flujo de la potencia) y del consumo. Al quedar cortocircuitado este último, se produce una disminución del valor medido que bien podría ser el valor de ajuste para la protección. A estas protecciones se les denomina “direccionales de distancia” y se les usa ampliamente en la protección de líneas de transmisión.

Aparición de componentes de secuencia cero

Mediante la conexión de transformadores de medida en forma adecuada, es posible obtener corrientes y voltajes de secuencia cero (residuales) en sistemas conectados a tierra, al producirse fallas con retorno por tierra. Estas magnitudes pueden alimentar relés de protección que operan de acuerdo con sus características y en forma direccional, es decir, sólo en un sentido del flujo de potencia que toma la falla. Cuando sólo se alimentan con corriente residual se les llama “protecciones de sobrecorriente residual”.

Aparición de componentes de secuencia negativa

Las componentes simétricas constituyen parte de un método de resolución analítica de circuitos polifásicos. Sin embargo, es posible separar las componentes de secuencia por medio del uso de los llamados “filtros de secuencia”. Estos filtros son combinaciones adecuadas de resistencias, bobinas y condensadores que entregan un voltaje o una corriente proporcional a la componente de secuencia específica que se busca. La componente de secuencia negativa es especialmente peligrosa en los rotores de las máquinas sincrónicas, ya que induce corrientes parásitas de doble frecuencia, y por lo tanto, calentamiento. Las máquinas son bastantes limitadas en este aspecto, en especial las de rotor cilíndrico. En estos casos se usan filtros de secuencia negativa para proveer protección.

Velocidad de variación de la impedancia

Al ocurrir un cortocircuito, el valor de la impedancia entre los puntos de medida y de falla, baja instantáneamente al valor correspondiente del sistema incluido entre estos dos puntos. En cambio, al ocurrir perturbaciones, tales como oscilaciones de potencia, el valor de la impedancia varía en magnitud y fase en forma más o menos periódica. Esta particularidad se emplea en esquemas destinados a bloquear la orden de apertura de interruptores comandados por protecciones que

miden la impedancia y/o reactancia, donde resulta indeseable una apertura del sistema en condiciones de oscilaciones.

2.2.6 CONDICIONES QUE DEBE CUMPLIR UN SISTEMA DE PROTECCIÓN

De acuerdo con lo expuesto, en cuanto a los diferentes tipos de anomalías que se pueden presentar y además que los esquemas de protecciones están íntimamente asociados con los circuitos destinados a ser comandados voluntariamente por los operadores de los equipos de potencia, los sistemas de protecciones deben cumplir las siguientes condiciones.

Independencia de la operación del sistema eléctrico

Los sistemas de protecciones deben ser, en lo posible, totalmente independientes de la configuración ocasional del sistema de potencia, motivada por la operación de éste. Por ejemplo, al desconectar parte de los equipos las protecciones del resto deben continuar cumpliendo con sus funciones sin que sea preciso modificar sus ajustes o sus circuitos.

Discriminar entre carga, sobrecarga y cortocircuito

En general, los equipos que componen los esquemas de protecciones son diseñados para soportar en forma permanente una sobrecarga de un 20% del nivel normal. Es decir, si su corriente nominal corresponde, en términos primarios o secundarios, a la carga normal del circuito de poder, no sufren deterioro si en forma permanente estos últimos operan a 120% de carga.

Las protecciones deben cumplir con la condición de poder diferenciar entre carga o sobrecarga respecto a corrientes motivadas por cortocircuitos. Esto es importante, ya que en ciertos casos la corriente de cortocircuito mínima puede ser inferior a la nominal de un determinado equipo.

Discriminar entre falla y perturbación

En 0, se indican las diferentes características con que se presentan estas anomalías. Estas diferencias deben ser aprovechadas por las protecciones para evitar desconexiones cuando aparecen perturbaciones fugitivas o decrecientes que pueden permanecer por tiempos cortos sin dañar a los equipos.

2.2.7 PROTECCIÓN DE LÍNEA

Debido a que nuestra investigación se centra en líneas de transmisión, se debe realizar una revisión de los principales aspectos.

Las líneas de transmisión (líneas aéreas) acumulan la mayor cantidad de fallas de aislamiento de los sistemas de potencia.

Protección de distancia

Puesto que la impedancia de una línea de transmisión es proporcional a su longitud, para la medición de la distancia es apropiado utilizar un relé capaz de medir la impedancia desde un punto predeterminado. Tal relé es descrito como un relé de distancia y está diseñado para operar solamente por averías ocurridas entre la localización de los relés y la selección del alcance de cada punto, dando de este modo la discriminación para averías que puedan ocurrir en diversas secciones de la línea.

Su principio se basa en la medición de la relación entre el voltaje y la corriente en cada extremo de la línea protegida, la que es comparada con valores de referencia. Las fallas son despejadas instantáneamente (sin retardo intencional de tiempo) si se producen en el tramo medio de la línea (entre el 80% y el 90% de su longitud total), el resto de las fallas se despejan con tiempos de retardo del orden de 500 y 1000 milisegundos (en sistemas de transmisión).

El punto del alcance de un relé es el punto geométrico a lo largo de la impedancia de la línea que se interseca por el límite característico del relé. Los lugares geométricos (diagramas R/X) de las impedancias del sistema de potencia pueden ser vistas por el relé durante las fallas, las oscilaciones de potencia y las variaciones de carga pueden también ser trazadas en el mismo diagrama y de este modo el funcionamiento del relé en presencia de fallas y disturbios del sistema pueden ser analizados.

Los sistemas de teleprotección involucran distintas variantes y son un complemento de la protección de distancia, que le permite una actuación instantánea en caso de fallas a lo largo de la línea. Requieren medios de comunicación de señales lógicas entre ambos extremos que suelen ser de Onda Portadora.

Una característica importante de la protección de distancia es su empleo como protección de respaldo de las protecciones de las barras a las que está directamente vinculada la línea en cuestión y de las protecciones de las otras líneas vinculadas a dichas barras.

Cuando por efecto de otras perturbaciones los sistemas de potencia comienzan a oscilar y las oscilaciones no pueden ser controladas mediante los automatismos previstos a ese efecto, los sistemas de protección deben producir la apertura de las redes en puntos previamente establecidos para conseguir subsistemas aislados estables. Los propios sistemas de protección de distancia suelen estar previstos para esa función, mediante el uso de una “doble característica”. Esa doble característica le permite diferenciar entre las impedancias aparentes presentadas por las fallas de aislamiento y las impedancias aparentes producidas por grandes incursiones angulares entre generadores.

Funcionamiento de los relés [15]

El funcionamiento de un relé de distancia se define en términos de exactitud del alcance y tiempo de funcionamiento.

La exactitud del alcance es una comparación del alcance óhmico real del relé bajo condiciones prácticas con un relé que fija su valor en ohmios. La exactitud del alcance depende particularmente del nivel del voltaje presente en el relé bajo condiciones de falla. Las técnicas empleadas para la medición de impedancia correspondiente al diseño de ciertos relés, también tienen un impacto en la exactitud.

Los tiempos de operación pueden variar con la corriente de falla, con la posición de la falla con respecto al ajuste del relé y con un punto en la onda del voltaje en la cual ocurre la falla. Además, depende de las técnicas de medición empleadas en el diseño particular de ciertos relés, errores transitorios en la señal medida, como los producidos por transformadores de voltaje capacitivos o saturación de los transformadores de corriente.

Zonas de protección [15]

La selección cuidadosa de los ajustes y tiempos de disparo para las diferentes zonas de medida permite la correcta coordinación entre los relés de distancia en un sistema de potencia. La protección básica de distancia abarcará la protección direccional instantánea de zona 1 y una o más zonas con retraso. Los ajustes típicos de alcance y tiempo para la protección de distancia con un esquema de tres zonas se muestran en el Grafico 1.2. Los relés de distancia digitales y numéricos pueden tener hasta cinco zonas de protección y algunos pueden fijar la zona de operación bien sea con vista: aguas abajo (forward) o aguas arriba (reverse).

2.2.8 EQUIPOS ASOCIADOS A LAS PROTECCIONES

El Sistema de Protección es el conjunto de elementos y de circuitos de control asociados que se encuentran interconectados o dependientes entre sí, cuya función es proteger a un equipo o a un conjunto de equipos. Este conjunto de elementos operará bajo condiciones predeterminadas, usualmente anormales, desconectando un elemento del SEP o emitiendo una señal o ambos casos. Bajo la perspectiva de esta definición y tratando de referirse siempre a los casos más generales, los componentes de un sistema de protección, tal y como se muestra en el Gráfico 2.5, son los siguientes:

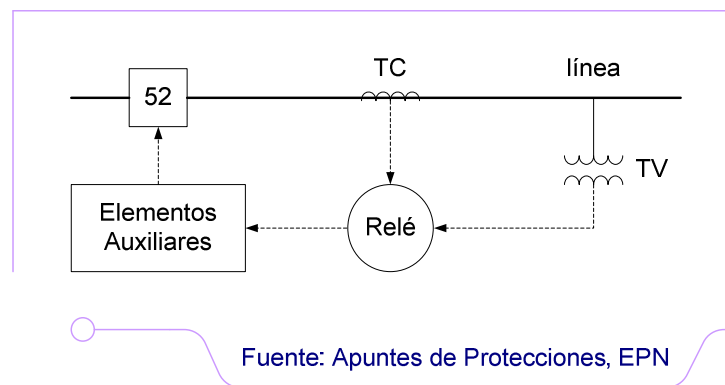


Gráfico 2.5 Componentes de un sistema de protecciones

Transformadores de medida (T/M)

Los transformadores de medida son los elementos que permiten obtener la información acerca de las condiciones de operación de un sistema de potencia, en forma de señales secundarias de corriente o de voltaje proporcionales a las magnitudes primarias. Bajo este término común se agrupan los transformadores de corriente (TC) y de voltaje (TV), para diferenciarlos de los transformadores comunes.

Transformadores de voltaje

Son los transformadores de medida utilizados para reducir los voltajes primarios del SEP (normalmente del orden de los kV) a voltajes secundarios de rangos normalizados (115-120 [V]), en forma directamente proporcional. En realidad, esta función puede ser cumplida también por otro tipo de elemento, denominado “Dispositivo Capacitivo de Potencial”.

El transformador de voltaje se define en términos de la máxima carga (o burden) que es capaz de entregar sin exceder los límites de error de razón y de ángulo especificados.

Transformadores de corriente

Son los transformadores de medida destinados a entregar una corriente secundaria proporcional a la que circula por su enrollado primario. Este enrollado está conectado en serie con el circuito que se pretende medir. En cualquier caso, su impedancia es despreciable comparada con la del circuito de potencia.

Se construyen como elementos monofásicos, cuyo primario tiene muy pocas espiras (normalmente una sola). El núcleo puede ser de material ferromagnético o de aire. En el primer caso poseen una potencia de salida importante, por lo que son aptos para usar con relés electromecánicos; sin embargo, no existe una proporcionalidad total entre las corrientes de los enrollados primario y secundario, debido a las características no lineales de los materiales utilizados en el núcleo.

Interruptores de poder

Dispositivos que cumplen con la función de aislar o desconectar los equipos, ya sea por operación de las protecciones o de las personas que manejan el sistema eléctrico. Se denominan interruptores de poder para diferenciarlos de otros dispositivos que no son capaces de interrumpir un circuito en condiciones de falla

por no tener la capacidad de ruptura necesaria, aún cuando están diseñados para aislar partes del circuito. En medio y alto voltaje la operación de un interruptor obedece a la señal de un relé encargado de vigilar la correcta operación del sistema eléctrico donde está conectado. La apertura de los contactos del interruptor es comandada por un circuito de control, que una vez recibida la señal del relé, energiza el mecanismo encargado de abrir los contactos. Los equipos de control asociados con la operación de interruptores de potencia tienen la misma importancia desde el punto de vista de mantención y de selección que la parte de potencia (contactos principales y auxiliares, cámara de apagado de arco).

El diseño de interruptores es difícil puesto que deben cumplir condiciones extremas de operación, dependiendo de las circunstancias. Deben conducir la corriente en la mejor forma posible cuando están cerrados, sin introducir pérdidas ni calentamiento de importancia. Cuando están abiertos, en cambio, deben impedir totalmente el paso de la corriente sin presentar fugas de importancia.

El principio básico de funcionamiento es bastante simple: un contacto que se encuentra fijo y un contacto móvil que se separa de éste en forma rápida para crear un espacio no conductor entre ellos. La separación se logra, generalmente, por la acción de un resorte que se comprime con la ayuda de un motor auxiliar. El cambio de estado debe ser muy rápido, aunque no instantáneo, para no generar sobrevoltajes excesivos en el SEP.

Equipos de comunicación asociados a las protecciones

El progresivo aumento de las cargas en las redes eléctricas y los efectos de los cortocircuitos van imponiendo unos tiempos de eliminación de las fallas imposibles de obtener sin la utilización de protecciones del tipo cerrado, esto es, con intercambio de información entre los extremos del elemento protegido.

En el caso de las líneas de transmisión en la que sus extremos están a gran distancia, es necesario establecer enlaces de telecomunicación, en cuyo caso el sistema de protección puede considerarse compuesto por las siguientes partes:

- ⊕ Equipo de protección,
- ⊕ Equipo de teleprotección, y
- ⊕ Equipo de telecomunicación

2.3 ESTADOS DE OPERACIÓN DE UN SISTEMA DE POTENCIA Y ESTRATEGIAS DE REGULACIÓN [17]

Con fines de analizar la seguridad del sistema de potencia y diseñar sistemas de control apropiados, es de mucha ayuda clasificar conceptualmente las condiciones de operación del sistema en cinco estados: normal, alerta, emergencia, colapso y reestablecimiento. En el Gráfico 2.6, se representan estos estados de operación y los caminos por los cuales la transición de un estado al otro puede ocurrir.

En **estado normal**, todas las variables del sistema están dentro de la gama normal y ningún equipo está siendo sobrecargado. El sistema funciona de una manera segura y es capaz de soportar (resistir) una contingencia sin violar cualquiera de los límites ó niveles establecidos (voltaje y frecuencia nominal).

El sistema entra en **estado de alarma** si los niveles de seguridad caen debajo de un cierto límite, o si la posibilidad de una perturbación aumenta debido a condiciones meteorológicas adversas tales como el acercamiento de tormentas eléctricas. En este estado, todas las variables del sistema están todavía dentro de la gama aceptable y todas las restricciones están satisfechas. Sin embargo, el sistema ha sido debilitado a un nivel donde una contingencia puede causar una sobrecarga de equipo, lo que colocaría el sistema en un estado de emergencia. Si la perturbación es muy severa, el colapso (o la emergencia extrema) pueden cambiar directamente del estado de alarma.

Acciones preventivas, como cambios en la generación (despacho seguro) o aumento de la reserva, pueden ser tomados en cuenta para restaurar el sistema a

un estado estable ó de condiciones iniciales. Si los pasos antes mencionados no tienen éxito, el resto de sistema tomará el estado de alerta.

El sistema entra en **estado de emergencia** si una perturbación suficientemente grande ocurre cuando el sistema está en estado de alerta. En este estado, los voltajes en algunas barras son bajos y/o las cargas exceden los rangos de emergencia establecidos a corto plazo. El sistema está todavía intacto y puede ser restaurado al estado de alerta por la iniciación de acciones de control de emergencia, como por ejemplo: la eliminación de la falla, el control de excitación, el cambio ligero de la generación, recuperación de generación, y esquemas de alivio de carga.

Si las medidas descritas anteriormente no son aplicadas o son ineficientes, el sistema puede estar en **colapso**. El resultado recae en constantes interrupciones y posiblemente el disparo de alguna parte principal del sistema. Las acciones de control, como el alivio de carga y la separación controlada de áreas del sistema, están apuntadas a preservar el sistema de posibles apagones extendidos.

El **estado de reestablecimiento** representa una condición en la cual la acción de control está siendo tomada para unir (conectar) de nuevo todas las instalaciones, restaurar la carga y/o operación del sistema. Entonces, el sistema pasa de este último al estado de alarma o al estado normal, según las condiciones de sistema.

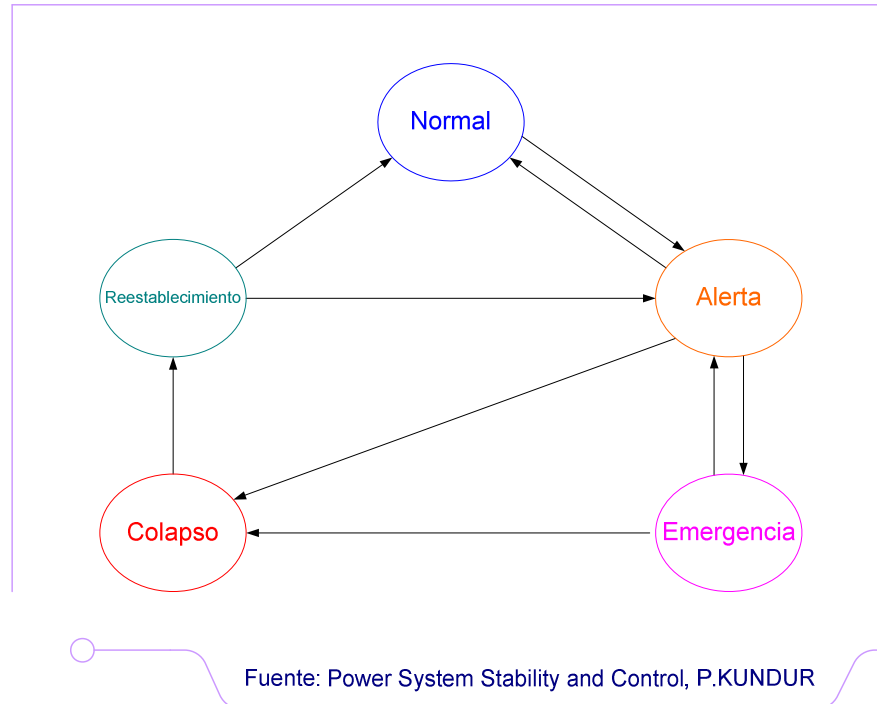


Gráfico 2.6 Estados de operación de un sistema de potencia

2.3.1 PARÁMETROS DE SEGURIDAD Y CALIDAD [3]

El CONELEC establece:

Niveles de Voltaje [3]

El transmisor deberá mantener los niveles de voltaje en las barras de 230 y 138 [kV] dentro de la banda de +5% / -5% del voltaje nominal.

Únicamente en las barras de 138 [kV] de las subestaciones Portoviejo, Chone, Trinitaria, Machala, Salitral, Santa Elena, Esmeraldas, Ibarra, Tulcán y Loja, correspondiente al SNI se aceptará una banda de operación del +5% / -7% del voltaje nominal en horas de demandas media y punta.

En las barras principales del sistema de transmisión el voltaje transitoria no debe estar por debajo de 0,8 [pu] durante mas de 500 [ms]. Una vez despejada la falla y eliminado el circuito o los circuitos del sistema, según el caso, el voltaje no debe

permanecer por debajo de 0,8 [pu] por mas de 700 [ms] en el proceso de simulación de estabilidad dinámica.

En la simulación de contingencias se permitirán sobrecargas en líneas de 230 [kV] o 138 [kV] hasta el 10% cuando se alcance el nuevo punto de equilibrio del sistema. Después de la contingencia en el nuevo punto de equilibrio, los voltajes en las barras de 230 y 138 [kV] no deben ser inferiores a 0,9 [pu].

El voltaje máximo permitido en el extremo abierto de las líneas (Efecto Ferranti) será del 1,15 [pu].

En forma transitoria, y hasta cuando el SNI disponga de todos los medios adecuados de control de voltaje, la barra de 230 [kV] de la subestación Molino operará con un voltaje de 1,065 [pu] (245 [kV]) para compensar el perfil de voltaje del SNT.

Control de Voltaje en condiciones normales.

Comprende todas las acciones que se ejecutan sobre las instalaciones del Sistema, con el fin de mantener estables las variables del mismo dentro de los límites operativos acordados o establecidos en los Procedimientos de Despacho y Operación, y los que se indiquen en el Despacho Económico Diario Programado.

Los límites operativos de los voltajes y los de intercambio de potencia reactiva serán los determinados en el Despacho Económico Diario Programado.

Para el efecto, se deberán seguir las siguientes instrucciones operativas:

El CENACE y los Centros de Operación (COs) deberán tomar las medidas operativas, anticipándose y previendo la posterior evolución de la demanda, con el fin de asegurar que los niveles de voltaje estén dentro de los límites establecidos en las Regulaciones vigentes.

Para asegurar un adecuado perfil de voltaje de 230, 138 [kV], puntos de entrega y las reservas de potencia reactiva mencionadas, el Centro de Operación de Transelectric (COT) y los COs deberán operar los elementos de compensación existentes en sus sistemas según las siguientes prioridades:

⊕ Para incrementar el voltaje:

- Conexión de líneas de transmisión,
- Desconexión de reactores y conexión de capacitores. El orden de operación de estos equipos estará supeditado a su ubicación en el SNI,
- Incremento de potencia reactiva de unidades de generación y/o compensadores sincrónicos,
- Cambiador de Tap bajo carga (LTC) de Transformadores,
- Ingreso de unidades, para el control de voltaje.

⊕ Para disminuir el voltaje:

- Salida de unidades de generación ingresadas para control de voltaje,
- Disminución de potencia reactiva e unidades de generación y/o compensadores sincrónicos,
- Desconexión de capacitores o conexión de reactores. El orden de operación de estos equipos estará supeditado a su ubicación en el SNI,
- Cambiador de Tap bajo carga (LTC) de Transformadores,
- Desconexión de líneas de transmisión.

Control de Voltaje en condiciones anormales.

Comprende todas las acciones extraordinarias que como consecuencia de una perturbación o indisponibilidad severa se requieran para retornar las variables del

sistema a los valores límites operativos preestablecidos con la mayor brevedad posible.

El COT y los COs, podrán tomar acciones, particulares para su área, en coordinación con el CENACE.

Las acciones a tomar son:

- ⊕ Conexión de capacitores del Transmisor y Distribuidores,
- ⊕ El CENACE solicitará máxima excitación a los Generadores del área afectada, y a los pertenecientes a otras áreas que puedan contribuir a la recuperación de la reserva, quienes deberán llevar los despachos de potencia reactiva de sus unidades generadoras hasta el 100% de la capacidad de generación de reactivos, establecidas en las curvas P-Q de sus unidades, en períodos de hasta 30 minutos, con intervalos que permitan mantener las temperaturas normales de operación del generador,
- ⊕ Adecuar el perfil de voltaje del Sistema de Transmisión para apoyar el área con déficit,
- ⊕ Ingreso de generación forzada, con el objeto de reducir el intercambio de potencia reactiva, y
- ⊕ Solicitar a los COs, modificaciones en la topología de su red de distribución, transfiriendo carga de nodos con problemas de bajo voltaje, a nodos con capacidad de control de voltaje.

Control de voltaje en condiciones de emergencia.

Si luego de agotarse todas las acciones enumeradas en el Control de Voltaje en condiciones anormales, no se restablecen las condiciones normales del sistema, o de existir la posibilidad de que se produzca en el SNI en su conjunto, o en alguna área en particular, una caída de voltaje a valores fuera de los límites operativos admisibles, que pueda conducir a un colapso de voltaje, el CENACE podrá solicitar desconexiones manuales de carga o modificación de generación activa, según corresponda, en el área afectada.

Con ese fin el COT y los COs, deberán disponer de un listado de líneas y alimentadores que pueden ser desconectados rápidamente para contribuir a la solución de contingencias en la red de Transmisión, aún en condiciones críticas de despacho o con indisponibilidades altas de sus equipos de compensación.

La necesidad de apelar a desconexiones de carga o modificación de generación para el control de voltaje será determinada por el CENACE en distintos escenarios de la operación, de acuerdo a las previsiones de demanda, generación e indisponibilidades de equipos de compensación de potencia reactiva, con los estudios correspondientes.

Niveles de Frecuencia [3]

La frecuencia objetivo del SNI será 60 [Hz] y su rango de variación en condiciones de operación normal, mientras no se disponga de un control automático de generación estará entre 59,85 y 60,15 [Hz], excepto en estados de emergencia, fallas y períodos de establecimiento.

Durante el proceso oscilatorio y en el nuevo punto de equilibrio la frecuencia del sistema no debe ser inferior a 57,5 [Hz] ni superior a 63 [Hz] para frecuencias inferiores a 59,4 [Hz] se debe implementar un esquema de alivio de carga.

Para la reconexión de carga la frecuencia debe regularse manualmente dentro del rango de 59,8 [Hz] a 60,2 [Hz]. El CENACE en coordinación con el Centro de Operación correspondiente informa a las empresas la magnitud de demanda que debe ser reconectada. Una vez se normalice la demanda, la empresa informará al CENACE, la magnitud de la demanda efectivamente reconectada y la demanda restante que todavía se encuentra fuera de servicio.

Operación en condiciones normales:

La Frecuencia de Referencia coincidirá con la nominal (60 [Hz]) salvo en circunstancias especiales en que el CENACE ordene un valor distinto. Los límites de operación dentro de los cuales deberá mantenerse la Frecuencia serán de $\pm 0,15$ [Hz] alrededor de la Frecuencia de Referencia.

Operación en condiciones anormales:

Durante situaciones anormales de hasta 24 horas de duración, el CENACE podrá ordenar valores distintos de la Frecuencia de Referencia. Una vez desaparecida la anormalidad el CENACE ordenará el retorno inmediato a los valores normales. Para períodos más prolongados, será el CONELEC el que autorice previa solicitud del CENACE la operación del SNI con una nueva frecuencia de referencia.

Niveles de Cargabilidad [3]

En condiciones de operación normal, las líneas de transmisión no deberían operarse a más del 100% de su capacidad de transporte según diseño para la operación normal del sistema.

El sistema estará diseñado y operado para soportar sin consecuencias graves ante una simple contingencia (n-1). Se entiende por consecuencia grave si ante la salida de un generador, transformador o línea de transmisión resultará:

- ⊕ Inestabilidad del SNI,
- ⊕ Sobrecargas de líneas y/o transformadores por mas de quince (15) minutos, y
- ⊕ Desviaciones de voltaje superiores a $\pm 10\%$.

2.4 ESTABILIDAD TRANSITORIA [17]

Es la habilidad de un Sistema de Potencia para mantener el sincronismo cuando está sujeto a fallas transitorias graves. La respuesta del sistema involucra largos recorridos de los ángulos del rotor del generador y está influenciado por la no-linealidad de la relación Potencia-Ángulo. La estabilidad depende del estado de operación inicial del sistema y la gravedad de la falla.

Las fallas dependen en muchos de los casos de la severidad y la probabilidad de ocurrencia en un sistema. El sistema está, sin embargo, diseñado para permanecer estable para un determinado grupo de contingencias. Las contingencias consideradas usualmente son cortocircuitos de diferentes tipos: monofásicas a tierra, bifásicas a tierra, o trifásicas. Dichas contingencias ocurren usualmente en líneas de transmisión pero también son consideradas fallas en transformadores y barras. La falla es despejada por la apertura apropiada de los disyuntores involucrados con el fin de aislar el elemento fallado. En algunos casos, los esquemas de recierres pueden ser implementados.

El Gráfico 2.7 ilustra el comportamiento de una máquina sincrónica para una situación estable e inestable. Aquí 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 hasta un valor máximo, luego decrece y oscila hasta alcanzar un estado estable. En el Caso 2, el ángulo del rotor continúa incrementando regularmente hasta perder el sincronismo. Esta forma de inestabilidad se refiere a la inestabilidad de primera oscilación y es causada por un torque de sincronización insuficiente. En el Caso 3, el sistema es estable hasta la primera oscilación y se hace inestable como resultado del crecimiento de las oscilaciones. Esta forma de inestabilidad generalmente ocurre cuando la condición de postfalla es inestable “análisis de pequeña señal”, y no necesariamente como resultado de una perturbación transitoria.

En estudios de estabilidad, el periodo de estudio está limitado usualmente a 3 o 5 segundos después de la falla, aunque dicho periodo suele extenderse a 10 segundos para sistemas muy largos con dominio de oscilaciones interárea.

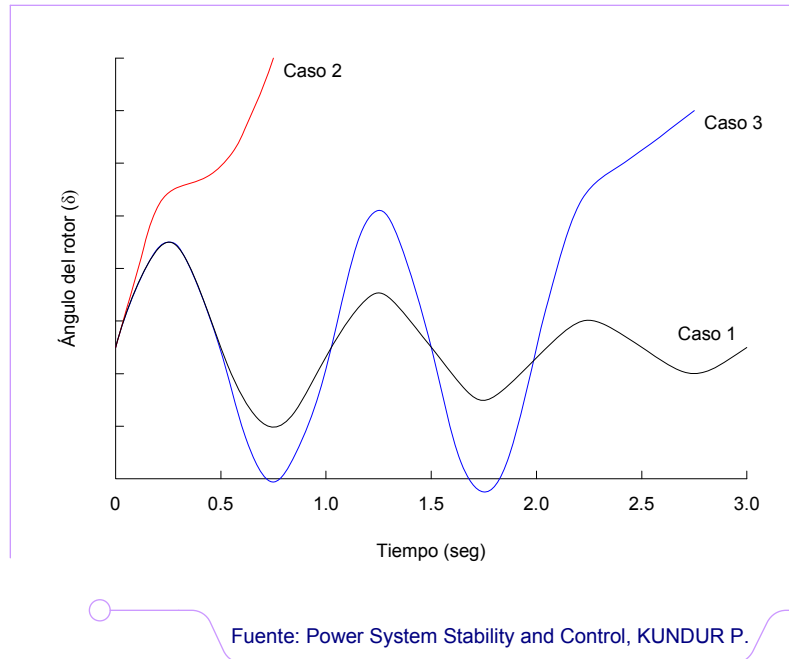


Gráfico 2.7 Respuesta del ángulo del rotor ante una perturbación transitoria

2.4.1 UNA VISTA ELEMENTAL DE LA ESTABILIDAD TRANSITORIA

Se considera el sistema mostrado en el Gráfico 2.8, el cual consiste de un generador suministrando potencia a un sistema representado por una barra infinita a través de dos circuitos de transmisión. Una barra infinita representa a una fuente de voltaje, con magnitud de voltaje constante y frecuencia constante.

A continuación se presentan los conceptos fundamentales y principios de estabilidad transitoria para analizar la estabilidad del sistema ante grandes perturbaciones, pero, usando modelos simples. Todas las resistencias son despreciadas. El generador es representado por el modelo clásico y los efectos del controlador de velocidad son despreciados. La representación del sistema correspondiente es mostrado en el Gráfico 2.9 (a). El voltaje presente tras de la reactancia transitoria (X'_d) es representado por (E'). El ángulo del rotor (δ)

representa el ángulo por el cual E' adelanta a E_B . cuando el sistema es alterado, la magnitud de E' permanece constante en los valores de pre-perturbación y los ángulos (δ) como también la velocidad del rotor del generador se alejan de la velocidad sincrónica ω_0 .

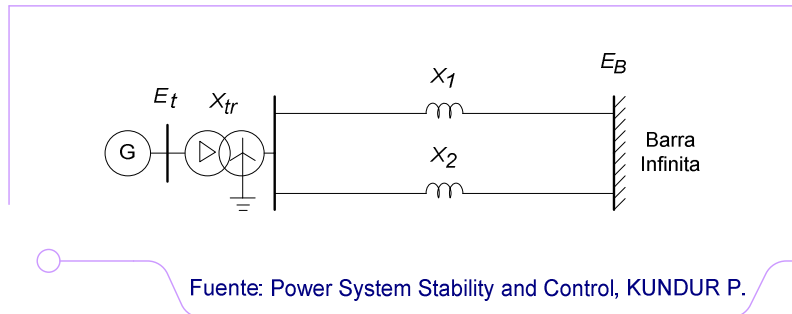


Gráfico 2.8 Sistema máquina simple barra infinita

El sistema puede ser reducido a la forma mostrada en el Gráfico 2.9 (b) y puede ser analizado usando métodos analíticos simples.

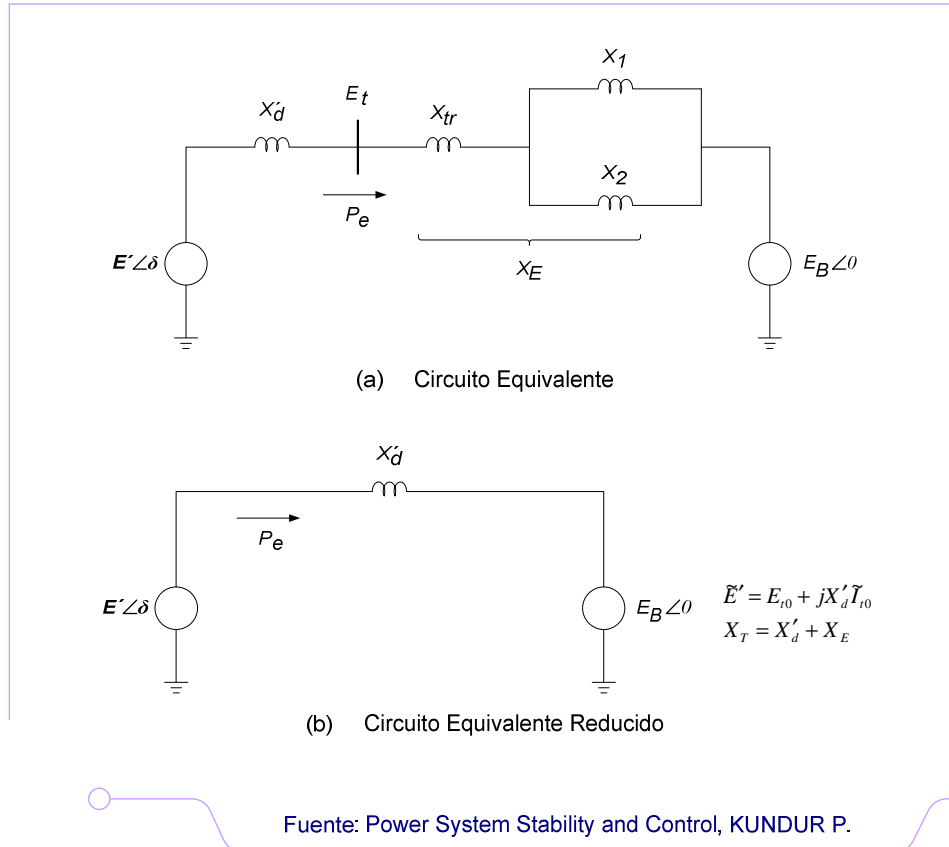


Gráfico 2.9 Representación del sistema con el modelo clásico del generador

Entonces, la potencia eléctrica de salida del generador es

$$P_e = \frac{E'E_B}{X_T} \text{sen} \delta = P_{\max} \sin \delta \quad (2.1)$$

Donde:

$$P_{\max} = \frac{E'E_B}{X_T} \quad (2.2)$$

Debido a que hemos despreciado la resistencia del estator, P_e representa la potencia en vacío como también la potencia de salida. La relación potencia-ángulo con ambos circuitos en servicio (I/S) es mostrada en el Gráfico 2.10 como curva 1. Con una potencia mecánica de entrada de P_m , la potencia eléctrica de salida, de estado estacionario, P_e es igual a P_m , y la condición de operación está representada en la curva por el punto a y un ángulo del rotor es δ_a .

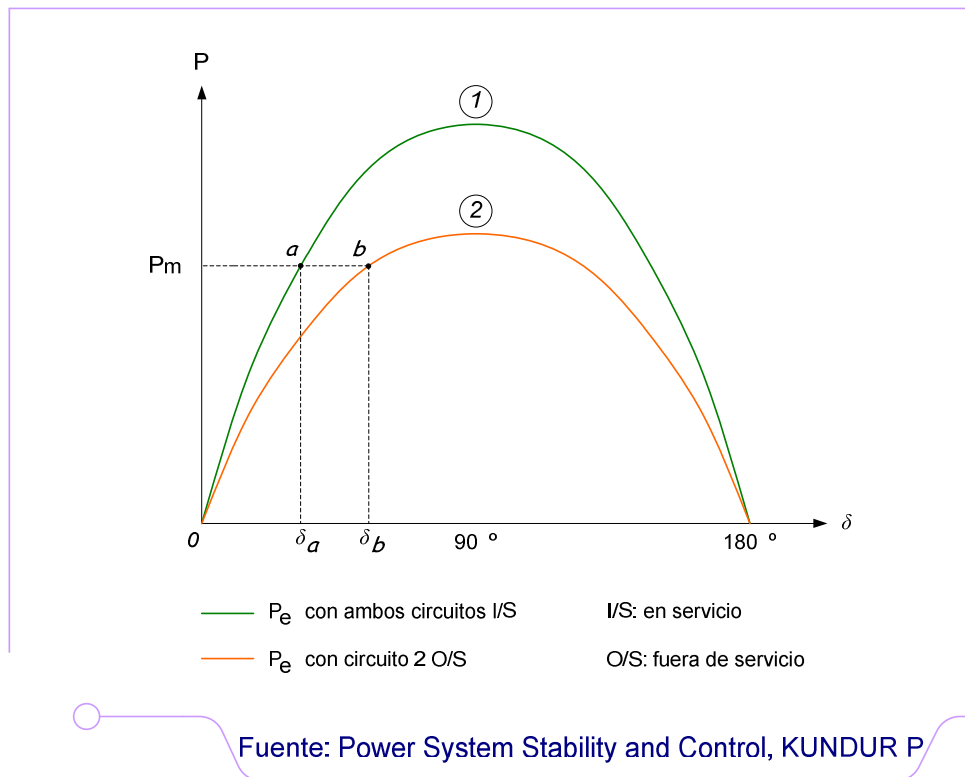


Gráfico 2.10 Curva de relación Potencia-Ángulo

Si uno de los dos circuitos está fuera de servicio (O/S), la reactancia efectiva X_T es alta. La curva Potencia-Ángulo con el circuito 2 fuera de servicio es mostrada en el Gráfico 2.10 como curva 2. La potencia máxima es ahora baja. Con una potencia mecánica de entrada P_m , el ángulo del rotor es ahora δ_b correspondiente al punto de operación b de la curva 2 (con una alta reactancia) el ángulo del rotor es alto para poder transmitir la misma potencia de estado estacionario.

Durante una perturbación, la oscilación de δ está superpuesta sobre la velocidad sincrónica ω_0 , pero la desviación de velocidad ($\Delta\omega_r = d\delta/dt$) es mucho más pequeña que ω_0 . Por lo tanto, la velocidad del generador es prácticamente igual a ω_0 y el torque en vacío [pu] puede ser considerado igual a la potencia en vacío. Entonces se usará el torque o la potencia indistintamente cuando se haga referencia a la ecuación de oscilación.

La ecuación de movimiento o comúnmente conocida como ecuación de oscilación puede ser escrita como

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_{\max} \text{sen} \delta \quad (2.3)$$

donde

P_m	=	potencia mecánica de entrada, en pu
P_{\max}	=	potencia eléctrica máxima de salida, en pu
H	=	constante de inercia, en $MW \cdot s/MVA$
δ	=	ángulo del rotor, en $elec.rad$
t	=	tiempo, en s

Respuesta ante un cambio en P_m

Se revisa ahora el comportamiento transitorio del sistema, con ambos circuitos en servicio, considerando un aumento repentino de la potencia mecánica de entrada desde un valor inicial de P_{m0} a P_{m1} como muestra el Gráfico 2.11 (a). Debido a la inercia del rotor, el ángulo del rotor no puede cambiar instantáneamente desde el valor inicial de δ_0 a δ_1 correspondiente al nuevo punto de equilibrio b al cual $P_e = P_{m1}$. La potencia mecánica está ahora excediendo la potencia eléctrica. El torque de aceleración resultante causa una aceleración del rotor desde el punto de operación inicial a hacia el nuevo punto de equilibrio b , trazando la curva $P_e - \delta$ en un rango determinado por la ecuación de oscilación. La diferencia entre P_{m1} y P_e en cualquier instante representa la potencia de aceleración.

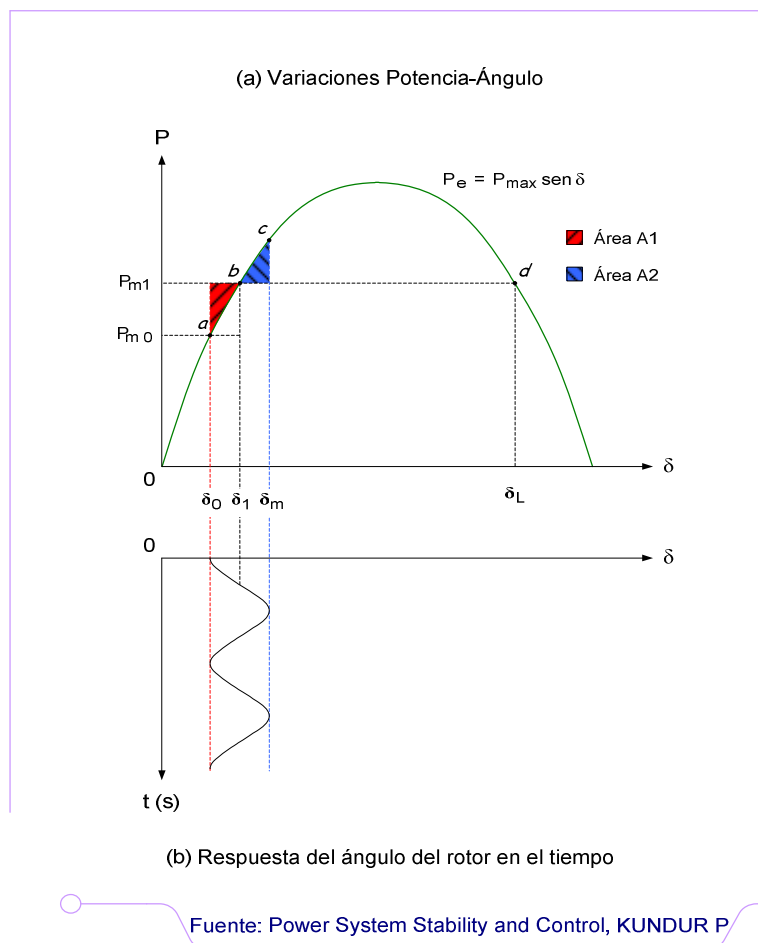


Gráfico 2.11 Respuesta ante un cambio en la potencia mecánica de entrada

Cuando el punto b es alcanzado, la potencia de aceleración es cero, pero la velocidad del rotor es más alta que la velocidad sincrónica ω_0 (la cual corresponde a la frecuencia del voltaje de la barra infinita). Por lo tanto, el ángulo del rotor continúa incrementando. Para valores de δ más altos que δ_1 , P_e es más grande que P_{m1} y el rotor desacelera. Al valor máximo δ_m , la velocidad del rotor recupera el valor sincrónico ω_0 , pero P_e es más alto que P_{m1} . El rotor continúa desacelerando con la velocidad bajando bajo ω_0 , el punto de operación se sitúa en la curva $P_e - \delta$ desde el punto c hacia el punto b y luego al punto a . El ángulo del rotor oscila indefinidamente alrededor del nuevo ángulo de equilibrio δ_1 con una amplitud constante, como la mostrada en las curvas $t - \delta$ del Gráfico 2.11 (b).

Criterio de áreas iguales

Para el modelo del sistema considerado anteriormente, no es necesario resolver formalmente la ecuación de oscilación para determinar si el ángulo del rotor incrementa indefinidamente u oscila alrededor de una posición de equilibrio. La información necesaria para ver el ángulo máximo de excursión (δ_m) y los límites de estabilidad pueden ser obtenidos gráficamente mediante el uso de los diagramas Potencia-Ángulo mostrados en el Gráfico 2.11. Aunque este método no es aplicable a sistemas multi-máquina con representaciones detalladas de las máquinas sincrónicas, esto ayuda en el conocimiento de los factores básicos que influyen sobre la estabilidad transitoria de cualquier sistema.

En la ecuación 2.3, se presentó la siguiente relación entre el ángulo del rotor y la potencia de aceleración:

$$\frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{\omega_0}{2H} (P_m - P_e) \quad (2.4)$$

donde P_e es una función no lineal de δ , y por lo tanto la ecuación anterior no puede ser resuelta directamente. Si ambos lados son multiplicados por $2d\delta/dt$, entonces

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

$$\frac{d}{dt} \left[\frac{d\delta}{dt} \right]^2 = \frac{\omega_0(P_m - P_e)}{H} \frac{d\delta}{dt} \quad (2.5)$$

Integrando se tiene

$$\left[\frac{d\delta}{dt} \right]^2 = \int \frac{\omega_0(P_m - P_e)}{H} d\delta \quad (2.6)$$

La desviación de velocidad $d\delta/dt$ es inicialmente cero. Esto cambiará como resultado de una perturbación. Para una operación estable, la desviación del ángulo δ debe ser limitada, alcanzando un valor máximo (como el punto c en el Gráfico 2.11) y luego cambiar de dirección. Esto requiere que la velocidad de desviación $d\delta/dt$ sea cero algún tiempo después de la perturbación. Por lo tanto, la ecuación 2.6, con un criterio para estabilidad puede ser

$$\int_{\delta_0}^{\delta_m} \frac{\omega_0}{H} (P_m - P_e) d\delta = 0 \quad (2.7)$$

Donde δ_0 es el ángulo de rotor inicial y δ_m es el ángulo del rotor máximo, como se ilustra en el Gráfico 2.11. Entonces, el área bajo la función $P_m - P_e$ vs δ debería ser cero si el sistema es estable. En el Gráfico 2.11, esto está aprobado cuando el área A_1 es igual al área A_2 . La energía cinética es adquirida por el rotor durante la aceleración cuando δ cambia desde δ_0 a δ_1 . La energía adquirida es

$$E_1 = \int_{\delta_0}^{\delta_1} (P_m - P_e) d\delta = \text{area } A_1 \quad (2.8)$$

La energía perdida durante la des-aceleración cuando δ cambia desde δ_1 a δ_m es

$$E_2 = \int_{\delta_1}^{\delta_m} (P_e - P_m) d\delta = \text{area } A_2 \quad (2.9)$$

Como no se consideraron pérdidas, la energía adquirida es igual a la energía perdida; por lo tanto el área A_1 es igual al área A_2 . Esto modela las bases del criterio de áreas iguales. Esto permite determinar la máxima oscilación de δ como también la estabilidad del sistema sin calcular el tiempo de respuesta, a través de la solución formal de la ecuación de oscilación.

El criterio puede ser usado fácilmente para determinar el máximo incremento permisivo en P_m para el sistema del Gráfico 2.8. La estabilidad es mantenida solo si el área A_2 es por lo menos igual al área A_1 y puede estar ubicada arriba de P_{m1} . Si A_1 es más grande que A_2 , entonces $\delta_m > \delta_L$, y la estabilidad podría perderse. Esto es porque, para $\delta > \delta_L$, P_{m1} es más grande que P_e y el par de torsión es mas acelerado que desacelerado.

Ahora, se examinará el mecanismo de estabilidad transitoria considerando la respuesta de sistema después de una falla por cortocircuito en un sistema de transmisión, la cual es considerada la forma más común de perturbación en estudios de estabilidad transitoria.

Respuesta ante una falla por cortocircuito

Se considera la respuesta del sistema ante una falla trifásica en la localización F del circuito de transmisión 2 (CCT 2), como muestra el Gráfico 2.12, literal (a). El correspondiente circuito equivalente, usando un modelo clásico del generador, es

mostrado en el Gráfico 2.12, literal (b). La falla es despejada por la apertura de los disyuntores en ambos extremos del circuito fallado, el tiempo de despeje de la falla depende del tiempo del relé y el tiempo del disyuntor.

Si la localización de la falla F está en el extremo emisor (barra HT) del circuito fallado, ninguna potencia es transmitida hacia la barra infinita. La corriente de cortocircuito fluye desde el generador a través de las reactancias puras hacia la falla. Por lo tanto, solamente el flujo de potencia reactiva, activa P_e y el correspondiente torque eléctrico T_e en vacío son cero durante la falla. Si se tiene incluido al estator del generador y las resistencias del transformador en el modelo, P_e debería tener un valor pequeño, representando a las correspondientes pérdidas resistivas.

Si la localización de la falla F está a alguna distancia, lejos del terminal de envío, como se muestra en el Gráfico 2.12, literal (a) y (b), algo de potencia activa es transmitida hacia la barra infinita mientras la falla está presente.

