

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y
ELECTRÓNICA**

**ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL
INTERCONECTADO DEL ECUADOR UTILIZANDO
PROGRAMACIÓN EN DIGSILENT**

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

JOSÉ MIGUEL CANCHIÑA SANTANA

jose_ca84@hotmail.com

DIRECTOR: Dr. Víctor Hinojosa

victor.hinojosa.m@gmail.com

Quito, Octubre de 2008

DECLARACIÓN

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

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

José Miguel Canchiña Santana

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por José Miguel Canchiña Santana bajo mi supervisión.

Dr. Víctor Hinojosa
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTO

Con mucho cariño principalmente a mis padres que me dieron la vida y han estado conmigo en todo momento. Gracias por todo papá y mamá por darme una carrera para mi futuro y por creer en mí, aunque hemos pasado momentos difíciles siempre han estado apoyándome y brindándome todo su amor, por todo esto les agradezco de todo corazón el que estén a mi lado.

A mis queridos tíos Luis y Rosa, gracias por abrirme las puertas de su hogar en estos años y brindarme el apoyo necesario para haber logrado alcanzar esta meta muchas gracias

A mis hermanos Luis y Andy gracias por estar conmigo y apoyarme siempre, los quiero mucho.

A mis queridas primas Mary y Male por estar conmigo, apoyándome y consintiéndome tanto, las quiero loquillas.

Al Dr, Víctor Hinojosa una persona que admiro por su inteligencia, conocimientos y por su gran profesionalismo, que me supo guiar al transcurso de todo el desarrollo de este proyecto de titulación.

A la Dirección de Operaciones del CENACE, que me dio la oportunidad de realizar este proyecto de titulación.

A todos los ingenieros y personal que forman parte del CENACE que me brindaron su amistad y experiencia para la culminación de este proyecto.

A mis amigos y amigas por ayudarme y apoyarme sin condiciones, gracias por estar conmigo todo este tiempo donde he vivido momentos felices y tristes, gracias por ser mis amigos y recuerden los llevaré en mi corazón.

Es la hora de partir, la dura y fría hora que la noche sujeta a todo horario.

Pablo Neruda

DEDICATORIA

A mi papá y mama

CONTENIDO

DECLARACIÓN	i
CERTIFICACIÓN	ii
AGRADECIMIENTO	iii
DEDICATORIA	iv
CONTENIDO	v
ÍNDICE DE TABLAS	ix
ÍNDICE DE FIGURAS	ix
RESUMEN	xii
PRESENTACIÓN	xiii
CAPÍTULO 1	14
1.1 INTRODUCCIÓN	14
1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA	3
1.3 OBJETIVOS.....	6
1.4 ALCANCE.....	7
1.5 META	7
CAPITULO 2	9
MARCO TEÓRICO	9
2.1 ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN EN CONDICIONES NORMALES Y DE EMERGENCIA	9
2.1.1 ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN EN CONDICIONES NORMALES	9
2.1.1.1 PREPARAR INFORMACIÓN OPERATIVA.....	9

2.1.1.2	ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN EN CONDICIONES NORMALES	13
2.1.1.3	INFORMACIÓN VALIDADA	15
2.1.1.4	REPORTE DE OPERACIÓN.....	16
2.1.1.5	PUBLICACIÓN DEL REPORTE DE OPERACIÓN.....	17
2.2	ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN EN CONDICIONES DE EMERGENCIA	17
2.2.1	ANALIZAR EVENTOS	18
2.2.1.1	ANÁLISIS PRELIMINAR DE REPORTES DE FALLA.....	19
2.2.1.2	RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN	20
2.2.1.3	ANÁLISIS DE DATOS RECOPIADOS.....	20
2.2.1.4	PREPARACIÓN DEL INFORME.....	20
2.3	MARCO TEÓRICO PARA EL ANÁLISIS EN CONDICIONES NORMALES.....	22
2.3.1	FLUJO DE POTENCIA	22
2.3.2	MÉTODO DE NEWTON RAPHSON.....	27
2.4	MARCO TEÓRICO PARA EL ANÁLISIS EN CONDICIONES DE EMERGENCIA	31
2.4.1	FALLAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA	31
2.4.2	CÁLCULO DE FALLAS TRIFÁSICAS USANDO Zbarra.....	32
2.5	PROTECCIONES.....	34
2.5.1	TRANSFORMADORES DE MEDIDA PARA PROTECCIÓN.....	35
2.5.2	RELÉ DE PROTECCIÓN.....	37
2.5.3	INTERRUPTOR.....	38
2.5.4	TIPOS DE PROTECCIÓN	38
2.5.5	PROTECCIONES DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	39
2.5.6	AJUSTE DEL RELÉ DE DISTANCIA	45
CAPITULO 3.....		52
DIgSILENT PROGRAMMING LANGUAGE -DPL		52
3.1	INTRODUCCIÓN AL PROGRAMA POWER FACTORY-DIGSILENT	52
3.2	GUÍA BÁSICA DEL MANEJO DE DIGSILENT	54
3.2.1	MÓDULO DE FLUJO DE CARGA	54
3.2.2	MÓDULO DE CORTO CIRCUITO.....	58
3.2.3	MÓDULO DE PROTECCIONES.....	64

3.2.4	CONFIGURACIÓN BÁSICA DE UN TRANSFORMADOR DE CORRIENTE 67	
3.2.5	CONFIGURACIÓN BÁSICA DE UN TRANSFORMADOR DE VOLTAJE . 69	
3.2.6	CREAR UNA PROTECCIÓN DE DISTANCIA PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 70	
3.3	INTRODUCCIÓN A DIGSILENT PROGRAMMING LANGUAGE (DPL)..... 74	
3.3.1	COMANDO DPL 75	
3.3.2	EJEMPLO DE PROGRAMACIÓN EN DPL 80	
CAPITULO 4.....		89
PROCESO DE “ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN EN CONDICIONES NORMALES Y DE EMERGENCIA”		89
4.1	PROPUESTA DE AUTOMATIZACIÓN DEL TRABAJO DE TESIS EN EL PROCESO DE “ANALIZAR LA OPERACIÓN EN CONDICIONES NORMALES Y DE EMERGENCIA”	89
4.1.1	ANALIZAR LA OPERACIÓN EN CONDICIONES NORMALES.....	89
4.1.2	ANALIZAR LA OPERACIÓN EN CONDICIONES DE EMERGENCIA...	104
CAPITULO 5.....		110
ANÁLISIS DE RESULTADOS		110
5.1	ANALIZAR LA OPERACIÓN EN CONDICIONES NORMALES.....	110
5.2	ANALIZAR LA OPERACIÓN EN CONDICIONES DE EMERGENCIA.....	114
5.2.1	ANALIZAR LA FALLA EN LA L/T POMASQUI – JAMONDINO DE 230 kV 114	
5.2.2	ANALIZAR LA FALLA EN LA L/T MACHALA – SAN IDELFONSO DE 138 kV 117	
5.2.3	ANALIZAR LA FALLA EN LA L/T SANTA ROSA – POMASQUI DE 230 kV 122	
5.2.4	ANALIZAR FALLA EN LA L/T TENA – FRANCISCO DE ORELLANA DE 138 kV 126	
5.2.5	ANALIZAR FALLA EN LA L/T AGOYÁN – TOTORAS.....	128
5.2.6	ANALIZAR FALLA EN LA L/T SANTA ROSA – VICENTINA	130
5.2.7	ANALIZAR EVENTOS - CREACIÓN DE DIAGRAMA R/X CON “VARIABLES/TIEMPO”	131

CAPITULO 6	136
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	136
BIBLIOGRAFÍA	138
ANEXOS	140
ANEXO I.....	140
ESCRITO DEL COMANDO DPL “UNIFILARES”	140
ANEXO II	143
ESCRITO DEL COMANDO DPL “Cargabilidad_y_Voltajes”	143
ANEXO III.....	146
ESCRITO DEL COMANDO DPL “Datos”	146
ANEXO IV	148
ESCRITO DEL COMANDO DPL “CortoCircuito”	148
ANEXO V	149
COMPARACIÓN DE DATOS REALES Y SIMULADOS.....	149
ANEXO VI.....	153
DATOS DE PROTECCIONES PRIMARIAS Y SECUNDARIAS DE L/T 230 y 138 kV .	153

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1	Clasificación de Eventos.....	18
Tabla 2.2	Datos e incógnitas del flujo de carga	24
Tabla 2.3	Numeración de las Barras	24
Tabla 2.4	Posibles fallas de fase o tierra	31
Tabla 5.1	Errores Máximos de Voltaje.....	111
Tabla 5.2	Bandas de voltajes y límites de factores de potencia recomendados [8].....	112
Tabla 5.3	Análisis de Voltajes en Estado Estable	112
Tabla 5.4	Comparación de Datos Reales con Simulación.....	116
Tabla 5.5	Comparación de Valores de Frecuencia.....	119

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1	Etapas que se componen la Programación de la Operación	1
Figura 2.1	Diagrama de Flujo del Proceso.....	14
Figura 2.2	Diagrama de Flujo del Proceso	19
Figura 2.3	Diagrama Unifilar de un Sistema Eléctrico de Potencia.....	24
Figura 2.4	Diagrama de Conexión.....	35
Figura 2.5	Zonas de Protección	38
Figura 2.6	Curvas características de protecciones de distancia.....	41
Figura 2.7	Alcances y tiempos de operación de una protección de distancia ubicada en A	43
Figura 2.8	Coordinación de protecciones de distancia	45
Figura 2.9	Característica del relé de impedancia en el plano complejo	47
Figura 2.10	Característica del relé direccional	48
Figura 2.11	Característica de relé de reactancia.....	48
Figura 2.12	Características de Operación del relé Mho.....	49
Figura 2.13	Característica Poligonal de Operación	50
Figura 2.14	Ángulos de la Característica de Operación	50
Figura 3.1	Módulo Flujo de Carga.....	55
Figura 3.2	Módulo Flujo de Carga (Menú Cálculo)	56
Figura 3.3	Ventana para el cálculo de Flujos de Carga.....	56
Figura 3.4	Ventana para el cálculo de Flujos de Carga. (Control de Iteraciones).....	58
Figura 3.5	Botón para editar la ventana de corto circuito	60
Figura 3.6	Opción para editar la ventana de corto circuito.....	60
Figura 3.7	Opción para editar la ventana de corto circuito.....	61
Figura 3.8	Ventana para el cálculo de corto circuito (Opciones Básicas).....	61
Figura 3.9	Ventana para el cálculo de corto circuito Opciones Avanzadas.....	63
Figura 3.10	Modelado de Protecciones con Power Factory. Configuración General.....	65
Figura 3.11	Ventana para la Modificar o Crear Dispositivos de Protección.....	66

Figura 3.12	Submenú de Nuevos Dispositivos.....	67
Figura 3.13	Transformador de Corriente.....	68
Figura 3.14	Transformador de Corriente (Opciones Avanzadas).....	68
Figura 3.15	Transformador de Voltaje	69
Figura 3.16	Secundario de un Transformador de Voltaje	70
Figura 3.17	Creación de una protección de distancia	71
Figura 3.18	Ángulo de relé y ángulo característico.....	73
Figura 3.19	Estructura de un Comando DPL.....	75
Figura 3.20	Creación de un Comando DPL.....	76
Figura 3.21	Ventana Principal del Comando DPL	77
Figura 3.22	Ventana de Opciones Avanzadas del Comando DPL.....	78
Figura 3.23	Ventana de Escrito del Comando DPL.....	79
Figura 3.24	Ventana de Descripción del Comando DPL.....	79
Figura 3.25	Declaración de Parámetros de Entrada.....	80
Figura 3.26	Contenido del Comando DPL	81
Figura 3.27	Creación de Comandos.....	82
Figura 3.28	Creación del comando "StopRedirect"	82
Figura 3.29	Creación del Comando "StopRedirect"	83
Figura 3.30	Creación del Comando "Redirect"	83
Figura 3.31	Creación del Comando "WMF"	84
Figura 3.32	Creación del Comando "WMF"	84
Figura 3.33	Creación del Formulario.....	85
Figura 3.34	Configuración del Formulario.....	85
Figura 3.35	Crear un Filtro.....	86
Figura 3.36	Configuración de un Filtro.....	87
Figura 3.37	Escrito del Comando DPL.....	88
Figura 4.1	Propuesta del Diagrama de Flujo del Proceso Evaluación de los Voltajes en Estado Estable del SNI.....	91
Figura 4.2	Estructura de un Archivo DOLE.....	92
Figura 4.3	Pantalla de Inicio de Datos_RHIS	93
Figura 4.4	Importación de la Base de Datos (Parte I).....	94
Figura 4.5	Importación de la Base de Datos (Parte II)	94
Figura 4.6	Importación de Archivo del Día de Análisis	95
Figura 4.7	Importar Datos DOLE.....	95
Figura 4.8	Importar Datos DOLE.....	96
Figura 4.9	Importar Datos DOLE.....	96
Figura 4.10	Configuración del Comando DPL "Unifilares"	97
Figura 4.11	Contenido del Comando DPL "Unifilares"	98
Figura 4.12	Configuración de los Filtros en "Unifilares"	99
Figura 4.13	Objetos del Comando DPL "Cargabilidad_y_Voltajes"	100
Figura 4.14	Configuración del Comando "Export"	101
Figura 4.15	Configuración del Comando "Idf"	101
Figura 4.16	Edición de la restricción de voltaje	102
Figura 4.17	Ventana de Configuración de Salida de Resultados	103

Figura 4.18	Cambio de Reporte.....	104
Figura 4.19	Propuesta del Diagrama de Flujo del Proceso Analizar Eventos.....	105
Figura 4.20	Modificación de Datos de Entrada.....	106
Figura 4.21	Crear un Conjunto General.....	107
Figura 4.22	Contenido del Comando DPL “CortoCircuito”.....	108
Figura 4.23	Creación de Comando “Inc”.....	108
Figura 4.24	Crear Comando “Eventos”.....	109
Figura 5.1	Oscilografía de Falla de L/T Pomasqui – Jamondino 230 kV.....	115
Figura 5.2	Protección Principal de L/T Pomasqui-Jamondino.....	116
Figura 5.3	Protección Secundaria de L/T Pomasqui-Jamondino.....	117
Figura 5.4	Respuesta de frecuencia.....	118
Figura 5.5	Respuesta de Frecuencia (Simulación).....	118
Figura 5.6	Protección Principal de L/T Machala-San Idelfonso.....	120
Figura 5.7	Protección Secundaria de L/T Machala – San Idelfonso.....	121
Figura 5.8	Protección Primaria de L/T San Idelfonso - Machala.....	121
Figura 5.9	Protección Secundaria San Idelfonso – Machala.....	122
Figura 5.10	Protección Primaria L/T Santa Rosa – Pomasqui.....	124
Figura 5.11	Protección Secundaria L/T Santa Rosa – Pomasqui.....	125
Figura 5.12	Protección Primaria Pomasqui – Santa Rosa.....	125
Figura 5.13	Protección Secundaria L/T Pomasqui – Santa Rosa.....	126
Figura 5.14	Valores de Voltaje después del Evento.....	128
Figura 5.15	Protección Primaria de L/T totoras - Agoyán.....	129
Figura 5.16	Protección Secundaria de L/T Agoyán - Totoras.....	130
Figura 5.17	Voltajes en Zona Quito ante la apertura de L/T Sta. Rosa - Vicentina.....	131
Figura 5.18	Creación de Variables de Monitoreo para un Relé.....	132
Figura 5.19	Selección de Variables.....	133
Figura 5.20	Selección de Variables.....	133
Figura 5.21	Creación de Variables/Tiempo.....	134
Figura 5.22	Protección Primaria de L/T Santa Rosa – Santo Domingo.....	135
Figura 5.23	Protección Secundaria de L/T Santa Rosa – Santo Domingo.....	135

RESUMEN

La planificación, diseño y el análisis de la operación de sistemas de potencia requieren estudios a fin de evaluar el desempeño del sistema existente, confiabilidad, seguridad y economía. Los estudios identifican y alertan potenciales deficiencias en el sistema factibles de corregir o prevenir.

En el presente trabajo se presenta el estudio de las funcionalidades disponibles en el programa DIgSILENT Power Factory, y la implementación y automatización del proceso “Analizar la Operación en Condiciones Normales y de Emergencia” realizado por la Dirección de Operaciones de la Corporación Centro Nacional de Control de Energía - CENACE. La automatización se realizará con base al Lenguaje de Programación DIgSILENT Programming Language (DPL) de DIgSILENT.

El “Análisis de la Operación en Condiciones Normales” se realiza a través de los parámetros eléctricos del SNI velando que se cumplan con los estándares de calidad y seguridad establecidos en la normativa vigente. Con la ayuda de comandos DPL se logra automatizar la simulación de los diferentes escenarios del sistema, exportación de resultados y diagramas unifilares; los cuales van a ser utilizados para el análisis post – operativo el cual se encarga de que en el caso de detectarse un incumplimiento de un parámetro, se definen las causas y recomendaciones para ser puestas en conocimiento del Área Centro de Operaciones, de la Dirección de Planeamiento, según corresponda o del Agente responsable

Además, se plantea utilizar el módulo de protecciones de DIgSILENT en el análisis post - operativo, con el objeto de realizar la verificación y validación de todas las respuestas de los relés ante diferentes contingencias. El módulo de protecciones permite realizar un modelado de la estructura general de modelos de relés, transformadores de corriente y voltaje, relés de sobrecorriente, relés de distancia, etc.

PRESENTACIÓN

En el Capítulo 1 se presenta la introducción, objetivos, alcance y justificación del proyecto, que son la base del mismo.

En el Capítulo 2 se explica los procedimientos existentes en la Dirección de Operaciones del CENACE, para el Análisis de la Operación en Condiciones Normales y de Emergencia y los fundamentos teóricos utilizados para efectuar este proyecto.

En el Capítulo 3 se detallan los módulos del programa DIgSILENT a utilizar en esta investigación y describe el uso del comando DPL.

En el Capítulo 4 se describe la propuesta y uso de los diferentes comandos DPL´s creados para la automatización del proceso de Analizar la Operación en Condiciones Normales y de Emergencia.

En el Capítulo 5 se realiza la comparación de los valores reales vs. los resultados que se obtiene de las diferentes simulaciones en DIgSILENT.

En el Capítulo 6 se presentan las conclusiones y recomendaciones del estudio realizado.

CAPÍTULO 1

1.1 INTRODUCCIÓN

La gestión económica de un sistema eléctrico es una tarea compleja, que involucra diversas actividades, en las que intervienen aspectos financieros, aspectos tarifarios, aspectos sociales, aspectos empresariales, aspectos medio ambientales, así como todo lo relacionado con la planificación de inversiones y operación del sistema.

La planificación y la operación de un sistema eléctrico es el resultado de una compleja cadena de decisiones, que inician en el largo plazo (expansión de capacidad del sistema, contratos de combustible, etc.), continúan en el mediano plazo (gestión hidroeléctrica, programación de mantenimientos de las instalaciones, etc.), se concretan en el corto plazo (acoplamiento de los grupos de generadores, reservas de operación) y se materializan en la explotación real (despacho de los grupos, regulación de frecuencia, respuesta a eventuales condiciones de emergencia). La toma de decisiones se apoya en modelos de cálculos alimentados por sistemas de adquisición de datos y de comunicaciones de enorme complejidad.

Las decisiones de expansión y operación de un sistema eléctrico de potencia deben guiarse por consideraciones de eficiencia económica de forma de minimizar los costos de proporcionar energía eléctrica al consumidor final. Para cumplir con este propósito se debe tener presente las consideraciones técnicas para asegurar la viabilidad física del suministro eléctrico.

En la Programación de la Operación se observan las siguientes etapas:

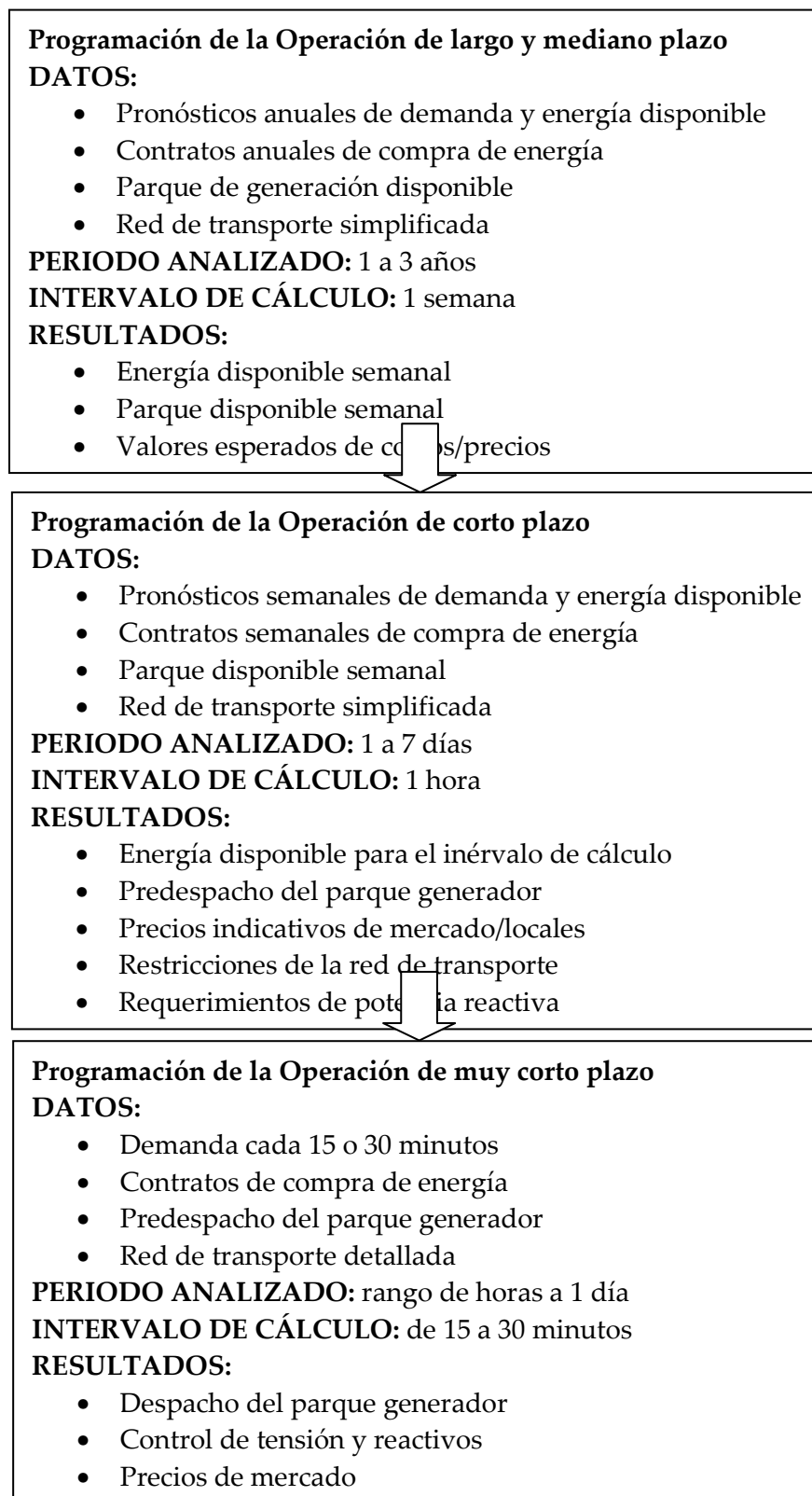


Figura 1.1 Etapas que se componen la Programación de la Operación

La Programación de la Operación a largo y mediano plazo, determina el modo como va a operar cada una de las centrales que conforman el sistema, considerando las restricciones que presenta cada una de ellas; en sistemas con importantes restricciones asignadas a la red de transporte es necesario conocer la distribución geográfica de la demanda.

La Programación de la Operación de corto plazo, es un conjunto de decisiones que tiene como objetivo fundamental optimizar embalses semanales y definir, de entre las unidades térmicas disponibles, cuáles y en qué período de tiempo deben ser puestas en servicio (predespacho) para suministrar al mínimo costo la energía eléctrica requerida por los usuarios. Para esto es necesario conocer los ciclos diarios y semanales de la demanda a través de curvas típicas, que representan la forma de la demanda (cronología).

La Programación de la Operación de muy corto plazo, tiene como objetivo calcular la reprogramación del parque hidrotérmico, con la consideración específica del control de voltajes y despacho de potencia reactiva. Se deben satisfacer además, las restricciones vinculadas al parque de generación y a la red de transporte.

Con el objetivo de mejorar la planificación y operación de corto plazo, en la Dirección de Operaciones de la Corporación CENACE, se realiza el análisis post-operativo, para conocer si los parámetros eléctricos, reservas, disponibilidad de equipos garantizaron que el servicio se brinde dentro de los estándares de calidad, confiabilidad y seguridad.

En el mundo se han desarrollado diferentes herramientas computacionales que buscan ayudar a simular y analizar la operación de un Sistema Eléctrico de Potencia, bajo condiciones de una operación normal (variables de estado en rango normales de operación) y emergencia (variables de estado que están fuera de rangos permitidos), permitiendo observar los posibles riesgos en la operación para luego definir estrategias para mitigarlos.

1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

La planificación, diseño y análisis de la operación de los sistemas de potencia requieren estudios a fin de evaluar el desempeño del sistema existente, confiabilidad, seguridad y economía. Los estudios identifican y alertan potenciales deficiencias en el sistema factibles de corregir o prevenir. Una concepción clásica del análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia, se basa en el estudio de los sistemas bajo condiciones de operación en estado estable y emergencia.

La Dirección de Operaciones de la Corporación CENACE supervisa y coordina la operación del Sistema Nacional Interconectado (SNI) e Interconexiones Internacionales de manera técnica y económica, resguardando su seguridad y calidad de acuerdo lo establece la normativa interna y los acuerdos internacionales vigentes; además, analiza y genera la información necesaria para las liquidaciones comerciales de las transacciones nacionales e internacionales de electricidad y, para el mejoramiento de los procesos de planeamiento y operación en tiempo real.

Para cumplir con estos objetivos, la Dirección de Operaciones está estructurada en dos Áreas: Área Centro de Operaciones (ACDO) y Área de Análisis de la Operación (AADO).

El Área Centro de Operaciones, desde la Sala de Control realiza la supervisión y coordinación en tiempo real de la operación de todos los recursos del SNI: unidades de generación, red de transmisión nacional, interconexiones internacionales y puntos de entrega de las empresas Distribuidoras. Este proceso se lo ejecuta durante las 24 horas del día, los 365 días del año.

El moderno Sistema de Manejo de Energía, adquirido a la empresa ABB Network en el año 2006, es la herramienta fundamental para este proceso, el mismo que a más de la adquisición de los datos en tiempo real del SNI e Interconexiones Internacionales, dispone de Funciones de Aplicación como el Flujo del Operador, Flujo Óptimo y Análisis de Contingencias, herramientas que permiten al Operador simular casos de estudios en tiempo real y, sobre la base de los resultados, tomar decisiones importantes y delicadas.

El Área de Análisis de la Operación (AADO), realiza la preparación y validación de novedades y parámetros operativos como: registro de ingreso y salida de unidades de generación, maniobras realizadas en el SNI, potencias activas y reactivas de generación y entregas, voltajes, frecuencias, flujos por los elementos de transmisión, entre otros; para ser utilizada en los procesos subsiguientes del CENACE. Esta información proviene del Sistema de Manejo de Energía, a través del Historian o Sistema de Información Histórica (HIS, siglas en inglés), de la Bitácora de Operación del Sistema Nacional Interconectado (BOSNI) y de los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). La información relacionada con la frecuencia del sistema se la obtiene de la aplicación denominada Monitor de Frecuencia, que registra un dato de frecuencia cada 100 milisegundos. Además el AADO realiza el Análisis de la Operación en Condiciones Normales y de Emergencia.

El seguimiento de la operación en condiciones normales se realiza a través de los parámetros eléctricos del SNI velando que se cumplan con los estándares de calidad y seguridad establecidos en la normativa vigente. De detectarse un incumplimiento se definen las causas y recomendaciones para ser puestas en conocimiento del Área Centro de Operaciones o Dirección de Planeamiento, según corresponda.

Para el análisis de la Operación en condiciones de Emergencia, en caso de producirse un evento (falla) en el SNI y/o Interconexiones Internacionales, se registra en el Sistema de Administración de Fallas (SAF). La información enviada por los Agentes del MEM consiste de Informes de Falla, actuación de protecciones e información de los registradores de falla. El CENACE por su parte dispone de herramientas (como DlgSILENT Power Factory, El STATA, Power World, entre otros) para análisis de los eventos.

El análisis detallado se refleja en el Informe de Falla que se publica en el Portal Web del CENACE. En caso de requerirse se convoca a un Comité de Análisis de Falla (todos los Agentes involucrados), para el análisis y toma de acciones correctivas. De ser el caso participan de este comité el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) y la Empresa de Transmisión (TRANSELECTRIC).

Como se ha mencionado anteriormente la Dirección de Operaciones posee varias herramientas que pueden permitir realizar estas actividades de una mejor manera, y no solo confiar en la experiencia del personal, una de esas herramientas es el programa DIgSILENT, con el cual se puede recrear las condiciones específicas en las que se encontraba el sistema en una hora, con esta recreación se puede determinar si existieron incumplimientos, analizar las causas que motivaron dichos incumplimientos, realizar una validación de la actuación del sistema de protecciones y realizar simulaciones para brindar recomendaciones con un mayor sustento técnico.

1.3 OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

- Automatizar el proceso “Analizar la Operación en Condiciones Normales y de Emergencia”, ejecutado por la Dirección de Operaciones de la Corporación CENACE, utilizando el programa DIgSILENT Power Factory. El proceso involucra la evaluación de la calidad, seguridad y confiabilidad del servicio de suministro eléctrico en el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Conocer el proceso de análisis de la Operación en condiciones normales y de emergencia.
- Aplicar las funciones que ofrece DIgSILENT Programming Language (DPL): acceso a cualquier parámetro y variable del sistema, uso de cada comando y posibilidad de definir resultados y crear gráficas de manera automática.
- Definir y elaborar Interfaces entre la información operativa (Sistema de Información Histórica, archivos planos, etc.) y el programa DIgSILENT Power Factory.

- Realizar estudios tanto en condiciones de estado estable como de emergencia con propósitos de planificación del sistema, planificación de la operación y análisis de contingencias.

1.4 ALCANCE

El proyecto se plantea como el estudio y la investigación de funcionalidades disponibles en el programa DlgSILENT Power Factory, la elaboración de interfaces entre las bases de datos de CENACE (HIS y archivos planos) y DlgSILENT, su implementación y automatización en el proceso “Analizar la Operación en Condiciones Normales y de Emergencia”. La automatización se realizará con base al Lenguaje de Programación de DlgSILENT (DPL).

El DPL, permite a través de líneas de código la automatización de actividades y procesos desarrollados con DlgSILENT. A través de esta herramienta se pretende definir aplicaciones a ser utilizadas en el análisis post-operativo de variables eléctricas (voltaje, flujos de potencia, frecuencia, etc.), y la definición de recomendaciones para mejorar la operación en tiempo real y planificación del SNI e Interconexiones Internacionales.

1.5 META

Se realizara una aplicación que permita obtener los datos ex-post de generación, demandas y características topológicas de la red. Los datos ex-post serán cargados en DlgSILENT para realizar las simulaciones pertinentes de las condiciones de operación normal. Con la ayuda de los comandos DPL se facilitará cálculos repetitivos en el programa DlgSILENT, como son la ejecución de flujos de potencia, exportación de resultados en archivos planos, exportación de imágenes de los diagramas unifilares y gráficas que se pueden crear en DlgSILENT. La exportación de estos elementos se debe a que los mismos se pueden incluir en los diferentes informes que se desarrollan en el Área de Análisis de la Operación.

En el caso del análisis en condiciones de emergencia se realizara el ingreso de los relés de distancia en la base de datos de DlgSILENT, la calibración de los

relés se lo realiza con los valores proporcionados por TRANSELECTRIC y verificara fallas producidas en SNI. Esto servirá para analizar el correcto funcionamiento del sistema de protecciones.

CAPITULO 2

MARCO TEÓRICO

La planeación, diseño y operación de un sistema de potencia requiere estudios de ingeniería para evaluar el sistema actual y el futuro, en aspectos como eficiencia, confiabilidad, seguridad y economía. La complejidad que hoy en día se presenta en los modernos Sistemas de Potencia, hace que este tipo de estudios sean difíciles y tediosos si son realizados manualmente, por tales motivos el auge del desarrollo de nuevos programas computacionales que facilitan la resolución de estos problemas es de vital importancia.

2.1 ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN EN CONDICIONES NORMALES Y DE EMERGENCIA

2.1.1 ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN EN CONDICIONES NORMALES

En condiciones normales se realiza el seguimiento de los parámetros eléctricos en el Sistema Nacional Interconectado velando que se cumplan con los parámetros de calidad y seguridad establecidos en la normativa vigente. El procedimiento que maneja el CENACE para este caso es el de **“EVALUACIÓN DE LOS VOLTAJES EN ESTADO ESTABLE DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO”**, este procedimiento es en concordancia con las directrices establecidas en la “Ley del Régimen del Sector Eléctrico”, la Regulación 003/08 “Transacciones de Potencia Reactiva” y Regulación 006/00 “Procedimientos de Despacho y Operación”

2.1.1.1 PREPARAR INFORMACIÓN OPERATIVA

El propósito de este procedimiento es el de detallar las actividades a seguir para el respaldo, análisis, validación y procesamiento de la Información Operativa proporcionada por el Área Centro de Operaciones del CENACE, los Agentes del

MEM y los Países Interconectados, información que es necesaria para desarrollar los procesos del Área de Análisis de la Operación.

El Ingeniero de Turno del AADO realiza las siguientes actividades:

1. PROCESAMIENTO Y RESPALDO DE INFORMACIÓN

- 1.1** Ejecuta la aplicación “RepSADHIS.xls” ubicada en “Consola10:\C\01 SADHIS\PROGRAMA” con la cual crea el archivo “RHIS_aaaa-mm-dd.xls” y lo transfiere con la aplicación FTP, a la carpeta “Dop\R_his\R_ACDO\Año aaaa\mes” del servidor Uiosede-file02.
- 1.2** Descarga del SGD los Reportes de Falla ocurridos en el día analizado y los respalda en la carpeta “\\Uiosede-file02\Dop\fallas\Año aaaa\Reportes\ACDO\mes aa”.
- 1.3** Verifica que los Redespachos ejecutados en el día analizado y registrados en el archivo “NovGen aaaa-mm-dd.xls”, se encuentren en el SGD y en la carpeta “Dop\Mem\Redespachos\A Ejecutarse\” del servidor Uiosede-file02.
- 1.4** Ejecuta la aplicación “COTAS.xls”, residente en “\\Uiosede-file02\Dop\Mem”, la cual abre el archivo “COTASmm.xls”, residente en el directorio “\\Uiosede-file02\Sco\Dato\Repo\”, en el cual se registra la información correspondiente a volúmenes turbinados, volúmenes almacenados, niveles de embalses, caudales promedio, energía, caudales actuales, volúmenes de vertimiento, volúmenes de desfogue (los dos últimos en caso de que existan) para las centrales Paute, Agoyán, Pucará e Hidronación, y el nivel de las 24 horas de la central Paute. Los datos mencionados los recopila todos los días directamente de cada una de las centrales.

2. GENERACIÓN DIARIA Y VALIDACIÓN DE NOVEDADES

- 2.1** Ejecuta la aplicación “RptBosni.xls”, ubicada en la carpeta “C\Reportes\RptBosni” del computador local y escoge la opción “Even.

de Generación” con la cual recupera las novedades de generación del día analizado y las graba como “NovGen aaaa-mm-dd.xls” en la carpeta “Uiosede-file02\PNC\Externo\DOP\ACDO\NovGenTran\Año aa\mes aa\”.

- 2.2** Con la misma aplicación se selecciona la opción “Even. de Transmisión” con la cual se recupera las novedades de transmisión y las respalda con el nombre “NovTran aaaa-mm-dd.xls” en la carpeta “Uiosede-file02\PNC\Externo\DOP\ACDO\NovGenTran\Año aa\mes aa\”.
- 2.3** Procede a depurar las novedades de transmisión tomando especial atención en aquellas que consideren disparos, seccionamiento y/o transferencia de carga, magnitud de carga desconectada y/o transferida, agentes responsables, hora de normalización de la carga desconectada y/o transferida, inicio y finalización de mantenimientos en el Sistema Nacional de Transmisión, Empresas Distribuidoras y Grandes Consumidores. De igual manera depura las novedades de generación considerando las horas de entrada - salida de las unidades, inicio y finalizaciones de mantenimientos y pruebas, declaración o modificaciones de disponibilidades o indisponibilidad, restricciones operativas que se hayan presentado y causales de operación.
- 2.4** Si en el proceso de validación encuentra novedades faltantes en las bitácoras de generación o transmisión, se gestiona directamente con los Agentes y se completa dicha información. Todas las modificaciones (cambios o complementación de información) las realiza en la Bitácora Operativa, de tal forma que las novedades validadas sean registradas en la base de datos correspondiente.
- 2.5** Finalmente se ejecuta nuevamente las actividades detalladas en los numerales 2.1 y 2.2 con la diferencia de que los archivos “NovTran aaaa-mm-dd.xls” y “NovGen aaaa-mm-dd.xls” se los almacena en la ubicación “Uiosede-file02\Dop\Mem\Novedades\Año aa\mes aa\”. Estos archivos validados constituyen los registros {Novedades de

Generación Validadas} y {Novedades de Transmisión Validadas}, respectivamente.

- 2.6 Registra en el archivo “Modificacion_Sadyr aaaa.xls”, ubicado en la carpeta \\Uiosede-file02\Dop\Información Operativa Diaria\Datos-Validados-Sadyr\Año aa\, la cuantificación de los cambios por tipo y período horario.

3. RESPALDO DE INFORMACIÓN DE AGENTES

- 3.1 Revisa la información enviada por los Agentes del MEM a través de correo electrónico a la dirección aado@cenace.org.ec y la respalda con los nombres correspondientes en la carpeta “\\Uiosede-file02\Dop\Mem\Genemp\Añoaaaa\mmaa\dd”.
- 3.2 En caso de detectar errores o falencias en la información enviada por los Agentes, se solicita el reenvío de la misma.

4. VALIDACIÓN Y RESPALDO DE INFORMACIÓN

Con las novedades de generación y transmisión y la información de los Agentes, se valida e introduce todos los cambios numéricos que sean necesarios para lo cual:

- 4.1. Ejecuta la aplicación “GEN.xls” residente en la carpeta “AADO\Aplicaciones Procesos\Despacho Real” del servidor Uiosede-file02, con la cual valida los datos de generación activa y reactiva de las Empresas Generadoras y crea en la carpeta “\\Uiosede-file02\Dop\Mem\Genemp\Añoaaaa\mmaa\dd”, archivos en los cuales se desglosa por unidad la generación de las Empresas.
- 4.2. Ejecuta la aplicación “ENTREGAS.xls” residente en la carpeta “AADO\Aplicaciones Procesos\Despacho Real” del servidor Uiosede-file02, validando y complementando los datos de entregas de potencia activa y reactiva.

- 4.3. Una vez que se encuentran validados los datos de entregas y generación, ejecuta la opción “Genera Rsys” de la aplicación “GEN.xls” y crea el archivo “Rsys_aaaa-mm-dd.xls” en la carpeta “Dop\R_his\R_AADO\Año aaaa\mes” del servidor Uiosede-file02. Este archivo validado y complementado conforma el registro {Datos HIS Validados}.
- 4.4. Ejecuta la aplicación “SYSTEM.xls” ubicada en “AADO\Aplicaciones Procesos\” del servidor Uiosede-file02 y selecciona secuencialmente los botones “Actualizar” y “Generar Reportes”. Esta actividad crea en la carpeta “Uiosede-file02\SCO\Estad\” los archivos “SYSTEM-mes aaaa.xls” {Reporte Estadístico Mensual} que contienen información estadística mensual.

2.1.1.2 ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN EN CONDICIONES NORMALES

El diagrama de flujo del proceso se muestra en la Figura 2.1

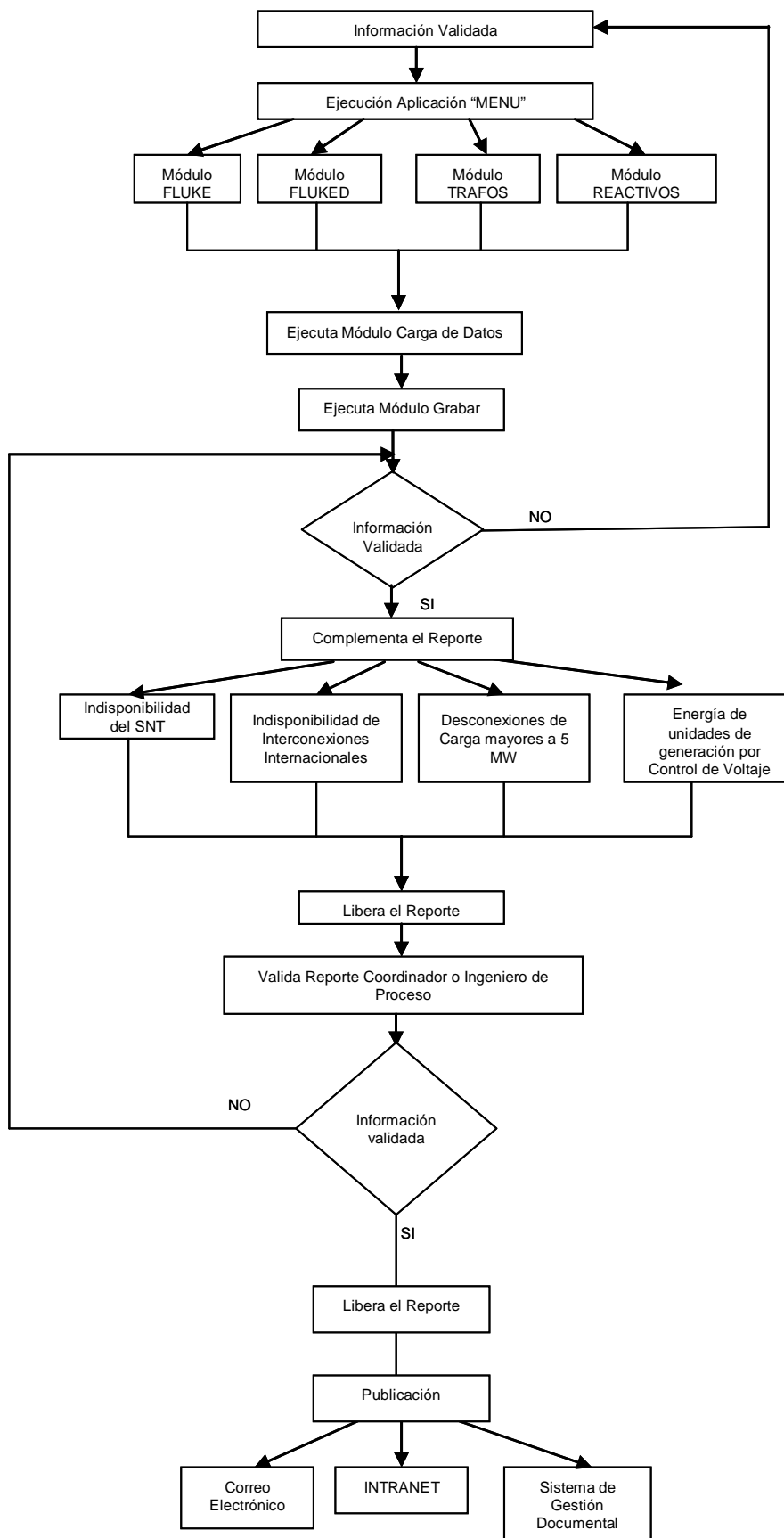


Figura 2.1 Diagrama de Flujo del Proceso

El reporte de Análisis de la Operación se lo realiza de la siguiente forma:

2.1.1.3 INFORMACIÓN VALIDADA

El Ingeniero de turno del Área de Análisis de la Operación, responsable de la ejecución de este proceso, revisa las novedades de operación relativas a:

Generación: se analizan aquellas novedades de indisponibilidad de generadores y compensadores sincrónicos que están relacionados con el control de voltaje del SNI. El operador extrae los datos horarios y potencias de operación de las unidades que ingresaron al sistema por control de voltaje.

Transmisión: se analizan aquellas novedades de indisponibilidad de elementos de transmisión como líneas, transformadores, capacitores, reactores, barras, líneas de interconexión y elementos relacionados con el control de voltaje del SNI.

El reporte se lo obtiene al ejecutar la aplicación "MENU"; es una aplicación realizada en EXCEL que a través de los módulos incorporados, extrae información de los Archivos del Sistema de Adquisición de Datos y Reportes (SADYR) de entregas, potencia de generación activa y reactiva, voltajes, operación de los LTC`s. Los módulos que contiene son los siguientes:

- **FLUKE:** aplicación realizada en EXCEL para obtener:
 1. Datos de voltajes a nivel de 230, 138, 69, 46 y 34.5 en kV y en p.u,
 2. Graficas de los voltajes las 24 horas del día y por zonas radiales,
 3. Gráfica las posiciones de operación de los LTC`s,
 4. Datos y gráficas de los MVAR de las unidades o centrales mayores a 20 MW.
- **FLUKED:** aplicación realizada en EXCEL para obtener:
 1. Las demandas y factores de potencia de las distribuidoras del Mercado Eléctrico Mayorista,

2. Grafica los factores de potencia las 24 horas del día.
- **TRAFO:** aplicación en EXCEL para obtener:
 1. Datos de la potencia aparente de los transformadores y autotransformadores del SNI de aquellos puntos de entrega y flujos de líneas y transformadores monitoreados por el sistema de tiempo y almacenados en SADYR.
 - **Reactivos:** aplicación en EXCEL realizada para obtener:
 1. Reactivos de los compensadores dinámicos del MEM,
 2. Reactivos de las unidades generadoras y centrales de generación iguales o mayores a 5 MW.

2.1.1.4 REPORTE DE OPERACIÓN

Con la aplicación "MENU", se ejecuta el módulo "**Carga de Datos**" recuperando los datos generados por las aplicaciones anteriores ("FLUKE", "FLUKED", "TRAFO" y "Reactivos") y lleva los mismos al archivo "Rep-Volt-dd-mm.xls". A través de la aplicación "MENU", se ejecuta además el módulo "**Grabar**" y con ello se crea el reporte de operación.

En el archivo "Rep-Volt-dd-mm.xls", se analiza la información extraída observando si existe consistencia en los datos con relación a los de las novedades de operación y la configuración del sistema.

Si al analizar los datos se observa inconsistencia en los mismos, se revisa la información validada y se procede nuevamente con el proceso. Si no existe inconsistencia en los datos continua con el proceso, esto es, se completa el reporte con la información recopilada acerca de las indisponibilidad de Generación, Transmisión, Interconexiones Internacionales, Demanda desconectada en Empresas Eléctricas mayores a 5 MW (indicando en las observaciones las razones de indisponibilidades y desconexiones de demanda con los períodos) y, de la misma forma se procede a complementar la información de los flujos de potencia. Adicionalmente, se reporta las unidades que operaron

por control de voltaje, calculándose su energía con los datos de tiempos de entrada y salida de operación de las novedades de generación y con las potencias indicadas en las mismas novedades o con los datos horarios del despacho real.

El Coordinador del Área de Análisis de la Operación valida el reporte de Seguimiento de la Operación. En el caso de ausencia del Coordinador, valida este reporte el Ingeniero del Proceso con el mismo esquema.

2.1.1.5 PUBLICACIÓN DEL REPORTE DE OPERACIÓN

Si el Coordinador del Área de Análisis de la Operación al validar el reporte de Seguimiento de la Operación encuentra que la información no es adecuada, reporta al Ingeniero del Proceso para que sea analizada nuevamente. Caso contrario, el reporte es liberado por el Coordinador del Área de Análisis de la Operación. Con el reporte ya liberado el Ingeniero de Turno procede a la publicación del reporte en el Sistema de Gestión Documental y a continuación se difunde a los usuarios de CENACE (correo electrónico e INTRANET).

2.2 ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN EN CONDICIONES DE EMERGENCIA

El procedimiento que maneja el CENACE para este tipo de condición se denomina “**ANALIZAR EVENTOS**”, el cual tiene como propósito realizar el análisis de los eventos ocurridos en el SNI y en las Interconexiones Internacionales. Este procedimiento es de aplicación para todos los eventos que se produzcan en el SNI. El análisis post-operativo de los eventos tiene como objetivo la elaboración del Informe de Falla, para la elaboración de un informe se clasifican las fallas según la Tabla 2.1.

Clasificación del Evento	Subclasificación del Evento	Reporte de Falla	Boletín de Prensa	Requiere Análisis Detallado
Interconexiones Internacionales	Evento con Apertura de la Interconexión (Separación de los Sistemas o Cargas Radiales)	SI	SI	SI
	Evento de Contingencia Sencilla (Un circuito)	SI	NO	NO
	Eventos originados en Ecuador que ocasionen variaciones de frecuencia fuera de la banda 59,85 - 60,15 Hz	SI	NO	NO
Generación	Eventos de Generación de magnitud mayor al AGC del periodo (se considera las reservas del sistema interconectado es decir con interconexiones internacionales)	SI	NO	SI
Transmisión	Eventos en la red que ocasionen contingencias mayores a n-1, excepto dobles circuitos	SI	NO	SI
Otros	Eventos que ocasionen variación de la tensión a nivel de puntos de entrega por fuera del +/- 10 %	SI	NO	SI
	Eventos que ocasionen la actuación del tercer paso o mayor del Esquema de Alivio de Carga, por baja frecuencia	SI	SI	SI
	Eventos con solicitud de análisis	SI	NO	SI
	Otros	SI	NO	NO

Tabla 2.1 Clasificación de Eventos

El procedimiento “**ANALIZAR EVENTOS**” es en concordancia con las políticas y directrices establecidas en la “Ley de Régimen del Sector Eléctrico”, Regulación 003/08 “Calidad del transporte de electricidad y del servicio de transmisión en el Sistema Nacional Interconectado”, Regulación 006/00 “Procedimientos de Despacho y Operación” y Estudios realizados por el CENACE y/o TRANSELECTRIC en cuanto a calidad y seguridad del servicio e intercambio de información operativa, y vigila que estas políticas y directrices sean consideradas al realizar el Análisis de los Eventos.

2.2.1 ANALIZAR EVENTOS

El proceso a través del cual el Área de Análisis de la Operación realiza el análisis de los eventos suscitados en el SNI y en los Enlaces Internacionales de los Países Interconectados con Ecuador, se denomina “Analizar Eventos”, este procedimiento es de aplicación para todos los eventos que se produzcan en el SNI. El diagrama de flujo del proceso se muestra en la Figura 2.2.

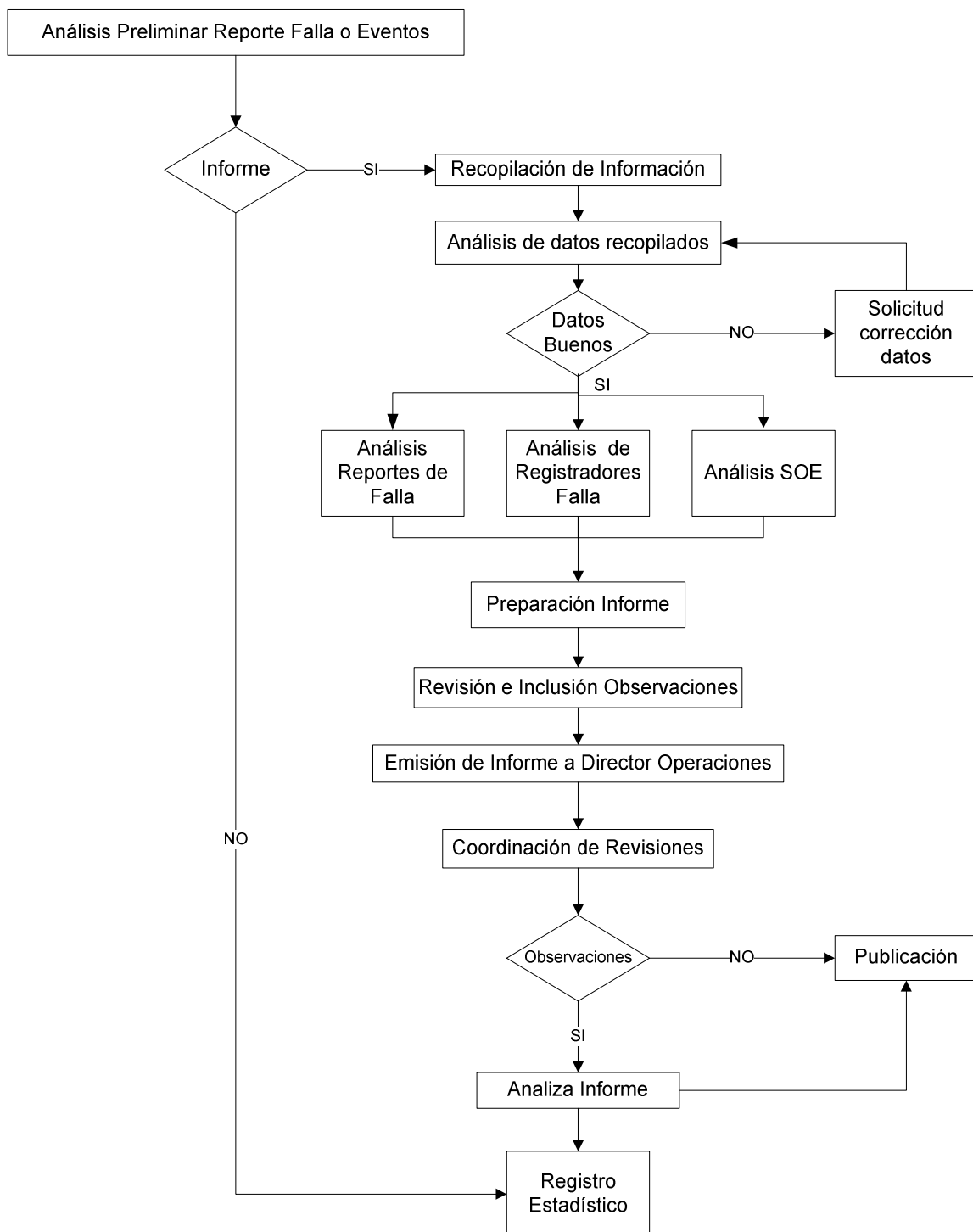


Figura 2.2 Diagrama de Flujo del Proceso

El proceso Analizar Eventos consta de los siguientes partes:

2.2.1.1 ANÁLISIS PRELIMINAR DE REPORTES DE FALLA

Objetivo: analizar los reportes de falla remitidos por el ACDO, TRANSELECTRIC y los Agentes del MEM. Se discrimina si el evento provocado en el sistema amerita que se realice un informe de falla. Si el reporte de falla o evento amerita informe de falla, el Ingeniero de turno procederá con las siguientes etapas del proceso, caso contrario el “Analizar Eventos” finaliza.

2.2.1.2 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN

Objetivo: recopilar información de las fallas provocadas en el sistema, la información se la obtiene del reporte de falla elaborado por el ACDO, novedades de Generación y Transmisión, información enviada por los agentes y de los diferentes sistemas de adquisición de datos que cuenta el CENACE.

2.2.1.3 ANÁLISIS DE DATOS RECOPIADOS

Objetivo: analizar la información recopilada, apoyándose principalmente en: registradores de falla del sistema y de los propios Agentes, registro secuencial de eventos del sistema en tiempo real, datos obtenidos en tiempo real, reporte remitido por el ACDO y constante en el Sistema de Administración de Fallas (SAF), información registrada en el sistema BOSNI (Sistema de emisión de reportes y registro de novedades de generación y transmisión del Sistema Nacional Interconectado tanto en operación normal, como en emergencia) y datos adicionales que proporcionen los Agentes del MEM, TRANSELECTRIC y operadores Internacionales de las Interconexiones Internacionales, relativos al evento.

Si del análisis de datos se desprende que existen datos erróneos, se solicita al Agente, TRANSELECTRIC u Operadores Internacionales se realice la corrección respectiva, sucesora solicitud puede ser hecha de manera verbal o por escrito. Con la llegada de la nueva información se la somete al análisis de datos.

Cuando el análisis de datos no es erróneo continúa los análisis de los informes de falla, registradores de falla y Registro Secuencial de Eventos (SOE), extrayendo la mejor información disponible para el esclarecimiento del evento.

2.2.1.4 PREPARACIÓN DEL INFORME

Objetivo: preparar el Informe de Falla que incluirá toda la información registrada y analizada en los puntos anteriores, debidamente procesada para la utilización en el análisis y registro estadístico.

El informe realiza una descripción pormenorizada de la falla, equipo afectado, cronología del evento, causa de la perturbación, restablecimiento, tiempo de ocurrencia de todos los eventos, estimación de la energía no suministrada, medidas correctivas ejecutadas o a ejecutarse.

El informe de falla presenta como mínimo la siguiente estructura:

1. **Presentación:** incluye el número del informe al que corresponde en orden cronológico de ocurrencia de las fallas, la fecha del evento con la hora y la fecha de finalización del informe de falla.
2. **Objetivo:** se define el objetivo del Informe de Falla.
3. **Breve Descripción del Evento:** incluye el evento o los eventos producidos en la perturbación indicando claramente las causas del evento y consecuencias generales.
4. **Condiciones Previas al Evento:** describe la condición de operación pre-falla, demanda del sistema, parque generador, flujo por los enlaces internacionales, condición topológica de la red, flujos por compensadores dinámicos y elementos de compensación estáticos con los que contaba el sistema.
5. **Análisis del Evento:** contiene gráficos de evolución de la frecuencia, de los voltajes obtenidos de los registradores de falla, gráficos de la evolución de los intercambios internacionales, respuesta de la unidades de generación (actuación de la regulación primaria de frecuencia), disparo de unidades de generación con la potencia disparada y un resumen de la consecuencia en el sistema como actuación del esquema de alivio de carga, sobre voltajes o bajos voltajes, pérdida de elementos del sistema de transmisión o de interconexiones internacionales y datos adicionales que se considere importantes. En esta sección se analiza el evento indicando

las protecciones actuadas y todos los análisis realizados de los datos extraídos de los registros de falla, informes de los Agentes y operadores internacionales. Se realiza análisis de los registros obtenidos en los registradores de falla tanto del sistema como los asociados a los Enlaces Internacionales. En este punto se comprende, que en ciertos aspectos se podrán requerir estudios del sistema eléctrico para determinar el origen de la falla y las medidas correctivas a adoptar.

- 6. Consecuencias:** se resumen las consecuencias provocadas por el evento en análisis.
- 7. Restablecimiento:** se detallan las principales maniobras ejecutadas para restablecer el sistema y llevarlo a condiciones normales.
- 8. Acciones Subsecuentes:** se detallan las acciones realizadas por el CENACE y/o los Actores del MEM para analizar y mitigar el impacto y las consecuencias del evento.
- 9. Conclusiones y Recomendaciones:** se indica las conclusiones del informe que incluyen las acciones a ser tomadas o que fueron tomadas para mitigar el impacto debido al incorrecto funcionamiento de equipos, elementos de protección, maniobras para evitar la repetición de los mismos y lograr de esta forma mejorar la calidad y seguridad de servicio.
- 10. Anexos:** se adjuntarán al informe registros oscilografías y documentos de la falla.
- 11. Referencias:** contiene todas las fuentes de referencias tomadas de los Agentes, CENACE, TRANSELECTRIC u Operadores Internacionales.

2.3 MARCO TEÓRICO PARA EL ANÁLISIS EN CONDICIONES NORMALES

2.3.1 FLUJO DE POTENCIA

El estudio de flujo de potencia no es más que la resolución de una red eléctrica, este tipo de análisis se realiza para investigar:

- El flujo de potencia activa y reactiva en las líneas de transmisión en el sistema,
- Voltajes en las barras del sistema,
- Influencia de la carga del sistema cuando se readapten los circuitos o se incorporen nuevos circuitos,
- Influencia sobre el sistema de carga de las pérdidas temporales de circuitos de generación y transmisión,
- Condiciones óptimas de funcionamiento del sistema y de distribución de cargas,
- Pérdidas del sistema,
- Valores nominales óptimos y margen de regulación de los transformadores,
- Mejoras obtenidas a partir de una variación del tamaño de los conductores y de la tensión del sistema,
- Estudiar la estabilidad transitoria y permanente de sistemas de potencia,
- Elaborar plan de contingencias ante fallo de un elemento de la red.

El cálculo de los voltajes de un sistema de potencia en régimen permanente y a frecuencia fundamental a partir de condiciones de generación y carga dadas, es esencial para determinar las condiciones de operación del sistema.

En la Tabla 2.2 se ilustra los datos y las incógnitas del problema a resolver, las cuales se obtienen planteando un sistema de ecuaciones no lineales a partir de las condiciones de la red, siendo el método de Newton Raphson el más utilizado para resolver el sistema de ecuaciones.

TIPO DE BARRA	DATOS	INCÓGNITAS
Barra de Referencia	$ V = 0 \quad \theta = 0$ $P = 0 \quad Q = 0$	
Barras de carga	$P_{ks} \quad Q_{ks}$	$V_k \quad \theta_k$
Barras de Generación y de Voltaje controlado	$P_{ks} \quad V_{ks}$	$Q_k \quad \theta_k$
Barra Flotante	$V_{ns} \quad \theta_{ns}$	$P_n \quad Q_n$

Tabla 2.2 Datos e incógnitas del flujo de carga

Se asignará la siguiente numeración de las barras, para señalar las ecuaciones a resolver del problema:

0	Barra de referencia (neutro del sistema)
1... l	Barras de carga
$l+1$... $n-1$	Barras de Generación y Voltaje controlado
N	Barra Flotante o Slack

Tabla 2.3 Numeración de las Barras

En la Figura 2.2 se muestra un pequeño sistema que servirá para la obtención de las ecuaciones para la resolución del problema de flujo de potencia.

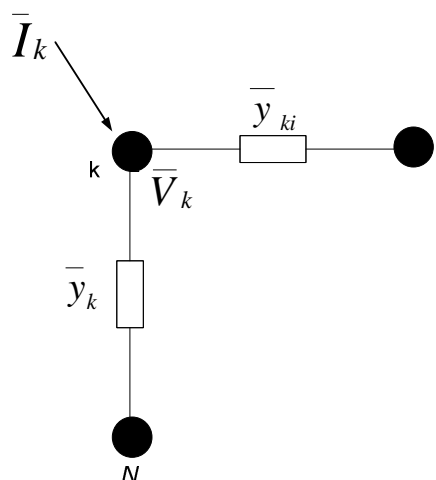


Figura 2.2 Diagrama Unifilar de un Sistema Eléctrico de Potencia

Siendo:

$$k = 1, 2, \dots, n$$

$$i = 1, 2, \dots, n$$

$$i \neq k$$

\vec{I}_k = corriente entrante al nodo k

$$\vec{I}_k = \vec{V}_k \vec{y}_k + \sum_{i=1}^n \sum_{i \neq k} (\vec{V}_k - \vec{V}_i) \vec{y}_{ki} \quad (1)$$

$$\vec{I}_k = \vec{V}_k \vec{y}_k + \vec{V}_k \sum_{i=1}^n \sum_{i \neq k} (\vec{y}_{ki}) - \sum_{i=1}^n \sum_{i \neq k} (\vec{V}_i \vec{y}_{ki}) \quad (2)$$

$$\vec{I}_k = \vec{V}_k \left(\vec{y}_k + \sum_{i=1}^n \sum_{i \neq k} (\vec{y}_{ki}) \right) - \sum_{i=1}^n \sum_{i \neq k} (\vec{V}_i \vec{y}_{ki}) \quad (3)$$

Se define:

$$\vec{y}_k + \sum_{i=1}^n \sum_{i \neq k} (\vec{y}_{ki}) = \vec{y}_{kk} \quad (4)$$

$$-\vec{y}_{ki} = \vec{Y}_{ki} \quad (5)$$

Y entonces:

$$\vec{I}_k = \vec{V}_k \vec{y}_{kk} + \sum_{i=1}^n \sum_{i \neq k} (\vec{V}_i \vec{Y}_{ki}) = \sum_{i=1}^n (\vec{V}_i \vec{Y}_{ki}) \quad (6)$$

$$\vec{I}_k = \sum_{i=1}^n (\vec{V}_i \vec{Y}_{ki}) \quad (7)$$

$$k = 1, 2, \dots, n$$

La potencia entrante o neta en el nodo k será: balance en el nodo k entre lo aportado por un generador y lo absorbido por una carga.

$$P_k + jQ_k = \overline{V}_k \overline{I}_k \quad (8)$$

$$k = 1, 2, \dots, n$$

Donde:

\overline{V}_k es el fasor de voltaje de nodo medido con respecto al nodo de referencia

\overline{I}_k es el fasor de corriente equivalente inyectado al nodo k

n es el número total de nodos, excluido el de referencia

$P_k > 0$: es la potencia activa efectivamente inyectada a la red en el nodo k

$P_k < 0$: $-P_k$ es la potencia activa que efectivamente sale de la red por el nodo k

$Q_k > 0$: es la potencia reactiva efectivamente inyectada a la red en el nodo k

$Q_k < 0$: $-Q_k$ es la potencia reactiva que efectivamente sale de la red por el nodo k

Reemplazando (7) en (8):

$$P_k + jQ_k = \overline{V}_k \sum_{i=1}^n \overline{V}_i \overline{Y}_{ki} \quad (9)$$

Separando parte real y parte imaginaria:

$$P_k = \text{Re} \left(\overline{V}_k \sum_{i=1}^n \overline{V}_i \overline{Y}_{ki} \right) \quad (10)$$

$$Q_k = \text{Im} \left(\overline{V}_k \sum_{i=1}^n \overline{V}_i \overline{Y}_{ki} \right) \quad (11)$$

Como la potencia activa es dato de las l barras de carga y en las $n - 1 - l$ barras de generación (excluida la flotante), se pueden plantear las siguientes ecuaciones:

$$P_{kS} = \operatorname{Re} \left(V_k \sum_{i=1}^n \overline{V_i} Y_{ki} \right) \quad k = 1, 2, \dots, n-1 \quad (12)$$

La potencia reactiva es dato en las l barras de carga, entonces:

$$Q_{kS} = \operatorname{Im} \left(V_k \sum_{i=1}^n \overline{V_i} Y_{ki} \right) \quad k = 1, 2, \dots, l \quad (13)$$

El conjunto de las $n-1$ ecuaciones (12) y de las l ecuaciones (13), constituyen un sistema de $n-1+l$ ecuaciones no lineales en las incógnitas fasoriales $\overline{V_k}$. De estas incógnitas fasoriales son conocidos los módulos de voltaje de las $n-l$ barras de generación (incluida la flotante) y el ángulo de fase en la barra flotante.

Entonces las incógnitas son los módulos de voltaje en las l barras de carga y los ángulos de fase en todas las barras, excepto la flotante. Estas $n-1$ incógnitas de ángulo de fase, con las l incógnitas de módulos de voltaje, suman un total de $n-1+l$ incógnitas.

El estudio del flujo de carga consiste, entonces, en resolver el sistema de ecuaciones precedente en las incógnitas señaladas. Una vez conocidos los voltajes en todas las barras, se obtienen en forma directa las potencias reactivas y activas, inyectadas en barras, así como pueden calcularse los flujos de potencia activa y reactiva y las corrientes en las líneas.

La naturaleza del sistema de ecuaciones establecido no permite obtener una solución directa, debiéndose recurrir a métodos iterativos.

2.3.2 MÉTODO DE NEWTON RAPHSON

Es un método iterativo que permite resolver sistemas de ecuaciones no lineales. Este método es muy veloz aunque no siempre converge. Implica un gran número de cálculos en cada iteración ya que debe resolverse un sistema $m \times m$, siendo m el número de ecuaciones que conforman el sistema de ecuaciones.

Sea el siguiente sistema de m ecuaciones no lineales con m incógnitas x_1, x_2, \dots, x_m :

$$\begin{aligned} f_1(x_1, x_2, \dots, x_m) &= k_1 \\ f_2(x_1, x_2, \dots, x_m) &= k_2 \\ &\vdots \\ f_m(x_1, x_2, \dots, x_m) &= k_m \end{aligned} \quad (14)$$

Vectorialmente se puede expresarse de la siguiente forma:

$$[F([X])] = [K] \quad (15)$$

Sea $[X^0]$ una solución inicial aproximada:

$$[X] = [X^0] + [\Delta X] \quad (16)$$

El sistema de ecuaciones se escribe entonces con incógnitas $\Delta x_1, \Delta x_2, \dots, \Delta x_m$:

$$\begin{aligned} f_1(x_1^0 + \Delta x_1, x_2^0 + \Delta x_2, \dots, x_m^0 + \Delta x_m) &= k_1 \\ f_2(x_1^0 + \Delta x_1, x_2^0 + \Delta x_2, \dots, x_m^0 + \Delta x_m) &= k_2 \\ &\vdots \end{aligned} \quad (17)$$

$$f_m(x_1^0 + \Delta x_1, x_2^0 + \Delta x_2, \dots, x_m^0 + \Delta x_m) = k_m$$

Desarrollando en series de Taylor y despreciando los términos de segundo orden y superior, el sistema (17) se transforma en:

$$f_1([X^0]) + \frac{\partial f_1}{\partial x_1}([X^0])\Delta x_1 + \frac{\partial f_1}{\partial x_2}([X^0])\Delta x_2 + \dots + \frac{\partial f_1}{\partial x_m}([X^0])\Delta x_m = k_1$$

$$f_2([X^0]) + \frac{\partial f_2}{\partial x_1}([X^0])\Delta x_1 + \frac{\partial f_2}{\partial x_2}([X^0])\Delta x_2 + \dots + \frac{\partial f_2}{\partial x_m}([X^0])\Delta x_m = k_2$$

(18)

⋮

$$f_m([X^0]) + \frac{\partial f_m}{\partial x_1}([X^0])\Delta x_1 + \frac{\partial f_m}{\partial x_2}([X^0])\Delta x_2 + \dots + \frac{\partial f_m}{\partial x_m}([X^0])\Delta x_m = k_m$$

Reordenando los términos en forma matricial;

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_m} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_m}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_m}{\partial x_m} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_1 \\ \vdots \\ \Delta x_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta f_1^0 \\ \vdots \\ \Delta f_m^0 \end{bmatrix} \quad (19)$$

O también:

$$J_f([X^0])[\Delta X] = [\Delta F^0] \quad (20)$$

Donde $J_f([X^0])$ es la matriz jacobiana del sistema de ecuaciones, calculada en $[X^0]$ y $[\Delta F^0]$ es el vector cuyos elementos son:

$$\Delta f_j^0 = k_j - f_j([X^0]), \text{ para } j=1,2,\dots,m$$

El sistema puede resolverse obteniendo:

$$[\Delta X^0] = [J_f([X^0])]^{-1}[\Delta F^0] \quad (21)$$

Si $[X^0]$ es un punto ubicado en un entorno suficientemente pequeño de la solución \bar{X} , $[X^1]$ está entonces más próximo a \bar{X} . El uso de $[X^1]$ en lugar $[X^0]$, como una mejor solución aproximada, conduce a un procedimiento iterativo.

La convergencia dependerá de la forma de las funciones $f_j([X])$ y de la aproximación inicial que se adopte. Si el proceso resulta convergente entonces, en sucesivas iteraciones, irán disminuyendo las diferencias entre los términos independientes k y los valores calculados de las funciones f . Para la v -ésima iteración en forma simultánea:

$$[X^v] = [X^{v-1}] + [J_f([X^{v-1}])]^{-1}[\Delta F^{v-1}] \quad (22)$$

$$[\Delta F^V] = [k] - [F([X^V])] \quad (23)$$

El proceso puede darse por concluido si cada uno de los elementos de $[\Delta F^V]$, en valor absoluto, resulta menor que un índice de precisión prefijado ε :

$$|\Delta f_j^V| \leq \varepsilon, j = 1, 2, \dots, m$$

Entonces el valor de $[X^V]$ resulta ser la solución buscada dentro de la precisión impuesta.

2.4 MARCO TEÓRICO PARA EL ANÁLISIS EN CONDICIONES DE EMERGENCIA

2.4.1 FALLAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Los sistemas eléctricos de potencia están sujetos a los siguientes tipos de fallas:

Fallas de fase o tierra: las fallas que involucran más de una fase con o sin contacto a tierra son llamadas fallas de fase y las fallas que involucran cualquier fase con contacto a tierra son llamadas fallas a tierra. Un sistema trifásico está sujeto a 10 posibles tipos de fallas, tal como se puede apreciar en la Tabla 2.4.

Fallas de Fase	Nº. Tipos	Fallas a Tierra	Nº. Tipos
Trifásica	1		
Fase-Fase-Tierra	3	Fase – Tierra	3
Fase-Fase	3		

Tabla 2.4 Posibles fallas de fase o tierra

Fallas permanentes: son causadas debido a perforación o ruptura del aislamiento, ruptura de conductores u objetos en contacto permanente con los conductores de fase. Estas fallas son detectadas por el relé que envía la señal de apertura al interruptor.

Fallas transitorias: son de corta duración y son ocasionadas por sobrevoltajes transitorios, generalmente ocasionadas por descargas en los aisladores. El relé detecta la falla y es despejada por disparo del interruptor. Luego de un tiempo la ruta de la falla es desionizada y el interruptor puede cerrarse manual o automáticamente para restaurar el suministro.

Fallas semitransitorias: son creadas por objetos externos al sistema, tales como ramas, árboles o animales. En líneas de media tensión se puede superar la falla a través de interruptores con recierre automático.

La falla que impone las condiciones más severas a los componentes del sistema, es la falla trifásica aislada de tierra, por tal motivo los estudios de cortocircuitos se enfocan con mayor atención a este tipo de fallas.

2.4.2 CÁLCULO DE FALLAS TRIFÁSICAS USANDO Z_{barra}

La matriz de impedancias de barra o también denominada Z_{barra} es de suma importancia para efectuar los cálculos correspondientes a las fallas, para construir esta matriz existen varios métodos rápidos para desarrollar esta matriz a partir de una lista de elementos de impedancia, uno de esos métodos es la inversión de la matriz de admitancia de barra (Y_{barra}).

Una característica de las matrices Z_{barra} y Y_{barra} es que son simétricas respecto a la diagonal principal y están relacionadas por lo siguiente:

$$[Z_{\text{barra}}] = [Y_{\text{barra}}]^{-1} \quad (24)$$

Los elementos que conforman la diagonal principal se llaman impedancias propias de los nodos y los que se encuentran fuera de la diagonal se llaman impedancias mutuas de los nodos.

Para obtener la matriz de admitancia de barra se siguen los siguientes pasos:

1. Se construye un diagrama de admitancias del sistema a partir del diagrama de impedancias (invirtiendo una a una cada impedancia).
2. Los nodos o puntos de interés (puntos de falla) se consideran como barras del sistema.
3. Cada valor de la diagonal de la matriz de admitancia es la suma de las admitancias unidas a la barra respectiva y cada elemento (i, j) fuera de la diagonal es igual al negativo (multiplicada por -1) de la admitancia que une a las dos barras i y j .

En el caso de una falla trifásica en la barra k , con un voltaje de pre-falla igual a V_f , la corriente de cortocircuito es:

$$I_{cc} = \frac{V_f}{Z_{kk}} \quad (25)$$

Donde Z_{kk} es el elemento (k, k) de la matriz Z_{barra} .

Si se desprecian las corrientes de pre-falla, los voltajes de pre-falla en todas las barras son iguales a V_f (1 pu), por lo que el voltaje en la barra m en el momento de un cortocircuito en la barra k es:

$$V_m = V_f \left(1 - \frac{Z_{mk}}{Z_{kk}} \right) \quad (26)$$

La corriente de cortocircuito entre las dos barras n y m es:

$$I_{nm} = \frac{(V_n - V_m)}{Z_{nm}} \quad (27)$$

Donde Z_{nm} es la impedancia del elemento entre las barras n y m .

2.5 PROTECCIONES

Las funciones de los sistemas de protección son:

- Remover del servicio cualquier equipo que comienza a operar en forma anormal,
- Sacar de servicio el equipo en falla,
- Limitar el daño a los equipos,
- Mantener la integridad y estabilidad del sistema de potencia,

En caso de existir un retardo en aislar la falla, puede traer como consecuencias:

- Daños a los componentes del sistema,
- Afectar la estabilidad del sistema,
- Desconexiones de plantas generadoras por pérdida de sincronismo, etc.

Las fallas causan un perjuicio económico muy grande, y mientras más rápido y preciso se aíslen las mismas, se origina menores pérdidas.

Para realizar la detección de las fallas se utilizan diversas magnitudes como:

- Medición de la magnitud de corriente,
- Presencia de corriente en un camino anormal (por ejemplo tierra),
- Balance de corriente (corrientes entrantes = corrientes salientes),
- Balance de voltaje (voltajes derivados de la corriente),

- Dirección de la potencia,
- Cambio de parámetro (por ejemplo el cambio de la impedancia, en la protección de distancia),
- Producción de gases (Protección Buchholz),
- Parámetros no eléctricos (Por ejemplo temperatura, presión, etc.).

Los componentes que se pueden encontrar en un sistema de protecciones son (ver Figura 2.3):

- Batería de alimentación,
- Transformadores de medida,
- Relé de protección,
- Interruptor Automático.

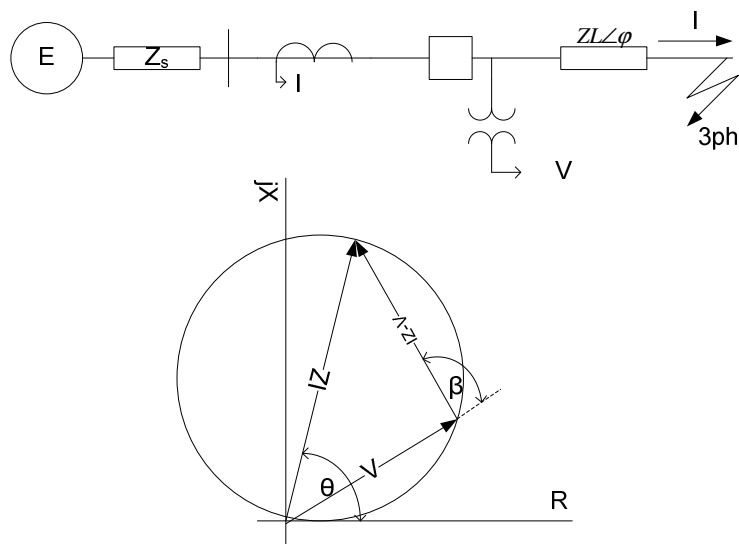


Figura 2.3 Diagrama de Conexión

2.5.1 TRANSFORMADORES DE MEDIDA PARA PROTECCIÓN

Los transformadores de medida para protección pueden ser:

- Transformadores de Voltaje (TV)

- Transformadores de Corriente (TC)

Los TV tienen el mismo funcionamiento que los transformadores de potencia. Habitualmente su tensión nominal secundaria es de 110 V. Pueden ser del tipo fase – fase, utilizados solamente para voltajes inferiores a 72.5 kV, o del tipo fase – tierra. En la red de transporte es muy común la utilización de TV capacitivos que básicamente, consisten en un divisor capacitivo que sirve para reducir la tensión aplicada al primario de un TV inductivo convencional. En función de la tensión que se quiera medir, los TV pueden ser conectados según diversos esquemas de conexión.

Los TV se especifican mediante un conjunto de parámetros:

Tensión primaria nominal: definida por las características del sistema, es decir la tensión nominal de trabajo (régimen normal de funcionamiento).

Tensión secundaria nominal: normalizada en valores de 100 [V] y 110 [V].

Relación nominal: cociente entre la tensión primaria nominal y la tensión secundaria nominal.

Carga de precisión o prestación (burden): potencia aparente nominal en bornes del secundario, dada para la tensión secundaria nominal.

Frecuencia nominal: frecuencia de referencia a la que fue calibrado el Transformador de tensión.

Los TCs se utilizan para suministrar información a los relés de protección y/o medida de la corriente. Por eso han de entregar una corriente secundaria proporcional a la primaria que pasa por ellos. Por tanto, se han de adaptar a las características de la red: tensión, frecuencia y corriente. Se definen por su razón de transformación, potencia y clase de precisión. Su clase de precisión (precisión en función de la carga del TC y de la sobrecorriente) se escoge en función del uso.

Un TC de protección ha de tener su punto de saturación alto, de tal manera que permita medir, con suficiente precisión, una corriente de defecto para una protección cuyo umbral de disparo sea muy elevado.

Hay que advertir que el relé asociado a ellos debe de ser capaz de soportar sobrecorrientes importantes.

Un TC de medida necesita una precisión muy buena en el margen próximo a la corriente nominal; en cambio, no es necesario que los aparatos de medida soporten corrientes tan importantes como los relés de protección. Es por eso que los TC de medida tienen, al contrario que los TC de protección, un Factor de Seguridad (FS) máximo para evitar sobrecargar fácilmente los aparatos de medida.

Los TCs se especifican mediante un conjunto de parámetros:

Corriente primaria nominal: definida por las características de la carga. Es la corriente nominal de trabajo para un régimen normal de funcionamiento.

Corriente secundaria nominal: normalizada en valores de 1 a 5 [A].

Relación nominal: cociente entre la corriente primaria nominal y la corriente secundaria nominal.

Carga de precisión (Burden): potencia aparente nominal en bornes del secundario, dada para la corriente secundaria nominal. También definida por la impedancia nominal que puede conectarse en los bornes secundarios.

Frecuencia nominal: frecuencia de referencia a la que fue calibrado el TC.

2.5.2 RELÉ DE PROTECCIÓN

Son los dispositivos que reciben la información proveniente de los TCs y TVs, o de ambos. Pueden discriminar condiciones normales y anormales de operación del sistema; al detectar condiciones anormales, operan abriendo o cerrando contactos que en forma directa o indirecta habilitan los circuitos de apertura de los

interruptores de potencia aislando del sistema las fallas ocurridas en los elementos.

2.5.3 INTERRUPTOR

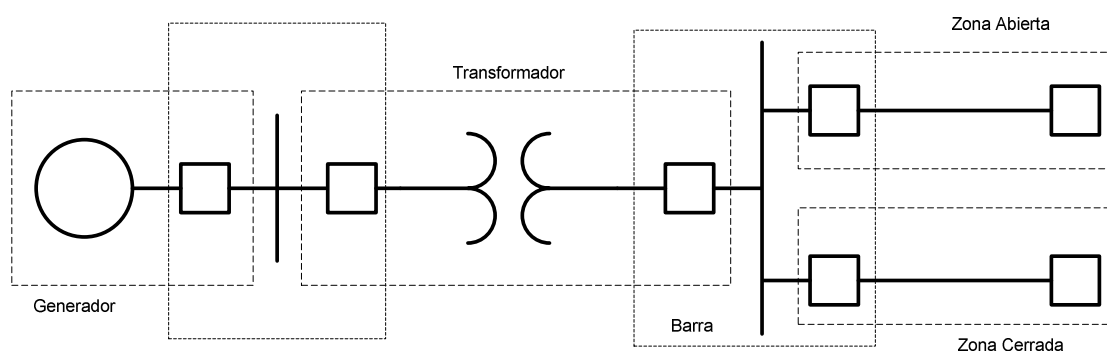
Son los elementos del sistema eléctrico de potencia que al ser comandados por los relés o por los operadores del sistema, cumplen la función de aislar equipos desconectándolos del sistema. Estos elementos se caracterizan por que operan bajo condiciones de carga en operación normal y para condiciones de sobrecarga en cortocircuito.

2.5.4 TIPOS DE PROTECCIÓN

En un sistema de protección se distinguen dos tipos de protecciones:

Protección Principal: constituye la primera línea de defensa contra anomalías que se presentan en el sistema de potencia. La protección principal divide un sistema de potencia en las denominadas zonas de protección; se define a una zona de protección a cada una de las áreas en las que se encuentra dividido el sistema de potencia, áreas que contienen un equipo o parte del sistema de potencia que se debe aislar en caso de la existencia de una anomalía. Durante una falla la zona que contiene el elemento del sistema que ha fallado es desenergizado y desconectado del sistema.

En la Figura 2.5 se muestra el diagrama unifilar de un sistema eléctrico de potencia dividido en zonas de protección.



Fig

Figura 2.4 Zonas de Protección

Protección de respaldo: opera cuando la protección principal no ha cumplido con su función. Las protecciones de respaldo son dispositivos de protección que proveen una segunda línea de defensa, la cual puede presentarse de varias formas:

- **Respaldo remoto:** en el cual los relés de una zona tienen la capacidad de detectar también el problema en zonas adyacentes y normalmente se logra asignándoles retardos de tiempo para asegurar la selectividad.
- **Respaldo local:** a menudo, los relés que están designados como respaldo emplean diferentes principios de medición, y en muchos esquemas conservativos, pueden emplear fuentes de señal totalmente diferentes y aún disparar diferentes interruptores utilizando diferentes baterías de alimentación (elementos que garantizan la continuidad del suministro para el funcionamiento del equipo de protección) y temporizados respecto a los principales.

Al ocurrir una falla ambas protecciones inician su operación en forma simultánea, sin embargo la primera en dar la orden de apertura de los disyuntores asociados es la protección principal y la protección de respaldo se repondrá sin haber tenido tiempo de completar su función.

2.5.5 PROTECCIONES DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Las protecciones usadas para una línea de transmisión son:

- Relé de sobrecorriente
 - Temporizados e instantáneos
 - No direccionales y direccionales
 - Direccionales con comunicación
- Relé de distancia

- Sin comunicación
- Con comunicación

Relé de Distancia

Las protecciones de distancia son las más utilizadas en la protección de líneas de transmisión, las ventajas que ofrecen las protecciones de distancia frente a las protecciones de sobrecorriente son:

- Ofrecen mejor selectividad, debido a que son más fáciles de coordinar entre sí,
- Su coordinación permite respuestas más rápidas,
- Los cambios de configuración del sistema influyen menos en sus valores de ajuste,
- Las oscilaciones de potencia les afectan menos.

Las protecciones de distancia no calculan la distancia a la que se encuentra la falla sino que determinan si la misma es interna o externa a la zona que supervisan. Para ello, realizan funciones pertenecientes al grupo de funciones básicas de cociente de dos magnitudes que, en este caso, se obtienen a partir de los datos de voltaje y corriente relativos al extremo de línea en que se encuentra ubicada la protección. A partir de ellos se obtienen la impedancia vista por la protección. Por esta razón, las protecciones de distancia reciben también el nombre de protecciones de impedancia.

Esta conversión posibilita la representación de la impedancia vista por la protección. La característica de operación está representada por el plano cartesiano en donde el eje de las abscisas es la parte real o resistencia y el eje de ordenadas es la parte imaginaria o reactancia, dando origen al denominado diagrama R/x .

La impedancia vista por la protección es mayor en condiciones normales de operación del sistema que en condiciones de falla, ya que en este último caso la

impedancia vista es sólo la correspondiente al circuito comprendido entre el punto en el que se ubica la protección y el punto en que se ha producido la falla. Para aplicar este principio se representa sobre el diagrama R/X . La impedancia vista por la protección y su característica de operación, que representa, el valor límite de la zona que se quiere proteger y define una área de operación sobre el diagrama R/X . La protección solamente debe operar si el punto definido por las coordenadas de la impedancia vista por la protección se encuentra dentro del área de operación (P), ya que en caso contrario o no existe falla o ésta se encuentra fuera del área que debe proteger.

La forma en que se define el área de operación da origen a distintos tipos de unidades de distancia. Básicamente los tipos existentes son los correspondientes a unidades de impedancia, unidades de reactancia y unidades de admitancia, denominadas comúnmente mho (Ver Figura 2.5).

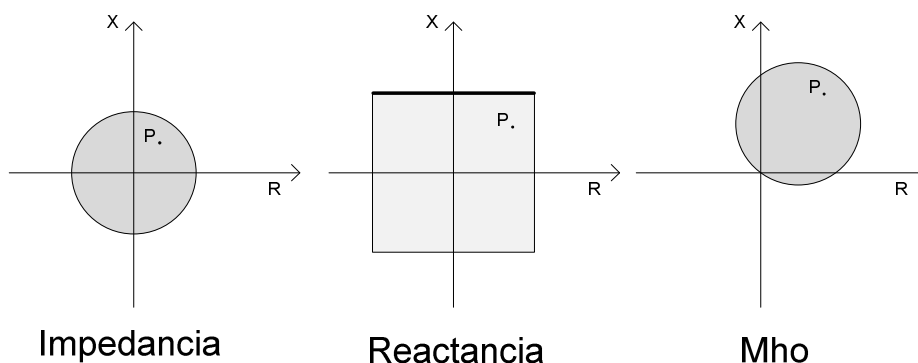


Figura 2.5 Curvas características de protecciones de distancia

Observando la Figura 2.5 se comprueba que solamente las unidades mho son direccionales. Las unidades de impedancia y reactancia, debido a que se pueden operar para puntos situados en los cuatro cuadrantes, carecen de esta característica. Por tales motivos para dotarles de esta característica de selectividad, este tipo de unidades de impedancia y reactancia deben ser utilizadas junto a otras unidades que le permitan adquirir esta característica.

El relé de distancia tipo reactancia no depende de la componente de resistencia, debido a que está diseñado para medir solamente la componente de reactancia

de la impedancia de la línea. Si se trata de una falla de una fase a tierra la impedancia en el punto de falla está constituida por la resistencia del arco en serie con la resistencia de puesta a tierra de la estructura. Para la protección de distancia contra fallas a tierra se prefieren los relés del tipo de reactancia.

El ajuste que se realiza en un relé de distancia es sobre la base de la impedancia de secuencia positiva desde la ubicación del relé hasta el punto de la línea a ser protegido. La impedancia de la línea es proporcional a lo largo de ella y esta característica es utilizada para determinar la ubicación de la falla, tomando como punto de origen la ubicación del relé.

Algunos relés tienen una o dos zonas adicionales en la dirección de la falla más otra en la dirección opuesta, esta última actuando como back-up de protección de las barras de la estación.

El ajuste de los parámetros que definen el área de operación permite definir en cada caso concretó el alcance de la unidad. En principio podría pensarse que para proteger una línea la unidad que se ubicase en su extremo debería ser ajustada para proteger el 100% de la longitud de la misma. La aplicación de esta metodología a la línea AB de la Figura 2.6 llevaría a ajustar la unidad que se ubicase en A de modo que cubriese toda la longitud de AB. Sin embargo, aplicando este procedimiento, cualquier causa que motivase un error en el cálculo de la impedancia vista por la protección podría conducir a una selectividad errónea, ya que las fallas ocurridas en el tramo inicial de la línea CD podrían ser vistas por la protección en A dentro de su zona de operación. Este hecho implica el riesgo de que se abra el interruptor A en vez del C, que es el que debe abrirse en ese caso para despejar correctamente la falla.

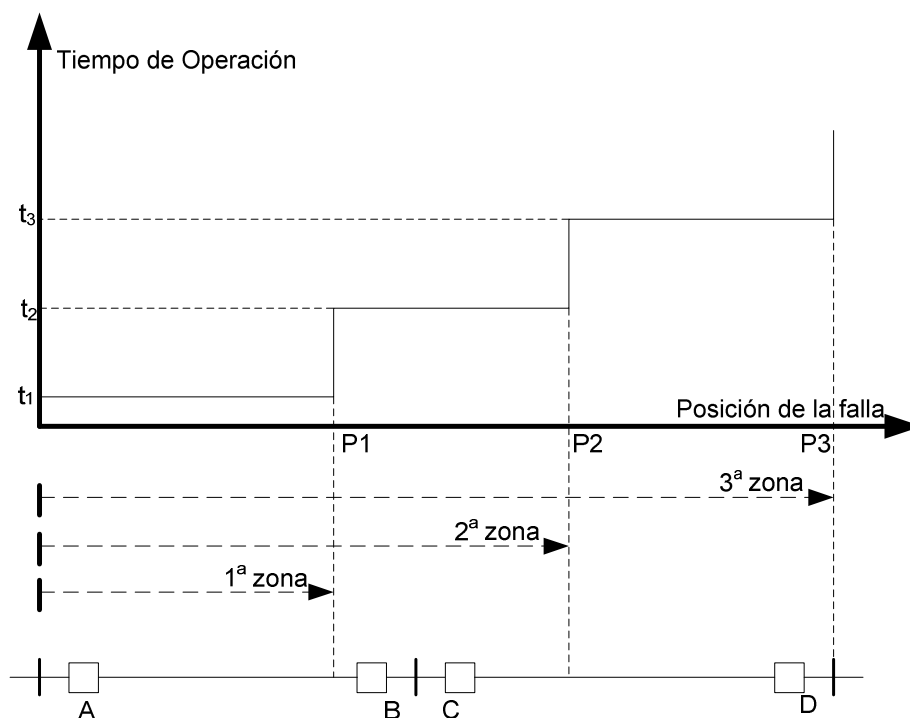


Figura 2.6 Alcances y tiempos de operación de una protección de distancia ubicada en A

Por esta razón, para dotar a las protecciones de distancia de una adecuada selectividad y facilitar su coordinación, es norma habitual definir, a partir del extremo de línea en que se ubica la protección, tres zonas de protección con alcances y tiempos de operación escalonados entre sí.

La primera zona abarca del orden del 80 o 90 % de la longitud de la línea, contada a partir del extremo en que se ubica la protección. Esta protección se realiza mediante unidades instantáneas que, por tanto, operan tan rápido como permite su tecnología debido a que no introducen ningún tiempo intencionado de demora.

La segunda zona incluye toda la línea y, además se extiende un 20 o 30 % de la línea siguiente. En este caso se emplean unidades de retardo que son ajustadas para operar en un tiempo del orden de 0,3 a 0,4 segundos.

La tercera zona abarca toda la línea y el 100% de la línea siguiente. Esta zona se suele extender incluso algo más, con el fin de garantizar que incluye la totalidad de la línea siguiente. Esta protección también se realiza mediante unidades de retardo, con tiempos de operación mayores que los de la segunda zona y que, típicamente, se sitúan en valores del orden de 0,8 a 1 segundo.

En la práctica, el alcance real de cada zona se ve influenciado, además de por los errores que puedan producirse en la captación y procesamiento de datos, por el valor de la resistencia de falla.

Las unidades que cubren cada una de las zonas, dentro de una misma protección, no tienen porqué ser todas del mismo tipo. Una práctica habitual es emplear unidades tipo reactancia para las zonas primera y segunda y una unidad tipo mho para la tercera zona. La utilización de unidades mho para la tercera zona tiene la ventaja de que pueden ser utilizadas para dotar de direccionalidad a las unidades de primera y segunda zona que carece de ella.

Hay que recordar que para despejar una falla en una línea que pueden ser alimentadas por los dos extremos, como es generalmente el caso de las líneas de transmisión, es necesario abrir los interruptores de los dos extremos de la línea en que se produce la falla. Por tal motivo cuando se protege a una línea mediante protecciones de distancia, es preciso instalar una protección en él un extremo A, con direccionalidad que le haga ver de A hacia B, y otra protección en el extremo B, con direccionalidad que le haga ver de B hacia A (ver Figura 2.7).

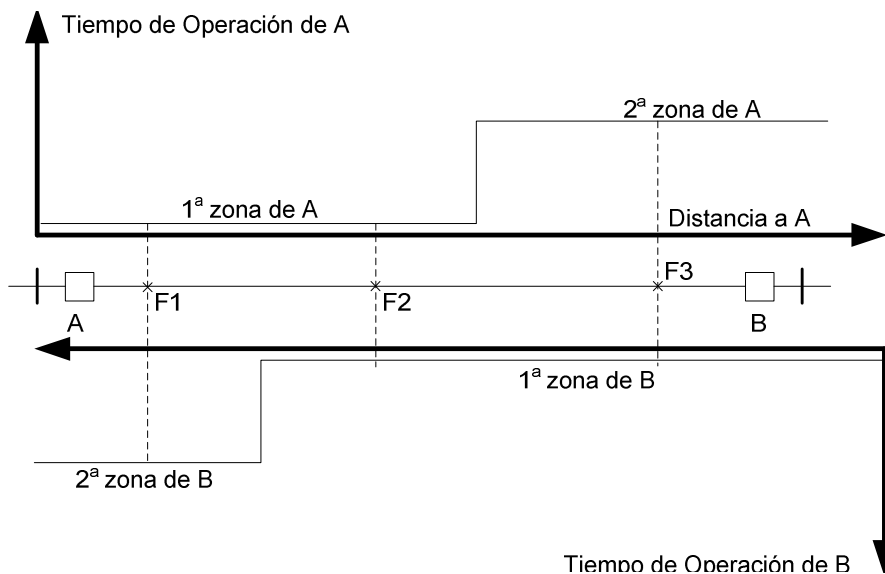


Figura 2.7 Coordinación de protecciones de distancia

2.5.6 AJUSTE DEL RELÉ DE DISTANCIA

En el ajuste de protecciones de distancia debe llevarse a cabo los siguientes pasos:

- Selección y activación de las funciones de protección requeridas,
- Adaptación de la protección a la red e instrumentos transformadores,
- Configuración de la interface con la subestación (supervisión de las alarmas, comandos y entradas y salidas binarias),
- Ajuste de los valores de los umbrales de activación de las funciones.

Se detalla a continuación los principales ajustes que se debe realizar en los relés:

Ajuste del Arranque (Pick Up o Detección de Fallas)

Es la función que detecta y clasifica la falla en el sistema, se caracteriza por ser de fase selectivo sin arranque incorrecto de las fases sanas, esto es de suma importancia en la ocurrencia de fallas monofásicas. Los criterios más utilizados son:

- Incremento de la corriente,

- Incremento de la corriente justamente con la caída de voltaje (también denominado por subimpedancia),
- Cambio de impedancia.

Arranque por sobre corriente

Es el más utilizado por ser simple y rápido, se lo emplea en redes con impedancias pequeñas y fuentes de alimentación fuertes, es decir grandes corrientes de falla. Un valor de ajuste muy utilizado es de aproximadamente 1,3 corriente máxima de fase y de 0,5 corriente máxima para la corriente de tierra.

Arranque por subimpedancia

En ocasiones la corriente de cortocircuito puede tener valores muy pequeños para producir el arranque, esto puede ser ocasionado por las siguientes razones:

- Fuente débil (impedancia de fuente grande),
- División de corriente en caminos paralelos en redes malladas,
- Limitación de corrientes de falla a tierra debido a la resistencia de falla y/o resistencia de puesta a tierra de centros de estrellas.

Para estos casos el monitoreo de voltajes resulta un criterio de arranque adicional, debido a que la tensión en el relé depende de la impedancia de fuente y la impedancia de falla.

Para evitar un arranque incorrecto cuando la línea queda aislada (sin voltaje) el criterio de subimpedancia se combina normalmente con un umbral bajo de corriente, es decir solo se permite si fluye un mínimo de corriente [6].

Arranque por Impedancia

En este caso se define una característica en el plano de impedancia R/X que es adecuada para discriminar entre condiciones de fallas y cargas normales de operación [6].

TIPOS DE RELÉS DE DISTANCIA

A continuación se detalla de mejor manera las características de los tipos de relés que se mencionaron con anterioridad:

Relé de Impedancia

Este tipo de relé opera para todos los valores de impedancia medida menor que la impedancia de ajuste, es decir para todos los puntos dentro del círculo con centro en el origen (ver Figura 2.8).

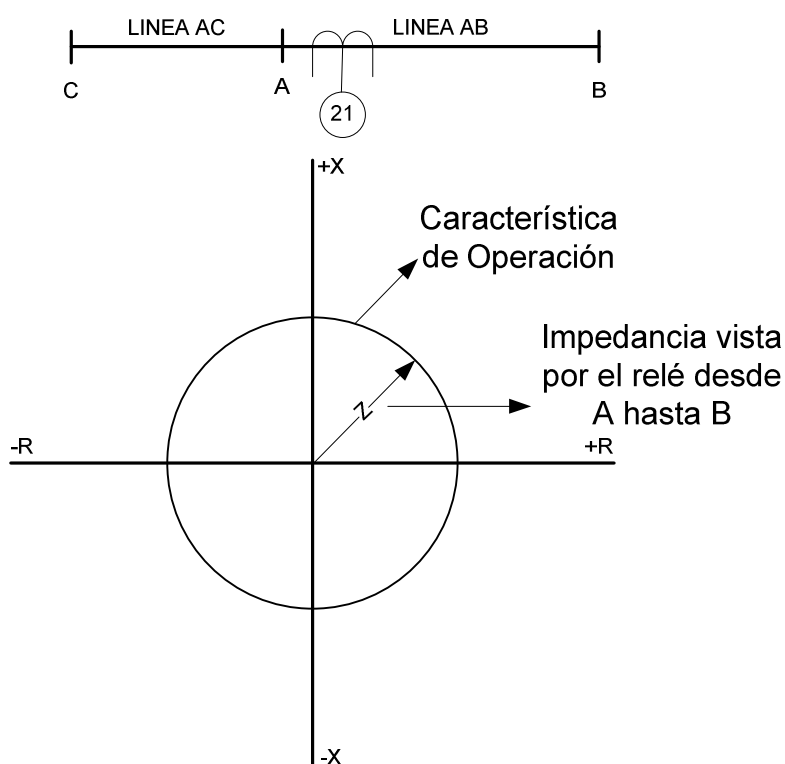


Figura 2.8 Característica del relé de impedancia en el plano complejo

Relé Direccional

Este tipo de relés son elementos que producen apertura cuando la impedancia medida está en un semiplano y son utilizados conjuntamente con otros tipos, como por ejemplo con un relé de impedancia para obtener un semicírculo como característica de operación, como se muestra en la Figura 2.9.

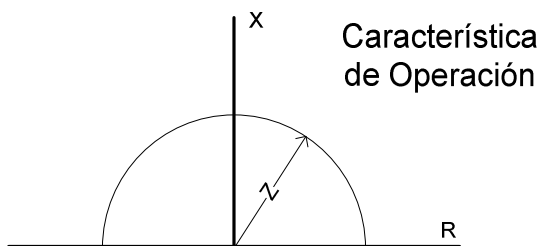


Figura 2.9 Característica del relé direccional

Relé de reactancia

Este tipo de relé se caracteriza por estar diseñado para medir solo la componente compleja de la impedancia, es decir que su ajuste sería por lo tanto el valor de reactancia (ver Figura 2.10).

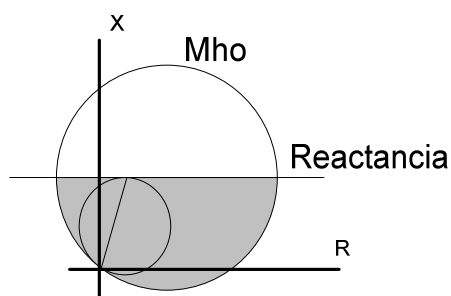


Figura 2.10 Característica de relé de reactancia

Relé Mho

Se caracteriza por que presenta la combinación de las características del relé de impedancia y del relé direccional, al tener las características de ambos relés, el relé tipo mho opera para fallas por delante de su ubicación y tiene la ventaja que el alcance varía con el ángulo del relé, su característica es de una circunferencia que pasa por el origen de coordenadas.