En el Gráfico 2.12 literales (c) y (d) se muestran las curvas $P_e - \delta$ para las tres condiciones de la red:

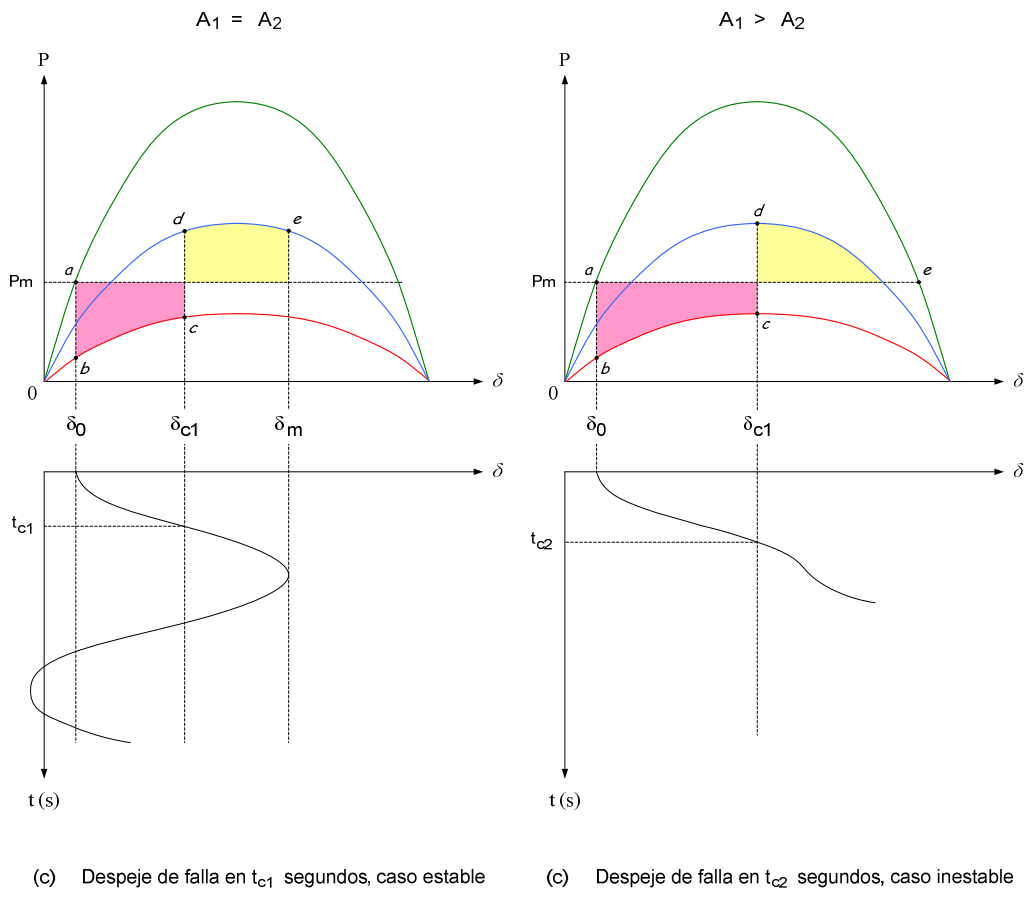
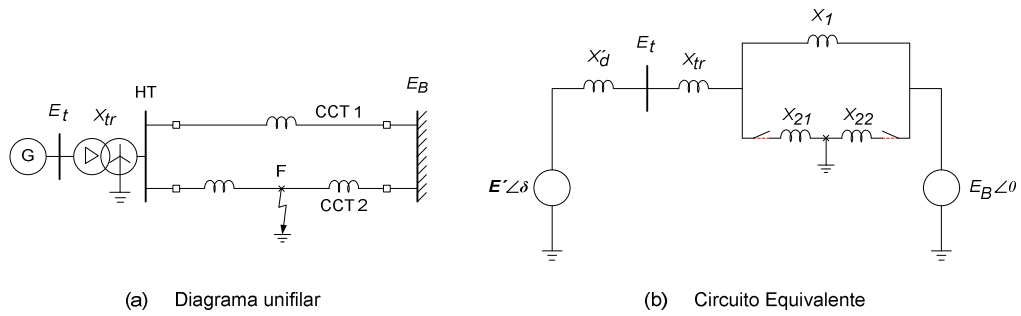
- ⊕ Pretalla, ambos circuitos en servicio,
- ⊕ Con una falla trifásica sobre el circuito 2 en una localización a cierta distancia del terminal de envío, y
- ⊕ Postfalla, circuito 2 fuera de servicio.

El Gráfico 2.12, literal (c) considera el rendimiento con un tiempo de despeje de falla de t_{c1} y representa a un caso estable. El Gráfico 2.12, literal (d) presenta un tiempo más largo de despeje de falla t_{c2} tal que el sistema es inestable. En ambos casos P_m es asumida como constante.

A continuación se examina el caso estable representado por el Gráfico 2.12, literal (c). 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 de a a b . Debido a la inercia, el ángulo δ no cambia instantáneamente. Entonces P_m es ahora más grande que P_e , el rotor acelera hasta que el punto de operación alcanza a c , cuando la falla es despejada por la apertura del circuito 2 del sistema. Ahora el punto de operación cambia repentinamente a d . Ahora P_e es más grande que P_m , provocando la des-aceleración del rotor. Entonces la velocidad del rotor es más grande que la velocidad sincrónica ω_0 , δ continua incrementando hasta que la energía cinética adquirida durante el periodo de aceleración (representada por el área A_1) es consumida por la energía transferida al sistema. El punto de operación se mueve de d a e , tal que el área A_2 es igual al área A_1 . En el punto e , la velocidad es igual a ω_0 y δ a alcanzado el valor máximo δ_m . Ya que P_e todavía es más grande que P_m , el rotor continúa retardado, con la velocidad bajando bajo ω_0 . El ángulo del rotor decrece, y el punto de operación vuelve a la ruta desde e hasta d y sigue la curva $P_e - \delta$ para el sistema postfalla. El valor mínimo de δ es tal que este satisface el criterio de áreas iguales para un sistema postfalla. En ausencia de cualquier fuente de amortiguamiento, el rotor continúa oscilando con una amplitud constante.

Con un retraso en el despeje de la falla, como el mostrado en el Gráfico 2.12, literal (d), el área A_2 está encima de P_m y es menor que A_1 . Cuando el punto de operación alcanza a e , la energía cinética adquirida durante el periodo de aceleración todavía no ha sido completamente consumida; consecuentemente, la velocidad todavía es más grande que ω_0 y δ continua aumentando. Más allá del punto e , P_e es menor que P_m , y el rotor empieza a acelerar otra vez. La velocidad del rotor y el ángulo continúan incrementando, dando como resultado pérdida de sincronismo.



- P_e de Pre-falla
- P_e de Post-falla
- P_e de durante la falla
- Área A_1
- Área A_2

Fuente: Power System Stability and Control, KUNDUR P

Gráfico 2.12 Ilustración del fenómeno de Estabilidad Transitoria

Factores que influyen en la estabilidad transitoria

Tomando en cuenta los anteriores puntos de vista, y refiriéndose al Gráfico 2.12, se concluye que la estabilidad transitoria del generador depende de lo siguiente:

- ⊕ Cuan sobrecargado esta el generador,
- ⊕ La operación del generador durante la falla. Esto depende del tipo y localización de la falla,
- ⊕ El tiempo de despeje de la falla,
- ⊕ La reactancia del sistema de transmisión postfalla,
- ⊕ La reactancia del generador. Una reactancia baja incrementa la potencia máxima y reduce el ángulo inicial del rotor,
- ⊕ La inercia del generador. La más alta inercia, el rango más bajo de cambio de ángulo. Esto reduce la energía cinética adquirida durante la falla; por ejemplo, el área A_1 ,
- ⊕ La magnitud de los voltajes internos del generador (E'). Esto depende de la excitación de campo, y
- ⊕ La magnitud del voltaje de la barra infinita (E_B).

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [12] ABB Switchgear. "Protection Application Handbook". Edición 1. Vasteras Suecia. Marzo 1999.
- [13] REGULACIÓN No CONELEC – 002/06. "Calidad del Transporte de Potencia y del Servicio de Conexión en el SNI". Quito Ecuador. 30 de enero del 2006.
- [14] REGULACIÓN No CONELEC – 006/00. "Procedimientos de Despacho y Operación". Quito Ecuador. 09 de agosto del 2000.
- [15] ALSTOM Measurements. "Network Protection and Automatic Guide". Francia. 2002.
- [16] H. M. Rustebakke. "Electric Utility Systems and Practices". John Wiley & Sons. 1983.
- [17] KUNDUR, Prabha. "Power System Stability and Control". McGraw–Hill. Palo Alto, California. 2001.
- [18] Kimbark, Edward Wilson. "Power System Stability, Power Circuit Breakers and Protective Relays". John Wiley & Sons. NY, London, Sydney. Abril, 1967.
- [19] Basler Electric Company. "Automatic Reclosing, Transmission Line Applications and Considerations". Highland Illinois. 2001
- [20] ANDERSON and FOUAD. "Power System Control and Stability". First Edition. Iowa State the University Press. USA. 1977.
- [21] STEVENSON, William, GRAINGER, John. "Análisis de Sistemas de Potencia". Primera edición. McGRAW-HILL. México. 1996.
- [22] Fernández C. "Capacitación en manejo de DlgSILENT Power Factory". Quito. 2002.

CAPÍTULO 3

RECIERRES AUTOMÁTICOS

En este capítulo se explica la aplicación de autorecierres en las líneas de transmisión del SNT del Ecuador, considerando la definición de ciertos criterios generales, la justificación de los tiempos, tanto de despeje de una falla como los de desionización del arco eléctrico, que se emplearon para crear, posteriormente, un evento de simulación. Además de las consideraciones técnicas, como niveles de voltaje y frecuencia, que actualmente están vigentes para el Despacho y Operación del SNI.

3.1 INTRODUCCIÓN

Varios estudios han demostrado que en todas partes del mundo el 80%, ó aun más alto, el 90%, de las fallas sobre la mayoría de las líneas aéreas de transmisión son transitorias [3]. Una falla transitoria, como es el caso de una falta de aislamiento entre las líneas de transmisión, es una falla que es despejada gracias al disparo inmediato de uno o varios disyuntores los cuales aíslan la falla, para que esta no se repita cuando la línea es energizada nuevamente.

Los relámpagos son la causa más común de fallas transitorias, siendo el resultado parcial de la falta de aislamiento producido por los altos voltajes transitorios inducidos por los relámpagos. Otras posibles causas pueden ser la oscilación o movimiento de los cables producidos por el viento y el contacto temporal con objetos externos. Así, las fallas transitorias pueden ser despejadas momentáneamente mediante la desenergización de la línea, para de este modo permitir la extinción del arco. Entonces, mediante la implementación de un

recierre automático se puede restaurar el servicio de la línea fallada cuando se tiene una falla transitoria [29].

Los restantes 10 a 20% de las fallas son semi-permanentes o permanentes. Una pequeña rama que cae en la línea puede causar una falla semi-permanente. En este caso, sin embargo, una desenergización inmediata de la línea y una consecuente aplicación del autorecierre no despejaría la falla. Las fallas semi-permanentes de este tipo probablemente son las más frecuentes en áreas sumamente boscosas.

En cambio, fallas permanentes son aquellas que no se despejan aun cuando se ha producido el correspondiente disparo. Un ejemplo de falla permanente es el producido por la rotura de un cable, lo que ocasiona la apertura de la fase fallada, o la caída de una torre lo que ocasionaría un cortocircuito de todas las fases. Las fallas producidas en cables deberían ser consideradas permanentes y ser despejadas sin la utilización de recierres automáticos.

Aunque los indicadores de autorecierres exitosos varían de una empresa a otra [29], es claro que la mayoría de las fallas puedan ser despejadas satisfactoriamente debido al empleo apropiado de disparos y esquemas de autorecierre. La apertura de los disyuntores hace que la línea fallada se aisle y por ende el correspondiente arco eléctrico se extinga, luego el autorecierre cierra de nuevo la línea para restaurar el servicio. Así, los autorecierres pueden reducir considerablemente el tiempo de interrupción debido a fallas transitorias y proporcionar un nivel más alto de continuidad de servicio al cliente. Además, el acertado uso de recierres de alta velocidad sobre circuitos de transmisión puede ser un factor importante al intentar mantener la estabilidad de sistema durante el despeje de una falla, como se mostrará posteriormente.

3.1.1 HISTORIA

Según un informe escrito por la IEEE PSRC (Power Systems Relaying Comitee) en 1984, el primer recierre automático fue aplicado a principios del año 1900 sobre alimentadores radiales protegidos por relés instantáneos y fusibles. Estos esquemas recerraron el circuito dos o tres veces antes del cierre total, con un índice de éxito del 73 y 88% sobre las primeras acciones de recierre, y cubrieron tanto circuitos radiales como circuitos cerrados, predominantemente en voltajes de distribución, pero también incluyendo a niveles de 154 [kV].

El primer recierre de alta velocidad (HSR) fue usado en 1935 por el Sistema de Energía Americano (posteriormente conocido American Gas & Electric) como medio para aplazar la construcción de líneas de transmisión redundantes. Los sistemas continuamente se mantenían en un esquema de líneas radiales con recierres rápidos a diferencia de proporcionar un segundo camino, redundante, para el correspondiente flujo de potencia. Los sistemas modernos con líneas radiales para transmitir la potencia de un punto al otro no son muy frecuentes. Es más común tener una red con líneas de transmisión en paralelo. HSR es usado frecuente para mantener la estabilidad y el sincronismo de un sistema de potencia.

El desarrollo de disyuntores de alta velocidad para líneas de transmisión a finales del año 1930 condujo al uso de HSR sobre estas líneas, dando como resultado una estabilidad mejorada del sistema. Los estudios de probabilidad de descargas en aisladores fueron iniciados para determinar el número mínimo de acciones de recierre que permitan un tiempo considerable para la desionización del arco. Los tempranos usos de HSR sobre disparos de líneas multi-terminales dieron como efecto el recierre del disyuntor en un terminal. Si el recierre de alta velocidad es acertado, los terminales restantes se cierran con un retardo de tiempo para, de este modo, completar el ciclo de operación [15].

La información histórica presentada muestra un número de razones para utilizar recierres automáticos tanto en sistemas de transmisión como sistemas de

distribución. Lo mostrado a continuación es un resumen de las razones para usar autorecierres. Esta lista no es completa, y cada ingeniero tiene que considerar cualquier razonamiento adicional cuando se trate de aplicar autorecierres en cualquier caso.

1. Reducir al mínimo la interrupción del suministro de energía al cliente,
2. Mantener la estabilidad y sincronismo del sistema (utilizando disparos/autorecierres de alta velocidad sobre líneas de transmisión aéreas),
3. Restaurar la capacidad y confiabilidad del sistema con criterios de interrupción mínima y menor gasto por conceptos de mano de obra,
4. Restaurar las interconexiones de sistemas críticos,
5. Restaurar el servicio a cargas críticas,
6. Probabilidad de recuperación, más alta, debido a múltiples interrupciones ocasionadas por contingencias,
7. Reducción de la duración de una falla, causando menos daños en los equipos y haciendo que fallas permanentes sean menos permanentes,
8. Capacidad de controlar subestaciones desatendidas, causando ahorro de salarios,
9. Alivio para los operadores en acciones de restauración del sistema, durante interrupciones del mismo,
10. Permitir el cálculo del tiempo mínimo de desionización de arco para los diferentes niveles de voltaje, y
11. Permitir el cálculo del tiempo de operación de un ciclo de recierre, desde el despeje de la falla hasta la normalización del servicio en el circuito fallado.

3.1.2 APLICACIÓN DE LOS AUTORECIERRES

El uso de los autorecierres requiere la evaluación de muchos factores. Estos factores pueden variar bastante dependiendo de la configuración del sistema, los componentes de sistema y la filosofía de recierres utilizada, ya sea por el

ingeniero de protección o la empresa de transmisión. Los siguientes factores son de interés fundamental:

- ⊕ Las ventajas y posibles problemas asociados a los recierres,
- ⊕ La elección de tiempo muerto,
- ⊕ La elección de tiempo de reposición, y
- ⊕ La decisión de usar uno o múltiples intentos de recierres.

Los factores antes mencionados son fundamentales cuando se trata de evaluar las aplicaciones de los autorecierres. Las decisiones de cuando escoger estos factores en la aplicación de autorecierres están bajo la influencia del tipo de protección y del disyuntor utilizado, la naturaleza del sistema, la posibilidad de problemas de estabilidad, y los efectos sobre varias cargas o grandes consumidores.

Un esquema típico de autorecierre se muestra en el Gráfico 3.13 y en el Gráfico 3.14. El Gráfico 3.13 muestra el caso de una falla transitoria acompañado de un recierre exitoso, y el Gráfico 3.14 muestra el ejemplo de una falla permanente acompañado de un recierre no exitoso y seguido del bloqueo del disyuntor.

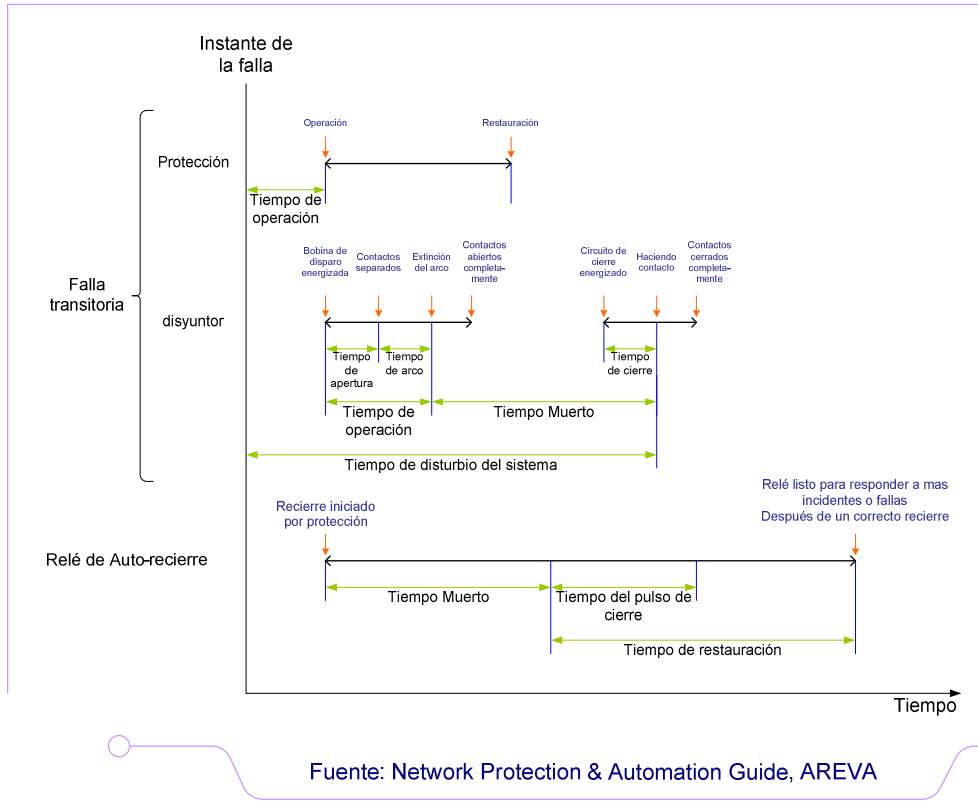


Gráfico 3.13 Esquema de operación de un autorecierre en presencia de una falla transitoria

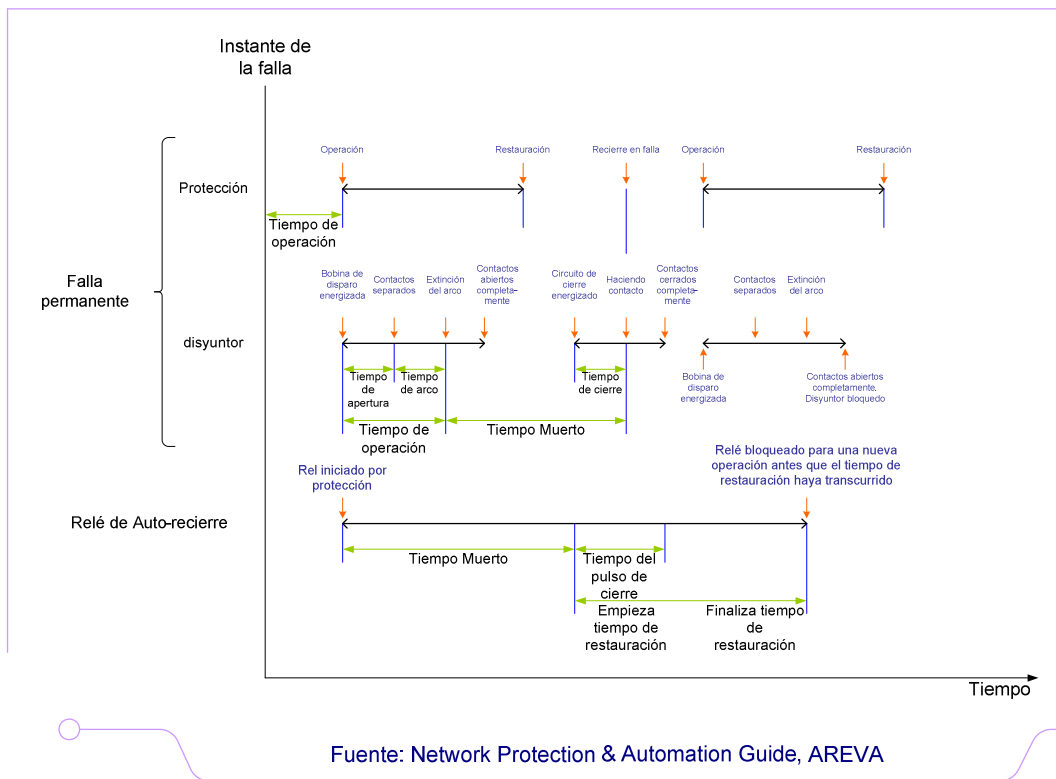


Gráfico 3.14 Esquema de operación de un autorecierre en presencia de una falla permanente

3.1.3 DEFINICIONES [1][15][30]

Antes de empezar con la descripción del método aplicado en el uso de esquemas de autorecierres, es conveniente definir algunos de los términos de uso común.

Tiempo de arco (Arcing Time, of a mechanical switching device)

Es el intervalo de tiempo entre el instante de la primera iniciación del arco y el instante de extinción de arco final en todos los polos.

Tiempo de recierre de un disyuntor (Breaker reclosing time)

El tiempo transcurrido entre la energización de la bobina de disparo del disyuntor y el cierre de los contactos para reestablecer el circuito por los contactos primarios del mismo sobre la orden de recierre.

Tiempo de cierre (Closing time, of a mechanical switching device)

Es el intervalo de tiempo entre la iniciación de la operación de cierre y el instante cuando la continuidad metálica es establecida en todos los polos.

Tiempo muerto (Dead time, of a circuit breaker on a reclosing operation)

Es el intervalo entre la interrupción en todos los polos sobre el pulso de apertura y la restauración del circuito sobre el pulso de recierre.

Nota: El tiempo muerto de una falla con formación de arco sobre la operación de un recierre no es necesariamente el mismo tiempo muerto que implica a un disyuntor, ya que el tiempo muerto de la falla es el intervalo durante el cual la línea fallada es desenergizada de todos los terminales.

Tiempo de desionización del arco (De-ionizing time)

Es el tiempo después de la extinción del arco de una línea aérea necesario para asegurar la dispersión de aire ionizado de modo que el arco no se encienda de nuevo cuando la línea es energizada nuevamente.

Autorecierre retrasado (Delayed autoreclosing)

Es el autorecierre de un disyuntor dentro de un intervalo de tiempo de retraso que es intencionalmente más largo que para un autorecierre de alta velocidad.

Autorecierre de alta velocidad (High speed autoreclosing)

El autorecierre de un disyuntor después de un tiempo de retraso necesario (típicamente menos que un segundo) para permitir la desionización de arco de falla con la debida consideración de una coordinación con todos los relés del sistema de protección. Este tipo de autorecierres generalmente no es supervisado por la magnitud de voltaje o el ángulo de fase.

Tiempo de operación del disyuntor (Operating time, circuit breaker)

Es el tiempo de la estimulación de la bobina de disparo hasta que el arco es extinguido.

Tiempo de operación de la protección (Operating time, protection)

Es el tiempo del inicio de la falla al cierre de los contactos de disparo. Donde unas separaciones auxiliares del relé son empleadas y su tiempo de operación es incluido.

Tiempo de restauración (Reset time, of an automatic circuit recloser or automatic line sectionalizer)

Es el tiempo requerido, después de una o varias operaciones de conteo, por el mecanismo de conteo para volver a la posición de partida.

Tiempo de perturbación de sistema (System disturbance time)

Es el tiempo entre el inicio de la falla y la actuación de los contactos de disyuntor en un recierre exitoso.

Disparo único de recierre (single-shot reclosing)

Una secuencia de operación que proporciona sólo una operación de recierre (cierre del circuito que ocurre sobre disyuntores sucesivos).

3.2 RECIERRES AUTOMÁTICOS EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN Y SUBTRANSMISIÓN

Previo al correspondiente desarrollo del tema es útil mencionar la clasificación de voltajes considerados tanto para niveles de transmisión como para niveles de subtransmisión, los cuales son:

- ⊕ Subtransmisión 34.5 – 115 [kV], y
- ⊕ Transmisión 138 [kV] y más altos.

Adicionalmente, el sistema de transmisión se encuentra dividido en:

- ⊕ Alto voltaje (HV) 138 – 230 [kV],
- ⊕ Extra alto voltaje (EHV) 345 – 765 [kV], y
- ⊕ Ultra alto voltaje (UHV) 1000 [kV] y mas altos.

Los valores de voltaje indicados representan los nominales y típicos voltajes del sistema, rms (línea a línea) en uso actualmente [15]. Estas clases son generales y pueden variar de un sistema a otro, así como traslapar de una clase a otra. En Ecuador los niveles de voltaje con los cuales la empresa de transmisión de energía eléctrica (TRANSELECTRIC S.A.) trabaja son 138 y 230 [kV].

La consideración más importante en la aplicación de autorecierres a líneas de transmisión es la de mantener la estabilidad y sincronismo del sistema. Los problemas conjuntos son dependientes de si el sistema de transmisión es débil o fuerte. Con un sistema débil, la pérdida de enlaces de transmisión puede conducir rápidamente a un ángulo de fase excesivo a través del disyuntor usado para el recierre, evitando de este modo un recierre exitoso. En un sistema relativamente fuerte, el índice de cambio del ángulo de fase será bajo, de modo que autorecierres con retraso pueden ser aplicados satisfactoriamente.

A continuación se enumeran varios factores para ser considerados al momento de aplicar esquemas de autorecierre en sistemas de transmisión.

3.3 AUTORECIERRES DE ALTA VELOCIDAD EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

La primera exigencia para el uso de autorecierres de alta velocidad es el conocimiento del tiempo de perturbación del sistema que puede ser tolerado sin la pérdida de estabilidad del sistema. Esto normalmente requerirá de que estudios de estabilidad transitoria sean conducidos para definir una serie de configuraciones de sistema de potencia y condiciones de falla. Con el conocimiento de las características de operación de las protecciones y del disyuntor y los tiempos de desionización del arco causado por una falla, la viabilidad de autorecierres de alta velocidad entonces puede ser evaluada.

3.3.1 CARACTERÍSTICAS DE LAS PROTECCIONES

El empleo de equipos de protección de alta velocidad, como el de distancia o esquemas de protección unitarios (como los tratados en el capítulo 2, numeral 2.2), actúan en tiempos de operación menores a 50 [ms]. En acuerdo con la rápida operación de disyuntores, la protección de alta velocidad reduce la duración del arco de falla y así el tiempo total de perturbación del sistema.

Es importante que los disyuntores en ambos finales de la línea fallada sean disparados tan rápidamente como sea posible

3.3.2 TIEMPO DE DESPEJE DE FALLA [17]

Los elementos de remoción de fallas requieren de un sistema de relés de protección para detectar que una falla ha ocurrido e iniciar la apertura de los disyuntores, con lo que se logra aislar el elemento fallado del sistema. El tiempo total de despeje de falla es sin embargo el tiempo resultante del tiempo del relé y el tiempo del disyuntor.

En alto voltaje, en sistemas de transmisión el rango normal de tiempo de los relés va desde 15 a 30 [ms] (1 a 2 [ciclos]) y el rango del tiempo de interrupción de los disyuntores va desde 30 a 70 [ms] (2 a 4 [ciclos])

Un ejemplo de una falla despejada normalmente está dado en el Gráfico 3.15. La barra A tiene disyuntores de aire comprimido con un tiempo de operación de 2 [ciclos] y la barra B tiene disyuntores de aceite con un tiempo de operación de 3 [ciclos]. La frecuencia nominal del sistema es de 60 [Hz] y el medio de comunicación es vía micro-onda.

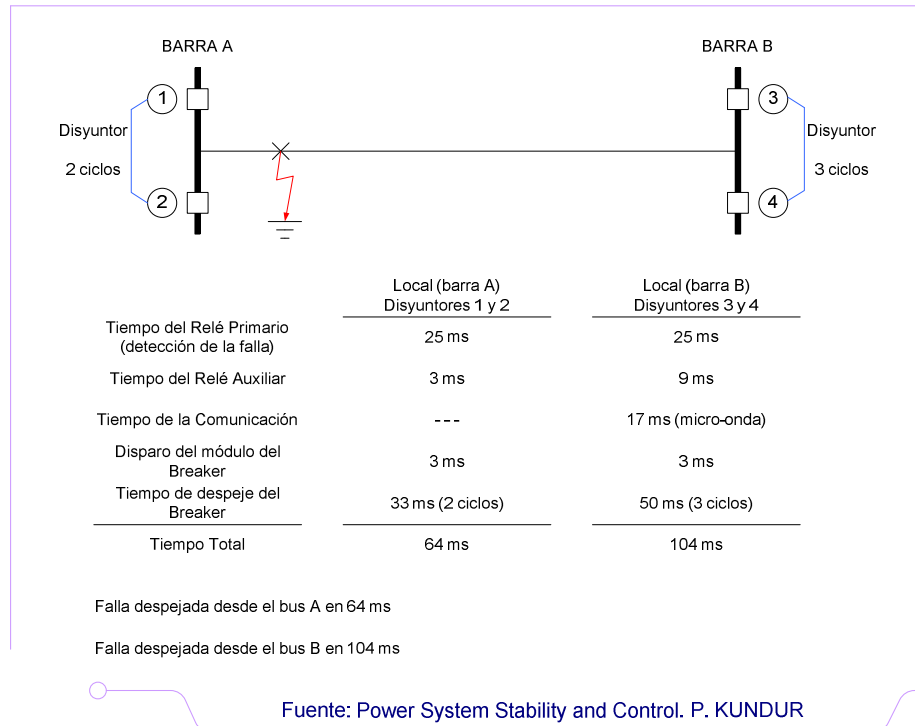


Gráfico 3.15 Tiempos típicos de despeje de falla para una situación normal

Por lo que, el tiempo escogido en este trabajo para el despeje de la falla, es de 110 [ms].

3.3.3 DESIONIZACIÓN DEL ARCO ELÉCTRICO [15] [30]

Es importante conocer el tiempo que se debe dar para la desionización completa del arco, para prevenir que el arco se avive nuevamente cuando se aplique nuevamente voltaje.

El tiempo de desionización de un arco eléctrico al aire libre depende de:

- ⊕ Los voltajes del circuito,
- ⊕ Espaciamiento del conductor,
- ⊕ Corrientes de falla,
- ⊕ Duración de la falla,
- ⊕ Velocidad del viento, y
- ⊕ Acopladores capacitivos de los conductores adyacentes.

De éstos, el voltaje del circuito es el más importante, y como regla general, mientras más alto es el voltaje del sistema, más largo, será, el tiempo requerido para la desionización del arco.

De los resultados obtenidos en pruebas de laboratorio y experiencias de funcionamiento, ver Gráfico 3.16, los tiempos de desionización del arco, para diferentes niveles de voltaje se pueden resumir en el Cuadro 3.3. Además, se puede utilizar como una estimación mínima del tiempo de desionización, una ecuación para el cálculo del dicho tiempo mínimo, basada en el nivel de voltaje [30].

La formula que se propone para el cálculo de los tiempos de desionización es la siguiente:

$$t = 10.5 + \frac{kV}{34.5} \text{ ciclos} \quad (3.10)$$

donde:

kV es el voltaje de la línea.

De este modo, mientras más alto es el voltaje, mayor es el tiempo requerido para la desionización del arco. El tiempo ligeramente aumentará con un aumento de la corriente de arco o la duración de arco o de la presencia de lluvia. Del mismo modo, el tiempo disminuirá, en parte, con los aumentos de velocidad de viento.

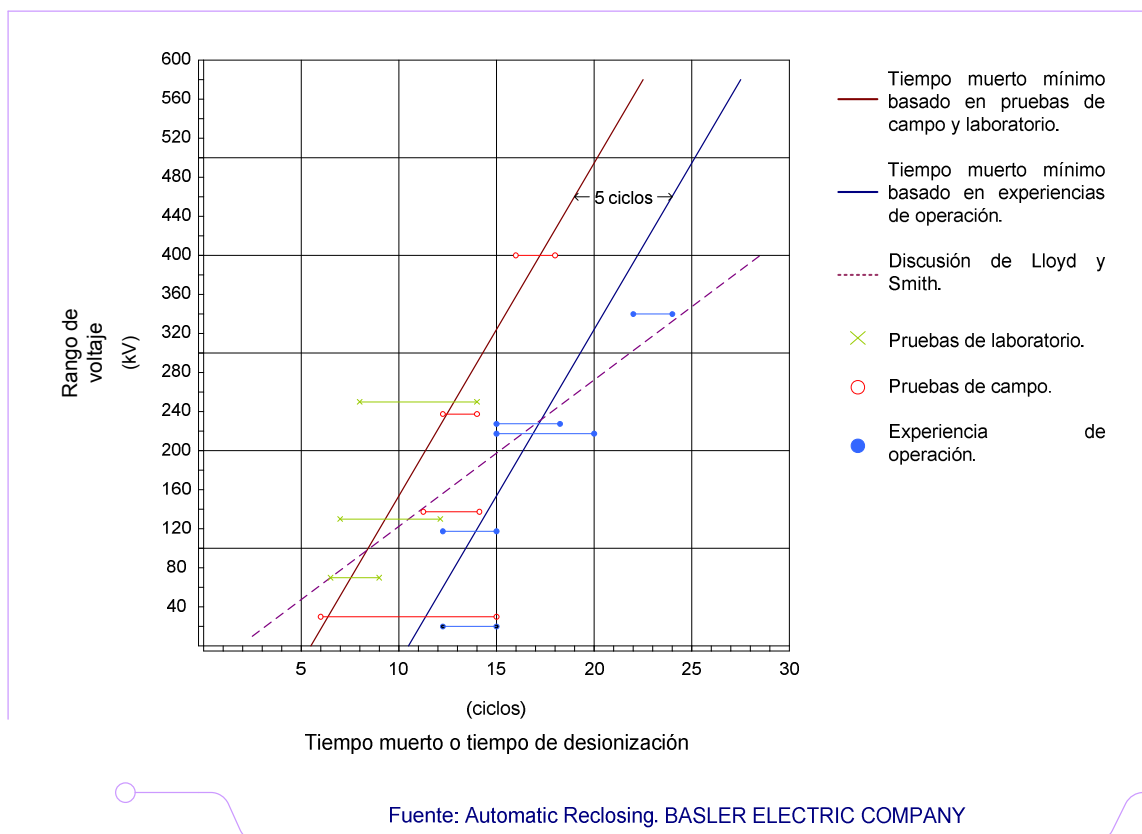


Gráfico 3.16 Tiempo muerto requerido para la desionización del arco eléctrico

A continuación se realiza una comparación entre los tiempos de desionización calculados con la fórmula dada anteriormente, los tiempos de desionización presentes en el Manual de Alstom [15] y los tiempos de desionización del Gráfico 3.16.

Cuadro 3.3 Comparación del tiempo de desionización del arco eléctrico

TIEMPOS DE DESIONIZACIÓN DEL ARCO						
kV	MANUAL ALSTOM		FÓRMULA		GRÁFICO 3.4	
	ciclos	ms	ciclos	ms	ciclos	ms
66	12,0	200	12,4	207	12,4	207
110	16,8	280	13,7	228	13,8	230
132	18,0	300	14,3	238	14,2	237
138	19,2	320	14,5	242	14,5	242
220	21,0	350	16,9	282	16,9	282
275	22,8	380	18,5	308	18,5	308
400	27,0	450	22,1	368	22,1	368
525	33,0	550	25,7	428	25,8	430

3.3.4 CARACTERÍSTICAS DE LOS DISYUNTORES

Los disyuntores usados para recierres automáticos, disponen de mecanismos de operación y controles automáticos de alta velocidad capaces de soportar un segundo disparo.

En los disyuntores, después de haber sido disparados por los relés de protección y antes del cierre final se debe tener muy en cuenta la desionización del arco (despeje de la falla completo) y por último la señal del pistón o los contactos del disyuntor dan la señal de cerrado. En el Gráfico 3.17 se puede ver claramente el ciclo de operación de un disyuntor en aceite con un mecanismo de operación neumático.

Adicionalmente, el tiempo de apertura de los disyuntores se consideró de 1,5 [ciclos]. La justificación de este tiempo de apertura la encontramos en el Anexo 1, donde se muestran los tiempos de apertura del interruptor 52-032 ATT 138 [kV] de la Subestación Santa Rosa.

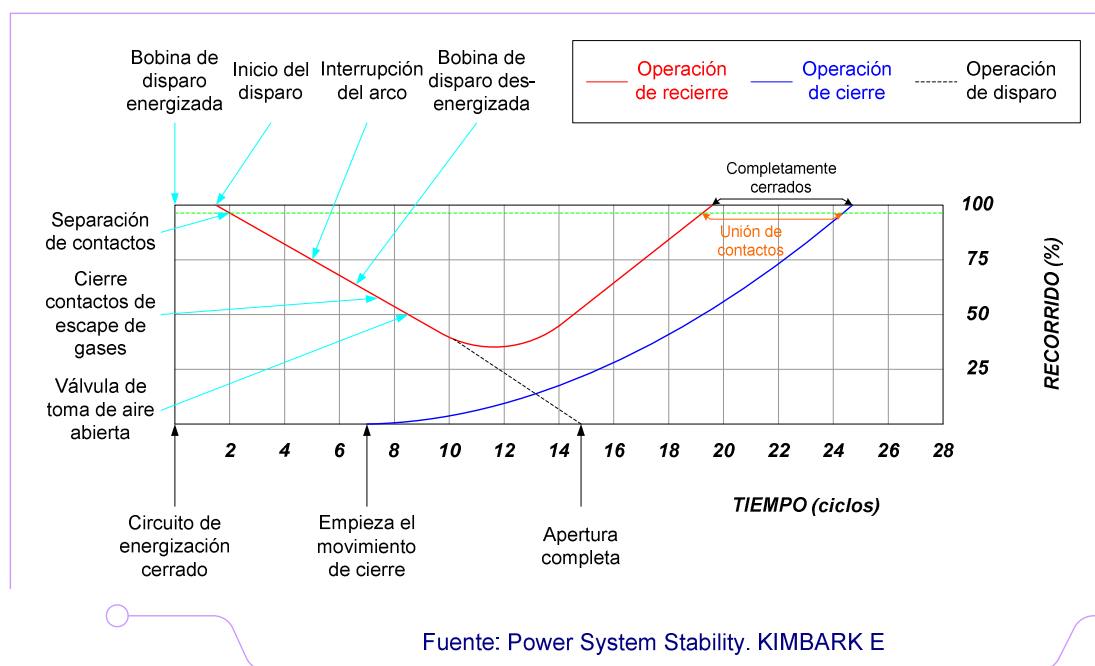


Gráfico 3.17 Curva de operación de un disyuntor de aceite con mecanismo de operación neumático

3.3.5 DETERMINACIÓN DEL TIEMPO MUERTO

El ajuste del tiempo muerto en un relé para el recierre automático usado en líneas de transmisión, debe ser lo suficientemente largo de manera que la desionización del arco se de por completo.

Cuando se usa esquemas de recierre rápidos con disyuntores modernos, es importante saber que en algún momento el requisito de tiempo de desionización será más largo que el tiempo muerto impuesto por el disyuntor, ver Gráfico 3.18.

En el punto donde el tiempo de desionización del arco es más largo que el tiempo muerto impuesto por el disyuntor, el tiempo muerto debe ser introducido aparte del tiempo del disyuntor, en otras palabras es la justificación del tiempo muerto escogido para la realización del presente proyecto de tesis, con un tiempo muerto de por lo menos 350 [ms] como lo explica el Gráfico 3.19.

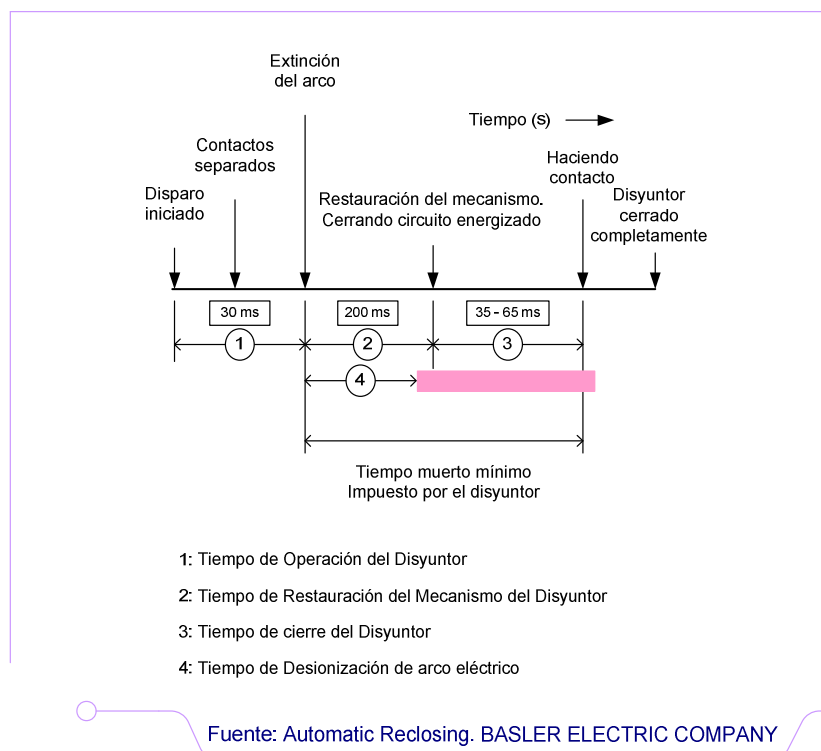


Gráfico 3.18 Tiempo de desionización del arco más largo que el tiempo muerto del disyuntor

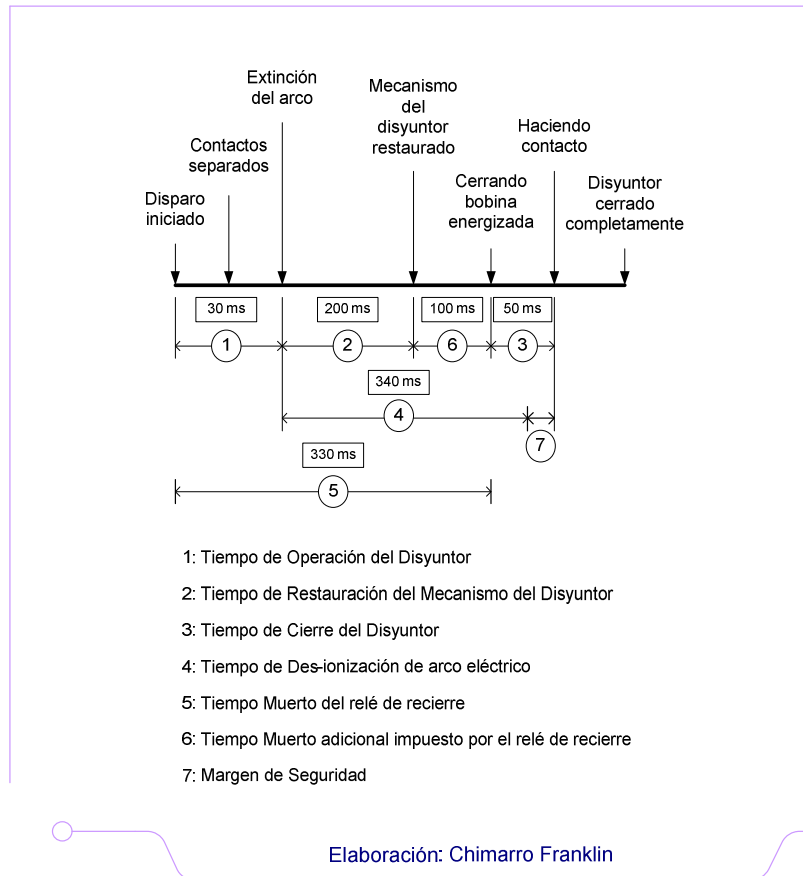


Gráfico 3.19 Justificación del tiempo muerto de 350 [ms]

3.3.6 DETERMINACIÓN DEL TIEMPO DE RESTAURACIÓN

El tiempo de reposición de un recierre automático en una línea de transmisión debe ser lo suficientemente largo de manera que no vuelva a ocurrir cualquier tipo de perturbaciones, se puede ver en estudios de estabilidad que la reposición del sistema se da en un tiempo aproximado de 5 [seg] de manera que el sistema recupera la estabilidad. Este tiempo asegura que la falla ha sido eliminada por completo.

3.3.7 ESTABILIDAD Y SINCRONISMO DEL SISTEMA

Un desbalance entre generación y carga iniciados por un transitorio que se da al momento de la falla, en el rotor de la maquina sincrónica puede causar una aceleración o desaceleración, por los torques ejercidos en los rotores. Si estos

torques son lo suficientemente grandes producen en los rotores unos giros violentos, provocando que los polos se resbalen o rompan, de manera que se pierde el sincronismo.

El problema de estabilidad esta relacionado con el comportamiento de las máquinas sincrónicas después de ocurrir una falla, si la perturbación no involucra cambios en la potencia de la red, las máquinas deben regresar al estado original. Si un desequilibrio entre el suministro y demanda es creada por un cambio en la carga, en la generación, o en las condiciones de la red, es necesario un nuevo estado de operación. En todo caso, si el sistema es estable, todas las máquinas sincrónicas interconectadas deben mantenerse en sincronismo.

El transitorio que se produce luego de una perturbación sobre el sistema es oscilatorio y se estabiliza si el sistema recupera la estabilidad. Las oscilaciones son reflejadas como unas fluctuaciones sobre las líneas de alto voltaje y se puede representar gráficamente utilizando el criterio de igualdad de áreas y la curva de potencia- ángulo [31].

Aplicación para una línea de transmisión de doble circuito [29]

El Gráfico 3.20 muestra la aplicación del criterio de igualdad de áreas para un sistema de doble línea. La falla se le aplica a una línea de manera que se abre para despejar la falla, la curva de potencia-ángulo es casi tan alta como la curva en condiciones normales, la estabilidad debe ser mantenida durante el disturbio, la suma de las áreas 2 y 3 debe ser mayor que el área 1.

La interpretación del Gráfico 3.20 es la siguiente:

- ⊕ **A – B:** ocurre una falla monofásica en una de las líneas del circuito, de manera que se produce el cambio de la curva de prefalla hacia la curva de falla de A hacia B dando como resultado el ángulo δ_0 ,
- ⊕ **B – C:** la falla esta presente,

- ⊕ **C – D:** se abren los disyuntores de manera que se traslada hacia el ángulo δ_1 , este ángulo determina el caso más crítico de los dos escenarios, cuando se habla del ángulo crítico es en el que la estabilidad del sistema tiende a perderse ya que en el Gráfico 3.20 se explica claramente como el ángulo se abre a medida que no se recupera pronto el sistema, se puede apreciar que al momento de despejar la falla el evento se traslada hacia la curva de postfalla ya que cuando se tiene un sistema de doble circuito, la línea adyacente mantiene la transferencia de potencia,
- ⊕ **D – E:** se cierra el un extremo de la línea de manera que se tiene el ángulo δ_2 , el cierre de la línea puede ser en cualquiera de los dos extremos, es recomendable realizarlo en el que se tiene el voltaje más bajo, se puede ver que el evento se traslada de la curva de postfalla hacia la de prefalla con el objetivo de recuperar la estabilidad del sistema,
- ⊕ **E – F:** es cuando se va a realizar el sincronismo entre el extremo de la línea y la barra eso si respetando los límites establecidos de manera que la variación de ángulo y voltaje se mantengan (se tiene finalmente el ángulo δ_3).

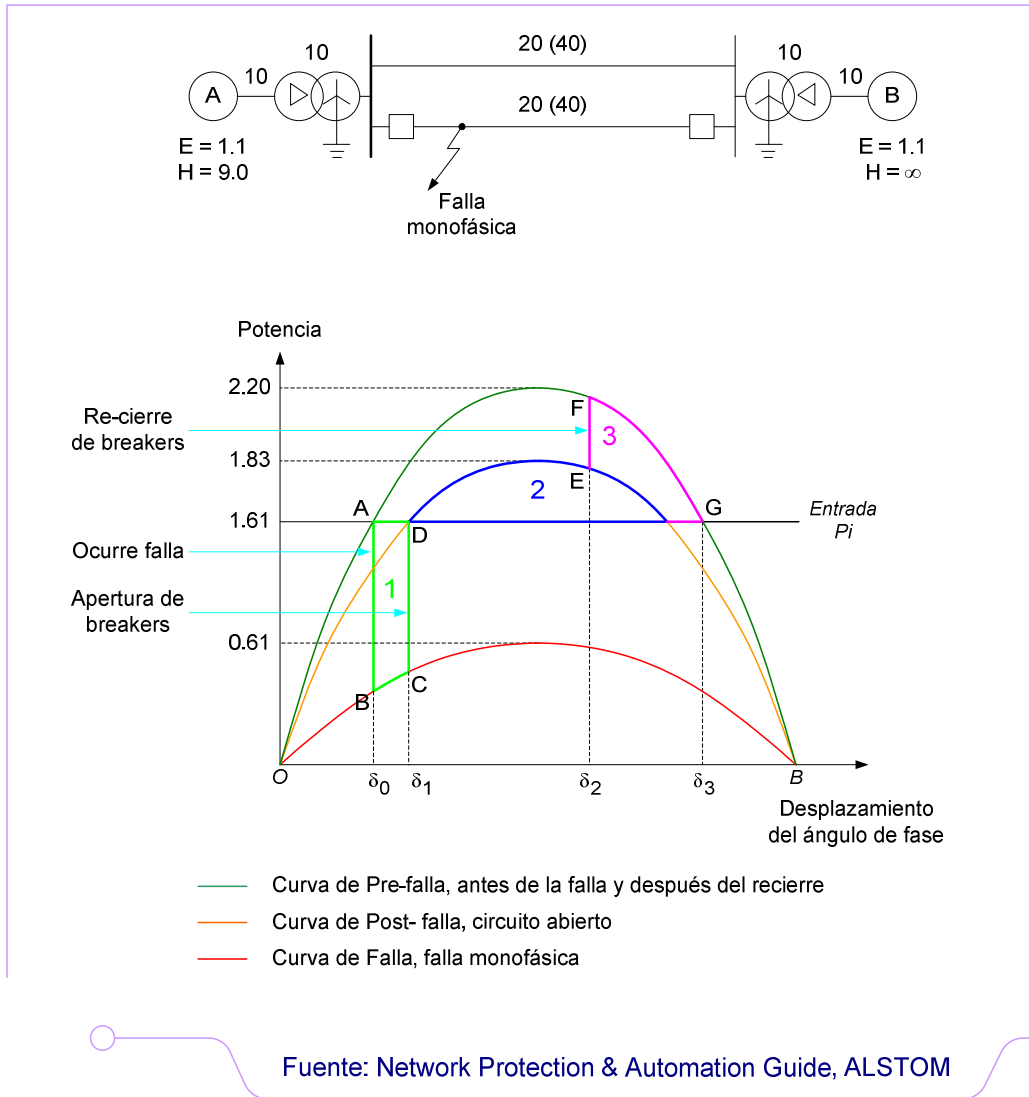


Gráfico 3.20 Aplicación del criterio de igualdad de áreas para el recierre de una línea de doble circuito

3.4 CONSIDERACIONES TÉCNICAS [3]

En este apartado se topará temas relacionados con las exigencias regulatorias (calidad, seguridad y confiabilidad) y esquemas de alivio de carga por baja frecuencia, los cuales serán aplicados posteriormente.