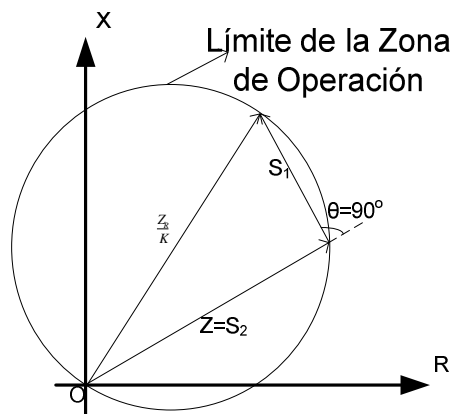


Figura 2.11 Características de Operación del relé Mho

Relés con Característica Poligonal

Este tipo de relé provee un alcance extendido para cubrir la resistencia de falla en particular para líneas cortas donde la posición de la resistencia de la línea puede ser ajustada dentro de la característica de operación.

Este relé se caracteriza por poseer tres elementos de medición independientes, que son:

- Reactancia,
- Resistencia,
- Direccional.

Las cuales se combinan adecuadamente, para ocasionar que el relé opere cuando los tres elementos hayan operado. La forma de la zona de operación de este tipo se muestra en la Figura 2.12.

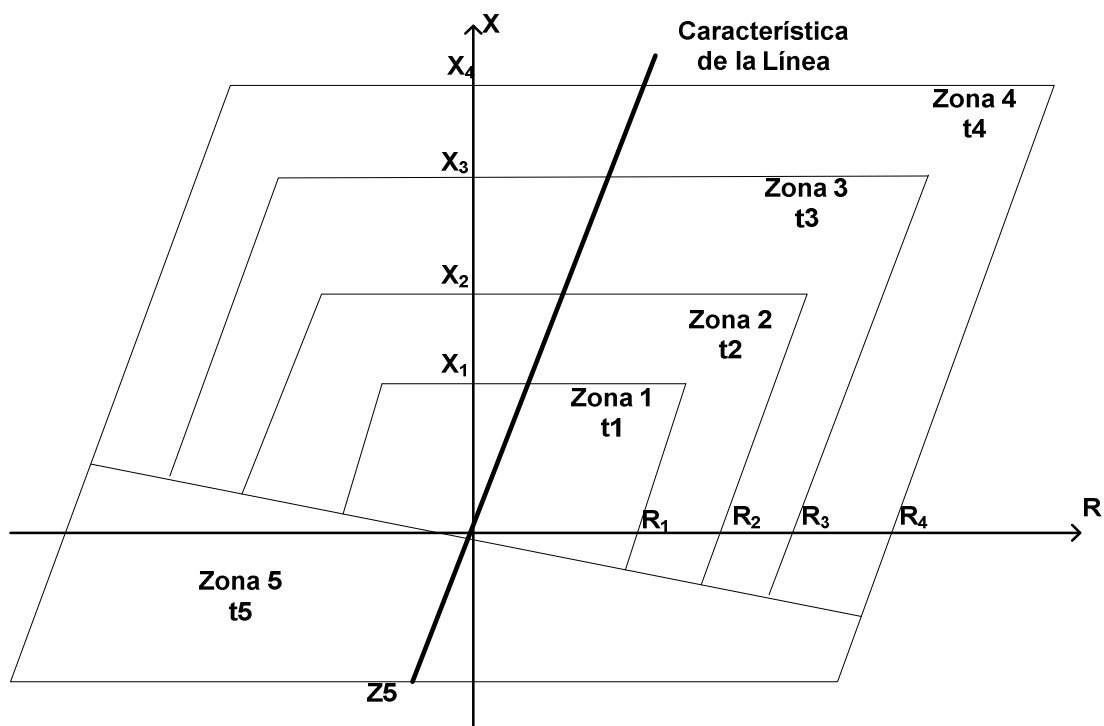


Figura 2.12 Característica Poligonal de Operación

La característica de la zona de operación puede ser modificada dependiendo de los valores de los ángulos que se forman entre los ejes y la característica de la zona, como se muestra en la Figura 2.13.

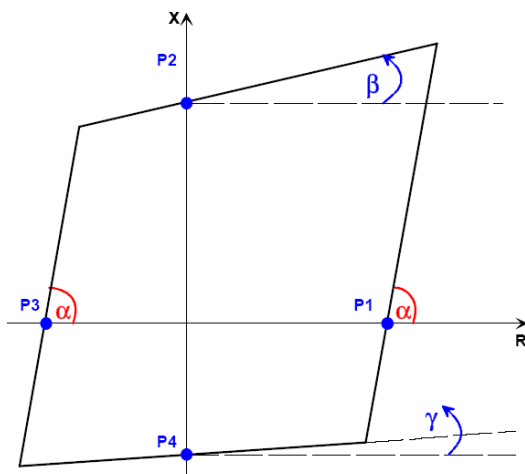


Figura 2.13 Ángulos de la Característica de Operación

Siendo:

β Ángulo referido al eje +X

α Ángulo del relé

γ Ángulo referido al eje -X

Los valores de estos ángulos permiten reducir o ampliar la zona de operación del relé, dependiendo del fabricante del relé los valores de los ángulos β y γ pueden ser opcionales o en alguno de los casos uno o ambos ya vienen dados por defecto.

CAPITULO 3

DIgSILENT PROGRAMMING LENGUAJE -DPL

3.1 INTRODUCCIÓN AL PROGRAMA POWER FACTORY-DIgSILENT

Los principales estudios en Sistemas de Potencia son:

- Estudios de Flujo de Potencia,
- Estudios de Cortocircuitos,
- Estudios de Estabilidad,
- Estudios de arranque de Motores,
- Estudios de Armónicos,

Hoy en día la complejidad de los Sistemas Eléctricos de Potencia hace que estos estudios no sean factibles de realizarlos manualmente. Por tales motivos se han desarrollado varias herramientas computacionales, que ayudan a solucionar gran parte de estos problemas, entre los desarrollos más sobresalientes tenemos a DIgSILENT Power Factory.

El programa DIgSILENT ha crecido hasta incorporar un vasto arreglo de características de análisis que son requeridas para planificar y operar aspectos del Sistema Eléctrico de Potencia.

DIgSILENT Power Factory, es una herramienta integrada de análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia, que brinda las siguientes funcionalidades:

- Concepto único de base de datos,
- Servidor de base de datos multiusuario,
- Almacenamiento incremental de datos (administración de variaciones),

- Administración de proyectos y casos,
- Editor gráfico completamente integrado,
- Cajas de diálogo amigables,
- Lenguaje de Programacion (DPL),
- Interface con sistemas GIS y SCADA,
- Flujos de carga
 - Balanceada, Secuencia Positiva
 - Desbalanceada, Trifásica (ABC)
- Perfiles de carga diarios/semanales,
- Despacho de potencia activa y reactiva,
- Estimación de estado,
- Análisis de fallas conforme a la norma IEC 909, VDE 102/103, ANSI C37
- Fallas aplicando superposición completa,
- Análisis de fallas múltiples,
- Optimización de punto abierto,
- Localización óptima de capacitores,
- Protección de sobre corriente y distancia,
- Flujos armónicos, barrido de frecuencia,
- Dimensionamiento de filtros,
- Sistemas de control de rizo,
- Estabilidad (transitoria y dinámica),

- Análisis de pequeñas señales,
- Estabilidad de voltaje,
- Arranque de motores,
- Confiabilidad,
- Dimensionamiento de cables,

3.2 GUÍA BÁSICA DEL MANEJO DE DIgSILENT

El programa utiliza un ambiente de ventanas similar al que maneja Windows, a continuación se detallan los módulos del programa DIgSILENT a utilizar en esta investigación.

3.2.1

MÓDULO DE FLUJO DE CARGA

El problema de flujos de carga comprende el cálculo de los flujos de potencia y los voltajes en un sistema bajo condiciones normales de operación. La mayor parte de los sistemas de transmisión están balanceados y una representación monofásica de la red puede ser usada en este caso.

En sistemas de distribución, sin embargo, no es balanceado, lo cual requiere de una representación completa (trifásica) de la red. El módulo de flujo de carga del DIgSILENT ofrece ambos cálculos.

La solución del flujo de cargas es esencial para las continuas evaluaciones de los sistemas de potencia durante los períodos de planeación y operación. Las alternativas y escenarios son analizados usando numerosos flujos de carga en condiciones normales y de contingencia. Toda la interacción de los elementos del sistema de potencia (tales como límites de capacidad de los generadores, límites en los cambiadores de taps de los transformadores, límites térmicos en las líneas de transmisión, etc.) puede ser usada en cada caso.

DigSILENT utiliza un método sofisticado combinado con el método de Newton Raphson para garantizar que el flujo de cargas siempre converja. Esta adaptación es hecha usando los modelos de niveles predefinidos:

- Nivel 1 y 2: todas las cargas se hacen dependientes de la tensión.
- Nivel Lineal: todas las cargas son impedancias constantes y todas las máquinas son fuentes de tensión (es decir, se linealizan todos los modelos).

Un flujo de carga puede ser iniciado utilizando el botón de la barra de herramientas o utilizando el menú “Calculo” del menú principal como se muestra en la Figura 3.1 y en la Figura 3.2 respectivamente.

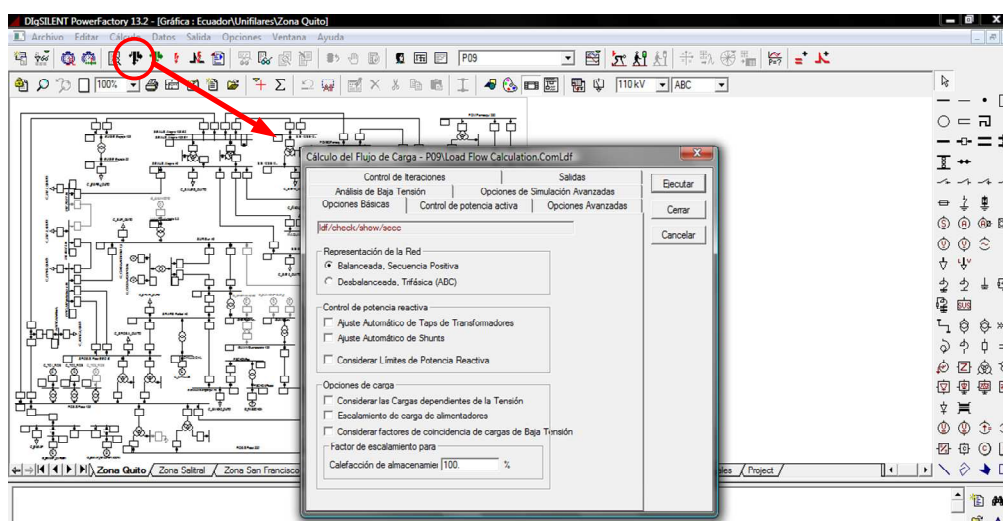


Figura 3.1 Módulo Flujo de Carga

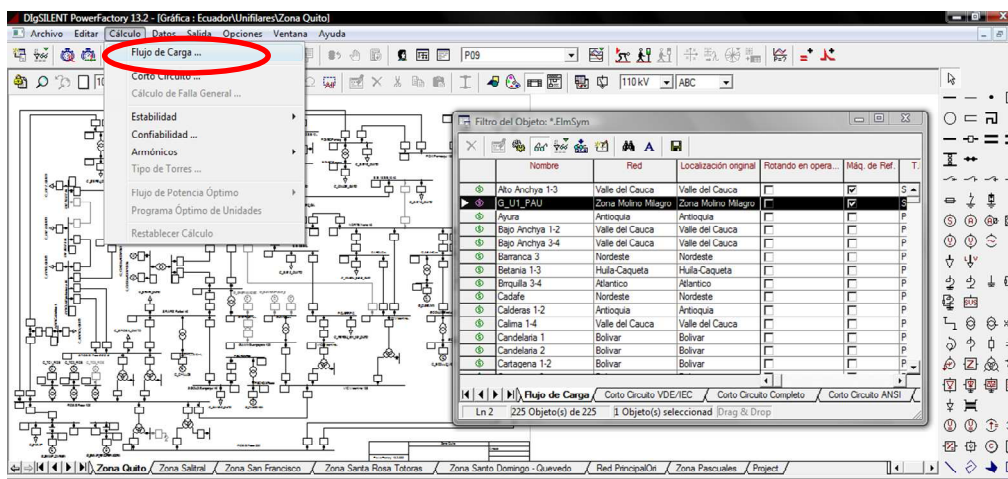


Figura 3.2 Módulo Flujo de Carga (Menú Cálculo)

Al seleccionar flujo de carga aparece la ventana de cálculo de flujo de carga con las diferentes opciones (ver la Figura 3.3).

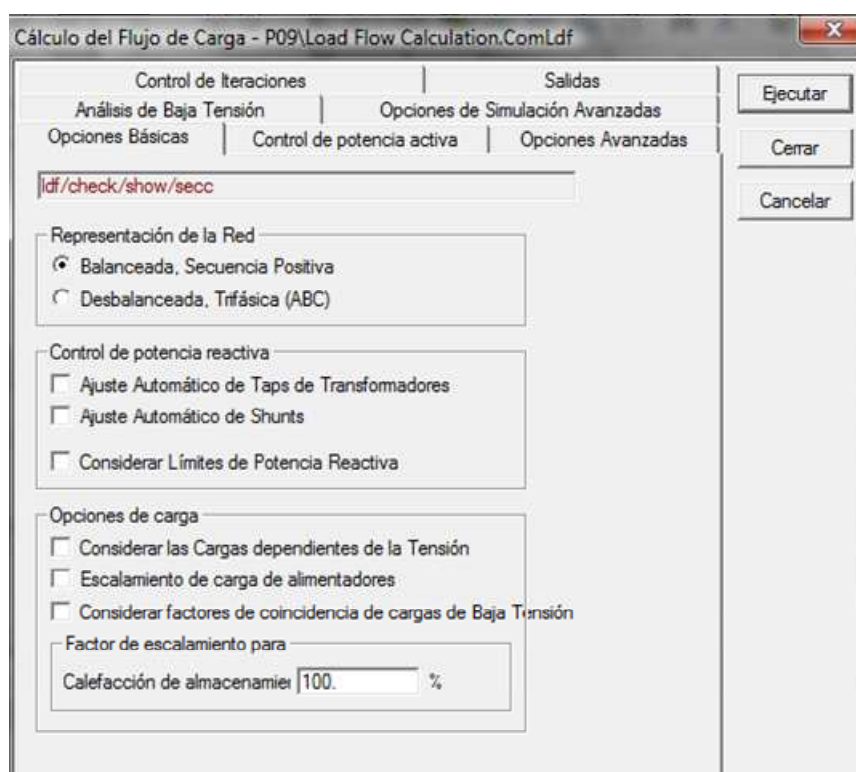


Figura 3.3 Ventana para el cálculo de Flujos de Carga

Opciones Básicas

- Representación de la Red

Puede ser usada una representación monofásica de la red, válida para redes simétricas balanceadas o una representación trifásica completa de un sistema no balanceado.

- **Ajuste Automático de Taps de Transformadores**

Con esta opción deshabilitada, el ajuste de los Taps de los transformadores no será alterado.

- **Considerar Límites de Potencia Reactiva**

Los límites de potencia reactiva no son considerados deshabilitando esta opción.

La función del Flujo de Carga del DlgSILENT siempre trata primero de encontrar una solución con los modelos matemáticos no lineales del sistema de potencia. Si tal solución no puede ser encontrada y esta opción es habilitada, un algoritmo adaptativo cambiará estos modelos haciéndolos lineales, hasta encontrar una solución. La adaptación de los modelos es reportada en la ventana de salida.

- **Considerar las Cargas Dependientes de la Tensión**

Deshabilitando esta opción hará que todas las cargas sean independientes de la tensión sin importar el ajuste individual de las cargas.

Control de Iteraciones

La función del Flujo de Carga utiliza el método iterativo de Newton Raphson, para el cual el número de iteraciones puede ser ajustado.

El máximo error aceptable en el Flujo de Carga para cada barra es de 1 kVA y para los modelos de ecuación es de 0.1%. La Figura 3.4 muestra esta ventana.

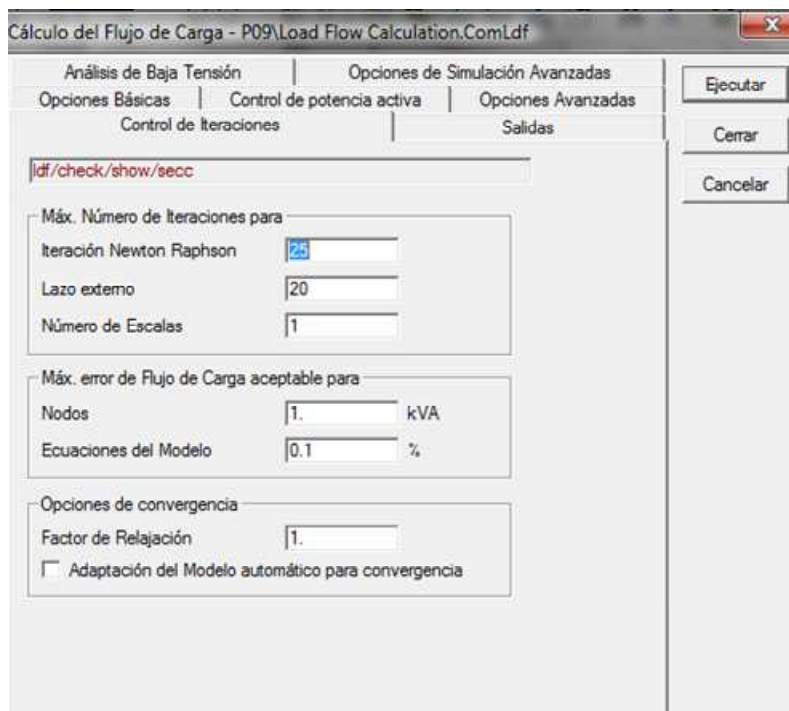


Figura 3.4 Ventana para el cálculo de Flujos de Carga. (Control de Iteraciones)

- **Factor de Relajación**

Factor para controlar el algoritmo de Newton-Raphson en caso de problemas de convergencia. La iteración de pasos sucesivos de Newton-Raphson puede ser reducida (factor <0).

- **Número de Escalas**

También usado en caso de problemas de convergencia, la potencia aparente de todas las cargas será incrementada en n pasos, desde $1/n$ hasta n/n del valor nominal. Por ejemplo, si el “Número de Escalas” es ajustado a 5, entonces todas las cargas serán ajustadas primero al 20% de su valor nominal e incrementado hasta ser alcanzado el 100%.

3.2.2

MÓDULO DE CORTO CIRCUITO

Un cálculo de corto circuito puede ser necesitado durante el diseño de un sistema de potencia, para dimensionar subestaciones, elegir topologías, equipos de la red, etc. Estos deben ser elegidos para funcionar correctamente en condiciones

normales de operación y además ser capaces de soportar condiciones de falla en el sistema (corto circuitos por ejemplo). Algunas aplicaciones típicas en Sistemas Eléctricos de Potencia son:

- Chequeo de la capacidad de resistencia térmica de los componentes del Sistema,
- Selección y ajuste de dispositivos de protección,
- Determinación de la resistencia mecánica de los elementos del sistema,
- Cálculo de fallas que deben ser comparadas con los rangos de interrupción de los disyuntores,
- Dimensionamiento de dispositivos de puesta a tierra para subestaciones.

El DIgSILENT ofrece los métodos de cálculo de corto circuito de acuerdo a las siguientes normas:

- Según VDE,
- Según IEC,
- Según ANSI,
- Completo (Para cálculo de fallas múltiples).

En el DIgSILENT un cálculo de corto circuito puede ser realizado de varias formas:

- Presionando el botón de cálculo de corto circuito en la barra de herramientas en el menú principal. (ver Figura 3.5), o seleccionando la opción “Corto Circuito” del menú “Cálculo” (ver Figura 3.6).

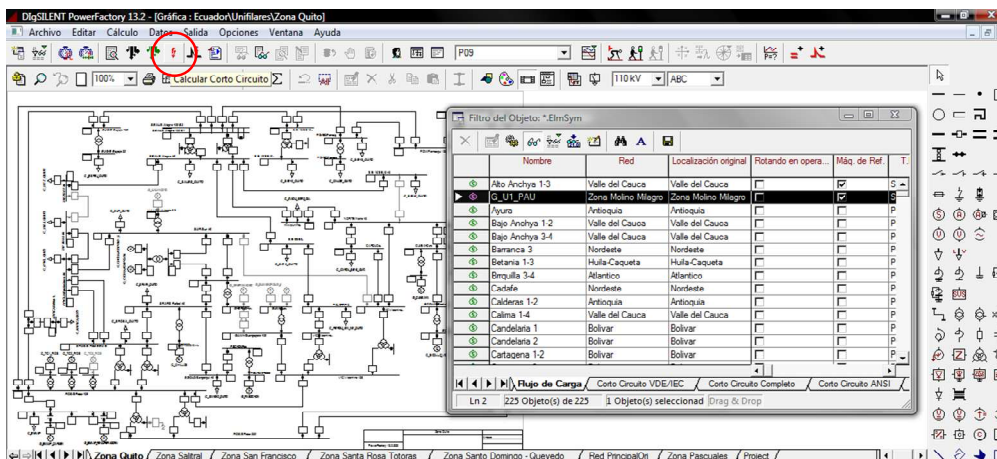


Figura 3.5 Botón para editar la ventana de corto circuito

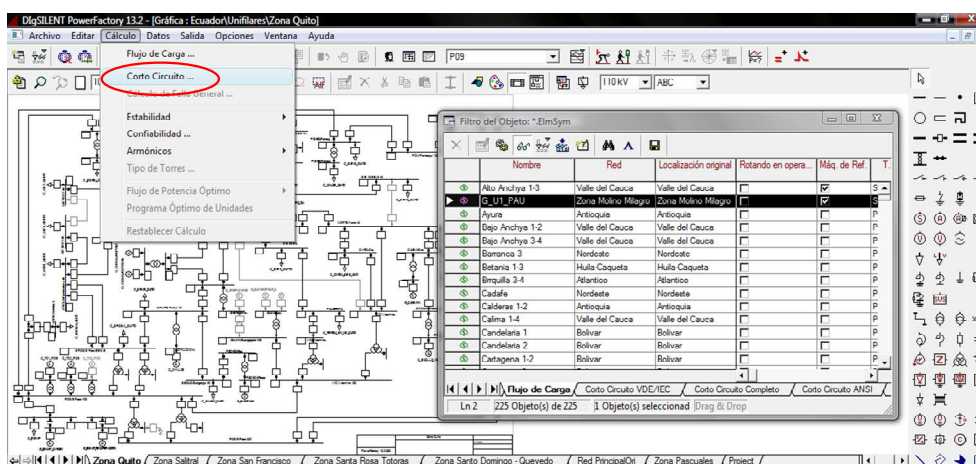


Figura 3.6 Opción para editar la ventana de corto circuito

Si por ejemplo se requiere realizar el análisis de un corto circuito para una barra o línea, primero se selecciona en el diagrama unifilar el dispositivo y haciendo click derecho sobre ella, luego se selecciona la opción “Corto Circuito” del menú “Cálculo” (ver Figura 3.7).

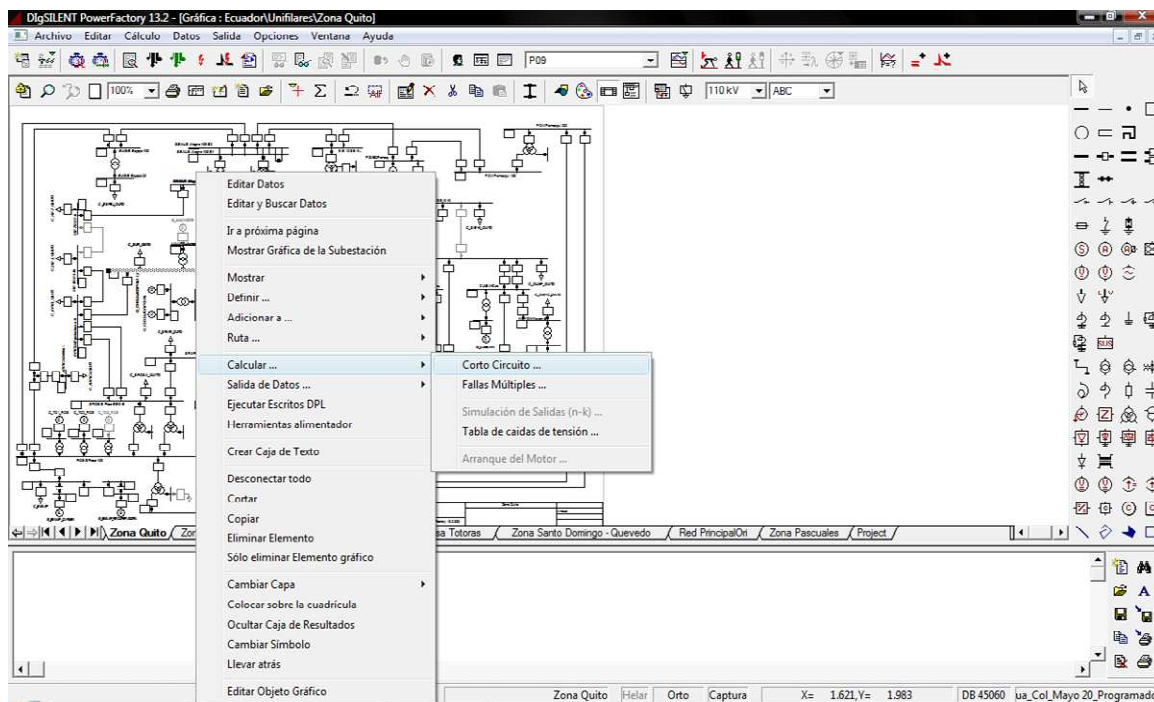


Figura 3.7 Opción para editar la ventana de corto circuito.

En la ventana de corto circuito se puede observar las opciones básicas y las opciones avanzadas para el cálculo (ver Figura 3.8).

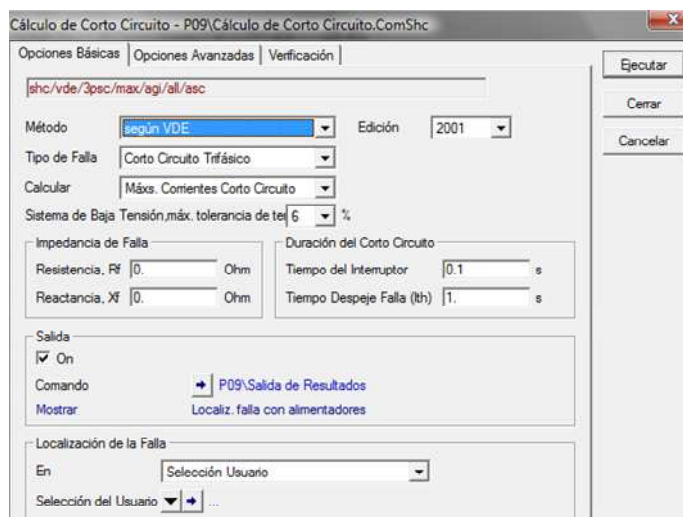


Figura 3.8 Ventana para el cálculo de corto circuito (Opciones Básicas)

Opciones Básicas

1. Método

El DigSILENT ofrece cuatro métodos para el cálculo:

- Según VDE,
- Según IEC,
- Según ANSI,
- Completo (Para cálculo de fallas múltiples)

2. Tipo de Falla

Los siguientes tipos de falla están disponibles:

- Trifásica,
- Bifásica,
- Monofásica a tierra,
- Bifásica a tierra,

3. Calcular

Aquí se puede escoger entre:

- Corriente máxima de corto circuito,
- Corriente mínima de corto circuito. Esta opción no está habilitada en el caso de método completo de corto circuito.

4. Duración del Corto Circuito

Se pueden ajustar los tiempos de despeje de la falla (retardo de la protección) y el de interrupción de la falla (retardo de switcheo).

5. Salida

Esta opción nos permite guardar los resultados del último cálculo de corto circuito que hayamos hecho y poderlos obtener como un reporte en la ventana de salida, tal y como se hace en el programa de flujo de carga descrito anteriormente.

6. Localización de la Falla

Con esta opción se selecciona el lugar de la falla o definir que se hagan fallas en todas las terminales del sistema en consideración.

Opciones Avanzadas

Las opciones avanzadas de corto circuito son usadas para ajustar más los cálculos (ver Figura 3.9).

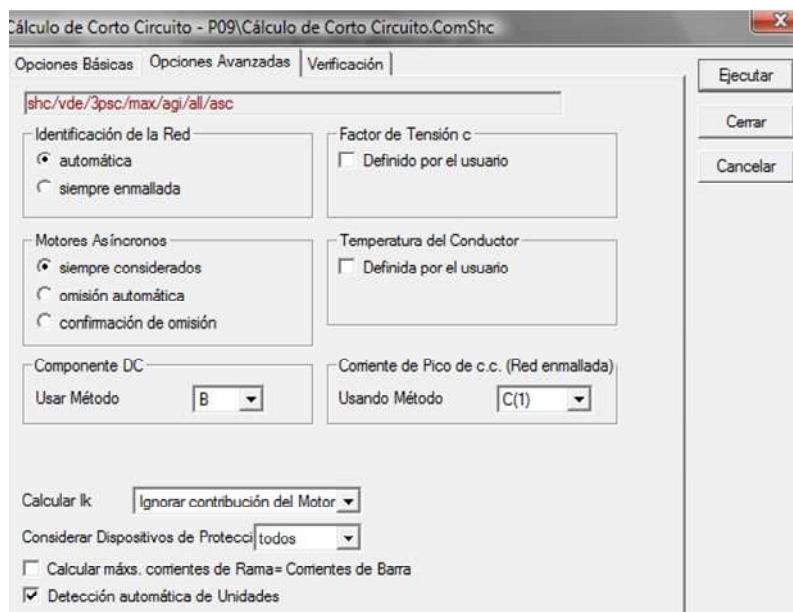


Figura 3.9 Ventana para el cálculo de corto circuito Opciones Avanzadas

Identificación de la Red

La norma IEC define varios cortocircuitos según la conexión de la fuente:

- Cortocircuito alimentado por una sola fuente,
- Cortocircuito alimentado de fuentes no malladas,
- Cortocircuito en redes malladas.

Si ajustamos “Identificación de la Red” en “Automático”, el DigSILENT detecta automáticamente la conexión de las fuentes en el corto circuito.

Temperatura del Conductor

La temperatura del conductor (antes de la falla) puede ser ajustada manualmente. Esto influirá en la temperatura máxima calculada de los conductores, como la causada por las corrientes de corto circuito.

Motores Asíncrónicos

La influencia en las corrientes de corto circuito de los motores asíncrónicos puede ser considerada siempre, ignorados automáticamente o el usuario puede elegir la opción de confirmar al usuario si no se tiene en cuenta dichos motores.

3.2.3

MÓDULO DE PROTECCIONES

Los modelos de protección del DIgSILENT han sido implementados con la siguiente filosofía:

- El modelo podrá ser lo más real que sea posible,
- El usuario puede crear protecciones complejas o alterar las existentes,
- Todos los modelos de protección actuarán sobre los interruptores,
- Un fusible es modelado como un relé de sobre corriente actuando sobre un interruptor. Los dispositivos de protección son almacenados en el objeto sobre el cual van a actuar.

En el diagrama de bloques de la estructura del relé, que se muestra en la

Figura 3.10, se distinguen los siguientes:

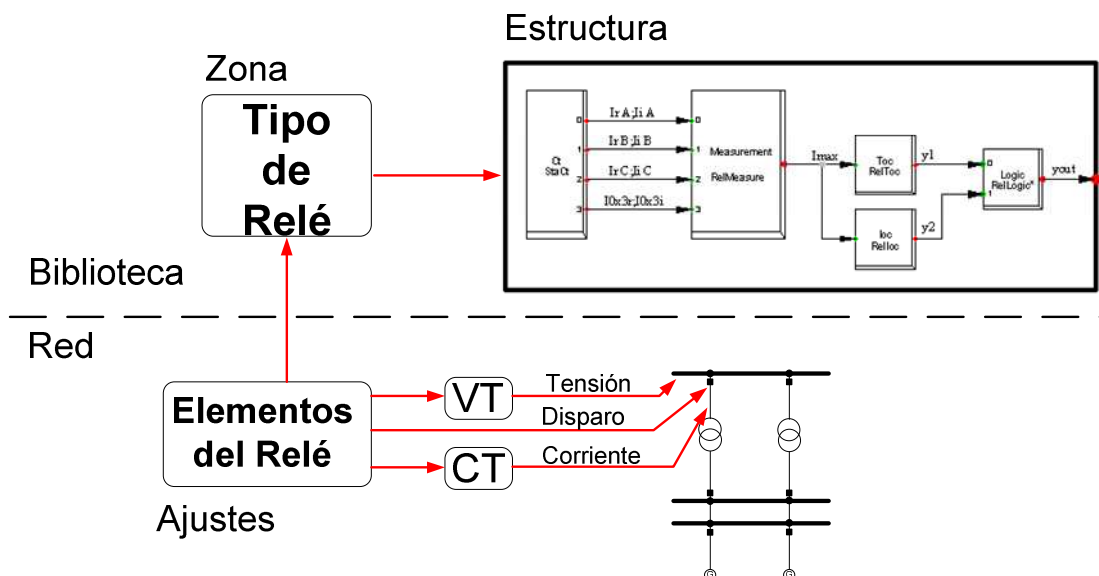


Figura 3.10 Modelado de Protecciones con Power Factory. Configuración General

Un transformador de corriente (StaCt), donde las salidas son las partes reales e imaginarias de las corrientes de fase (I_rA , I_rB , I_rC , etc.) y las partes real e imaginarias de la corriente de la secuencia cero (I_{0x3r} , I_{0x3i}).

Una unidad de medida (RealMeasure), donde su salida es I_{max} , que está definida como la máxima corriente de las tres fases.

Un bloque de una unidad de tiempo-sobre corriente (RelToc), y una unidad para un relé instantáneo de sobre corriente (Relloc), que tiene como objetivo transformar los datos anteriores en señales de disparo.

Una unidad lógica (RelLogic), que combina las señales de disparo en un camino lógico para producir una sola señal de disparo.

Para crear o modificar un dispositivo de protección en un cubículo puede realizarse de varias maneras:

- Dando click derecho sobre el símbolo del disyuntor en el diagrama unifilar, esto desplegará el siguiente menú que se muestra en la Figura 3.11.

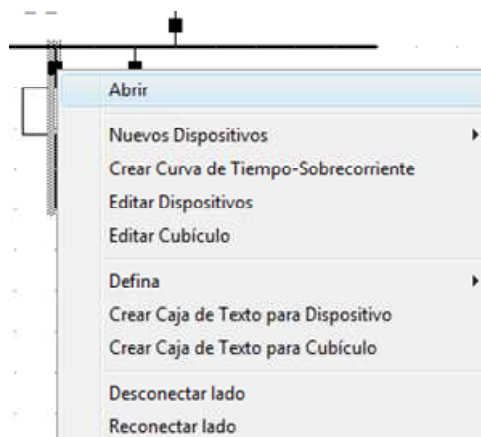


Figura 3.11 Ventana para la Modificar o Crear Dispositivos de Protección

Este menú consta de las siguientes Opciones:

1. **Nuevos Dispositivos:** aquí podemos encontrar los diferentes elementos que conforman un sistema de protección como son (ver Figura 3.12):
 - Modelo de Relé,
 - Fusibles,
 - Transformadores de Corriente y Potencial,
 - Medida de Corriente, Tensión y PQ,
 - Mediciones externas,
 - Compensación de caída de tensión,
 - Descargador – Pararrayos.

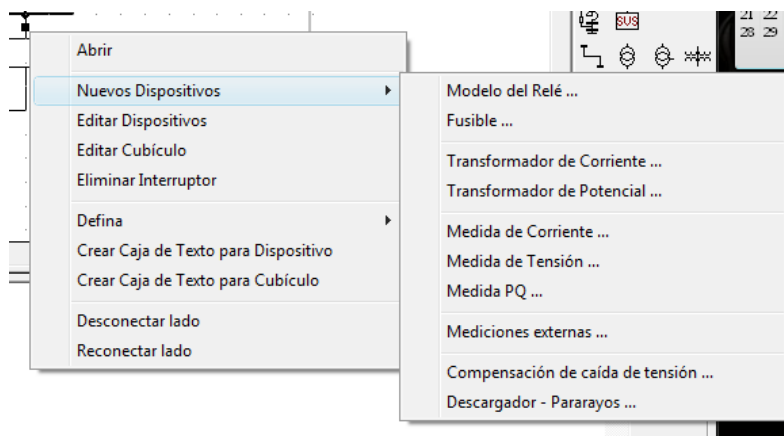


Figura 3.12 Submenú de Nuevos Dispositivos

2. **Editar Dispositivos:** permite editar los elementos que se han creado.
3. **Editar Cubículos:** permite editar los datos de un cubículo (cubículo es el punto de conexión entre un elemento y una barra o terminal).
4. **Eliminar Interruptor:** elimina el interruptor que se encuentra al final de la línea.
5. **Defina:** permite definir un alimentador.
6. **Crear Caja de Texto para Dispositivo:** permite crear una caja de texto que señala al dispositivo que se selecciona.
7. **Crear Caja de Texto para Cubículo:** permite crear una caja de texto que señala al cubículo que se selecciona.
8. **Desconectar lado:** desconecta el extremo de una línea.
9. **Reconectar lado:** reconecta el extremo de la línea desconectada.

3.2.4 CONFIGURACIÓN BÁSICA DE UN TRANSFORMADOR DE CORRIENTE

Para ingresar un nuevo elemento, se lo realiza como se indico anteriormente, al seleccionar la opción del TC, aparece la siguiente ventana (ver Figura 3.13).

1. Selección de Tipo
2. Ubicación del TC
3. Ajuste del Tap Primario
4. Ajuste del Tap Secundario
5. Selección del número de Fases

Figura 3.13 Transformador de Corriente

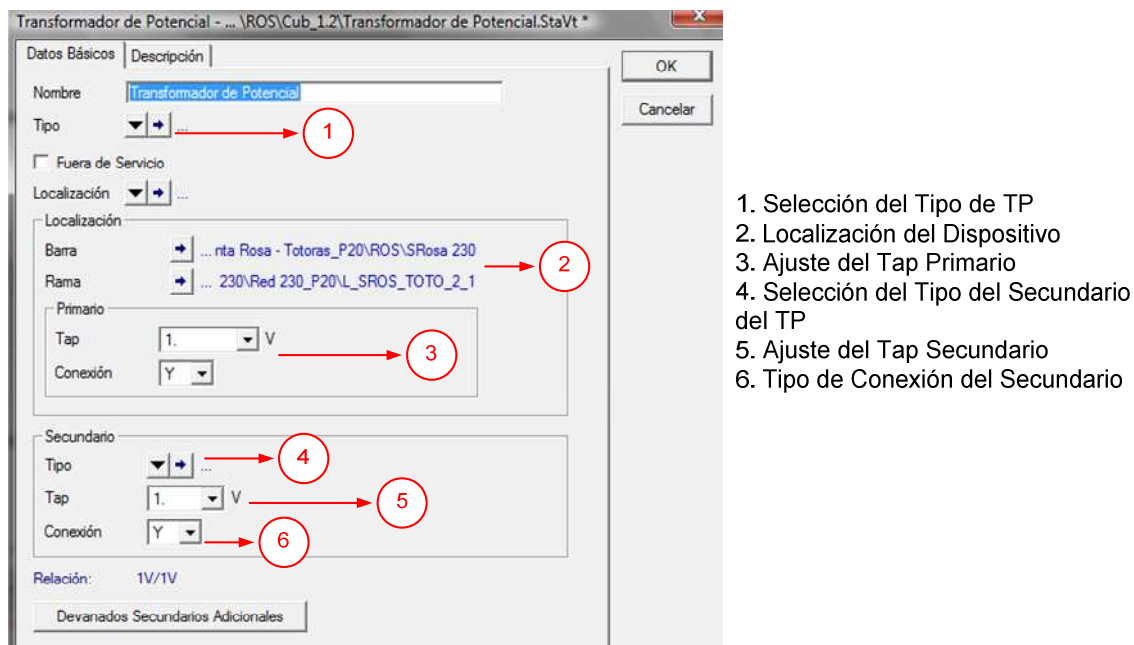
Cuando se crea un TC se debe seleccionar el tipo, este puede ser uno ya existente de la biblioteca del programa o creando uno nuevo para un proyecto específico. Ya seleccionado el tipo de TC se debe especificar el ajuste de los taps tanto en el primario como en el secundario. En el caso que los TC sean trifásicos o bifásicos es necesario especificar el tipo de conexión que tienen los bobinados secundarios (Delta o estrella), y si es un TC monofásico se debe especificar la fase de conexión o incluso el neutro del sistema.

En la ventana de “Opciones Avanzadas” (ver Figura 3.14) se tiene, los datos correspondientes para definir el burden del transformador, la clase de precisión y el factor limite de precisión.

Figura 3.14 Transformador de Corriente (Opciones Avanzadas)

3.2.5 CONFIGURACIÓN BÁSICA DE UN TRANSFORMADOR DE VOLTAJE

De similar forma se accede a la ventana de las opciones de configuración de un TV, las opciones se muestran en la Figura 3.15.



1. Selección del Tipo de TP
2. Localización del Dispositivo
3. Ajuste del Tap Primario
4. Selección del Tipo del Secundario del TP
5. Ajuste del Tap Secundario
6. Tipo de Conexión del Secundario

Figura 3.15 Transformador de Voltaje

Para crear un TV se debe seleccionar el tipo, ya sea de la biblioteca del proyecto, de la biblioteca general o crear uno nuevo para ese caso específico. Ya seleccionado el tipo TV se debe especificar el ajuste de los taps tanto en el primario como en el secundario, con la característica que para el secundario del transformador de potencial se puede seleccionar un tipo de la biblioteca o crear uno nuevo. En el secundario del transformador seleccionamos el tipo de conexión, por ejemplo el que se muestra en la Figura 3.15.

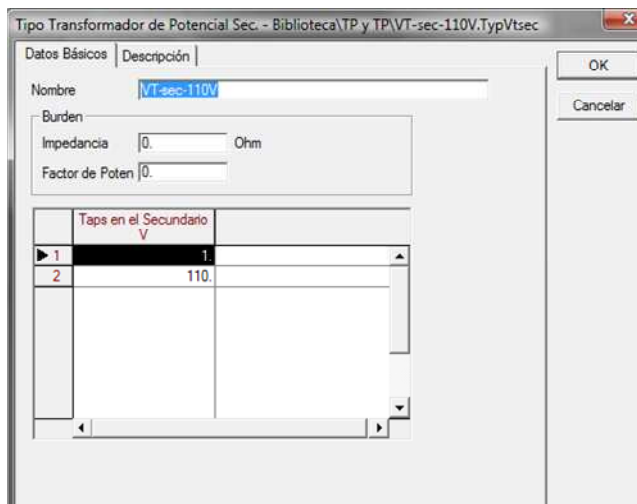


Figura 3.16 Secundario de un Transformador de Voltaje

En la Figura 3.16 se muestra la ventana en la que se ingresa los datos del burden del transformador especificando la impedancia en ohms en los terminales del lado secundario del transformador, y el factor de potencia y el rango de los taps del bobinado secundario.

3.2.6

CREAR UNA PROTECCIÓN DE DISTANCIA PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Para crear un dispositivo de protección de distancia, se da click derecho en el símbolo del disyuntor en el diagrama unifilar en el cual va actuar el dispositivo de protección, al seleccionar la opción correspondiente el cuadro de dialogo que se despliega es el de la Figura 3.17.

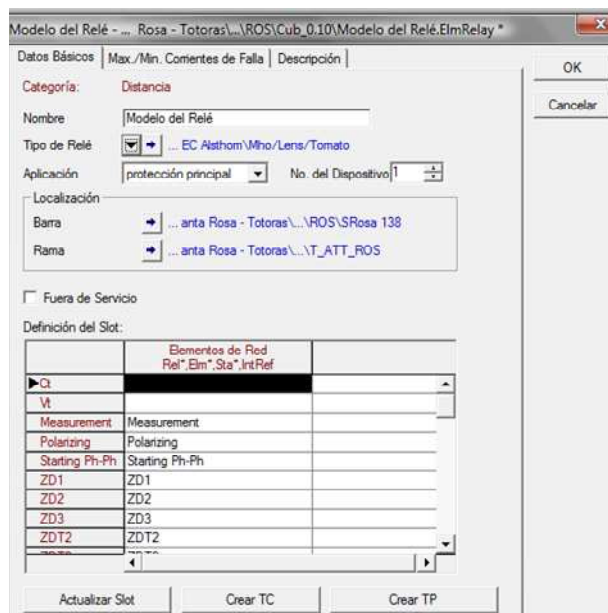


Figura 3.17 Creación de una protección de distancia

La ubicación del relé va a ser por defecto en el terminal o barra donde está ubicado el disyuntor seleccionado. Para seleccionar un tipo de relé se puede acceder a los que están existentes en la biblioteca general del programa, los tipos de relés que se especifican presentan las características de diseño de cada fabricante e incluso se puede encontrar relés con características de diseño genéricas.

Especificando que tipo de relé, se va a ocupar se debe definir los dispositivos de medición (TC y TV), los cuales proporcionan la información de voltajes y corriente requerida por el relé.

Los datos a ser ingresados para la calibración son los siguientes:

- **Ct y Vt:** corresponden a los dispositivos de medición respectivamente TC y TV,
- **Measurement (Medición):** en esta ventana se detalla la corriente nominal y voltaje nominal de operación del relé. Se define el tipo de variables eléctricas medidas, esto es trifásicas, monofásicas, valores RMS (Root Mean Square – raíz media cuadrática) de voltajes y corrientes,

- **Polarizing (Polarización):** Los métodos de polarización que permite definir el programa DlgSILENT son:
 - **Método de Cuadratura:** El voltaje de línea-línea es usado como voltaje de polarización, la unidad direccional compara el ángulo entre: I_a con V_{bc} , I_b con V_{ca} , I_c con V_{ab} . La utilización de este método de polarización hace que el voltaje de línea, que es tomado como referencia, se desplace 90° en sentido antihorario.
 - **Método Cruzado:** El voltaje de línea-línea es usado como voltaje de polarización, en este caso, la unidad direccional compara el ángulo entre: I_a con V_{ac} , I_b con V_{ba} , I_c con V_{cb} . El voltaje de línea que es tomado como referencia se desplaza 30° en sentido antihorario.
 - **Método Propio:** Con este método la unidad direccional compara el ángulo entre la corriente de línea y el voltaje fase-neutro que es tomado como referencia. Así: I_a con V_a , I_b con V_b , I_c con V_c .
 - **Método de Secuencia Positiva:** La unidad direccional compara el ángulo entre I_a con V_1 , I_b con $a^2 V_1$, I_c con $a V_1$, donde a es igual a $1 \angle 120^\circ$

Si la unidad de protección está polarizada como una unidad de Fase-Tierra, es necesario ingresar el coeficiente K_o (Coeficiente de impedancia a tierra), en magnitud y ángulo, coeficiente que sirve para el cálculo de la impedancia aparente vista por el relé en falla monofásica.

Las zonas de operación de los relés de distancia especifican su alcance en ohmios secundarios, algunos tipos de relés presentan una cuarta zona de operación como es el caso de: EPAC 3000 de GEC ALSTHOM y MICOM P442 de ALSTOM [7].

El programa DlgSILENT para cada una de las zonas permite ingresar el valor del ángulo del relé y el valor del ángulo característico, los cuales pueden ser los mismos para todas las zonas de operación (ver Figura 3.18)

El ángulo del relé para el caso de un tipo mho es la inclinación correspondiente al diámetro de la característica circular del relé con respecto al eje horizontal del diagrama R/X , en cambio para un relé tipo poligonal, el ángulo del relé en el programa es la desviación de uno o más lados del polígono de operación respecto al eje R .

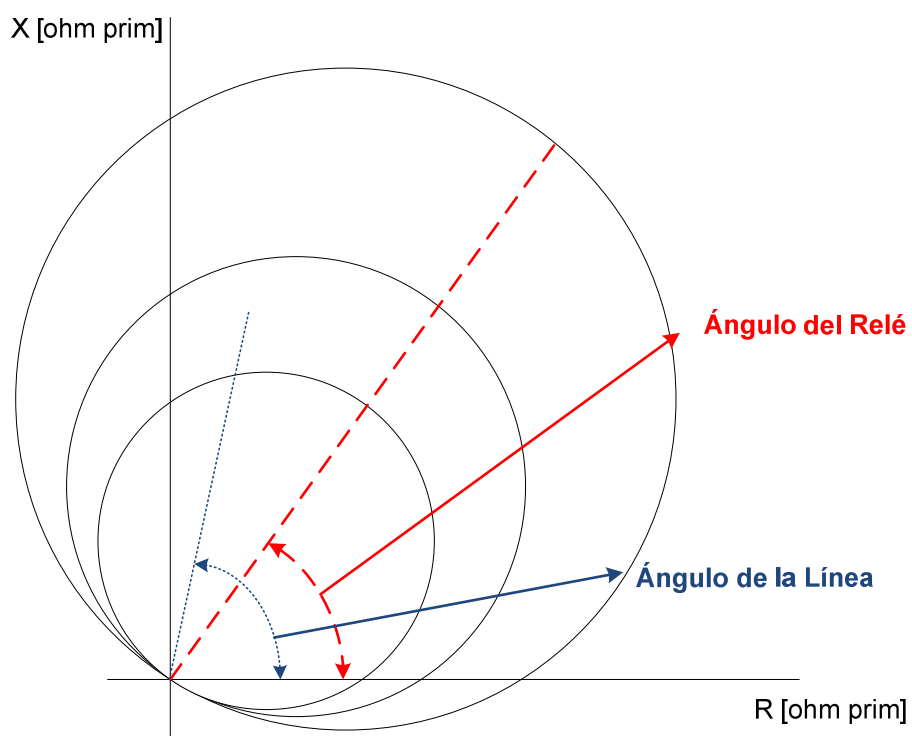


Figura 3.18 Ángulo de relé y ángulo característico

El ángulo característico en el programa nos permite modificar la forma de la curva de operación del relé, en ciertos relés tipo mho al modificar este valor permite obtener formas de operación tipo tomate o lenticular.

En el caso de los relés poligonales dependiendo del tipo, se puede modificar varios ángulos para cambiar la característica de la zona de operación.

La **temporización** permite el ingreso de los tiempos de disparo del relé para cada zona y se utiliza para la coordinación de protecciones.

El **logic** permite seleccionar el interruptor de potencia sobre el cual va actuar la protección de distancia y además habilita la orden de apertura del interruptor ante una operación del relé.

3.3 INTRODUCCIÓN A DIgSILENT PROGRAMMING LANGUAGE (DPL)

DIgSILENT PROGRAMMING LANGUAGE (DPL), es un lenguaje de programación de propósito general en Power Factory, es usado para automatizar procesos y cálculos dentro de un proyecto, permitiendo al usuario la creación de nuevas funciones de cálculo, en todas las áreas de análisis de un Sistema Eléctrico de Potencia.

La filosofía de este lenguaje de programación es:

- Brindar acceso a todos los valores de entrada y salida,
- Uso de todos los comandos de cálculo,
- Acceso a archivos de resultados, gráficas, bases de datos,
- Exportación de archivos,
- Orientado a objetos.

El objeto de comando DPL ComDpl, es el elemento central el cual se encuentra conectado a las diferentes variables, parámetros u objetos que maneja el DIgSILENT.

En el código se define las entradas, las cuales pueden ser objetos que se encuentren en la base de datos, esta selección se denomina “Selección General”. La información de entrada puede ser evaluada con la utilización de funciones y variables internas almacenadas en el código fuente. En la Figura 3.19 se muestra la estructura de un comando DPL.

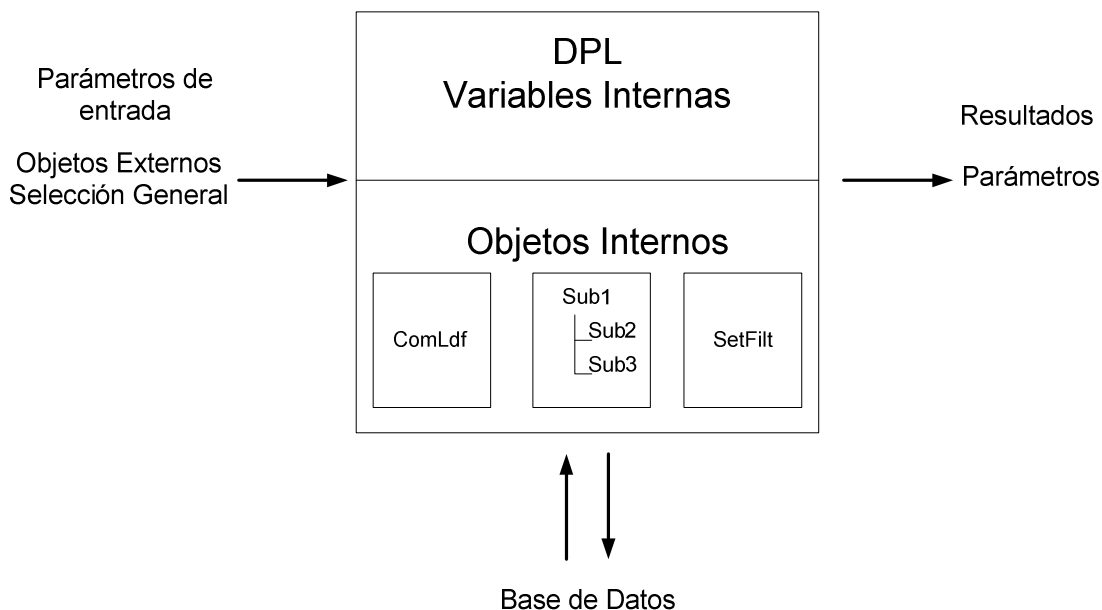


Figura 3.19 Estructura de un Comando DPL

Los objetos internos más comunes que se pueden manejar dentro del comando DPL para ser ejecutados son:

- Comandos como: Flujo de Potencia (ComLdf), Ejecutar Simulación (ComSim), Cálculo de Corto Circuito (ComShc), etc.; los cuales son definidos para ejecutar ciertas opciones de cálculos.
- Filtros de los diferentes objetos que maneja DlgSILENT, como por ejemplo: generadores, líneas, barras, transformadores, relés, fusibles, entre otros, los mismos que se pueden ejecutar en el código fuente del DPL.
- Permite el manejo de Subrutinas.

El comando DPL nos permite realizar e inicializar funciones de cálculos que se encuentran en el escrito. El escrito siempre se comunicara con la base de datos, para almacenar la nueva configuración que se encuentra ejecutando en el escrito.

Son pocos los objetos que se encuentran dentro del proyecto que no pueden ser modificados. Al finalizar la ejecución del comando DPL, los resultados pueden ser exportados en diferentes formatos, según sean las necesidades del usuario.

3.3.1

COMANDO DPL

Para generar el comando DPL se realiza las siguientes acciones: en la barra de “Administrador de Datos”, se selecciona “Nuevo Objeto”, al realizar esta operación aparecerá la pantalla que se muestra en la Figura 3.20, en la cual se selecciona la opción “Comando DPL”.

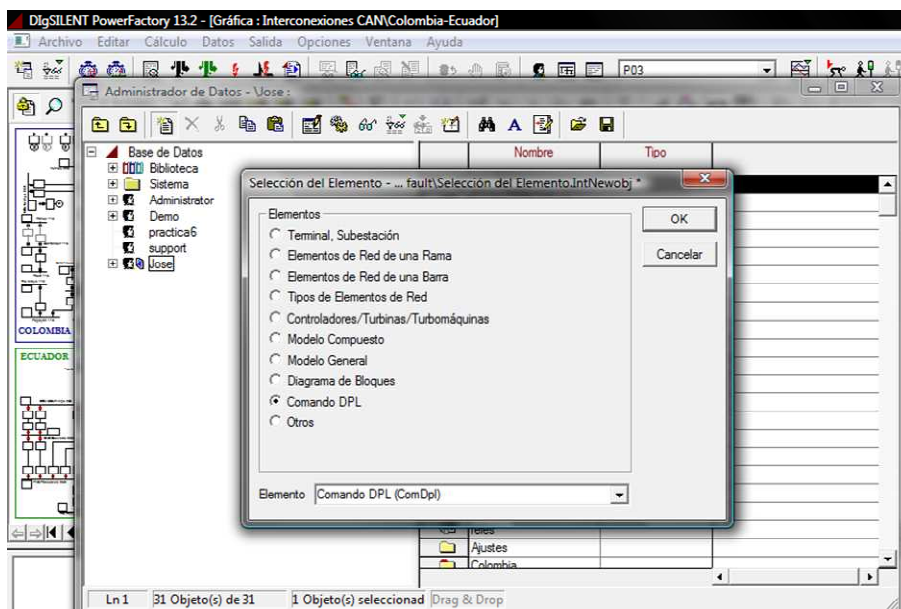


Figura 3.20 Creación de un Comando DPL

En la Figura 3.21 se muestra la ventana del Comando DPL, las opciones que presenta se detallan a continuación:

- **Ejecutar:** ejecuta el escrito,
- **Cerrar:** cierra y guarda los cambios realizados,
- **Cancelar:** cierra sin guardar los cambios,
- **Verificar:** verifica si existe algún error de sintaxis en el escrito,
- **Contenido:** muestra el contenido de la carpeta DPL.

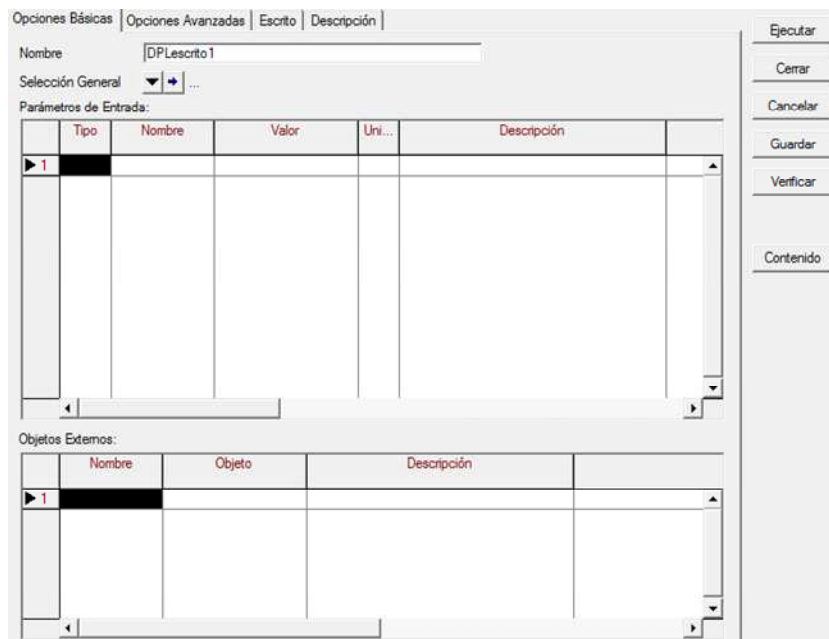


Figura 3.21 Ventana Principal del Comando DPL

En la ventana del DPL se puede encontrar las siguientes opciones:

- **Selección General:** almacena un grupo de elementos de un proyecto específico, al realizar esta selección se pueden manipular estos elementos dentro del escrito.
- **Parámetros de Entrada:** permite almacenar y definir las variables que se utilizaran dentro del escrito. El tipo de variables que maneja son:
 - Enteras (int)
 - Doble (double)
 - Objetos (object)
 - Conjunto de objetos (set)
 - Cadena de caracteres (string)

Esta es una de las maneras de definir las variables a utilizar en el escrito, la otra forma es definir las dentro del escrito.

- **Objetos Externos:** esta opción permite acceder a distintos objetos de forma independiente y en cualquier instante que se lo requiera. El nombre que se le asigna a este objeto puede ser el mismo o diferente al que conste en la base de datos del proyecto.

En el menú “**Opciones Avanzadas**” (ver Figura 3.22), permite realizar el manejo de variables de salida que se obtiene al ejecutar el escrito. Las herramientas que presenta esta ventana son:

- **Escrito Remoto:** la utilización de escritos remotos permite que el comando DPL sea un comando genérico, el mismo que puede ser utilizado con distintas configuraciones en cualquier caso de estudio o proyecto.
- **Parámetros Resultantes:** en este lugar se define las variables de resultados, los cuales pueden ser, variables de los objetos utilizados en el escrito o los resultados que se obtienen de algún cálculo que se realice en el escrito (operaciones matemáticas).

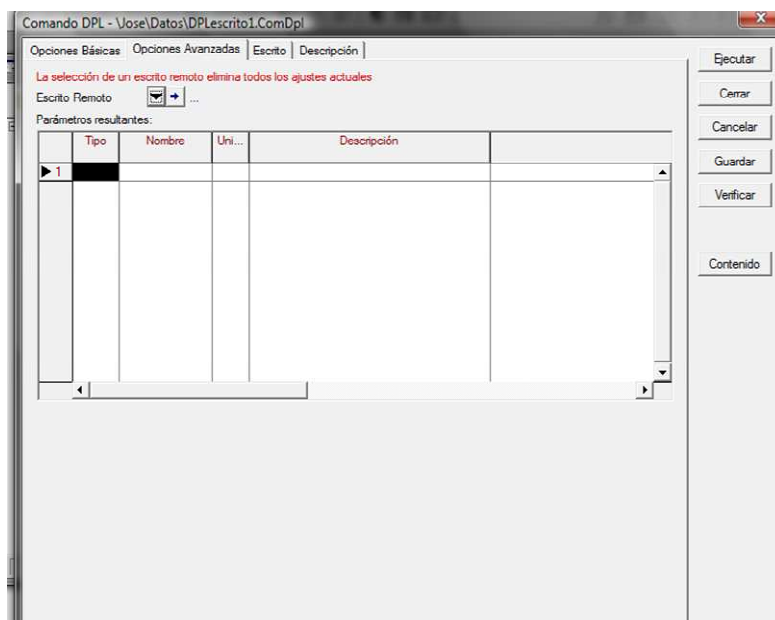


Figura 3.22 Ventana de Opciones Avanzadas del Comando DPL

En la Figura 3.23 se muestra un ejemplo de un escrito, el cual ejecuta el flujo de potencia y exporta los resultados a una ubicación específica, en la ventana de “**Escrito**” se escribe el código del programa, el cual va a tener la conexión directa

con todos los elementos, objetos, variables, etc. que se han definido en las ventanas anteriores, o que se definieron dentro del escrito mismo. Este lenguaje es muy similar al lenguaje de programación C++.

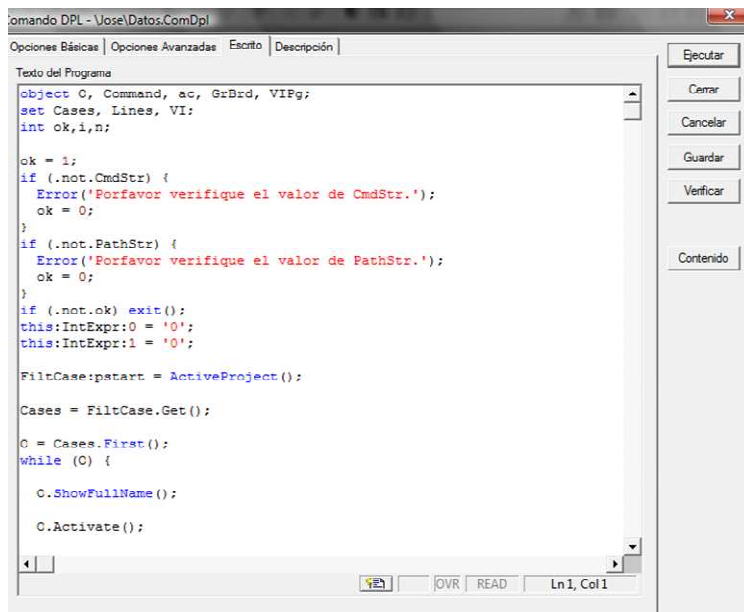


Figura 3.23 Ventana de Escrito del Comando DPL

Finalmente en la Figura 3.24 se encuentra la ventana de “**Descripción**”, en la cual se puede realizar un resumen de las características del programa realizado, así como las condiciones que deben existir para ejecutar correctamente el escrito.

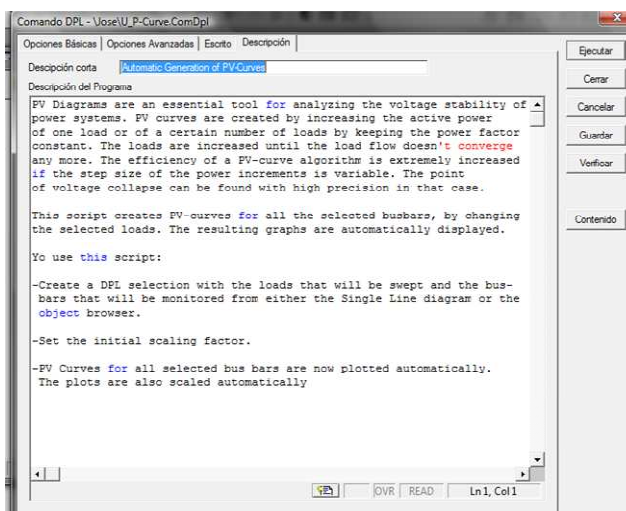


Figura 3.24 Ventana de Descripción del Comando DPL

3.3.2 EJEMPLO DE PROGRAMACIÓN EN DPL

La programación en DPL permite realizar cualquier tipo de automatización de funciones que presenta DigSILENT, en este caso se requiere automatizar la ejecución de Flujos de Potencia, la exportación de los resultados y la exportación de los diagramas unifilares en un formato de dibujo. El comando DPL “Datos” está compuesto de “Parámetros de Entrada”, (ver Figura 3.25), la variable *CmdStr*, permite ejecutar el Flujo de Potencia y *PathStr*, para determinar el directorio en el cual se van a guardar los archivos exportados.

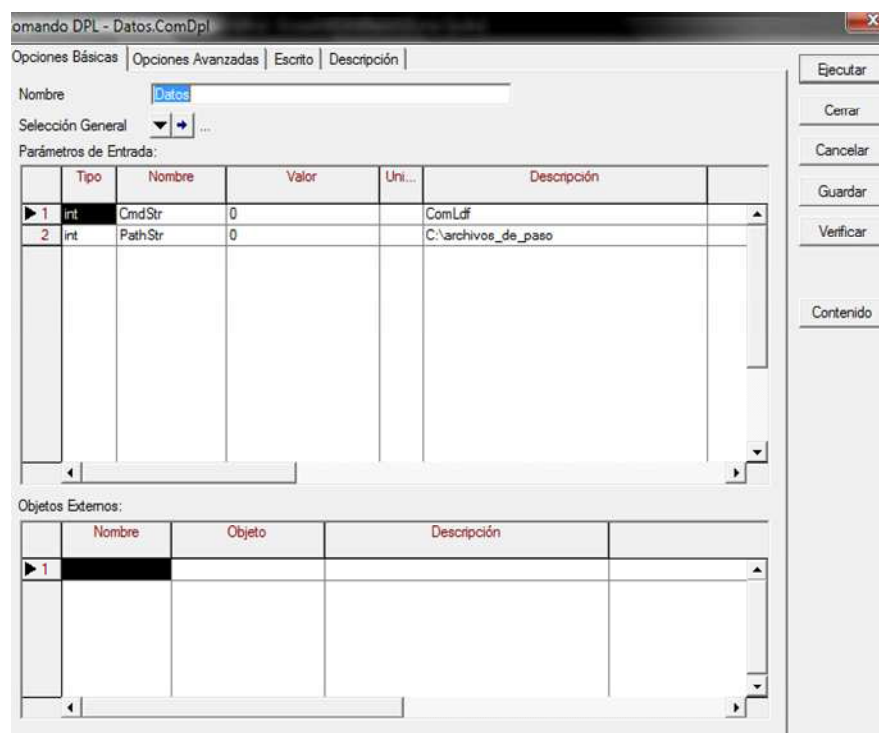


Figura 3.25 Declaración de Parámetros de Entrada

El contenido del comando DPL es el que se muestra en la Figura 3.26. En esta ventana se observa los siguientes comandos, filtros y variables de resultados:

- *StopRedirect*, *Redirect* y *WMF*: son los comandos que permiten realizar la exportación de datos e imagen de los diagramas unifilares, es decir permite nombrar y direccionar a cada uno de ellos.

- *Resultados*: es la carpeta en la cual se van a guardar los resultados de los diferentes cálculos que realice DlgSILENT.
- *Form*: este comando es usado para definir reportes de texto.
- *FiltCase* y *FiltLne*: son los nombres de los filtros, que contienen los objetos a utilizar en el comando DPL, en este caso en especial los Casos del Proyecto Activo y Líneas de Transmisión.

	Nombre	Orden	Comando
msi	StopRedirect	-1000000	cl/out
msi	Redirect	-1000000	op/out
msi	WMF	-1000000	wr/vmf
msi	Resultados		
msi	Form		
msi	FiltCase		
msi	FiltLne		

Figura 3.26 Contenido del Comando DPL

Para crear cualquiera de estos comandos se procede de la siguiente manera:

- Ingresar a la ventana de contenido del comando DPL y dar click en el botón “**Nuevo Objeto**” y se desplegará la ventana que se muestra en la Figura 3.27.

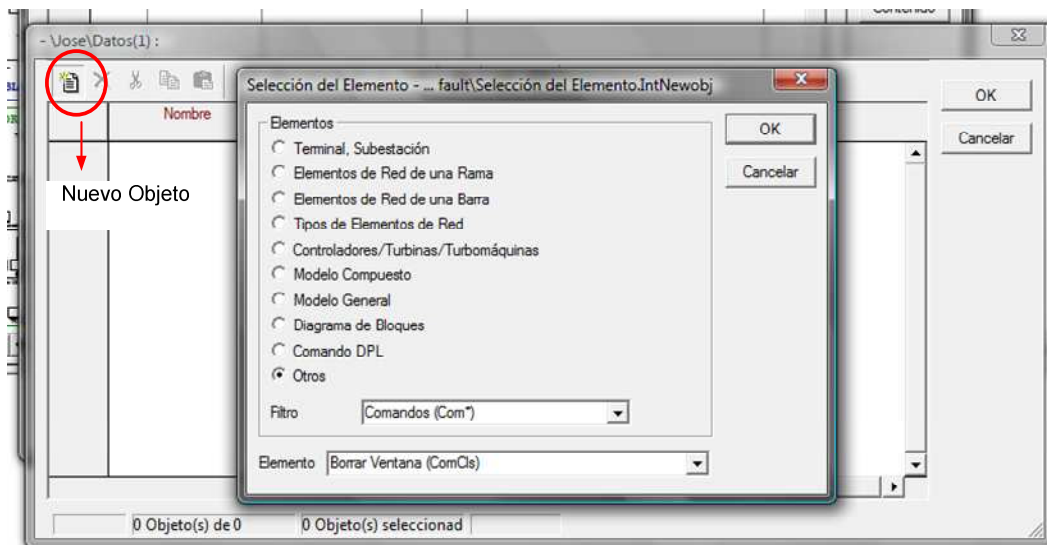


Figura 3.27 Creación de Comandos

- Por ejemplo para la creación del comando “*StopRedirect*”, se selecciona la Opción “**Comando DPL**” y se busca la opción “**Detener Desvío de Salida (ComCI)**” (ver Figura 3.28).

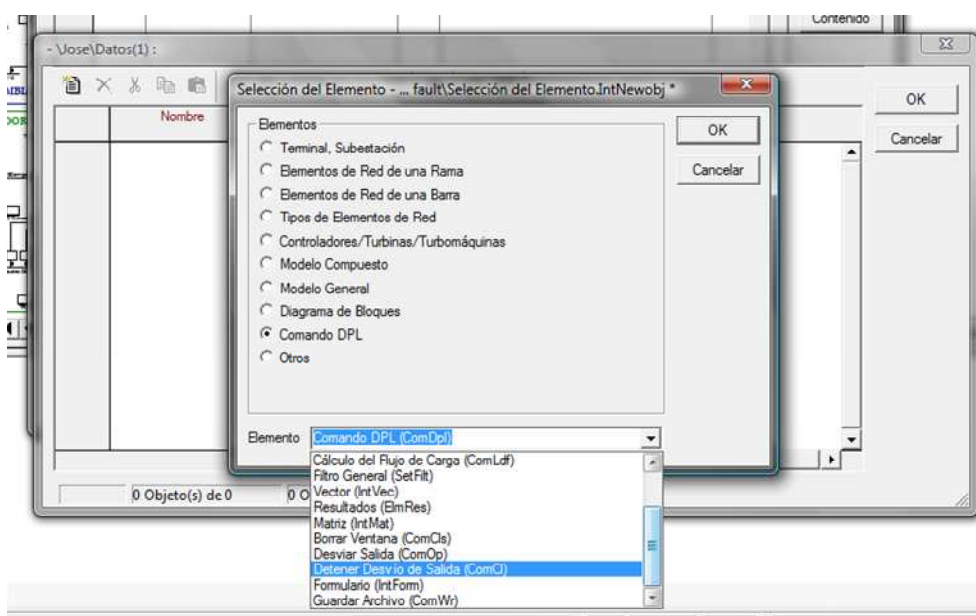


Figura 3.28 Creación del comando “StopRedirect”

- Al seleccionar este comando aparecerá la ventana que se muestra en la Figura 3.29, y para finalizar seleccionar el botón “**Ejecutar**”.

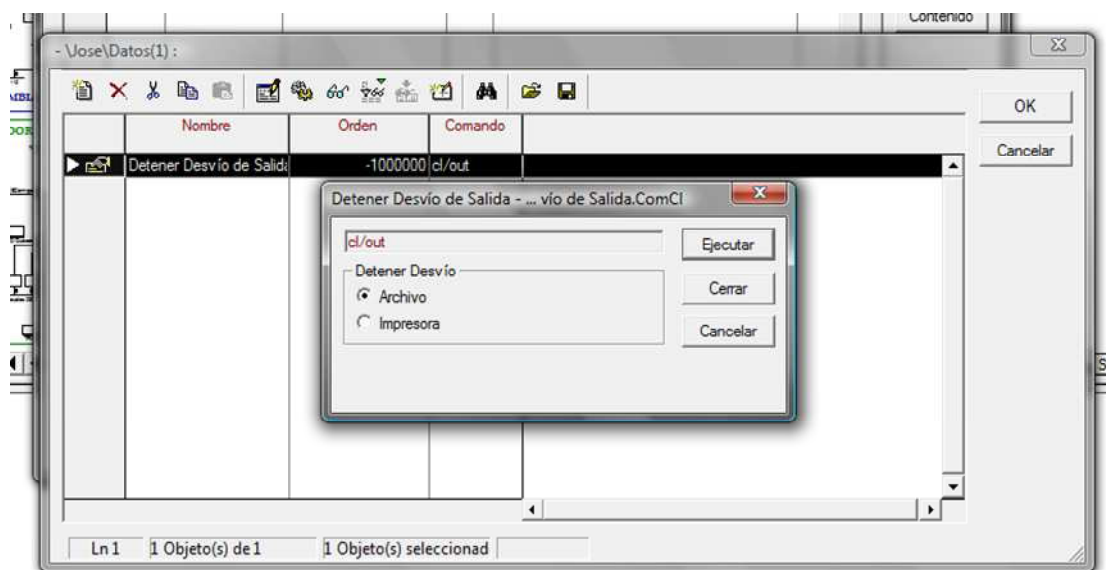


Figura 3.29 Creación del Comando “StopRedirect”

- Finalmente se cambia el nombre del comando.

De manera similar se van creando los comandos restantes la diferencia radica en que para crear el comando denominado “*Redirect*” se selecciona el comando denominado “**Desvío de Salida (ComOp)**” (ver Figura 3.30).

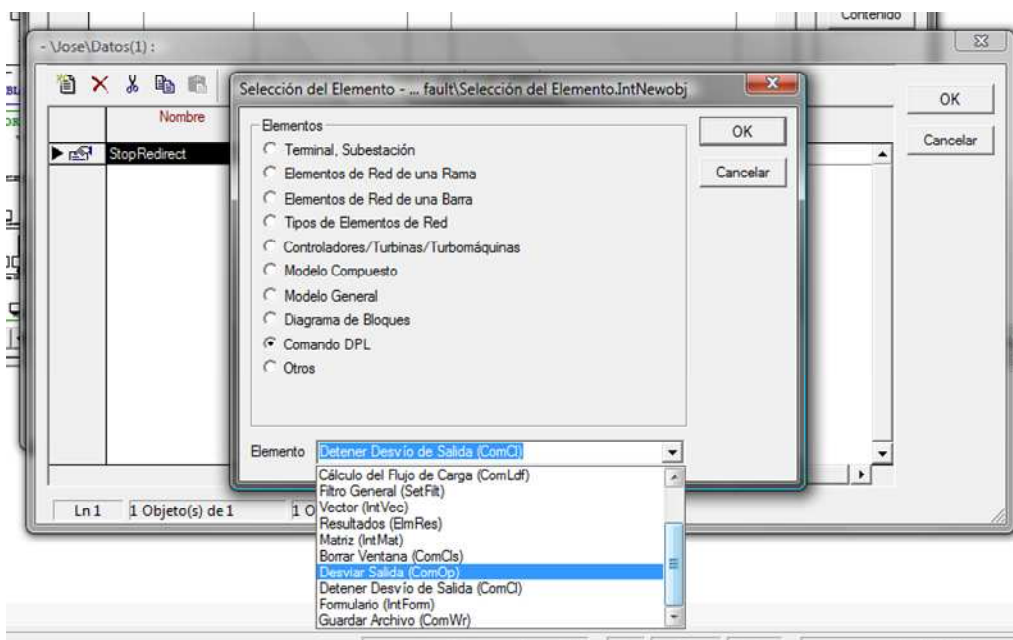


Figura 3.30 Creación del Comando “Redirect”

Y para el comando “WMF” se selecciona el comando llamado “**Guardar Archivo (ComWr)**” (Ver Figura 3.31).

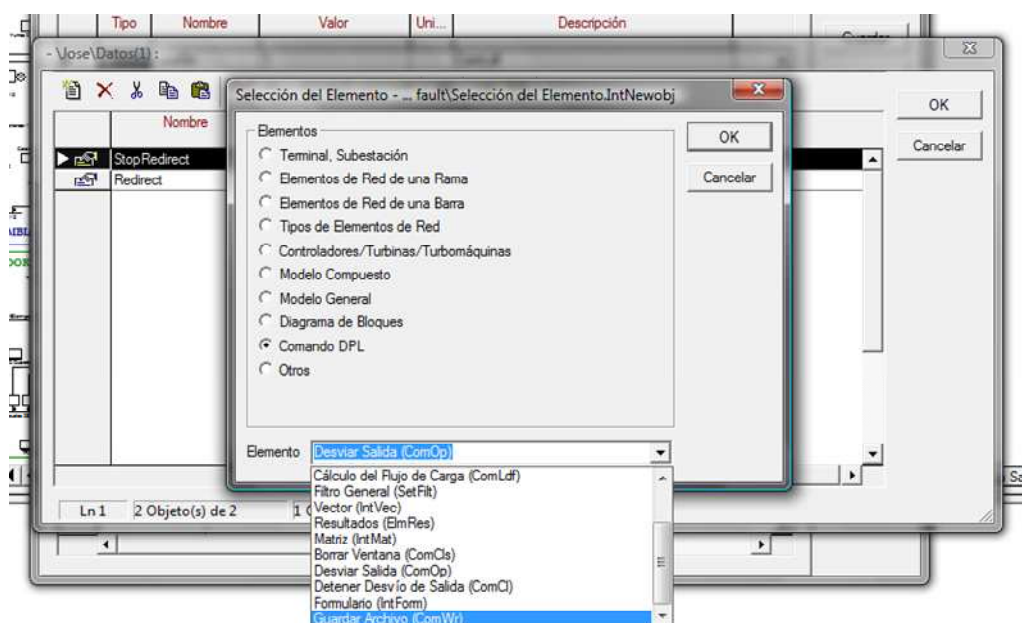


Figura 3.31 Creación del Comando “WMF”

Al seleccionar el comando “**Guardar Archivo**” se despliega la ventana que se muestra en la Figura 3.32, la cual permite seleccionar el formato del archivo y la ubicación en donde se va a guardar.

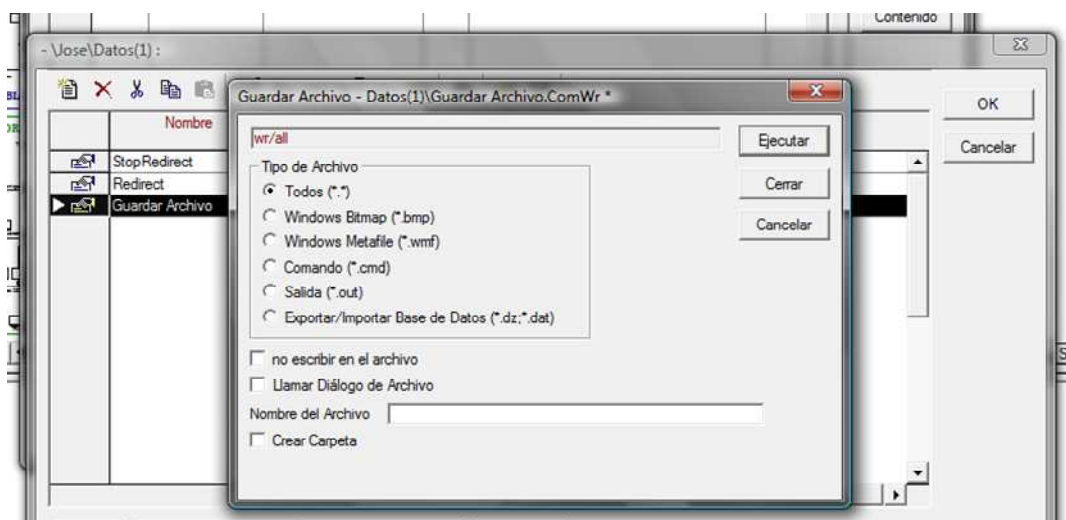


Figura 3.32 Creación del Comando “WMF”

Para crear “Form” se selecciona el comando denominado “**Formulario (IntForm)**” (ver Figura 3.33).

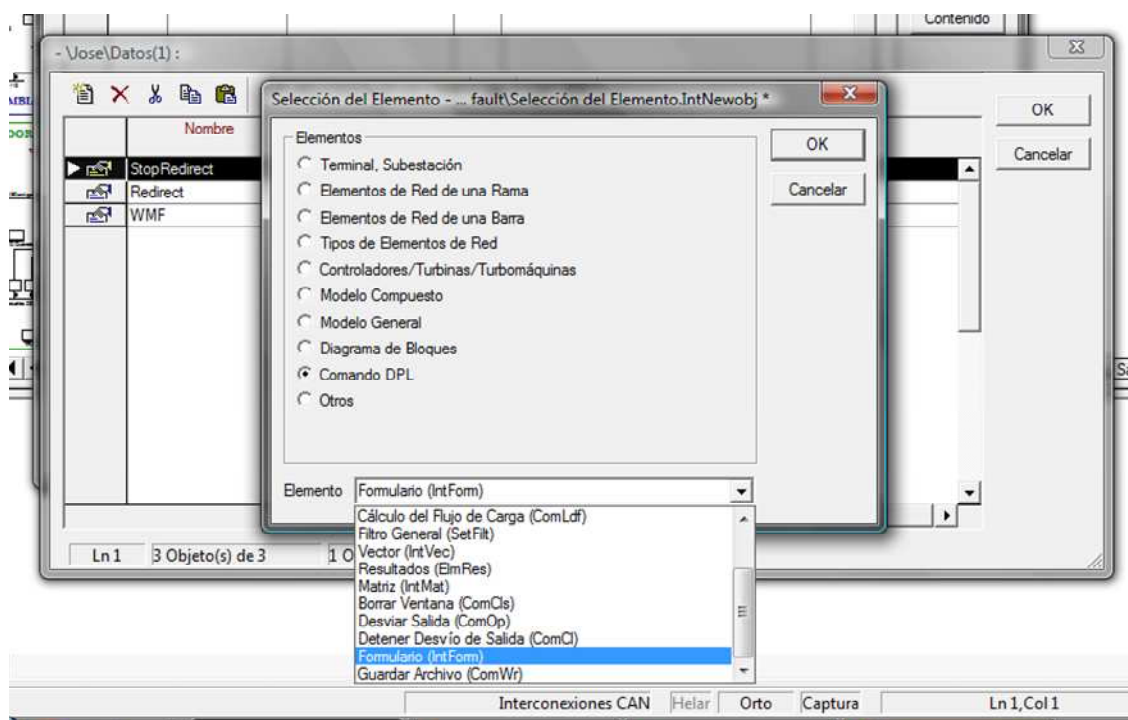


Figura 3.33 Creación del Formulario

Al seleccionar este comando aparece la siguiente pantalla que se muestra en la Figura 3.34.

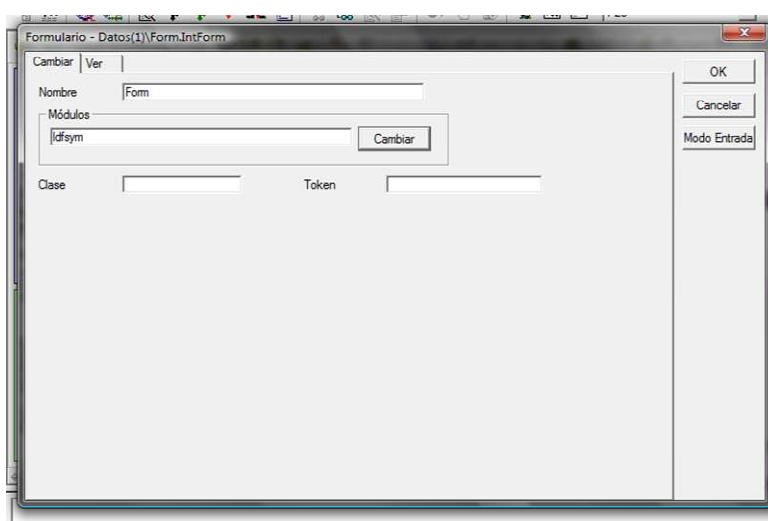


Figura 3.34 Configuración del Formulario

En esta pantalla se define el tipo de reporte que se quiere que sea exportado.

Para la crear un filtro se procede de la siguiente manera, se ingresa a la ventana de “**Contenido**” del comando DPL y se busca el comando llamado “**Filtro General (SetFilt)**” (ver Figura 3.35).

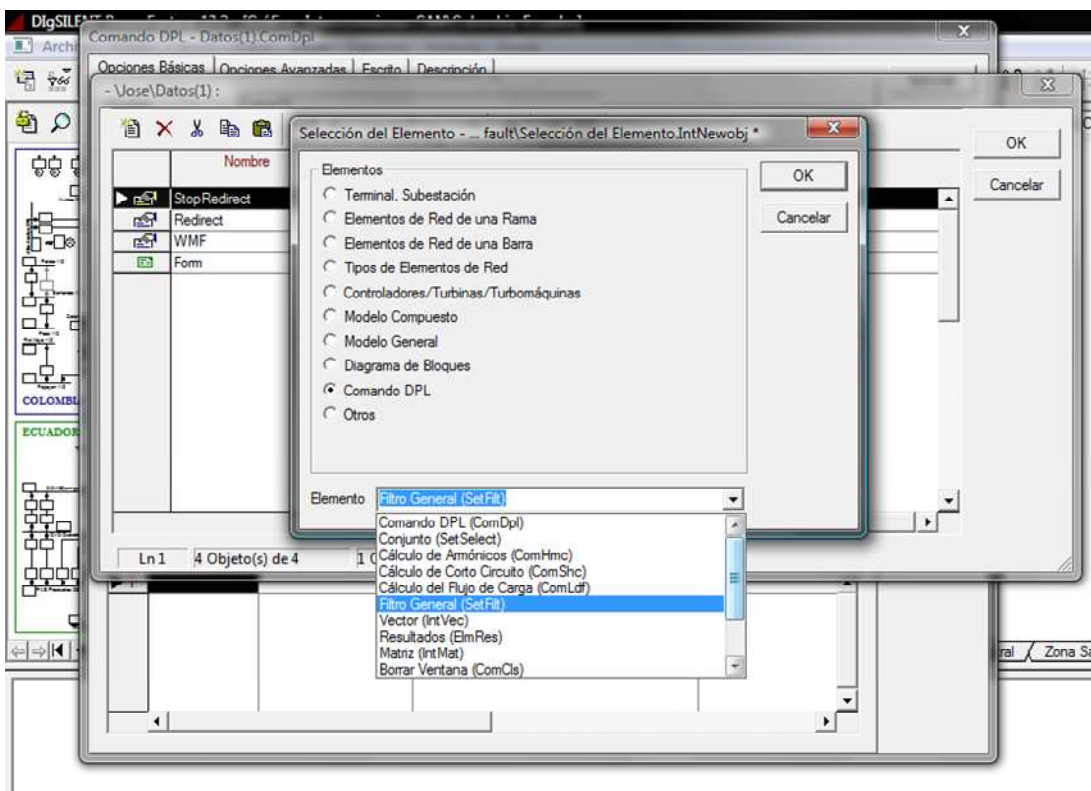


Figura 3.35 Crear un Filtro

Al seleccionar el comando del filtro se despliega la ventana que se muestra en la Figura 3.36, en esta ventana se especifica el elemento o los elementos que se desean filtrar (Líneas, barras, terminales, relés, escenarios, etc.).

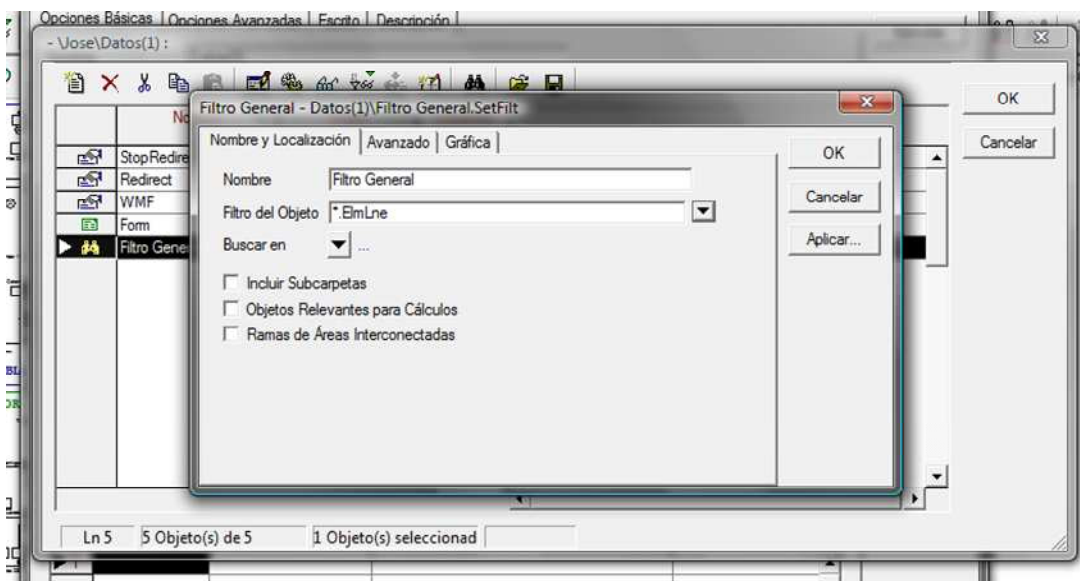


Figura 3.36 Configuración de un Filtro

Se detalla el escrito del código fuente del comando DPL “Datos” el mismo que se muestra en la Figura 3.37.

```

Comando DPL - Datos.ComDpl
Opciones Básicas | Opciones Avanzadas | Escrito | Descripción |
Texto del Programa
object O, Command, ac, GrBrd, VIPg;
set Cases, Lines, VI;
int ok, i, n;

ok = 1;
if (.not.CmdStr) {
  Error('Porfavor verifique el valor de CmdStr. ');
  ok = 0;
}
if (.not.PathStr) {
  Error('Porfavor verifique el valor de PathStr. ');
  ok = 0;
}
if (.not.ok) exit();
this:IntExpr:0 = '0';
this:IntExpr:1 = '0';

FiltCase:pstart = ActiveProject();

Cases = FiltCase.Get();

O = Cases.First();
while (O) {

  O.ShowFullName();

  O.Activate();
}

```

```

Comando DPL - Datos.ComDpl
Opciones Básicas | Opciones Avanzadas | Escrito | Descripción |
Texto del Programa
this:shortDesc = this:IntDesc:0;
Command = GetCaseCommand(this:shortDesc);
if (.not.Command) {
    Error('No pudo encontrar el comando %s', this:shortDesc); exit();
}
Command.Execute();

GrBrd = GetGraphBoard();
if (GrBrd) {
    VI = GrBrd.GetContents();
    VIPg = VI.First();
    while (VIPg) {

        i = VIPg.IsClass('IntRef');
        if (i) {
            VIPg = VIPg.obj_id;
        }
        if (VIPg) {

            GrBrd.Show(VIPg);

            this:shortDesc = ToString('%s%s%s %s', this:IntDesc:1, '\', 0:loc_name);
            GrBrd.WriteWMF(this:shortDesc);
        }
        VIPg = VI.Next();
    }
}

```

Ln1, Col1

```

Comando DPL - Datos.ComDpl *
Opciones Básicas | Opciones Avanzadas | Escrito | Descripción |
Texto del Programa
Redirect:f = ToString('%s%s%s.out', this:IntDesc:1, '\', 0:loc_name);

Redirect.Execute();

Lines = FiltLne.Get();
Form.WriteOut(Lines);

n = Lines.Count();
printf('-----DPL printf-----');
printf('Number of lines in system = %d', n);
printf('-----DPL printf-----');

Exe('sh/osm');

StopRedirect.Execute();

C = Cases.Next();
}

```

Ln 42, Col 31

Figura 3.37 Escrito del Comando DPL

CAPITULO 4

PROCESO DE “ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN EN CONDICIONES NORMALES Y DE EMERGENCIA”

Los procedimientos que se han desarrollado en el Área de Análisis de la Operación para efectuar el “Análisis de la Operación en Condiciones Normales y de Emergencia” son: **“EVALUACIÓN DE LOS VOLTAJES EN ESTADO ESTABLE DEL SISTEMA INTERCONECTADO”** y **“ANALIZAR EVENTOS”**; los cuales permiten evaluar la calidad de servicio de los voltajes del SNI en condiciones normales al siguiente día de la operación, en concordancia con la Regulación “Transacciones de Potencia Reactiva” y “Procedimientos de Despacho y Operación”.

El propósito de este procedimiento es determinar los niveles de calidad de los voltajes presentados en el SNI al siguiente día de la operación, evaluando las desviaciones presentadas, para proponer acciones correctivas a tomar por las áreas técnicas del CENACE.

Y el procedimiento de **“ANALIZAR EVENTOS”** realiza el análisis de los eventos suscitados en el SNI, en las Interconexiones Internacionales, con el propósito de elaborar informes de falla.

4.1 PROPUESTA DE AUTOMATIZACIÓN DEL TRABAJO DE TESIS EN EL PROCESO DE “ANALIZAR LA OPERACIÓN EN CONDICIONES NORMALES Y DE EMERGENCIA”

4.1.1 ANALIZAR LA OPERACIÓN EN CONDICIONES NORMALES

La propuesta que plantea este proyecto de tesis es la de automatizar el proceso de “Análisis de la Operación en Condiciones Normales y de Emergencia”, la automatización trata de insertar el uso del programa de DlgSILENT en los procesos diarios que se realizan en el área. Mediante el uso de comandos DPL se automatizara procesos de cálculos y exportación de resultados del programa

DlgSILENT con el fin de utilizar dichos resultados para brindar recomendaciones con mayor sustento técnico en los reportes que se generan en el AADO.

En la Figura 4.1 se indica el diagrama de flujo del proceso “Evaluación de los voltaje en Estado Estable del SNI”, en el cual se ha incluido los nuevos subprocesos que se deben realizar para implementar el uso del programa DlgSILENT. A continuación se detallara las nuevas aplicaciones que se han creado para efectuar el proceso mencionado.

En el AADO existen aplicaciones ya existentes como “MENU” o archivos que se generan con la información validada de generación, demandas, posición de LTC’s y tiempos de entrada y salida de elementos de compensación, como lo es el archivo denominado *Rsys_año-mes-día*. Toda la información existente puede ser ingresada a DlgSILENT mediante un lenguaje de programación denominado DOLE, el cual no es más que un archivo de texto, en el cual se encuentra los nombres de los distintos casos del proyecto, nombres de generadores con sus respectivos valores de potencia activa y reactiva, al igual que las cargas del sistema, compensadores capacitivos y reactivos y posición de LTC’s, con la información que contiene este archivo se obtiene como resultado un proyecto con los diferentes datos horarios.

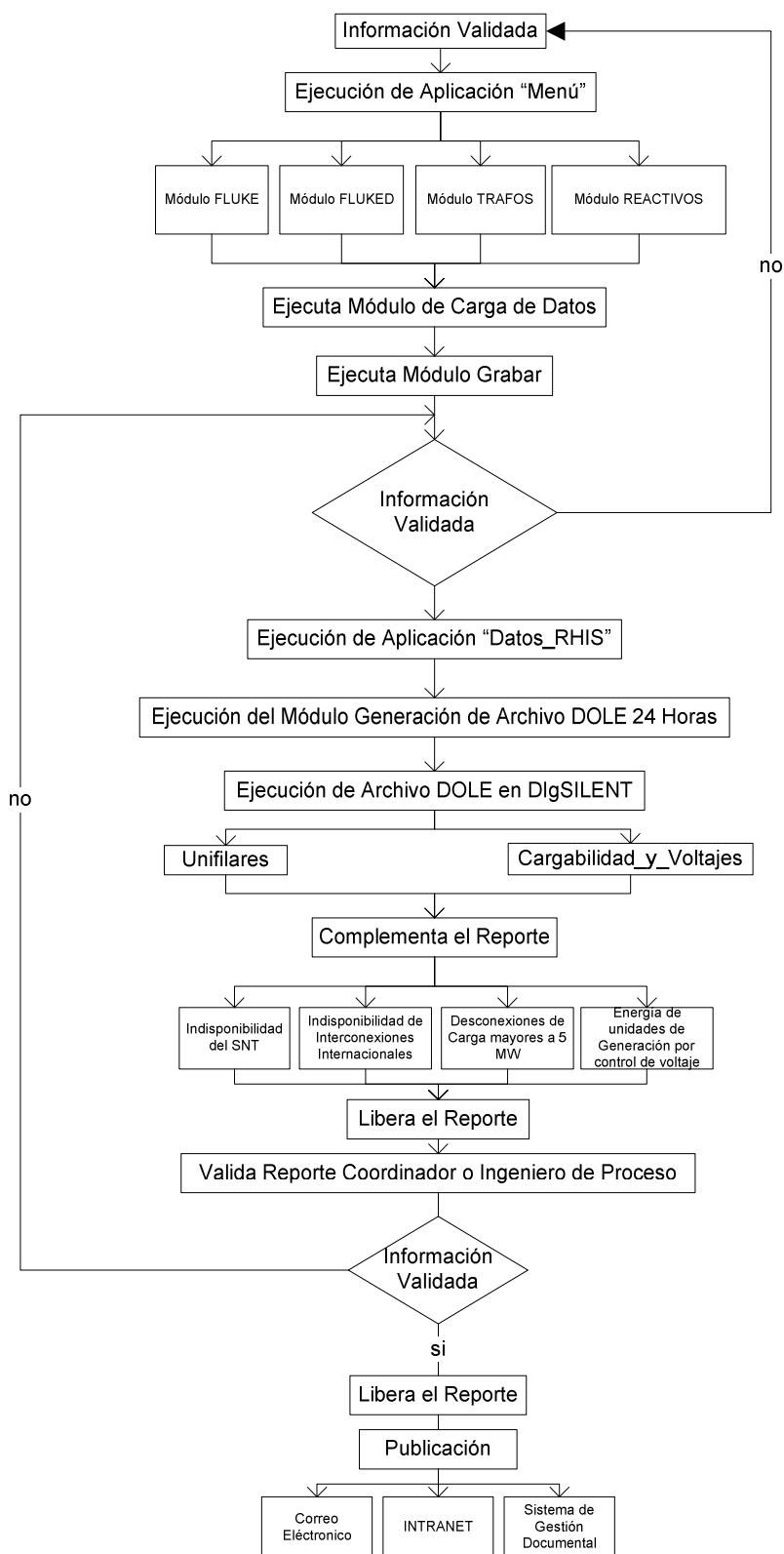


Figura 4.1 Propuesta del Diagrama de Flujo del Proceso Evaluación de los Voltajes en Estado Estable del SNI

Este archivo se lo generara mediante la aplicación llamada “*Datos_RHIS*”, que permite obtener los datos de generación, carga, posición de los LTC’s, compensadores y reactores, que se encontraban conectados en una hora específica. La información de las variables de estos elementos, se la obtiene del archivo con los valores ya validados (“*Rsys_año-mes-día*”), la información que contiene este archivo proviene de las UTR’s y base de datos de la Dirección de Operaciones de la Corporación CENACE (Network Manager) y es validada comparando con la información que envían los Agentes y con la información existente en las Novedades de Generación y Transmisión.

La aplicación “*Datos_RHIS*”, realiza una extracción de todos estos datos y los transforma en un archivo DOLE. La generación de este archivo permite realizar un ingreso rápido de los valores de las variables para cada uno de los 24 escenarios existentes en el proyecto. En la Figura 4.2 se muestra la estructura de un archivo DOLE.

```

dole/dbupd/fkey
cls/out
ac/de all
ac P01.IntCase
echo Cargando datos de demanda...
set/def obj=ElmLod var=plini,qlini
set/fkey obj=C_Espejo val=10.55,6.05
set/fkey obj=C_Amba val=9.30,2.90
set/fkey obj=C_Puyo val=50.90,8.70
set/fkey obj=C_Tena val=0.00,0.00
set/fkey obj=C_Toto val=42.10,5.90
set/fkey obj=C_azogu val=5.99,2.62
set/fkey obj=C_Sur val=78.41,34.74
set/fkey obj=C_Calderon val=13.22,4.91
set/fkey obj=C_Caro+12 val=17.86,6.05
set/fkey obj=C_CDG_EQL val=2.40,0.00
set/fkey obj=C_CDG_PAS val=11.00,1.10
set/fkey obj=C_Cibs_Gyq val=20.36,3.99
set/fkey obj=C_Chb_Gyq val=16.67,3.27
set/fkey obj=C_CRM val=6.90,0.00
set/fkey obj=C_CSA_IBA val=0.00,0.00
set/fkey obj=C_Loja val=20.40,1.80
set/fkey obj=C_Elep_Amba val=7.70,3.00
set/fkey obj=C_Elep_Mula val=21.00,9.10
set/fkey obj=C_Emaap val=0.00,0.00
set/fkey obj=C_Emelec_PAS val=80.50,22.10
set/fkey obj=C_Emelec_PCanPra val=41.61,10.59
set/fkey obj=C_Emelec_POL val=69.40,14.00
set/fkey obj=C_Emelec_Guasma val=4.35,1.11
set/fkey obj=C_Emelec_Portu val=16.15,4.11
set/fkey obj=C_Emelesa val=38.10,11.80
set/fkey obj=C_Emelegur_DCE val=48.50,18.50

```

Figura 4.2 Estructura de un Archivo DOLE

Para la generación del archivo DOLE se procede de la siguiente manera (ver Figura 4.3), para motivo del ejemplo se ha seleccionado el día viernes, 02 de mayo de 2008.