3.4.1 NORMAS DE SEGURIDAD, CALIDAD Y CONFIABILIDAD

Objetivos del Planeamiento Eléctrico

El objetivo del planeamiento de la operación eléctrica es garantizar que la operación integrada de los recursos de generación y transmisión cubra la demanda de potencia y energía del Sistema Nacional Interconectado (SNI) cumpliendo con los índices de calidad, seguridad y confiabilidad establecidos en las Regulaciones respectivas. Para ello se utilizarán programas de flujos de potencia, cortocircuitos, estabilidad, transitorios electromagnéticos y programas específicos que se requieran de acuerdo a las necesidades.

Estudios

Los estudios de la red eléctrica del SNI determinarán las restricciones de seguridad y confiabilidad del mismo, así como las condiciones operativas críticas que exijan una mayor supervisión de la operación, con el fin de prever los ajustes necesarios en la administración de recursos e instalaciones para cumplir con los objetivos básicos de calidad y seguridad. El Planeamiento Eléctrico de la Operación incluirá al menos las siguientes tareas:

- ⊕ Estudios eléctricos para validar los límites de transporte en las líneas del sistema o los límites de intercambio entre áreas determinados y declarados por TRANSELECTRIC o algún Agente del MEM, con la finalidad de asegurar la estabilidad ante fallas en componentes críticos o sobrecargas, y evitar condiciones de oscilaciones en el sistema,
- ⊕ Estudios eléctricos para la determinación de los límites de intercambio y generación de potencia reactiva que permitan una regulación adecuada de voltaje, y
- ⊕ Estudios de esquemas de alivio de carga por baja frecuencia. Para este caso el CENACE podrá implementar esquemas de desconexión

automática de carga por baja frecuencia con el objeto de preservar la estabilidad.

3.4.2 ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA [3]

Los sistemas eléctricos, ante perturbaciones que provocan un fuerte desequilibrio entre oferta y demanda debido a un déficit imprevisto de generación o a fallas en la red de transmisión que ocasionan la caída de la frecuencia con riesgo de pérdida del sincronismo en todo el Sistema Nacional Interconectado (SNI) o en un área en particular, requieren la recuperación del equilibrio oferta - demanda mediante la implantación de un Esquema de Alivio de Carga por baja frecuencia.

El CENACE mediante estudios dinámicos, deberá determinar para el SNI el número de pasos a implementar, el porcentaje de demanda total a desconectar en cada paso y la temporización correspondiente. Antes del 10 de marzo y 10 de septiembre de cada año el CENACE enviará a los distribuidores, grandes consumidores y al Transmisor, el estudio de Esquemas de Alivio de Carga por baja frecuencia para la estación lluviosa y para la estación de estiaje quienes contarán con 5 días laborables para informar sus observaciones.

Con estos antecedentes se presenta a continuación el transcrito de la Determinación del Esquema de Alivio de Carga por Baja Frecuencia Periodo Abril/2006-Septiembre/2006, vigente a la fecha de realización del presente proyecto de titulación y dispuesto en el Anexo 2.

El CENACE, en cumplimiento de lo establecido en la Regulación No. CONELEC 006/00 "Procedimientos de Despacho y Operación", y sobre la base de la actualización de los estudios correspondientes, ha determinado que los esquemas de alivio de carga por baja frecuencia –EAC– vigentes desde el 1 de octubre de 2005 se mantendrán en el periodo lluvioso abril/2006 - septiembre/2006 los cuales constan en el Cuadro 3.4 para el Sistema Eléctrico Ecuatoriano.

Cuadro 3.4 Esquemas de alivio de carga por baja frecuencia

ESQUEMAS DE ALIVIO DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA, PORCENTAJES DE DESCONEXIÓN DE CARGA PARA EL S.N.I EXCEPTO EMELORO				
Paso	Frecuencia	Tiempo de Actuación	Desconexión de Carga	Desconexión acumulada de carga
	<i>Hz</i>	<i>ciclos</i>	<i>%</i>	<i>%</i>
1	59.40	12	8	8
2	59.20	12	8	16
3	59.00	12	8	24
4	58.80	12	7	31
5	58.60	12	7	38
6	58.40	12	6	44
7	58.20	12	6	50

donde:

Tiempo de actuación: temporización del relé + tiempo de apertura del interruptor.

Desconexión de carga (%): porcentaje con relación a la carga total.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [23] ABB Switchgear. "Protection Application Handbook". Edición 1. Vasteras Suecia. Marzo 1999.
- [24] REGULACIÓN No CONELEC – 002/06. "Calidad del Transporte de Potencia y del Servicio de Conexión en el SNI". Quito Ecuador. 30 de enero del 2006.
- [25] REGULACIÓN No CONELEC – 006/00. "Procedimientos de Despacho y Operación". Quito Ecuador. 09 de agosto del 2000.
- [26] ALSTOM Measurements. "Network Protection and Automatic Guide". Francia. 2002.
- [27] H. M. Rustebakke. "Electric Utility Systems and Practices". John Wiley & Sons. 1983.
- [28] KUNDUR, Prabha. "Power System Stability and Control". McGraw–Hill. Palo Alto, California. 2001.
- [29] KIMBARK, Edward Wilson. "Power System Stability, Power Circuit Breakers and Protective Relays". John Wiley & Sons. NY, London, Sydney. Abril, 1967.
- [30] Basler Electric Company. "Automatic Reclosing, Transmission Line Applications and Considerations". Highland Illinois. 2001
- [31] ANDERSON and FOUAD. "Power System Control and Stability". First Edition. Iowa State the University Press. USA. 1977.
- [32] STEVENSON, William, GRAINGER, John. "Análisis de Sistemas de Potencia". Primera edición. McGRAW-HILL. México. 1996.
- [33] FERNANDEZ C. "Capacitación en manejo de DlgSILENT Power Factory". Quito. 2002.

CAPÍTULO 4

DIGSILENT POWER FACTORY

El objetivo del presente capítulo es el de dar a conocer el procedimiento a seguir para realizar eventos de simulación utilizando, de manera conjunta, el programa DlgSILENT PowerFactory y las bases de datos del SNI de uso exclusivo del Centro de Operación de Transelectric (COT). Adicionalmente se mostrará la estructura o división por zonas del SNI y la nomenclatura de las líneas de transmisión a 138 [kV] en base a las cuales se planteó el estudio de autorecierres.

4.1 ESTRUCTURA ACTUAL DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN EN LA BASE DE DATOS DEL DIGSILENT

El estudio de recierres para el sistema de transmisión ecuatoriano en líneas de 138 [kV] fue realizado en el programa DlgSILENT PowerFactory.

La base de datos de DlgSILENT tiene representadas a cada una de las barras y líneas del sistema eléctrico ecuatoriano y parte del colombiano, además el sistema se encuentra dividido por zonas y la finalidad de esta división es ver claramente que generadores están siendo despachados, líneas en servicio, cargas, bancos de capacitores y bancos de reactores conectados al sistema de transmisión, a continuación se detalla la clasificación de las zonas y en el Anexo 3 se pueden apreciar las gráficas correspondientes a cada una de estas:

- ⊕ Zona Molino Milagro,
- ⊕ Zona Pascuales,
- ⊕ Zona Santa Rosa Totoras, y
- ⊕ Zona Santo Domingo Quevedo.

Adicionalmente se presenta una lista, ver Cuadro 4.5, de las unidades generadoras involucradas en cada una de las zonas nombradas anteriormente.

Cuadro 4.5 Unidades generadoras del SNI clasificadas por zonas

GENERADOR	LUGAR	GENERADOR	LUGAR
ZONA PASCUALES		ZONA SANTA ROSA-TOTORAS	
G_AT1_ATINAJERO	EMELEC Salitral	G_CUMBAYA_VIC	Vicentina
G_AT2_ATINAJERO	EMELEC Salitral	G_ECOLUZ_VIC	Vicentina
G_EQEMEPE_POS	Posorja	G_GUANGOPOLO	Guangopolo
G_EQEMEPE_SEL	Santa Elena	G_NAYON_VIC	Vicentina
G_GAS_PAS	Pascuales	G_TG1_ROS	13.8
G_TG1_GASAN	EMELEC Salitral	G_TG2_ROS	13.8
G_TG2_GASAN	EMELEC Salitral	G_TG3_ROS	13.8
G_TG4_GZEV	Gonzalo Cevallos	G_GHERNANDEZ_ROS	Santa Rosa
G_TG5_GASAN	EMELEC Salitral	G_GUANGOP+CHILL_ROS	Santa Rosa
G_TG6_GASAN	EMELEC Salitral	G_PAPALLACTA	Papallacta
G_TPARGEI	Trinitaria	G_EQAMBATO_AMB	Ambato
G_TV1_VASAN	EMELEC Salitral	G_EQELEPCO_MUL	Mulalo
G_TV2_GZEV	Gonzalo Cevallos	G_EQEMELNORTE_IBA	Ibarra
G_TV3_GZEV	Gonzalo Cevallos	G_EQEMELNORTE_TUL	Tulcán
G_U1_EQUIL	Electroquil	G_GEQRIO_RIO	Riobamba
G_U1_TRI	Trinitaria	G_U1_AGO	Agoyan
G_U2_EQUIL	Electroquil	G_U1_PUC	Pucara
G_U3_EQUIL	Electroquil	G_U2_AGO	Agoyan
G_U4_EQUIL	Electroquil	G_U2_PUC	Pucara
G_VICTORIA_TRI	Victoria		
ZONA MOLINO-MILAGRO		ZONA SANTO DOMINGO-QUEVEDO	
G_EQEERSSA_LOJA	Loja	G_EQV_MAN	Manta
G_EQELECAUSTRO_CUENCA	Cuenca	G_U1_DPER	Daule Peripa
G_U1_PAUTE	Molino	G_U2_DPER	Daule Peripa
G_U2_PAUTE	Molino	G_U3_DPER	Daule Peripa
G_U3_PAUTE	Molino	G_EQV_ESM	Esmeraldas
G_U4_PAUTE	Molino	G_G1_CTESM	Esmeraldas
G_U5_PAUTE	Molino		
G_U10_PAUTE	Molino		
G_U6_PAUTE	Molino		
G_U7_PAUTE	Molino		
G_U8_PAUTE	Molino		
G_U9_PAUTE	Molino		
G_EQEMELORO_MAC	Machala		
G_EQEMELRIOS_BAB	Babahoyo		
G_INGSCA	San Carlos		
G_UA_MPP	Machala Power		
G_UB_MPP	Machala Power		

42DIGSILENT POWER FACTORY

El desarrollo del programa de análisis DlgSILENT (DIgital SImuLator for Electrical NeTwork) comenzó en 1976, utilizando el talento de varios ingenieros de sistemas eléctricos de potencia y desarrolladores de software. Desde el nacimiento de DlgSILENT, el programa ha crecido incorporando varias características de análisis que se requieren para planear, operar y mantener cualquier sistema eléctrico.

El nuevo programa DlgSILENT PowerFactory es una herramienta integrada de análisis de sistemas eléctricos que combina confiabilidad y flexibilidad en el modelado de elementos, con el estado del arte en los algoritmos de solución en conjunto con un concepto único de manejo de base de datos. El concepto PowerFactory inició en 1993 cuando se tomó la decisión de rediseñar al ya exitoso DlgSILENT Ver 10.31 con algoritmos de solución mejorados y tecnología avanzada incorporados a una base de datos orientada a objetos.

PowerFactory incorpora una lista (en continuo crecimiento) de funciones de simulación que incluye:

- ⊕ Flujos de carga y Análisis de fallas de una red con una representación completa en corriente alterna (CA) y corriente continua (CC),
- ⊕ Optimización de redes de distribución,
- ⊕ Dimensionamiento de cables según normas IEC,
- ⊕ Simulación Dinámica,
- ⊕ Simulación electromagnética (EMT),
- ⊕ Análisis del comportamiento de protecciones,
- ⊕ Análisis armónico,
- ⊕ Análisis de confiabilidad,
- ⊕ Análisis de estabilidad de voltaje,
- ⊕ Análisis de contingencias,
- ⊕ Modelado de dispositivos de electrónica de potencia,
- ⊕ Interfaz para SCADA/GIS/NIS,

- ⊕ Compatibilidad con otros programas como PSS/E y PSS/U,
- ⊕ Base de datos multi-usuarios, y
- ⊕ Herramientas avanzadas: Flujos óptimos de potencia.

4.2.1 MANEJO DE DATOS

DlgSILENT PowerFactory viene con una nueva e innovativa filosofía de almacenaje de los datos del sistema, definición de variables de casos de estudio, datos de casos y parámetros de simulaciones. En lugar de dejar al usuario para editar, organizar y mantener cientos de archivos que puedan mantener demasiada información que resulta redundante, PowerFactory tiene un poderoso administrador de datos que sirve como una ventana en donde se maneja la base de datos.

Estructuras inteligentes de datos

Con el fin de minimizar la redundancia de datos, los datos son separados en datos de *Tipos* y de *Elementos*, de tal manera que el mismo conjunto de datos pueden ser utilizados varias veces mediante unas referencias. Para la mayoría de objetos de la red como cables, motores y relevadores, una librería muy extensa está disponible en el programa, permitiendo que el usuario pueda acceder a ella y la mantenga actualizada.

Algunas características de los elementos pueden ser definidas como vectores o matrices para permitir estudios paramétricos con escalas discretas o continuas. La aplicación de estas características permite analizar el efecto de que los datos cambien de caso en caso, como en las cargas, la generación, los ajustes de los transformadores, esto sin tener que crear y organizar casos de estudio adicionales.

Los casos de estudio y sus variantes, están definidas mediante la administración de la información adicional al caso base, con la cual crean y mantienen las alternativas de expansión de casos y escenarios operacionales. El mantenimiento

de esas variantes pueden ser actualizadas automáticamente o borrar extensiones de estados subsecuentes. Adicionalmente, se tiene un soporte total para la comparación de alternativas y variantes.

Se utiliza una técnica moderna de ventanas para la entrada y mantenimiento de todos los datos. Consecuentemente, cualquier modificación de la estructura y los datos del sistema se realiza dentro de la memoria del programa y en la base de datos al mismo tiempo. Esta técnica permite el manejo más rápido posible de los datos, una vez que los cálculos típicos no requieren el tedioso procedimiento de *edita y salva archivos, actualización de datos*, etc., que consumen tiempo.

Librerías

El usuario es libre de definir y organizar su propia librería para cualquier tipo de datos, definición de salida, formas, modelos escritos por el usuario, secuencia de fallas, etc.

Se les da especial importancia a los tipos de equipo, tal como transformadores, cables, generadores, motores, conductores, configuración de torres, controles, relés y cualquier tipo de objetos soportados por PowerFactory.

Con Power Factory es posible tener librerías globales y librerías de usuario con acceso restringido y derechos de modificación. Las librerías pueden ser importadas y exportadas hacia muchos otros programas como Excel.

Manejo de variantes de casos de estudio

En general, cualquier estructura de red es organizada en cuadrículas tal como se hace en los sistemas de transmisión, redes de distribución, redes industriales complejas, modelos compuestos. Aquí, el usuario es libre de organizar todos los datos de acuerdo a los requerimientos individuales.

La configuración cambia dentro de cada definición de red, que están definidas como *Variantes* (system stages). Ellas son representadas en una estructura como árbol de manera jerárquica y con dependencias. Dentro de cada proyecto, pueden ser creadas cualquier número de variantes para representar cualquier número de alternativas de estudio del caso base.

Todos los datos (datos de equipos, datos de estructura e información grafica) se adicionan o remueven vía *objetos incrementales* de las variantes. Esta organización no redundante proporciona los mecanismos básicos para la administración de variantes, los cuales son requeridos para mantener casos bases y cualquier alternativa subsecuente de manera consistente.

Para reducir aun más la redundancia de datos, dentro de DIgSILENT PowerFactory, los objetos están divididos en *Tipos* y *Elementos*. Esto significa por ejemplo, que una sección de cable que esta conectado entre el nodo A y el B, requiere ciertos datos típicos (por ejemplo, tipo de aislante, resistencia, etc.) y datos del elemento específicamente para esa sección, por ejemplo, longitud, factor de reducción, etc. Esta estrategia de base de datos tiene la ventaja de que cualquier actualización en la información del *Tipo*, se incorpora automáticamente a todos las variantes de casos de estudio que emplean ese *Tipo*.

Manejo de Casos de Estudio

Los casos de estudio son utilizados para definir y activar ciertas funciones y alternativas paramétricas de las *Variantes* (System Stages). Permiten definir cual variante de la red, opciones de interconexión o variantes en la expansión son activadas para el análisis. Adicionalmente, son utilizados para inicializar ciertos conjuntos de comandos para simulación, tales como:

- ⊕ Opciones de comando,
- ⊕ Ajustes de disparo,
- ⊕ Eventos en simulaciones,
- ⊕ Opciones de despliegado de datos, y

⊕ Definición de gráficas.

Los casos de estudio también guardan todos los datos necesarios para reproducir resultados previamente obtenidos.

Un beneficio de esta estructura en la base de datos es que sistemas grandes tienen solamente una sola base de datos, con un solo conjunto de datos para manejar. En caso de cambios en la red, la actualización de la base de datos solamente requiere que el administrador de la base de datos, actualice un caso de estudio y automáticamente se actualizarán todas las variantes.

4.2.2 EDITOR GRÁFICO

DlgSILENT PowerFactory brinda un ambiente gráfico totalmente integrado, el cual permite al usuario:

- ⊕ Dibujar y modificar redes eléctricas representadas mediante diagramas unifilares clásicos, configuraciones de subestaciones permitiendo vistas multi-capas, las cuales permiten visualizar y operar varias ventanas con diferentes redes y capas simultáneamente,
- ⊕ Utilizar una extensa librería de iconos de los elementos de un sistema (barras, cargas, generadores, etc.), con los cuales es posible dibujar un sistema eléctrico con solo tomar y arrastrar los iconos desde este menú,
- ⊕ Dibujar y definir diagramas de subestaciones a detalle, tales como: Subestaciones de 1, 2, y 3, barras con o sin barra de transferencia, barras en forma de U, esquemas de interruptor y medio, etc.,
- ⊕ Mediante la representación de colores, es posible definir diferentes representaciones para niveles de voltaje, diferentes áreas, bandas operativas de voltajes y sobrecargas, así como cualquier criterio operativo definido por el usuario, ver Gráfico 4.21,

- ⊕ Es posible actualizar, ajustar y comparar diagramas unifilares y definición de casos, garantizando consistencia en las versiones graficas,
- ⊕ Se puede definir interruptores y seccionadores múltiples o sencillos en las subestaciones,
- ⊕ Despliega resultados inmediatamente después de los cálculos directamente en el diagrama unifilar. Todas las variables y señales calculadas, pueden ser desplegadas de acuerdo las necesidades del usuario, y
- ⊕ Acceso a la edición de cada uno de los elementos desde el diagrama unifilar mediante “doble clic”.

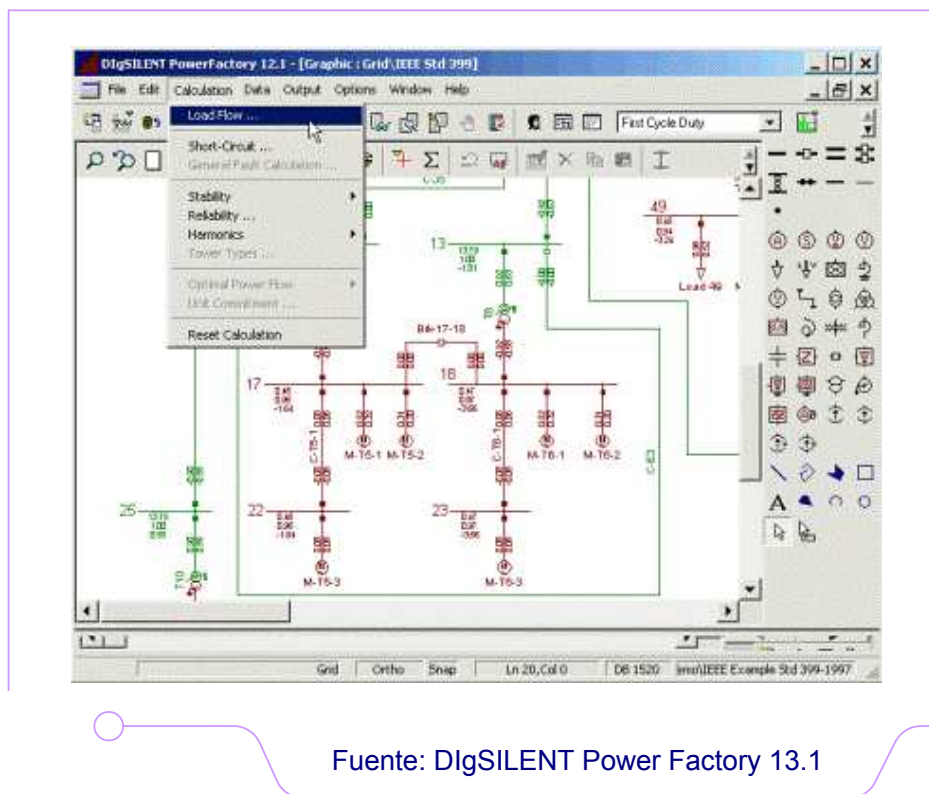


Gráfico 4.21 Ejemplo de ventana principal de DigSILENT Power Factory

4.3 MANUAL DE USUARIO

Luego de una pequeña introducción teórica, se muestra a continuación, el procedimiento a seguir para iniciar con el manejo del programa DlgSILENT PowerFactory, empezando con Cómo? y Cuál? es la secuencia para cargar una base de datos en el programa y posteriormente la creación de eventos de simulación, variables de resultados y hojas gráficas correspondientes a la simulación de un recierre.

4.3.1 CÓMO CARGAR UNA BASE DE DATOS EN DIGSILENT

Al ejecutar DlgSILENT, el primer paso es el registro (ver Gráfico 4.22), en la cual se ingresa el nombre y contraseña de usuario para de este modo acceder a una cuenta específica, en el caso de ser la primera vez en utilizar el programa únicamente se coloca el nombre de usuario y este crea automáticamente una cuenta.

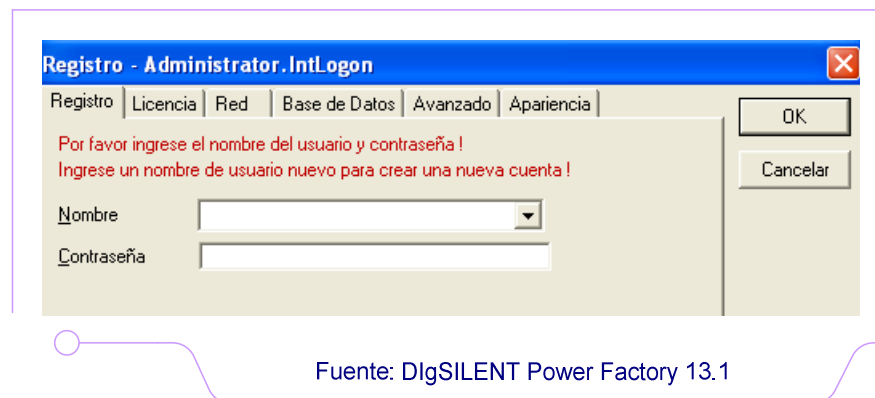


Gráfico 4.22 Ventana de registro

Para asegurar que los casos de estudio se simulen con todas las opciones que posee el programa, se debe primero hacer que el programa habilite todas las opciones, esto se logra en primera instancia cerrando todas las ventanas activas del programa DlgSILENT y luego se procede a ejecutar nuevamente el programa DlgSILENT para de este modo ingresar en la cuenta del administrador y así escoger las opciones necesarias. Para ingresar en la cuenta del administrador

únicamente se coloca en el nombre de usuario la palabra *Administrador* y en la contraseña la palabra *Administrador*.

Luego de ingresar el nombre y contraseña del administrador se tiene la siguiente pantalla, ver Gráfico 4.23, en la cual se da clic sobre el icono *Administrador de Datos*.

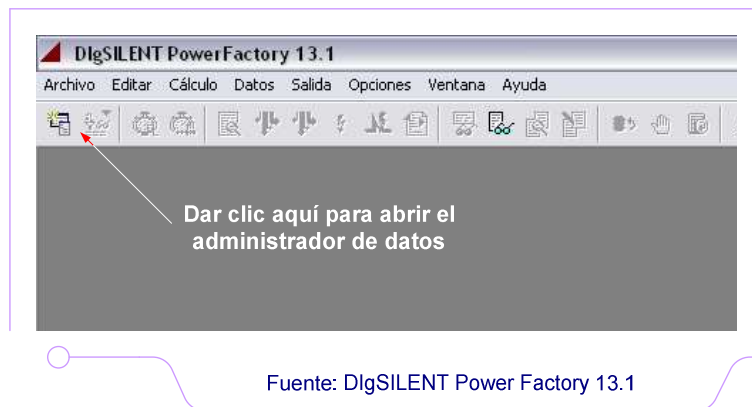
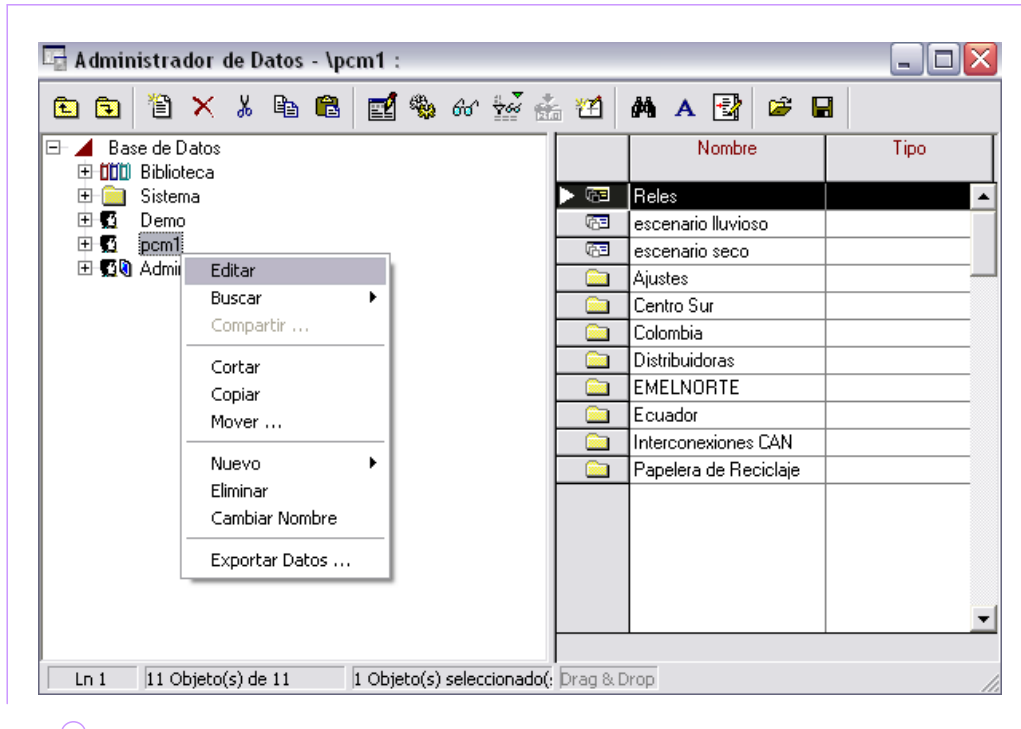


Gráfico 4.23 Ventana de inicio

Una vez abierta la ventana del administrador de datos, se busca la cuenta de usuario creada (en nuestro caso de estudio es *pcm1*) y se procede con la siguiente descripción, ver Gráfico 4.24.

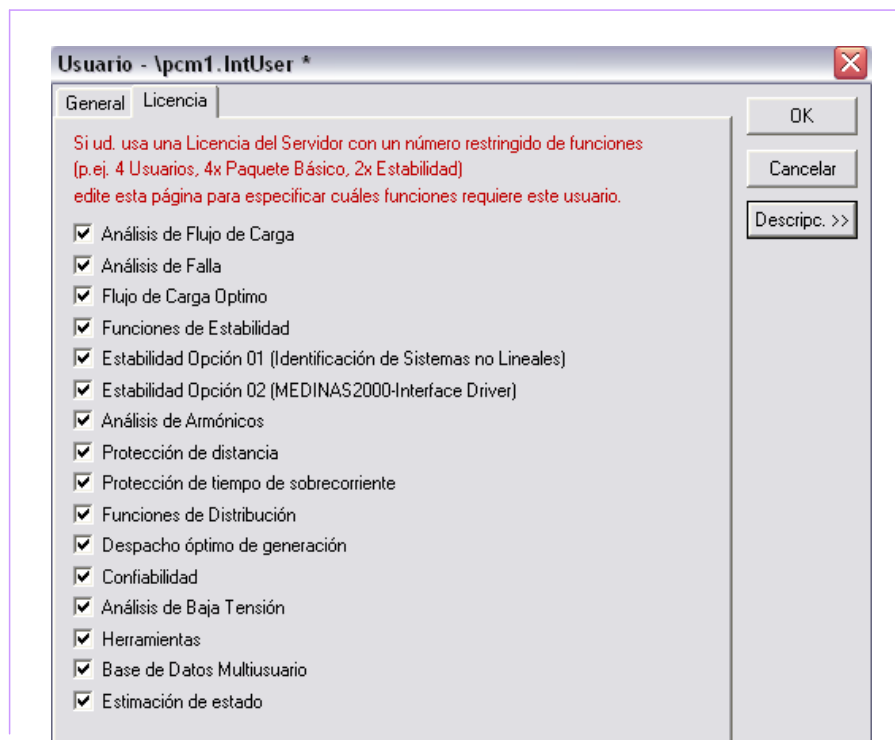
- ⊕ “clic derecho” en *pcm1*,
- ⊕ seleccionar la opción “editar”.

De este modo se tiene una ventana en la cual se puede elegir, por un lado, a las opciones generales y por otro a las licencias del usuario necesarias para una correcta simulación de los casos de estudio, ver Gráfico 4.25.



Fuente: DlgSILENT Power Factory 13.1

Gráfico 4.24 Ventana administrador de datos, opción editar



Fuente: DlgSILENT Power Factory 13.1

Gráfico 4.25 Ventana para escoger licencias

Después de escoger las licencias necesarias para realizar una correcta simulación de eventos se debe cerrar la sesión del administrador.

Posteriormente se ejecuta nuevamente el programa DlgSILENT con la cuenta de usuario deseada (en nuestro caso *pcm1*) y se procede con la importación de las bases de datos, correspondientes a los siguientes ítems:

- Colombia,
- Ecuador, y
- Interconexiones CAN.

Es muy importante seguir el orden mencionado anteriormente para la importación de datos ya que el esquema de red esta diseñado en una sola secuencia.

Para la importación de datos, ver Gráfico 4.26, se sigue la secuencia mostrada a continuación:

- ⊕ Menú “Archivo”,
- ⊕ Opción “Importar”, y
- ⊕ Opción “Datos (*.dz)”.

De esta manera se importa cualquier tipo de archivos compatibles con el programa DlgSILENT Power Factory, adicionalmente se considera conveniente mostrar el procedimiento a seguir para exportar datos, este método es equivalente a lo que en un sin fin de programas se conoce como la opción “guardar archivos”.

Para la exportación de datos, ver Gráfico 4.27, se sigue la secuencia mostrada a continuación:

- ⊕ Menú “Archivo”,
- ⊕ Opción “Exportar”, y
- ⊕ Opción “Datos (*.dz)”.

La exportación de datos se la hace hacia cualquier destino deseado.

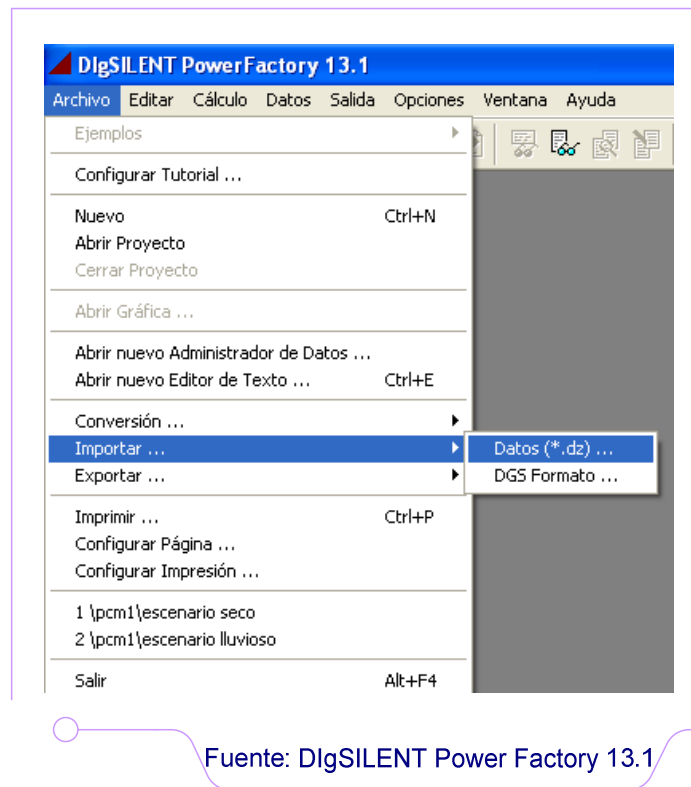


Gráfico 4.26 Ventana administrador de datos, importar datos

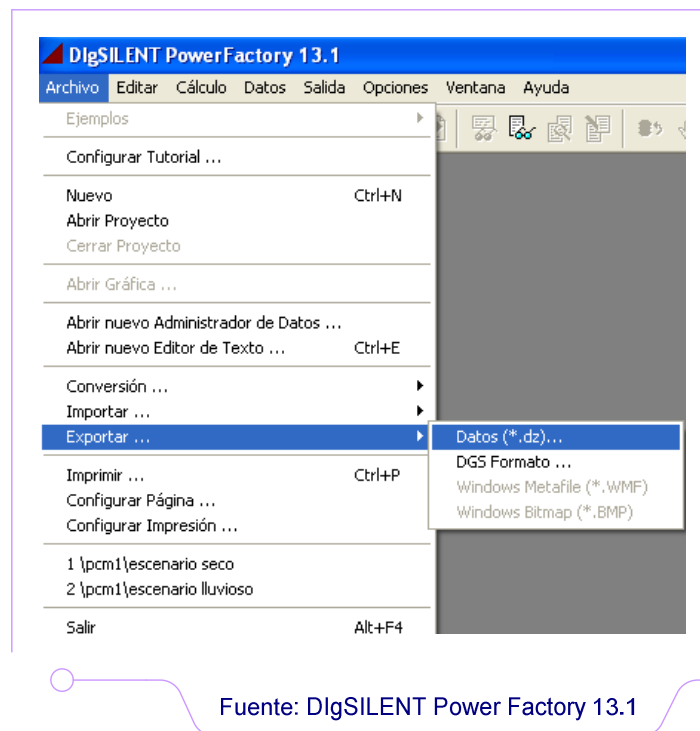


Gráfico 4.27 Ventana administrador de datos, exportar datos

Una vez terminada la importación de las carpetas principales, el siguiente paso es la importación de los escenarios hidrológicos tanto el seco, como el lluvioso teniendo en cuenta que cada uno de estos escenarios contienen a los tres tipos de demanda: pico (19H30), media (12H00) y valle (03H00), siendo estos, los tiempos representativos de cada tipo de demanda.

Como dato adicional se puede mencionar que todos los datos fueron facilitados por personal del COT (Centro de Operación de Transelectric), a estas bases de datos le corresponden datos reales de generación, carga y disposición actualizada de las líneas de transmisión.

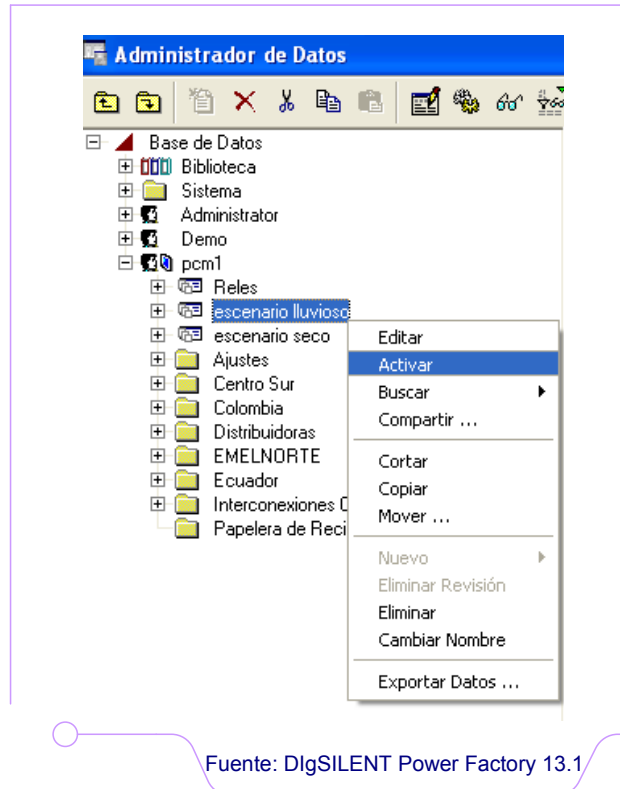
Una vez terminada la importación de datos, el programa está listo para iniciar con el análisis de los casos de estudio que involucra a la simulación de un recierre.

4.3.2 EVENTOS DE SIMULACIÓN

A continuación se presenta una breve explicación del procedimiento a seguir, por parte del usuario, para realizar la simulación de un evento de recierre, teniendo en cuenta que previamente se cargaron exitosamente las bases de datos de todo el sistema eléctrico ecuatoriano.

Cálculo de Flujos de Carga

Después de iniciar una sesión de usuario definida, lo primero que se debe hacer, antes de calcular flujos de carga, es activar cualquiera de los dos escenarios, bien sea el seco o el lluvioso pero siempre uno a la vez, como se muestra en el Gráfico 4.28.



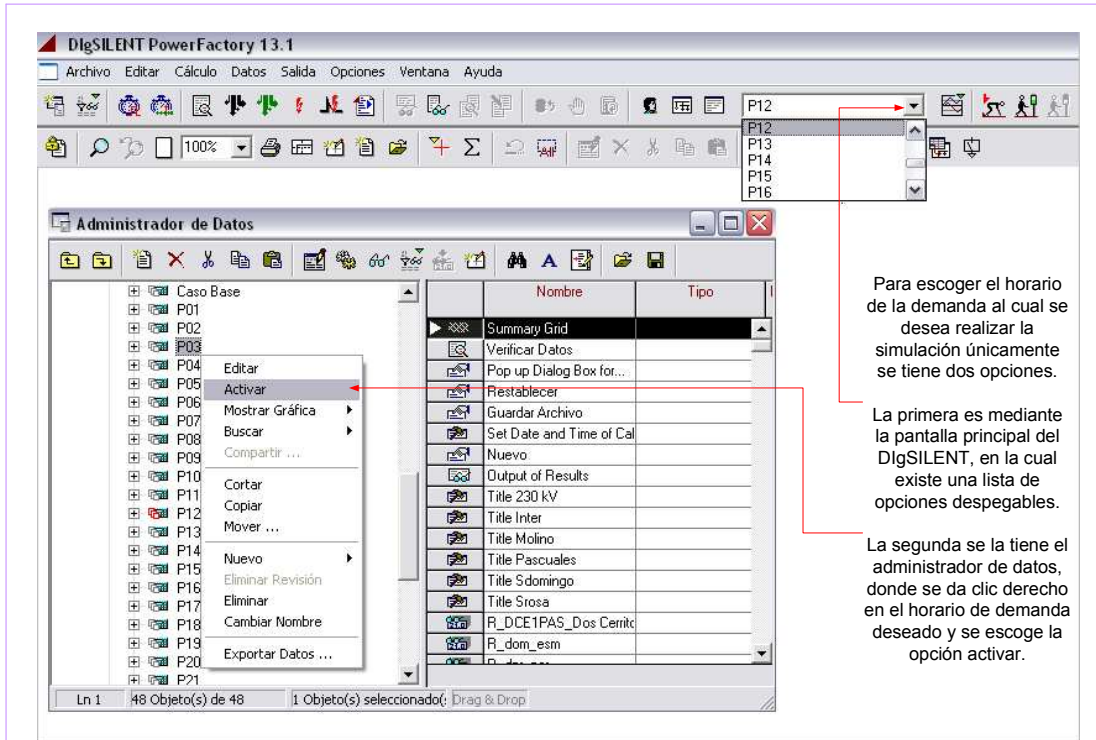
Fuente: DigSILENT Power Factory 13.1

Gráfico 4.28 Ventana administrador de datos, activar escenarios

Al mismo tiempo se sugiere escoger el horario de demanda en el cual se desea trabajar y estos pueden ser: alta, media y baja. El Gráfico 4.29 muestra los métodos existentes para escoger la hora de demanda deseada.

Luego de haber activado el *escenario seco* y hora de demanda *P19* (demanda pico) se tiene la siguiente ventana, ver Gráfico 4.30, en la cual se puede observar la presencia de ciertas sub-ventanas propias de la base de datos de TRANSELECTRIC S.A. correspondientes a las siguientes zonas:

- ⊕ Colombia-Ecuador,
- ⊕ Ecuador-Perú,
- ⊕ Quito,
- ⊕ Red 230,
- ⊕ Zona Molino-Milagro,
- ⊕ Zona Pascuales,
- ⊕ Zona Santa Rosa-Totoras, y
- ⊕ Zona Santo Domingo-Quevedo.



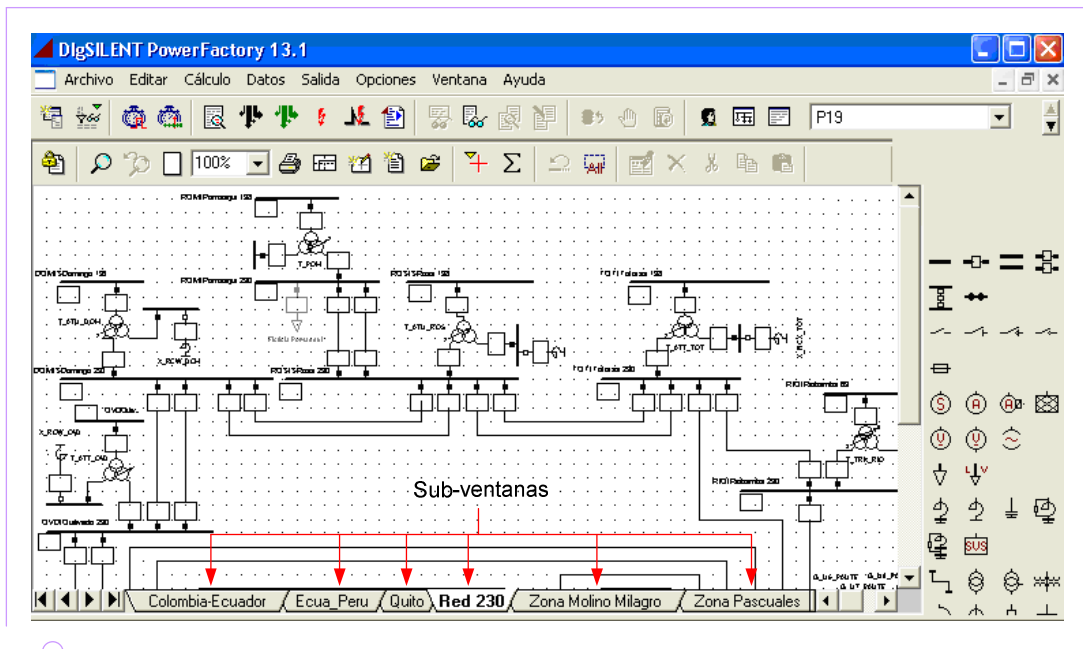
Para escoger el horario de la demanda al cual se desea realizar la simulación únicamente se tiene dos opciones.

La primera es mediante la pantalla principal del DlgSILENT, en la cual existe una lista de opciones despegables.

La segunda se la tiene el administrador de datos, donde se da clic derecho en el horario de demanda deseado y se escoge la opción activar.

Fuente: DlgSILENT Power Factory 13.1

Gráfico 4.29 Opciones para escoger la hora de demanda



Fuente: DlgSILENT Power Factory 13.1

Gráfico 4.30 Ventana principal luego de activar escenarios

En este punto es preciso hacer un paréntesis para explicar la funcionalidad de cada uno de los iconos que aparecen en la ventana del Gráfico 4.30.

Como se puede ver en dicho gráfico, la barra de herramientas presenta ciertos iconos que sirven para dar mayor agilidad a las opciones que de aquí en adelante vamos a utilizar, ya sea para converger flujos de potencia, aumentar o disminuir, agregar nuevas ventanas para gráficos, cambiar del caso de estudio actual, etc.

En el Gráfico 4.31 se puede apreciar la descripción de cada uno de los iconos mencionados anteriormente.

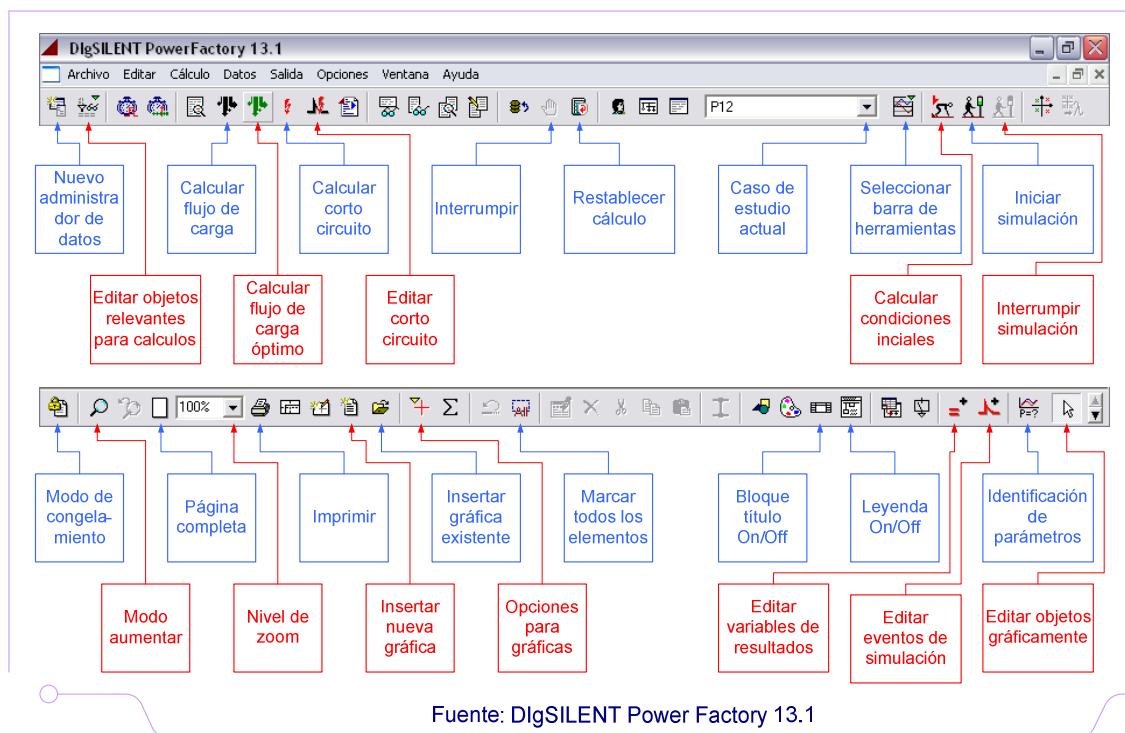


Gráfico 4.31 Descripción de iconos

Continuando con la explicación del programa, el siguiente punto a tratar es el referente al cálculo de flujos de carga, ya que una vez cargadas las bases de datos en el DigSILENT PowerFactory, el usuario no se asegura que todos los detalles requeridos para una correcta simulación de los casos de estudio (convergencia de flujos) se hayan cargado satisfactoriamente.