Se ejecuta la aplicación denominada “*Datos_RHIS*”, se ingresa la fecha del día de análisis (día, mes y año).

Se ejecuta el botón llamado “INICIO”, al ejecutar este botón realiza la búsqueda del archivo correspondiente al día del análisis (Para este caso *Rsys_2008-05-02*), y realiza la extracción de los valores correspondientes a generación, demandas, elementos de compensación, posición de LTC’s, y los coloca en las diferentes plantillas que existen en este documento.

Finalmente se ejecuta “GENERAR ARCHIVO DOLE 24 HORAS” si desea que el archivo contenga las 24 horas o “GENERA ARCHIVO DOLE POR HORAS” si desea una sola hora en especial.

Al ejecutar cualquiera de estos dos botones genera el archivo DOLE correspondiente al día de análisis y lo guarda en la siguiente dirección “C:\archivos_de_paso\” bajo el siguiente nombre “DespachoReal-año-día-mes” (Para este caso: “DespachoReal-2008-02-05”).

Figura 4.3 Pantalla de Inicio de Datos_RHIS

Para ejecutar el archivo DOLE en DigSILENT se lo realiza de la siguiente forma:

- El primer paso es cargar la base de datos en DigSILENT, desde la barra de menú en la opción “Archivo” se selecciona “**Importar**” (ver Figura 4.4).

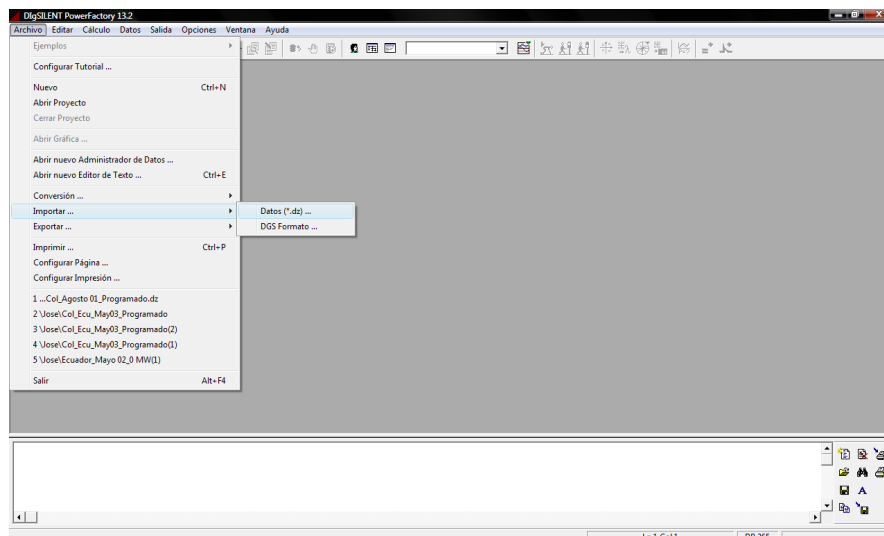


Figura 4.4 Importación de la Base de Datos (Parte I)

- Se importan los archivos en el siguiente orden (ver Figura 4.5):
 - Colombia,
 - Ecuador,
 - Interconexiones CAN.

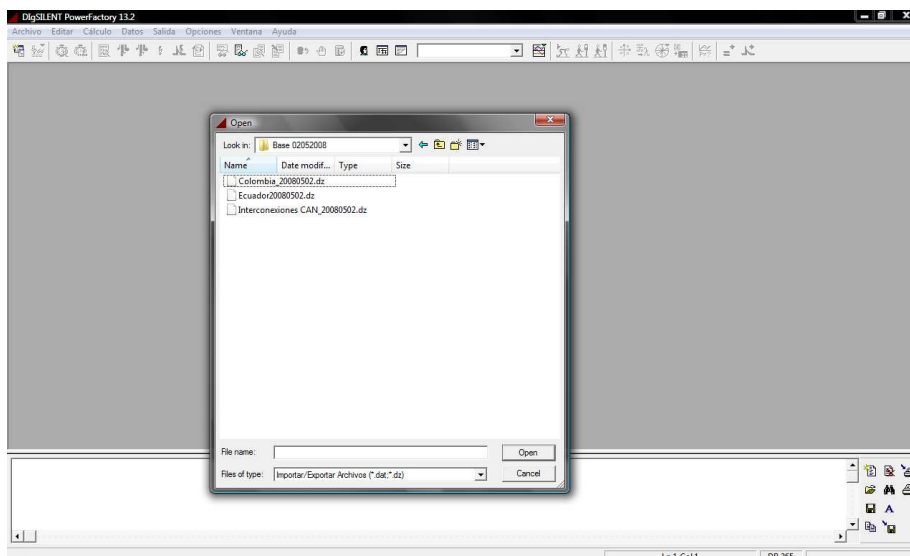


Figura 4.5 Importación de la Base de Datos (Parte II)

- Se realiza la importación del archivo correspondiente al día del análisis (Ver Figura 4.6).

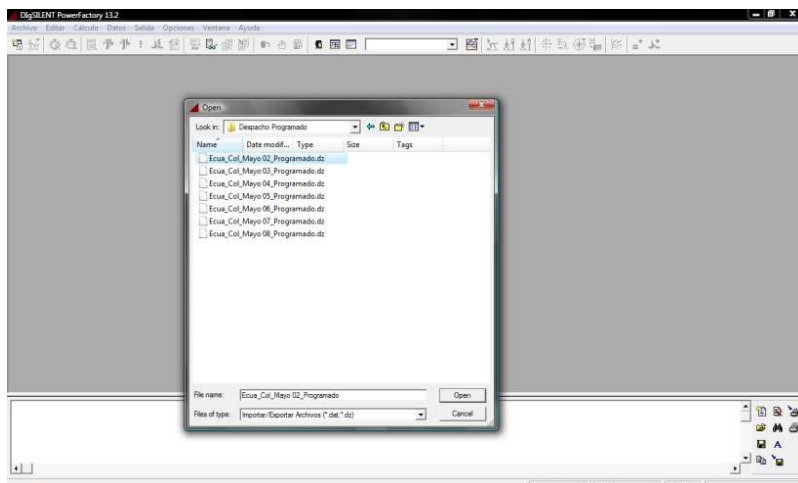


Figura 4.6 Importación de Archivo del Día de Análisis

- En el administrador de Datos, se selecciona el icono “**Importar Datos**”, como se muestra en la Figura 4.7.

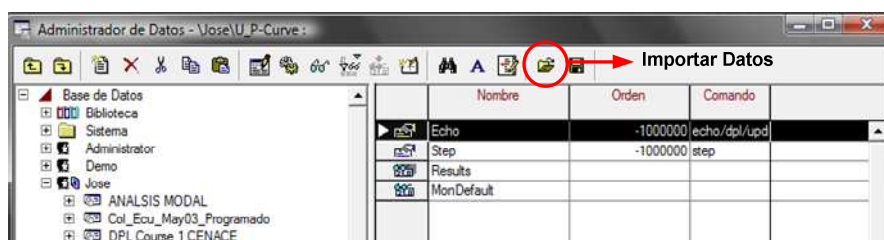


Figura 4.7 Importar Datos DOLE

- Al realizar click en el icono anterior, aparecerá la pantalla que se muestra en la Figura 4.8, en la que se selecciona el archivo que se va a ejecutar.

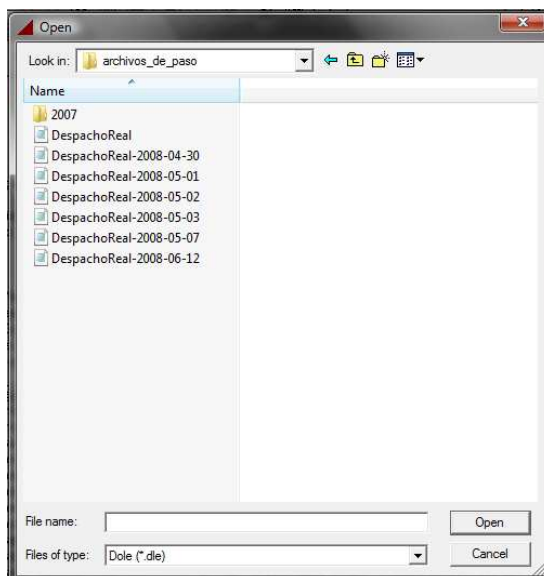


Figura 4.8 Importar Datos DOLE

- Al seleccionar el archivo requerido y dar click en “**Open**”, aparece la ventana que se muestra en la Figura 4.9, en la cual se selecciona el proyecto en el que se va a realizar la carga del archivo DOLE.

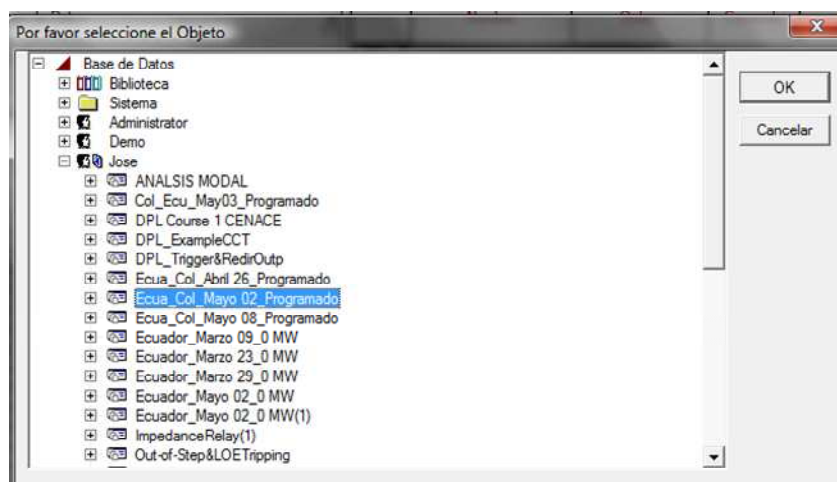


Figura 4.9 Importar Datos DOLE

Al finalizar todos estos pasos se obtiene como resultado un proyecto con todos los datos horarios para los 24 escenarios del proyecto. Finalizado este procedimiento el proyecto se encuentra listo para ejecutar cualquier tipo de cálculo que sea requerido.

En este caso en particular se ejecutara el comando DPL denominado “*Unifilares*”, con el cual se va a cargar todos los diagramas unifilares, en cada uno de los casos de estudio del proyecto. El comando DPL funciona de la siguiente manera:

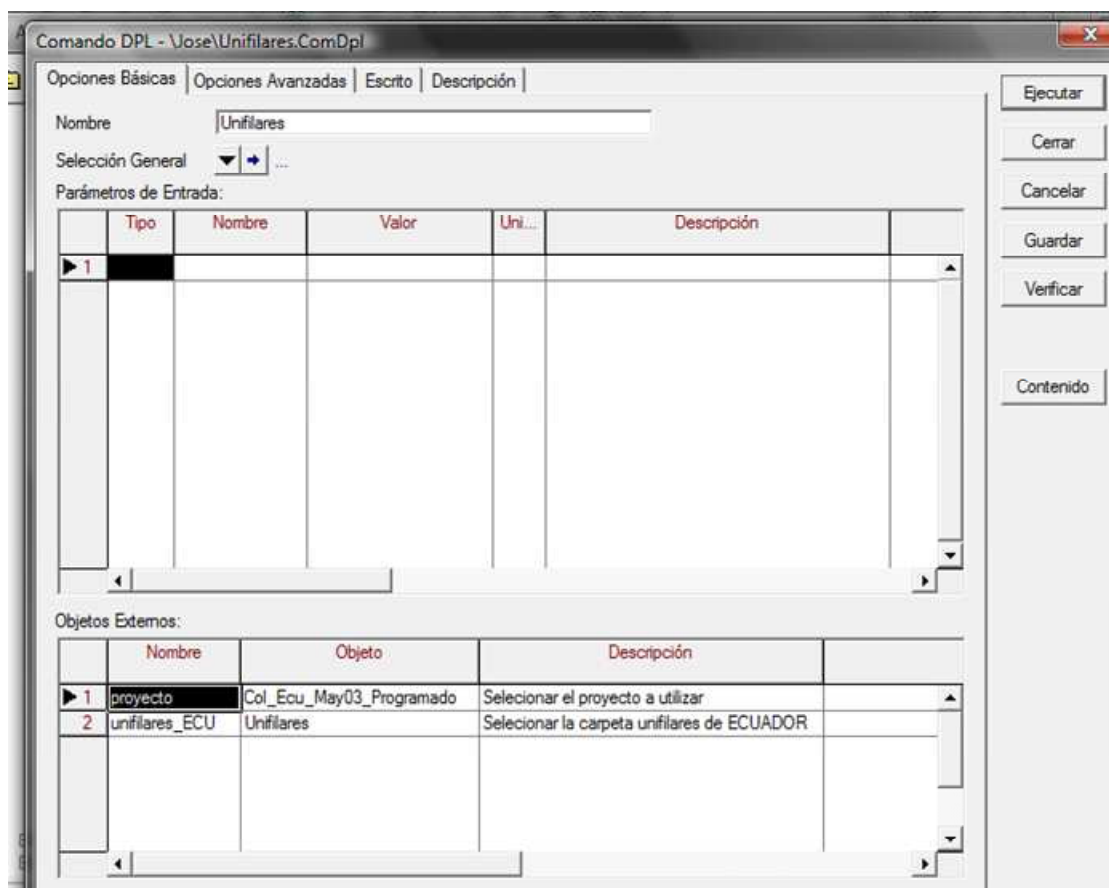


Figura 4.10 Configuración del Comando DPL “Unifilares”

En “Objetos Externos” de la ventana principal del comando DPL se encuentra la variable “*proyecto*” la cual especifica el nombre del proyecto que se activa para abrir los diferentes diagramas unifilares en cada uno de los casos de estudio, y la variable “*unifilares_ECU*” que especifica la carpeta que contiene los diagramas unifilares del sistema ecuatoriano (ver Figura 4.10).

El contenido de este comando DPL es el siguiente (ver Figura 4.11):

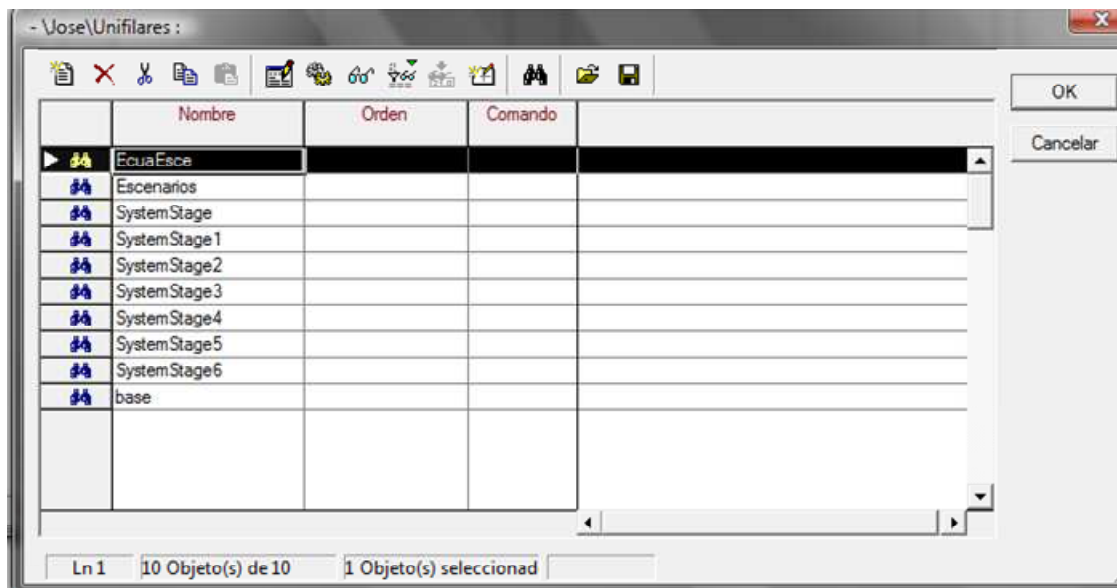


Figura 4.11 Contenido del Comando DPL “Unifilares”

Todo el contenido de este comando DPL es de filtros:

- “**EcuaEsce**”: filtra todos los escenarios del proyecto,
- “**Escenarios**”: filtra todos los casos de estudio del proyecto,
- “**base**”: filtra los diagramas unifilares existentes en la carpeta que se especifico anteriormente,
- “**SystemStage**”, “**SystemStage1**”, “**SystemStage2**”, “**SystemStage3**”, “**SystemStage4**”, “**SystemStage5**”, “**SystemStage6**”: estos filtros se encargan de filtrar los escenarios de Ecuador por zonas, cada uno de estos filtros contienen una zona especifica del sistema ecuatoriano y para cada uno de los casos del proyecto.

Por ejemplo para el “**SystemStage3**” contiene el escenario de la Zona Quito para cada una de los casos existentes, los casos para este proyecto son cada una de las 24 horas del día (ver Figura 4.12)

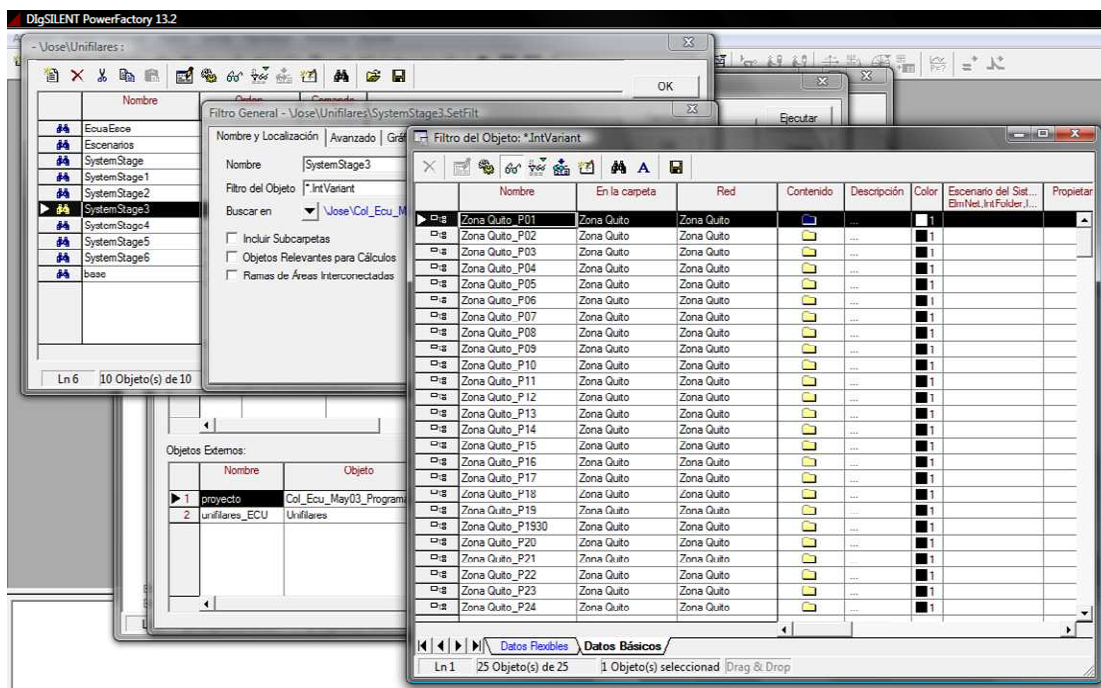


Figura 4.12 Configuración de los Filtros en “Unifilares”

En el escrito del comando DPL se especifica que escenario le corresponde a cada uno de los filtros.

El escrito del comando DPL “Unifilares” se muestra en el ANEXO I.

Para obtener resultados de voltajes que se encuentren fuera de un rango dado, se ejecuta el comando DPL llamado “*Cargabilidad_y_Voltajes*”, el cual da como resultado en la ventana de salida un pequeño reporte de todos los elementos que no cumplan con la condición especificada, si se desea cambiar los valores de la condición, se procede de la siguiente manera:

Seleccionar el comando DPL denominado “*Cargabilidad_y_Voltajes*” en la ventana del “Administrador de Datos”, en el lado derecho de la pantalla se encuentran todos los objetos que contiene el comando DPL (Ver Figura 4.13).

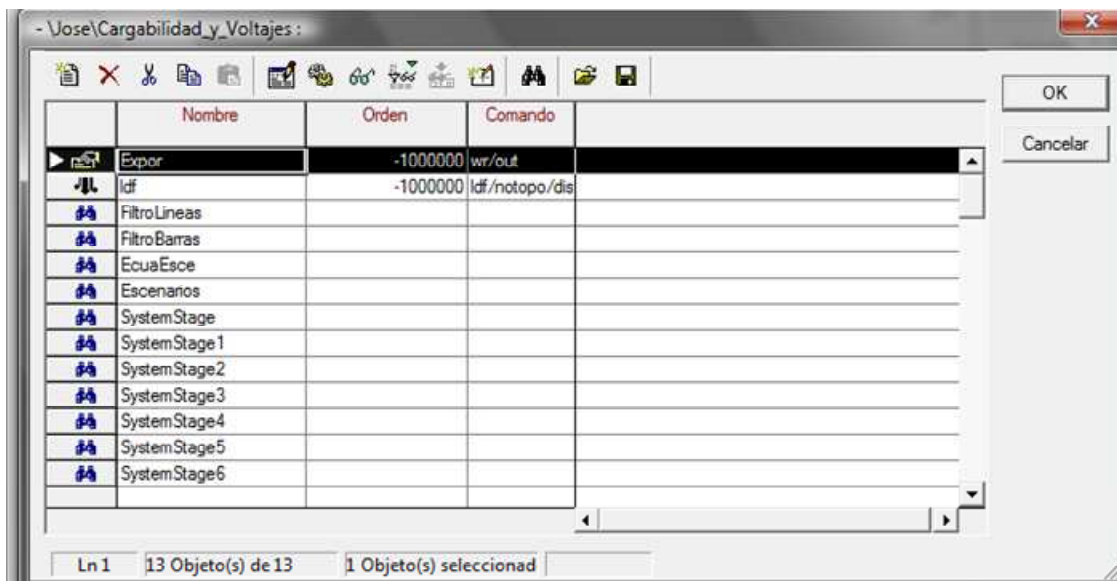


Figura 4.13 Objetos del Comando DPL “Cargabilidad_y_Voltajes”

- “Expor”
- “Ldf”
- “FiltroLíneas”
- “FiltroBarras”
- “EcuaEsce”
- “Escenarios”
- “SystemStage”, “SystemStage1”, “SystemStage2”, “SystemStage3”, “SystemStage4”, “SystemStage5”, “SystemStage6”.

El comando “*Export*” es el comando “Guardar Archivo (ComWr)” este comando especifica la ruta, tipo y el nombre del archivo que se va a crear (ver Figura 4.14).

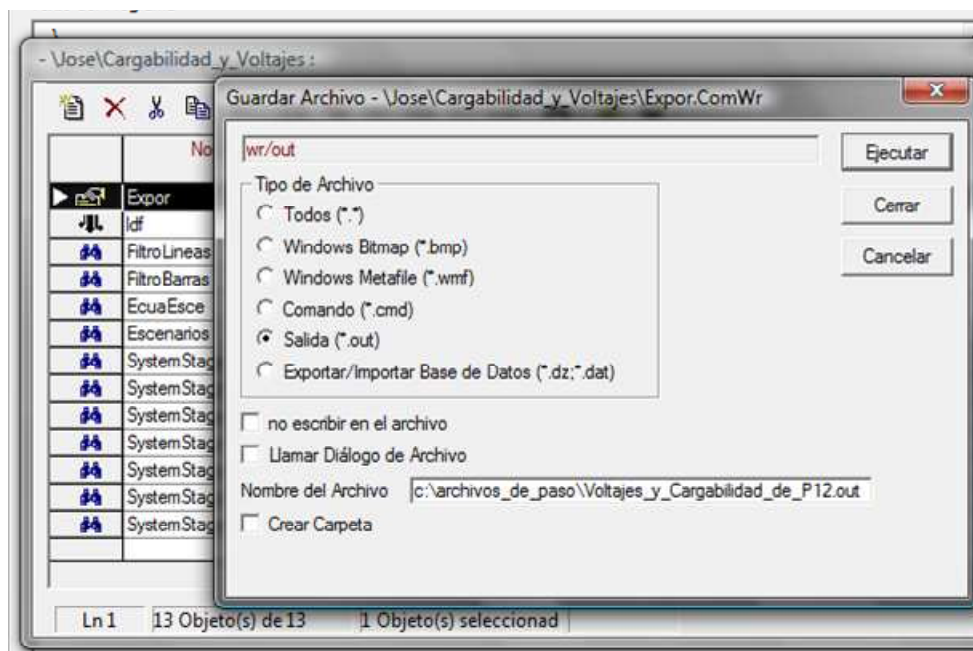


Figura 4.14 Configuración del Comando “Export”

“*ldf*” es el comando “Cálculo del Flujo de Carga (ComLdf)” el cual permite ejecutar el flujo de carga y configurar las opciones del flujo de carga (Ver Figura 4.15).

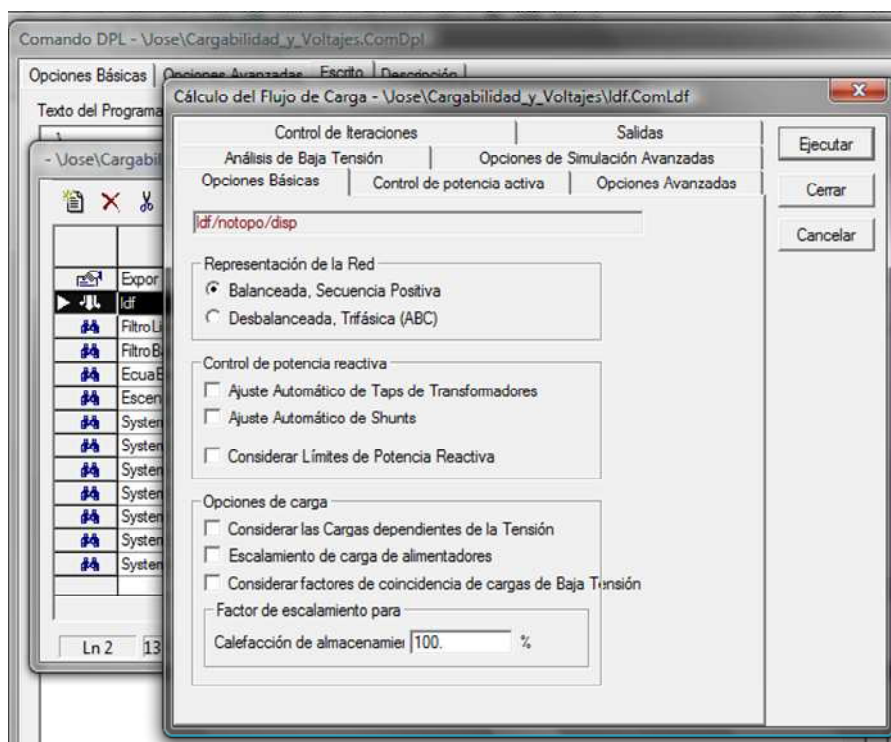


Figura 4.15 Configuración del Comando “ldf”

“FiltroLíneas”, “FiltroBarras”, “EcuEsce”, “Escenarios”, “SystemStage”, “SystemStage1”, “SystemStage2”, “SystemStage3”, “SystemStage4”, “SystemStage5”, “SystemStage6”, son filtros que seleccionan los siguientes elementos: líneas, barras, terminales, escenarios y casos de estudio. Los de mayor interés son los siguientes: “FiltroBarras” y “FiltrosLíneas”.

El filtro llamado “*FiltroBarras*”, al ingresar al filtro y seleccionar la opción “Avanzado”, en esta pantalla se puede adicionar nuevas condiciones o modificar las existentes.

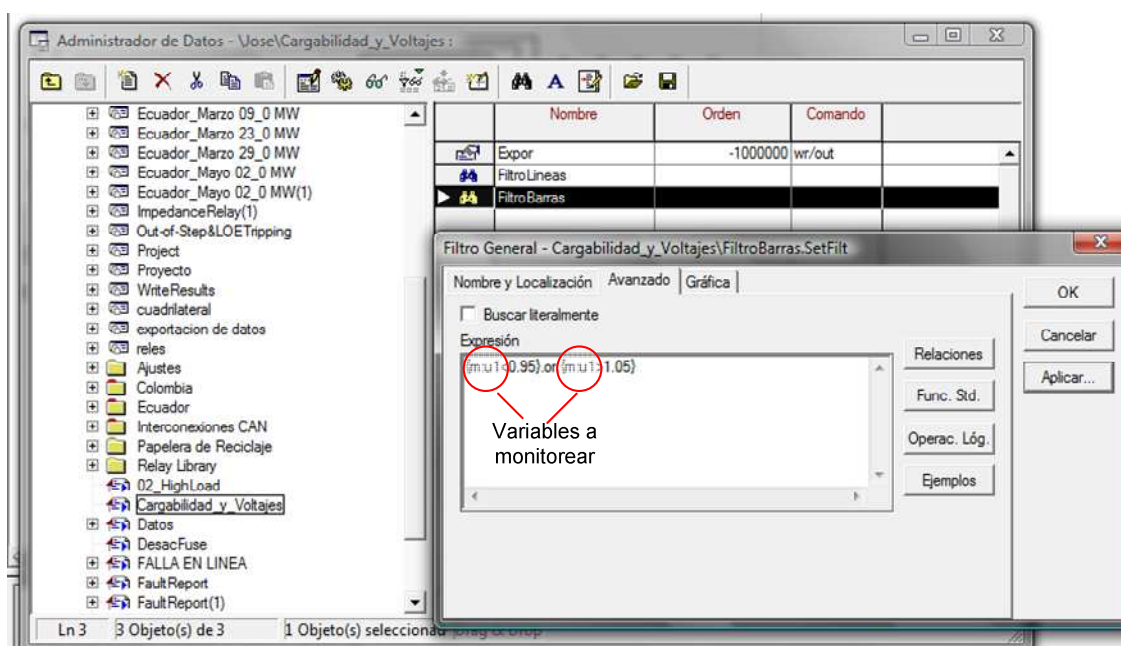


Figura 4.16 Edición de la restricción de voltaje

Este procedimiento permite modificar los valores que se desea que se muestren en la ventana de resultados en el caso de la Figura 4.16 se está condicionando para valores de voltaje que estén entre 0.95 pu y 1.05 pu. De igual forma se puede modificar las restricciones que existen en el filtro denominado “*FiltroLineas*”, este restringe que valores de cargabilidad de las líneas, van a ser mostrados en la pantalla.

Los filtros restantes sirven para filtrar solo los elementos correspondientes al Sistema Ecuatoriano, ordenar e imprimir los resultados por zonas.

Este comando en su totalidad ejecuta el flujo de potencia de un proyecto que se seleccione, muestra en la ventana de salida los datos que se especifiquen en los diferentes filtros y exporta los datos de la ventana de salida.

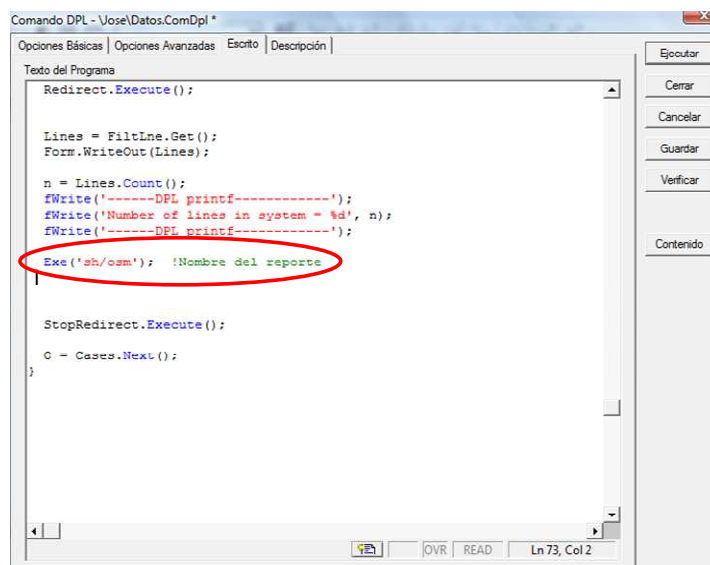
El escrito del comando DPL “*Cargabilidad_y_Voltajes*” se muestra en el ANEXO II.

Adicionalmente, el comando DPL denominado “*Datos*” es un comando que se ha desarrollado si se desea obtener algún reporte en especial que maneje DIgSILENT, este DPL ejecuta el flujo de potencia y copia de la ventana de resultados el informe que se le especifique, para especificar el tipo de informe, se realiza click en el botón de “**Análisis de Cálculos de Salida**”, abrirá la siguiente ventana en la cual se encuentra todos los reportes que genera DIgSILENT(ver Figura 4.17).



Figura 4.17 Ventana de Configuración de Salida de Resultados

En la parte superior nos indica la variable que DIgSILENT maneja para la creación de ese reporte en la ventana de salida, para modificar este reporte en el comando DPL, se procede a editar el código fuente cambiando el nombre existente por el reporte que se desea (ver Figura 4.18).



```
Comando DPL - Vose\Datos.ComDpl
Opciones Básicas | Opciones Avanzadas | Escrito | Descripción
Texto del Programa
Redirect.Execute();

Lines = FiltLine.Get();
Form.WriteOut(Lines);

n = Lines.Count();
fWrite('-----DPL printf-----');
fWrite('Number of lines in system = %d', n);
fWrite('-----DPL printf-----');

Exe('sh/osm'); !Nombre del reporte

StopRedirect.Execute();
C = Cases.Next();
}
```

Figura 4.18 Cambio de Reporte

El escrito del comando DPL “Datos” se muestra en el ANEXO III.

4.1.2 ANALIZAR LA OPERACIÓN EN CONDICIONES DE EMERGENCIA

En la Figura 4.19 se muestra el diagrama de flujo del proceso “Analizar Eventos” incorporando el uso del programa DlgSILENT.

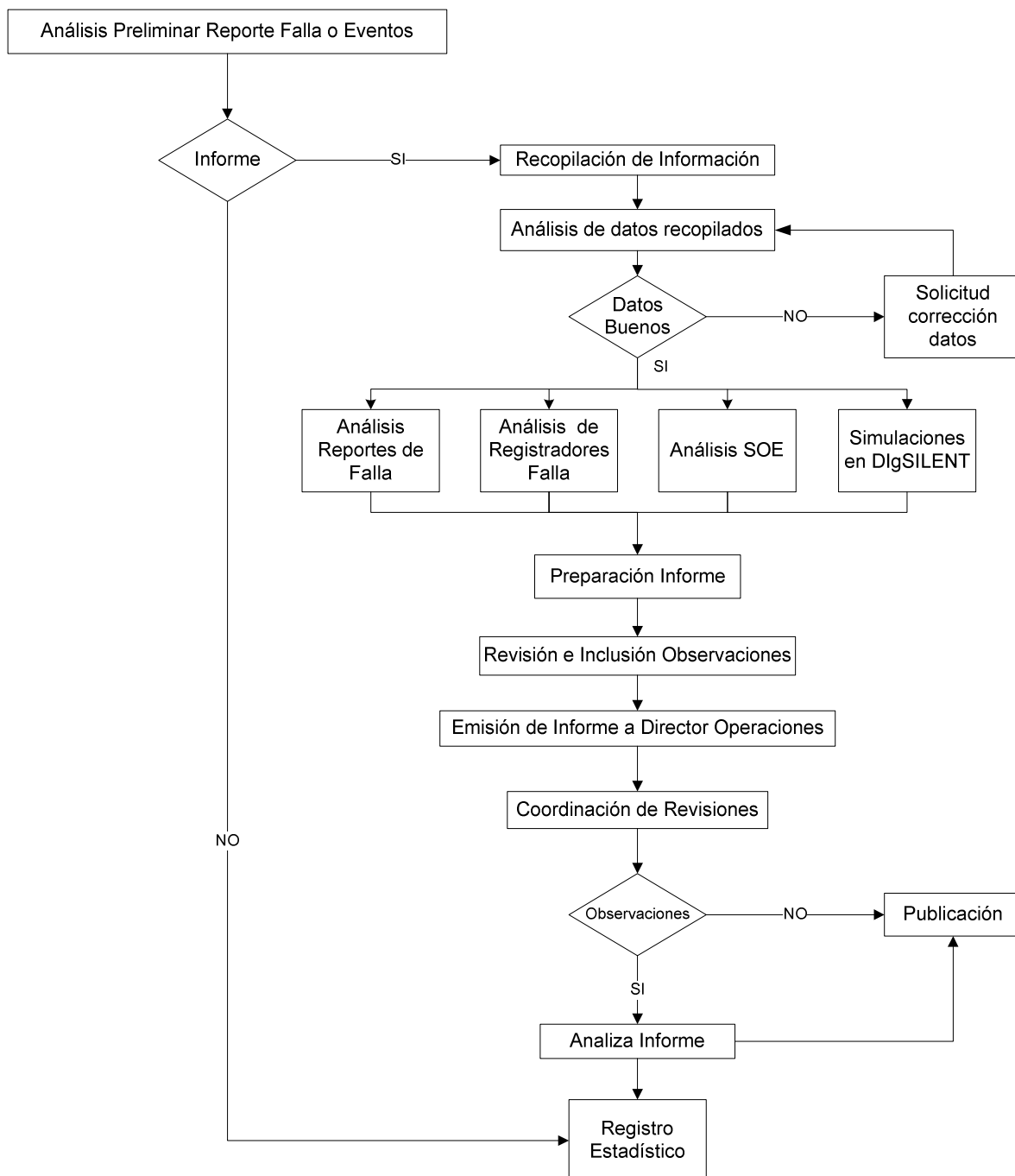


Figura 4.19 Propuesta del Diagrama de Flujo del Proceso Analizar Eventos

“*CortoCircuito*” es un comando que permite acceder a las principales variables del módulo de cortocircuito de DlgSILENT, en este comando podemos ingresar el nombre del proyecto que se va a activar, seleccionar la línea en la que se va a realizar el evento, ingresar el valor de la resistencia e impedancia de falla, seleccionar el tipo de falla (trifásica, monofásica, bifásica o bifásica a tierra),

localización de la falla, ingresar los tiempos de inicio del cortocircuito y el tiempo de finalización de la simulación RMS (Simulación en Dominio del Tiempo) y la exportación del reporte de Protecciones que genera DigSILENT en el cual se obtiene información de los relés actuados, tiempos de operación.

Para acceder a las variables que maneja el comando DPL, seleccionamos el DPL ingresamos a las Opciones Básicas, y se ingresa los valores que se requieran para la simulación del evento, como se muestra en la Figura 4.20.

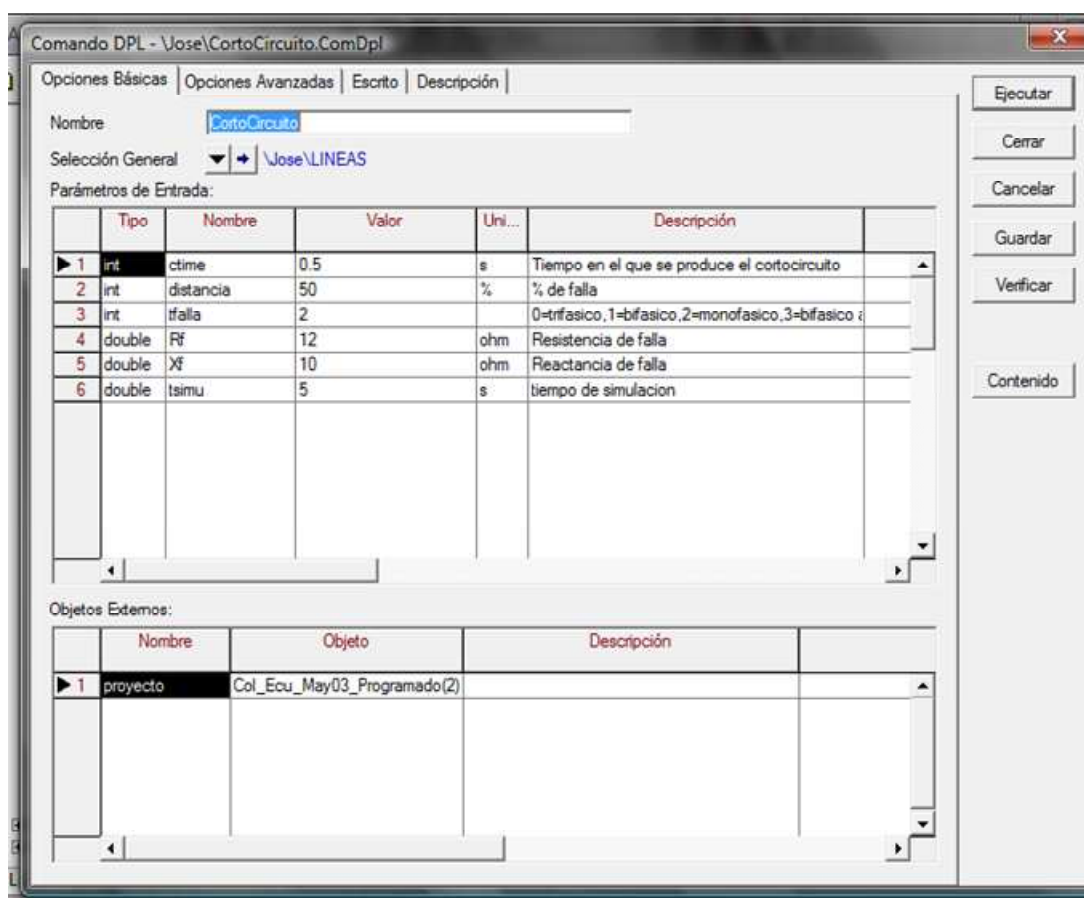


Figura 4.20 Modificación de Datos de Entrada

La selección de la línea se lo realiza mediante un Conjunto General llamado "LÍNEAS", al cual se accede y se agrega la línea en la cual se quiere realizar el evento. Esto se realiza seleccionando el elemento en el que se desea realizar el corto circuito, se realiza click derecho y en el menú que se despliega se selecciona la opción "Definir" y se selecciona "General Conjunto" (ver Figura 4.21).

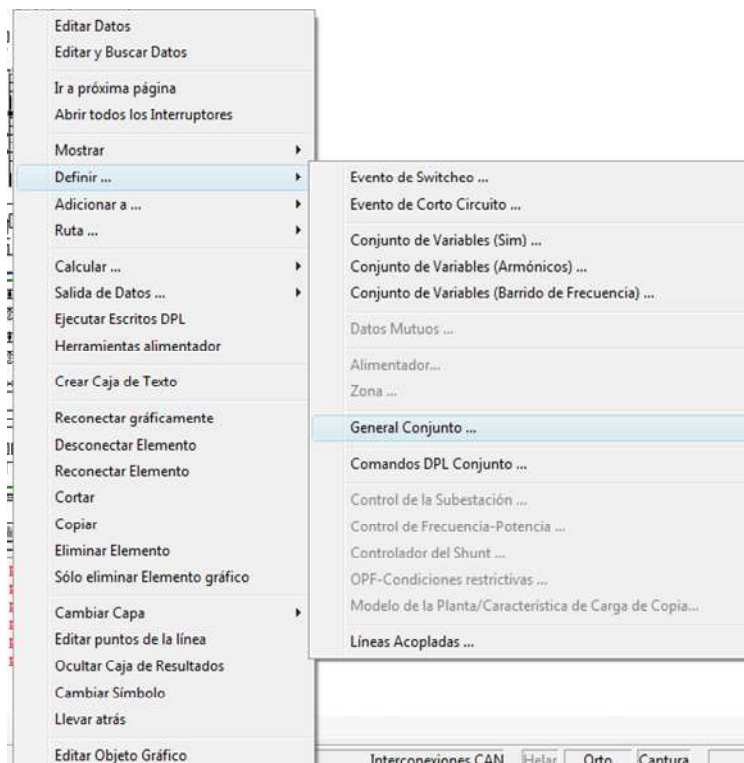


Figura 4.21 Crear un Conjunto General

El contenido que tiene el este comando DPL es el siguiente (ver Figura 4.22)

- **“Inic”**: ejecuta el cálculo de las condiciones iniciales.
- **“Simul”**: es el comando que ejecuta la simulación,
- **“Reporte”**: ejecuta el tipo de reporte que se especifica en el escrito del comando DPL
- **“Export”**: comando que ejecuta la exportación del reporte especificado en el escrito del comando DPL.
- **“Eventos”**: este comando es el que permite crear el evento que se desea efectuar en el elemento seleccionado, como por ejemplo corto circuitos, eventos de switcheo, etc.
- **“Res”**: carpeta donde se almacenan los resultados de los cálculos.

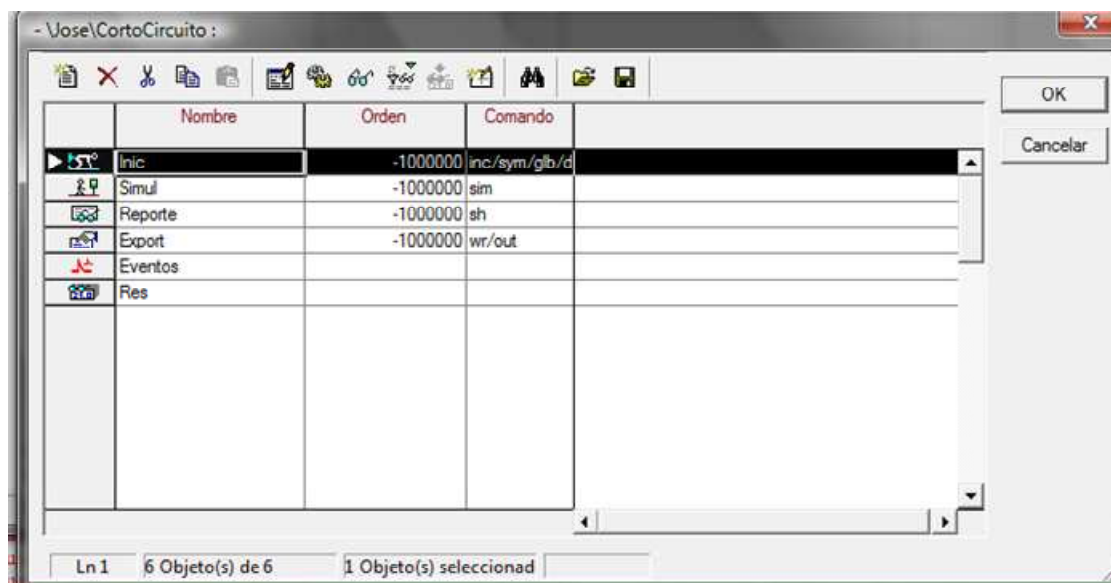


Figura 4.22 Contenido del Comando DPL “CortoCircuito”

Para crear cada una de las variables anteriores se selecciona un comando en especial en la opción “Nuevo Objeto” de la ventana de “Contenido” del comando DPL, como por ejemplo para crear “Inic” se selecciona la opción “Cálculo de las Condiciones Iniciales (ComInc)” (ver Figura 4.23).

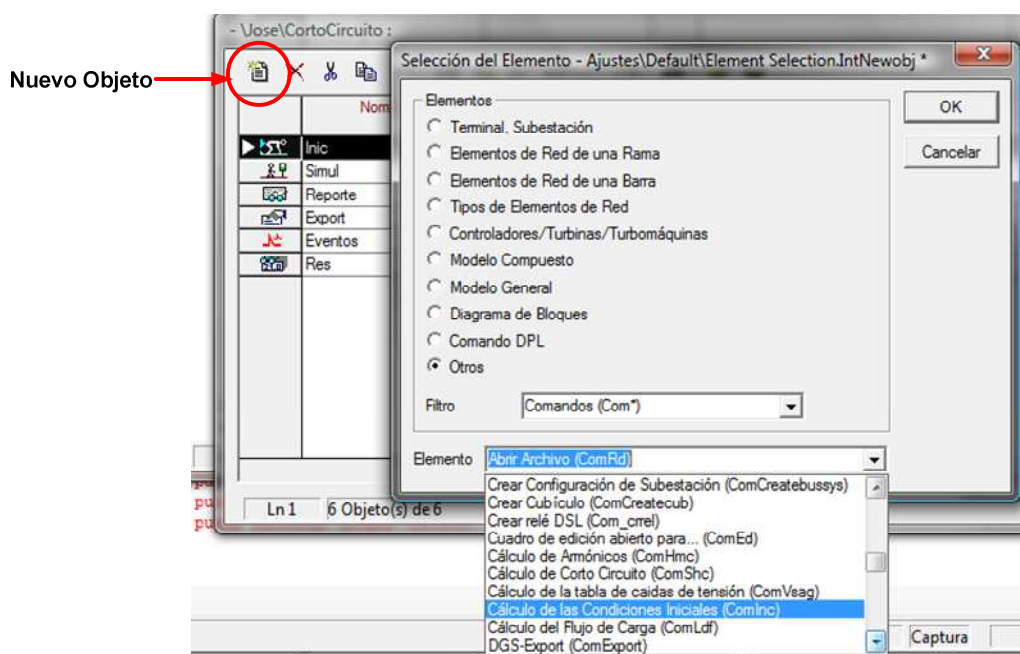


Figura 4.23 Creación de Comando “Inc”

En cambio para crear “*Simul*” se selecciona el comando “Ejecutar Simulación (ComSim)”, para “*Reporte*” se selecciona “Salida de Resultados (ComSh)”, para “*Export*” se selecciona “Guardar Archivo (ComWr)” y “*Res*” se selecciona “Resultados (ElmRes)”

Para crear “*Eventos*”, en la ventana principal en la opción “Filtro” seleccionar “Otros Elementos (Int*)”, buscar la opción “Eventos de Simulación (IntEvt)” (ver Figura 4.24).

En ninguno de estos comandos es preciso ingresar algún dato manualmente toda la información necesaria se la realiza como se especifico en la ventana principal del comando DPL.

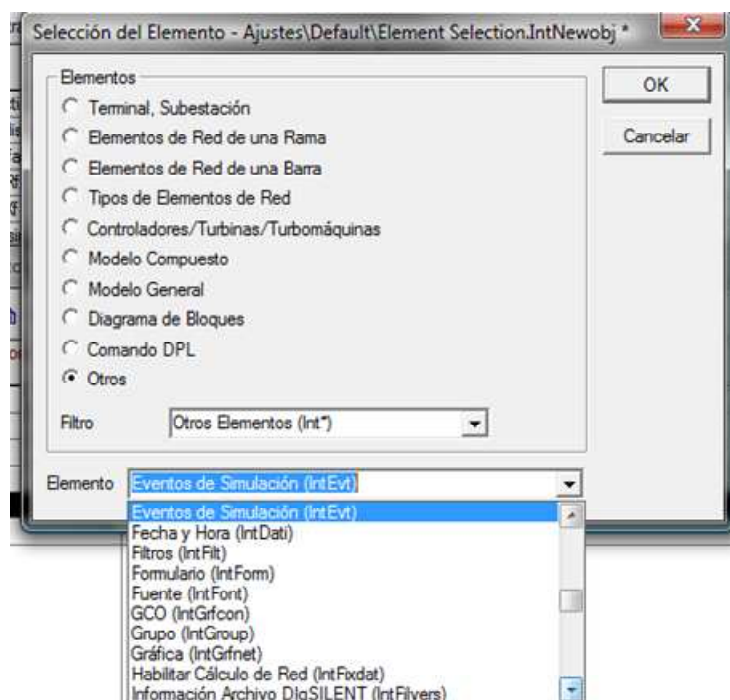


Figura 4.24 Crear Comando “Eventos”

En el ANEXO IV se muestra el escrito de este comando DPL.

CAPITULO 5

ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1 ANALIZAR LA OPERACIÓN EN CONDICIONES NORMALES

La evaluación en estado estable sirve para determinar posibles sobrecargas o niveles inaceptables de voltaje.