Por tal motivo se debe comparar, verificar y validar los datos correspondientes a los parámetros eléctricos tanto de generación como de carga presentes en cada uno de los elementos del sistema eléctrico ecuatoriano con los parámetros que se maneja en el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) y en TRANSELECTRIC, para de este modo realizar simulaciones sujetas a condiciones reales.

Para esto, se ejecuta el icono “Calcular Flujo de Carga”. Las opciones que aparecen en la ventana de diálogo, ver Gráfico 4.32, permiten correr el flujo de carga balanceado o des-balanceado con las siguientes consideraciones:

- ⊕ **Ajuste Automático de Taps de Transformador.-** Mueve los taps buscando un voltaje objetivo en la barra indicada. Requiere que previamente se haya habilitado esta opción en los transformadores,
- ⊕ **Considerar límites de potencia reactiva.-** Ajusta automáticamente el voltaje de las plantas que exceden su límite de reactivos para que queden dentro de él,
- ⊕ **Flujo de carga con convergencia automática.-** Ejecuta flujos de carga sucesivos hasta encontrar convergencia, variando en cada etapa el nivel de dependencia de las cargas con el voltaje,
- ⊕ **Flujo de carga con el valor de la carga dependiente del voltaje en la barra.-** Ejecuta el flujo de carga considerando la dependencia de la carga con el voltaje, de acuerdo con los coeficientes especificados en el tipo de carga, y
- ⊕ **Flujo de carga con verificación de voltajes y sobrecargas.-** Reporta la lista de elementos que están operando fuera de ciertos límites que se deben definir en la carpeta “verificación/ fuera de la simulación”.

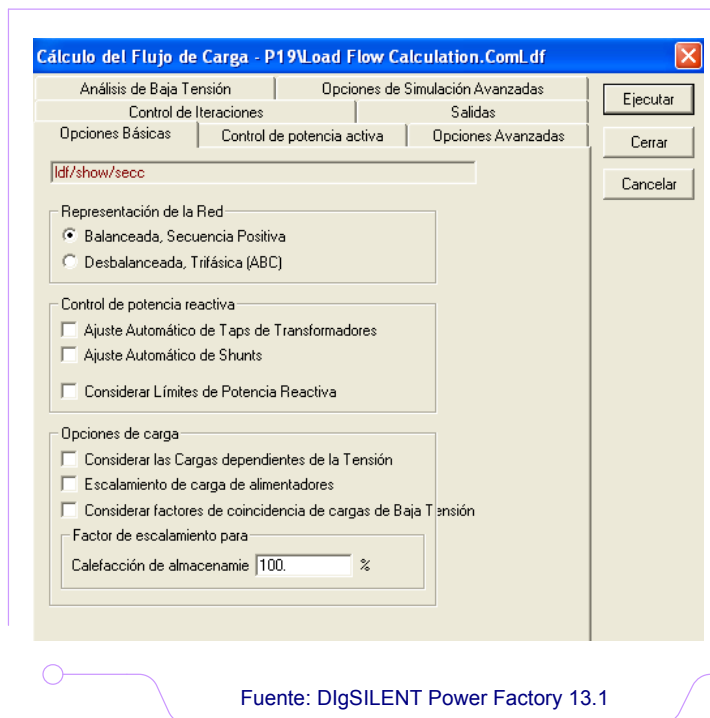


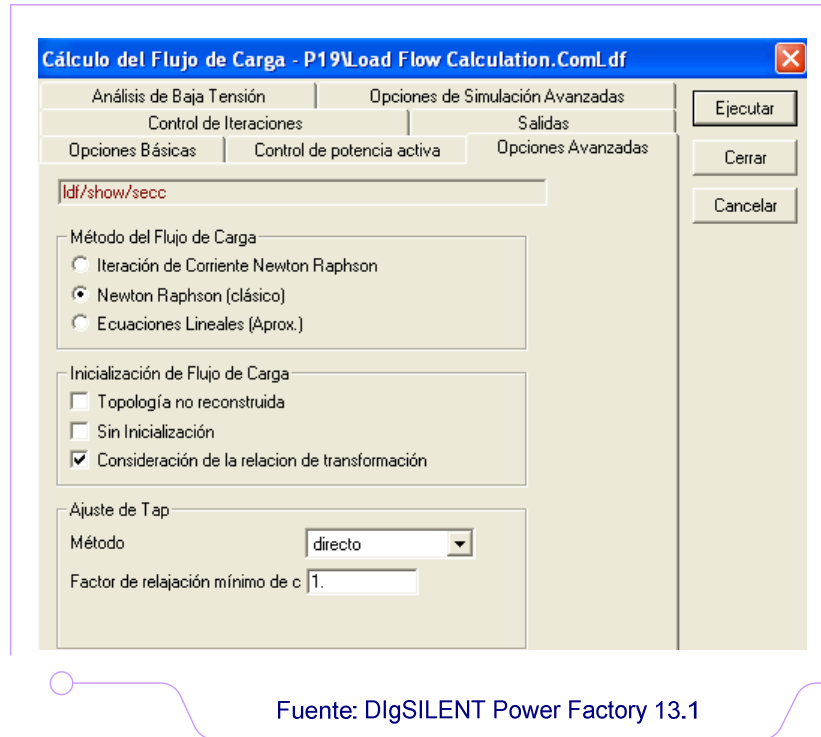
Gráfico 4.32 Ventana cálculo del flujo de carga, opciones básicas

Además, en los gráficos sub-siguientes se muestran las ventanas adicionales con relación al cálculo del flujo de carga. Se hace mención de las opciones utilizadas para la simulación de un recierre, así como también una pequeña explicación de los parámetros escogidos en cada uno de los gráficos:

En el Gráfico 4.33 se muestra que el método escogido para las simulaciones, fue Newton Rapson clásico y para la Inicialización del Flujo de Carga se considera a la relación de transformación.

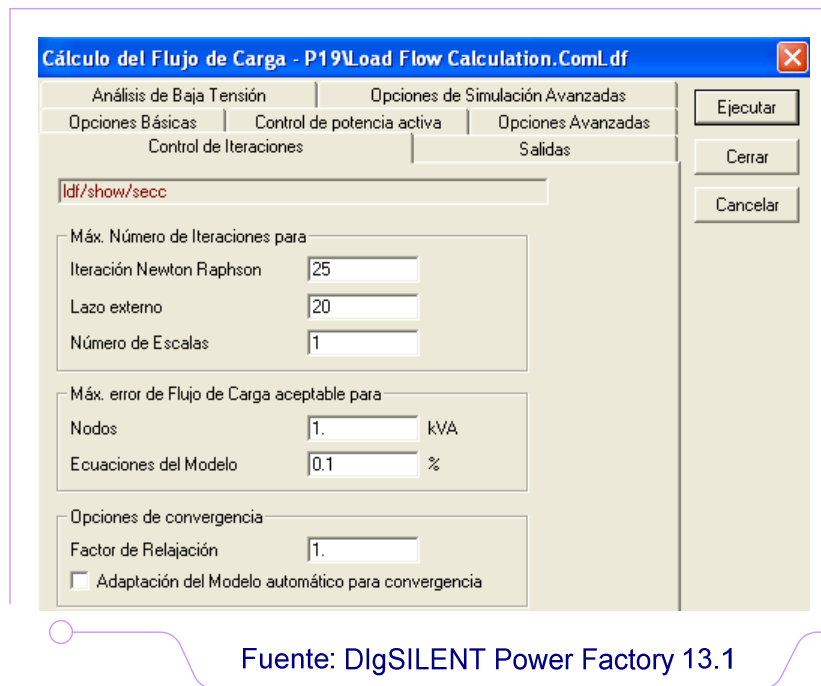
El Gráfico 4.34 hace referencia al número de iteraciones que requiere el método Newton Rapson para calcular el flujo de carga.

El Gráfico 4.35 hace referencia a los dispositivos de protección, los cuales no son considerados, ya que las bases de datos utilizadas para la simulación de recierres no poseen todos los modelos de protecciones, a saber, distancia, sobrecorriente, etc. Al contrario, los modelos utilizados para los generadores como los reguladores automáticos de voltaje (AVR), estabilizador del sistema de potencia (PSS), etc. si fueron escogidos para el desarrollo de las simulaciones.



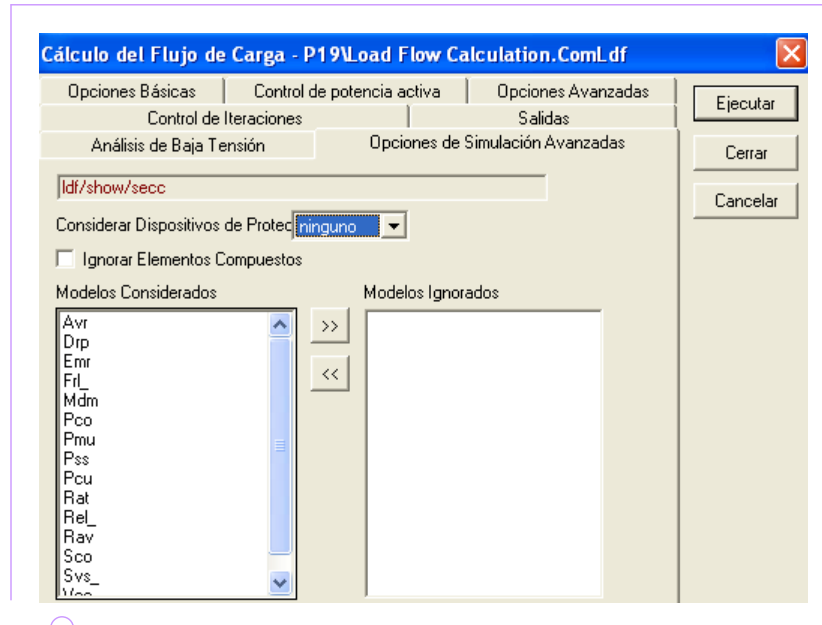
Fuente: DlgSILENT Power Factory 13.1

Gráfico 4.33 Ventana cálculo de flujo de carga, opciones avanzadas



Fuente: DlgSILENT Power Factory 13.1

Gráfico 4.34 Ventana cálculo de flujo de carga, control de iteraciones



Fuente: DlgSILENT Power Factory 13.1

Gráfico 4.35 Ventana cálculo de flujo de carga, opciones de simulación avanzadas

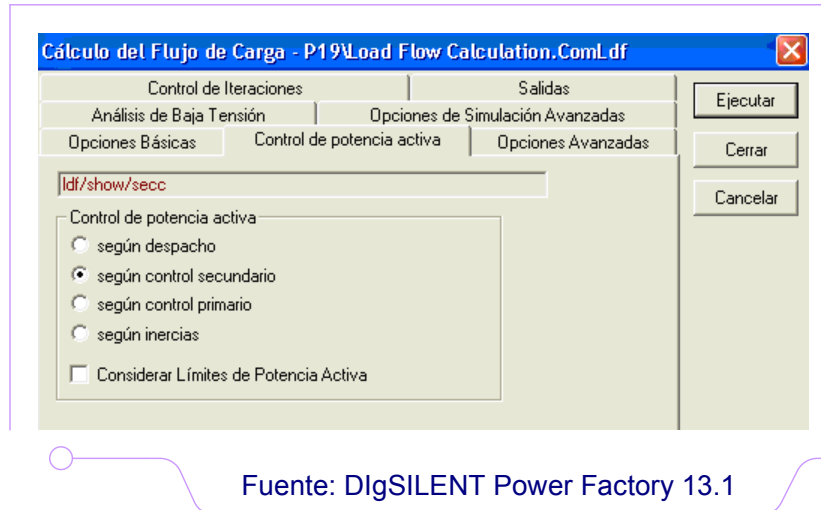
Una vez concluido el cálculo del flujo de carga, en la ventana de salida se reporta en cuántas iteraciones se obtuvo la convergencia y todas las máquinas excedidas o ajustadas en potencia activa y reactiva.

Control Secundario

El control secundario hace posible controlar el ángulo de una subestación en particular controlando la potencia activa entregada por un grupo de máquinas sincrónicas.

En un control secundario, la cantidad de potencia activa necesaria para controlar el ángulo se distribuye entre los generadores.

El Gráfico 4.36 muestra la ventana en la cual se escogen las opciones de control secundario.



Fuente: DlgSILENT Power Factory 13.1

Gráfico 4.36 Ventana cálculo de flujo de carga, control de potencia activa

El control secundario permite dos maneras diferentes de distribuir la potencia activa requerida entre los generadores participantes:

- ⊕ **Según la Potencia Nominal.-** La potencia activa requerida se distribuye entre las máquinas síncronas de acuerdo con su potencia nominal, y
- ⊕ **Ajustes Individuales.-** La potencia activa requerida se distribuye entre las máquinas síncronas de acuerdo con las participaciones que el usuario defina manualmente.

Ajuste del flujo de carga

DlgSILENT ejecuta el flujo de carga aún cuando existan elementos aislados del sistema sin necesidad de especificarle ninguna opción.

Para listar elementos no conectados seguimos los pasos citados a continuación, ver Gráfico 4.37:

- ⊕ Menú “Salida”,
- ⊕ Opción “Flujo de Carga/Corto Circuito”,
- ⊕ Opción “Verificar Topología de la Red”, y

- ⊕ Buscar “Elementos de la red desconectados”, ver Gráfico 4.38.



Fuente: DlgSILENT Power Factory 13.1

Gráfico 4.37 Ventana principal, menú salida



Fuente: DlgSILENT Power Factory 13.1

Gráfico 4.38 Ventana verificar topología de la red

Cuando en el cálculo de un flujo de carga no se tenga convergencia, usualmente se prueba si da convergencia con la carga dependiendo del voltaje, los índices que se emplean en este caso se definen desde el tipo de carga hasta la potencia consumida tanto activa como reactiva.

Ahora, para ver una tabla con el despacho de cada máquina:

- ⊕ Seleccionar el icono “Edición de objetos relevantes para el cálculo”, en el Gráfico 4.39 se muestra la lista de objetos relevantes,
- ⊕ Seleccionar “*.ElmSym”, y
- ⊕ Seleccionar la hoja “Datos Flexibles”.

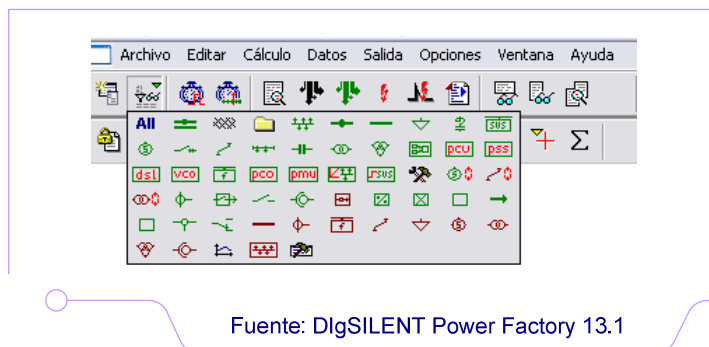


Gráfico 4.39 Lista de objetos relevantes para el cálculo

Además de visualizar las potencias y voltajes de cada grupo generador es posible también desde este *Filtro de Objetos* cambiar los parámetros de ajuste, tales como el número de unidades, la potencia activa o reactiva despachada, las tensiones de campo o incluso el tipo de operación.

De esta misma manera se pueden realizar todos los ajustes en los transformadores y compensaciones que sean necesarias ya que este filtro de objetos presenta sólo elementos de un solo tipo en forma de un *Data Manager*, con lo que este puede manipularse como si fuera información en *Excel*, es decir, entre otras cosas, puede ordenarse por cualquier columna o puede cambiarse un valor a varios elementos en un solo paso, ver Gráfico 4.40.

La información que se muestra en la hoja *Datos Flexibles* puede personalizarse para cada uno de los elementos del sistema, de manera que es posible agregar o quitar columnas de información.

Cuando un generador se despacha con potencia cero, la máquina queda conectada al sistema entregando o absorbiendo reactivos, por esta razón es necesario desconectarlo de la barra abriendo el disyuntor (*Cubículo*) que lo conecta.

Los *Cubículos* se encuentran dentro de la carpeta de la subestación. De igual forma, se debe proceder para desconectar las compensaciones de potencia reactiva.

Nombre	Technologie	Pot. Nom. MVA	Frecuencia Nominal Hz	Vnom .HV kV	Vnom.LV kV	Volt. c.c. %	Pér.Cu kW	Re(Volt. c.c) %	Relación X/R	Grp...	Gr...	Des... 730...	Nc
T VASAN	ansformador Trifásico	40.	60.	69.	13.8	9.36	37.43813	0.09359	100.	YN	D	0	▲
TJ	ansformador Trifásico	15.	60.	13.8	13.8	5.	0.	0.	9999999	D	YN	1	
TK	ansformador Trifásico	15.	60.	13.8	13.8	5.	0.	0.	9999999	D	YN	1	
TK1	ansformador Trifásico	3.75	60.	13.8	13.8	7.6	0.	0.	9999999	D	YN	1	
T_BARCAZA	ansformador Trifásico	160.	60.	138.	13.8	16.432	0.	0.	9999999	YN	D	0	
T_BODEGA	ansformador Trifásico	1.175	60.	13.8	0.208	7.	0.	0.	9999999	D	YN	1	
T_CABINA1	ansformador Trifásico	0.1125	60.	13.8	0.208	7.6	0.	0.	9999999	D	YN	1	
T_CABINA2	ansformador Trifásico	1.	50.	6.	6.	3.	0.	0.	9999999	YN	YN	0	
T_CMACHMOV	ansformador Trifásico	10.	60.	69.	13.8	6.55	50.7	0.507	12.88037	D	YN	1	
T_INGSCA	ansformador Trifásico	88.	60.	69.	13.8	11.41	88.99355	0.10112	112.8217	YN	D	0	
T_MALV_URDES	ansformador Trifásico	0.225	60.	13.8	0.208	7.	0.	0.	9999999	D	YN	1	
T_MAZAF	ansformador Trifásico	1.	50.	6.	6.	3.	0.	0.	9999999	YN	YN	0	
T_MAZAF(1)	ansformador Trifásico	4.	60.	13.8	0.208	7.6	0.	0.	9999999	D	YN	1	
T_MIRAFLORES	ansformador Monofásico	0.02	60.	13.8	0.208	7.	0.	0.	9999999	D	YN	0	
T_PBI	ansformador Trifásico	1.	50.	6.	6.	3.	0.	0.	9999999	YN	YN	0	
T_PINOS	ansformador Trifásico	0.7375	60.	13.8	0.208	7.	0.	0.	9999999	D	YN	1	
T_PRESA	ansformador Trifásico	0.15	60.	13.8	0.208	7.6	0.	0.	9999999	D	YN	1	
T_RED_LAN	ansformador Monofásico	0.025	60.	13.8	0.208	7.	0.	0.	9999999	D	YN	0	
T_SAN FRANCISCO	ansformador Trifásico	1.	50.	6.	6.	3.	0.	0.	9999999	YN	YN	0	
T_SAN JUAN	ansformador Monofásico	0.045	60.	13.8	0.208	7.	0.	0.	9999999	D	YN	0	
T_T1	ansformador Trifásico	1.	60.	13.8	0.208	3.	0.	0.	9999999	D	YN	1	
T_T2	ansformador Trifásico	1.	60.	13.8	0.208	3.	0.	0.	9999999	D	YN	1	
T_T3	ansformador Trifásico	1.	60.	13.8	0.208	3.	0.	0.	9999999	D	YN	1	
T_T4	ansformador Trifásico	1.	60.	13.8	0.208	3.	0.	0.	9999999	D	YN	1	
T_T5	ansformador Trifásico	1.	60.	13.8	0.208	3.	0.	0.	9999999	D	YN	1	
T_TRA	ansformador Trifásico	0.75	60.	13.8	0.208	7.6	0.	0.	9999999	D	YN	1	
T_TRB	ansformador Trifásico	0.75	60.	13.8	0.208	7.6	0.	0.	9999999	D	YN	1	
T_TRCCG	ansformador Trifásico	0.075	60.	13.8	0.208	7.6	0.	0.	9999999	D	YN	1	
T_TRE	ansformador Trifásico	0.5	60.	13.8	0.208	7.6	0.	0.	9999999	D	YN	1	
T_TRF	ansformador Trifásico	0.5	60.	13.8	0.208	3.	0.	0.	9999999	D	YN	1	
Termonente	ansformador Trifásico	1.	50.	6.	6.	3.	0.	0.	9999999	YN	YN	0	
Tr_NG_MPP	ansformador Trifásico	1.	50.	6.	6.	3.	0.	0.	9999999	YN	YN	0	

Fuente: DlgSILENT Power Factory 13.1

Gráfico 4.40 Ventana administrador de datos, objetos relevantes de cálculo, datos básicos

Creación de casos de estudio

Para expandir el sistema partiendo de lo que ya se tiene modelado y sin perder nada de la configuración y el ajuste del sistema actual, es necesario crear un nuevo *caso de estudio* que lo vamos a denominar *Demostración*.

Para crear un nuevo caso de estudio se ejecuta el ícono “Nuevo Objeto”, mostrado en el Gráfico 4.41, posteriormente se crea primero los *Eventos de Simulación*, de preferencia uno por línea de transmisión, luego una carpeta llamada *Archivo o Caja de Resultados* para que se almacenen las variables a analizar tomando en cuenta que se debe crear una caja de resultados por cada evento de simulación creado, este procedimiento se muestra a continuación.



Gráfico 4.41 Ventana para crear nuevos objetos

Para la creación de un evento de simulación, ver Gráfico 4.42:

- ⊕ En filtro “Otros Elementos”, y
- ⊕ En elemento “Eventos de Simulación”.

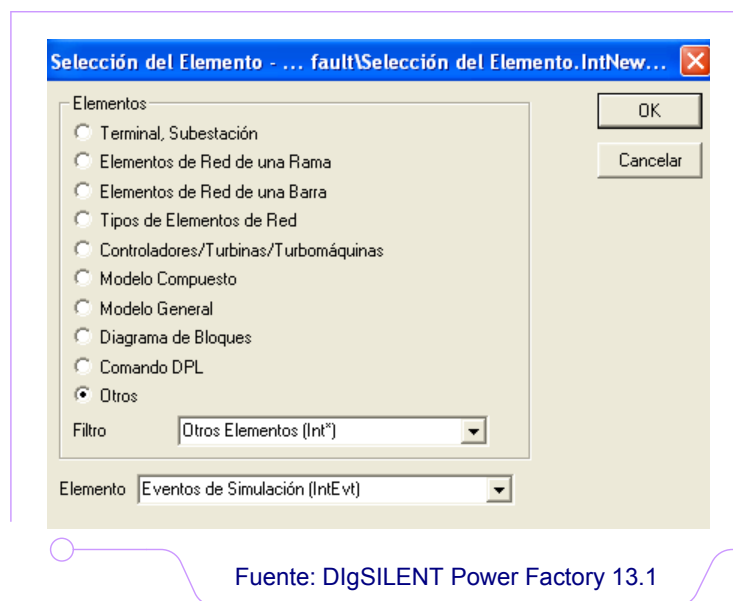


Gráfico 4.42 Ventana selección del elemento, eventos de simulación

Luego de escoger las opciones anteriores se presenta una nueva ventana en la cual únicamente se ingresa el nombre deseado, para el ejemplo se eligió el nombre *e_demostración*, ver Gráfico 4.43.

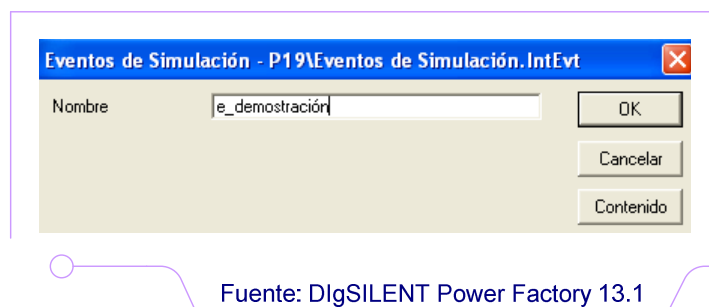


Gráfico 4.43 Ventana eventos de simulación, ingresar nombre

El objetivo de la creación de una caja de resultados es poder identificar cada uno de los parámetros que intervienen en el análisis de una línea de transmisión.

Para la crear una caja de resultados, ver Gráfico 4.44.

- ⊕ En Filtro “Elementos de una Red”, y
- ⊕ En Elemento “Resultado”.

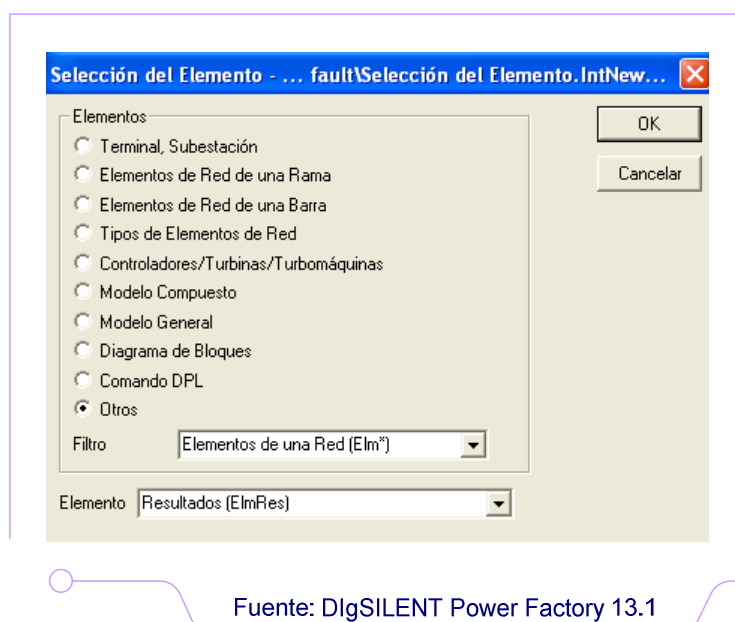
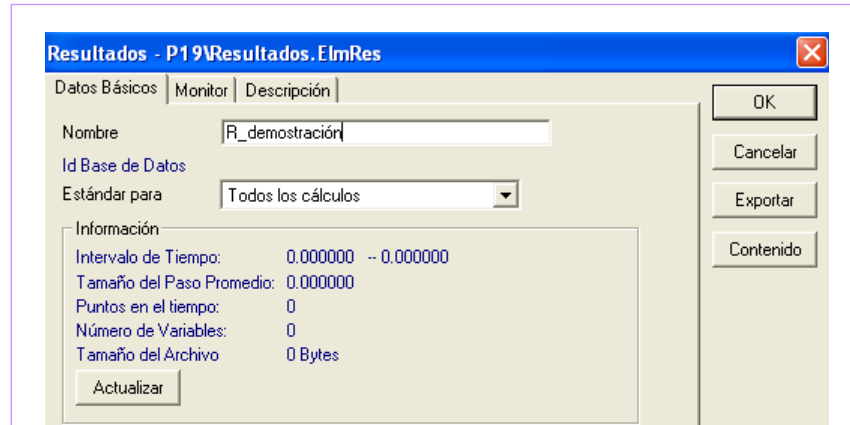


Gráfico 4.44 Ventana selección del elemento, resultados

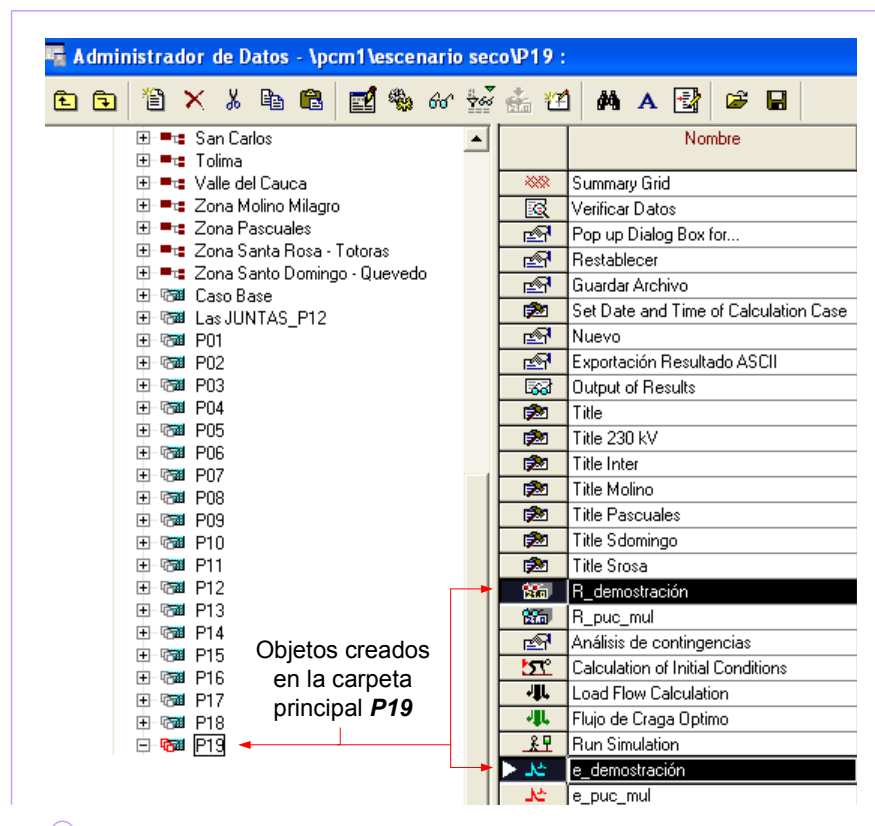
Seguidamente se muestra una nueva ventana en la cual se ingresa el nombre deseado, para el ejemplo se eligió el nombre *R_demostración*, ver Gráfico 4.45.



Fuente: DlgSILENT Power Factory 13.1

Gráfico 4.45 Ventana resultados, ingresar nombre

Después de realizar los pasos citados anteriormente, finalmente se muestran los objetos creados en la base de datos llamada *pcm1*, *escenario seco* y en el horario de demanda *P19*, ver Gráfico 4.46.



Fuente: DlgSILENT Power Factory 13.1

Gráfico 4.46 Ventana administrador de datos, escenario seco, demanda P19

Una vez creadas las carpetas correspondientes a eventos de simulación y archivos de resultados, el programa esta listo para albergar a los eventos que se desean simular y las variables que se desean analizar, como se explica en los siguientes párrafos.

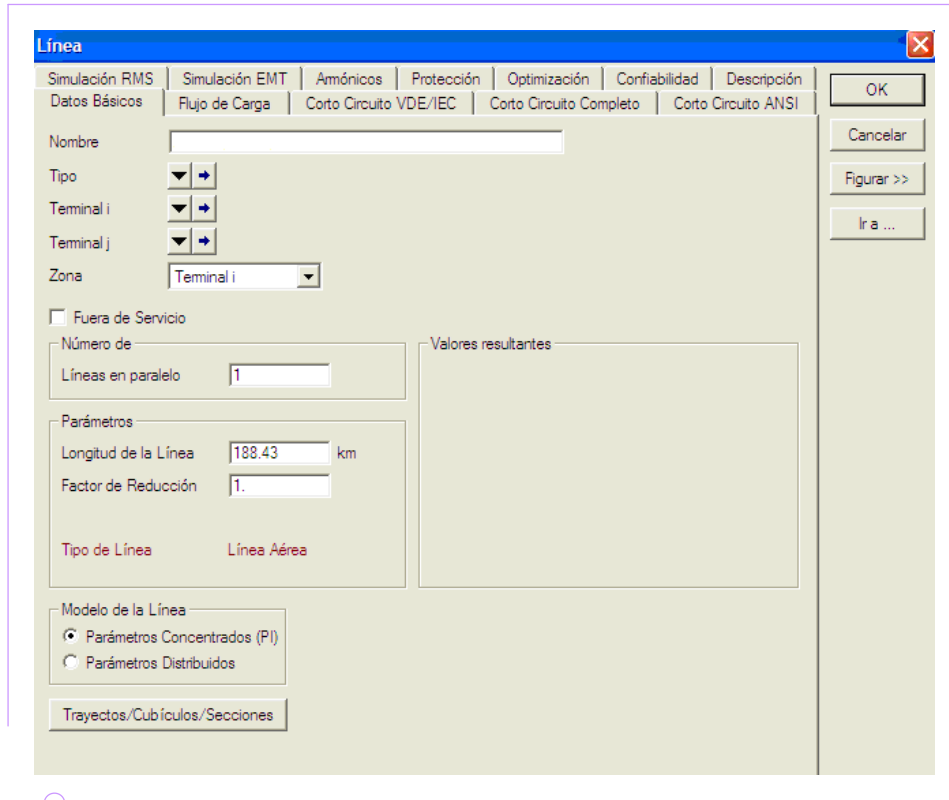
Los eventos que se van a simular son los que se presentan en la siguiente lista:

- ⊕ Inicio del Corto Circuito,
- ⊕ Apertura de cada uno de los extremos de la línea,
- ⊕ Despeje del corto circuito,
- ⊕ Cerrar el Primer extremo, y
- ⊕ Cerrar el Segundo extremo.

Para crear los eventos a simular se sigue el procedimiento mostrado a continuación.

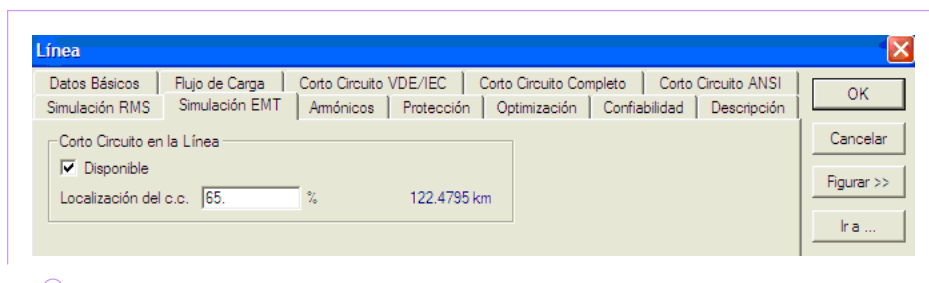
1. Ubicar la línea de transmisión a ser analizada, se da “clic” y aparece una ventana como la del Gráfico 4.47.

El objetivo es determinar el porcentaje en el cual se produce la falla, para el estudio se lo realiza al 35% y 65%. Se debe trabajar en la ventana *Simulación EMT*, de lo contrario no se estaría analizando ningún evento dinámico (ver Gráfico 4.48).



Fuente: DigSILENT Power Factory 13.1

Gráfico 4.47 Ventana correspondiente a cada línea de transmisión

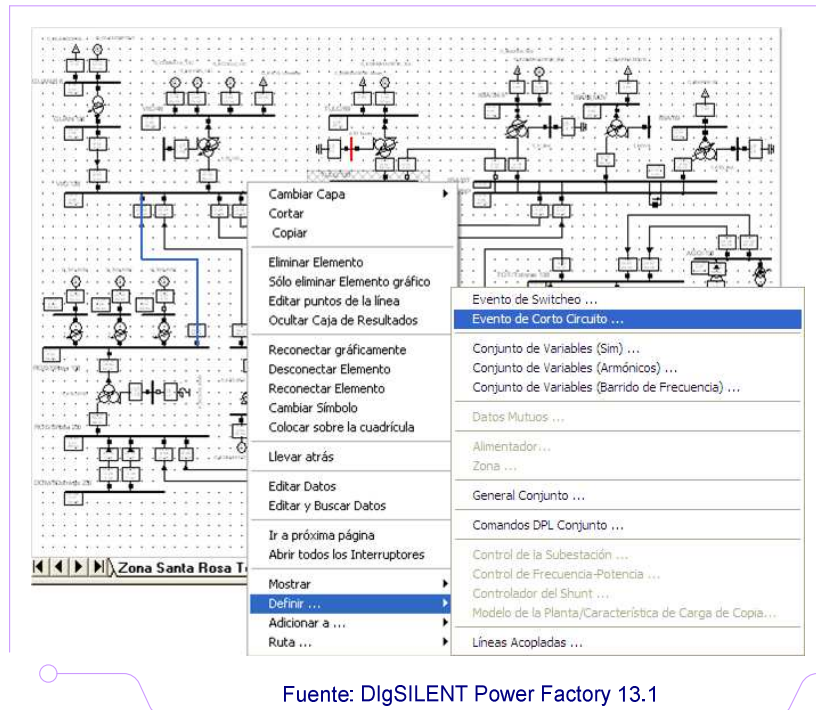


Fuente: DigSILENT Power Factory 13.1

Gráfico 4.48 Ventana línea, simulación EMT

2. Una vez determinado el porcentaje de línea al cual se va a producir la falla, el siguiente paso es determinar los tiempos a los cuales se van a dar los eventos antes mencionados.

- ⊕ Se ubica en la línea a analizarse y se da “clic derecho”,
- ⊕ Seleccionar la opción “Definir”, y
- ⊕ Seleccionar la opción “Evento de Corto Circuito”, ver Gráfico 4.49

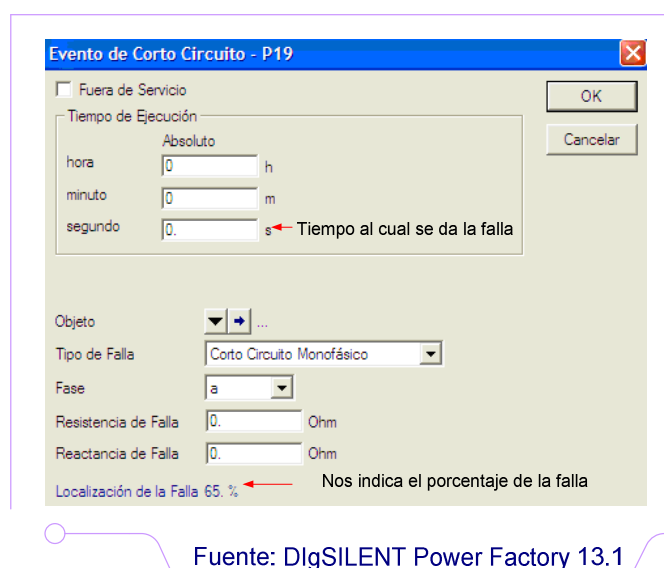


Fuente: DigSILENT Power Factory 13.1

Gráfico 4.49 Ventana principal, definir, evento de cortocircuito

Luego de escoger la opción *Evento de Corto circuito*, este evento lo direccionamos a la caja de eventos de simulación creada anteriormente.

3. Escoger el tipo de falla, para el estudio se propuso una falla transitoria monofásica, ver Gráfico 4.50.



Fuente: DigSILENT Power Factory 13.1

Gráfico 4.50 Ventana evento de cortocircuito, cortocircuito monofásico

4. Se realiza el mismo procedimiento para definir el despeje del corto circuito, ver Gráfico 4.51.

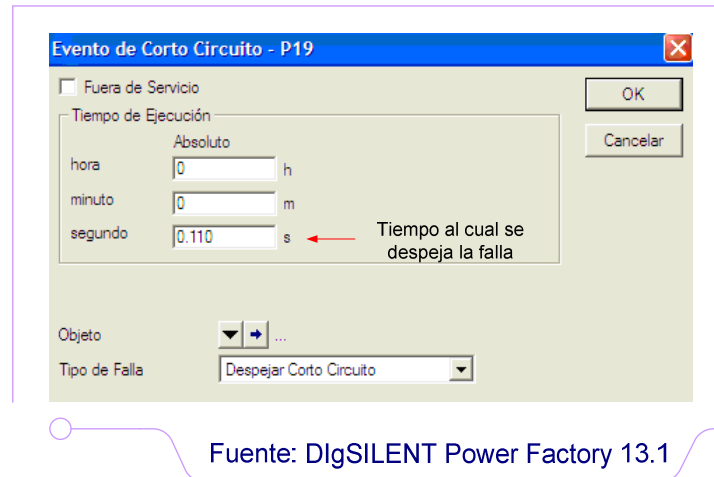


Gráfico 4.51 Ventana evento de cortocircuito, despejar cortocircuito

5. Se determina los eventos de cada uno de los disyuntores, el de apertura y cierre.

Esto se logra ubicándose en el extremo de la línea de transmisión deseada, se da “clic derecho” e inmediatamente aparece una ventana como la mostrada en el Gráfico 4.52 y se selecciona la opción “Editar Dispositivos”.

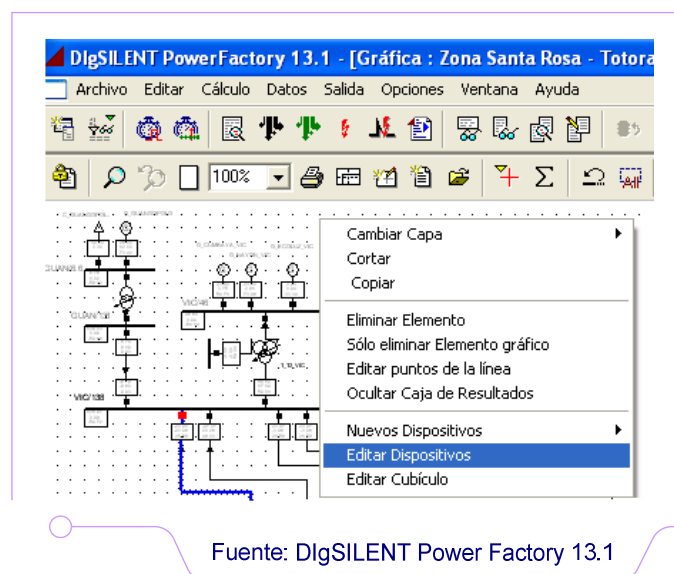


Gráfico 4.52 Ventana principal, editar dispositivos

Se selecciona el interruptor deseado y se da “clic derecho”. Para este caso de estudio se seleccionó al dispositivo S8.1.1 (disyuntor de la barra Vicentina), este procedimiento se sigue para el interruptor del otro extremo de la línea (disyuntor de la barra Santa Rosa). Se escoge la opción “Definir” y luego se ejecuta la opción “Eventos de Switcheo”, ver Gráfico 4.53.

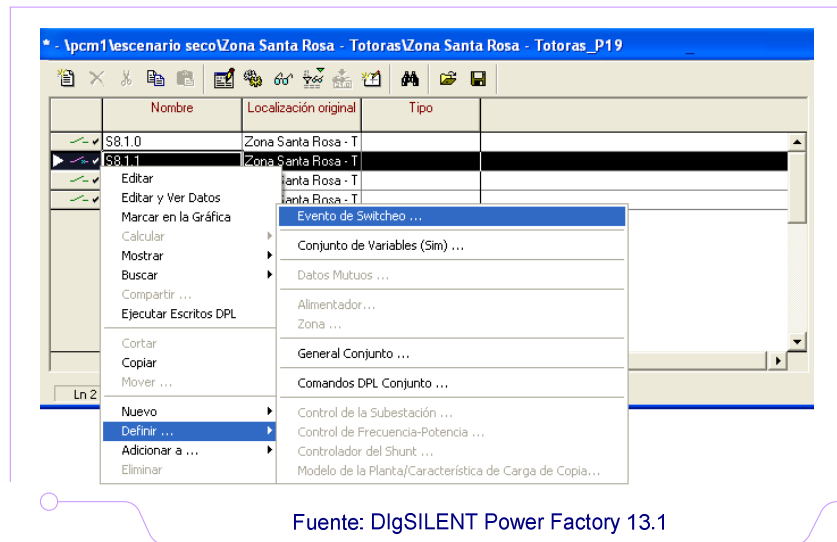


Gráfico 4.53 Definir evento de switcheo

6. Determinar el tiempo de apertura en la ventana *Datos Básicos*, ver Gráfico 4.54.

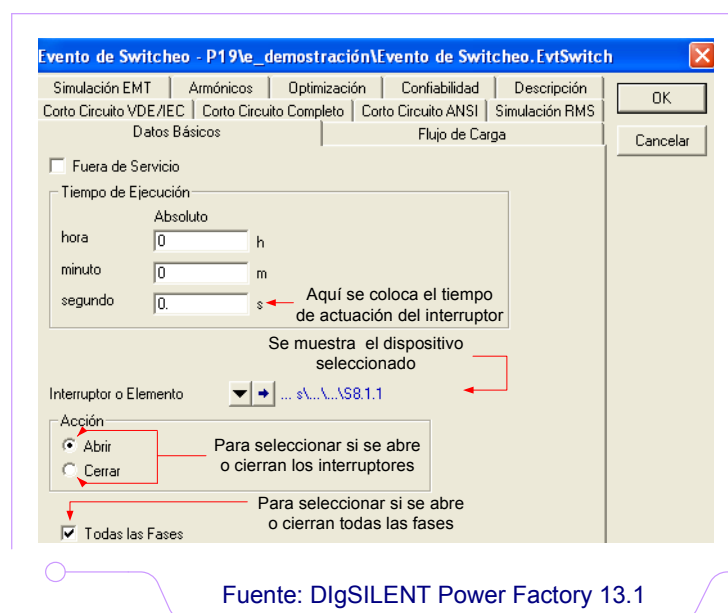


Gráfico 4.54 Ventana eventos de switcheo, datos básicos, abrir interruptor

7. De la misma manera se crea el evento de cierre del interruptor, ver Gráfico 4.55.

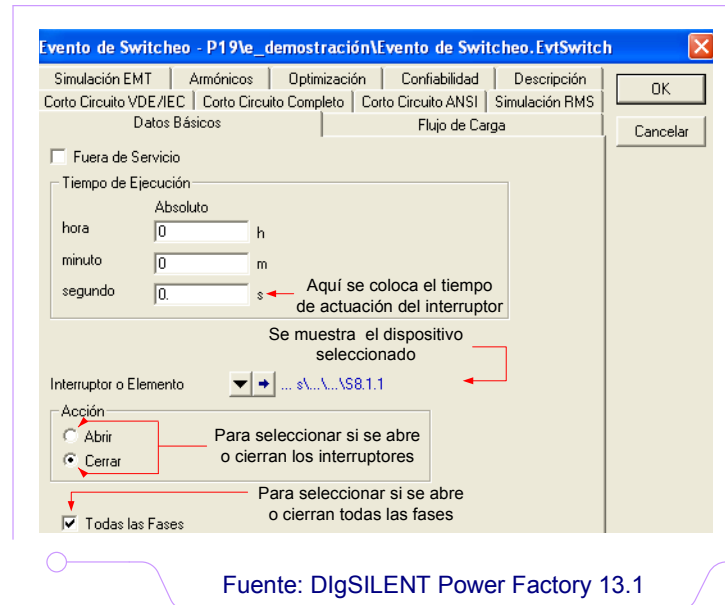


Gráfico 4.55 Ventana eventos de switcheo, datos básicos, cerrar interruptor

8. El procedimiento para el interruptor del otro extremo es el mismo. Finalmente el Gráfico 4.56 muestra la ventana en la cual podemos ver los eventos que se crearon.

	Nombre	Tiempo	Objeto StaBar*,ElmTerm*...	Fuera de Ser...
	Evento de Switcheo	0.	S8.1.1	<input type="checkbox"/>
	Evento creado. Si se quiere cambiar el nombre que se muestra se da doble clic, entonces aparece en el nombre un cursor el cual permite cambiar dicho nombre.	Tiempo al cual se da el evento, este se define con los procedimientos citados en los puntos anteriores.	Elemento seleccionado en el evento a simular.	En esta columna se selecciona si queremos que el elemento esté fuera de servicio

Fuente: DlgSILENT Power Factory 13.1

Gráfico 4.56 Ventana eventos de simulación

Ahora se explica el procedimiento a seguir para crear las variables a ser analizadas y albergarlas dentro de los archivos o cajas de resultados.

Una vez creada la caja de resultados, se escoge la línea que se va a analizar y se realiza:

- ⊕ Se ubica en la línea analizarse y se da “clic derecho”,
- ⊕ Seleccionar la opción “Definir”, y
- ⊕ Seleccionar la opción “Conjunto de Variables”, ver Gráfico 4.57.

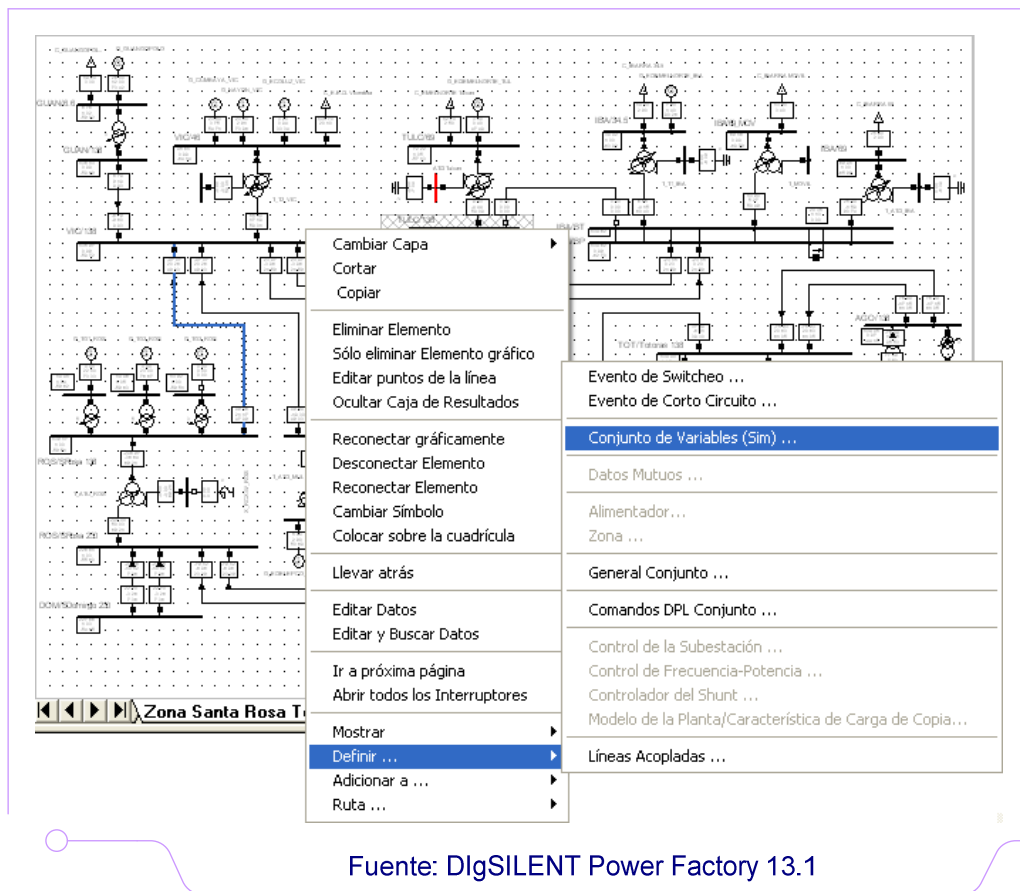
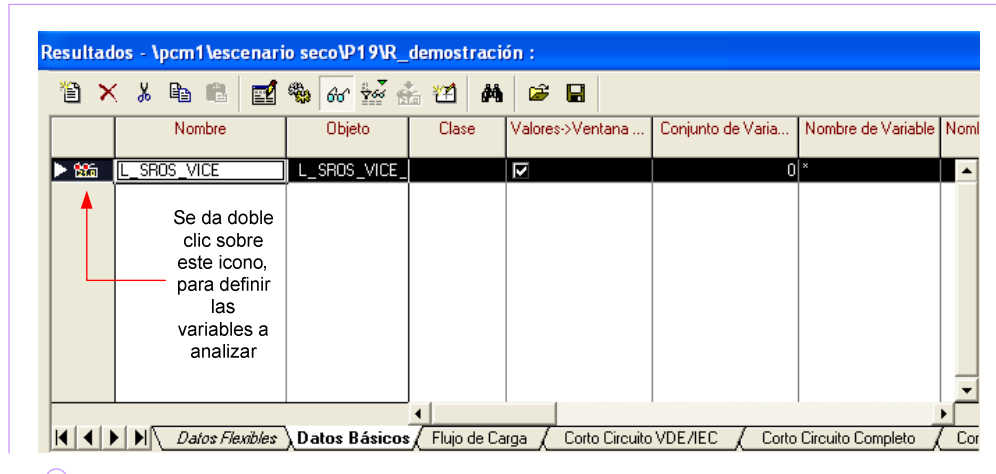


Gráfico 4.57 Ventana principal, definir, conjunto de variables

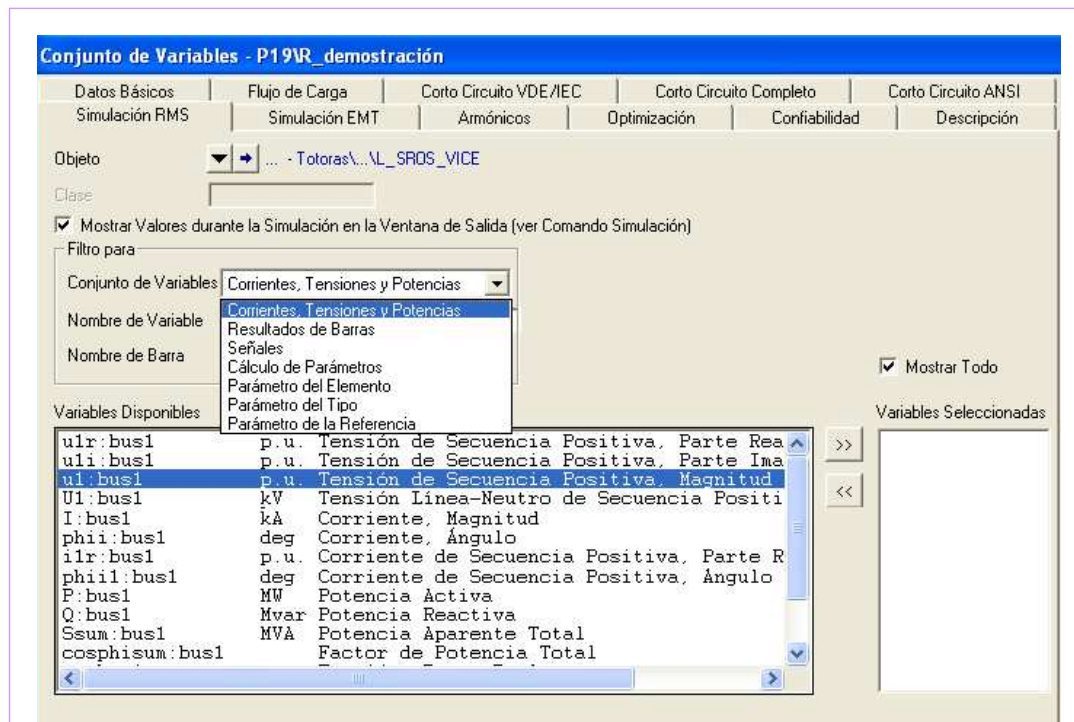
Después de realizar los pasos anteriores se tiene una ventana como la que se muestra en el Gráfico 4.58, en la cual se puede ver que la línea escogida ya se encuentra en el archivo o caja de resultados y para definir las variables a analizar se da “doble clic” sobre el icono que se indica.



Fuente: DlgSILENT Power Factory 13.1

Gráfico 4.58 Ventana resultados

Posterior a esto se selecciona en las pestañas *Simulación RMS*, *Simulación EMT* y *Flujos de Carga*, las variables que se van analizar, ver Gráfico 4.59 .



Fuente: DlgSILENT Power Factory 13.1

Gráfico 4.59 Ventana conjunto de variables, simulación RMS

Las variables a analizar son:

- ⊕ Potencia activa en los dos extremos de la línea (entrega y recepción),
- ⊕ Potencia Reactiva en los dos extremos de la línea (entrega y recepción),
- ⊕ Voltaje en cada uno de los extremos de la línea, y
- ⊕ Frecuencia.

Cambio de Demanda

En la barra principal se selecciona el icono “Editar objetos relevantes para el cálculo”.

En la lista que se despliega se pulsa sobre el icono “Carga General”, ver Gráfico 4.39. Luego se muestra una lista de todas las cargas de las áreas que componen el sistema, ver Gráfico 4.60.

	Nombre	Red	Localización original	Pot.Act. MW	Pot.React. Mvar	Pot.Apar. MVA
▶	C_EMELEC_SAL	Zona Pascuales	Zona Pascuales	309.3	80.2	319.52
▼	lod VILLAVI1	Meta	Meta	10		
▼	C SANTA ROSA EEQ	Quito	Quito	14		
▼	lod PAIPA__1	Nordeste	Nordeste	20		
▼	C_EMELGUR_DCE	Zona Pascuales	Zona Pascuales	9		
▼	lod CENTRAL1	Antioquia	Antioquia	7		
▼	C_EMELEC_TRI	Zona Pascuales	Zona Pascuales	13		
▼	lod CUCUTA_1	Nordeste	Nordeste	8		
▼	lod NEIVA__1	Huila-Caqueta	Huila-Caqueta	7		
▼	lod SAN_LUI1	Valle del Cauca	Valle del Cauca	9		
▼	C_EMELEC_POL	Zona Pascuales	Zona Pascuales	12		
▼	C_C_SUR_CUE	Zona Molino Milagro	Zona Molino Milagro	12		
▼	lod ZAMORA_1	Antioquia	Antioquia	76.3066	33.8491	83.47
▼	lod FONTIBO1	Bogota	Bogota	96.7102	33.5051	102.34
▼	lod PALENDU1	Nordeste	Nordeste	65.6	21.771	72.88

Fuente: DlgSILENT Power Factory 13.1

Gráfico 4.60 Ventana filtro de objeto, flujo de carga

En la carpeta *Flujo de carga*, se selecciona la columna de “Potencia Activa” y pulsando el “botón derecho” se selecciona “Modificar Valor(es)”, ver Gráfico 4.60.

En la caja de dialogo se selecciona “Relativo”, ver Gráfico 4.61, el objetivo fundamental es cuando se desea realizar un estudio a futuro solo se cambia el porcentaje de aumento en la demanda.

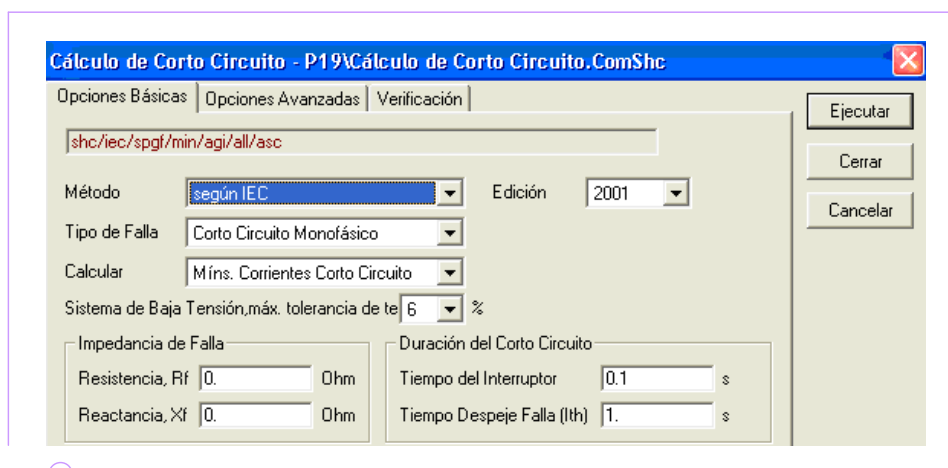


Fuente: DlgSILENT Power Factory 13.1

Gráfico 4.61 Ventana modificar valores, relativo

Cálculo de Corto Circuitos

En el menú principal se pulsa sobre el icono “Calcular Corto Circuito”. Luego se escoge el método para aplicar el cortocircuito, ver Gráfico 4.62.



Fuente: DlgSILENT Power Factory 13.1

Gráfico 4.62 Ventana cálculo de cortocircuito, opciones básicas

Para calcular el nivel de cortocircuito en una línea:

- ⊕ Seleccionar el icono “Calcular Corto Circuito”,

- ⊕ **Método:** se selecciona el método con el cual se quiere calcular el nivel de cortocircuito, si se selecciona “según las normas IEC” el nivel de cortocircuito se calcula tomando como condición inicial el perfil de voltaje del flujo de carga del sistema,
- ⊕ **Tipo de Falla:** se selecciona el tipo de corto que se quiere calcular, y
- ⊕ **Calcular:** se indica si se va a calcular un nivel de cortocircuito máximo o mínimo.

Creación de gráficas de resultados

Para graficar las variables de monitoreo:

- ⊕ Se selecciona el escenario y el horario de demanda deseado,
- ⊕ Se selecciona el icono “Insertar Nueva Gráfica”, ver Gráfico 4.31, de esta manera se crea una nueva hoja en la ventana del gráfico activo, para este ejemplo se denominó la hoja del gráfico con el nombre de *demostración*, seguido a esto se selecciona la opción “Panel de Instrumentos Virtuales (VI)” y se pulsa sobre “Ejecutar”, ver Gráfico 4.63, y
- ⊕ Se selecciona el icono “Agregar nuevo VI(s)”, ver Gráfico 4.64, teniendo en cuenta que primero se debe colocar la hoja de gráfico creada, para este ejemplo se utilizó el nombre *demostración*.

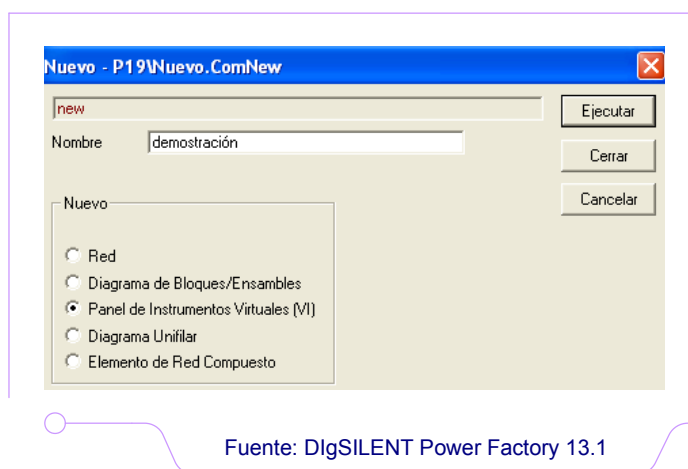


Gráfico 4.63 Ventana nuevo, panel de instrumentos virtuales

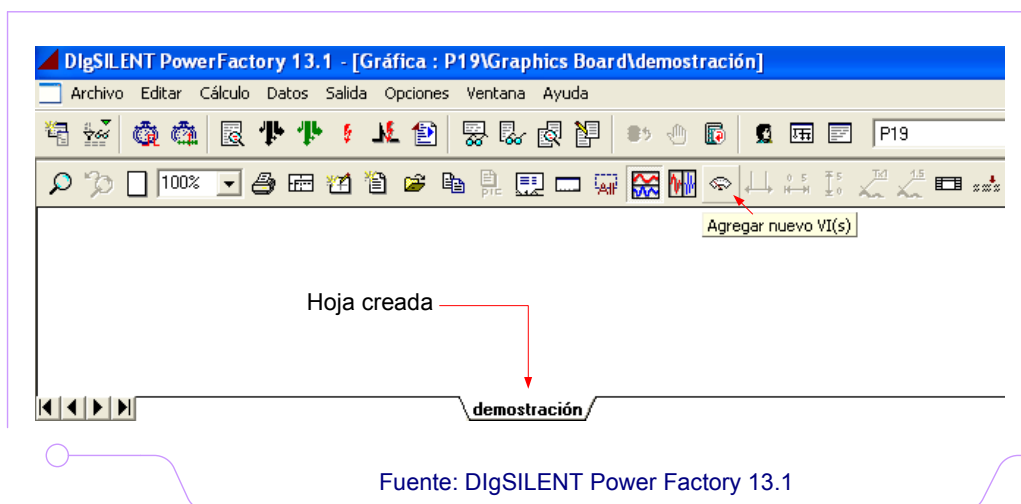


Gráfico 4.64 Ventana principal con hoja de gráficos creada

Luego de pulsar sobre el icono de “Agregar nuevo VI(s)”, tenemos la siguiente ventana, ver Gráfico 4.65, en la cual el *Número de VI(s)* indica el número de gráficas que se quieren tener en la hoja.

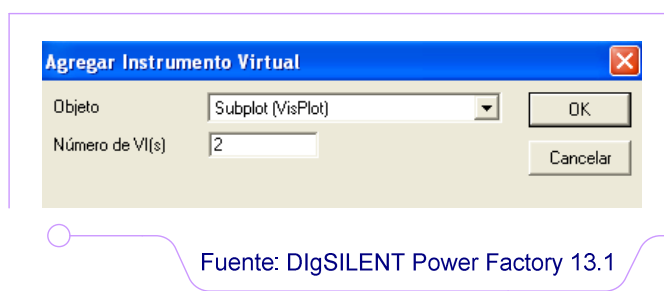


Gráfico 4.65 Ventana agregar instrumento virtual

Adicionalmente y luego de haber subdividido a la hoja principal del gráfico en dos partes, se puede escoger: si su presentación es vertical u horizontal, escalar al gráfico de acuerdo al eje X o al eje Y, habilitar la opción de títulos del gráfico y escoger el tipo de grafico. Lo descrito se logra con los iconos mostrados en el Gráfico 4.66.

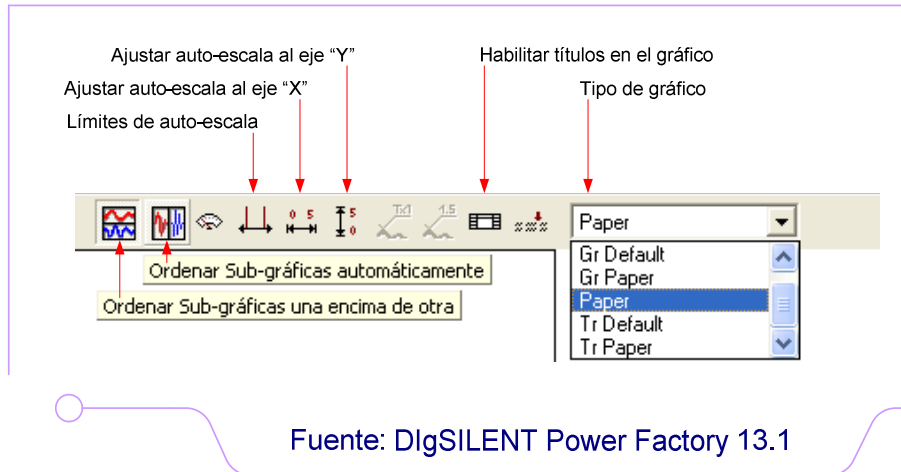
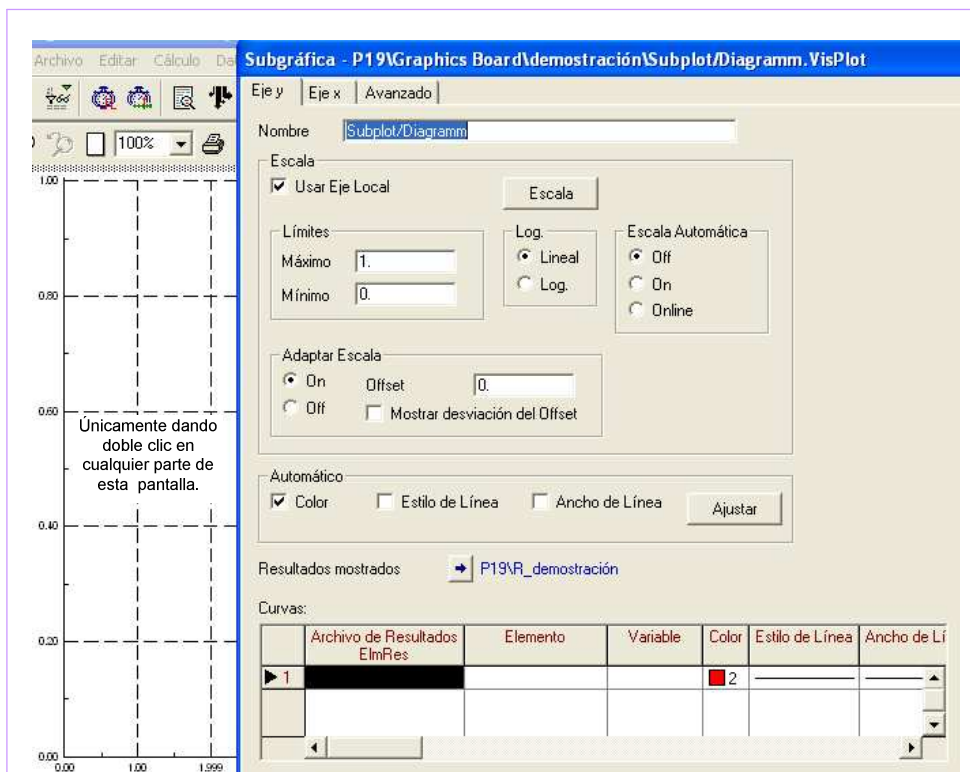


Gráfico 4.66 Íconos para las opciones de los gráficos

Se tienen que escoger los parámetros a graficar bien sean: los archivos de resultados, elementos, variables, color, estilo de línea, etc.

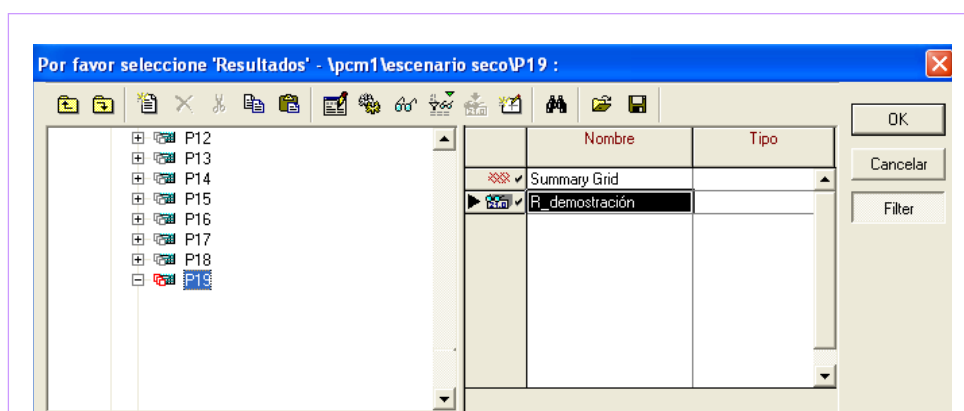
Esto se logra únicamente dando "doble clic" en cualquier parte de las pantallas subdivididas, luego de esto tenemos una ventana llamada *Subgráfica*, como se muestra en el Gráfico 4.67.

Una vez obtenida la ventana denominada *Subgráfica* se debe escoger, en primera instancia, la caja de resultados deseada puesto que es aquí donde se van a encontrar los elementos que se desean graficar. Para ingresar en el archivo de resultados se da "doble clic" sobre la celda correspondiente a la columna "Archivo de Resultados", una vez realizada esta acción se tiene una ventana como la mostrada en el Gráfico 4.68.



Fuente: DlgSILENT Power Factory 13.1

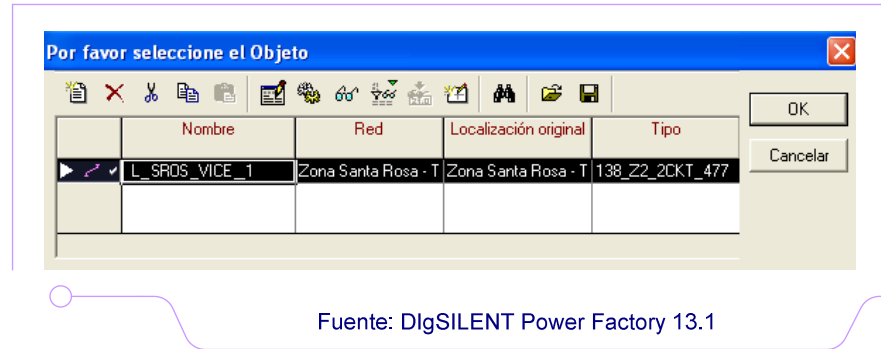
Gráfico 4.67 Ventana subgráfica



Fuente: DlgSILENT Power Factory 13.1

Gráfico 4.68 Ventana seleccionar resultados

Del mismo modo, se da “doble clic” en la celda correspondiente a la columna “Elemento”, para escoger el elemento a graficar, ver Gráfico 4.69. Como se puede ver en este gráfico la caja de resultados *R_demostración* únicamente tiene albergada a una línea de transmisión para su análisis la cual se llama *L_SROS_VICE_1* (línea de transmisión Santa Rosa-Vicentina)



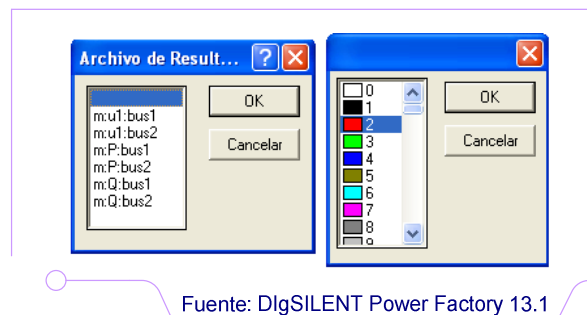
Fuente: DlgSILENT Power Factory 13.1

Gráfico 4.69 Ventana seleccionar objeto

Dentro del elemento escogido existen parámetros a graficar, estos parámetros deben ser cargados previamente (como se mostró en el Gráfico 4.59) y se pueden observar en el Gráfico 4.70. Para acceder al contenido de las variables de la línea se da “doble clic” en la celda correspondiente a la columna “Variable”. Adicionalmente se presente una corta descripción de las variables que se escogieron para la línea de transmisión antes mencionada.

- ⊕ m:u1:bus1.- voltaje en pu de la barra 1,
- ⊕ m:u1:bus2.- voltaje en pu de la barra 2,
- ⊕ m:P:bus1.- potencia activa pu de la barra 1,
- ⊕ m:P:bus2.- potencia activa pu de la barra 2,
- ⊕ m:Q:bus1.- potencia reactiva pu de la barra 1, y
- ⊕ m:Q:bus2.- potencia reactiva pu de la barra 2.

También se puede asignar un color y estilo de líneas a cada una de las variables, la lista de colores disponibles también se muestra en el Gráfico 4.70.



Fuente: DlgSILENT Power Factory 13.1

Gráfico 4.70 Ventana archivo de resultados y colores disponibles

Después de haber escogido los archivos de resultados, elementos, variables y colores, se obtiene una ventana como la que se muestra en el Gráfico 4.71, la cual muestra que las variables a graficar son voltajes y potencias en las barras de la línea de transmisión Santa Rosa-Vicentina.

	Archivo de Resultados ElmRes	Elemento	Variable	Color	Ancho de Lí
1	R_demostración	L_SRDS_VICE_1	m:u1:bus1	■ 1	_____▲
2	R_demostración	L_SRDS_VICE_1	m:u1:bus2	■ 2	_____▲
3	R_demostración	L_SRDS_VICE_1	m:P:bus1	■ 3	_____▲
▶ 4	R_demostración	L_SRDS_VICE_1	m:P:bus2	■ 4	_____▲

Fuente: DlgSILENT Power Factory 13.1

Gráfico 4.71 Variables a graficar

Finalmente se puede chequear en el *Administrador de Datos* que los tres ítems creados estén presentes, como se muestra en el Gráfico 4.72.

Administrador de Datos - \pcm1\escenario seco :

En el árbol del administrador de datos se puede observar:

- Ventana para el gráfico.
- Eventos de simulación.
- Caja de resultados.

Icono presente en el pantalla principal → **demostración**

Fuente: DlgSILENT Power Factory 13.1

Gráfico 4.72 Ventana administrador de datos, pcm1, escenario seco, demanda P19

Cálculo de condiciones iniciales

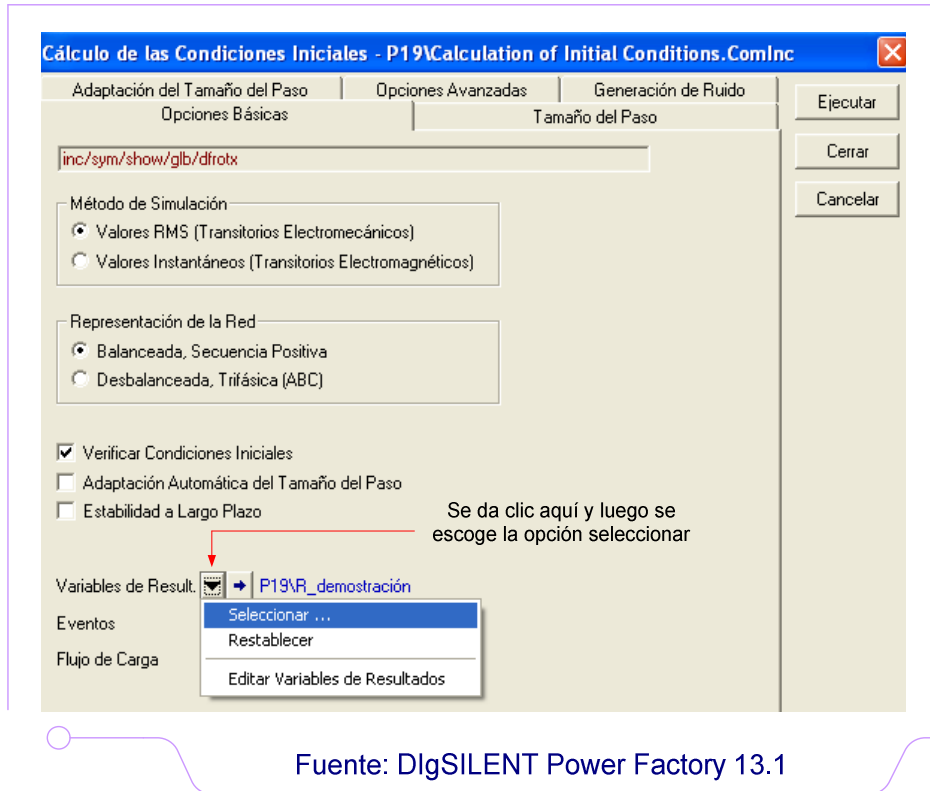
Para empezar con el cálculo de condiciones iniciales, previamente se debió ingresar los eventos de simulación en la carpeta *e_demostración* (solo para el ejemplo de creación de eventos de simulación) o en las carpetas que de ahora en adelante se las denominará con *e_nombre de la línea*, ver Cuadro 4.6.

Para las carpetas correspondientes a los archivos de resultados también se proporciona una nomenclatura específica designada por *R_nombre de la línea*, como la que se muestra en el Cuadro 4.6.

Cuadro 4.6 Nomenclatura para eventos de simulación y archivos o cajas de resultados

Nº	LÍNEA	CIRCUITOS	NOMENCLATURA LÍNEA	NOMENCLATURA EVENTO SIMUL	NOMENCLATURA RESULTADOS
1	Milagro-San Idelfonso	2	mil-sid	e_mil_sid	R_mil_sid
2	Santo Domingo-Esmeraldas	2	dom-esm	e_dom_esm	R_dom_esm
3	Daule Peripa-Portoviejo	2	dpr-por	e_dpr_por	R_dpr_por
4	Santa Rosa-Vicentina	1	ros-vic	e_ros_vic	R_ros_vic
5	Vicentina-Ibarra	2	vic-iba	e_vic_iba	R_vic_iba
6	Mulalo-Vicentina	1	mul-vic	e_mul_vic	R_mul_vic
7	Pucará-Mulalo	1	puc-mul	e_puc_mul	R_puc_mul
8	Pucará-Ambato	1	puc-amb	e_puc_amb	R_puc_amb
9	Totoras-Ambato	1	tot-amb	e_tot_amb	R_tot_amb
10	Daule Peripa-Quevedo	2	dpr-qvd	e_dpr_qvd	R_dpr_qvd
11	Machala-San Idelfonso	2	mac-sid	e_mac_sid	R_mac_sid
12	Molino-Cuenca	2	mol-cue	e_mol_cue	R_mol_cue

Luego se procede a pulsar sobre el icono “Calcular Condiciones Iniciales”, ver Gráfico 4.31, y se tiene una ventana donde se coloca los parámetros deseados según se muestra en el Gráfico 4.73. Además se debe seleccionar las variables de resultados y los eventos que se van a simular.



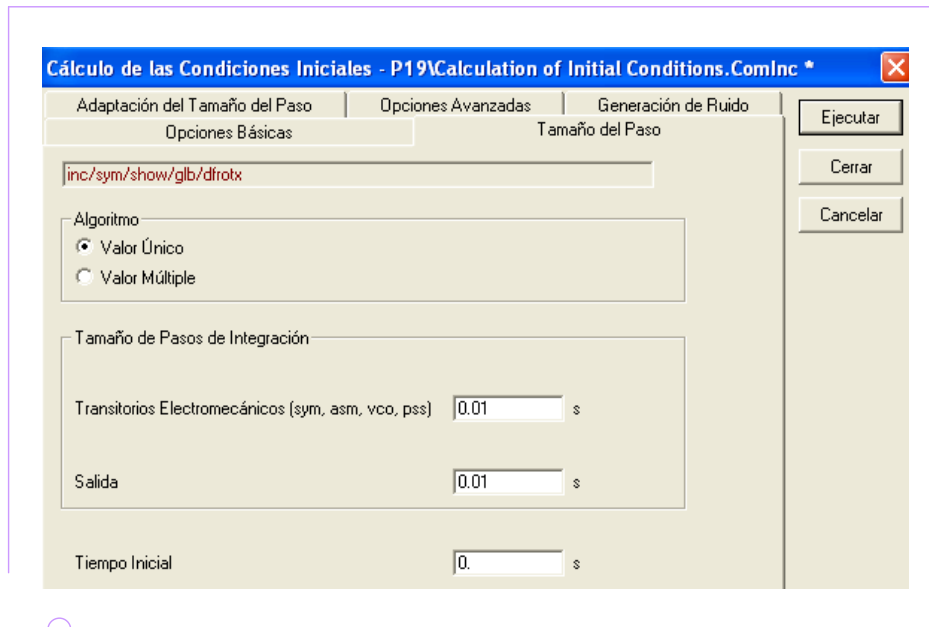
Fuente: DlgSILENT Power Factory 13.1

Gráfico 4.73 Ventana cálculo de condiciones iniciales, opciones básicas

En el Gráfico 4.74 se muestra la ventana correspondiente a la pestaña *Tamaño del Paso*, donde se colocan los ajustes mostrados:

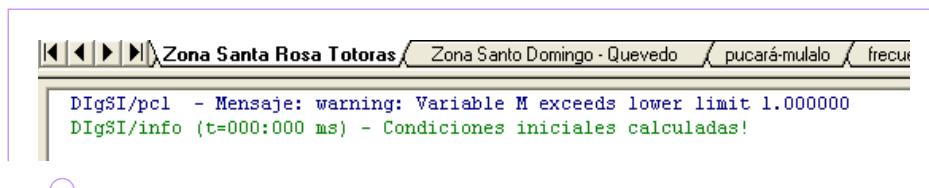
- ⊕ Algoritmo: “valor único”,
- ⊕ Tamaño de pasos de integración,
 - Transitorios electromecánicos: 0,01 [seg]
 - Salida: 0,01 [seg]
- ⊕ Tiempo inicial: 0,00 [seg].

Finalmente, luego de calcular las condiciones iniciales en la ventana de dialogo (ubicada en la parte inferior de la ventana principal del programa) aparece un mensaje de confirmación, *condiciones iniciales calculadas*, ver Gráfico 4.75.



Fuente: DlgSILENT Power Factory 13.1

Gráfico 4.74 Ventana cálculo de condiciones iniciales, tamaño del paso

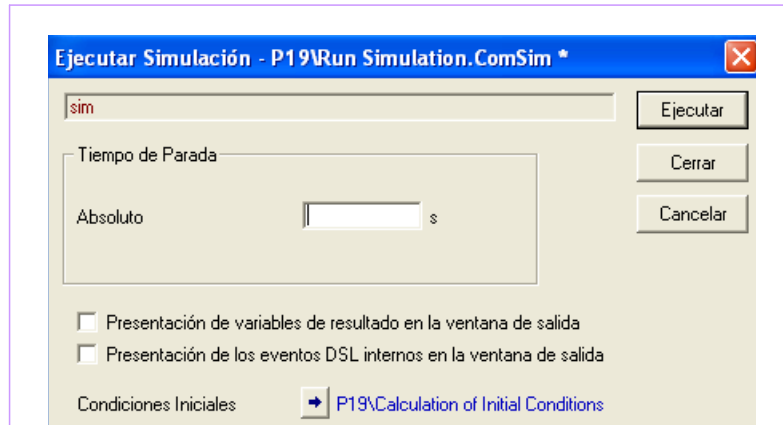


Fuente: DlgSILENT Power Factory 13.1

Gráfico 4.75 Ventana chequeo de condiciones iniciales calculadas

Iniciar simulación

Solo después de calcular condiciones iniciales el programa está listo para iniciar la simulación, para lo cual se da “clic” sobre el icono “Iniciar Simulación”, ver Gráfico 4.31, y en la ventana que posteriormente aparece colocamos el tiempo deseado para el desarrollo de la simulación y los ajustes según se muestra en el Gráfico 4.76.



Fuente: DIgSILENT Power Factory 13.1

Gráfico 4.76 Ventana ejecutar simulación

CAPÍTULO 5

OBTENCIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

Después de la descripción, en el Capítulo 4, del manual de usuario del programa utilizado en el desarrollo del presente proyecto de titulación, se muestra a continuación el procedimiento general para la obtención de resultados y análisis de los mismos.

Posteriormente se realiza el mismo análisis para el caso de la línea de transmisión Santa Rosa-Vicentina, el cual dará la pauta para el análisis del resto de líneas de transmisión.

Finalmente se elabora un cuadro en el cual se muestran los resultados obtenidos en el ANÁLISIS DE TIEMPOS DE RECIERRE PARA LÍNEAS DE 138 kV DEL SNT.

Cabe recalcar que el presente capítulo hace referencia a los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad presentados en el Capítulo 3, tomando muy en cuenta los niveles de voltaje y frecuencia para asegurar de esta manera el correcto funcionamiento de SNI.

5.1 PROCEDIMIENTO

Desde su inicio hasta el final, se muestra detalladamente, los pasos a seguir para obtener los resultados deseados en todas las líneas de transmisión de 138 [kV] a ser analizadas.

5.1.1 CÁLCULO DE FLUJOS DE POTENCIA

El objetivo del cálculo de flujos de potencia es lograr la convergencia de flujos, puesto que ciertos parámetros eléctricos del sistema interconectado (generación, carga) no son cargados completamente desde el RANGER hacia las bases de datos correspondientes a los escenarios hidrológicos antes mencionados, por tal motivo se requiere de una breve revisión, por parte del usuario, de los datos correspondientes al despacho de generación y al despacho de carga. Esta revisión de datos se la hace con respecto a los despachos reales “expost” de generación y carga emitidos por el CENACE. Del mismo modo y para una correcta simulación de los casos de estudio se deben revisar los parámetros de transformadores (taps) y al mismo tiempo se debe chequear el estado de conexión de los bancos de capacitores y reactores para cada uno de los escenarios planteados.

Una vez importados los datos correspondientes a los escenarios hidrológicos (seco y lluvioso), se calculan flujos de potencia para los tres tipos de demanda en los dos escenarios.

Para modelar la demanda del Sistema Ecuatoriano se realiza una división de clases, utilizando una división de la variable por tipo de día:

⊕ Día laboral

➤ Lunes, con horarios de demanda:

Pico	(de 18H30 a 21H00),
Media	(de 09H00 a 18H30 y de 21H00 a 23H00),
Resto	(de 06H00 a 09H00 y de 23H00 a 24H00), y
Valle	(de 01H00 a 06H00).

➤ Martes a Viernes, con horarios de demanda:

Pico	(de 18H30 a 21H00),
Media	(de 08H30 a 18H30 y de 21H00 a 23H00),
Resto	(de 05H30 a 08H30 y de 23H00 a 24H00), y
Valle	(de 01H00 a 05H30).

- ⊕ Día semi-laboral
 - Sábado, con horarios de demanda:
 - Pico (de 18H30 a 22H00),
 - Media (de 09H00 a 15H00, de 17H00 a 18H30) y de 22H00 a 24H00), y
 - Valle (de 01H00 a 09H00 y de 15H00 a 17H00).
- ⊕ Día no-laboral
 - Domingo, con horarios de demanda:
 - Pico (de 18H30 a 22H00), y
 - Valle (de 01H00 a 18H30 y de 22H00 a 24H00).

Esta clasificación se muestra en el Gráfico 5.77.

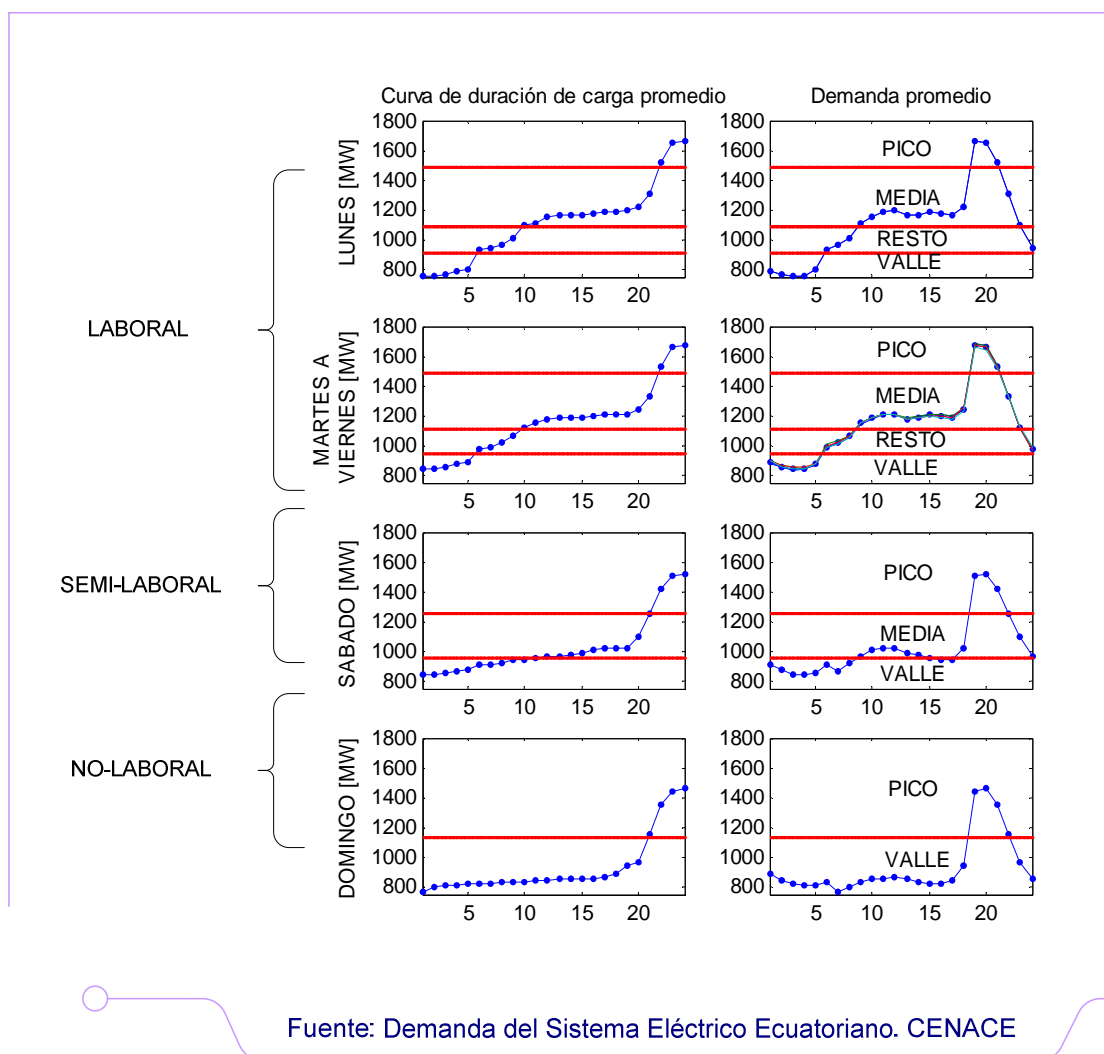


Gráfico 5.77 Demanda del sistema eléctrico ecuatoriano

Donde, los tiempos representativos de cada tipo de demanda son: pico (19H30), media (12H00) y valle (03H00).

Con estos antecedentes el Gráfico 5.78 muestra el procedimiento a seguir para calcular flujos de potencia.

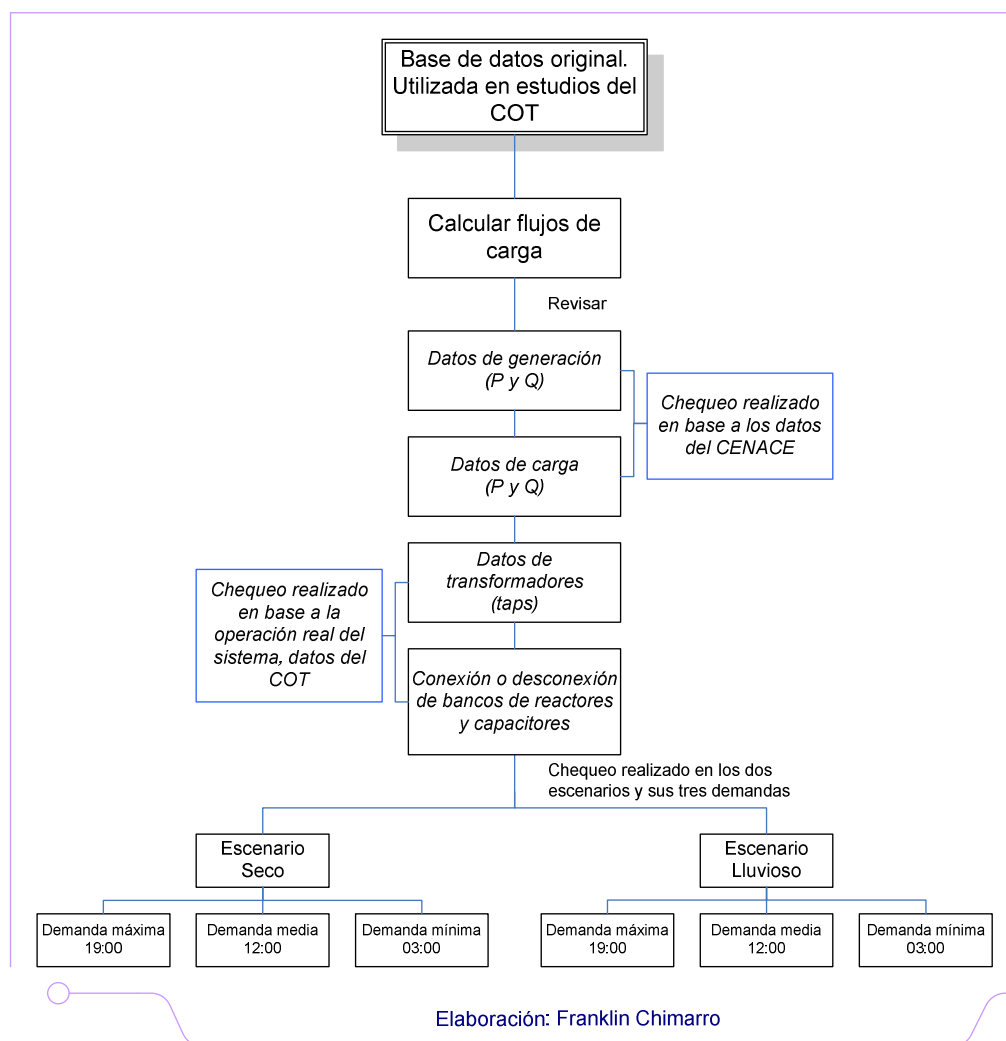


Gráfico 5.78 Procedimiento para el cálculo de flujos de potencia

Una vez calculado los flujos de potencia tabulamos los datos correspondientes a condiciones de prefalla los cuales nos servirán para determinar parámetros eléctricos antes de darse la contingencia descrita (falla monofásica transitoria).

Los datos que se tabulan pertenecen a los escenarios seco/lluvioso, para sus tres demandas representativas y son los siguientes:

- ⊕ U: voltaje [pu] presente en las barras de la línea de transmisión analizada,
- ⊕ δ : ángulo de fase [°] presente en las barras de la línea de transmisión analizada,
- ⊕ P: potencia activa [MW] de la línea de transmisión y fueron tomados de sus dos terminales para verificar las pérdidas propias de la línea,
- ⊕ Q: potencia reactiva [MVar] de la línea de transmisión y fueron tomados de sus dos terminales para verificar las pérdidas propias de la línea,
- ⊕ S: potencia aparente en [MVA] de la línea de transmisión y fueron tomados de sus dos terminales,
- ⊕ Cargabilidad: cargabilidad de la línea de transmisión [%], y
- ⊕ Flujo inicial: dirección del flujo inicial de potencia.

Cabe mencionar que los datos de P, Q, S y Cargabilidad se toman únicamente de las líneas de transmisión donde se analiza la falla transitoria.

5.1.2 ANÁLISIS DE CASOS CRÍTICOS

Para la primera parte (análisis del caso crítico, con respecto a los valores de voltaje y frecuencia) se realiza la siguiente secuencia de eventos, ver Gráfico 5.79:

- ⊕ Al tiempo $t = 1$ [s] se da un evento de cortocircuito monofásico. La falla se realiza a este tiempo para visualizar las condiciones iniciales del sistema, y
- ⊕ Al tiempo $t = 1,110$ [s] se despeja el cortocircuito y se abren los disyuntores, cuyo objetivo es aislar el elemento fallado.

Donde:

- ⊕ e_cortocircuito: se produce una falla monofásica,

- ⊕ e_apertura S1: apertura del disyuntor del extremo i de la línea de transmisión,
- ⊕ e_apertura S2: apertura del disyuntor del extremo j de la línea de transmisión, y
- ⊕ e_despejar cortocircuito: despeje de la falla monofásica.

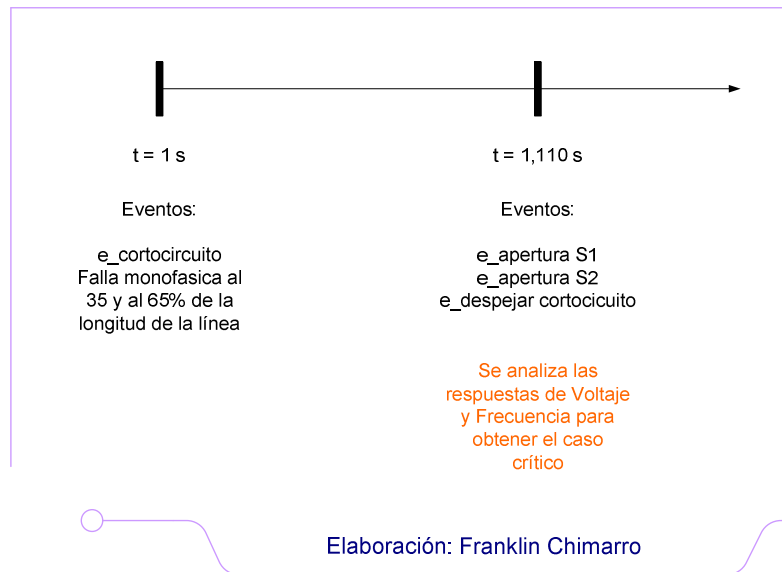


Gráfico 5.79 Secuencia de realización de eventos, caso crítico

Estos eventos se realizan para las líneas de 138 [kV] que se muestran en el Cuadro 1.1, tanto para una falla al 35 y 65% de la longitud total de la línea.