Cuando el voltaje de un nodo de carga viola los límites operativos, se deberán ejecutar acciones de control que mejoren esta condición anormal colocándola dentro de límites de operación del sistema. El efecto del control de voltaje a través de cambios en el voltaje de nodos de generación se puede determinar mediante análisis de sensibilidad obtenido en la solución de flujos de potencia.

Como primer punto para realizar el análisis, se comparara los resultados de la ejecución del flujo de potencia con el programa DIgSILENT y los datos reales.

La comparación de los resultados con los datos reales se muestra en el ANEXO V. El máximo error que se presenta en los valores de voltaje en los nodos es de 4,24 % en el la barra de Agoyán 138 kV a las ocho horas.

En un período de análisis de 15 días seleccionados aleatoriamente; se encontraron los errores relativos máximos (simulación de DIgSILENT vs datos reales) de la Tabla 5.1.

Barra	Error (%)
Riobamba 230 kV	3,39
Policentro 69 kV	3,57
Cuenca 69 kV	3,15
Pucara 138 kV	4,02
Loja 69 kV	2,97
Ibarra 34,5 kV	3,12
Policentro 69 kV	3,87
Posorja 138 kV	3,52
Agoyán 138 kV	4,24
Milagro 138 kV	2,87
Pomasqui 230 kV	2,09
Santa Rosa 138 kV	3,14
Portoviejo 138 kV	3,86
Cuenca 69 kV	3,03
Ibarra 34,5 kV	3,41
Promedio	3.35

Tabla 5.1 Errores Máximos de Voltaje

Se aprecia el error promedio es de 3,35%, este error puede ser ocasionado por:

- La validación de los datos de entregas y datos de generación: es un proceso manual que depende de los datos que envíen los agentes, por lo que puede estar sujeto a errores,
- La modelación del sistema: existen zonas en las cuales están modeladas mediante una red equivalente,
- La modelación de los servicios auxiliares de las diferentes centrales: no son valores que se reporten diariamente por los agentes, los datos a utilizar en este caso vienen dados por un porcentaje de la generación total de la central.

Para continuar el análisis se filtrarán los datos que se encuentren fuera de la banda establecida de voltajes, los valores se muestran en la Tabla 5.2.

BANDAS DE VARIACIÓN DE VOLTAJE					
Sistema Nacional de Transmisión					
Barras de 230 kV		Barras de 138 kV		Puntos de entrega: Barras de 69 kV, 46 kV y 34.5 kV	
Límite mínimo	Límite máximo	Límite mínimo	Límite máximo	Límite mínimo	Límite máximo
0.95 pu.	1.07 pu.	0.93 pu.	1.05 pu.	0.97 pu.	1.03 pu.
FACTORES DE POTENCIA EN PUNTOS DE ENTREGA					
Distribuidores y Grandes Consumidores		Demanda punta	0.96 o superior inductivo		
		Demanda media	0.96 o superior inductivo		
		Demanda base	Entre 0.96 y 0.99 inductivo		

Tabla 5.2 Bandas de voltajes y límites de factores de potencia recomendados [8]

Filtrando los datos con los límites que se muestran en la tabla anterior, se obtiene que los siguientes datos incumplen la banda establecida, para el día jueves 15 de mayo de 2008.

Subestación	Voltajes (pu)	Hora
Emelrios 138 kV	0.906	1:00
	0.906	2:00
	0.906	3:00
	0.906	4:00
	0.906	5:00
	0.928	6:00
	0.899	19:00
	0.899	20:00
	0.899	21:00
	0.899	22:00
	0.899	23:00
	0.899	0:00

Tabla 5.3 Análisis de Voltajes en Estado Estable

Como se aprecia en este caso tenemos que en mayor parte de las horas del día incumple con los límites establecidos. Al ejecutar los diferentes comandos DPL's, se obtiene como resultado que no existe para ese día ninguna línea de transmisión sobrecargada.

Como el control de voltaje se realiza de manera localizada es decir en la misma barra con los diferentes elementos de compensación que se posee en la subestación como son:

- Capacitores

- Reactores
- Compensadores sincrónicos, etc.

En el caso de no existir ningún elemento de compensación en la subestación, se controla el nivel de tensión mediante el aumento o disminución de entrega de reactivos de los generadores que están presentes en las distintas zonas que se encuentra dividido el SNI.

El control de voltajes es un control jerárquico en tres niveles: primario, secundario y terciario. En el control primario tiene por objetivo mantener un determinado valor de voltaje en un determinado nodo del sistema, es decir se trata de un control automático que su orden de actuación esta en el orden de los segundos. El generador que mantiene el voltaje en un determinado nodo lo realiza con información local, sin ninguna visión del área en la que se encuentra y sin visión del sistema en su conjunto. Mediante la ejecución de un filtro en el programa DlgSILENT se puede obtener las unidades que se encontraban fuera de línea, y para revisar si las causas de la salida de las unidades se revisa las Novedades de generación, realizando este análisis se puede concluir que las causas para estos bajos voltajes se deben a la indisponibilidad de la Central Hidroeléctrica Sibimbe debido a un deslave ocurrido por la zona de la central, la indisponibilidad de esta central afecta de enorme manera a los niveles de voltaje, ya que está ubicada en la misma barra en la que se presento los bajos voltajes.

Otra de las causas para tener voltajes bajos se debe a las maniobras que se realizan por control de voltaje a nivel de 69 kV. Esto es ocasionado por que los valores de tensión y frecuencia en un sistema eléctrico están muy ligados a los flujos y balances de potencia reactiva y activa en las líneas y generadores del sistema.

Los flujos de potencia reactiva están relacionados con los valores de tensión en los nodos, esta relación tiene un carácter local, y se va debilitando rápidamente a medida que se van considerando nodos más lejanos.

5.2 ANALIZAR LA OPERACIÓN EN CONDICIONES DE EMERGENCIA

Normalmente las fallas en los componentes de los sistemas eléctricos de potencia causan niveles muy elevados de corrientes que pueden dañar el equipamiento si las mismas no son despejadas a tiempo. La medición de la corriente puede luego utilizarse como criterio para determinar la presencia de fallas y en consecuencia hacer operar dispositivos de protección, los cuales varían en su diseño dependiendo de la complejidad y la exactitud requerida.

Para ejecutar el análisis de los distintos eventos que se han producido en el SNI se ingreso en la base de datos de DlgSILENT la calibración de los distintos relés que conforman el sistema de protección, los datos ingresados son los proporcionados por TRANSELECTRIC, en el ANEXO VI se encuentran los valores ingresados.

A continuación se han seleccionado un grupo de fallas con diferentes características, unas de las cuales presentan información adicional proporcionada por TRANSELECTRIC como lo son oscilografías, respuesta de frecuencia, calibración de los relés. Estos casos se han seleccionado por ser las diferentes posibilidades que pueden existir al ejecutar el proceso de “Analizar Eventos”.

5.2.1 ANALIZAR LA FALLA EN LA L/T POMASQUI – JAMONDINO DE 230 kV

Para este caso específico se analizara una falla ocurrida el 24 de julio de 2008 a las 12:27, la falla ocurrida es el disparo del circuito uno de la Línea de Transmisión Pomasqui - Jamondino de 230 kV. En el informe de falla se detalla que la causa de la falla es debido al viento en la zona y el polvo, ocasionaron la ruptura de los dieléctricos que provocaron el disparo del circuito.

Con los datos del informe, realizamos la simulación correspondiente del evento, y los resultados que se obtienen de la simulación son los siguientes:

Subestación Pomasqui 230 kV, posición Jamondino 1

1. RELÉS ACTUADOS:

Disparo distancia zona 1

21P-Fase C

21S-Fase C

2. DISYUNTORES DISPARADOS:

52-252

Subestación Jamondino 230 kV, posición Pomasqui 1

1. RELÉS ACTUADOS:

21P

2. DISYUNTORES DISPARADOS:

L330

En una oscilografía se muestra los relés que actuaron y el tiempo en que operaron los mismos, en la Figura 5.1, se muestra la oscilografía correspondiente a la falla que se está efectuando el análisis correspondiente.

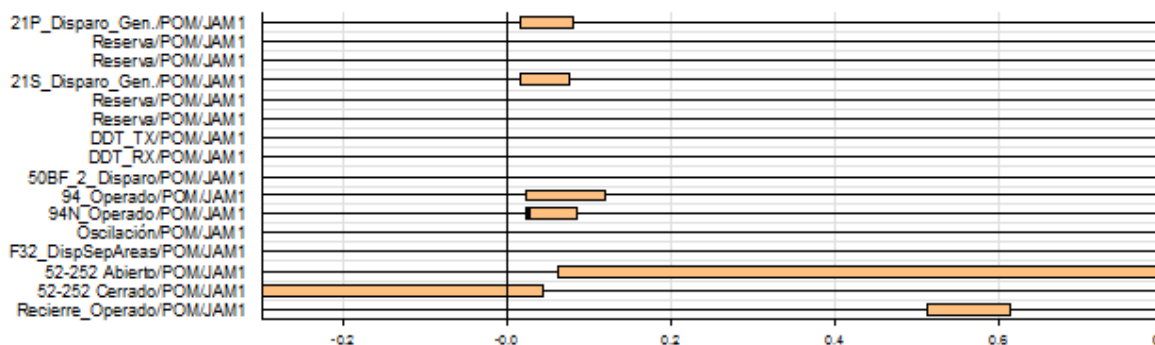


Figura 5.1 Oscilografía de Falla de L/T Pomasqui – Jamondino 230 kV

De esta oscilografía el dato primordial es el tiempo que tarde el relé en dar la orden de apertura al disyuntor, que para este caso es de 28,1 ms y el disyuntor tarda en abrir 19 ms. Estos datos de la oscilografía los comparamos con los de la

simulación realizada en DlgSILENT, estos valores se los puede apreciar en los Diagramas R/X de los relés operados, de las Figura 5.2 y Figura 5.3. De las gráficas obtenemos los tiempos de operación de los relés y se los compara con los datos reales obtenidos de la oscilografías.

	Datos Reales	DlgSILENT	Error
21 P	28,1 ms	30 ms	6,33%
21 S	27,1 ms	30 ms	9,67%

Tabla 5.4 Comparación de Datos Reales con Simulación

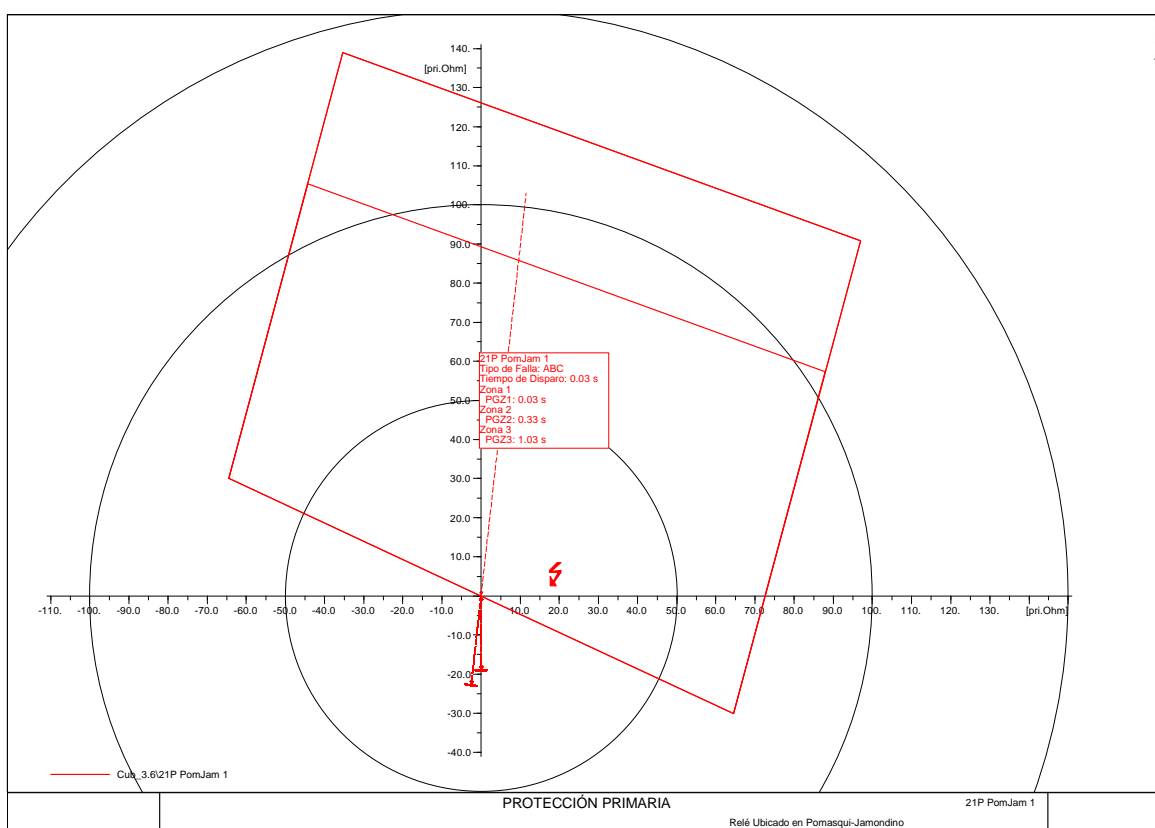


Figura 5.2 Protección Primaria de L/T Pomasqui-Jamondino

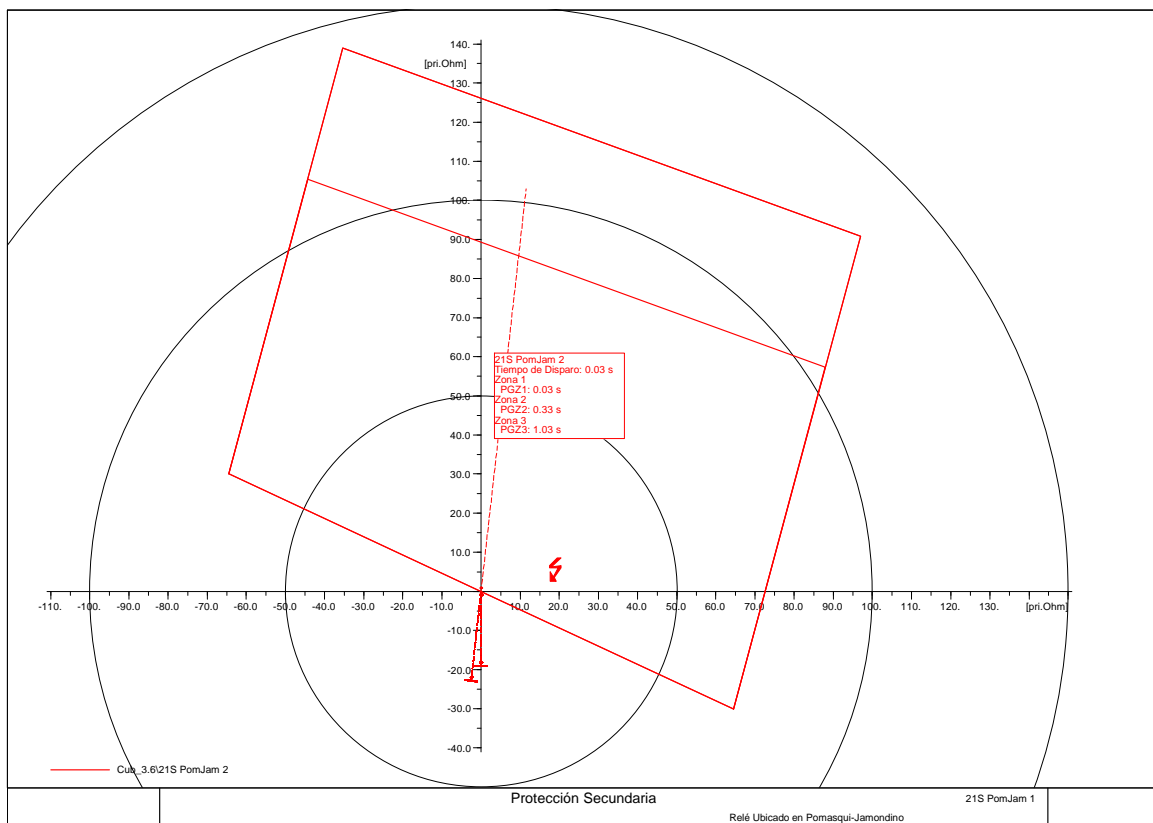


Figura 5.3 Protección Secundaria de L/T Pomasqui-Jamondino

Una de las fallas que se repite con mayor frecuencia en el período de análisis es la salida de un circuito de la L/T Jamondino – Pomasqui de 230 kV, pero las consecuencias en el SNI son mínimas siempre permanece el sistema dentro de los límites de operación, eso se debe a que bajo una contingencia de la línea, la línea paralela tiene la capacidad de tomar el flujo que se transmitía por la línea abierta, sin producir sobre carga por lo tanto se va a encontrar dentro de los límites normales de operación.

5.2.2 ANALIZAR LA FALLA EN LA L/T MACHALA – SAN IDELFONSO DE 138 kV

La falla a tratar es el disparo del circuito 2 de la línea de transmisión Machala-San Idelfonso, el evento ocurre el 1 de mayo de 2008, de igual forma que el caso anterior se va a realizar una comprobación con los datos reales.

En la Figura 5.4 se indica los valores de frecuencia que se registraron en el tiempo de ocurrencia de la falla, el valor máximo registrado es de 60,197 Hz.

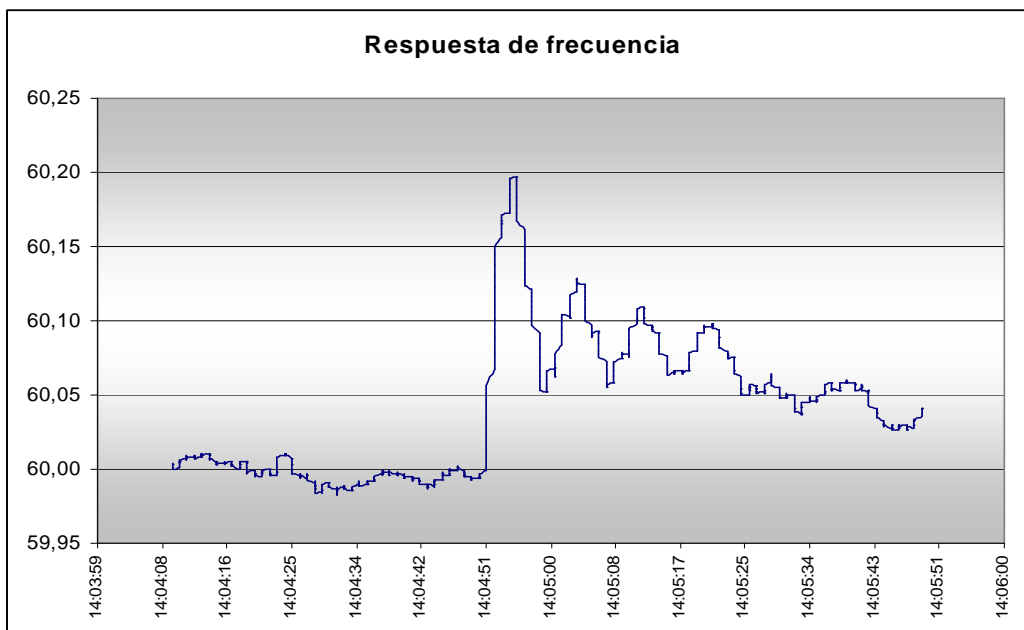


Figura 5.4 Respuesta de frecuencia

En Figura 5.4 se muestra el valor máximo de frecuencia registrado en este caso es de 60,151 Hz y en la Figura 5.5 los resultados obtenidos en la simulación correspondiente.

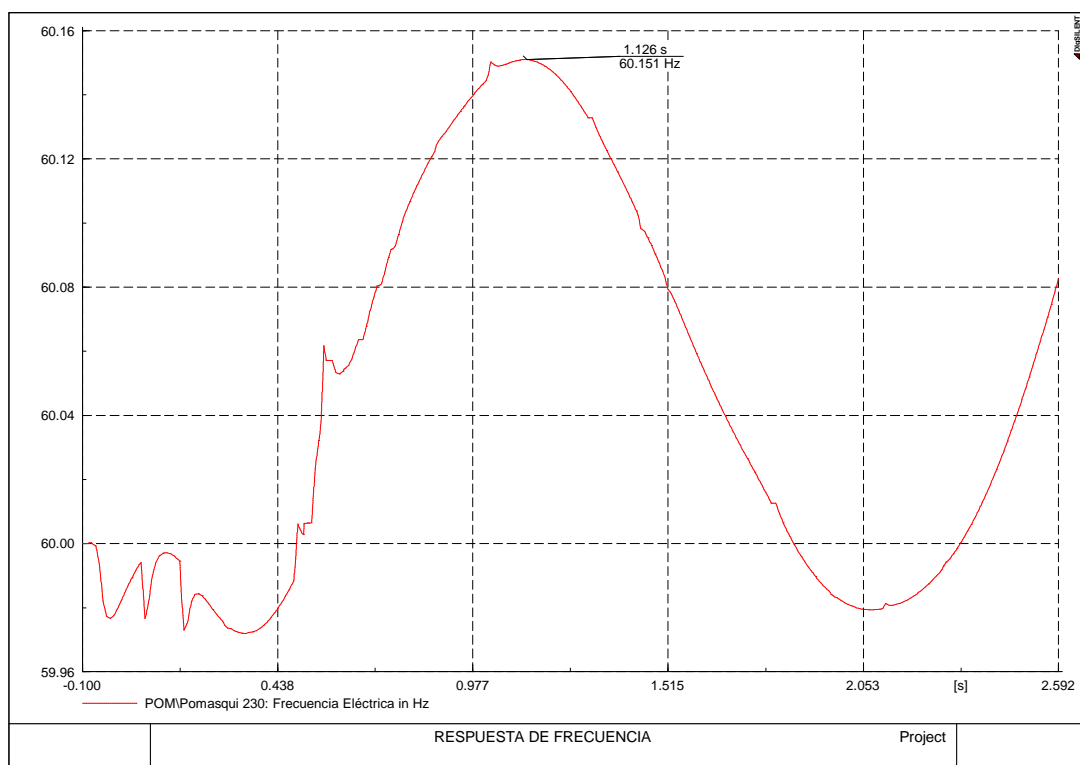


Figura 5.5 Respuesta de Frecuencia (Simulación)

Comparando los dos valores (ver Tabla 5.5), el de la simulación y el dato real, se tiene un error del 0,08 %.

Valor Real	DlgSILENT	Error (%)
60,197 Hz	60,151 Hz	0,076%

Tabla 5.5 Comparación de Valores de Frecuencia

Los datos de la falla por Subestación son los siguientes:

Subestación San Idelfonso 138 kV, posición Machala 2

1. ALARMAS ACTUADAS:

Distancia fase C

Relé zona 1

2. RELÉS ACTUADOS:

21 P

21 S

3. DISYUNTORES DISPARADOS:

52 - 112

52 - 122

Subestación Machala 138 kV, posición San Idelfonso 2

1. ALARMAS ACTUADAS:

Arranque fase CA, fase BC y fase C.

Falla monofásica.

2. RELÉS ACTUADOS:

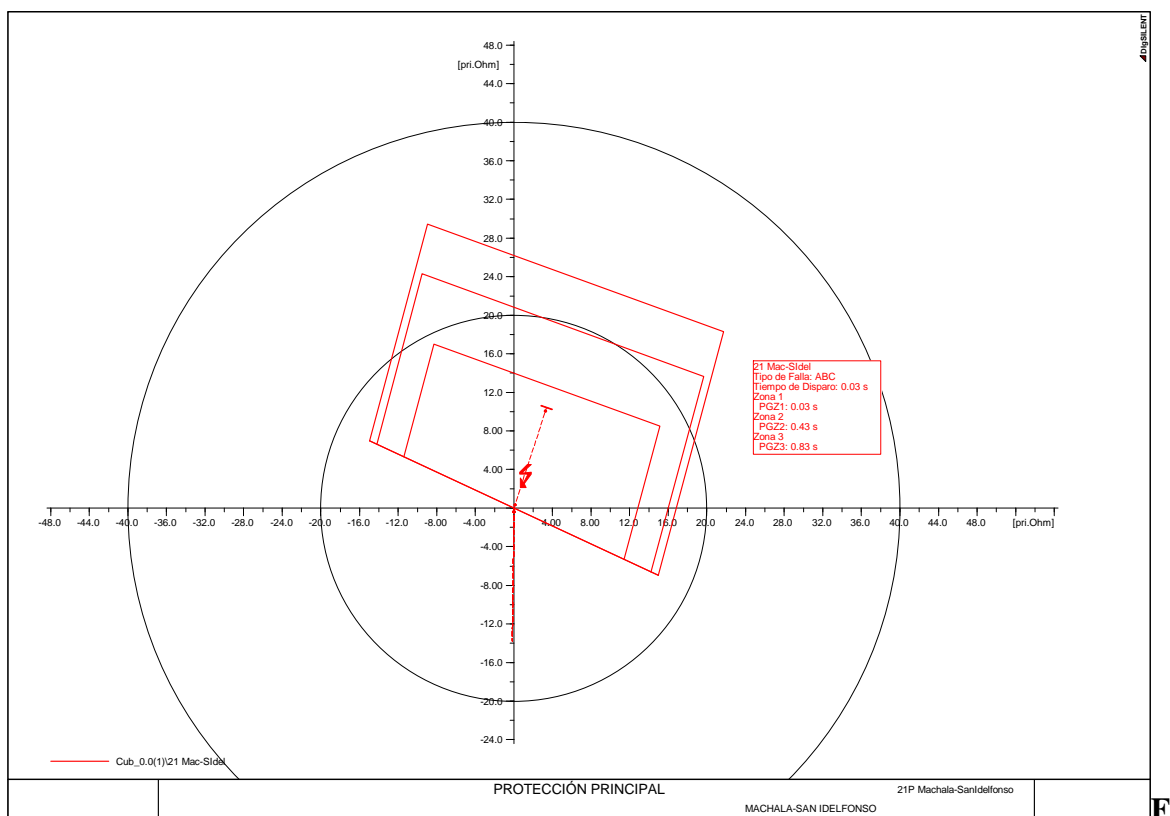
21 P 182

21 S 182 bandera z1

3. DISYUNTORES DISPARADOS:

52 -182

De las gráficas de la simulación se comprueba que los datos anteriores son correctos.



gura 5.6 Protección Principal de L/T Machala-San Idelfonso

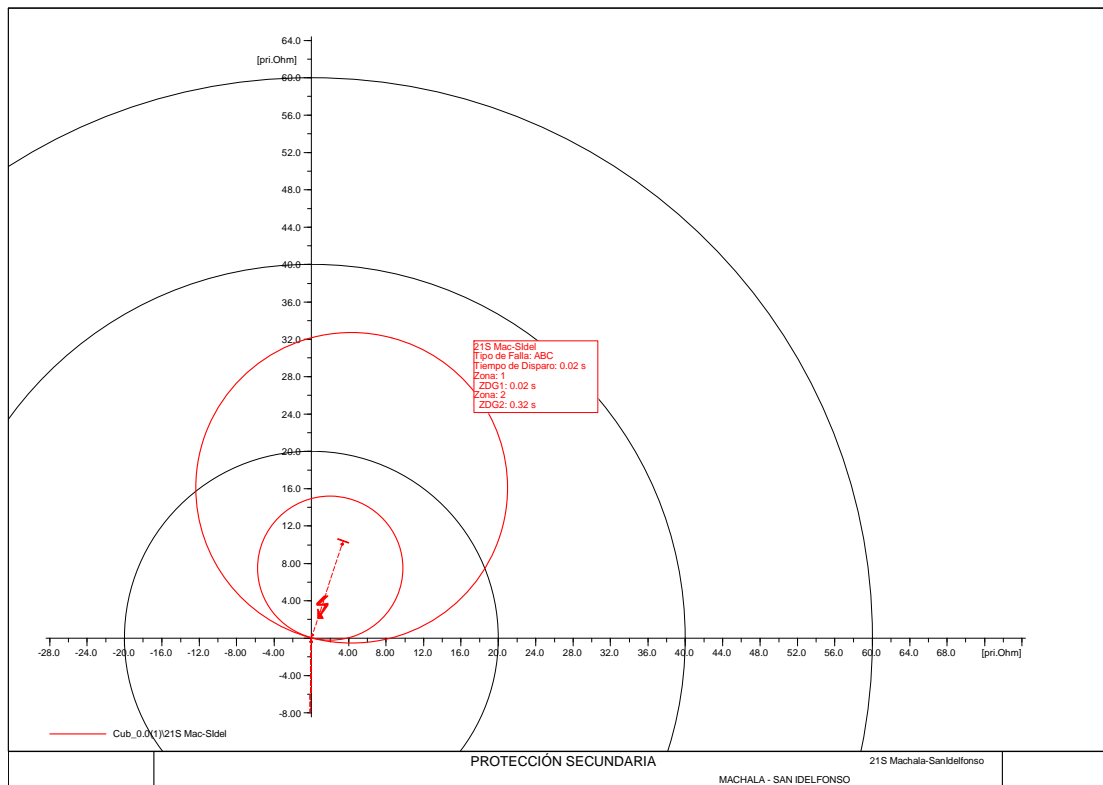


Figura 5.7 Protección Secundaria de L/T Machala – San Idelfonso

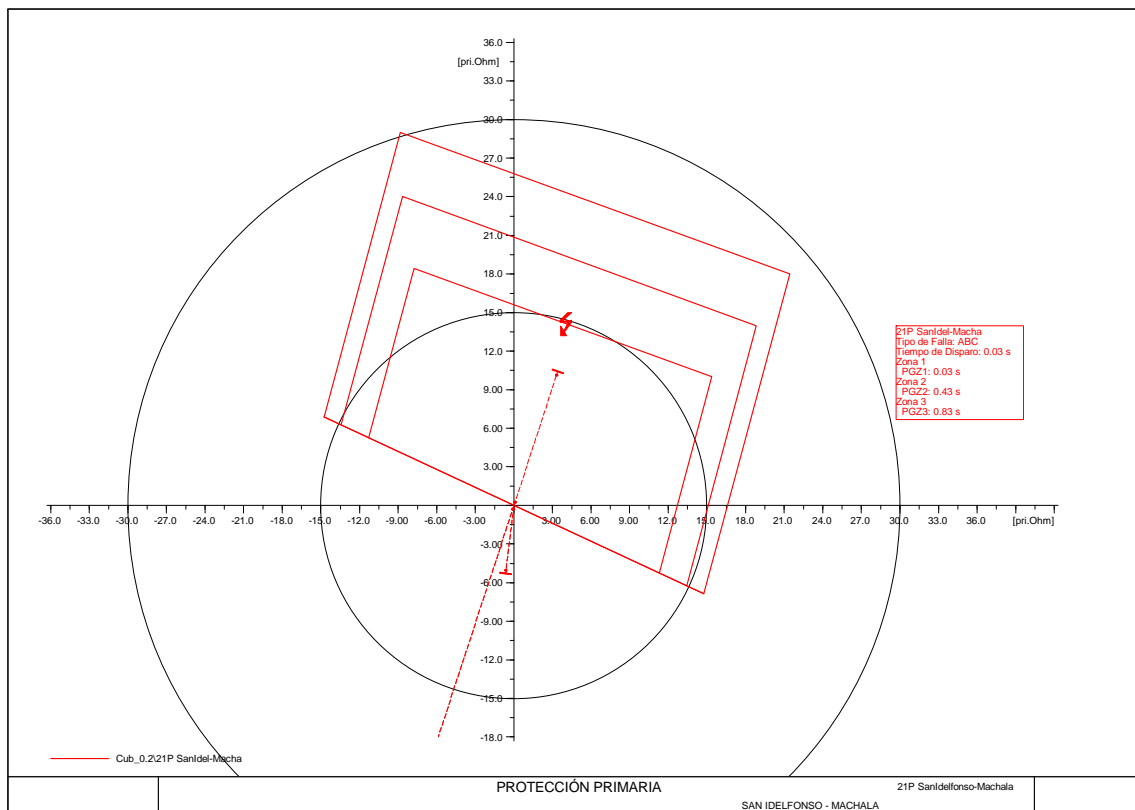


Figura 5.8 Protección Primaria de L/T San Idelfonso - Machala

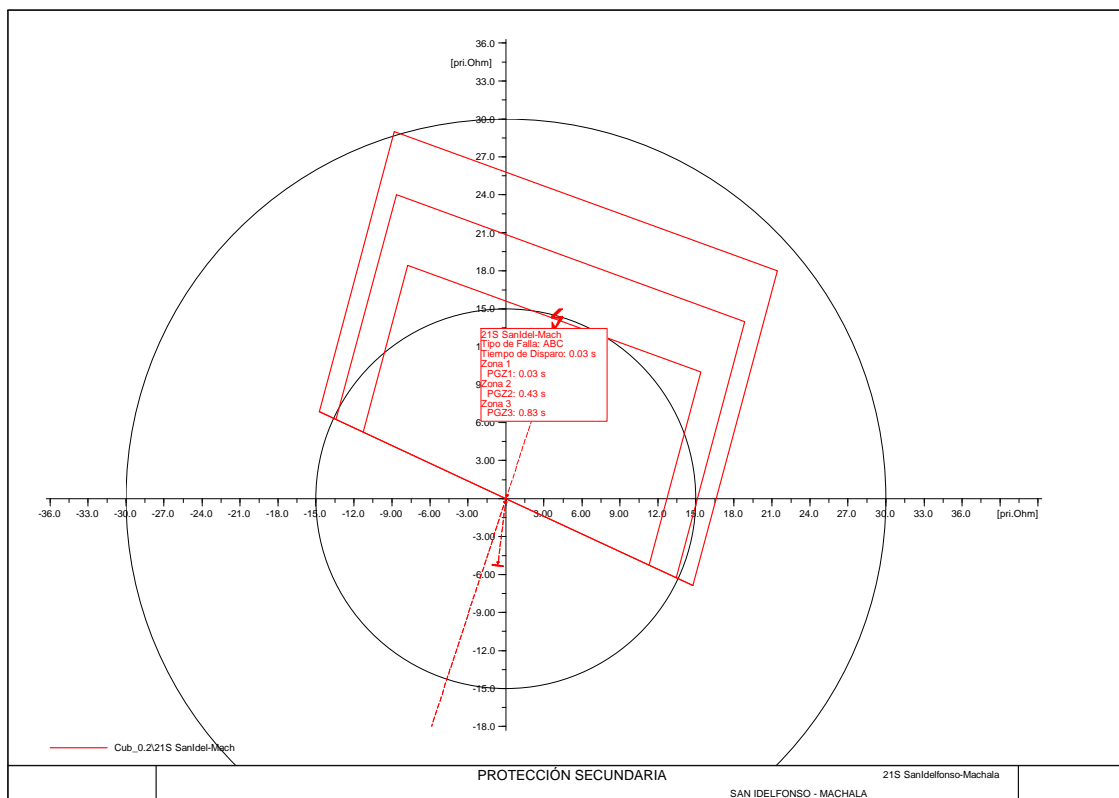


Figura 5.9 Protección Secundaria San Idelfonso – Machala

Las fallas que provocan un mayor impacto en el sistema dependiendo de la hidrología son las que ocurren en el sistema de 138 kV, en especial en lo que se refiere a las Zona de Pascuales, Zona de Salitral y Zona Milagro en especial en el escenario de alta hidrología debido a que la mayor parte de generación hidráulica se encuentra alejada del centro de carga. Fallas como las que se producen en L/T Machala – San Idelfonso, L/T Milagro – San Idelfonso, L/T Pascuales – Salitral y L/T Pascuales – Policentro, ocasionan variaciones de voltaje en la mayor parte de la zona, y los recursos para regular voltajes en la zona son pocos; debido a que ciertas unidades no son consideradas en el despacho en esas horas y el ingreso de la mayor parte de unidades se las realiza para el escenario de demanda máxima por control de voltaje en la zona.

5.2.3 ANALIZAR LA FALLA EN LA L/T SANTA ROSA – POMASQUI DE 230 kV

La falla ocurre en el circuito 2 de la L/T Santa Rosa – Pomasqui de 230 kV el 2 de mayo de 2008 a las 14:00, los relés que actuaron para esta falla según el informe de falla son los siguientes:

Subestación Pomasqui 230 kV, posición Santa Rosa 2

1. Alarmas Actuadas:

Operación falla monofásica fase C Zona 1

12,56 km

Operación de la protección secundaria Zona 1

2. Relés Actuados:

21P

21S

3. Disyuntores Disparados:

52-212

Subestación Santa Rosa 230 kV, posición Pomasqui 2

1. Alarmas Actuadas:

Disparo Protección Prim. Monofásica Fase C Z1

Disparo Protección Sec. Monofásica Fase C Z1

2. Relés Actuados:

21P

21S

3. Disyuntores Disparados:

52-262

Las consecuencias en el SNI por la apertura del circuito 2 de L/T Santa Rosa – Pomasqui son mínimas, no existe ningún elemento sobrecargado y los valores de voltaje que incumplen la banda establecida son los siguientes:

Barra	Voltaje (pu)
Totoras 230 kV	1,06

Al efectuar la simulación correspondiente al evento con los valores que indica el informe de falla, se obtiene que la operación de los relés fue la siguiente (ver Figura 5.10, Figura 5.11, Figura 5.12 y Figura 5.13):

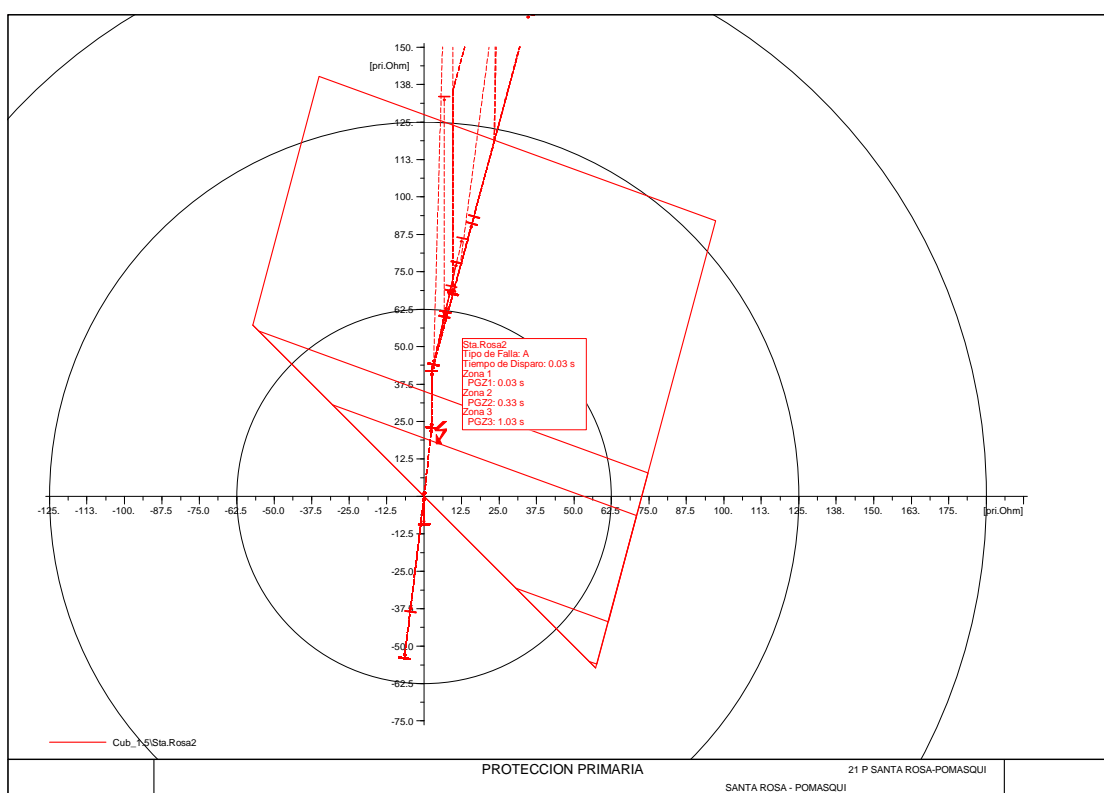


Figura 5.10 Protección Primaria L/T Santa Rosa – Pomasqui

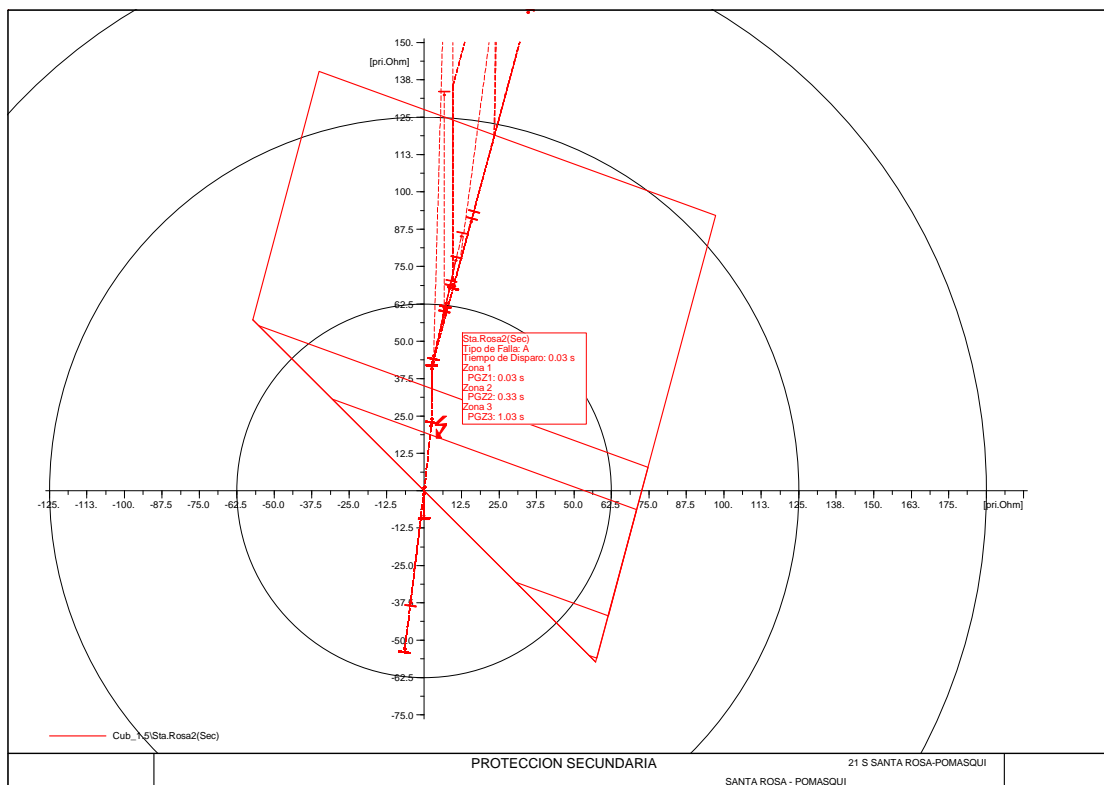


Figura 5.11 Protección Secundaria L/T Santa Rosa – Pomasqui

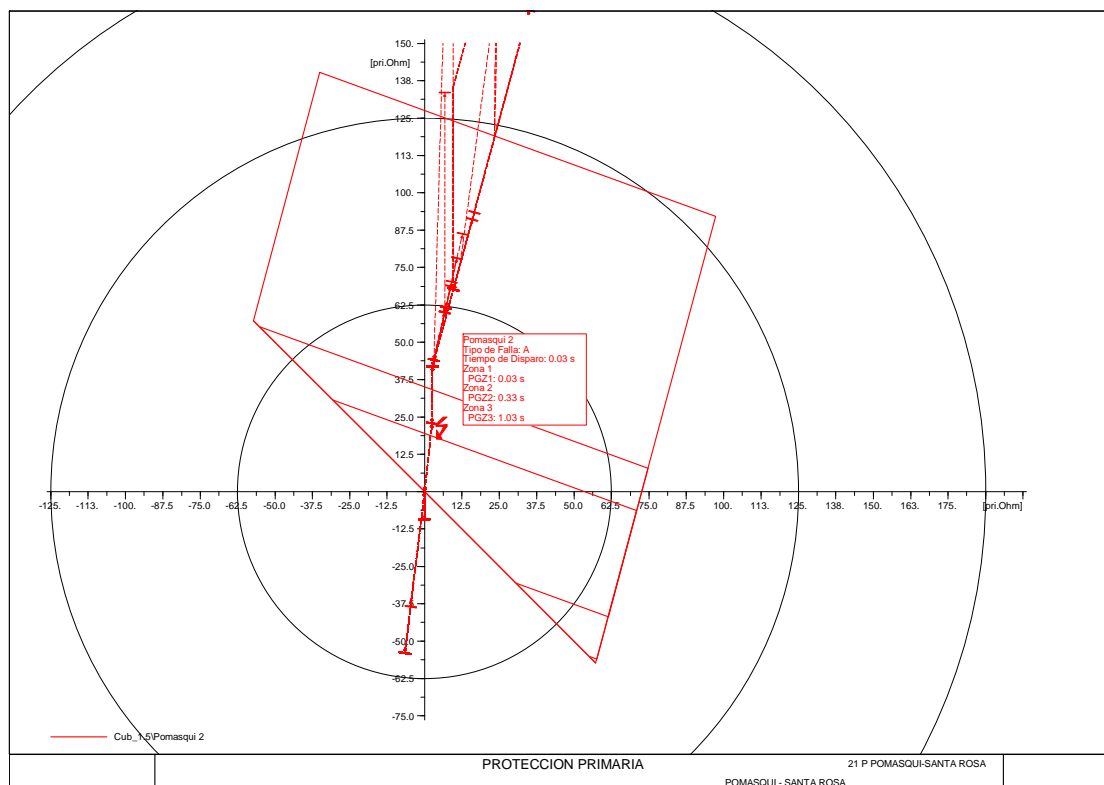


Figura 5.12 Protección Primaria Pomasqui – Santa Rosa

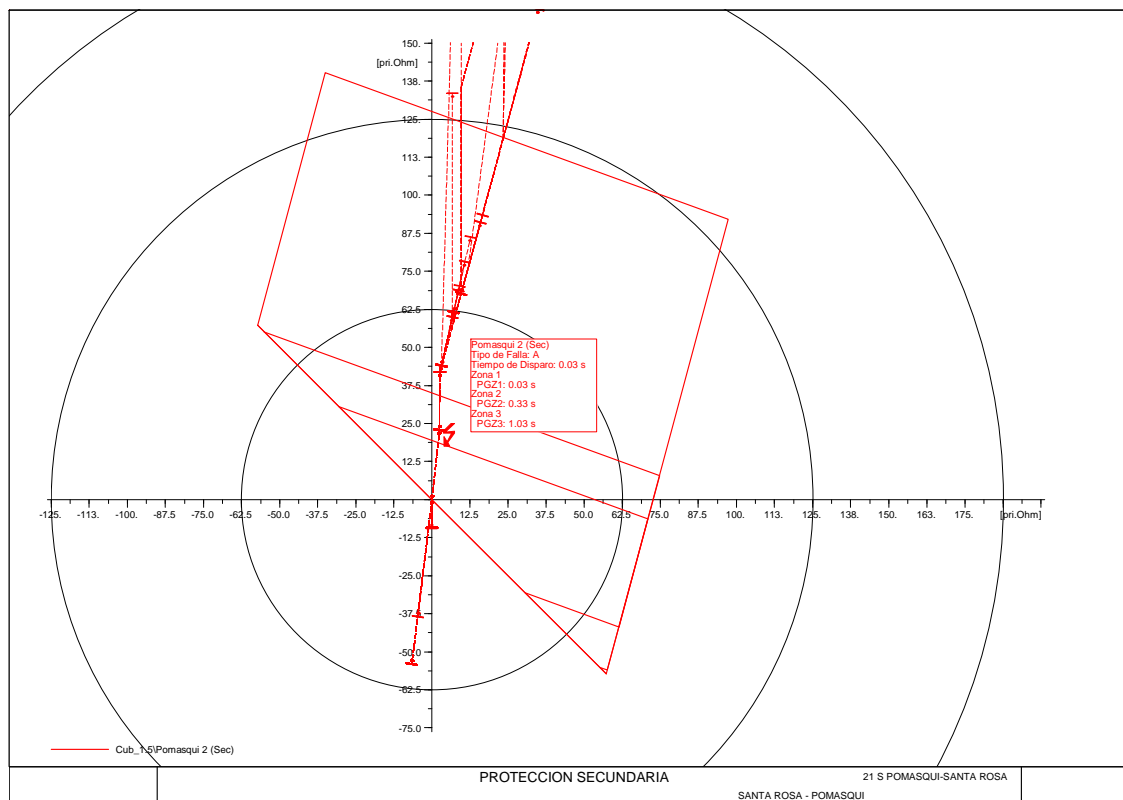


Figura 5.13 Protección Secundaria L/T Pomasqui – Santa Rosa

Al comparar la simulación con los datos de operación de los relés son concordantes, operan los dos disyuntores de los extremos de la línea, como se indica en el informe.

5.2.4 ANALIZAR FALLA EN LA L/T TENA – FRANCISCO DE ORELLANA DE 138 kV

El evento sucede el 21 de mayo de 2008 a las 10:44; el informe detalla los siguientes datos:

Subestación Tena, posición Francisco de Orellana 138kV

1. Alarmas Actuadas:

Arranque Fase B

Arranque Fase N

Disparo General

Recibo Teleprotección

Distancia 15,4 km

2. Relés Actuados:

21 P

21 S

3. Disyuntores Disparados:

52-112

Subestación Francisco de Orellana, posición Tena 138 kV

1. Alarmas Actuadas:

Disparo 67 N

Arranque Fase B

Arranque Fase N

Recibo Teleprotección

2. RELÉS ACTUADOS:

67 N

3. Disyuntores Disparados:

52-112

Consecuencias del SNI:

El Voltaje en la S/E Tena 69 kV, sube hasta 71,5 kV.

En este caso en especial no se puede realizar la simulación correspondiente al sistema de protecciones debido a que con la información que se cuenta no existen datos acerca de las protecciones instaladas en esta línea.

La simulación que se puede realizar es la de un análisis para observar en qué condiciones queda el sistema ante la apertura de esta línea y comparar el valor que nos indica el informe de falla. Los valores de voltaje que se presenta ante la apertura de la línea de transmisión son los que se indican en la Figura 5.14.

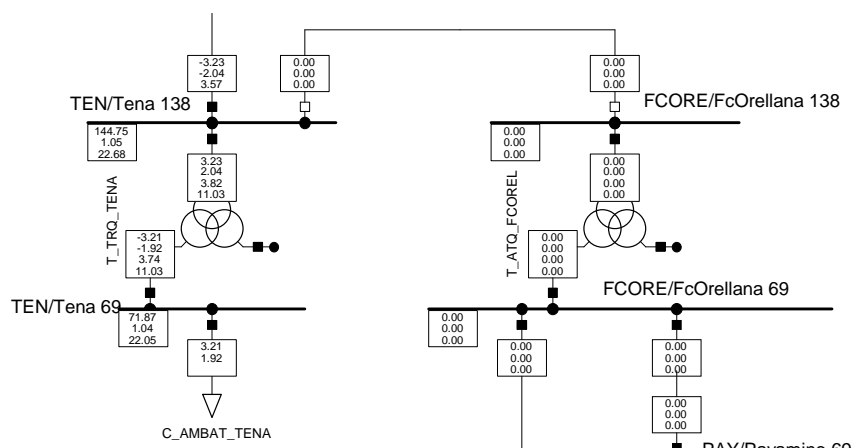


Figura 5.14 Valores de Voltaje después del Evento

El valor que se obtiene en Tena 69 kV es de 71,87 kV. Los elevados voltajes en los equipos que conforman el sistema son muy peligrosos, ya que pueden ocasionar daños en los diferentes equipos, ya que algunos de ellos no pueden estar diseñados para soportar esos altos voltajes.