Se escogieron dichos porcentajes de longitud de línea, ya que el análisis que se plantea es un estudio de recierres en zona uno, garantizando que la falla monofásica esté siempre en zona uno. Además con los valores de 35% y 65% se simulan fallas cerca de las subestaciones (S/E) para chequear su comportamiento en cuanto a niveles de voltaje, transferencias de potencia y sobrecargas en los transformadores.

El programa permite escoger el porcentaje de falla, pero no permite escoger cual de las dos barras es la de referencia, ya que este se encarga de dar la referencia automáticamente de acuerdo al flujo de potencia presente en ese instante. Esto es, si el flujo de potencia es de la barra *A* hacia la barra *B*, entonces la referencia esta en la barra *A* (relé *J*) y los porcentajes de falla son los que se

muestran en el Gráfico 5.80 en color rojo, en cambio si el flujo de potencia es de la barra *B* hacia la barra *A*, entonces la referencia está en la barra *B* (relé *K*) y los porcentajes de falla son los que se muestran en el Gráfico 5.80 en color azul. Como se puede ver en el Gráfico 5.80, los porcentajes de longitud de falla tanto para cuando se tiene la referencia en la barra *B* como para cuando se tiene la referencia en la barra *A* son complementarios, con lo que se garantiza la realización de un análisis de fallas igual para una línea de transmisión.

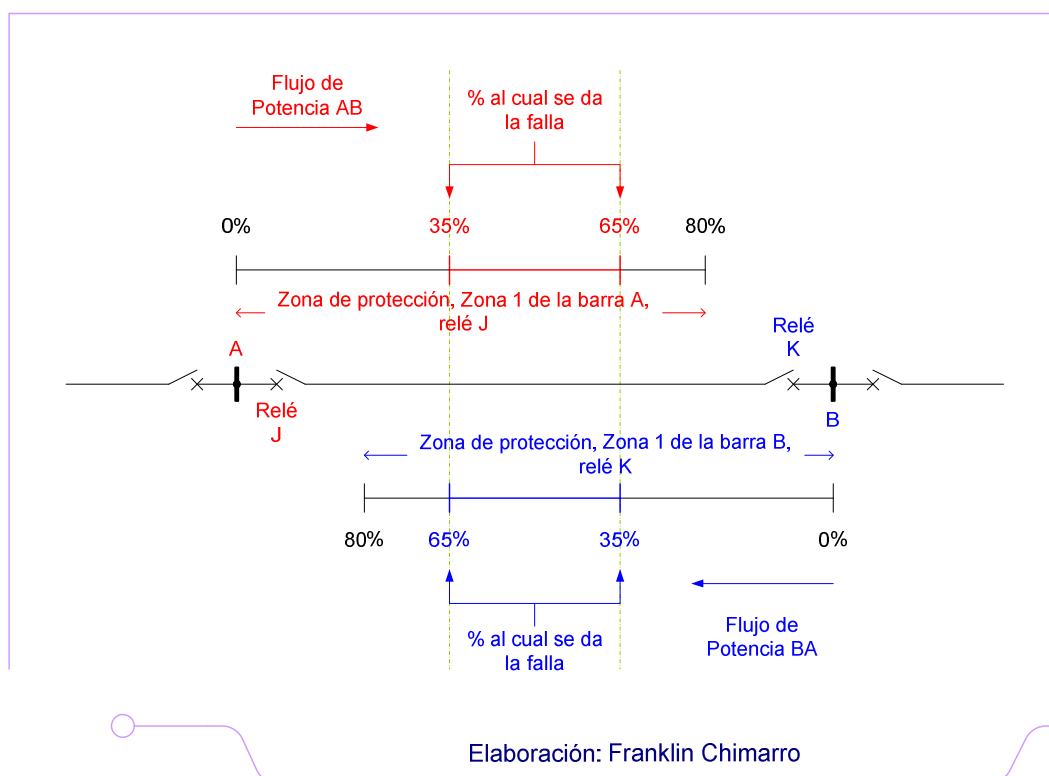


Gráfico 5.80 Porcentajes de localización de la falla

Entonces, el análisis del caso crítico no es otra cosa que, analizar a todas las líneas de transmisión, para los escenarios seco y lluvioso, para los tres tipos de demanda, tanto para una falla al 65% como al 35% de la longitud de la línea. De esta manera se obtienen datos de frecuencia y voltaje, los cuales nos dirán en que caso se tiene el más crítico y en base al cual se realizará el estudio de los tiempos de recierre.

Luego de haber realizado las simulaciones para cada una de las líneas de transmisión y con los casos descritos anteriormente se obtienen gráficas que

corresponden a las respuestas de frecuencia y voltaje correspondientes a las barras de la línea de transmisión fallada.

Para la tabulación de datos se toma en cuenta los niveles más bajos de frecuencia y voltaje. A continuación, en los Gráficos 5.5 y 5.6, se muestran los ejemplos de respuestas de frecuencia y voltaje respectivamente, en base a los cuales se realizará el análisis del resto de líneas de transmisión.

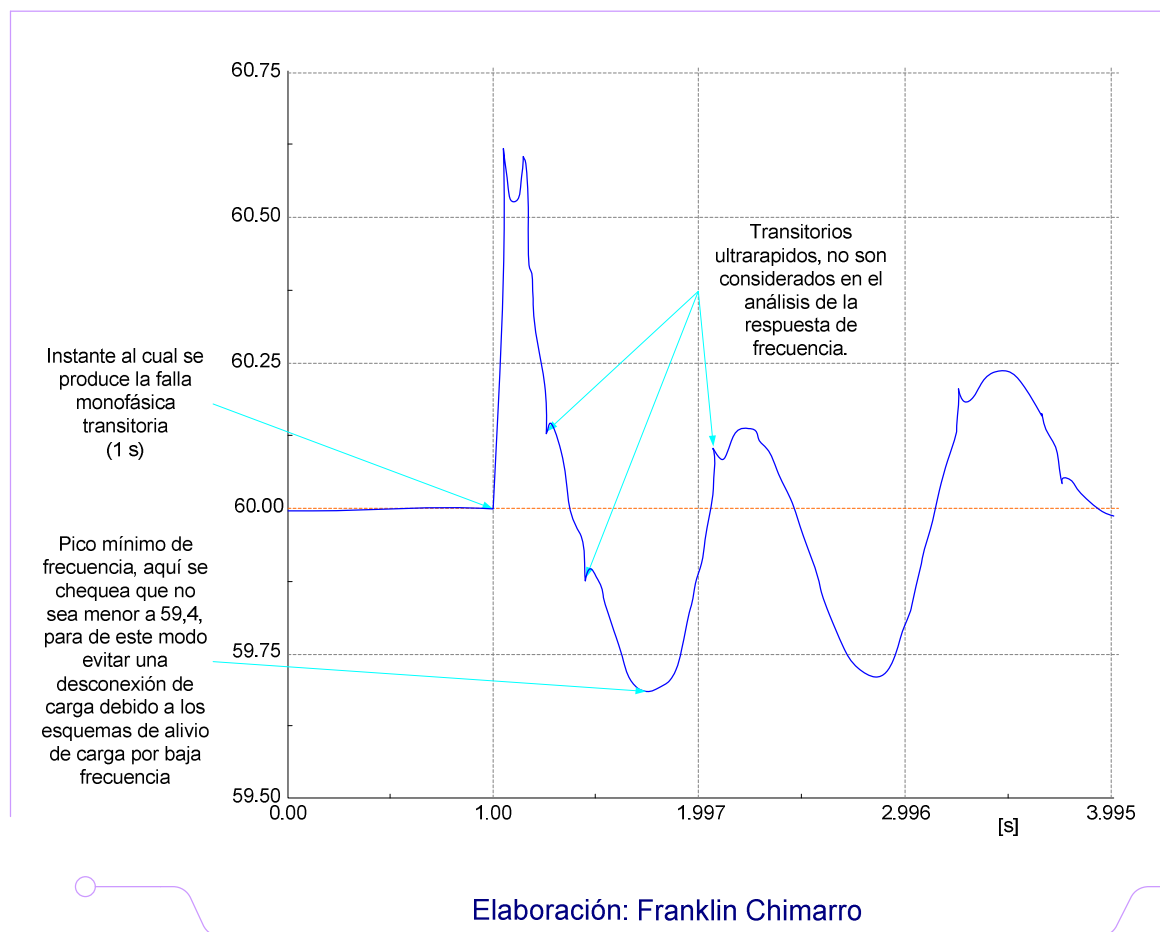


Gráfico 5.81 Ejemplo general del análisis de frecuencia, después del despeje de una falla

En el Gráfico 5.81 se hace referencia al análisis de la respuesta de frecuencia (después del despeje de la falla) en el cual se considera los siguientes puntos:

- ⊕ Instante al cual se produce la falla: al 1 [s],
- ⊕ Pico mínimo de frecuencia: este dato nos da la pauta para escoger el caso más crítico por frecuencia, de preferencia este valor debe ser

mayor a 59,4 [Hz] para evitar la actuación de los esquemas de alivio de carga por baja frecuencia, y

- ⊕ Picos transitorios: en las respuestas de frecuencia normalmente aparecen ciertos picos pertenecientes a transitorios denominados ultrarrápidos, los cuales no serán tomados en cuenta ya que no intervienen de forma directa en el análisis debido a que la actuación de los relés de protección está condicionada por tiempos de hasta 20 [ms] y dichos transitorios no sobrepasan el tiempo mencionado.

El Gráfico 5.82 hace referencia al análisis de la respuesta de voltaje (después del despeje de la falla) en el cual se considera los siguientes puntos:

- ⊕ Instante al cual se produce la falla: al 1 [s],
- ⊕ Instante al cual se produce el despeje de la falla: al 1,110 [s], y
- ⊕ Pico mínimo y máximo de voltaje: este dato sirve para chequearlo con los límites establecidos en el Procedimiento de Despacho y Operación.

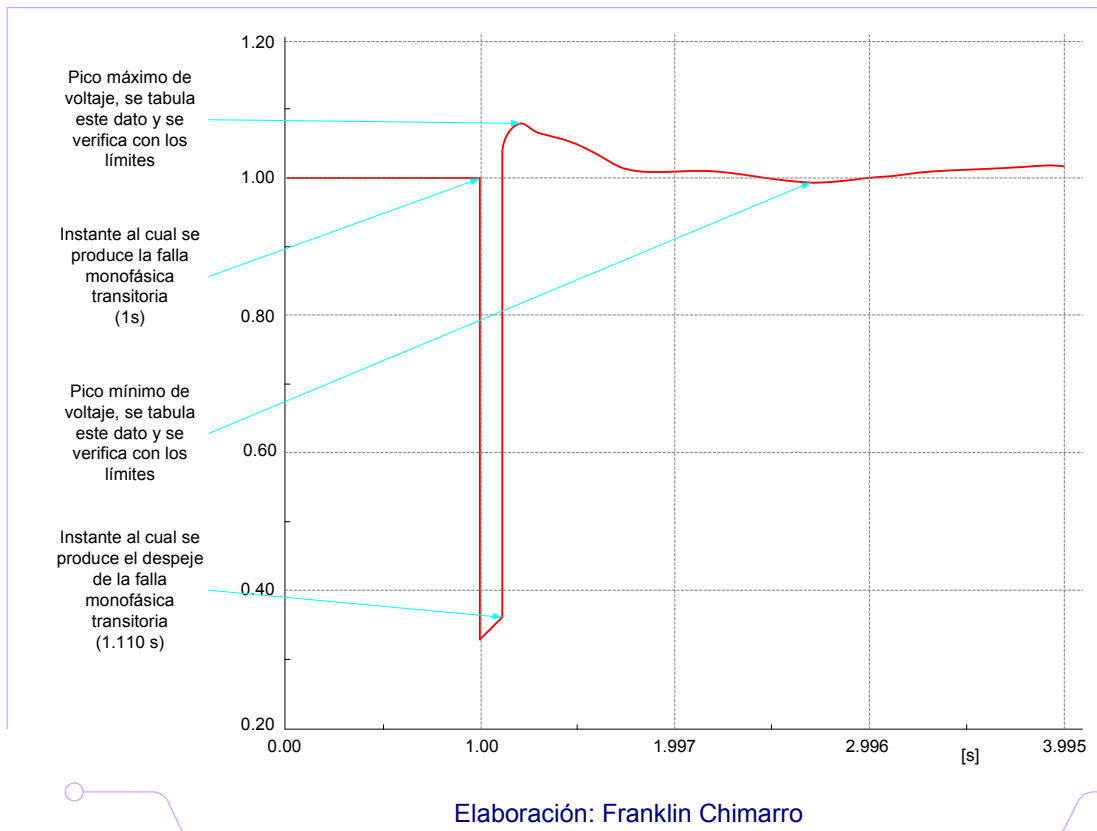


Gráfico 5.82 Ejemplo general del análisis de voltaje, después del despeje de la falla

Una vez realizado el procedimiento descrito hasta este punto y para las líneas de transmisión en cuestión, se tabulan los datos correspondientes a:

- ⊕ Línea: nombre de la línea de transmisión analizada,
- ⊕ Circuitos: número de circuitos de la línea de transmisión (doble o simple circuito),
- ⊕ Escenario: tipo de escenario hidrológico (seco o lluvioso),
- ⊕ Demanda: hora de demanda (pico, media y valle),
- ⊕ Porcentaje de falla: porcentaje de longitud de la línea al cual se produjo la falla (35% o 65%),
- ⊕ Nomenclatura de la barra: nomenclatura de las barra que conforman la línea de transmisión,
- ⊕ Terminal: Identificación de los terminales de las barras (los terminales pueden ser i o j),
- ⊕ Voltaje con línea abierta después de la falla: voltaje [pu] en las barras de la línea analizada, tomado después de haberse producido el despeje de la falla y con la línea fuera de servicio (O/S), y
- ⊕ Frecuencia con línea abierta después de la falla: frecuencia [Hz] en las barras de la línea analizada, tomada después de haberse producido el despeje de la falla y con la línea fuera de servicio (O/S).

La tabulación de los datos descritos arriba se la realiza en la tabla mostrada en el Anexo 4.

Después de tabulados los datos se procede a escoger la lista correspondiente a líneas de transmisión con las condiciones más críticas de voltaje y frecuencia. Es decir el análisis de frecuencia se hará en la barra donde exista menores valores de frecuencia, ya que la frecuencia es la variable de mayor importancia en el análisis de estabilidad.

Si la frecuencia está por debajo de 59,4 [Hz] comienzan a actuar los esquemas de alivio de carga por baja frecuencia, de los que se habló en el Capítulo 3. Del

mismo modo y aprovechando estos datos, el cierre del primer extremo se realizará en la barra donde haya el menor voltaje.

5.1.3 ANÁLISIS DEL TIEMPO MUERTO

Posteriormente se procede con el análisis del tiempo muerto, para lo cual se simula un evento de cierre en un extremo de la línea de transmisión con presencia de falla, es decir la falla no fue despejada. El objetivo de esto es determinar si el tiempo muerto escogido es el correcto.

Para este análisis únicamente se escoge a la barra con menor voltaje para dar el cierre en falla.

Para determinar el tiempo muerto, se realizó un análisis de sensibilidad considerando valores de 150, 250, 350 y 400 [ms] con los que se trata de determinar el tiempo muerto para el cual existen menos oscilaciones en las respuestas de voltaje y frecuencia.

De acuerdo a lo mostrado en el Cuadro 3.1 se tiene una banda para dicho tiempo, por un lado está el límite inferior dado por el tiempo calculado con la fórmula 3.1 el cual es de 241,7 [ms] (\approx 250 [ms]) y por otro lado está el límite superior tomado del manual da ALSTOM el cual es de 320 [ms] (\approx 350 [ms]).

El tiempo de 150 [ms] se lo utiliza para chequear que cuando se toma valores inferiores al de 250 [ms] se presentan mayores oscilaciones en las respuestas de voltaje y frecuencia y el tiempo de 400 [ms] se lo utiliza en el caso de que los 350 [ms] no sean los necesarios requeridos para la extinción del arco eléctrico.

Entonces, el procedimiento dado hasta ahora se resume en el Gráfico 5.83.

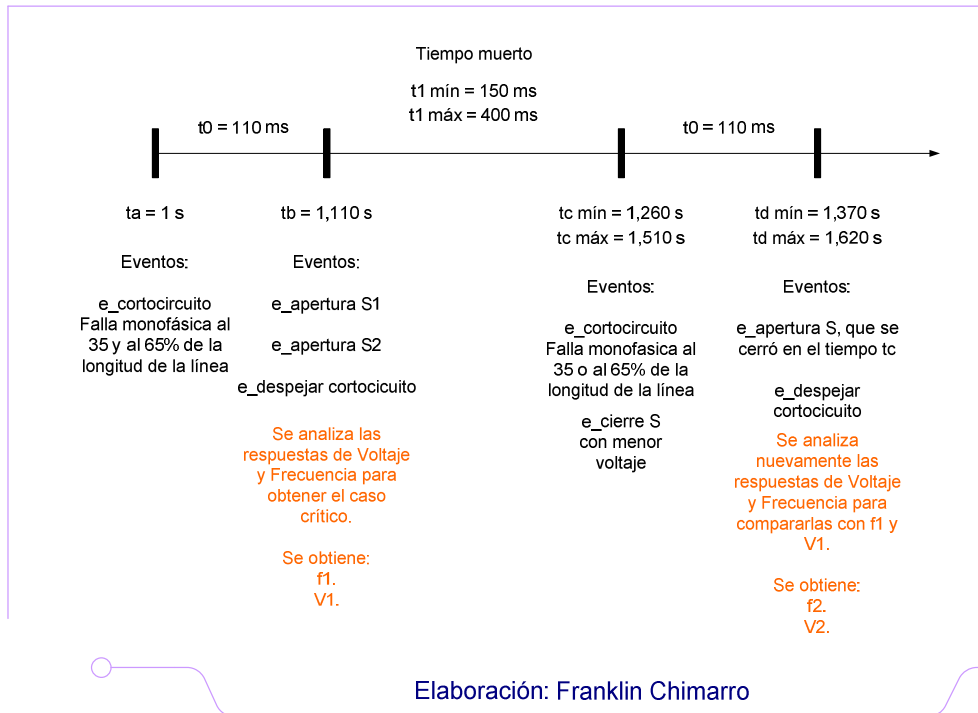


Gráfico 5.83 Secuencia de realización de eventos, cierre en falla

En el Gráfico 5.83 se muestran los tiempos que se detallan a continuación:

- ⊕ $t_a = 1 \text{ [s]}$: tiempo al cual se produce la falla monofásica,
- ⊕ $t_b = 1,110 \text{ [s]}$: tiempo al cual se despeja la falla monofásica y se abren los disyuntores para aislar el elemento fallado,
- ⊕ $t_c = 1,260 \text{ [s]}$ o $1,510 \text{ [s]}$: este tiempo depende del tiempo muerto escogido en el análisis de sensibilidad (150, 250, 350 y 400 [ms]) y aquí se produce el cierre del extremo de la línea de menor voltaje con presencia de una falla permanente en la línea de transmisión analizada,
- ⊕ $t_d = 1,370 \text{ [s]}$ o $1,620 \text{ [s]}$: 110 [ms] después de haberse dado el cierre en falla, la falla es despejada con la debida apertura del extremo cerrado en el tiempo t_c .

Luego de volver a despejar la falla se analizan las graficas de frecuencia para los tiempos mostrados en el análisis de sensibilidad y se determina a cual de estos tiempos la frecuencia presenta una mejor respuesta. Lo que se quiere lograr es que la respuesta de frecuencia f_2 tenga menos oscilaciones que la respuesta de frecuencia f_1 .

De este modo es como se estudió diferentes casos para escoger un tiempo muerto ideal, tomando en cuenta los datos de voltaje y frecuencia. Considerando los datos de frecuencia para verificar que no existe la actuación de los esquemas de alivio de carga.

Cabe recalcar que este análisis debe ser realizado para todas las líneas de transmisión consideradas en este proyecto de titulación.

Una vez realizado el procedimiento descrito hasta este punto, en el Anexo 4 se tabulan los datos correspondientes a:

- ⊕ Primer cierre: barra en la cual se da el primer cierre, considerando a la barra que tenga menor voltaje (efecto capacitivo),
- ⊕ Análisis de frecuencia: barra en la cual se analiza la frecuencia, considerando la barra que tenga el caso más crítico de frecuencia (esquemas de alivio de carga),
- ⊕ Tiempo de despeje de falla: se asumió para todas las líneas un despeje de falla de 110 [ms], y
- ⊕ Tiempo del primer cierre: tiempo al cual debería darse el primer cierre, analizando los diferentes valores de tiempos de desionización del arco eléctrico.

5.1.4 ANÁLISIS DE UN EVENTO COMPLETO DE RECIERRE

Previo a este análisis, primero tenemos que escoger a que lado de la línea se va a realizar el primer cierre. El criterio es simple y se escogerá a la barra con menor voltaje.

Pero, ¿por qué se elige a la barra con menor voltaje para realizar el primer cierre?

La explicación es sencilla: se tienen los voltajes en las barras, correspondientes a una línea fuera de servicio (O/S). En la barra *A*, se tiene un voltaje de 0,99 [pu] y en la barra *B*, se tiene un voltaje de 1,03 [pu], ver Gráfico 5.84.

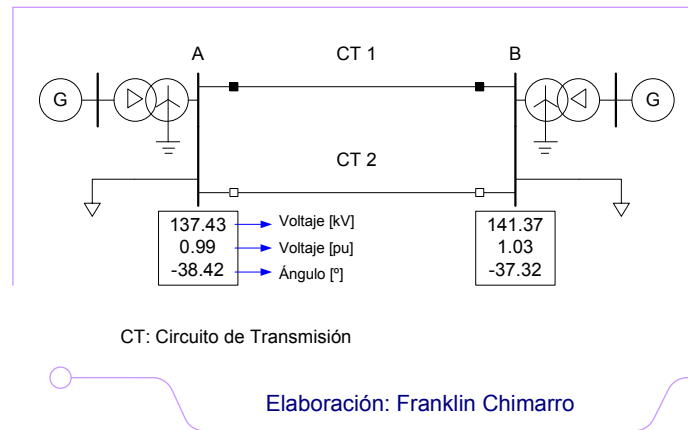


Gráfico 5.84 Voltaje presente en las barras con un circuito de transmisión O/S

Entonces se cierra primero el disyuntor de la barra *A* (lado de menor voltaje 0,99 [pu]), ya que gracias al efecto capacitivo, propio de una línea de transmisión, el voltaje presente en el extremo de la línea opuesto al de la barra cerrada inicialmente, va a incrementarse (1,02 [pu]) y de esta manera se consigue que el voltaje de la barra *B* y el extremo de la línea en esa misma barra sean similares o al menos que la diferencia de voltajes sea la menor, como se explica en el Gráfico 5.85.

Finalmente se cierra el extremo restante considerando la sincronización tanto en voltaje como en ángulo del extremo restante de la línea con los de la barra.

Al hablar de los valores de sincronización tanto de voltaje como de ángulo se conoce que el voltaje debe tener un rango de variación de $\pm 10\%$ (estos es 0,1 [pu]) y la variación de ángulo no debe ser mayor a 25 [°] para de este modo poder sincronizar con éxito. Dichos valores son tomados debido a que en TRANSELECTRIC se maneja estos estándares para la calibración de los relés de protección. Adicionalmente, al tomar una diferencia angular ≤ 25 [°] antes de dar el segundo cierre, se garantiza que la transferencia de potencia activa (*P*) no sea

brusca, de modo que este es el máximo ángulo para cierre en condiciones normales.

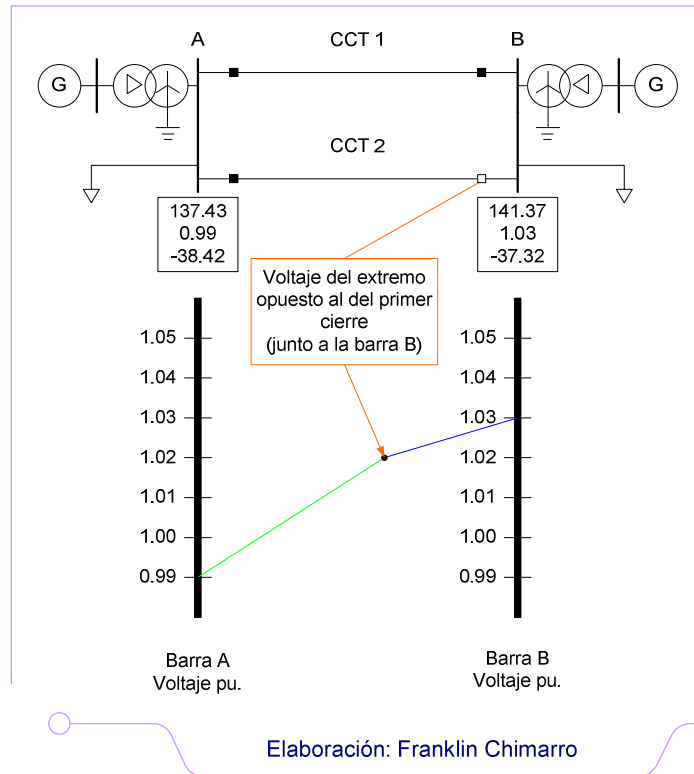


Gráfico 5.85 Ejemplo del efecto capacitivo de una línea de transmisión

Entonces el tiempo al cual se debe dar el segundo cierre únicamente depende del tiempo requerido para que los valores de voltaje y ángulo estén dentro de los límites antes mencionados.

5.1.5 CÁLCULO DEL TIEMPO DE ESTABILIZACIÓN

Por último, después de haberse comprobado que el tiempo muerto escogido fue el correcto y que el tiempo en el cual debe darse el segundo cierre es el necesario para que tanto voltajes como ángulos estén dentro de los límites establecidos, se muestra en el Gráfico 5.86 la secuencia de eventos utilizada para obtener los tiempos de estabilización que conjuntamente con los tiempos antes calculados presentan de manera general la aplicación de un esquema de recierres sobre líneas de transmisión de 138 [kV].

Del mismo modo se muestra el ejemplo de una gráfica de frecuencia en la cual se realizó todo el análisis hasta ahora descrito, ver Gráfico 5.87, y en base al cual se debe realizar el análisis de las líneas de transmisión escogidas.

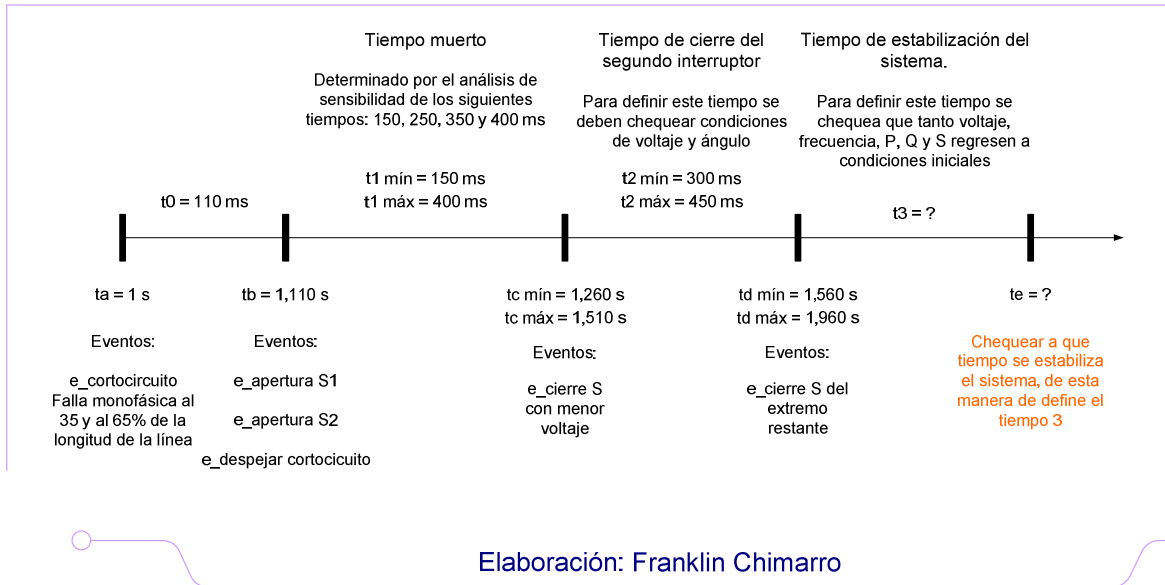


Gráfico 5.86 Secuencia de realización de eventos, tiempo de estabilización

En el Gráfico 5.86 se incluyen los tiempos para el cálculo del tiempo de estabilización y se detallan continuación:

- ⊕ $t_d = 1,560$ [s] o $1,960$ [s]: tiempo al cual se produce el cierre del extremo restante. Aquí se chequea los límites de voltaje y ángulo descritos anteriormente y se garantiza, de acuerdo al estudio realizado, que con un tiempo entre 300 [ms] y 450 [ms] las diferencias de voltaje y ángulo están dentro de los límites establecidos, y
- ⊕ $t_e = ?$: tiempo al cual el sistema regresa a condiciones de prefalla. Para definir este tiempo se analizan las gráficas correspondientes a voltajes, frecuencias y potencias (P y Q).

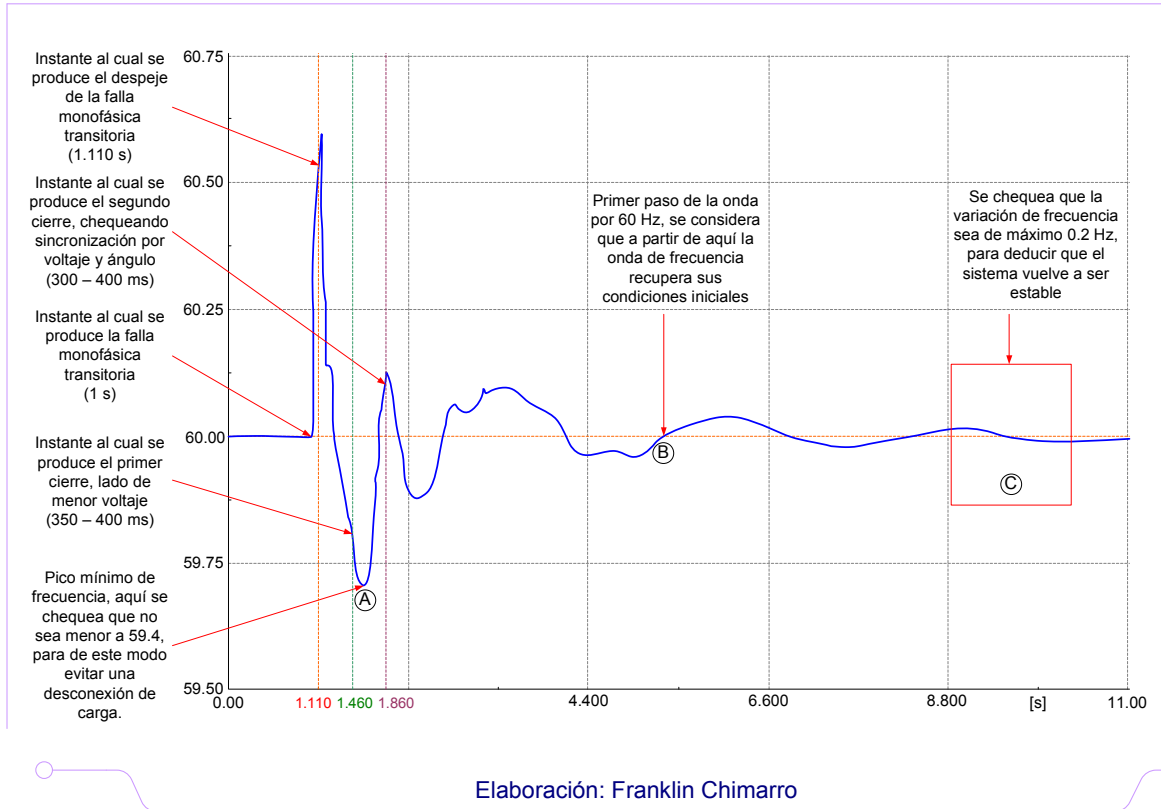


Gráfico 5.87 Ejemplo del análisis completo de una respuesta de frecuencia

En el Gráfico 5.87 se hace referencia al análisis completo de la respuesta de frecuencia en el cual se considera los siguientes puntos:

- ⊕ Pico mínimo de frecuencia (A): de preferencia este valor debe ser mayor a 59,4 [Hz] para evitar la actuación de los esquemas de alivio de carga por baja frecuencia,
- ⊕ Instante al cual la onda de frecuencia hace su paso por la frecuencia de prefalla 60 [Hz] (B): a partir de aquí se considera que la respuesta de frecuencia retoma sus valores prefalla, y
- ⊕ Finalmente (C), es el instante en el cual se verifica que la diferencia de frecuencia entre el valor máximo y el valor mínimo no sea mayor a $\pm 0,2$ [Hz].

Adicionalmente, se enlistan los valores que se deben tabular para completar los datos del Anexo 4.

- ⊕ Tiempo del segundo cierre: corresponde al tiempo en el cual se cierra el extremo de la línea faltante, considerando para esto los límites tanto de voltaje como de ángulo,
- ⊕ Diferencia angular en el segundo cierre: es la diferencia de ángulo presente antes del segundo cierre, este valor es el que no debe exceder los 25 [°],
- ⊕ Diferencia de voltaje en el segundo cierre: es la diferencia de voltaje presente antes del segundo cierre, este valor es el que no debe exceder al 10% del voltaje analizado (138 [kV]) y sus unidades están en [pu],
- ⊕ Tiempo de estabilización: es el tiempo en el cual las respuestas de frecuencia, voltaje, potencia y ángulo empiezan el proceso de recuperación de sus condiciones iniciales, y
- ⊕ Tiempo final: es el tiempo que duro toda la simulación desde que se produjo la falla en la línea de transmisión.

5.2 CASO DE ESTUDIO

Después de haber visto el procedimiento para realizar el análisis y obtención de resultados de una manera muy general, se presenta a continuación el estudio de un caso cuyo objetivo es dar una guía para el estudio del resto de líneas de transmisión.

La línea de transmisión escogida para dicho estudio fue la línea Santa Rosa-Vicentina. Esta línea de transmisión es de un solo circuito y está ubicada en la Zona Santa Rosa-Totoras.

5.2.1 ÁLISIS DEL FLUJO DE POTENCIA,

Antes de empezar con el análisis del caso crítico es conveniente presentar los resultados de los condiciones prefalla correspondientes a los valores de voltaje,

ángulo y potencias (P, Q, y S) de la línea de transmisión Santa Rosa-Vicentina, para los escenarios hidrológicos seco y lluvioso y para sus tres demandas representativas, ver Cuadro 5.7.

Cuadro 5.7 Datos prefalla de la línea de transmisión Santa Rosa-Vicentina

Línea de Transmisión	Número de circuitos	Nomenclatura	Escenario Hidrológico	Hora de demanda	Barra	Voltaje [pu]	Angulo [°]	P [MW]	Q [MVar]	S [MVA]
Santa Rosa Vicentina	UNO	ROS1-VIC	Lluvioso	Alta 19:00	Santa Rosa	1,00	-46,97	66,41	20,14	69,40
					Vicentina	0,96	-48,69	-65,78	-18,93	68,45
				Media 12:00	Santa Rosa	1,02	-37,32	43,64	23,71	49,66
					Vicentina	1,00	-38,32	-43,32	-23,75	49,40
				Baja 03:00	Santa Rosa	1,02	4,83	21,33	18,92	28,51
					Vicentina	1,00	4,40	-21,22	-19,72	28,97
			Seco	Alta 19:00	Santa Rosa	1,00	-58,52	48,96	21,17	53,34
					Vicentina	0,98	-59,72	-48,59	-20,94	52,91
				Media 12:00	Santa Rosa	0,99	-63,04	75,13	16,86	77,00
					Vicentina	0,97	-65,08	-74,33	-15,02	75,83
				Baja 03:00	Santa Rosa	1,01	-58,68	30,81	7,01	31,60
					Vicentina	1,00	-59,48	-30,68	-7,70	31,63

Adicionalmente el Gráfico 5.88 muestra los flujos de potencia de la línea de transmisión Santa Rosa-Vicentina para el escenario hidrológico lluvioso y demanda alta.

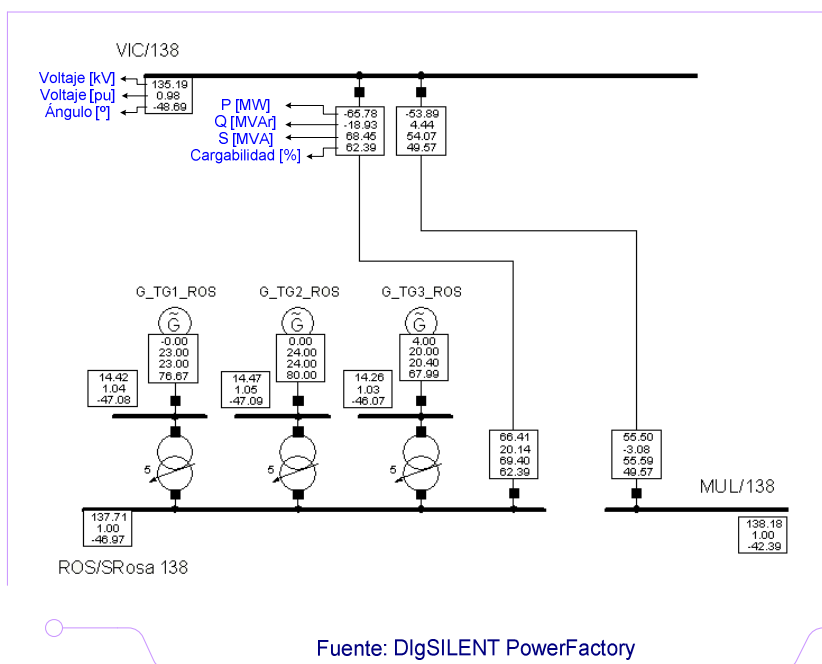


Gráfico 5.88 Flujos de potencia de la línea de transmisión Santa Rosa-Vicentina, escenario lluvioso, demanda alta

5.2.2 ESTUDIO DEL CASO CRÍTICO

Una vez calculados flujos de potencia y condiciones iniciales se procede con la simulación de los eventos descritos anteriormente para determinar en que escenario, a que hora de demanda y a que porcentaje de localización de la falla se produce el caso más crítico.

El siguiente paso es obtener las gráficas de voltaje y frecuencia en base a las cuales se analizan los valores mínimos de voltaje y frecuencia.

Además, un ejemplo del análisis de los gráficos de frecuencia en las barras Vicentina y Santa Rosa de la línea de transmisión Santa Rosa-Vicentina se muestra en los Gráficos 5.13 y 5.14 respectivamente.

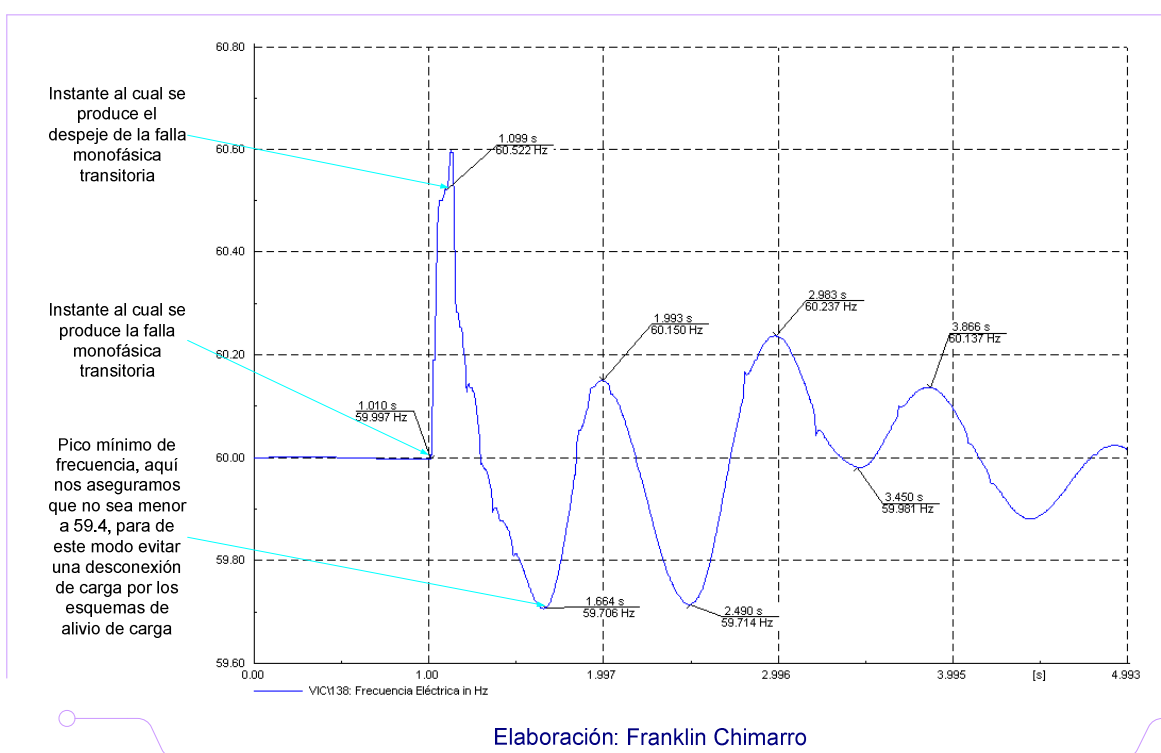


Gráfico 5.89 Análisis de frecuencia en la barra Vicentina después del despeje de una falla

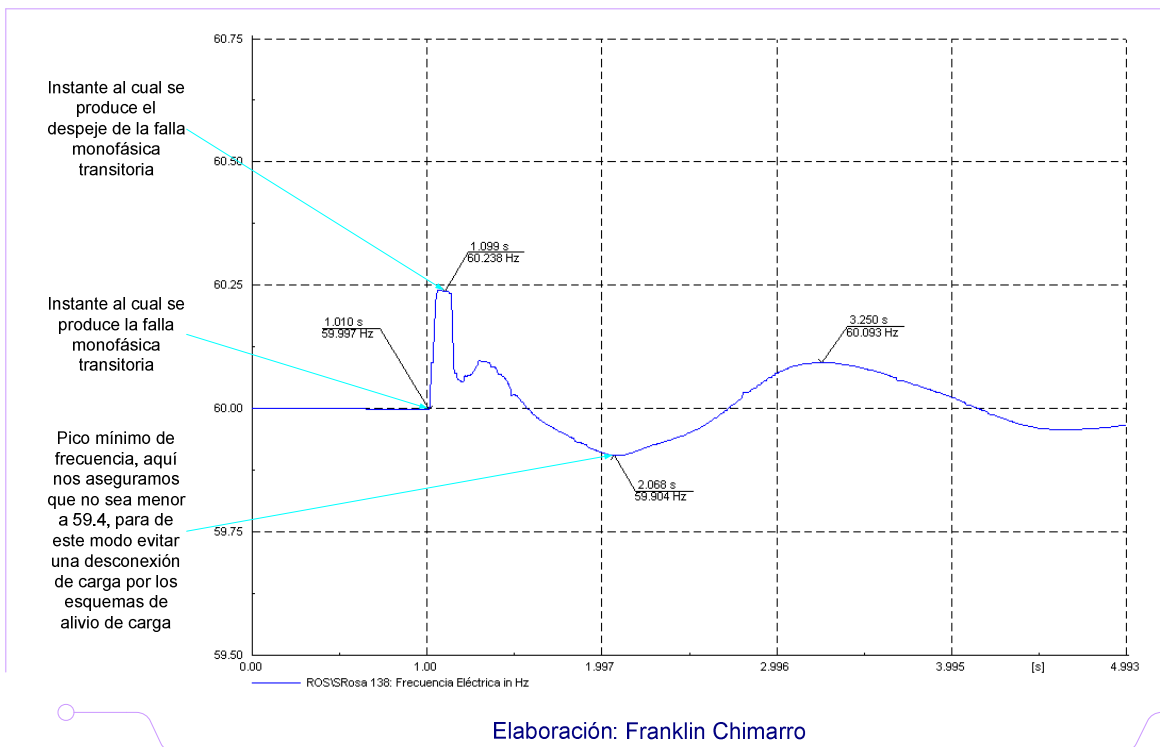


Gráfico 5.90 Análisis de frecuencia en la barra Santa Rosa después del despeje de una falla

Luego se registran los picos mínimos de las respuestas de frecuencia presentes en los Gráficos 5.13 y 5.14, dando como resultado el Cuadro 5.8 correspondiente al análisis del caso crítico de la línea de transmisión Santa Rosa-Vicentina.

Cuadro 5.8 Registro de datos de voltaje y frecuencia de la línea de transmisión Santa Rosa-Vicentina para determinar caso crítico

LÍNEA	NUMERO CIRCUITOS	CODIGO	ESCENARIO	DEMANDA	PORCENTAJE DE FALLA	VOLTAJE EN LA BARRA		FRECUENCIA EN LA BARRA
Santa Rosa Vicentina	UNO	ROS1-VIC	Lluvioso	Alta	65%	Santa Rosa	0.983	59.915
					Vicentina	0.876	59.778	
				35%	Santa Rosa	0.978	59.898	
					Vicentina	0.874	59.765	
				Media	65%	Santa Rosa	1.007	59.957
					Vicentina	0.872	59.767	
				35%	Santa Rosa	1.004	59.948	
					Vicentina	0.873	59.774	
				Baja	65%	Santa Rosa	0.993	59.989
					Vicentina	0.925	59.864	
				35%	Santa Rosa	0.988	59.982	
					Vicentina	0.922	59.873	
			Seco	Alta	65%	Santa Rosa	0.970	59.893
					Vicentina	0.832	59.706	
				35%	Santa Rosa	0.962	59.883	
					Vicentina	0.840	59.729	
				Media	65%	Santa Rosa	0.956	59.885
					Vicentina	0.843	59.809	
				35%	Santa Rosa	0.949	59.868	
					Vicentina	0.847	59.809	
				Baja	65%	Santa Rosa	0.965	59.893
					Vicentina	0.920	59.818	
				35%	Santa Rosa	0.956	59.876	
					Vicentina	0.918	59.841	
Valores mínimos						0,832	59,706	

Entonces del Cuadro 5.8 se deduce lo siguiente:

- ⊕ Se presenta en color naranja el mínimo valor de voltaje en [pu],
- ⊕ Se presenta en color verde el mínimo valor de frecuencia en [Hz], y
- ⊕ Se presenta en color fucsia a que escenario hidrológico, a que hora de demanda y a que porcentaje de localización de la falla corresponde el caso crítico.

Concluyendo que para la línea de transmisión Santa Rosa-Vicentina la condición crítica se tiene en:

- ⊕ Escenario hidrológico: seco,
- ⊕ Hora de demanda: alta 19H00, y
- ⊕ Localización de la falla: 65%.

Al mismo tiempo estos datos deben ser ingresados en el formato presentado en el Anexo 4, dando como resultado el Cuadro 5.9.

Cuadro 5.9 Registro de datos de la línea de transmisión Santa Rosa Vicentina, para condiciones prefalla y después del despeje de la falla

línea	circuitos	escenario	demanda	porcentaje de falla	nomenclatura de la barra	terminal	PARAMETROS PREFALLA					Cargabilidad por circuito [%]	flujo inicial	voltaje con línea abierta después de la falla		frecuencia con línea abierta después de la falla
							U [pu]	δ [°]	P [MW]	Q [MVar]	S [MVA]			[kV]	[pu]	[Hz]
Santa Rosa-Vicentina	1	seco	alta	65%	ros	i	1,00	-58,52	48,96	21,17	53,24	47,98	↓	139,82	1,01	59,900
					vic	j	0,98	-59,72	-48,59	-20,94	52,91			130,93	0,95	59,706

5.2.3 ESTUDIO DEL TIEMPO MUERTO

Una vez determinado el caso crítico, se procede con el estudio del tiempo muerto. Para lo cual se debe saber en que barra se va a analizar la frecuencia. Para este caso de estudio, como se observa en el Cuadro 5.9 la barra donde existe una condición crítica por frecuencia es en la barra Vicentina y del mismo modo la barra con condición crítica por voltaje también es la barra Vicentina, por lo tanto el análisis se lo realizará en la barra Vicentina.

Para determinar el tiempo muerto, se dieron valores de 150, 250, 350 y 400 [ms]. A continuación se muestran las gráficas de frecuencia para los diferentes tiempos

de desionización del arco acompañadas de su debida explicación. En base a este estudio se determinará cual de los tiempos antes mencionados presenta mejores condiciones de voltaje y frecuencia.

Tiempo muerto de 150 [ms]

Inicialmente la referencia de frecuencia tomada es de 59,706 [Hz], este valor se tomó del pico mínimo de frecuencia mostrado en el Gráfico 5.89 y tabulado en el Cuadro 5.9.

El Gráfico 5.91 muestra la respuesta de frecuencia para un cierre en el disyuntor de Vicentina de la línea de transmisión Santa Rosa-Vicentina en falla (falla permanente), con un tiempo de desionización de 150 [ms]; se observa que el pico mínimo de frecuencia es 59,435 [Hz], este valor es aceptable ya que los esquemas de alivio de carga por baja frecuencia no actúan puesto que deben ser menor a 59,4 [Hz]. Sin embargo no se puede escoger este valor de frecuencia porque es mucho menor que el valor de la frecuencia de referencia, y como se mencionó en un inicio, para garantizar una mejor estabilidad del sistema, los valores del pico mínimo de frecuencia deben ser mayores que 59,706 [Hz]. Entonces para el caso de la línea de transmisión Santa Rosa-Vicentina el tiempo de 150 [ms] no es aceptable.