Como se ve en la Figura 5.14, no existe ningún elemento de compensación para disminuir el voltaje existente, entonces las posibles acciones a tomar son las de controlar el voltaje por medio de la generación de la zona.

5.2.5 ANALIZAR FALLA EN LA L/T AGOYÁN – TOTORAS

Este evento ocurre en el circuito uno de la L/T Agoyán – Totoras el 30 de junio de 2008 a las 13:37, la causa del evento no se encuentra determinada en el informe de falla, el informe de falla presenta la siguiente información:

Subestación Totoras, posición Agoyán 1

1. Relés Actuados:

21P -112 Bandera CN

21S - 12 Bandera CN

2. Disyuntores Disparados:

52 - 112

Subestación Agoyán, posición Totoras 1

1. Relés Actuados:

21 L1P Fase C - N

21 L1S

2. Disyuntores Disparados:

52 - 112

Y los resultados que se obtienen de la simulación son los siguientes:

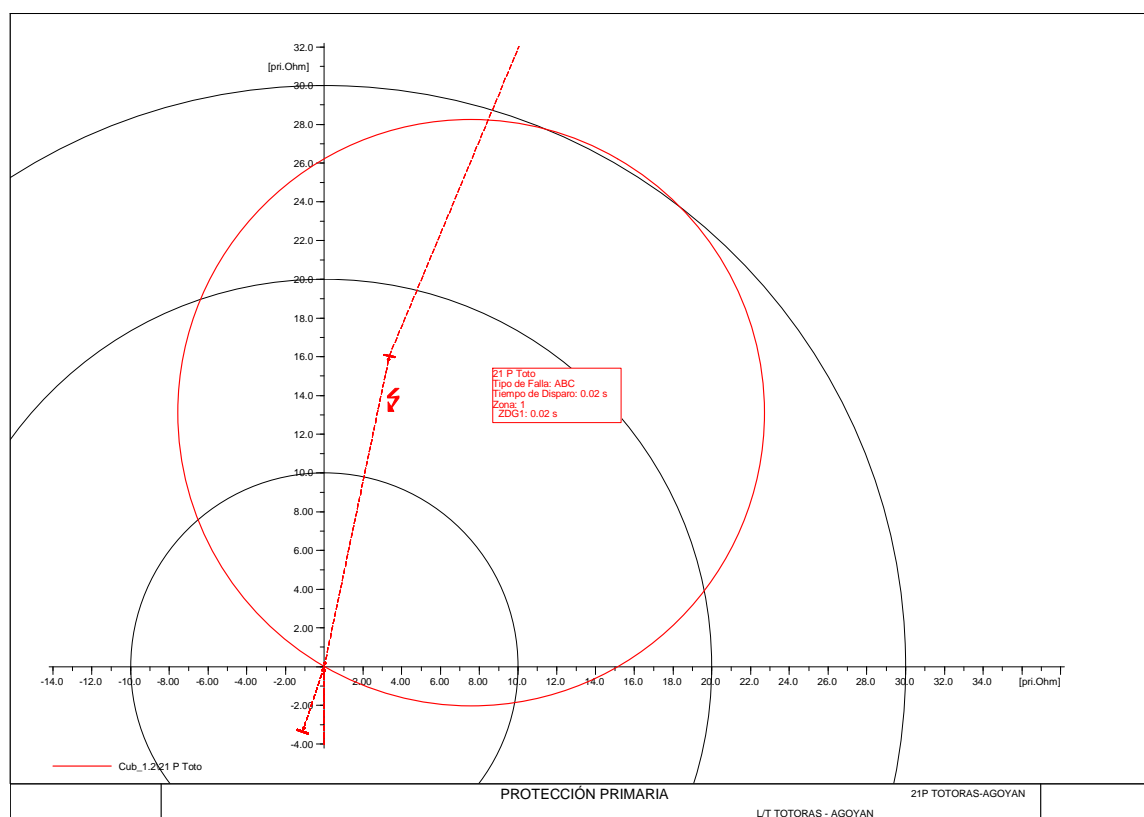


Figura 5.15 Protección Primaria de L/T totoras - Agoyán

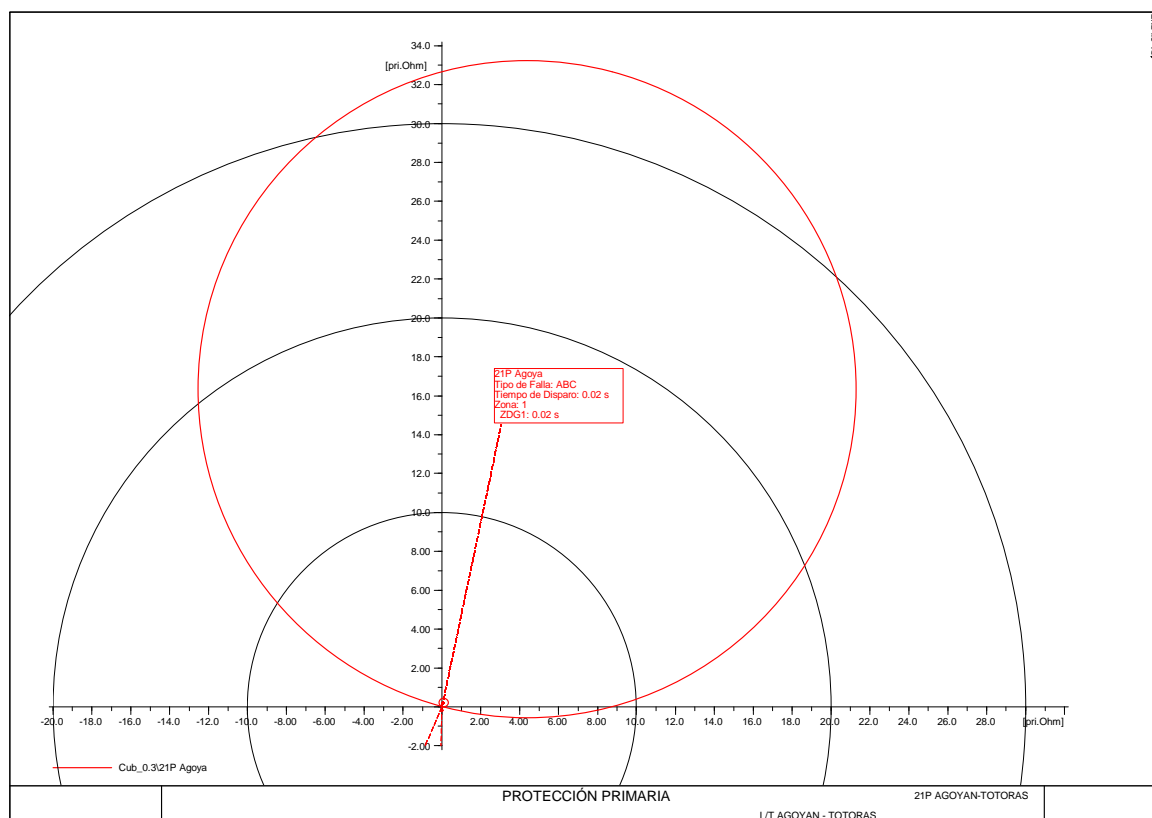


Figura 5.16 Protección Secundaria de L/T Agoyán - Totoras

5.2.6 ANALIZAR FALLA EN LA L/T SANTA ROSA – VICENTINA

Para este ejemplo no se puede realizar la simulación del sistema de protecciones debido a que con la información que se cuenta no existen datos acerca de las protecciones instaladas en esta línea.

La apertura de la L/T Santa Rosa – Vicentina 138 kV ocurrida el 12 de agosto de 2008 a las 16:35; provoca que los voltajes en la mayor parte de la Zona de Quito estén fuera del límite de operación inferior como se muestra con color azul en la Figura 5.17.

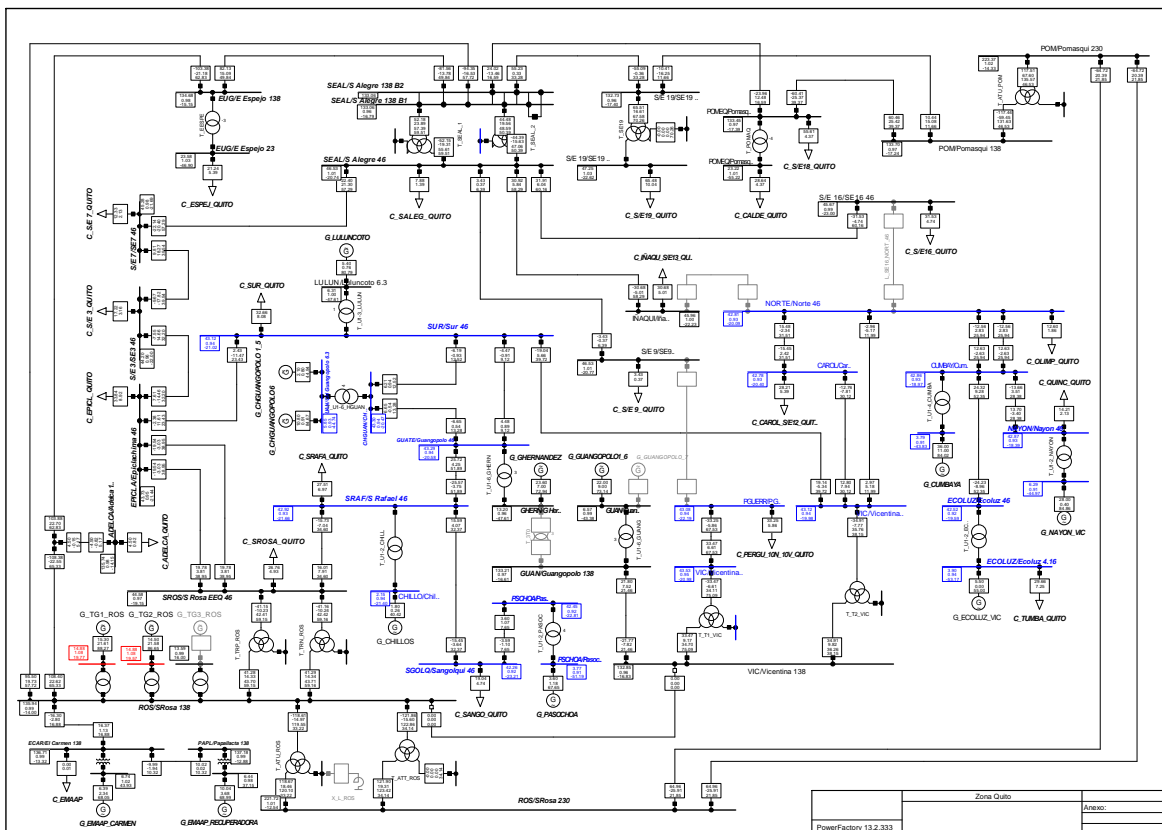


Figura 5.17 Voltajes en Zona Quito ante la apertura de L/T Sta. Rosa - Vicentina

Una gran ventaja que existe en esta zona para controlar los niveles de voltaje es que existe una gran cantidad de elementos para realizarlo como son generadores, banco de capacitores y reactores. Por tales motivos ante la salida de un elemento el sistema se ve afectado pero se lo puede llevar a una zona de operación normal gracias a los elementos existentes.

5.2.7 ANALIZAR EVENTOS - CREACIÓN DE DIAGRAMA R/X CON “VARIABLES/TIEMPO”

Una de las posibilidades que presenta DigSILENT es la creación de una gráfica que permite visualizar el punto de operación normal del relé de distancia y observar el camino que sigue la impedancia hasta ingresar a la zona de operación en la cual actúa el relé dependiendo del tipo de falla que ocurra. Para el ejemplo se va a realizar una falla monofásica en la L/T Santa Rosa – Santo Domingo de 230 kV a 16 km de Santa Rosa.

Cuando ya se ha creado el diagrama R/X correspondiente al relé al cual se le desea realizar el seguimiento de la operación, se procede de la siguiente manera:

Se selecciona la opción “Editar Dispositivos” en el cubículo que se encuentra el relé, se selecciona al relé con click de derecho y se despliega el menú que se muestra en la Figura 5.18, en este menú se selecciona la opción “Editar y Ver Datos”.

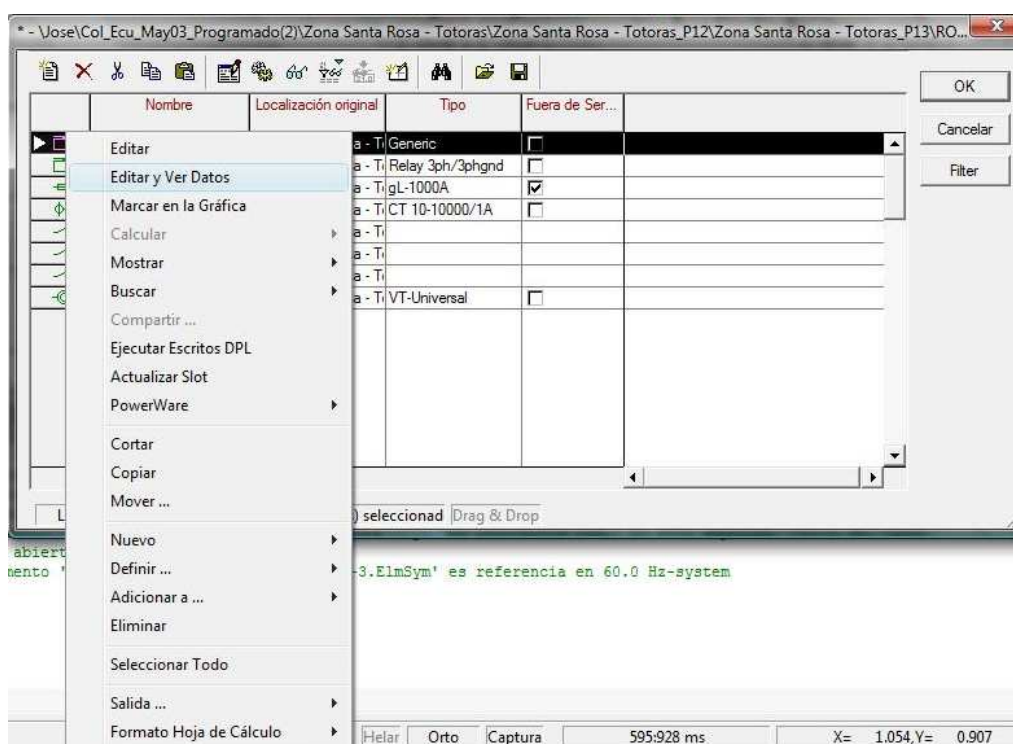


Figura 5.18 Creación de Variables de Monitoreo para un Relé

Al seleccionar “Editar y Ver Datos” se despliega la ventana que se muestra en la Figura 5.19 en la que se encuentran los relés que forman parte del cubículo, y en el lado derecho se encuentran todas las variables que conforman al relé, se selecciona la variable “Polarizing” y con click derecho se selecciona la opción “Definir” y seleccionar la opción “Conjunto de Variables (Sim)” (ver Figura 5.19)

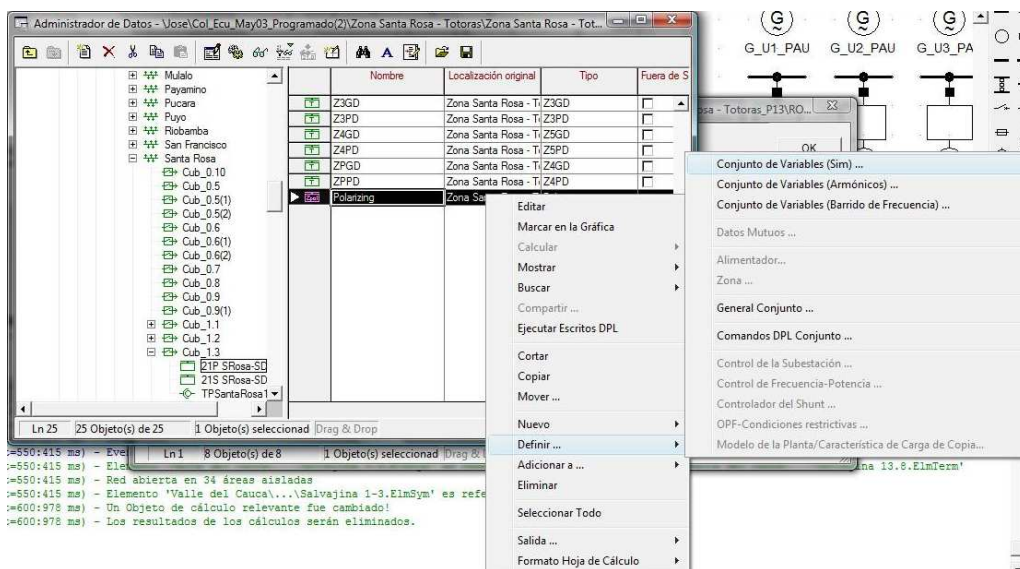


Figura 5.19 Selección de Variables

Al crear el conjunto de variables realizamos doble click en el nombre del nuevo elemento que se creó y se despliega la ventana que se muestra en la Figura 5.20 en la cual se selecciona la opción “Simulación RMS” y en esta ventana se selecciona las siguientes variables: “c:R1:A”, “c:R1:B”, “c:R1:C”, “c:X1:A”, “c:X1:B” y “c:X1:C”

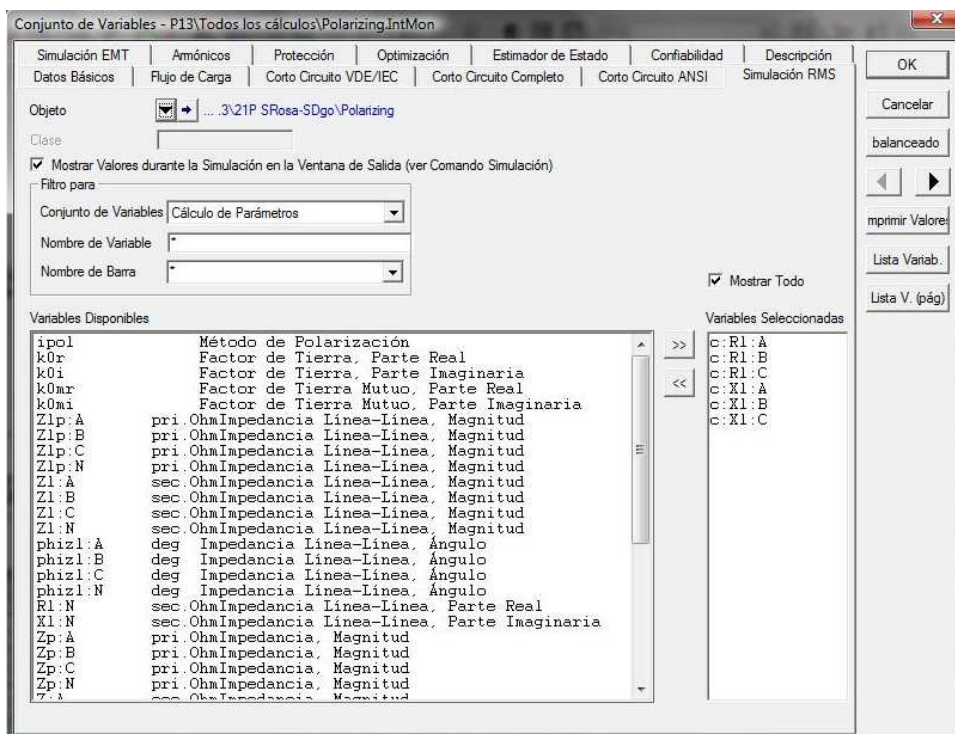


Figura 5.20 Selección de Variables

Ya seleccionadas las variables, se elige el diagrama R/X correspondiente, se realiza doble click en la gráfica y se despliega la ventana que se muestra en la Figura 5.21, en esta ventana se selecciona la carpeta de resultados y los nombres de las variables que se crearon.

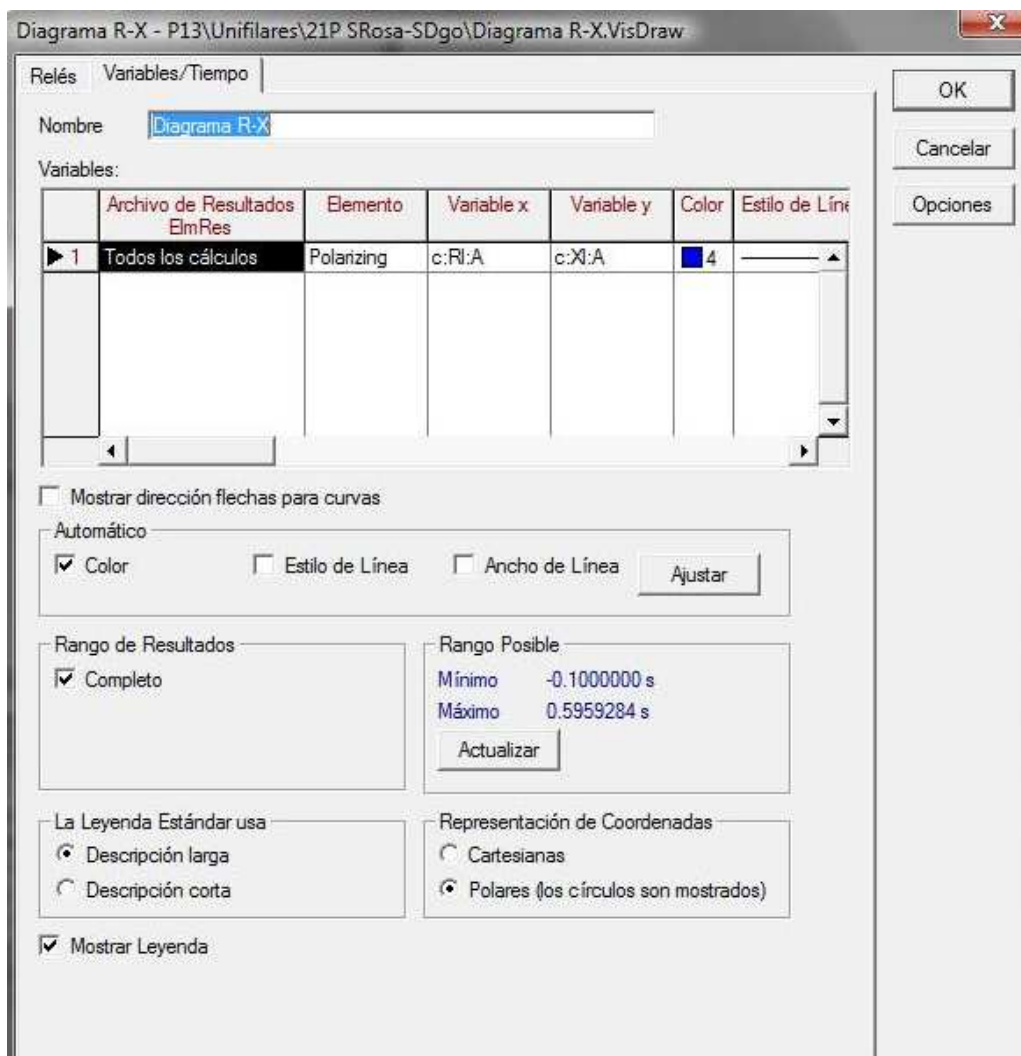


Figura 5.21 Creación de Variables/Tiempo

Terminado estos puntos se puede ejecutar cualquier evento de cortocircuito y observar como resultado en la Figura 5.22 y Figura 5.23 el siguiente tipo de gráfico. Como se observa en la figura el punto normal de operación y como varia la impedancia hasta ingresar a la primera zona, tanto en el relé principal como el de respaldo.

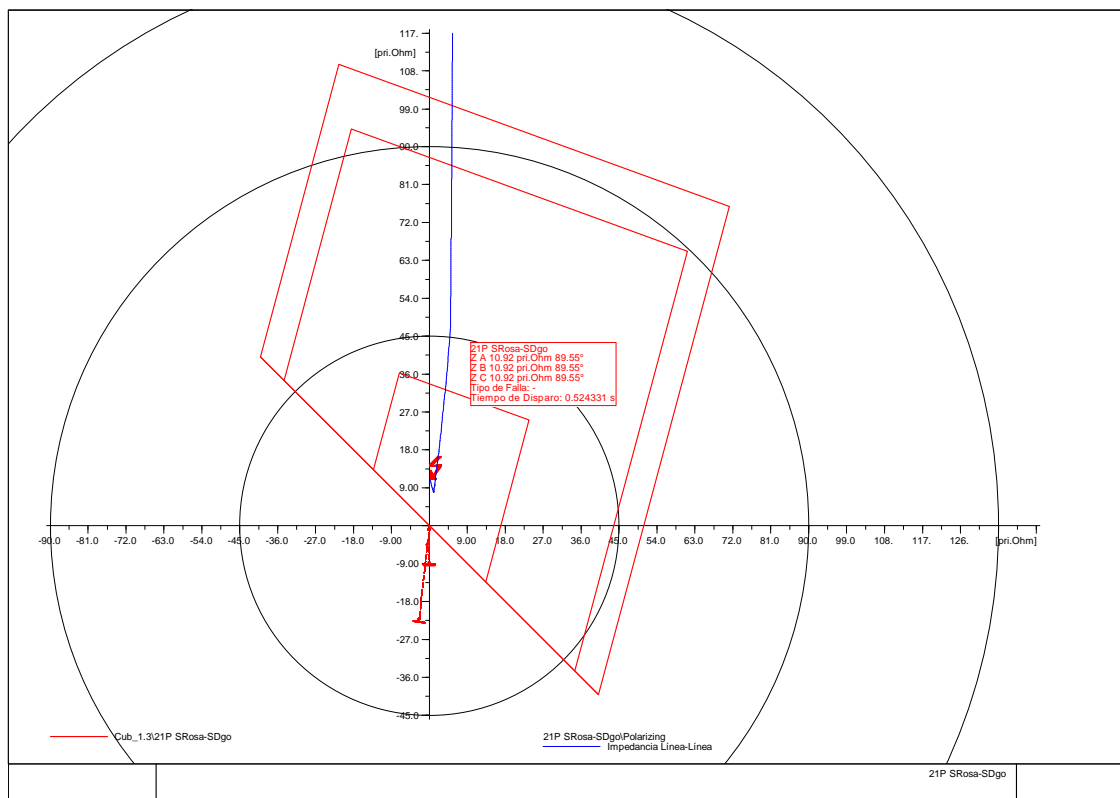


Figura 5.22 Protección Primaria de L/T Santa Rosa – Santo Domingo

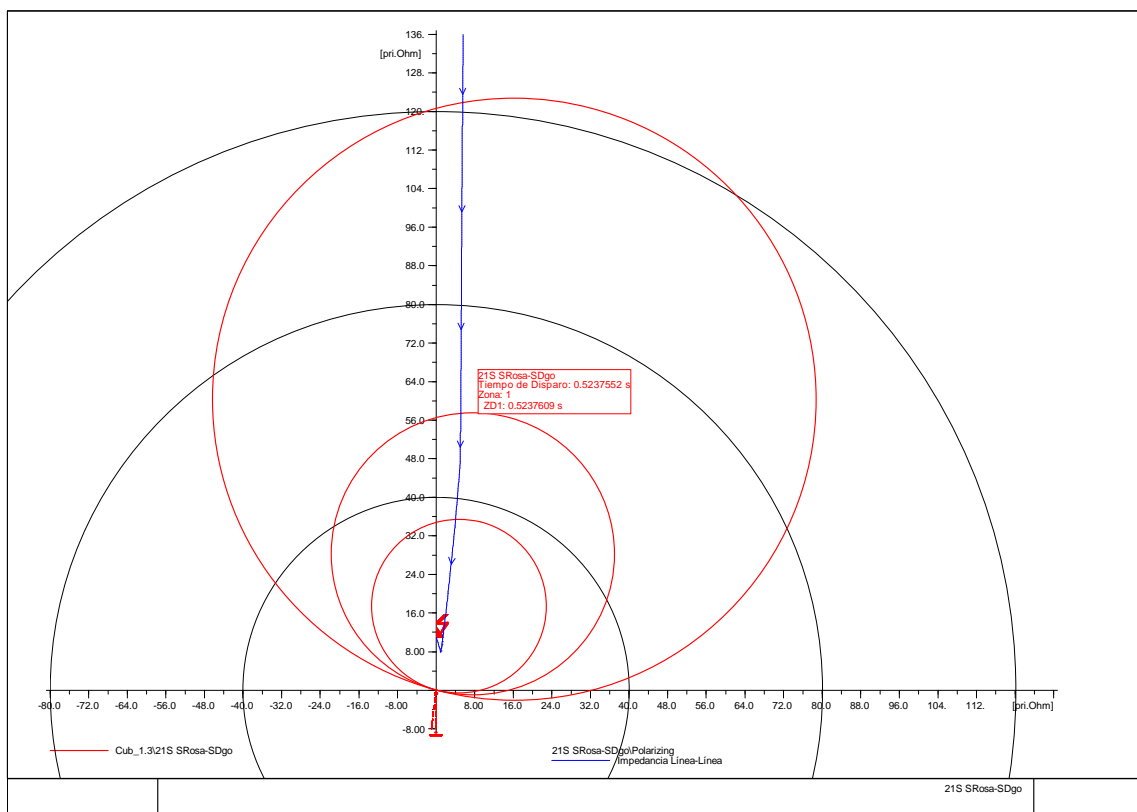


Figura 5.23 Protección Secundaria de L/T Santa Rosa – Santo Domingo

CAPITULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Las ventajas que ofrece el comando DPL, en la ejecución de procesos repetitivos (flujos de potencia, apertura y cierre de líneas, cortocircuitos, etc.) es muy grande, ya que todos estos cálculos se los puede realizar ejecutando el comando DPL.
2. El comando DPL permite acceder a cualquier variable de monitoreo, cualquier elemento de la base de datos, comandos propios del programa, etc. para ser modificado según la conveniencia del usuario. Al tener un lenguaje de programación similar a uno de uso universal como lo es el C++, su aprendizaje resulta ser fácil.
3. El comando DPL es de gran ayuda para este tipo de estudios debido a que se puede programar que se realice de manera automática la falla en el elemento que se requiera, monitorear la o las variables de nuestro interés y exportar los resultados de la simulación, restaurar el sistema a condiciones iniciales y continuar con el siguiente elemento.
4. De las simulaciones realizadas en el Anillo de 230 kV se concluye que la calibración de los relés de distancia presenta una correcta selectividad y una apropiada coordinación en la operación, esto garantiza una operación normal ante la presencia de cualquier tipo de falla y bajo cualquier condición topológica.
5. El programa empleado en los estudios es una herramienta que facilita el estudio de varios campos, una de ellas las protecciones por lo que se recomienda su utilización ante cambios topológicos en las redes eléctricas debido a que dichos cambios pueden provocar descoordinación entre las protecciones, además permite analizar contingencias brindando información de sobrecargas en elementos a más de niveles de voltajes.

6. El módulo de protecciones permite verificar nuevos criterios de protección antes de ejecutarlos, con lo cual aseguramos que el nuevo criterio va a cumplir con las exigencias o cambios topológicos de la red de transmisión requeridos. Un cambio de criterio de protección no es fácil y demanda una elevada inversión; por tales motivos el uso de este módulo resultara de gran ayuda para confirmar que dicha inversión se va a justificar.
7. Mediante las diferentes simulaciones se puede observar la redistribución de los flujos que se puede realizar para controlar las sobrecargas en los elementos y/o las violaciones de los niveles de voltaje. Las consideraciones que se pueden realizar son las de aumentar o disminuir generación activa o reactiva, actuar sobre los equipos de compensación y/o seccionar carga; esto dependiendo de las condiciones en las que se encuentre el sistema.
8. Por las características que ofrece el programa, el uso del mismo tiene una infinidad de aplicaciones, como permitir comprobar que si alguna maniobra realizada fue una decisión correcta o existía alguna otra posibilidad para minimizar las consecuencias en el Sistema.
9. Como trabajos futuros en la misma línea de investigación serán la verificación de calibración de protecciones ante fallas, estos programas no solo sirven para análisis post-operativo, sino se podrían utilizar para el análisis de la operación en tiempo real, el programa utilizado en el Análisis de la Operación en Condiciones Normales, se lo podría complementar y obtener un análisis de seguridad basado en contingencia simple.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Antonio Gómez Expósito, “Análisis y Operación de Sistemas de Energía Eléctrica”, McGRAW HILL, 2002, Primera Edición
- [2] John Grainger, “Análisis de Sistemas de Potencia”, MCGRAWHILL, 1996, Primera Edición.
- [3] CENACE, “Revisión de las Bandas de Variación de Voltaje en Barras y Factores de Potencia en Puntos de Entrega del Sistema Nacional de Transmisión (SNT)”, Dirección de Planeamiento, Julio de 2007.
- [4] Manuel Ley, Oscar L. Chacón, Ernesto Vázquez, “Control de voltaje de sistemas de potencia utilizando lógica difusa”
- [5] J. Alonso, M. Artensein, P. Monzón, “An implementation of the continuation Method for voltage stability Analysis including Reactive Power Generation limits and Tap changer Limits” en Proceedings of the second lasted international conference on Power and Energy System, June 2002.
- [6] Eduardo Orduña, Washington Peralta, “Curso de Posgrado: Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia”, Instituto de Energía Eléctrica Universidad Nacional San Juan-Argentina, Mayo 2002.
- [7] Fabián Pérez, José Torres; “Validación del Sistema de Protección de las Líneas que Conforman en el Anillo de 230 kV del Sistema Nacional de Transmisión-SNT, con el Programa POWER FACTORY de la Empresa DigSILENT”, Quito, 2004
- [8] Kleber Auz, Luis Muyulema, “Validación del Sistema de Protecciones de Distancia y Sobrecorriente de la Zona Norte del Sistema Nacional de Transmisión”, Quito 2006.
- [9] CONELEC, “Procedimientos de Despacho y Operación” (Regulación No. CONELEC 006/00).

[10] CONELEC, “Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transmisión y Conexión en el Sistema Nacional Interconectado” (Regulación No. CONELEC - 003/08)

[11] CENACE, “Preparar Información Operativa”, Dirección de Operaciones, Agosto 2008.

ANEXOS

ANEXO I

ESCRITO DEL COMANDO DPL “UNIFILARES”

```

int n,j,w,dib;
set E,S,Ec1,Ec2,Ec3,Ec4,Ec5,Ec6,Ec7,S1,S2,S3,S4,S5,S6,unif;
object a,b,c,d,e,f,g,h,e1,e2,e3,e4,e5,e6,e7,dibujo;

ClearOutput();

proyecto.Activate();

ClearOutput();
base:pstart=unifilares_ECU;

Escenarios:pstart=proyecto;
Escenarios:isubfold=1;
EcuaEsce:pstart=proyecto;
unif=base.Get();

Ec1=EcuaEsce.Get();
e1=Ec1.FirstFilt('Red 230*');
Ec2=EcuaEsce.Get();
e2=Ec2.FirstFilt('Zona Molino Milagro*');
Ec3=EcuaEsce.Get();
e3=Ec3.FirstFilt('Zona Pascuales*');
Ec4=EcuaEsce.Get();
e4=Ec4.FirstFilt('Zona Quito*');
Ec5=EcuaEsce.Get();
e5=Ec5.FirstFilt('Zona Salitral*');
Ec6=EcuaEsce.Get();
e6=Ec6.FirstFilt('Zona Santa Rosa - Totoras*');
Ec7=EcuaEsce.Get();
e7=Ec7.FirstFilt('Zona Santo Domingo - Quevedo*');

E=Escenarios.Get();
a=E.FirstFilt('P*');
a.Activate();
SystemStage:pstart=e1;
S=SystemStage.Get('IntVariant');
b=S.FirstFilt('Red 230*');
b.Activate();
SystemStage1:pstart=e2;
S1=SystemStage1.Get('IntVariant');
c=S1.FirstFilt('Zona Molino Milagro*');
c.Activate();
SystemStage2:pstart=e3;
S2=SystemStage2.Get('IntVariant');

```

```

d=S2.FirstFilt('Zona Pascuales*');
d.Activate();
SystemStage3:pstart=e4;
S3=SystemStage3.Get('IntVariant');
e=S3.FirstFilt('Zona Quito*');
e.Activate();
SystemStage4:pstart=e5;
S4=SystemStage4.Get('IntVariant');
f=S4.FirstFilt('Zona Salitral*');
f.Activate();
SystemStage5:pstart=e6;
S5=SystemStage5.Get('IntVariant');
g=S5.FirstFilt('Zona Santa Rosa - Totoras*');
g.Activate();
SystemStage6:pstart=e7;
S6=SystemStage6.Get('IntVariant');
h=S6.FirstFilt('Zona Santo Domingo - Quevedo*');
h.Activate();
n=1;
dib=unif.Count();
dibujo=unif.FirstFilt('Ecu*');
  for (w=1;w<=dib;w=w+1)
  {
    dibujo.Show();
    dibujo=unif.Next();
  }

while (n<19)
{
a=E.Next();
a.Activate();
b=S.Next();
b.Activate();
c=S1.Next();
c.Activate();
d=S2.Next();
d.Activate();
e=S3.Next();
e.Activate();
f=S4.Next();
f.Activate();
g=S5.Next();
g.Activate();
h=S6.Next();
dibujo=unif.FirstFilt('Ecu*');
  for (w=1;w<=dib;w=w+1)
  {
    dibujo.Show();
    dibujo=unif.Next();
  }

h.Deactivate();
h.Activate();
n=n+1;
w=1;
}

```

```

b=S.Next();
!b=S.Next();
c=S1.Next();
!c=S1.Next();
d=S2.Next();
!d=S2.Next();
e=S3.Next();
!e=S3.Next();
f=S4.Next();
!f=S4.Next();
g=S5.Next();
!g=S5.Next();
h=S6.Next();
!h=S6.Next();
dibujo=unif.FirstFilt('Ecu*');
  for (w=1;w<=dib;w=w+1)
  {
    dibujo.Show();
    dibujo=unif.Next();
  }

j=1;
while (j<6)
{
a=E.Next();
a.Activate();
b=S.Next();
b.Activate();
c=S1.Next();
c.Activate();
d=S2.Next();
d.Activate();
e=S3.Next();
e.Activate();
f=S4.Next();
f.Activate();
g=S5.Next();
g.Activate();
h=S6.Next();
dibujo=unif.FirstFilt('Ecu*');
  for (w=1;w<=dib;w=w+1)
  {
    dibujo.Show();
    dibujo=unif.Next();
  }

h.Deactivate();
h.Activate();
j=j+1;
}

```

ANEXO II

ESCRITO DEL COMANDO DPL “Cargabilidad_y_Voltajes”

```

object Ldf, O, C;
set cases;
set E,S,Ec1,Ec2,Ec3,Ec4,Ec5,Ec6,Ec7,S1,S2,S3,S4,S5,S6,unif;
object a,b,c,d,e,f,g,h,e1,e2,e3,e4,e5,e6,e7,dibujo;
int ierr, ok;
EchoOff();

proyecto.Activate();
Escenarios:pstart=ActiveProject();
cases=Escenarios.Get();
C=cases.First();

while(C){

C.ShowFullName();
C.Activate();
Escenarios:pstart=proyecto;
Escenarios:isubfold=1;
EcuaEsce:pstart=proyecto;
Ec1=EcuaEsce.Get();
e1=Ec1.FirstFilt('Red 230*');
Ec2=EcuaEsce.Get();
e2=Ec2.FirstFilt('Zona Molino Milagro*');
Ec3=EcuaEsce.Get();
e3=Ec3.FirstFilt('Zona Pascuales*');
Ec4=EcuaEsce.Get();
e4=Ec4.FirstFilt('Zona Quito*');
Ec5=EcuaEsce.Get();
e5=Ec5.FirstFilt('Zona Salitral*');
Ec6=EcuaEsce.Get();
e6=Ec6.FirstFilt('Zona Santa Rosa - Totoras*');
Ec7=EcuaEsce.Get();
e7=Ec7.FirstFilt('Zona Santo Domingo - Quevedo*');

SystemStage:pstart=e1;
SystemStage1:pstart=e2;
SystemStage2:pstart=e3;
SystemStage3:pstart=e4;
SystemStage4:pstart=e5;
SystemStage5:pstart=e6;
SystemStage6:pstart=e7;

Ldf = GetCaseObject('ComLdf');
Ldf:iopt_prot=1;
  if (Ldf=NULL) {
    Error('No existe comando para calcular Flujo de Potencia');
  }
exit();
}

```

```

ierr = Ldf.Execute();
if (ierr) {
    Error('Loadflow calculation returns error'); exit();
}
ClearOutput();
ldf.Execute();

SystemStage:objset='*.StaBar';
SystemStage1:objset='*.StaBar';
SystemStage2:objset='*.StaBar';
SystemStage3:objset='*.StaBar';
SystemStage4:objset='*.StaBar';
SystemStage5:objset='*.StaBar';
SystemStage6:objset='*.StaBar';

S = SystemStage.Get();
S.SortToVar(0,'m:U1');
O = S.First();
while (O) {
if (O:outserv=0)
{
    printf('%s %8s : voltaje = %.3f %s','Red 230',O:loc_name, O:m:U1,
'p.u');
}
    O = S.Next();
}
S = SystemStage1.Get();
S.SortToVar(0,'m:U1');
O = S.First();
while (O) {
if (O:outserv=0)
{
    printf('%s %8s : voltaje = %.3f %s','Zona Molino
Milagro',O:loc_name, O:m:U1, 'p.u');
}
    O = S.Next();
}
S = SystemStage2.Get();
S.SortToVar(0,'m:U1');
O = S.First();
while (O) {
if (O:outserv=0)
{
    printf('%s %8s : voltaje = %.3f %s','Zona Pascuales',O:loc_name,
O:m:U1, 'p.u');
}
    O = S.Next();
}
S = SystemStage3.Get();
S.SortToVar(0,'m:U1');
O = S.First();
while (O) {
if (O:outserv=0)
{
    printf('%s %8s : voltaje = %.3f %s','Zona Quito',O:loc_name,
O:m:U1, 'p.u');
}
}
}

```

```

    O = S.Next();
}
S = SystemStage4.Get();
S.SortToVar(0, 'm:U1');
O = S.First();
while (O) {
if (O:outserv=0)
{
    printf('%s %8s : voltaje = %.3f %s', 'Zona Salitral', O:loc_name,
O:m:U1, 'p.u');
}
    O = S.Next();
}
S = SystemStage5.Get();
S.SortToVar(0, 'm:U1');
O = S.First();
while (O) {
if (O:outserv=0)
{
    printf('%s %8s : voltaje = %.3f %s', 'Zona Santa Rosa -
Totoras', O:loc_name, O:m:U1, 'p.u');
}
    O = S.Next();
}
S = SystemStage6.Get();
S.SortToVar(0, 'm:U1');
O = S.First();
while (O) {
if (O:outserv=0)
{
    printf('%s %8s : voltaje = %.3f %s', 'Zona Santo Domingo-
Quevedo', O:loc_name, O:m:U1, 'p.u');
}
    O = S.Next();
}

proyecto.Activate();
Expor:f =
sprintf('%s%s.out', 'c:\archivos_de_paso\Voltajes_y_Cargabilidad_de_',
C:loc_name);
Expor.Execute();
C = cases.Next();

}

```

ANEXO III

ESCRITO DEL COMANDO DPL “*Datos*”

```

object O, Command, ac, GrBrd, VIPg;
set Cases, Lines, VI;
int ok,i,n;

ok = 1;
if (.not.CmdStr) {
  Error('Porfavor verifique el valor de CmdStr.');
```

```

  ok = 0;
}
if (.not.PathStr) {
  Error('Porfavor verifique el valor de PathStr.');
```

```

  ok = 0;
}
if (.not.ok) exit();
this:IntExpr:0 = '0';
this:IntExpr:1 = '0';

FiltCase:pstart = ActiveProject();

Cases = FiltCase.Get();

O = Cases.First();
while (O) {

  O.ShowFullName();

  O.Activate();

  this:shortDesc = this:IntDesc:0;
  Command = GetCaseCommand(this:shortDesc);
  if (.not.Command) {
    Error('No pudo encontrar el comando %s', this:shortDesc); exit();
  }
  Command.Execute();

  GrBrd = GetGraphBoard();
  if (GrBrd) {
    VI = GrBrd.GetContents();
    VIPg = VI.First();
    while (VIPg) {

      i = VIPg.IsClass('IntRef');
      if (i) {
        VIPg = VIPg:obj_id;
      }
      if (VIPg) {

        GrBrd.Show(VIPg);

```



```
        this:shortDesc = ToStr('%s%s%s_%s', this:IntDesc:1, '\',
O:loc_name, VIPg:loc_name);
        GrBrd.WriteWMF(this:shortDesc);
    }
    VIPg = VI.Next();
}
}

Redirect:f = ToStr('%s%s%s.out', this:IntDesc:1, '\', O:loc_name);

Redirect.Execute();

Lines = FiltLne.Get();
Form.WriteOut(Lines);

n = Lines.Count();
fWrite('-----DPL printf-----');
fWrite('Number of lines in system = %d', n);
fWrite('-----DPL printf-----');

Exe('sh/osm'); !Nombre del reporte

StopRedirect.Execute();

O = Cases.Next();

}
```

ANEXO IV

ESCRITO DEL COMANDO DPL “*CortoCircuito*”

```

object oLine,Corto, GrBrd, VIPage, VI;
set sLines,Simulaciones;
double nl;

ClearOutput();
EchoOff();

proyecto.Activate();

sLines=SEL.GetAll('ElmLne');
nl=sLines.Count();
printf('El numero de lineas a simular es %d',nl);

Simulaciones=Eventos.GetContents();
Corto=Simulaciones.First();
Corto:i_shc=tfalla;
Corto:R_f=Rf;
Corto:X_f=Xf;
Simul:tstop=tsimu;
oLine=sLines.First();

    oLine:ishclne=1;
    oLine:fshcloc=distancia;
    Corto:time=ctime;
    Corto:p_target=oLine;
    printf('\ce falla en la linea %s al %i %%
',oLine:loc_name,oLine:fshcloc=distancia);
    Inic.Execute();
    Simul.Execute();

Reporte:iopt_shc=3;
Reporte:st_shc=1;
Reporte.Execute();

proyecto.Activate();
Export:f = sprintf('%s%s.out','c:\Reporte_de_falla',C:loc_name);

Export.Execute();

```

ANEXO V

COMPARACIÓN DE DATOS REALES Y SIMULADOS

Hora	Molino 230 kV			Milaogo 230 kV			Pascuales 230 kV			Quevedo 230 kV			Sto. Dmg. 230 kV			Stia. Rosa 230 kV			Totoras 230 kV			Riobamba 230 kV		
	Real	DigSILENT	Error	Real	DigSILENT	Error	Real	DigSILENT	Error	Real	DigSILENT	Error	Real	DigSILENT	Error	Real	DigSILENT	Error	Real	DigSILENT	Error	Real	DigSILENT	Error
1	236.53	237.82	0.54	225.22	229.32	1.79	220.52	224.11	1.63	222.46	227.85	2.36	227.98	227.47	0.23	226.87	226.66	0.09	232.12	234.49	1.01	232.39	236.26	1.64
2	234.88	237.81	1.23	224.94	229.31	1.91	220.80	224.16	1.50	222.73	227.83	2.24	228.60	227.44	0.51	227.15	226.62	0.23	232.12	234.47	1.00	232.12	236.24	1.74
3	234.88	237.75	1.21	226.04	229.24	1.39	221.35	224.08	1.22	223.26	227.69	1.93	228.80	227.20	0.79	227.79	226.29	0.63	233.22	234.24	0.44	232.94	236.65	1.32
4	235.43	237.80	1.00	226.87	229.30	1.06	222.73	224.15	0.63	223.84	227.81	1.74	229.63	227.41	0.98	228.25	226.58	0.74	233.77	234.44	0.28	233.22	236.22	1.27
5	235.43	234.35	0.46	227.70	229.27	0.69	223.56	224.11	0.25	224.39	227.75	1.48	229.63	227.31	1.02	227.98	226.44	0.68	233.77	234.35	0.25	233.50	236.14	1.12
6	229.36	237.82	3.56	222.46	229.32	2.99	219.97	224.17	1.87	221.63	227.85	2.73	227.15	227.47	0.14	225.22	226.66	0.64	229.36	234.50	2.19	228.25	236.27	3.39
7	231.29	237.96	2.80	225.22	229.50	1.87	221.90	224.37	1.10	222.73	228.20	2.40	227.98	228.03	0.02	225.77	227.44	0.73	230.46	235.02	1.94	229.91	236.71	2.87
8	231.29	240.05	3.65	224.39	229.04	2.03	220.52	222.67	0.97	221.35	227.77	2.82	225.49	227.48	0.88	223.84	225.76	0.85	229.08	233.65	1.96	228.53	235.01	2.76
9	232.94	240.04	2.95	225.22	229.97	1.64	221.35	222.66	0.96	223.56	227.60	1.76	228.53	227.20	0.59	227.42	225.35	0.93	231.56	233.47	0.82	231.04	234.86	1.64
10	236.26	240.05	1.58	225.49	229.03	1.55	221.35	222.67	0.59	223.28	227.77	1.97	227.98	227.48	0.22	226.32	225.76	0.25	232.12	233.65	0.66	231.58	235.01	1.47
11	236.26	240.03	1.57	225.22	229.00	1.65	221.08	222.63	0.69	223.84	227.67	1.68	228.80	227.31	0.66	227.98	225.51	1.10	233.77	233.54	0.10	232.94	234.92	0.84
12	236.53	239.97	1.43	226.32	228.89	1.12	221.90	222.50	0.27	223.56	227.39	1.69	229.36	226.85	1.11	228.25	226.85	0.63	232.22	233.24	0.01	232.67	234.67	0.85
13	236.53	239.97	1.43	226.04	228.90	1.25	221.35	222.51	0.52	224.11	227.40	1.45	229.63	226.87	1.22	229.08	224.89	1.87	234.52	233.25	0.46	233.50	234.68	0.50
14	236.53	240.04	1.69	225.22	229.02	1.66	221.35	222.66	0.99	223.56	227.74	1.84	228.53	227.43	0.48	227.70	225.68	0.89	233.22	233.62	0.17	232.39	234.99	1.10
15	236.53	240.05	1.36	226.04	229.05	1.31	221.63	222.66	0.46	223.84	227.80	1.74	228.80	227.53	0.58	227.76	225.82	0.83	233.50	233.68	0.08	233.22	235.04	0.77
16	236.53	240.11	1.49	226.32	229.14	1.23	222.18	222.80	0.28	223.84	226.05	1.85	228.53	227.95	0.25	227.15	226.42	0.32	232.67	233.96	0.55	232.39	235.27	1.22
17	236.53	240.09	1.48	225.49	229.11	1.58	220.80	222.77	0.89	223.84	227.99	1.82	228.53	227.84	0.30	227.70	226.26	0.64	233.77	233.89	0.05	233.22	235.21	0.85
18	236.26	240.98	1.96	224.11	228.19	1.78	219.70	221.53	0.62	222.73	226.84	1.81	226.87	226.53	0.16	225.77	226.14	0.16	233.22	234.33	0.47	232.67	235.53	1.21
19	242.33	240.82	0.63	228.25	227.91	0.15	222.46	221.20	0.57	224.11	226.22	0.93	228.25	225.54	1.20	227.15	224.77	1.06	232.90	233.41	0.22	234.05	234.76	0.30
20	242.05	240.98	0.44	227.70	228.18	0.21	222.18	221.53	0.29	223.84	226.84	1.32	228.25	226.54	0.76	227.70	226.15	0.68	234.52	234.34	0.01	234.60	235.54	0.40
21	242.33	240.97	0.69	227.42	227.77	0.15	221.90	221.94	0.39	224.94	225.86	0.41	228.53	224.90	1.61	227.42	223.83	1.69	234.60	232.24	1.01	235.15	233.78	0.58
22	240.12	240.85	0.30	224.39	227.57	1.57	219.14	221.27	0.96	223.28	226.35	1.36	227.70	225.75	0.96	226.87	225.06	0.80	233.22	233.60	0.16	233.77	234.92	0.49
23	240.67	237.71	1.24	226.04	229.19	1.37	220.52	224.02	1.56	225.22	227.59	1.04	229.63	227.06	1.13	228.80	226.09	1.20	234.52	234.10	0.09	235.43	235.93	0.21
24	239.84	237.97	0.79	226.87	229.52	1.15	221.35	224.38	1.35	224.39	228.22	1.63	229.36	228.06	0.57	228.80	227.45	0.58	234.60	227.49	3.13	235.70	236.74	0.44

Perfil de Voltaje del SNI en 230 kV

HORA	Vicentina 46 kV			Sto. Dmg 69 kV			Esmeraldas 69 kV			Pascuales 69 kV			Policentro 69 kV		
	Real	DigSILENT	Error	Real	DigSILENT	Error	Real	DigSILENT	Error	Real	DigSILENT	Error	Real	DigSILENT	Error
1	46.37	46.49	0.25	70.13	70.38	0.36	69.28	69.37	0.13	69.06	69.04	0.03	69.39	69.77	0.55
2	46.31	45.16	2.56	70.21	70.37	0.23	69.44	69.37	0.10	69.22	69.04	0.27	69.55	69.77	0.31
3	45.80	45.08	1.61	70.38	70.31	0.10	69.44	69.35	0.13	69.47	69.01	0.67	69.88	69.74	0.20
4	45.60	45.15	1.01	70.55	70.37	0.26	69.76	69.37	0.57	69.88	69.03	1.23	70.13	69.77	0.52
5	45.80	45.11	1.53	70.55	70.34	0.30	69.76	69.36	0.58	69.47	69.02	0.65	69.55	69.75	0.29
6	46.09	45.17	2.05	69.97	70.38	0.59	69.52	69.37	0.22	68.23	69.04	1.17	68.48	69.77	1.85
7	45.98	45.35	1.39	70.38	70.54	0.22	69.92	69.41	0.73	68.97	69.10	0.18	69.30	69.83	0.76
8	45.48	46.07	1.28	69.14	70.94	2.54	69.52	68.90	0.90	68.81	69.98	1.67	68.97	70.47	2.13
9	46.09	45.98	0.25	69.88	70.86	1.38	69.36	68.88	0.70	68.89	69.95	1.52	68.81	70.45	2.32
10	45.87	46.07	0.44	69.63	70.94	1.85	69.44	68.90	0.78	68.48	69.98	2.14	67.98	70.47	3.54
11	46.03	46.01	0.04	69.88	70.89	1.43	69.68	68.89	1.15	68.39	69.96	2.25	67.73	70.46	3.87
12	46.09	45.86	0.51	69.88	70.77	1.25	69.44	68.85	0.85	68.72	69.92	1.72	67.90	70.42	3.57
13	46.26	45.86	0.86	70.05	70.77	1.02	69.60	68.86	1.08	68.56	69.93	1.95	68.64	70.42	2.52
14	46.03	46.05	0.05	69.80	70.93	1.59	69.52	68.90	0.91	68.56	69.97	2.02	68.64	70.47	2.59
15	46.15	46.09	0.14	69.88	70.95	1.51	69.52	68.90	0.89	68.64	69.98	1.91	68.89	70.48	2.25
16	46.03	46.23	0.43	69.80	71.07	1.78	69.52	68.94	0.85	68.72	70.02	1.85	68.97	70.51	2.19
17	46.09	46.19	0.22	69.88	71.04	1.63	69.52	68.93	0.86	68.56	70.01	2.07	68.81	70.50	2.40
18	45.64	44.86	1.74	69.47	69.66	0.27	69.36	69.22	0.21	68.14	68.19	0.07	68.56	69.11	0.79
19	45.98	45.50	1.05	69.55	69.38	0.24	68.48	69.14	0.96	68.89	68.09	1.17	68.89	69.00	0.16
20	46.09	44.86	2.74	69.47	69.66	0.27	68.32	69.22	1.30	68.89	68.19	1.02	68.81	69.11	0.43
21	46.20	46.40	0.43	69.72	69.20	0.75	68.56	69.10	0.78	69.06	68.04	1.50	68.97	68.95	0.03
22	45.80	44.61	2.66	69.55	69.44	0.16	68.56	69.16	0.87	68.06	68.11	0.08	68.06	69.02	1.40
23	45.80	45.03	1.71	70.38	70.27	0.16	68.88	69.34	0.66	68.48	68.99	0.74	68.81	69.73	1.31
24	45.60	45.36	0.53	70.38	70.55	0.24	68.96	69.41	0.65	68.89	69.10	0.31	69.22	69.84	0.88

Zona Quito

HORA	Molino 138 kV			Cuenca 138 kV			Cuenca 69 kV			Loja 138 kV			Loja 69 kV		
	Real	DigSILENT	Error	Real	DigSILENT	Error	Real	DigSILENT	Error	Real	DigSILENT	Error	Real	DigSILENT	Error
1	144.60	143.00	1.12	137.78	138.81	0.74	66.63	65.67	1.46	142.25	142.80	0.38	70.55	68.51	2.97
2	144.60	142.99	1.12	137.61	138.81	0.86	66.55	65.67	1.34	141.92	142.79	0.61	70.55	68.51	2.98
3	143.40	142.96	0.31	137.45	138.78	0.95	66.47	65.65	1.24	142.08	142.75	0.47	70.46	68.49	2.87
4	143.40	142.99	0.29	137.78	138.81	0.74	65.63	65.67	0.06	142.25	142.79	0.38	70.55	68.51	2.98
5	143.60	142.98	0.44	137.61	138.79	0.85	66.63	65.66	1.47	142.08	142.77	0.48	70.55	68.50	2.99
6	143.10	143.00	0.07	134.80	138.81	2.89	66.39	65.67	1.09	138.94	142.80	2.70	69.14	68.51	0.92
7	144.20	143.07	0.79	135.63	138.90	2.35	66.64	65.72	1.40	139.93	142.89	2.07	69.55	68.56	1.45
8	143.60	144.86	0.87	134.96	137.64	1.94	68.39	67.92	0.70	139.44	138.48	0.69	69.30	68.91	0.57
9	144.90	144.85	0.04	135.79	137.62	1.33	68.56	67.91	0.96	139.60	138.46	0.82	69.22	68.90	0.47
10	144.10	144.86	0.53	137.28	137.64	0.26	69.22	67.92	1.92	140.10	138.48	1.17	69.39	68.91	0.70
11	143.40	144.85	1.00	137.28	137.63	0.25	69.22	67.91	1.93	140.10	138.47	1.18	69.39	68.90	0.71
12	143.60	144.83	0.85	137.28	137.60	0.23	69.30	67.89	2.07	140.10	138.44	1.20	69.55	68.89	0.96
13	143.70	144.83	0.78	137.61	137.60	0.01	69.47	67.89	2.32	140.59	138.44	1.55	69.72	68.89	1.21
14	143.70	144.86	0.80	138.28	137.63	0.47	70.05	67.91	3.15	141.92	138.48	2.49	70.38	68.91	2.14
15	143.70	144.87	0.80	138.28	137.64	0.47	69.88	67.92	2.89	141.59	138.48	2.24	70.30	68.91	2.02
16	144.40	144.89	0.34	138.44	137.67	0.56	69.97	67.93	3.00	141.92	138.51	2.46	69.97	68.93	1.52
17	144.40	144.88	0.33	138.11	137.66	0.33	69.88	67.93	2.87	141.59	138.51	2.23	69.80	68.92	1.28
18	143.70	145.67	1.35	137.78	137.40	0.28	69.63	68.18	2.13	140.10	136.86	2.37	69.14	69.26	0.17
19	144.73	145.60	0.60	138.77	137.31	1.06	69.88	68.13	2.57	140.76	136.76	2.92	69.55	69.21	0.50
20	144.57	145.67	0.75	137.94	137.40	0.39	69.55	68.18	2.01	137.12	136.86	0.19	68.64	69.26	0.89
21	144.57	145.54	0.66	138.77	137.24	1.12	69.97	68.09	2.76	138.94	136.67	1.66	69.55	69.16	0.56
22	143.24	145.61	1.63	138.44	137.33	0.81	69.97	68.14	2.68	140.26	136.78	2.54	69.47	69.22	0.37
23	143.41	142.95	0.33	139.77	138.75	0.73	67.55	65.64	2.91	142.58	142.73	0.11	69.80	68.48	1.92
24	142.91	143.07	0.11	139.77	138.90	0.63	67.71	65.72	3.03	143.41	142.89	0.36	70.46	68.56	2.77

Zona Cuenca

HORA	Pucará 138 kV			Mutaló 138 kV			Vicentina 138 kV			Ibarra 69 kV			Ibarra 34.5 kV			Tulcán 138 kV			Tulcán 69 kV		
	Real	DigSILENT	Error	Real	DigSILENT	Error	Real	DigSILENT	Error	Real	DigSILENT	Error	Real	DigSILENT	Error	Real	DigSILENT	Error	Real	DigSILENT	Error
1	138.53	138.38	0.11	139.27	136.45	2.05	138.97	136.01	2.18	69.14	69.97	1.19	34.32	35.30	2.78	139.94	137.49	1.78	69.63	69.38	0.38
2	138.53	138.36	0.12	139.27	136.45	2.07	138.63	135.99	1.94	69.22	69.96	1.05	34.36	35.29	2.64	140.28	137.46	2.05	69.63	69.37	0.38
3	139.04	138.23	0.59	139.93	136.28	2.68	139.47	135.76	2.73	69.39	69.83	0.63	34.53	35.23	1.98	140.95	137.22	2.72	69.97	69.24	1.05
4	139.89	138.35	1.12	140.59	136.43	3.05	139.81	135.96	2.83	69.47	69.94	0.67	34.57	35.29	2.03	140.95	137.43	2.56	70.19	69.35	1.12
5	139.72	138.29	1.03	140.26	136.36	2.86	139.81	135.87	2.90	69.39	69.89	0.71	34.53	35.26	2.07	140.62	137.33	2.40	69.30	69.30	0.13
6	137.84	138.38	0.39	138.77	136.47	1.68	137.95	136.01	1.42	68.56	69.97	2.02	34.20	35.30	3.12	139.49	137.49	1.17	68.81	69.38	0.83
7	138.35	138.70	0.25	138.77	136.86	1.39	138.12	136.53	1.16	68.56	70.26	2.42	34.24	35.45	3.41	139.27	138.07	0.87	69.06	69.68	0.89
8	136.81	140.33	2.51	137.28	136.91	0.27	136.94	135.95	0.73	68.64	68.02	0.91	33.99	33.95	0.12	137.93	137.31	0.45	68.31	67.90	0.60
9	139.21	144.85	3.89	139.27	136.72	1.87	138.80	135.68	2.30	69.30	67.86	2.13	34.15	33.87	0.63	139.44	138.02	1.03	68.72	67.74	1.44
10	139.04	144.86	4.02	139.27	136.91	1.73	138.29	135.95	1.72	68.81	68.02	1.16	34.03	33.95	0.24	138.60	137.51	0.79	68.46	67.90	0.85
11	140.24	144.85	3.19	139.93	136.79	2.29	138.97	135.78	2.35	69.06	69.92	1.68	34.15	33.90	0.74	139.27	137.43	1.34	68.72	67.80	1.35
12	140.07	140.00	0.05	139.93	136.49	2.52	139.14	135.34	2.81	69.39	67.66	2.55	34.24	33.77	1.39	139.44	138.02	1.03	68.64	67.55	1.61
13	140.58	144.83	2.94	140.76	136.50	3.12	139.64	135.36	3.16	69.88	67.67	3.26	34.44	33.78	1.97	140.45	137.56	2.10	69.14	67.56	2.34
14	138.35	140.30	1.39	139.27	136.87	1.75	138.14	135.90	2.39	69.55	67.99	2.30	34.32	33.93	1.14	139.94	138.10	1.33	69.06	67.87	1.75
15	138.53	140.35	1.30	139.44	136.94	1.82	139.31	136.00	2.44	69.88	68.05	2.70	34.32	33.96	1.05	140.11	138.30	1.31	69.22	67.93	1.90
16	138.35	140.57	1.58	138.94	137.22	1.25	138.63	136.40	1.64	69.63	68.28	1.98	34.20	34.08	0.35	139.44	139.60	0.11	68.81	68.16	0.95
17	139.00	140.51	1.07	138.94	137.15	1.31	139.14	136.29	2.09	69.63	68.22	2.07	34.24	34.05	0.56	139.44	138.12	0.96	68.72	68.10	0.91
18	138.18	141.82	2.57	137.61	137.97	0.26	137.45	136.34	0.81	69.30	70.92	2.28	34.90	35.52	1.74	134.10	133.74	0.27	69.47	71.39	2.69
19	137.67	141.25	2.53	137.28	137.26	0.01	138.63	135.42	2.37	68.30	70.36	1.51	34.86	35.24	1.08	134.10	132.67	1.08	69.06	70.81	2.47
20	138.18	141.83	2.57	137.61	137.98	0.27	138.97	136.35	1.92	69.55	70.92	1.93	34.98	35.52	1.52	135.90	133.75	1.81	69.30	71.40	2.94
21	138.87	141.50	1.86	138.44	136.18	1.66	138.80	134.79	2.98	68.81	70.00	1.70	34.90	35.06	0.45	134.20	131.98	1.68	69.30	70.43	1.61
22	137.84	141.37	2.50	137.94	137.41	0.38	138.46	135.61	2.10	68.64	70.48	2.61	34.24	35.30	3.00	134.30	132.90	1.05	69.55	70.93	1.95
23	138.18	138.14	0.03	138.61	136.18	1.78	139.64	135.63	2.96	69.22	69.76	0.77	34.36	35.19	2.36	138.30	137.07	0.90	69.14	69.17	0.04
24	137.84	138.72	0.64	138.61	136.89	1.26	139.81	135.56	2.38	69.63	70.28	0.93	34.61	35.46	2.38	138.50	138.16	0.29	69.63	69.70	0.09

Zona Ibarra

HORA	Salitral 138 kV			Sta. Elena 138 kV			Sta. Elena 69 kV			Posorja 138 kV		
	Real	DigSILENT	Error	Real	DigSILENT	Error	Real	DigSILENT	Error	Real	DigSILENT	Error
1	135.10	138.66	2.57	133.00	137.22	3.07	69.30	69.46	0.23	135.00	134.43	0.43
2	135.60	138.65	2.20	134.10	137.21	2.27	69.63	69.46	0.24	135.60	134.42	0.88
3	135.00	138.61	2.60	134.80	137.16	1.72	70.05	69.43	0.89	133.64	134.36	0.54
4	135.50	138.65	2.27	135.30	137.21	1.39	70.05	69.46	0.85	133.97	134.41	0.33
5	135.96	138.63	1.93	135.40	137.18	1.30	69.47	69.44	0.04	134.96	134.39	0.42
6	134.60	138.66	2.93	136.60	137.22	0.45	68.56	69.46	1.30	132.98	134.43	1.08
7	135.50	138.76	2.35	136.50	137.35	0.62	69.63	69.53	0.14	134.63	134.55	0.06
8	134.47	137.51	2.21	133.60	134.38	0.58	69.14	70.07	1.32	132.98	133.43	0.34
9	134.30	137.47	2.31	133.64	134.32	0.51	68.72	70.04	1.88	134.50	135.23	0.54
10	133.97	137.51	2.58	132.65	134.38	1.28	68.31	70.07	2.51	132.65	134.01	1.01
11	133.80	137.49	2.68	132.31	134.34	1.51	68.31	70.05	2.48	133.64	133.62	0.01
12	134.47	137.43	2.15	132.98	134.26	0.95	68.64	70.00	1.95	135.96	133.96	2.86
13	134.14	137.43	2.39	132.31	134.26	1.45	68.23	70.00	2.53	135.30	139.96	3.33
14	133.80	137.50	2.69	132.48	134.37	1.40	68.39	70.06	2.39	135.13	140.05	3.52
15	134.30	137.52	2.34	132.48	134.39	1.42	68.56	70.07	2.16	135.63	140.07	3.17
16	134.47	137.57	2.25	133.31	134.46	0.86	68.81	70.11	1.86	136.62	140.14	2.51

HORA	Portoviejo 138 kV			Quevedo 138 kV			Quevedo 69			Portoviejo 69			Chone 138 kV			Chone 69 kV		
	Real	DigSILENT	Error	Real	DigSILENT	Error	Real	DigSILENT	Error	Real	DigSILENT	Error	Real	DigSILENT	Error	Real	DigSILENT	Error
1	135.69	138.06	1.72	137.78	142.49	3.31	68.14	68.66	0.75	69.11	67.77	1.98	136.29	140.15	2.75	69.06	68.89	0.25
2	136.16	138.06	1.37	137.78	142.49	3.30	68.14	68.65	0.75	69.19	67.77	2.10	136.95	140.14	2.28	68.89	68.89	0.01
3	136.64	138.02	1.00	138.28	142.42	2.91	68.31	68.62	0.45	69.59	67.75	2.72	137.28	140.11	2.02	69.47	68.87	0.87
4	136.96	138.05	0.79	138.28	142.48	2.95	68.39	68.65	0.37	69.83	67.77	3.05	137.78	140.14	1.68	69.22	68.88	0.49
5	137.59	138.04	0.32	138.61	142.45	2.69	68.55	68.63	0.11	69.19	67.76	2.12	137.78	140.12	1.67	69.30	68.86	0.62
6	136.96	138.06	0.80	137.45	142.48	3.54	67.98	68.66	0.98	68.96	67.77	1.76	137.12	140.15	2.16	68.97	68.89	0.12
7	139.02	138.15	0.63	138.11	142.65	3.18	68.39	68.73	0.50	70.07	67.82	3.32	138.77	140.23	1.04	70.05	68.93	1.63
8	138.23	137.95	0.20	137.28	143.24	4.16	67.90	69.26	1.97	69.43	70.00	0.81	138.11	141.21	2.20	69.63	68.92	1.03
9	139.34	137.91	1.04	139.27	143.16	2.72	68.81	69.23	0.60	69.83	69.97	0.20	140.10	141.17	0.76	70.46	68.90	2.27
10	137.91	137.95	0.03	138.94	143.24	3.00	68.64	69.26	0.90	69.03	70.00	1.38	139.44	141.21	1.25	70.05	68.92	1.64
11	137.28	137.82	0.47	138.94	143.19	2.97	68.64	69.24	0.87	68.48	69.98	2.15	139.10	141.19	1.48	69.80	68.91	1.30
12	136.48	137.85	0.99	138.94	143.07	2.88	68.64	69.18	0.78	68.32	69.94	2.32	138.77	141.12	1.67	69.55	68.87	0.98
13	136.64	137.85	0.88	139.27	143.07	2.66	68.81	69.18	0.54	68.32	69.94	2.32	139.10	141.13	1.43	69.72	68.88	1.23
14	137.12	137.94	0.60	138.94	143.22	2.99	68.64	69.26	0.89	68.64	69.99	1.93	138.94	141.21	1.60	69.72	68.92	1.17
15	136.96	137.96	0.72	139.10	143.25	2.90	68.64	69.27	0.91	68.40	70.00	2.29	138.94	141.22	1.61	69.55	68.92	0.91
16	137.12	138.03	0.66	139.10	143.36	2.97	68.81	69.33	0.74	68.56	70.04	2.11	138.94	141.28	1.66	69.80	68.95	1.23
17	138.07	138.01	0.04	139.27	143.33	2.83	68.72	69.31	0.85	69.11	70.03	1.31	139.10	141.26	1.53	69.72	68.95	1.12
18	137.59	132.47	3.86	138.94	143.51	3.18	68.48	69.28	1.16	68.80	69.96	1.66	138.61	137.64	0.70	69.39	69.63	0.35
19	132.51	132.28	0.17	139.93	143.23	2.30	68.97	69.15	0.25	68.48	69.85	1.96	135.96	137.48	1.11	67.98	69.55	2.25
20	133.15	132.47	0.51	139.93	143.51	2.49	69.06	69.28	0.32	68.80	69.96	1.66	136.45	137.64	0.87	68.72	69.63	1.31
21	135.05	132.17	2.18	140.59	143.06	1.73	69.39	69.06	0.47	69.83	69.79	0.06	137.78	137.39	0.29	69.47	69.49	0.03
22	136.64	132.32	3.26	139.93	143.29	2.34	69.14	69.18	0.05	69.91	69.88	0.05	138.77	137.52	0.91	69.63	69.56	0.10
23	138.55	138.00	0.40	140.93	142.38	1.02	69.63	68.60	1.50	70.07	67.74	3.45	140.26	140.09	0.12	69.47	68.86	0.89
24	136.80	138.16	0.98	139.10	142.66	2.49	68.97	68.65	0.46	69.43	67.82	2.38	137.78	140.23	1.75	68.39	68.93	0.79

Zona Portoviejo

HORA	MILAGRO 138			MILAGRO 69			MACHALA 138			MACHALA 69		
	Real	DigSILENT	Error	Real	DigSILENT	Error	Real	DigSILENT	Error	Real	DigSILENT	Error
1	135.79	139.00	2.31	69.14	70.06	1.31	135.38	139.69	3.08	67.94	69.73	2.57
2	136.12	138.99	2.07	69.06	70.06	1.42	136.21	139.69	2.49	68.35	69.73	1.98
3	137.61	138.96	0.97	69.55	70.03	0.69	137.70	139.67	1.41	68.97	69.72	1.08
4	138.11	138.99	0.63	69.72	70.05	0.48	138.44	139.68	0.89	69.43	69.73	0.43
5	138.77	138.97	0.15	69.97	70.04	0.10	139.10	139.68	0.41	69.80	69.73	0.10
6	136.62	139.00	1.71	68.48	70.06	2.25	136.87	139.69	2.02	68.81	69.73	1.32
7	138.28	139.07	0.57	69.30	70.12	1.16	138.77	139.72	0.68	69.68	69.75	0.10
8	137.45	137.93	0.35	69.06	70.42	1.93	137.37	140.03	1.90	68.97	70.31	1.91
9	137.12	137.90	0.56	69.14	70.30	1.65	138.44	140.01	1.12	69.35	70.30	1.36
10	134.30	137.93	2.63	69.30	70.31	1.44	137.12	140.03	2.08	68.43	70.31	2.67
11	133.64	137.91	3.09	69.14	70.40	1.80	136.45	140.02	2.55	68.10	70.31	3.14
12	134.30	137.86	2.58	69.30	70.30	1.42	136.70	140.00	2.36	68.19	70.30	2.99
13	133.97	137.86	2.82	69.22	70.37	1.64	136.87	140.00	2.24	68.43	70.30	2.65
14	133.64	137.92	3.10	69.22	70.41	1.69	136.87	140.03	2.25	68.39	70.31	2.73
15	133.97	137.93	2.87	69.30	70.42	1.59	136.87	140.03	2.26	68.43	70.31	2.68
16	134.47	137.98	2.54	69.39	70.45	1.50	137.03	140.05	2.15	68.56	70.32	2.50
17	136.79	137.97	0.85	69.14	70.44	1.85	136.70	140.04	2.39	68.23	70.32	2.97
18	135.79	135.82	0.03	68.81	69.99	1.69	135.63	136.82	0.87	67.77	68.50	1.07
19	135.13	135.69	0.41	69.72	69.91	0.27	138.03	136.76	0.93	68.60	68.47	0.19
20	135.30	135.83	0.39	69.63	69.99	0.52	138.86	136.82	1.49	69.06	68.50	0.82
21	134.96	135.62	0.49	69.55	69.86	0.45	137.86	136.74	0.82	68.68	68.46	0.32
22	133.14	135.72	1.90	68.64	69.93	1.84	135.54	136.78	0.90	68.02	68.48	0.67
23	135.63	138.94	2.38	69.39	70.02	0.90	136.04	139.66	2.59	67.94	69.72	2.55
24	134.63	139.08	3.20	69.72	70.12	0.57	137.40	139.72	1.66	66.32	69.75	4.92

Zona Milagro

HORA	Sta. Rosa 138 kV			Sto. Domg. 138 kV			Esmeraldas 138 kV			Agoyán 138 kV		
	Real	DlgSILENT	Error	Real	DlgSILENT	Error	Real	DlgSILENT	Error	Real	DlgSILENT	Error
1	134.96	137.99	2.20	140.43	141.63	0.85	140.20	143.14	2.06	140.17	141.28	0.79
2	134.80	137.97	2.30	140.59	141.61	0.72	140.40	143.14	1.91	140.63	141.28	0.46
3	135.30	137.76	1.79	141.09	141.48	0.28	140.40	143.10	1.89	141.07	141.23	0.11
4	135.63	137.94	1.68	141.09	141.60	0.36	140.80	143.13	1.63	141.97	141.27	0.49
5	135.63	137.86	1.62	141.26	141.54	0.20	140.60	143.12	1.76	141.75	141.25	0.35
6	134.14	138.00	2.79	139.77	141.63	1.31	140.20	143.14	2.06	139.27	141.28	1.43
7	134.14	138.48	3.13	140.59	141.93	0.95	140.40	143.22	1.97	140.17	141.40	0.87
8	133.14	137.80	3.38	138.28	143.20	3.43	140.20	144.03	2.66	138.60	144.74	4.24
9	135.13	137.55	1.76	140.10	143.04	2.06	140.60	143.99	2.35	140.17	144.69	3.13
10	134.63	137.80	2.30	139.44	143.20	2.62	140.40	144.03	2.52	140.17	144.74	3.16
11	135.63	137.65	1.46	139.77	143.10	2.33	140.60	144.00	2.36	140.63	144.71	2.82
12	135.63	137.24	1.17	140.10	142.85	1.93	140.60	143.94	2.32	140.85	144.64	2.62
13	136.29	137.25	0.70	140.59	142.86	1.59	140.80	143.94	2.18	141.52	144.64	2.16
14	135.30	137.75	1.78	139.60	143.17	2.49	140.60	144.02	2.37	140.17	144.73	3.15
15	135.30	137.84	1.85	139.77	143.22	2.41	140.60	144.03	2.38	140.63	144.75	2.85
16	134.96	138.22	2.36	139.93	143.45	2.45	140.60	144.09	2.42	140.17	144.82	3.21
17	135.30	138.12	2.04	139.93	143.39	2.41	140.80	144.08	2.28	141.75	144.80	2.11
18	133.97	138.31	3.14	139.10	141.16	1.46	140.40	143.17	1.93	141.97	145.25	2.26
19	135.46	137.46	1.45	139.77	140.62	0.61	139.60	143.03	2.39	141.97	145.04	2.12
20	135.63	138.32	1.95	139.77	141.17	0.99	139.40	143.17	2.63	141.75	145.25	2.41
21	135.13	136.88	1.28	139.77	140.27	0.36	139.60	142.93	2.33	141.97	144.35	1.65
22	134.96	137.64	1.95	139.60	140.74	0.81	139.60	143.06	2.42	141.30	145.08	2.61
23	135.79	137.64	1.34	140.93	141.40	0.33	140.00	143.08	2.16	141.30	141.20	0.07
24	135.96	138.51	1.84	141.09	141.95	0.61	139.80	143.23	2.39	140.17	141.41	0.87

Zona Santa Rosa

HORA	Pomasqui 230 kV			Pomasqui 138 kV			2 Cerritos 230 kV			2 Cerritos 69 kV		
	Real	DlgSILENT	Error	Real	DlgSILENT	Error	Real	DlgSILENT	Error	Real	DlgSILENT	Error
1	228.70	227.76	0.41	137.90	136.74	0.85	221.21	224.62	1.52	69.51	69.81	0.43
2	228.40	227.72	0.30	137.80	136.71	0.80	221.08	224.61	1.57	69.55	69.81	0.37
3	229.50	227.30	0.97	138.50	136.48	1.48	222.32	224.53	0.98	69.85	69.78	0.10
4	229.80	227.67	0.94	138.60	136.68	1.40	223.28	224.60	0.59	70.22	69.80	0.60
5	228.60	227.49	0.49	137.90	136.59	0.96	224.53	224.57	0.02	68.88	69.79	1.30
6	227.60	227.77	0.08	137.40	136.74	0.48	220.25	224.62	1.95	67.62	69.81	3.13
7	228.10	228.74	0.28	137.50	137.28	0.16	222.73	224.82	0.93	69.26	69.87	0.87
8	228.70	226.96	0.77	138.20	136.43	1.30	221.90	223.18	0.57	69.01	69.16	0.21
9	228.00	226.43	0.69	137.60	136.14	1.07	222.87	223.10	0.10	69.09	69.13	0.06
10	225.90	226.96	0.47	136.10	136.43	0.24	222.73	223.18	0.20	68.92	69.16	0.34
11	224.50	226.64	0.94	135.10	136.25	0.85	222.32	223.13	0.36	68.75	69.14	0.57
12	225.30	225.78	0.21	135.50	135.79	0.21	223.01	223.01	0.00	68.96	69.10	0.21
13	227.10	225.81	0.57	137.10	135.80	0.95	222.59	223.02	0.19	68.88	69.11	0.33
14	226.40	226.86	0.20	136.60	136.38	0.16	222.32	223.17	0.38	68.75	69.15	0.58
15	225.80	227.05	0.55	136.00	136.48	0.35	222.87	223.19	0.14	68.92	69.16	0.35
16	227.60	227.84	0.10	137.10	136.91	0.14	223.28	223.30	0.01	69.09	69.20	0.16
17	228.90	227.63	0.56	138.40	136.79	1.17	222.46	223.27	0.36	68.96	69.19	0.33
18	226.80	227.42	0.27	137.00	136.48	0.38	221.08	222.06	0.44	68.42	68.78	0.52
19	225.10	225.72	0.28	135.40	135.51	0.08	223.84	221.74	0.95	69.17	68.68	0.72
20	224.80	227.44	1.16	135.40	136.49	0.80	223.84	222.06	0.80	69.13	68.78	0.51
21	229.20	224.51	2.09	138.20	134.88	2.46	223.42	221.58	0.83	68.96	68.63	0.49
22	226.40	226.08	0.14	136.80	135.72	0.80	219.83	221.81	0.89	67.96	68.70	1.07
23	228.50	227.05	0.64	137.70	136.34	1.00	221.35	224.48	1.39	68.59	69.76	1.68
24	230.90	228.81	0.92	139.20	137.32	1.37	222.46	224.83	1.05	69.01	69.88	1.24

Zona Pomasqui – Dos Cerritos

ANEXO VI

DATOS DE PROTECCIONES PRIMARIAS Y SECUNDARIAS DE L/T 230 y 138 kV

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN 230 KV

(1) PROTECCIÓN PRIMARIA

LINEA	S/E	RTC	K (%)	RELÉ DE DISTANCIA		AJUSTE FASE-FASE			AJUSTE FASE-TIERRA		
						ZONA 1	ZONA2	ZONA3	ZONA 1	ZONA2	ZONA3
						(ohmios)	(ohmios)	(ohmios)	(ohmios)	(ohmios)	(ohmios)
POMASQUI JAMONDO 212,2 km	POMASQUI (2)	300	53.26	ALSTOM	Cuadrilateral	10,89+13,4	10,89+18,91 (300)	10,89+18,91 (1000)	10,89+13,4	10,89+18,91 (300)	10,89+18,91 (1000)
STA. ROSA - POMASQUI 45,91 km	ROSA POMASQUI	300 300	55.67	ALSTOM	Cuadrilateral	10,89+2,92	10,89+5,26 (300)	10,89+19,12 (1000)	10,89+2,92	10,89+5,26 (300)	10,89+19,12 (1000)
STA ROSA - STO DOMINGO 77,7 km	STO DOMINGO STA ROSA	160 160	74.00	GEC	MHO	4,75/75°	---	---	4,62/75°	---	---
STO DOMINGO - QUEVEDO 104 km	STO DOMINGO QUEVEDO	160 160	78.80	EPAC 3000	Cuadrilateral	1,35+2,70	3,50+7,00 (300)	4,07+8,14 (800)	1,35+2,70	3,50+7,00 (300)	4,07+8,14 (800)
QUEVEDO - PASCUALES 145,25 km	PASCUALES QUEVEDO	160 160	78.85	GEC	MHO	7,22/75°	---	---	7,35/75°	---	---
PASCUALES - TRINITARIA 28,28 km	PASCUALES TRINITARIA	160 160	78.75	MITSUBISHI	Cuadrilateral	2,2+4,43	3,32+5,72 (300)	3,87+7,75 (800)	2,2+4,43	3,32+5,72 (300)	3,87+7,75 (800)
PASCUALES - DOS CERRITOS 9,9 km	PASCUALES DOS CERRITOS	160 160	78.98	EPAC 3000	Cuadrilateral	0,15+0,32	6,00+1,19 (300)	6,00+2,41 (800)	0,15+0,32	6,00+1,19 (300)	6,00+2,41 (800)
MILAGRO - DOS CERRITOS 42,8 km	MILAGRO DOS CERRITOS	240 160	78.81	GEC	MHO	3,55/60°	---	---	3,55/60°	---	---
MILAGRO - PASCUALES 52,7 km	MILAGRO PASCUALES	240 160	78.80	GEC	MHO	4,33/60°	---	---	4,33/60°	---	---
MOLINO - MILAGRO 135,74 km	MOLINO MILAGRO	240 240	75.31	EPAC 3000	Cuadrilateral	0,81+1,61	1,51+3,01 (300)	2,29+4,58 (800)	0,81+1,61	1,51+3,01 (300)	2,29+4,58 (800)
MOLINO - PASCUALES 188,43 km	PASCUALES MOLINO	160 240	76.66	MITSUBISHI	Cuadrilateral	14,59/60°	---	---	14,59/60°	---	---
MOLINO - RIOBAMBA 157,3 km	MOLINO RIOBAMBA	240 120	74.09	GENERAL ELECTRIC	MHO	3,33+6,66	4,99+9,97 (350)	6,24+12,48 (750)	3,33+6,66	4,99+9,97 (350)	6,24+12,48 (750)
TOTORAS - MOLINO 200,2 km	TOTORAS MOLINO	120 240	74.12	EPAC 3000	Cuadrilateral	3,00+6,00	3,00+10,00 (300)	3,00+14,00 (800)	3,00+6,00	3,00+10,00 (300)	3,00+14,00 (800)
TOTORAS - RIOBAMBA 42,88 km	RIOBAMBA TOTORAS	120 120	74.26	GENERAL ELECTRIC	MHO	12,00/83°	12,00/83° (300)	13,33/83° (800)	12,00/83°	12,00/83° (300)	13,33/83° (800)
STA ROSA - TOTORAS 110,09 km	TOTORAS STA ROSA	120 160	74.10	GEC	MHO	8,11/60°	---	---	9,38/85°	---	---

(1) Los datos para todos los relés corresponden a impedancia en ohmios secundarios.
(2) Jamondino no es responsabilidad de TRANSELECTRIC.

NOTA: la RTP para todos los casos es de 2000/1.

NOMENCLATURA: ohmios/grados (tiempo de operación en milisegundos)
R+X) ohmios (tiempo de operación en milisegundos)

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN 230 KV

(1) PROTECCIÓN SECUNDARIA

LINEA	S/E	RTC	K (%)	RELÉ DE DISTANCIA		AJUSTE FASE-FASE			AJUSTE FASE-TIERRA		
						ZONA 1	ZONA2	ZONA3	ZONA 1	ZONA2	ZONA3
						(ohmios)	(ohmios)	(ohmios)	(ohmios)	(ohmios)	(ohmios)
POMASQUI JAMONDO 212,2 km	POMASQUI (2)	300	53.26	ALSTOM	Cuadrilateral	10,89+13,40	10,89+18,91 (300)	10,89+18,91 (1000)	10,89+13,40	10,89+18,91 (300)	10,89+18,91 (1000)
STA. ROSA - POMASQUI 45,91 km	ROSA POMASQUI	300 300	55.67	ALSTOM	Cuadrilateral	10,89+2,92	10,89+5,17 (300)	10,89+12,49 (1000)	10,89+2,92	10,89+5,17 (300)	10,89+12,49 (1000)
STA ROSA - STO DOMINGO 77,7 km	STO DOMINGO STA ROSA	160 160	74.00	MM3T GEC	MHO	2,56/75°	3,66/75° (300)	5,73/75° (800)	2,54/75°	3,66/75° (300)	5,73/75° (800)
STO DOMINGO - QUEVEDO 104 km	STO DOMINGO QUEVEDO	160 160	78.80	MM3T GEC	MHO	2,95/75°	5,09/75° (300)	8,04/75° (800)	2,89/75°	4,69/75° (300)	10,72/75° (800)
QUEVEDO - PASCUALES 145,25 km	PASCUALES QUEVEDO	160 160	78.85	MM3T GEC	MHO	3,61/75°	7,54/75° (300)	9,84/75° (800)	3,54/75°	5,41/75° (300)	9,84/75° (800)
PASCUALES - TRINITARIA 28,28 km	PASCUALES TRINITARIA	160 160	78.75	MM3T GEC	MHO	3,41/75°	6,72/75° (400)	9,84/75° (1000)	3,41/75°	5,58/75° (400)	9,84/75° (1000)
PASCUALES - DOS CERRITOS 9,9 km	PASCUALES DOS CERRITOS	160 160	78.98	MM3T GEC	MHO	4,59/60°	8,20/60° (300)	10,25/60° (800)	4,92/60°	7,67/60° (300)	11,28/60° (800)
MILAGRO - DOS CERRITOS 42,8 km	MILAGRO DOS CERRITOS	240 160	78.81	MM3T GEC	MHO	4,28/75°	6,00/75° (400)	11,12/75° (1000)	4,12/75°	6,00/75° (400)	10,80/75° (1000)
MILAGRO - PASCUALES 52,7 km	MILAGRO PASCUALES	240 160	78.80	MM3T GEC	MHO	6,00+0,90	6,00+1,60 (300)	6,00+1,50 (600)	6,00+0,90	6,00+1,60 (300)	6,00+1,50 (600)
MOLINO - MILAGRO 135,74 km	MOLINO MILAGRO	240 240	75.31	MM3T GEC	MHO	6,00+1,35	6,00+3,60 (300)	6,00+9,50 (800)	6,00+1,35	6,00+3,60 (300)	6,00+9,50 (800)
MOLINO - PASCUALES 188,43 km	PASCUALES MOLINO	160 240	76.66	MM3T GEC	MHO	0,34/75°	1,22/75° (300)	2,29/75° (800)	0,34/75°	1,22/75° (300)	2,29/75° (800)
MOLINO - RIOBAMBA 157,3 km	MOLINO RIOBAMBA	240 120	74.09	GENERAL ELECTRIC	MHO	0,00+0,32	6,00+0,91 (300)	6,00+1,90 (800)	0,00+0,32	6,00+0,91 (300)	6,00+1,90 (800)
TOTORAS - MOLINO 200,2 km	TOTORAS MOLINO	120 240	74.12	MM3T GEC	MHO	2,01/60°	4,46/60° (300)	6,79/60° (800)	2,02/60°	3,00/60° (300)	6,37/60° (800)
TOTORAS - RIOBAMBA 42,88 km	RIOBAMBA TOTORAS	120 120	74.26	MM3T GEC	MHO	2,01/60°	4,46/60° (300)	6,79/60° (800)	2,02/60°	3,75/60° (300)	6,37/60° (800)
STA ROSA - TOTORAS 110,09 km	TOTORAS STA ROSA	120 160	74.10	MM3T GEC	MHO	1,97/75°	3,35/75° (300)	4,69/75° (800)	1,37/75°	2,35/75° (300)	3,62/75° (800)

(1) Los datos para todos los relés corresponden a impedancia en ohmios secundarios.
(2) Jamondino no es responsabilidad de TRANSELECTRIC.

NOTA: la RTP para todos los casos es de 2000/1

NOMENCLATURA: ohmios/grados (tiempo de operación en milisegundos)
R+X) ohmios (tiempo de operación en milisegundos)

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN 138 KV

120

(1) PROTECCIÓN PRIMARIA

LINEA	S/E	RTC	K	RELÉ DE DISTANCIA		AJUSTE FASE-FASE			AJUSTE FASE-TIERRA			ABB REL512				
						ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3			Prot. 67P - 67N	
						(%)	Modelo	Característica	(ohmios)	(ohmios)	(ohmios)	(ohmios)	(ohmios)	(ohmios)	(ohmios)	(A)
STO DOMINGO - ESMERALDAS	DOMINGO	160	73.91	EPAC3000	Cuadrilateral	7,54+9,69	7,54+15,08 (300)	10,77+21,54 (1000)	7,54+9,69	7,54+15,08 (300)	10,77+21,54 (1000)	---	---			
158,8 Km	ESMERALDAS	120	---	GEC	MHO	11,96/75	---	---	11,96/75	---	---	---	---			
QUEVEDO - DAULE	QUEVEDO	100	73.91	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---			
43,2 Km	---	---	---	MITSUBISHI	MHO	2,91/75	---	---	2,91/75	---	---	---	---			
DAULE - CHONE	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---			
63,75 Km	CHONE	120	---	MITSUBISHI	Cuadrilateral	3,00+2,80	0,40+3,85	3,00+3,85	3,00+2,80	0,40+3,85	3,00+3,85	---	---			
SEVERINO - CHONE	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---			
---	CHONE	120	---	MITSUBISHI	Cuadrilateral	3,00+1,25	0,40+1,70	3,00+1,70	3,00+1,25	0,40+1,70	3,00+1,70	---	---			
INTERCONEXION	TULCAN	240	234.11	(3) ABB REL512	MHO	1,20/75	---	---	1,20/75	---	---	8,00	8,00			
15,8 Km	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---			
IBARRA - TULCAN	IBARRA	80	78.02	GENERAL ELECTRIC	MHO	3,00/85	---	---	3,00/85	---	---	---	---			
74,48 Km	TULCAN	120	---	GENERAL ELECTRIC	MHO	6,00/85	---	---	6,00/85	---	---	---	---			
DAULE - PORTOVIEJO	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---			
91,2 Km	PORTOVIEJO	120	73.90	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---			
---	---	---	---	GEC	MHO	7,20/80	---	---	7,20/80	---	---	---	---			
PASCUALES - POLICENTRO	PASCUALES	240	76.15	GENERAL ELECTRIC	MHO	2,83/80	---	---	2,83/80	---	---	---	---			
15,1 Km	POLICENTRO	160	---	GEC	MHO	0,76	1,44/(250)	1,51/(600)	0,76	1,44/(250)	1,51/(600)	---	---			
PASCUALES - SALITRAL	PASCUALES	240	76.07	GEC	MHO	3,08/75	---	---	3,08/75	---	---	---	---			
17,4 Km	SALITRAL	160	---	MITSUBISHI	MHO	3,00/75	---	---	3,00/75	---	---	---	---			
PASCUALES - ELECTROQUIL	PASCUALES	240	73.90	WESTINHOUSE	MHO	14,82/75	---	---	12,22/75	40,07/75	---	---	---			
38,03 Km	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---			
PASCUALES - STA ELENA	PASCUALES	240	77.18	MITSUBISHI	MHO	12,75/75	---	---	11,84/75	---	---	---	---			
105,48 Km	STA ELENA	240	---	MITSUBISHI	MHO	3,00/75	---	---	3,00/75	---	---	---	---			
MILAGRO - IDELFONSO	MILAGRO	120	73.96	ABB REL316	Cuadrilateral	1,99+4,48	2,68+8,72 (400)	3,23+8,40 (800)	3,19+4,48	3,90+8,72 (400)	4,46+8,40 (800)	---	---			
112,7 Km	IDELFONSO	400	---	ABB REL316	Cuadrilateral	6,46+14,77	9,77+22,16 (400)	10,67+27,69 (800)	10,50+14,77	13,81+22,16 (400)	14,71+27,69 (800)	---	---			
IDELFONSO - MACHALA	IDELFONSO	400	73.91	ABB REL316	Cuadrilateral	2,54+2,75	3,02+4,17 (400)	3,32+5,16 (800)	6,58+2,75	7,06+4,17 (400)	7,36+5,16 (800)	---	---			
21 Km	MACHALA	120	---	ABB REL316	Cuadrilateral	0,77+0,84	0,96+1,25 (400)	1,01+1,57 (800)	2,00+0,84	2,19+1,25 (400)	2,24+1,57 (800)	---	---			
IDELFONSO - MPP	IDELFONSO	400	---	ABB REL316	Cuadrilateral	1,87+1,54	2,02+2,32 (400)	2,06+2,89 (800)	4,62+1,54	5,32+2,32 (400)	5,36+2,89 (800)	---	---			
MOLINO - CUENCA	MOLINO	300	73.15	MITSUBISHI	MHO	13,65/75	---	---	13,73/75	---	---	---	---			
67,08 Km	CUENCA	100	---	MITSUBISHI	MHO	6,82/75	---	---	4,63/75	---	---	---	---			
TOTORAS - AGOYAN	TOTORAS	240	78.04	GEC	MHO	3,04/60	---	---	3,03/60	---	---	---	---			
33 Km	AGOYAN	120	---	GEC	MHO	7,06/75	---	---	7,25/75	---	---	---	---			

(1) Los datos para todos los relés corresponden a impedancia en ohmios secundarios.

(2) Estas posiciones no son responsabilidad de TRANSELECTRIC

(3) Tiene otras funciones a mas de la de distancia.

NOTA: la RPT es 1200/1 en todos los casos a excepción de la S/E Esmeraldas cuya relación es 1150/1

NOMENCLATURA: ohmios/grados (tiempo de operación en milisegundos)

R+X ohmios (tiempo de operación en milisegundos)

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN 138 KV

(1) PROTECCIÓN SECUNDARIA

LINEA	S/E	RTC	K	RELÉ DE DISTANCIA		AJUSTE FASE-FASE			AJUSTE FASE-TIERRA			PROTECCION SOBRECORRIENTE			PROTECCION DE FASE			PROTECCION DE TIERRA					
						ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3			TAP			DIAL			INST		
						(%)	Modelo	Característica	(ohmios)	(ohmios)	(ohmios)	(ohmios)	(ohmios)	(ohmios)	(ohmios)	(ohmios)	(ohmios)	(ohmios)	(ohmios)	(ohmios)	(ohmios)	(ohmios)	(ohmios)
INTERCONEXION	TULCAN	240	234.11	(4) ABB REL512	MHO	0,68	1,00 (250)	1,29 (600)	0,68	1,00 (250)	1,29 (600)	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---		
15,8 Km	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---		
STA. ROSA - VICENTINA	STA ROSA	80	78.14	GENERAL ELECTRIC	MHO	1,06/75	4,47/75 (500)	---	1,13/75	4,59/75 (500)	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---		
18,5 Km	VICENTINA	80	---	GENERAL ELECTRIC	MHO	0,61/90	0,85/90 (300)	3,03/60 (800)	0,61/90	0,85/90 (300)	3,03/60 (800)	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
VICENTINA - IBARRA	VICENTINA	80	75.29	GENERAL ELECTRIC	MHO	2,27/60	3,41/60 (300)	5,00/75 (800)	2,33/90	3,51/90 (300)	4,76/60 (800)	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
80 Km	IBARRA	120	---	GENERAL ELECTRIC	MHO	3,67/60	6,00/60 (300)	10,00/75 (800)	3,51/90	5,00/90 (300)	10,00/60 (800)	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
IBARRA - TULCAN	IBARRA	120	78.15	GENERAL ELECTRIC	MHO	3,61/60	5,00/60 (300)	---	3,61/75	5,42/75 (300)	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
74,48 Km	TULCAN	120	---	GENERAL ELECTRIC	MHO	3,17/60	6,52/60 (300)	---	3,19/75	6,25/75 (300)	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
GUANGUPOLO - VICENTINA	GUANGUPOLO	80	78.02	GENERAL ELECTRIC	MHO	0,31/90	0,41/90 (300)	2,70/80 (1200)	3,07/80	4,45 (300)	6,06/60 (1200)	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
7 Km	VICENTINA	80	---	GENERAL ELECTRIC	MHO	0,29/90	0,40/90 (300)	1,00/60 (800)	0,22/90	0,40/90 (300)	1,00/60 (800)	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
MULALO - VICENTINA	MULALO	80	78.14	GENERAL ELECTRIC	MHO	2,21/60	3,33/60 (300)	4,00/75 (800)	2,13/90	3,33/90 (300)	4,00/60 (800)	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
74 Km	VICENTINA	80	---	GENERAL ELECTRIC	MHO	0,68/90	1,03/90 (300)	1,43/60 (800)	0,68/90	1,03/90 (300)	1,43/60 (800)	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
PUCARA - AMBATO	PUCARA	80	78.22	GENERAL ELECTRIC	MHO	0,69/90	1,67/90 (300)	2,38/60 (800)	0,79/90	1,52/90 (300)	2,00/60 (800)	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
27,74 Km	AMBATO	80	---	GENERAL ELECTRIC	MHO	1,00/90	2,00/90 (300)	3,00/75 (800)	0,63/90	2,00/90 (300)	2,53/60 (800)	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
PUCARA - MULALO	PUCARA	80	78.09	GENERAL ELECTRIC	MHO	1,00/90	2,00/90 (300)	3,00/75 (800)	0,63/90	2,00/90 (300)	2,53/60 (800)	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
35 Km	MULALO	80	---	GENERAL ELECTRIC	MHO	1,00/90	2,00/90 (300)	3,00/75 (800)	0,63/90	2,00/90 (300)	2,53/60 (800)	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
TOTORAS - AGOYAN	TOTORAS	120	78.04	GEC	MHO	1,38/60	2,41/60 (300)	3,55/60 (1000)	1,46/60	2,41/60 (300)	3,44/60 (1000)	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
33 Km	AGOYAN	240	---	GEC	MHO	2,81/75	4,62/75 (400)	---	2,73/75	5,30/75 (400)	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
TOTORAS - AMBATO	TOTORAS	120	76.22	(2) Sobrecorriente	---	---	---	---	---	---	---	5,00	0,30	13,00	2,00	0,50	25,00	---	---	---	---	---	
7 Km	AMBATO	120	---	(2) Sobrecorriente	---	---	---	---	---	---	---	5,00	0,50	7,00	2,50	0,50	35,00	---	---	---	---	---	
STO DOMINGO - ESMERALDAS	DOMINGO	160	73.91	GEC	MHO	8,56/75	13,60/75 (300)	22,40/75 (800)	8,56/75	13,60/75 (300)	22,40/75 (800)	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
158,8 Km	ESMERALDAS	120	---	GEC	MHO	7,02/75	10,20/75 (300)	1,46/75 (800)	7,15/75	12,53/75 (300)	16,27/75 (800)	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
DAULE - CHONE	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
---	CHONE	120	---	MITSUBISHI	Cuadrilateral	3,00+2,81	3,00+3,37 (300)	3,00+3,53 (600)	3,00+2,81	3,00+3,37 (300)	3,00+3,53 (600)	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
QUEVEDO - DAULE	QUEVEDO	100	73.91	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
43,2 Km	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
SEVERINO - CHONE	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
---	CHONE	120	---	MITSUBISHI	Cuadrilateral	3,00+1,27	3,00+1,73 (300)	3,00+1,73 (600)	3,00+1,27	3,00+1,73 (300)	3,00+1,73 (600)	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
DAULE - PORTOVIEJO	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
91,2 Km	PORTOVIEJO	120	73.90	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
---	---	---	---	GEC	MHO	4,68/60	6,32/60 (300)	7,67/60 (800)	5,39/60	7,00/60 (300)	8,76/60 (800)	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
PASCUALES - POLICENTRO	PASCUALES	240	76.15	GENERAL ELECTRIC	MHO	1,18/60	2,30/60 (300)	---	1,14/75	2,58/75 (300)	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
15,1 Km	POLICENTRO	160	---	GEC SHPM	MHO	0,76	1,15/(250)	1,87/(600)	0,76	1,15/(250)	1,87/(600)	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
PASCUALES - SALITRAL	PASCUALES	240	76.07	GEC	MHO	1																	