Tiempo muerto de 250 [ms]

El Gráfico 5.92 muestra la respuesta de frecuencia para un cierre en el disyuntor de Vicentina de la línea de transmisión Santa Rosa-Vicentina en falla (falla permanente), con un tiempo de desionización de 250 [ms], se observa que el pico mínimo de frecuencia es 59,547 [Hz]. Este valor de frecuencia sigue siendo menor al de la frecuencia de referencia, por lo tanto para el caso de la línea de transmisión Santa Rosa-Vicentina el tiempo de 250 [ms] no es aceptable.

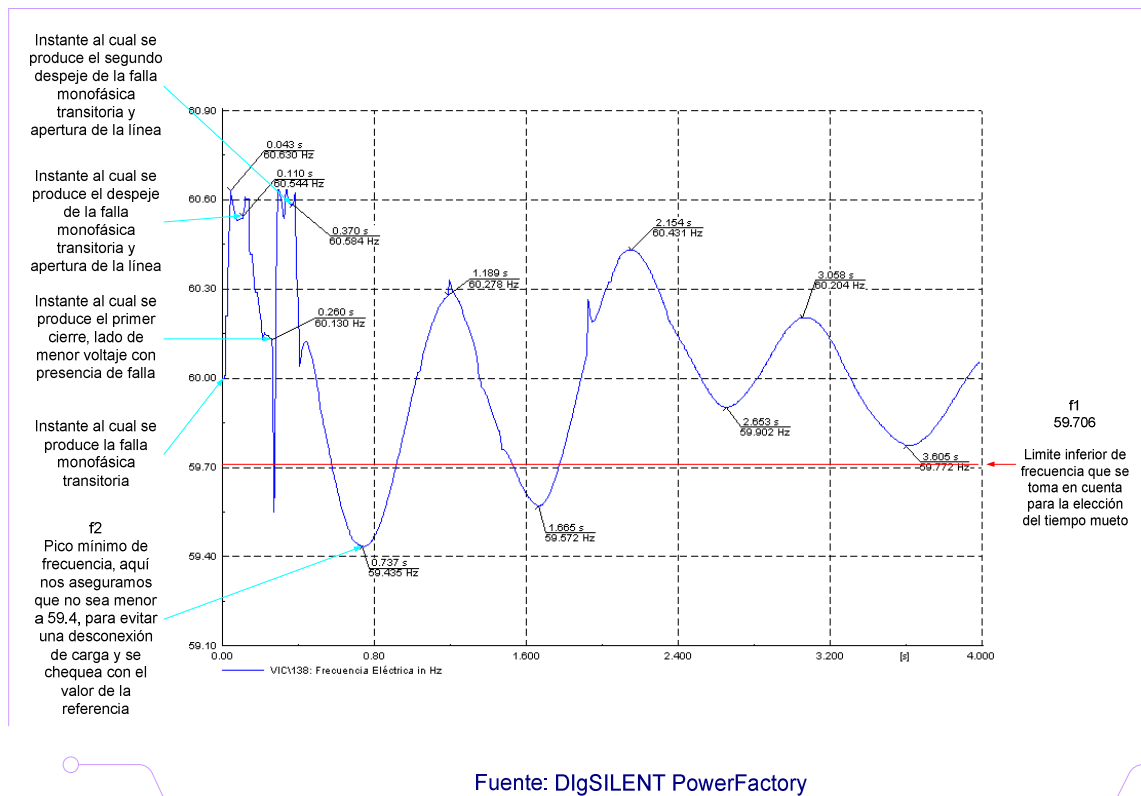


Gráfico 5.91 Análisis de frecuencia en la barra Vicentina para un cierre en falla con tiempo de desionización de 150 [ms]

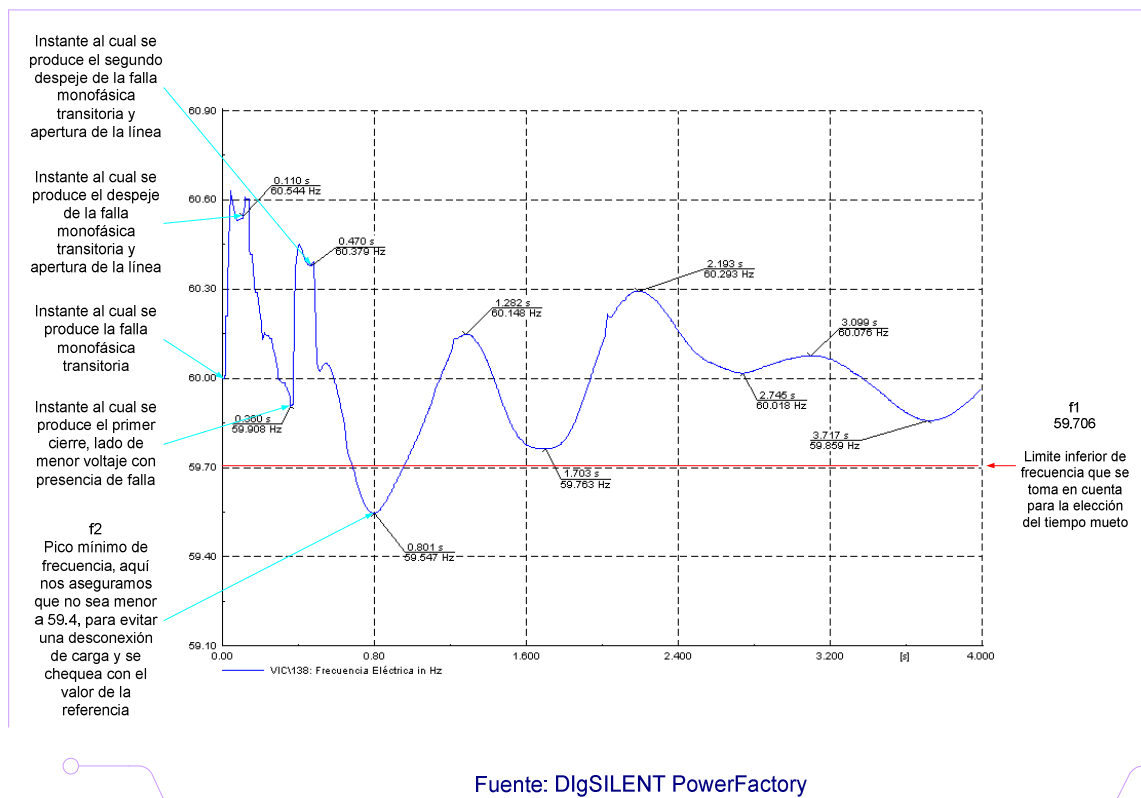


Gráfico 5.92 Análisis de frecuencia en la barra Vicentina para un cierre en falla con tiempo de desionización de 250 [ms]

Tiempo muerto de 350 [ms]

El Gráfico 5.93 muestra la respuesta de frecuencia para un cierre en el disyuntor de Vicentina de la línea de transmisión Santa Rosa-Vicentina en falla (falla permanente), con un tiempo de desionización de 350 [ms], se observa que el pico mínimo de frecuencia es 59,707 [Hz]. Este valor de frecuencia es mayor al de la frecuencia de referencia, por lo tanto para el caso de la línea de transmisión Santa Rosa-Vicentina el tiempo de desionización 350 [ms] es aceptable.

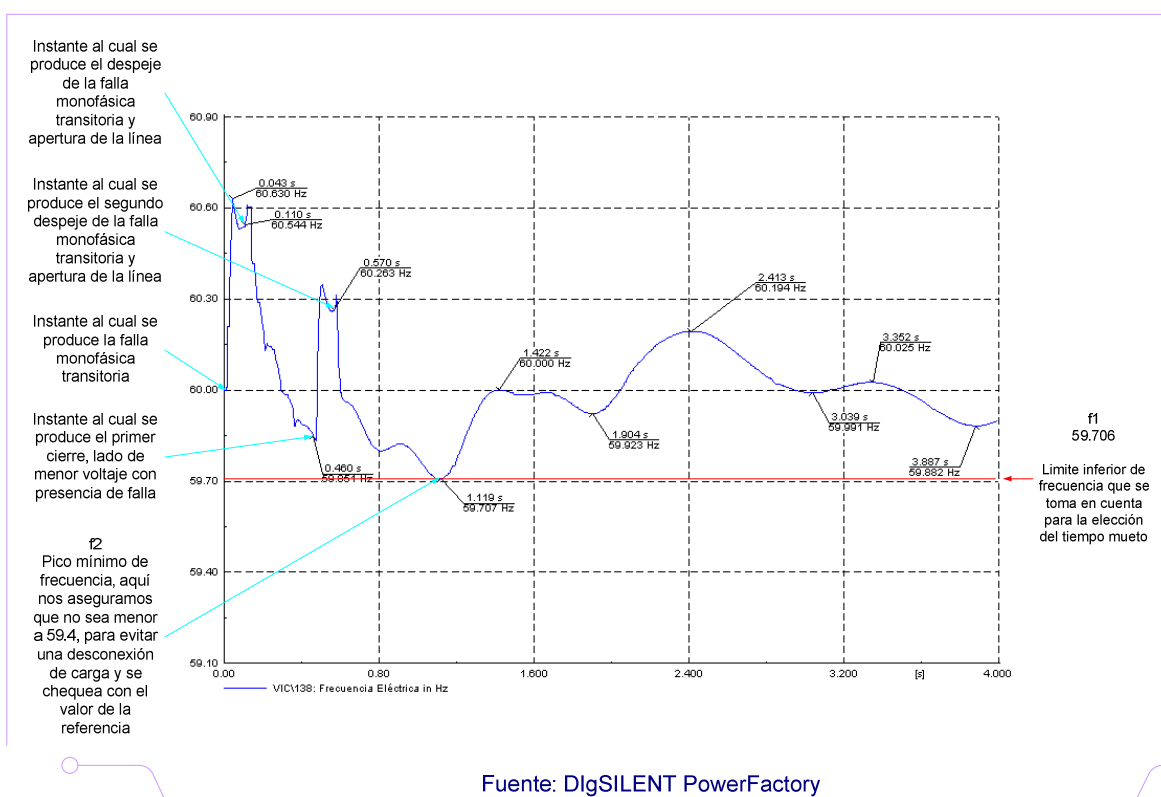


Gráfico 5.93 Análisis de frecuencia en la barra Vicentina para un cierre en falla con tiempo de desionización de 350 [ms]

Tiempo muerto de 400 [ms]

El Gráfico 5.94 muestra la respuesta de frecuencia para un cierre en el disyuntor de Vicentina de la línea de transmisión Santa Rosa-Vicentina en falla (falla permanente), con un tiempo de desionización de 400 [ms], se observa que el pico mínimo de frecuencia es 59,660 [Hz]. Este valor de frecuencia es menor al de la

frecuencia de referencia. Por lo tanto para el caso de la línea de transmisión Santa Rosa-Vicentina el tiempo de 400 [ms] es aceptable.

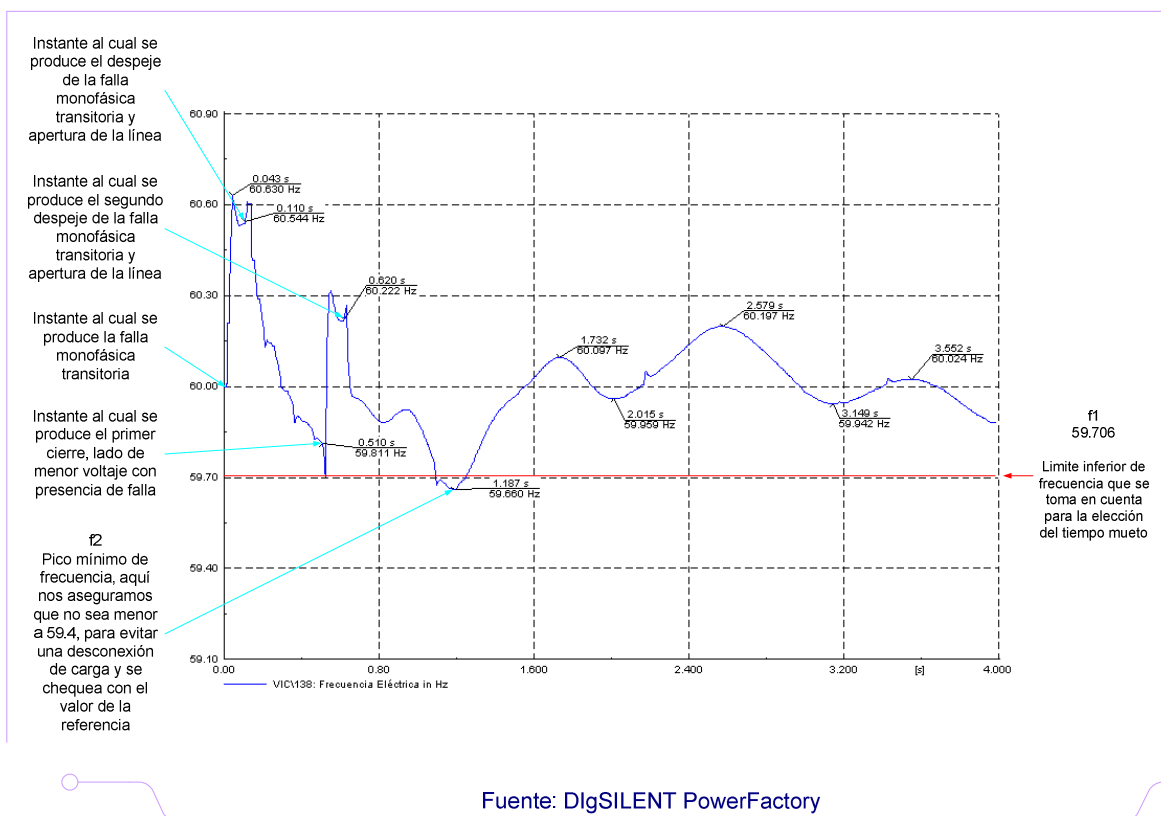


Gráfico 5.94 Análisis de frecuencia en la barra Vicentina para un cierre en falla con tiempo de desionización de 400 [ms]

De este modo se establece que:

- ⊕ Barra en la que se da el primer cierre: Vicentina (vic),
- ⊕ Barra en la que se analiza la frecuencia: Vicentina (vic),
- ⊕ Tiempo de despeje de la falla: Para todas las líneas de transmisión es 110 [ms], y
- ⊕ Tiempo del primer cierre: difiere para cada línea de transmisión y depende del análisis de las gráficas de frecuencia. Por lo tanto para el análisis de la línea Santa Rosa-Vicentina, el tiempo muerto escogido es de 350 [ms].

Entonces, luego de organizar estos datos en el Anexo 4, se tiene como resultado el Cuadro 5.10.

Cuadro 5.10 Registro de tiempos de despeje de falla y primer cierre

línea	nomenclatura de la barra	primer cierre	análisis de frecuencia	tiempo de despeje de falla [s]	tiempo del primer cierre [s]
Santa Rosa-Vicentina	ROS	vic	vic	0,110	0,350
	vic				

5.2.4 ANÁLISIS DE UN EVENTO COMPLETO DE RECIERRE

Se tiene una línea abierta gracias al despeje de una falla transitoria, en el un extremo de la línea, barra Vicentina, se tiene un voltaje de 0,909 [pu] y en el otro extremo de la línea, barra Santa Rosa, se tiene un voltaje de 1,008 [pu], ver Gráfico 5.95.

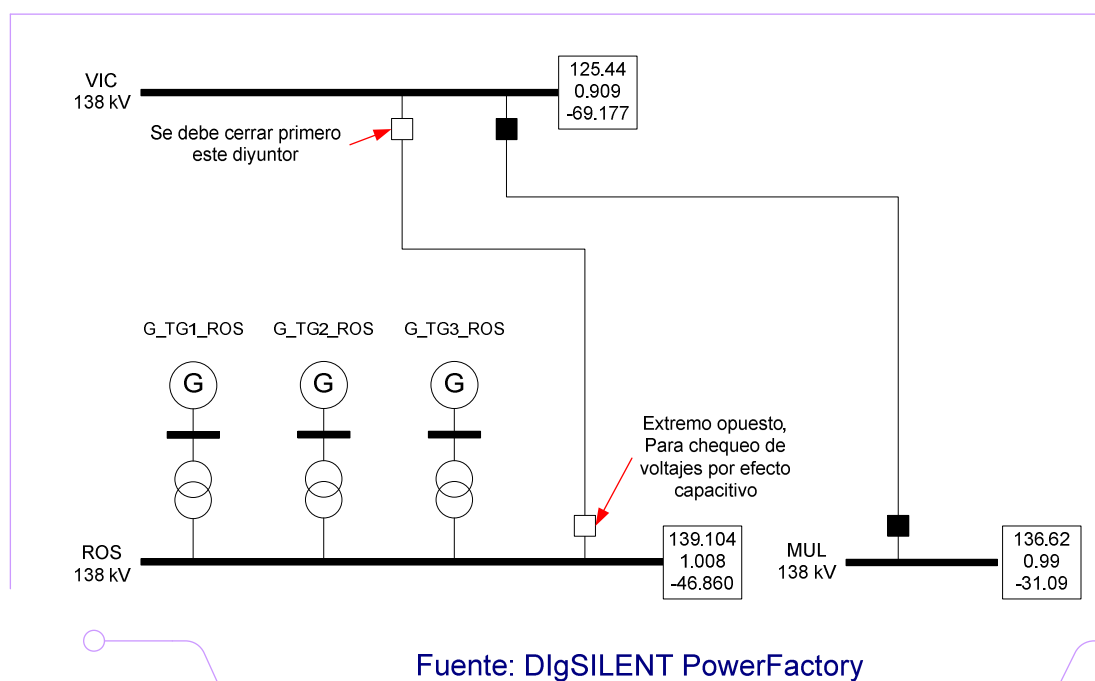


Gráfico 5.95 Voltajes en las barras Santa Rosa y Vicentina con la línea de transmisión abierta

Se cierra primero el lado de menor voltaje, en este caso es el disyuntor de la barra Vicentina (0,909 [pu]), ya que gracias al efecto capacitivo de una línea de transmisión el voltaje presente en el extremo de la línea opuesto al de la barra cerrada inicialmente, va a incrementarse (0,95 [pu]) y de esta manera conseguir que el voltaje de la barra Santa Rosa y el extremo de la línea de transmisión en esa misma barra sean similares, como se explica en el Gráfico 5.96.

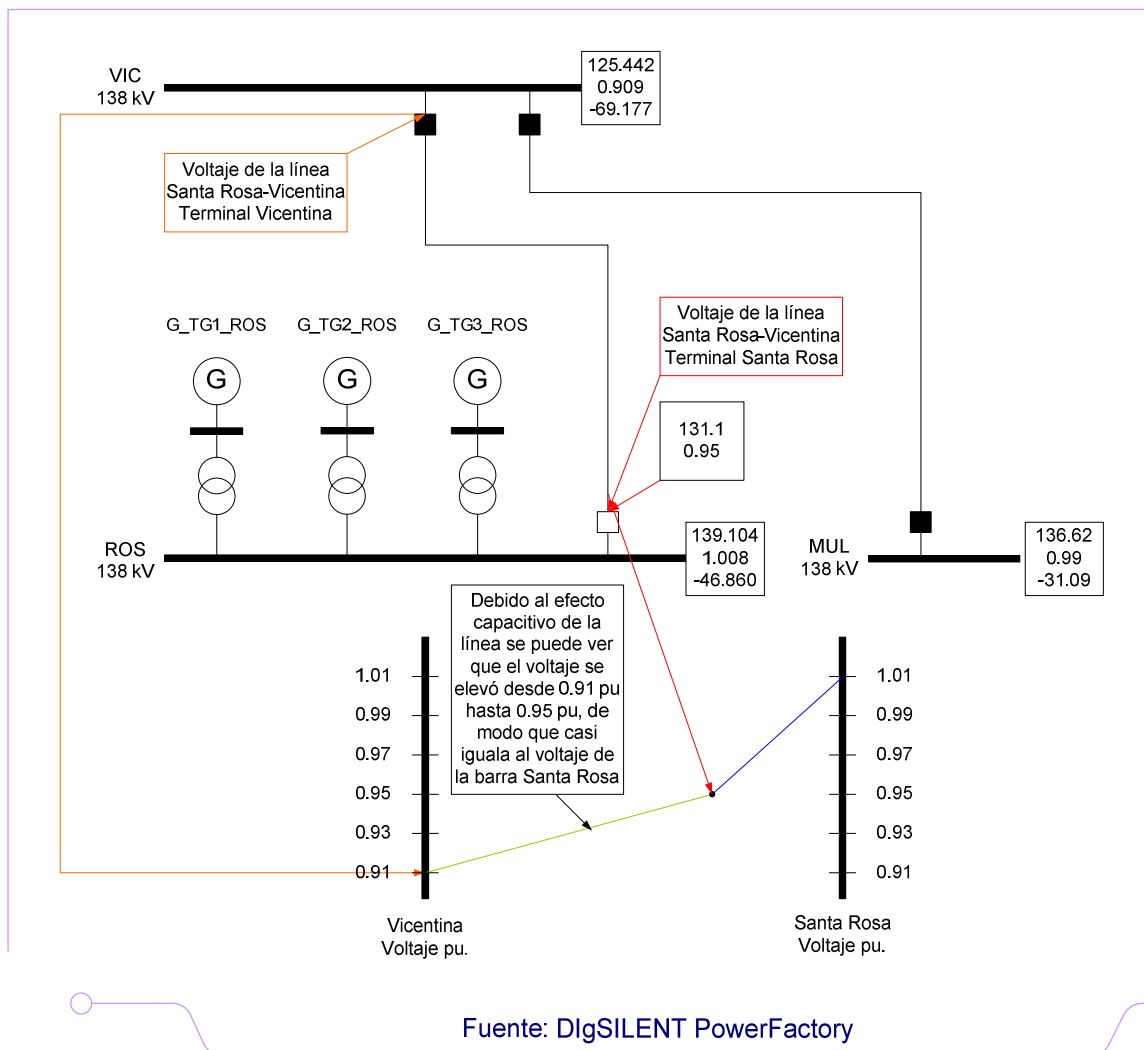


Gráfico 5.96 Efecto capacitivo de la línea de transmisión Santa Rosa-Vicentina

Finalmente se cierra el extremo restante tomando en cuenta los límites de voltaje y ángulo.

En el Gráfico 5.97 se muestra la diferencia de voltaje presente entre el voltaje de la barra Santa Rosa y el extremo de la línea en esa misma barra.

Como se puede observar la diferencia de voltaje es de 0,099 [pu], este valor está dentro del límite de voltaje establecido de 0,1 [pu].

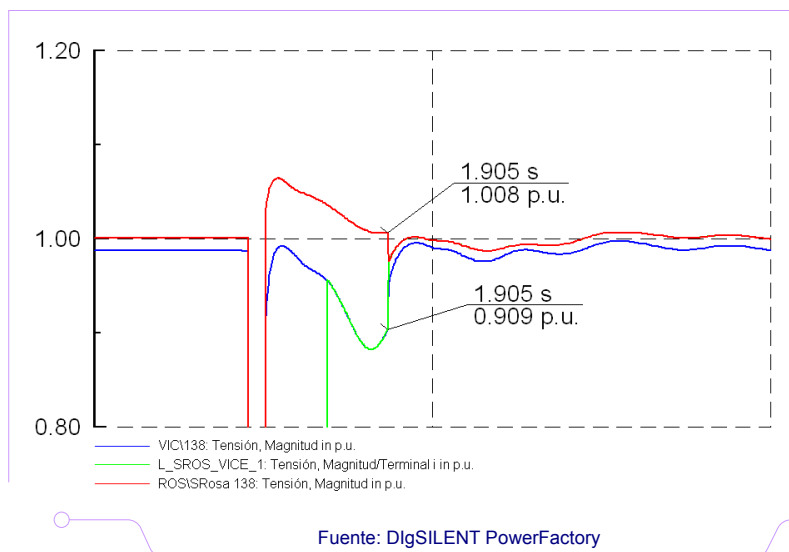


Gráfico 5.97 Diferencia de voltaje antes del segundo cierre

En el Gráfico 5.98 muestra la diferencia de ángulo presente entre el ángulo de la barra Santa Rosa y el extremo de la línea en esa misma barra.

Como se puede observar la diferencia de ángulo es de 22,317 [°], este valor esta dentro el límite de voltaje establecido (≤ 25 [°]).

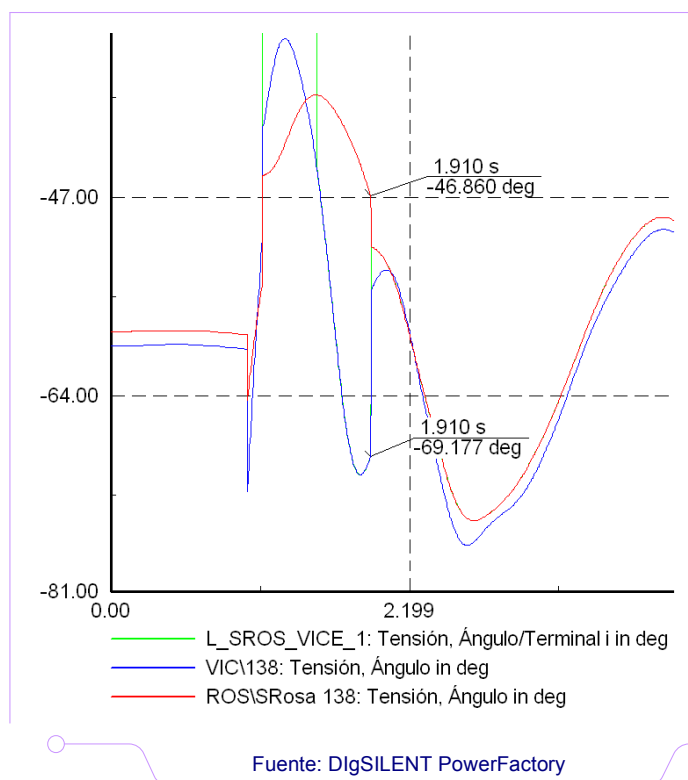


Gráfico 5.98 Diferencia de ángulo antes del segundo cierre

Por lo tanto la línea de transmisión Santa Rosa-Vicentina está dentro de los límites establecidos de voltaje y ángulo al efectuar el segundo cierre después de 450 [ms].

5.2.5 ANÁLISIS DEL TIEMPO DE ESTABILIZACIÓN

Solo después de haber determinado la barra en la cual se debe dar el primer cierre, el tiempo en el que se realiza el primer cierre y la barra en la que se analiza las frecuencias eléctricas, se está en condiciones de calcular el tiempo de estabilización y el tiempo final sin descuidar la diferencia angular existente, entre el extremo de la línea y la barra, en el instante de dar el segundo cierre.

Análisis de Frecuencia

El Gráfico 5.99 corresponde al estudio de la respuesta de frecuencias en la barra Vicentina, en esta se analizan los siguientes tiempos:

- ⊕ Al 1 [s] se produce una falla monofásica en la línea estudiada. Además se puede ver que la frecuencia antes de la falla es de 60 [Hz],
- ⊕ Al 1,110 [s] se produce el despeje de la falla con un valor de frecuencia, en ese instante, de 60,534 [Hz],
- ⊕ Al 1,460 [s] se da el cierre de la línea en el extremo de menor voltaje (barra Vicentina) con un valor de frecuencia, en ese instante, de 59,849 [Hz],
- ⊕ Al 1,653 [s] se chequea el valor del pico mínimo de frecuencia, después de haber cerrado exitosamente el un extremo de la línea de transmisión, con un valor de frecuencia, en ese instante, de 59,705 [Hz],
- ⊕ Al 1,910 [s] se cierra el extremo de la línea de transmisión restante con un valor de frecuencia, en ese instante, de 60,102 [Hz],
- ⊕ A los 5,320 [s] se empieza a recuperar las condiciones iniciales de frecuencia, es decir el sistema se vuelve estable, y

- ⊕ A los 8,874 [s] se tiene una frecuencia de 60,014 [Hz] y a los 10,317 [s] se tiene una frecuencia de 59.990 [Hz], estos datos nos sirven para calcular el rango de variación existente entre el pico superior y el pico inferior de la respuesta de frecuencia, los cuales nos dan una variación de 0,024 [Hz], este dato nos lleva a concluir que la frecuencia está dentro de los límites establecidos en las normas ($\pm 0,2$ [Hz]) y el sistema vuelve a las condiciones iniciales.

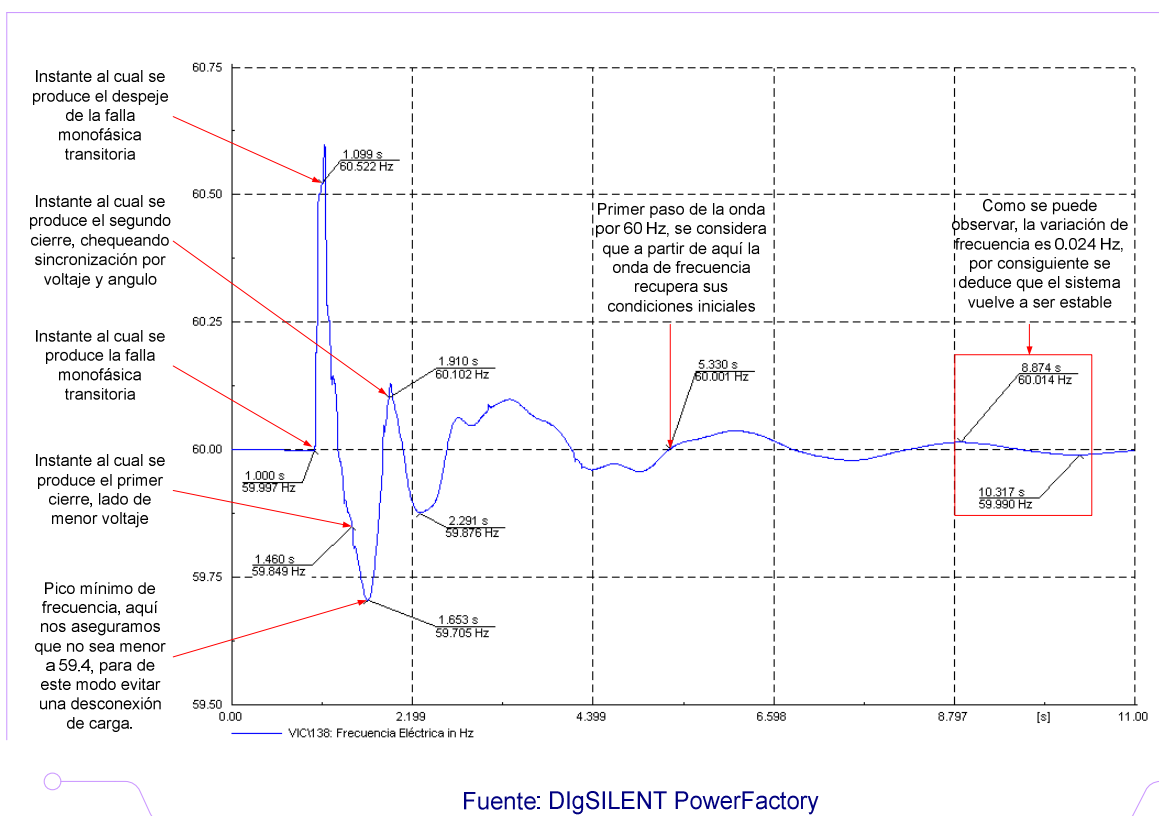


Gráfico 5.99 Análisis de la respuesta de frecuencia en la barra Vicentina

Análisis de Voltaje

El Gráfico 5.100 corresponde al estudio de la respuesta de voltaje en la línea Santa Rosa-Vicentina terminal i y en las barras Vicentina y Santa Rosa. En este gráfico se analizan los siguientes tiempos:

- ⊕ A los 0,05 [s] se calcula la diferencia de voltajes entre las dos barras de la línea en estudio antes de la falla, dando como resultado una diferencia de 0,016 [pu],
- ⊕ Al 1 [s] se produce una falla monofásica en la línea estudiada,
- ⊕ Al 1,110 [s] se produce el despeje de la falla,
- ⊕ Al 1,460 [s] se da el cierre de la línea en el extremo de menor voltaje (barra Vicentina $V = 0,955$ [pu]), por efecto capacitivo este voltaje tenderá a subir,
- ⊕ Al 1,803 [s] se chequea el valor del pico mínimo de voltaje ($V = 0,853$ [pu]), después de haber cerrado exitosamente el un extremo de la línea de transmisión,
- ⊕ Al 1,910 [s] se cierra el extremo de la línea de transmisión restante, con voltajes en la barra Santa Rosa de 1,008 [pu] y un voltaje en la barra Vicentina de 0,909 [pu], entonces se calcula la diferencia de voltajes para ver si el valor está dentro del rango establecido. La diferencia de voltajes en este punto es de 0,099 [pu],
- ⊕ A los 5,270 [s] se recupera las condiciones iniciales de voltaje, y
- ⊕ A los 9,164 [s] se calcula la diferencia de voltaje, la cual nos da una diferencia de 0,017 [pu] que en este caso es similar a la diferencia de voltaje prefalla.

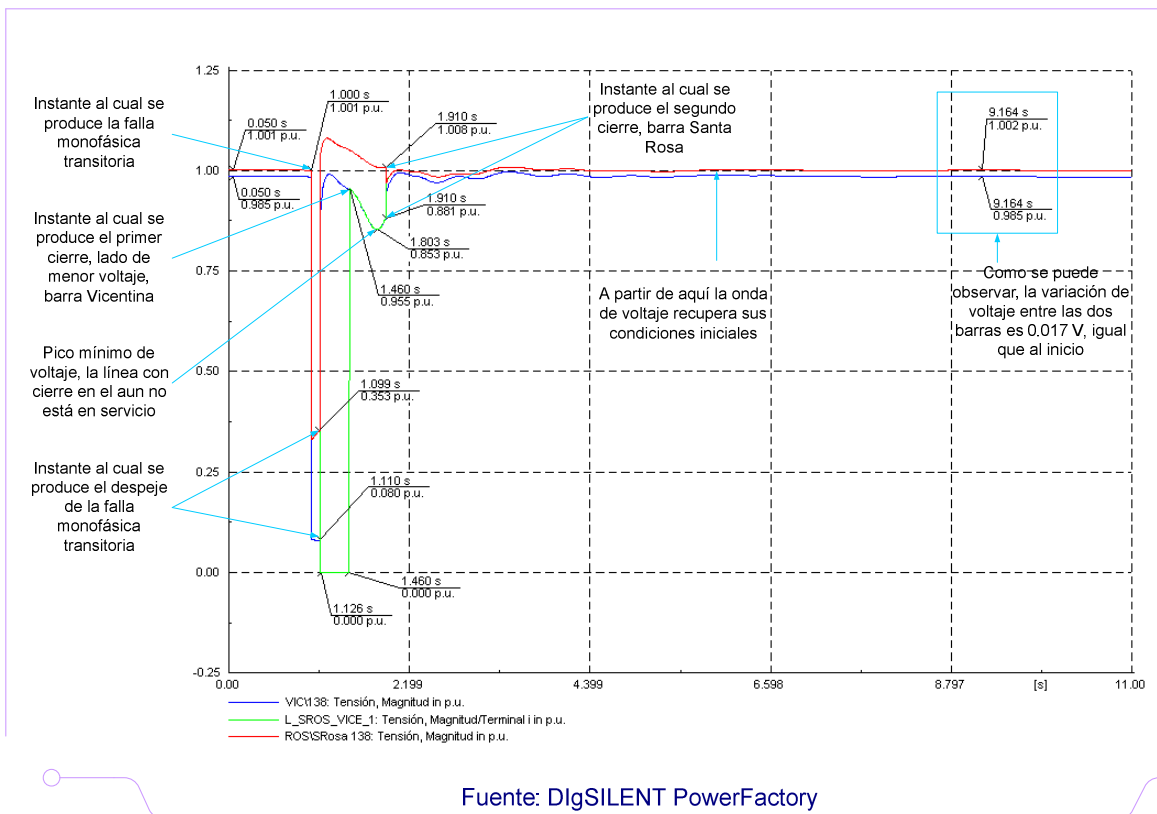


Gráfico 5.100 Análisis de la respuesta de voltaje en la línea de transmisión Santa Rosa-Vicentina y en las barras Santa Rosa, Vicentina

Análisis de Ángulo

El Gráfico 5.101 corresponde al estudio de la respuesta de ángulo la línea de transmisión Santa Rosa-Vicentina terminal i y en las barras Vicentina y Santa Rosa. En este gráfico se analizan los siguientes tiempos:

- ⊕ A los 0,120 [s] se calcula la diferencia angular entre las barras de la línea de transmisión en estudio, dando como resultado una diferencia de 1.219 [°] prefalla,
- ⊕ Al 1 [s] se produce una falla monofásica en la línea estudiada,
- ⊕ Al 1,110 [s] se produce el despeje de la falla,
- ⊕ Al 1,460 [s] se da el cierre de la línea en el extremo de menor voltaje, barra Vicentina,
- ⊕ Al 1,910 [s] se cierra el extremo restante de la línea de transmisión con un ángulo en la barra Santa Rosa de -46,864 [°] y un ángulo en la barra

Vicentina de $-69,203$ [°], entonces se calcula la diferencia angular para ver si el valor está dentro del rango establecido (25 [°]). La diferencia angular es de $22,339$ [°], lo que se considera normal por estar bajo el límite establecido,

- ⊕ A partir de los $6,329$ [s] la respuesta de ángulo comienza a recuperar sus condiciones iniciales, y
- ⊕ A los $9,647$ [s] se calcula la diferencia angular, la cual nos da una diferencia de $1,219$ [°] que en este caso es igual a la diferencia de ángulo prefalla.

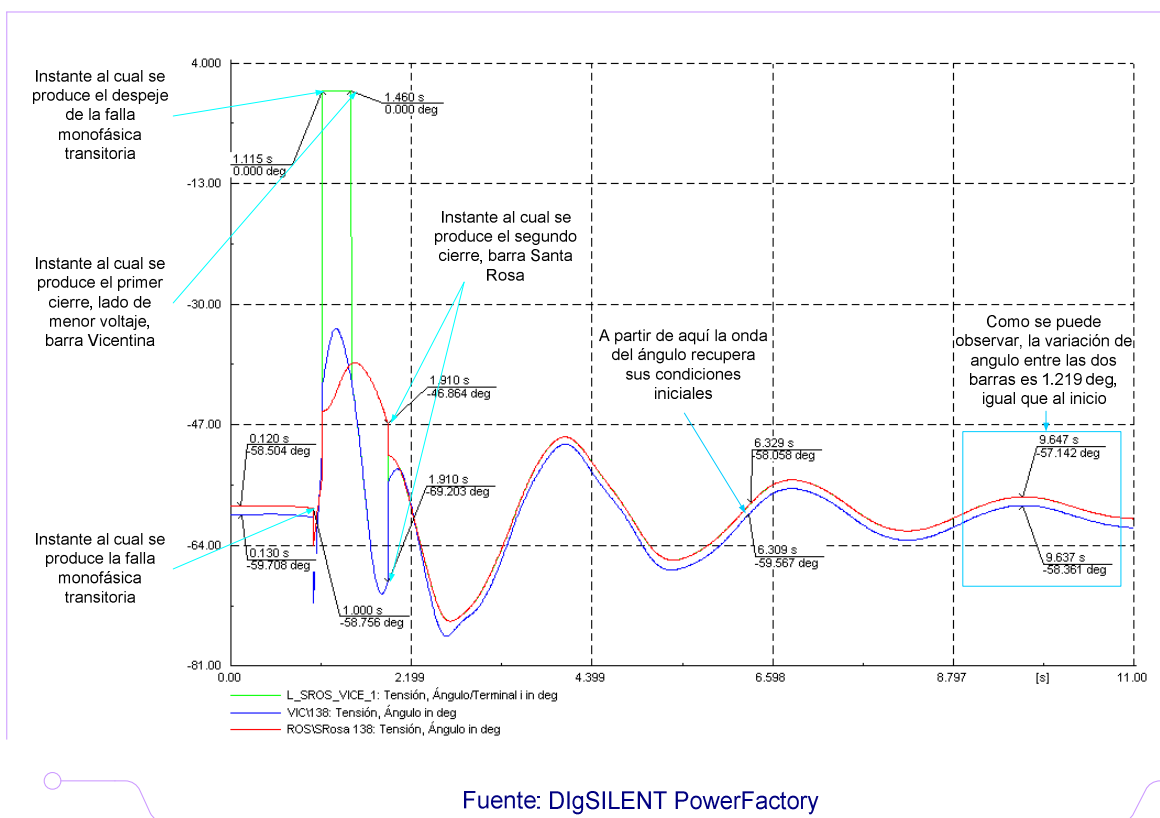


Gráfico 5.101 Análisis de la respuesta de ángulo en la línea de transmisión Santa Rosa-Vicentina y en las barras Santa Rosa y Vicentina

Análisis del flujo de potencia activa

El Gráfico 5.102 corresponde al estudio de la respuesta de potencia activa en la línea Santa Rosa-Vicentina terminal i, línea Vicentina-Ibarra terminal i y línea Mulalo-Vicentina terminal i, en esta se analizan los siguientes tiempos:

- ⊕ A los 0,120 [s] se toman datos de potencia activa para las líneas Santa Rosa-Vicentina, Vicentina-Ibarra y se obtiene 48,698 [MW] y 23,472 [MW] respectivamente,
- ⊕ Al 1 [s] se produce una falla monofásica en la línea estudiada,
- ⊕ Al 1,110 [s] se produce el despeje de la falla,
- ⊕ Al 1,460 [s] se da el cierre de la línea en el extremo de menor voltaje (barra Vicentina),
- ⊕ Al 1,910 [s] se cierra el extremo de la línea de transmisión restante,
- ⊕ A los 5,5 [s] se empieza a recuperar las condiciones iniciales de potencia activa, es decir el sistema se vuelve estable, y
- ⊕ A los 7,142 [s] se vuelven a tomar valores de potencia activa para las líneas de transmisión Santa Rosa-Vicentina, Vicentina-Ibarra y se obtiene 49,214 [MW] y 23,460 [MW]. donde se deduce que la línea recupera las condiciones iniciales de potencia al presentar valores de potencia iguales a los de prefalla.

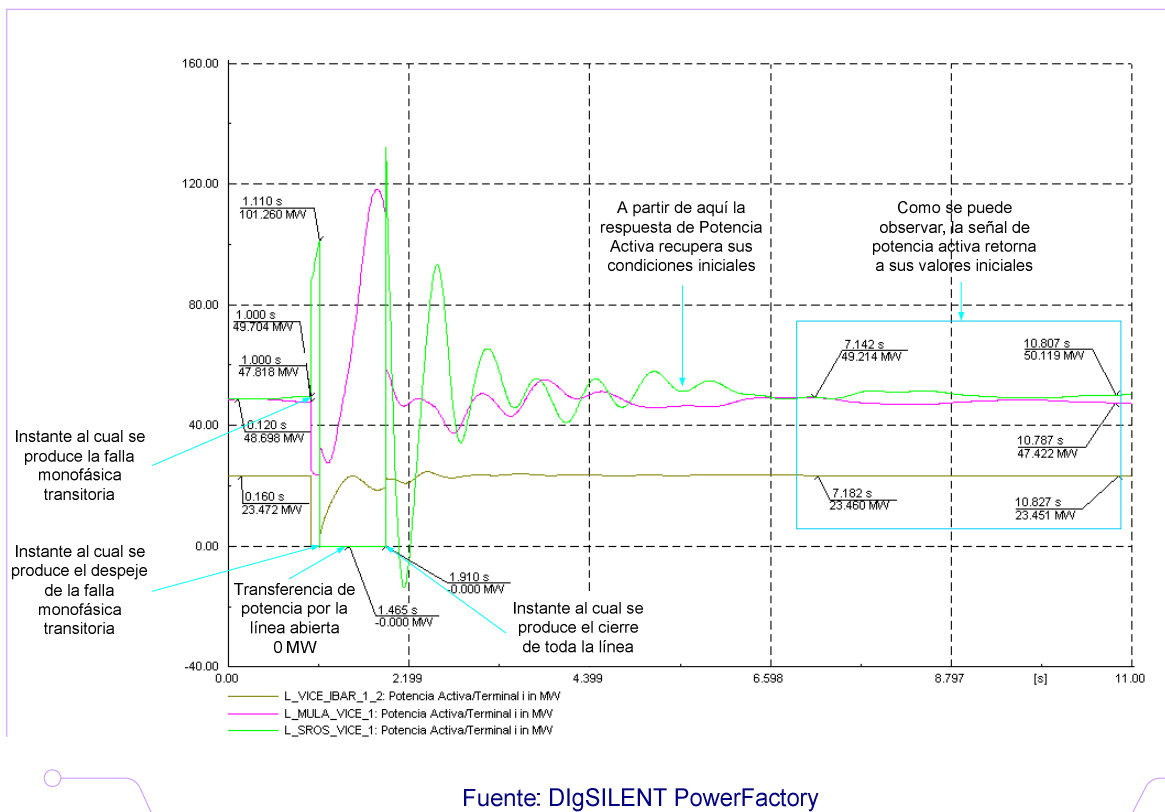


Gráfico 5.102 Análisis de la respuesta de potencia activa en la línea de transmisión Santa Rosa-Vicentina y líneas de transmisión aledañas

Adicionalmente, lo que se puede notar en las gráficas de voltaje y frecuencia es que la elección del tiempo muerto o tiempo de desionización fue el ideal ya que la estabilidad tanto de voltaje, como de frecuencia se logró sin mayores problemas.

De este modo se establece que:

- ⊕ Tiempo del segundo cierre: 450 [ms]. presenta menores oscilaciones a comparación de tiempos de 350 y 400 [ms],
- ⊕ Diferencia angular en el segundo cierre: 22,339 [°],
- ⊕ Diferencia de voltaje en el segundo cierre: 0,099 [pu],
- ⊕ Tiempo de estabilización: 4,460 [s], y
- ⊕ Tiempo final: 5,320 [s].

Entonces, luego de organizar estos datos en el Anexo 4 se tiene como resultado el Cuadro 5.11.

Cuadro 5.11 Registro de los tiempos: segundo cierre, estabilización y final

línea	tiempo del segundo cierre [s]	diferencia angular en el segundo cierre [°]	diferencia de voltaje en el segundo cierre [pu]	tiempo de estballización [s]	tiempo final [s]
Santa Rosa-Vicentina	0,450	22,339	0,099	4,410	5,320

5.3 RESULTADOS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 138 KV

5.3.1 RESULTADOS DE CASOS CRÍTICOS

Luego de haber simulado fallas para los dos puntos de localización (35% y 65%), para cada una de las tres horas representativas de demanda y en los dos escenarios se presenta el Cuadro 5.12, el cual muestra una lista de líneas de transmisión con sus respectivos escenarios, demanda y porcentajes de localización de falla para los cuales se dio la condición más crítica por frecuencia.

En el Cuadro 5.13 se muestra el nombre de los terminales (i o j) y los datos correspondientes a las condiciones prefalla (voltaje, ángulo, potencia activa, potencia reactiva, potencia aparente, cargabilidad de la línea de transmisión y dirección del flujo de potencia activa).

En el Cuadro 5.14 se muestran los datos de voltaje y frecuencia después de haber despejado la falla.

5.3.2 RESULTADOS DEL TIEMPO MUERTO

En el Cuadro 5.15 se muestran las barras donde se ejecuta el primer cierre y las barras donde se analizan las frecuencias. Del mismo modo se muestra el tiempo al cual se despeja la falla y el tiempo en el cual se da el primer cierre (tiempo muerto).

Cabe mencionar que en la línea de transmisión Daule Peripa-Portoviejo y en la línea de transmisión Machala-San Idelfonso el tiempo muerto utilizado fue de 400 [ms] y en el resto de líneas de transmisión es de 350 [ms].

5.3.3 RESULTADOS DEL TIEMPO DE ESTABILIZACIÓN

En el Cuadro 5.16 se muestra el tiempo al cual se debe dar el segundo cierre, diferencia angular en el segundo cierre, diferencia de voltaje en el segundo cierre, tiempo de estabilización y tiempo final. Cabe recalcar que el tiempo para dar el segundo cierre es el resultado del análisis de los valores de voltaje y ángulo, considerando que estos deben estar dentro de los valores establecidos (voltaje $\leq 0,1$ [pu] y ángulo ≤ 25 [°]).

Los valores correspondiente al tiempo del segundo cierre se encuentran entre 300 [ms] (en la línea de transmisión Milagro-San Idelfonso) y 450 [ms] (en la línea de transmisión Santa Rosa-Vicentina), con lo que se garantiza la atenuación de las

oscilaciones en las respuestas de voltaje, ángulo de fase, frecuencia y potencias, luego de realizado el segundo cierre.

Los valores correspondientes al tiempo de estabilización fueron calculados de acuerdo al instante en el cual las respuestas de voltaje, ángulo de fase, frecuencia y potencias regresan a los valores de condiciones iniciales. La línea de transmisión que requiere más tiempo para recobrar sus condiciones iniciales es Santo Domingo-Esmeraldas, con un tiempo de estabilización de 4,841 [s].

Con estos antecedentes, finalmente se presenta el Cuadro 5.17, en el cual se resumen los resultados obtenidos para el ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DE TIEMPOS DE RECIERRES PARA LÍNEAS DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN DEL ECUADOR EN 138 kV.

Cuadro 5.12 Líneas de transmisión con condiciones críticas de frecuencia

línea	circuitos	escenario	demanda	porcentaje de falla	nomenclatura de la barra
Milagro-San Idelfonso	2	lluvioso	alta	65%	mil
					sid
Santo Domingo-Esmeraldas	2	seco	alta	35%	dom
					esm
Daule Peripa-Portoviejo	2	lluvioso	media	65%	dpr
					por
Santa Rosa-Vicentina	1	seco	alta	65%	ros
					vic
Vicentina-Ibarra	2	seco	baja	35%	vic
					iba
Mulalo-Vicentina	1	seco	alta	35%	mul
					vic
Pucará-Mulalo	1	seco	alta	35%	puc
					mul
Pucará-Ambato	1	seco	alta	65%	puc
					amb
Totoras-Ambato	1	seco	alta	35%	tot
					amb
Daule Peripa-Quevedo	2	seco	alta	35%	dpr
					qvd
Machala-San Idelfonso	2	seco	media	35%	mac
					sid
Molino-Cuenca	2	seco	alta	65%	mol
					cue

Cuadro 5.13 Datos de prefalla para las líneas de transmisión analizadas

línea	nomenclatura de la barra	terminal	PARAMETROS PREFALLA					Cargabilidad por circuito [%]	flujo inicial
			U [pu]	δ [°]	P [MW]	Q [MVar]	S [MVA]		
Milagro-San Idelfonso	mil	i	1,01	-34,18	-19,98	-1,39	20,03	17,98	↑
	sid	j	1,03	-30,83	20,36	-4,97	20,96		
Santo Domingo-Esmeraldas	dom	j	1,01	-54,22	-34,89	-0,57	34,90	30,98	↑
	esm	i	1,05	-46,30	36,48	-5,08	36,83		
Daule Peripa-Portoviejo	dpr	i	1,01	-42,69	55,60	16,22	57,91	51,67	↓
	por	j	0,93	-49,79	-52,99	-13,79	54,76		
Santa Rosa-Vicentina	ros	i	1,00	-58,52	48,96	21,17	53,34	47,98	↓
	vic	j	0,98	-59,72	-48,59	-20,94	52,91		
Vicentina-Ibarra	vic	i	1,00	-59,48	10,96	-3,37	11,47	10,26	↓
	iba	j	0,99	-60,82	-10,89	-1,45	10,98		
Mulalo-Vicentina	mul	i	0,97	-53,56	48,56	-19,31	52,25	48,05	↓
	vic	j	0,98	-59,72	-47,09	20,26	51,26		
Pucará-Mulalo	puc	i	0,98	-49,11	79,00	-7,71	79,37	72,18	↓
	mul	j	0,97	-53,55	-77,38	11,56	78,24		
Pucará-Ambato	puc	j	0,98	-49,11	-6,27	13,28	14,68	14,75	↑
	amb	i	0,97	-48,67	6,32	-14,77	16,07		
Totoras-Ambato	tot	j	0,97	-48,25	37,59	-6,11	38,08	39,30	↓
	amb	i	0,97	-48,67	-37,50	5,95	37,97		
Daule Peripa-Quevedo	dpr	i	1,01	-55,86	-8,33	-8,00	11,55	10,04	↑
	qvd	j	1,02	-55,47	8,37	5,26	9,88		
Machala-San Idelfonso	mac	j	1,03	-56,03	-25,78	-3,52	26,02	22,29	↑
	sid	i	1,03	-55,30	25,89	2,44	26,00		
Molino-Cuenca	mol	i	1,05	-42,65	54,31	9,78	55,18	53,67	↓
	cue	j	1,00	-47,53	-52,67	9,23	53,51		

Cuadro 5.14 Voltajes y frecuencias en las líneas de transmisión analizadas después de despejar la falla

línea	nomenclatura de la barra	voltaje con línea abierta después de la falla		frecuencia con línea abierta después de la falla
		[kV]	[pu]	[Hz]
Milagro-San Idelfonso	mil	139,43	1,01	59,873
	sid	145,39	1,05	59,432
Santo Domingo-Esmeraldas	dom	137,73	1,00	59,947
	esm	144,23	1,05	59,614
Daule Peripa-Portoviejo	dpr	139,02	1,01	59,949
	por	116,55	0,84	59,735
Santa Rosa-Vicentina	ros	139,82	1,01	59,900
	vic	130,93	0,95	59,706
Vicentina-Ibarra	vic	136,75	0,99	59,945
	iba	134,86	0,98	59,944
Mulalo-Vicentina	mul	132,98	0,96	59,914
	vic	136,86	0,99	59,949
Pucará-Mulalo	puc	135,60	0,98	59,855
	mul	131,92	0,96	59,935
Pucará-Ambato	puc	137,77	1,00	59,717
	amb	132,38	0,96	59,899
Totoras-Ambato	tot	133,04	0,96	59,836
	amb	134,32	0,97	59,815
Daule Peripa-Quevedo	dpr	140,12	1,02	59,796
	qvd	142,24	1,03	59,864
Machala-San Idelfonso	mac	141,88	1,03	59,450
	sid	143,69	1,04	59,459
Molino-Cuenca	mol	142,63	1,03	59,976
	cue	131,07	0,95	59,751

Cuadro 5.15 Tiempos muertos para las líneas de transmisión analizadas

línea	nomenclatura de la barra	primer cierre	análisis de frecuencia	tiempo de despeje de falla [s]	tiempo del primer cierre [s]
Milagro-San Idelfonso	mil	mil	sid	0,110	0,350
	sid				
Santo Domingo-Esmeraldas	dom	dom	esm	0,110	0,350
	esm				
Daule Peripa-Portoviejo	dpr	por	por	0,110	0,400
	por				
Santa Rosa-Vicentina	ros	vic	vic	0,110	0,350
	vic				
Vicentina-Ibarra	vic	iba	iba	0,110	0,350
	iba				
Mulalo-Vicentina	mul	mul	mul	0,110	0,350
	vic				
Pucará-Mulalo	puc	mul	puc	0,110	0,350
	mul				
Pucará-Ambato	puc	amb	puc	0,110	0,350
	amb				
Totoras-Ambato	tot	tot	amb	0,110	0,350
	amb				
Daule Peripa-Quevedo	dpr	dpr	dpr	0,110	0,350
	qvd				
Machala-San Idelfonso	mac	mac	mac	0,110	0,400
	sid				
Molino-Cuenca	mol	cue	cue	0,110	0,350
	cue				

Cuadro 5.16 Tiempos del segundo cierre, estabilización y final para las líneas de transmisión analizadas

línea	nomenclatura de la barra	tiempo del segundo cierre [s]	diferencia angular en el segundo cierre [°]	diferencia de voltaje en el segundo cierre [pu]	tiempo de estabilización [s]	tiempo final [s]																																																																																		
Milagro-San Idelfonso	mil	0,300	15,428	0,029	4,824	5,584																																																																																		
	sid						Santo Domingo-Esmeraldas	dom	0,300	9,011	0,002	4,841	5,601	esm	Daule Peripa-Portoviejo	dpr	0,400	13,750	0,149	3,908	4,818	por	Santa Rosa-Vicentina	ros	0,450	22,339	0,099	4,410	5,320	vic	Vicentina-Ibarra	vic	0,300	2,711	0,001	2,651	3,411	iba	Mulalo-Vicentina	mul	0,300	15,886	0,004	4,351	5,111	vic	Pucará-Mulalo	puc	0,300	24,331	0,057	4,352	5,112	mul	Pucará-Ambato	puc	0,400	1,125	0,049	4,194	5,054	amb	Totoras-Ambato	tot	0,400	11,793	0,011	4,148	5,008	amb	Daule Peripa-Quevedo	dpr	0,400	0,430	0,002	3,536	4,396	qvd	Machala-San Idelfonso	mac	0,300	1,478	0,011	3,429	4,239	sid	Molino-Cuenca	mol
Santo Domingo-Esmeraldas	dom	0,300	9,011	0,002	4,841	5,601																																																																																		
	esm						Daule Peripa-Portoviejo	dpr	0,400	13,750	0,149	3,908	4,818	por	Santa Rosa-Vicentina	ros	0,450	22,339	0,099	4,410	5,320	vic	Vicentina-Ibarra	vic	0,300	2,711	0,001	2,651	3,411	iba	Mulalo-Vicentina	mul	0,300	15,886	0,004	4,351	5,111	vic	Pucará-Mulalo	puc	0,300	24,331	0,057	4,352	5,112	mul	Pucará-Ambato	puc	0,400	1,125	0,049	4,194	5,054	amb	Totoras-Ambato	tot	0,400	11,793	0,011	4,148	5,008	amb	Daule Peripa-Quevedo	dpr	0,400	0,430	0,002	3,536	4,396	qvd	Machala-San Idelfonso	mac	0,300	1,478	0,011	3,429	4,239	sid	Molino-Cuenca	mol	0,300	10,152	0,064	4,502	5,262	cue		
Daule Peripa-Portoviejo	dpr	0,400	13,750	0,149	3,908	4,818																																																																																		
	por						Santa Rosa-Vicentina	ros	0,450	22,339	0,099	4,410	5,320	vic	Vicentina-Ibarra	vic	0,300	2,711	0,001	2,651	3,411	iba	Mulalo-Vicentina	mul	0,300	15,886	0,004	4,351	5,111	vic	Pucará-Mulalo	puc	0,300	24,331	0,057	4,352	5,112	mul	Pucará-Ambato	puc	0,400	1,125	0,049	4,194	5,054	amb	Totoras-Ambato	tot	0,400	11,793	0,011	4,148	5,008	amb	Daule Peripa-Quevedo	dpr	0,400	0,430	0,002	3,536	4,396	qvd	Machala-San Idelfonso	mac	0,300	1,478	0,011	3,429	4,239	sid	Molino-Cuenca	mol	0,300	10,152	0,064	4,502	5,262	cue										
Santa Rosa-Vicentina	ros	0,450	22,339	0,099	4,410	5,320																																																																																		
	vic						Vicentina-Ibarra	vic	0,300	2,711	0,001	2,651	3,411	iba	Mulalo-Vicentina	mul	0,300	15,886	0,004	4,351	5,111	vic	Pucará-Mulalo	puc	0,300	24,331	0,057	4,352	5,112	mul	Pucará-Ambato	puc	0,400	1,125	0,049	4,194	5,054	amb	Totoras-Ambato	tot	0,400	11,793	0,011	4,148	5,008	amb	Daule Peripa-Quevedo	dpr	0,400	0,430	0,002	3,536	4,396	qvd	Machala-San Idelfonso	mac	0,300	1,478	0,011	3,429	4,239	sid	Molino-Cuenca	mol	0,300	10,152	0,064	4,502	5,262	cue																		
Vicentina-Ibarra	vic	0,300	2,711	0,001	2,651	3,411																																																																																		
	iba						Mulalo-Vicentina	mul	0,300	15,886	0,004	4,351	5,111	vic	Pucará-Mulalo	puc	0,300	24,331	0,057	4,352	5,112	mul	Pucará-Ambato	puc	0,400	1,125	0,049	4,194	5,054	amb	Totoras-Ambato	tot	0,400	11,793	0,011	4,148	5,008	amb	Daule Peripa-Quevedo	dpr	0,400	0,430	0,002	3,536	4,396	qvd	Machala-San Idelfonso	mac	0,300	1,478	0,011	3,429	4,239	sid	Molino-Cuenca	mol	0,300	10,152	0,064	4,502	5,262	cue																										
Mulalo-Vicentina	mul	0,300	15,886	0,004	4,351	5,111																																																																																		
	vic						Pucará-Mulalo	puc	0,300	24,331	0,057	4,352	5,112	mul	Pucará-Ambato	puc	0,400	1,125	0,049	4,194	5,054	amb	Totoras-Ambato	tot	0,400	11,793	0,011	4,148	5,008	amb	Daule Peripa-Quevedo	dpr	0,400	0,430	0,002	3,536	4,396	qvd	Machala-San Idelfonso	mac	0,300	1,478	0,011	3,429	4,239	sid	Molino-Cuenca	mol	0,300	10,152	0,064	4,502	5,262	cue																																		
Pucará-Mulalo	puc	0,300	24,331	0,057	4,352	5,112																																																																																		
	mul						Pucará-Ambato	puc	0,400	1,125	0,049	4,194	5,054	amb	Totoras-Ambato	tot	0,400	11,793	0,011	4,148	5,008	amb	Daule Peripa-Quevedo	dpr	0,400	0,430	0,002	3,536	4,396	qvd	Machala-San Idelfonso	mac	0,300	1,478	0,011	3,429	4,239	sid	Molino-Cuenca	mol	0,300	10,152	0,064	4,502	5,262	cue																																										
Pucará-Ambato	puc	0,400	1,125	0,049	4,194	5,054																																																																																		
	amb						Totoras-Ambato	tot	0,400	11,793	0,011	4,148	5,008	amb	Daule Peripa-Quevedo	dpr	0,400	0,430	0,002	3,536	4,396	qvd	Machala-San Idelfonso	mac	0,300	1,478	0,011	3,429	4,239	sid	Molino-Cuenca	mol	0,300	10,152	0,064	4,502	5,262	cue																																																		
Totoras-Ambato	tot	0,400	11,793	0,011	4,148	5,008																																																																																		
	amb						Daule Peripa-Quevedo	dpr	0,400	0,430	0,002	3,536	4,396	qvd	Machala-San Idelfonso	mac	0,300	1,478	0,011	3,429	4,239	sid	Molino-Cuenca	mol	0,300	10,152	0,064	4,502	5,262	cue																																																										
Daule Peripa-Quevedo	dpr	0,400	0,430	0,002	3,536	4,396																																																																																		
	qvd						Machala-San Idelfonso	mac	0,300	1,478	0,011	3,429	4,239	sid	Molino-Cuenca	mol	0,300	10,152	0,064	4,502	5,262	cue																																																																		
Machala-San Idelfonso	mac	0,300	1,478	0,011	3,429	4,239																																																																																		
	sid						Molino-Cuenca	mol	0,300	10,152	0,064	4,502	5,262	cue																																																																										
Molino-Cuenca	mol	0,300	10,152	0,064	4,502	5,262																																																																																		
	cue																																																																																							

Cuadro 5.17 Resultados finales de los tiempos óptimos de recierre para líneas de transmisión de 138 [kV] del Sistema Eléctrico Ecuatoriano

línea	circuitos	escenario	demanda	porcentaje de falla	nomenclatura de la barra	terminal	PARAMETROS PREFALLA					Cargabilidad por circuito [%]	flujo inicial	voltaje con línea abierta después de la falla		frecuencia con línea abierta después de la falla		primer cierre	análisis de frecuencia	tiempo de despeje de falla [s]	tiempo del primer cierre [s]	tiempo del segundo cierre [s]	diferencia angular en el segundo cierre [°]	diferencia de voltaje en el segundo cierre [pu]	tiempo de estabilización [s]	tiempo final [s]
							U [pu]	δ [°]	P [MW]	Q [MVar]	S [MVA]			[kV]	[pu]	[Hz]	[Hz]									
Milagro-San Idelfonso	2	lluvioso	alta	65%	mil	i	1.01	-34,18	-19,98	-1,39	20,03	17,98	↑	139,43	1.01	59,873	mil	sid	0,110	0,350	0,300	15,428	0,029	4,824	5,584	
					sid	j	1.03	-30,83	20,36	-4,97	20,96			145,39	1.05	59,432										
Santo Domingo-Esmeraldas	2	seco	alta	35%	dom	j	1.01	-54,22	-34,89	-0,57	34,90	30,98	↑	137,73	1.00	59,947	dom	esm	0,110	0,350	0,300	9,011	0,002	4,841	5,601	
					esm	i	1.05	-46,30	36,48	-5,08	36,83			144,23	1.05	59,614										
Daule Peripa-Portoviejo	2	lluvioso	media	65%	dpr	i	1.01	-42,69	55,60	16,22	57,91	51,67	↓	139,02	1.01	59,949	por	por	0,110	0,400	0,400	13,750	0,149	3,908	4,818	
					por	j	0.93	-49,79	-52,99	-13,79	54,76			116,55	0,84	59,735										
Santa Rosa-Vicentina	1	seco	alta	65%	ros	i	1.00	-58,52	48,96	21,17	53,34	47,98	↓	139,82	1.01	59,900	vic	vic	0,110	0,350	0,450	22,339	0,099	4,410	5,320	
					vic	j	0.98	-59,72	-48,59	-20,94	52,91			130,93	0,95	59,706										
Vicentina-Ibarra	2	seco	baja	35%	vic	i	1.00	-59,48	10,96	-3,37	11,47	10,26	↓	136,75	0,99	59,945	iba	iba	0,110	0,350	0,300	2,711	0,001	2,651	3,411	
					iba	j	0.99	-60,82	-10,89	-1,45	10,98			134,86	0,98	59,944										
Mulalo-Vicentina	1	seco	alta	35%	mul	i	0.97	-53,56	48,56	-19,31	52,25	48,05	↓	132,98	0,96	59,914	mul	mul	0,110	0,350	0,300	15,886	0,004	4,351	5,111	
					vic	j	0.98	-59,72	-47,09	20,26	51,26			136,86	0,99	59,949										
Pucará-Mulalo	1	seco	alta	35%	puc	i	0.98	-49,11	79,00	-7,71	79,37	72,18	↓	135,60	0,98	59,855	mul	puc	0,110	0,350	0,300	24,331	0,057	4,352	5,112	
					mul	j	0.97	-53,55	-77,38	11,56	78,24			131,92	0,96	59,935										
Pucará-Ambato	1	seco	alta	65%	puc	j	0.98	-49,11	-6,27	13,28	14,68	14,75	↑	137,77	1,00	59,717	amb	puc	0,110	0,350	0,400	1,125	0,049	4,194	5,054	
					amb	i	0.97	-48,67	6,32	-14,77	16,07			132,38	0,96	59,899										
Totora-Ambato	1	seco	alta	35%	tot	j	0.97	-48,25	37,59	-6,11	38,08	39,30	↓	133,04	0,96	59,836	tot	amb	0,110	0,350	0,400	11,793	0,011	4,148	5,008	
					amb	i	0.97	-48,67	-37,50	5,95	37,97			134,32	0,97	59,815										
Daule Peripa-Quevedo	2	seco	alta	35%	dpr	i	1.01	-55,86	-8,33	-8,00	11,55	10,04	↑	140,12	1,02	59,796	dpr	dpr	0,110	0,350	0,400	0,430	0,002	3,536	4,396	
					qvq	j	1.02	-55,47	8,37	5,26	9,88			142,24	1,03	59,864										
Machala-San Idelfonso	2	seco	media	35%	mac	j	1.03	-56,03	-25,78	-3,52	26,02	22,29	↑	141,88	1,03	59,450	mac	mac	0,110	0,400	0,300	1,478	0,011	3,429	4,239	
					sid	i	1.03	-55,30	25,89	2,44	26,00			143,69	1,04	59,459										
Molino-Cuenca	2	seco	alta	65%	mol	i	1.05	-42,65	54,31	9,78	55,18	53,67	↓	142,63	1,03	59,976	cue	cue	0,110	0,350	0,300	10,152	0,064	4,502	5,262	
					cue	j	1.00	-47,53	-52,67	9,23	53,51			131,07	0,95	59,751										

5.4 ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE LA APLICACIÓN DE UN RECIERRE EN UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 138 KV

En este ítem se calculan los beneficios en US \$ (dólares) y (MWh servicio + MWh pérdidas) de la aplicación de un recierre exitoso, se desarrolla el siguiente análisis sustentando la explicación en la Regulación N° CONELEC 002/06 (CALIDAD DEL TRANSPORTE DE POTENCIA Y DEL SERVICIO DE CONEXIÓN EN EL SNI).

El análisis se realiza en función de las fallas, en las cuales la aplicación de un recierre es aconsejable (fallas transitorias), en las líneas de transmisión de 138 [kV] que se muestran en el Cuadro 5.18. Cabe recalcar que estas líneas de transmisión fueron tomadas de los eventos sucedidos en el año 2005.

Cuadro 5.18 Líneas de transmisión de 138 [kV] a ser analizadas

LÍNEA
Ibarra-Tulcán
Santo Domingo-Esmeraldas C1
Santo Domingo-Esmeraldas C2
Cuanca-Loja
Milagro-San Idelfonso C1
Tena Loja

Una vez conocidas las líneas de transmisión, se procede a tabular los datos correspondientes al número de salidas de la línea por fallas transitorias, número de salidas de la línea por mantenimiento, así como también el tiempo fuera de servicio de los eventos mencionados anteriormente, ver Cuadro 5.19.

Cuadro 5.19 Tiempo total de indisponibilidad para las líneas de transmisión analizadas

LÍNEA	NÚMERO DE SALIDAS		TIEMPO FUERA DE SERVICIO		TIEMPO TOTAL INDISPONIBILIDAD [horas]
	MANTENIMIENTO	FALLA	MANTENIMIENTO [horas]	FALLA [horas]	
Ibarra-Tulcán	0	1	0	0,150	0,150
Santo Domingo-Esmeraldas C1	1	4	10	0,700	10,700
Santo Domingo-Esmeraldas C2	1	3	10	0,850	10,850
Cuanca-Loja	1	1	10	0,083	10,083
Milagro-San Idelfonso C1	2	1	20	0,133	20,133
Tena Loja	1	5	10	0,095	10,095

Ahora se hace alusión a la Regulación N° CONELEC 002-06, la cual indica que:

Límites.- El Transmisor y los Agentes deberán cumplir para cada una de las instalaciones, con un máximo de horas de indisponibilidad (LHI) y de un número de desconexiones (NDP), indicadas en el Cuadro 5.20.

Cuadro 5.20 Límites anuales de horas de indisponibilidad y número de desconexiones

LÍMITES ANUALES DE HORAS DE INDISPONIBILIDAD Y NÚMERO DE DESCONEXIONES				
TIPO DE INSTALACIÓN		DISPONIBILIDAD (%)	HORAS INDISPONIBILIDAD (LHI)	NÚMERO DESCONEXIONES (NDP)
CAMPO DE CONEXIÓN (1)	AGENTE	99,92	7	5
	TRANSMISOR	99,92	7	3
CAMPO DE CONEXIÓN (2)	AGENTE	99,92	7	5
	TRANSMISOR	99,772	20	4
CIRCUITO TRANSMISIÓN 230 KV		99,658	30	7
CIRCUITO TRANSMISIÓN 138 KV		99,658	30	7
CAPACITOR Y REACTOR		99,772	20	4
TRANSFORMADOR		99,726	24	4

(1) Campo de Conexión pertenece al Agente

(2) Campo de Conexión pertenece al Transmisor

Entonces se puede ver claramente que el número de horas por indisponibilidad para circuitos de 138 [kV] es de 30 [horas] y las líneas de transmisión analizadas alcanzan un máximo de horas de indisponibilidad de 20,133 [horas], por lo que estamos dentro de los límites anuales de indisponibilidad y por consiguiente ninguna penalización, hasta el momento, se haría efectiva.

Ahora el beneficio de la aplicación de un recierre se lo muestra en los puntos mostrados a continuación.

Uno de los beneficios es el que se muestra en el siguiente párrafo tomado de la Regulación N° CONELEC 002-06, la cual indica que:

Número de desconexiones.- El Número de Desconexiones de una instalación, se calcula sobre la base de su número de indisponibilidades totales anuales.

Límites.- El Transmisor y los Agentes deberán cumplir para cada tipo de instalación, con un máximo de desconexiones (NDP) indicado en la tabla anterior.

Los límites de número de desconexiones (NDP) para circuitos de líneas de transmisión, aumentarán en 0,5 desconexiones con cada recierre automático exitoso en casos de fallas transitorias.

Por lo tanto, uno de los beneficios se ve reflejado en el aumento del número de desconexiones por cada recierre exitoso.

Finalmente, como se muestra en el Cuadro 5.21, se puede apreciar el cálculo del costo de la energía no suministrada, la cual tiene su base en un cobro de pago de \$300 por cada [MWh] no suministrado [2], entonces, la aplicación de un recierre tendría su beneficio en la disminución del costo por concepto de energía no suministrada.

Cuadro 5.21 Costos de energía no suministrada

operación LÍNEA	C1		C2		C3		C4		C3+C4		C5		C4*C5		C4*C5*300	
	NÚMERO DE SALIDAS		TIEMPO FUERA DE SERVICIO				TIEMPO TOTAL INDISPONIBILIDAD [horas]	POTENCIA NO SUMINISTRADA [MW]	ENERGÍA NO SUMINISTRADA [MWh]	COSTO POR MWh DE ENERGIA NO SUMINISTRADA [\$MWh]						
	MANTENIMIENTO	FALLA	MANTENIMIENTO [horas]	FALLA [horas]												
Ibarra-Tulcán	0	1	0	0,150	0,150	2,700	0,405	121,50								
Santo Domingo-Esmeraldas C1	1	4	10	0,700	10,700	0,000	0,000	0,00								
Santo Domingo-Esmeraldas C2	1	3	10	0,850	10,850	0,000	0,000	0,00								
Cuanca-Loja	1	1	10	0,083	10,083	11,400	0,950	285,00								
Milagro-San Idelfonso C1	2	1	20	0,133	20,133	0,000	0,000	0,00								
Tena Loja	1	5	10	0,095	10,095	9,500	0,903	270,75								

Si en estas líneas se aplicara un esquema de recierre se tendría que el tiempo máximo de desconexión es de un minuto, tiempo en el que se incluye el retorno del sistema a sus condiciones iniciales de prefalla. La aplicación de un recierre disminuye claramente los costos por concepto de energía no suministrada, ver Cuadro 5.22. Además, se puede ver que las líneas Santo Domingo-Esmeraldas y Milagro-San Idelfonso no tienen costos por energía no suministrada ya dichas líneas son de doble circuito, esto implica que no puede haber energía no suministrada salvo contingencia especiales (fallas de doble circuito).

Cuadro 5.22 Costos de energía no suministrada con la aplicación de un recierre

LÍNEA	NÚMERO DE SALIDAS		TIEMPO FUERA DE SERVICIO		TIEMPO TOTAL INDISPONIBILIDAD [horas]	POTENCIA NO SUMINISTRADA [MW]	ENERGÍA NO SUMINISTRADA [MWh]	COSTO POR MWh DE ENERGÍA NO SUMINISTRADA [\$MWh]
	MANTENIMIENTO	FALLA	MANTENIMIENTO [horas]	FALLA [horas]				
Ibarra-Tulcán	0	1	0	0,016	0,016	2,700	0,043	12,96
Santo Domingo-Esmeraldas C1	1	4	10	0,016	10,016	0,000	0,000	0,00
Santo Domingo-Esmeraldas C2	1	3	10	0,016	10,016	0,000	0,000	0,00
Cuanca-Loja	1	1	10	0,016	10,016	11,400	0,182	54,72
Milagro-San Idelfonso C1	2	1	20	0,016	20,016	0,000	0,000	0,00
Tena Loja	1	5	10	0,016	10,016	9,500	0,152	45,60

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- ⊕ Para determinar el caso crítico se comparó parámetros de voltaje y frecuencia de los escenarios hidrológicos seco (la generación proviene de varios agentes) y lluvioso (la generación proviene mayormente de Paute) en el instante de la apertura de la línea (despeje de la falla), se escogen los casos dónde la variación de la frecuencia y voltaje son mayores con respecto a las condiciones de falla, de manera que no se produzcan problemas de estabilidad de voltaje, ni caídas severas de frecuencia, de esta manera se asegura que el sistema va a mantener niveles de operación mejores que el caso crítico.
- ⊕ En la determinación del tiempo muerto necesario para ejecutar el primer cierre se analizó preferentemente la respuesta de frecuencia de una línea de transmisión con un esquema de recierre en falla. En las simulaciones de las líneas de transmisión escogidas, se concluye que ninguna está por debajo del límite para el arranque de los Esquemas de Alivio de Carga por Baja Frecuencia (59,4 [Hz]).
- ⊕ Del análisis de sensibilidad de los tiempos muertos se concluye que el tiempo muerto ideal para recierres trifásicos está entre 350 y 400 [ms]. Estos tiempos calculados están acorde a la bibliografía utilizada, los cuales establecen que para recierres tripolares se utilicen tiempos muertos de 300 a 400 [ms] [1].
- ⊕ El tiempo requerido para cerrar el extremo restante de las líneas de transmisión analizadas oscila entre valores de 300 a 450 [ms] tiempo en el cual se garantiza el cumplimiento de los parámetros de sincronización (voltaje y ángulo de fase) y la presencia de menores

oscilaciones en las respuestas de voltaje, frecuencia, ángulo de fase y potencias, después de realizado el segundo cierre.

- ⊕ Una vez que la línea de transmisión es cerrada por completo empieza el cálculo del tiempo de estabilización. El cual para todas las líneas de transmisión de un solo circuito osciló entre 4,148 [s] y 4,460 [s], en cambio para las líneas de transmisión de doble circuito osciló entre 2,651 [s] y 4,824 [s]. El tiempo de duración total de un recierre trifásico en líneas de 138 [kV] desde que se inicia un cortocircuito monofásico hasta que logra recuperar condiciones iniciales oscila entre 3,411 [s] hasta 5,601 [s].
- ⊕ Después de realizado el estudio se concluye que los tiempos de recierre utilizados mantienen los límites establecidos de voltaje, frecuencia y ángulo, así como también condiciones de estabilidad establecidos en los reglamentos y regulaciones emitidas por el CONELEC.
- ⊕ Existen varios criterios acerca de la elección de los tiempos de desionización del arco eléctrico y el tiempo de máximo recierre, mientras más rápido sea la aplicación de un recierre, mayor potencia puede ser transmitida sin pérdidas de sincronismo del sistema, pero la probabilidad de un reencendido del arco eléctrico es mayor. Esto se aprecia en las simulaciones que se realizaron en el literal 5.1.3, cuando se produce un recierre no exitoso en este caso es perjudicial para la estabilidad y para la respuesta de frecuencia, entonces se recomienda no realizar el recierre, por esta razón es prudente mantener la línea desenergizada por un tiempo no menor al necesario para asegurar que la posibilidad de reencendido del arco no se produzca.
- ⊕ Se debe tener especial cuidado con el transformador ATT Totoras (230/138 [kV]) debido a que en el caso de una falla transitoria en la línea de transmisión Totoras-Ambato con su correspondiente salida de

servicio, este suele sobrecargarse por el excesivo flujo de potencia activa que circula desde la central Agoyán 138 [kV]. Se sabe que este transformador es de 100 [MVA] de capacidad, pudiendo trabajar con una sobrecarga continua de 140 [MVA] y una sobrecarga temporal (10 minutos) de 148 [MVA]. En la simulación de cortocircuitos se llegó a establecer que la máxima sobrecarga que tiene este transformador es de 135 [MVA], concluyendo que está dentro de los valores normales de operación para las tres condiciones de demanda.

- ⊕ Se recomienda que al momento de escoger el disyuntor donde se debe ejecutar el primer cierre, se escoja el perteneciente a la barra con menor voltaje debido a los beneficios que presta el efecto capacitivo, al momento de chequear condiciones de voltaje en el instante de ejecutar el cierre del extremo restante.

- ⊕ Se recomienda que el estudio realizado sea implementado por TRANSELECTRC S.A. en los relés de protección de las líneas de transmisión de 138 [kV] del Sistema Eléctrico Ecuatoriano, considerando además que es una obligación del agente transmisor entregar al CENACE la información de las líneas de transmisión y de interconexión en las que se ha implementado funciones de recierre automático, indicando valores de calibración y lógica de operación.

- ⊕ En lo que respecta al cálculo de la energía no suministrada (ENS), se demuestra que existe un beneficio económico si se implanta este esquema de recierres.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [34] ABB SWITCHGEAR. "Protection Application Handbook". Edición 1. Vasteras Suecia. Marzo 1999.
- [35] REGULACIÓN No CONELEC – 002/06. "Calidad del Transporte de Potencia y del Servicio de Conexión en el SNI". Quito Ecuador. 30 de enero del 2006.
- [36] REGULACIÓN No CONELEC – 006/00. "Procedimientos de Despacho y Operación". Quito Ecuador. 09 de agosto del 2000.
- [37] ALSTOM MEASUREMENTS. "Network Protection and Automatic Guide". Francia. 2002.
- [38] H. M. Rustebakke. "Electric Utility Systems and Practices". John Wiley & Sons. 1983.
- [39] KUNDUR, Prabha. "Power System Stability and Control". McGraw–Hill. Palo Alto, California. 2001.
- [40] KIMBARK, Edward Wilson. "Power System Stability, Power Circuit Breakers and Protective Relays". John Wiley & Sons. NY, London, Sydney. Abril, 1967.
- [41] BASLER ELECTRIC COMPANY. "Automatic Reclosing, Transmission Line Applications and Considerations". Highland Illinois. 2001
- [42] ANDERSON and FOUAD. "Power System Control and Stability". First Edition. Iowa State the University Press. USA. 1977.
- [43] STEVENSON, William, GRAINGER, John. "Análisis de Sistemas de Potencia". Primera edición. McGRAW-HILL. México. 1996.
- [44] FERNÁNDEZ C. "Capacitación en manejo de DlgSILENT Power Factory". Quito. 2002.

ANEXOS

ANEXO No1

PROTOCOLO DE MONTAJE Y PRUEBAS DEL INTERRUPTOR 52-1T2 ATT 138 [kV] DE LA SUBESTACIÓN SANTA ROSA

Quito, 3 de julio de 2006

**PROTOCOLO DE MONTAJE Y PRUEBAS DEL INTERRUPTOR 52-1T2 ATT
138 KV DE LA SUBESTACION SANTA ROSA.**

Las características del disyuntor 52-1T2 mencionado se describen en la siguiente tabla:

Interruptor tipo: LTB145D1/B	LTB145D1-B
Voltaje (kV)	145
Número de Serie	1HSB0503035
Mecanismo de operación	BLK222
I nominal (Amp)	2000
I corto circuito (kAmp)	40
Fases	3
Función	Bahía ATT-52-1T2

Verificación control de las uniones de tornillo, etc

Unión de tornillos	Par de apriete, (Nm)	Par de apriete, (Nm) realizado.
Cimientos	300	OK
Polo del interruptor	79	OK
Mecanismo de operación	190	OK
Barra de tracción	127	OK
Densímetro	10	OK

**Verificación de tiempos de apertura y cierre del disyuntor 52-032
Tiempos**

Descripción	Rangos permisibles. (Valores de fabrica) (ms)	Resultados. (Valores medidos (ms))
Tiempo de cierre, bobina I (y II)	máx. 40	31.03
Tiempos de apertura bobina I	19-25	22.57
Tiempo de apertura bobina II	19-25	22.97
Tiempo de cierre-Apertura (1)	máx. 42	40.6

(1) El tiempo de cierre –apertura es el tiempo en que los contactos principales están cerrados en una maniobra de cierre en que el impulso de apertura se conecta simultáneamente a través del contacto auxiliar.

ANEXO No 2

ESQUEMAS DE ALIVIO DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA

03/28/2006 12:19 FAX 2992068

DIRECCION PLANEAMIENTO

001

COZ
Operación
p.f. informes

G. Explotación
Planificación y Estudios



FAX CIRCULAR CENACE 057

Lugar y Fecha: Quito 24 de marzo de 2006

Para: PRESIDENTES EJECUTIVOS, GERENTES Y DIRECTORES TÉCNICOS
De: ING. MAX MOLINA BUSTAMANTE Director de Planeamiento
Empresa: DISTRIBUIDORAS Y GRANDES CONSUMIDORES
E-mail: dirplan@cenace.org.ec
Teléfono: 299 2066 Fax: 299 2068
Fax: **Páginas:** 2
Teléfono: c.c. CONELEC, TRANSELECTRIC, DEJ, DOP, DTC
Asunto: Determinación del Esquema de Alivio de Carga por Baja Frecuencia Periodo Abril/2006 - Septiembre/2006

El CENACE, en cumplimiento de lo establecido en la Regulación No. CONELEC 006/00 'Procedimientos de Despacho y Operación', y sobre la base de la actualización de los estudios correspondientes, ha determinado que los esquemas de alivio de carga por baja frecuencia -EAC vigentes desde el 1 de octubre de 2005 se mantendrán en el período lluvioso abril/2006 - septiembre/2006, los cuales constan en la Tabla 1 para el Sistema Eléctrico Ecuatoriano, y en la Tabla 2 para la Empresa Eléctrica Regional El Oro - EMELORO, en consideración a que la demanda de esa Empresa podría ser transferida y abastecida por el Sistema Eléctrico Peruano durante el indicado período lluvioso:

SUPERVISION DE OPERACION
 Recibido por: *Suliana M.*
 Fecha: *07-04-06*

ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA. PORCENTAJES DE DESCONEXIÓN DE CARGA PARA EL S.N.I. EXCEPTO EMELORO				
Paso	Frecuencia (Hz)	Tiempo de actuación (ciclos)	Desconexión de carga (%)	Desconexión acumulada de carga (%)
1	59.40	12	8	8
2	59.20	12	8	16
3	59.00	12	8	24
4	58.80	12	7	31
5	58.60	12	7	38
6	58.40	12	6	44
7	58.20	12	6	50

Tabla 1. Tiempo de actuación = temporización del relé + tiempo de apertura de interruptor
 Desconexión de carga (%): porcentaje con relación a la carga total.

DECLARACION TECNICA
 emitida por: *SE*
 el día: *4* ABR. 2006
 a las: *20:00* horas

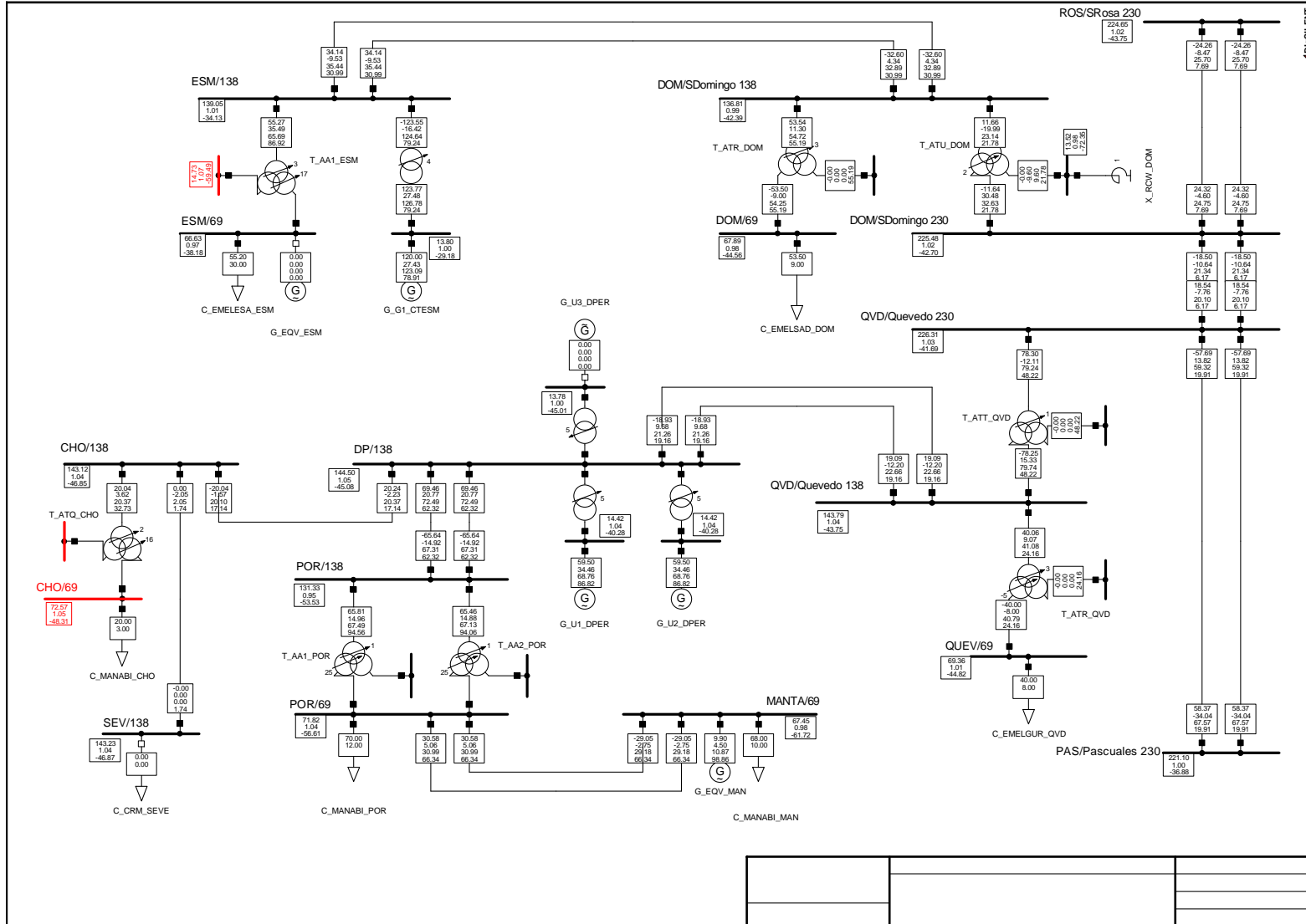
Panamericana Sur Km. 17 1/2 • Teléfonos: (593 2) 2992 001 • Fax: 2992 001
 Presidencia del Directorio 12 de Octubre N24-562 Ed. World Trade Center
 Torre A Piso 10 Of 1004 • Telf.: 2523 143 • Fax: 2551 363
 Apartado Postal 17-21-1991 • www.cenace.org.ec • Quito - Ecuador



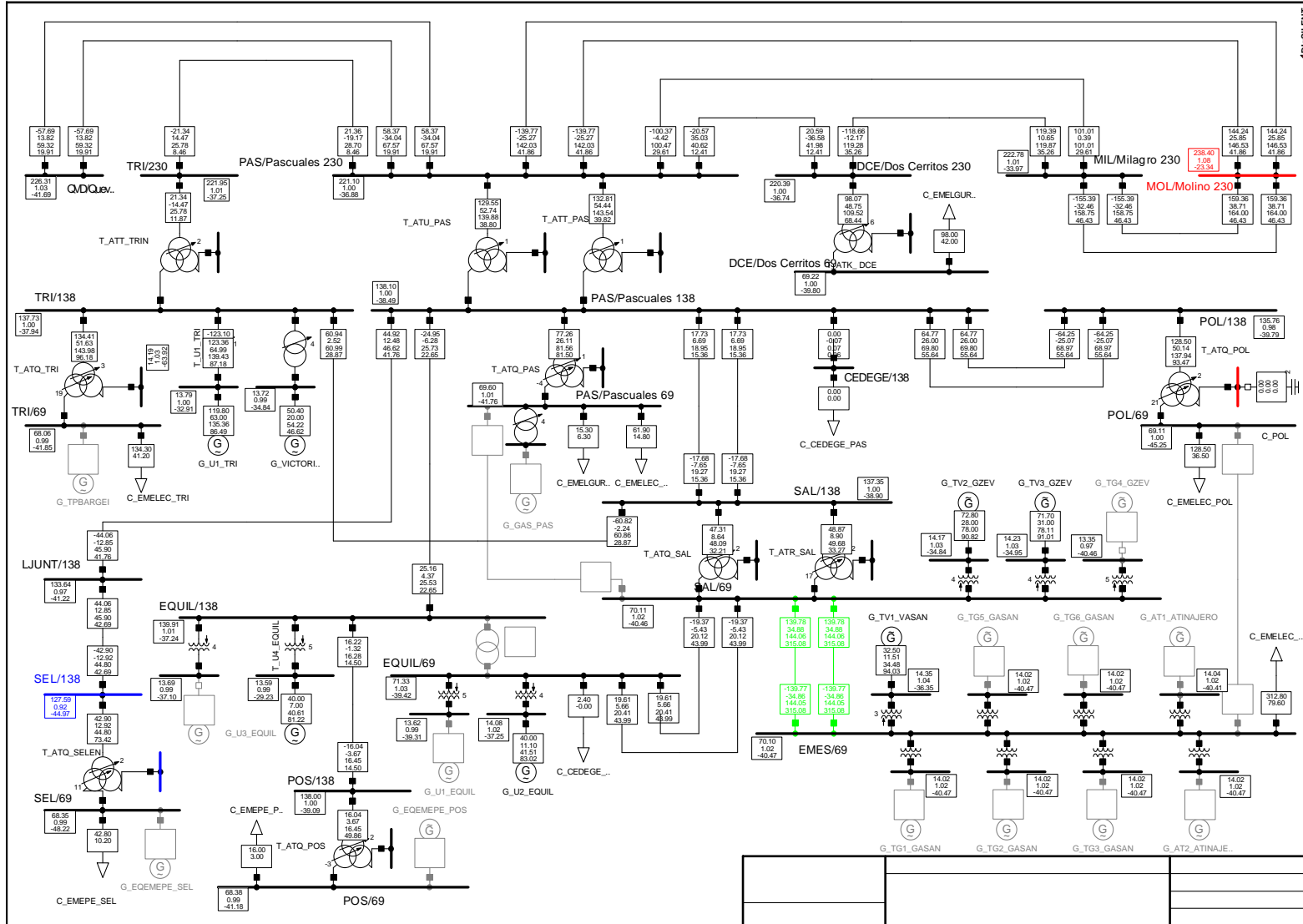
ANEXO No 3

**GRÁFICOS DE LAS ZONAS DEL SNI CLASIFICADAS EN
DIGSILENT POWER FACTORY, CORRESPONDIENTES AL
ESCENARIO LLUVIOSO CON DEMANDA ALTA**

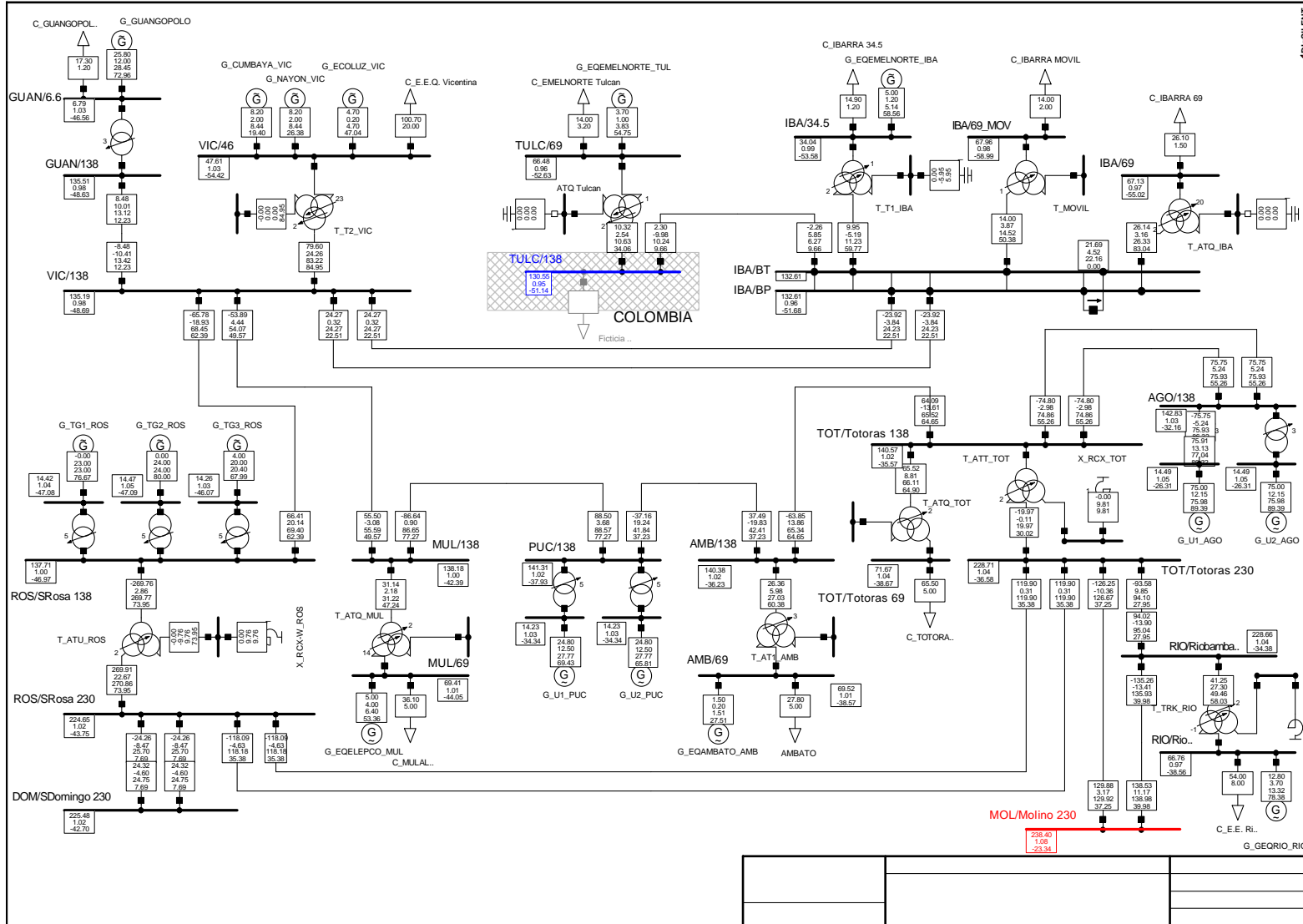
Zona Santo Domingo-Quevedo, escenario lluvioso, demanda alta



Zona Pascuales, escenario lluvioso, demanda alta



Zona Santa Rosa-Totoras, escenario lluvioso, demanda alta



ANEXO No 4

**CUADRO PARA LA TABULACIÓN DE DATOS,
CORRESPONDIENTE AL ANALISIS DE RECIERRES EN
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 138 [kV]**

