



Universidad de Cuenca

**UNIVERSIDAD DE CUENCA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE ELÉCTRICA**

**“INTEGRACIÓN CON CYMDIST DE LAS REDES DE MEDIA  
TENSIÓN Y SUBTRANSMISIÓN DEL SISTEMA DE LA  
CENTROSUR”**

Tesis Previa A La Obtención Del Título De  
**Ingeniero Eléctrico**

**AUTORES:**

RENE HOMERO CHUMBI QUITO  
TOBÍAS ISRAEL VERDUGO ROMERO

**DIRECTOR:**

Ing. Juan Hernando Ugalde Delgado

**TUTORES:**

Ing. Ramiro Fernando Ávila Campoverde  
Ing. Arturo Xavier Gutiérrez Álvarez

**CUENCA-ECUADOR  
2013**



## **RESUMEN**

El presente trabajo tiene un enfoque práctico e innovador de la explotación del software de simulación Cymdist, que persigue la integración de los sistemas de media tensión y subtransmisión de la E.E.R.C.S que actualmente se modelan en plataformas distintas como son Cymdist y DIgSILENT respectivamente.

El enfoque de Cymdist para modelar redes de distribución frente a DIgSILENT con un enfoque a nivel de control y operación de SEP, concluyen en ventajas como es principalmente: la modelación detallada de subestaciones y redes secundarias con la posibilidad de referenciarles geográficamente, la implementación de algoritmos como son el método de caída de tensión en la resolución de flujos de carga y la distribución de carga.

El gran potencial que ofrece Cymdist permitió que se modele los sistemas de media tensión y subtransmisión por separado, evaluando el sistema de forma tradicional, y a la hora de realizar la integración el sistema de subtransmisión creado se configuró de tal manera que la integración se realice en pocos segundos, con los alimentadores conectándose automáticamente a sus respectivas subestaciones.

Finalmente se presenta en una sola plataforma las redes de media tensión y subtransmisión, eliminando así los equivalentes de red que actualmente se tienen en el sistema de media tensión, este sistema integrado permitirá un análisis de: planificación, diseño y funcionamiento del sistema de la CENTROSUR, ayudando a la toma de decisiones rápidas y efectivas en la parte operativa de las redes eléctricas.

### **Palabras claves:**

Cymdist, DIgSILENT, Media Tensión, Subtransmisión, Pérdidas, Sistema Integrado, Redes Georeferenciadas, Equivalente de Red.



## **ABSTRACT**

This paper has an approach practical and innovative of the exploitation of software of simulation Cymdist, which follow the integration of the systems the half voltage and subtransmisión of E.E.R.C.S that currently the model in platforms different that are Cymdist and DIgSILENT respectively.

The approach of Cymdist to model networks of distribution front of DIgSILENT with an approach a level of control and operation of SEP, conclude in advantages that is the first: the model details of substations and networks seconds with the possibility of references geographically, the implementation of algorithms that are the method of voltage drop in the resolution of the power flow and the load distribution.

The great potential that gives Cymdist allowed is modeled half voltage systems and subtransmisión separately; evaluating the traditional system, system was configured so that the integration is performed in few seconds, with feeders automatically connecting to their respective substations.

Finally we present on a single platform the networks of half voltage and subtransmisión, deleting that the networks equivalent currently have in the half voltage system, this integrated system will allow analysis of: planning, design and operation of the system of the CENTROSUR, helping to take decisions quick and effectives in the part operational of the electrics networks.

## **KEYWORDS:**

Cymdist, DIgSILENT, Half Voltage, Subtransmission, Losses, Integrated, Georeferenced Networks, Network Equivalent



## ÍNDICE DE CONTENIDOS

<b>RESUMEN</b> .....	3
<b>ANTECEDENTES</b> .....	15
<b>ALCANCE</b> .....	15
<b>IMPORTANCIA Y JUSTIFICACIÓN.</b> .....	16
<b>OBJETIVOS</b> .....	16
<b>CAPÍTULO 1: INGRESO DE LAS SUBESTACIONES Y LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN EN LA PLATAFORMA DE CYMDIST.</b> .....	17
1.1 Descripción General De CYME .....	17
1.2 Cymdist .....	18
1.2.1 Características y capacidades .....	19
1.2.2 Herramientas para la creación de reportes .....	19
1.2.3 Modelación detallada de subestaciones en Cymdist y análisis de redes secundarias .....	20
1.3 Recopilación De Los Datos De Los Equipos Que Conforman Las Subestaciones .....	21
1.4 Ingreso De La Base De Datos De Los Equipos Que Conforman Las Subestaciones Y Las Líneas De Subtransmisión. ....	21
1.5 Ingreso Del Diagrama Unifilar Del Sistema De Subtransmisión En Cymdist	22
1.5.1 Creación de subestaciones.....	22
1.5.2 Creación de líneas de subtransmisión .....	24
1.5.3 Creación de generadores síncronos .....	26
1.5.4 Creación de fuentes equivalentes.....	27
<b>CAPÍTULO 2: SIMULACIÓN DE FLUJOS DE CARGA Y DE CORTO CIRCUITOS.</b> .....	28
2.1 Análisis De Flujos De Carga .....	28
2.1.1 Definición del problema .....	28
2.1.2 Formulación del problema .....	28
2.1.3 Tipos de barras .....	30
2.1.4 Dispositivos que conforman un sistema eléctrico de potencia .....	31
2.2 Descripción De La Herramienta De Simulación De Flujos De Carga Del Software Cymdist. ....	33
2.2.1 Métodos de resolución.....	33
2.2.2 Parámetros que intervienen en la herramienta de simulación de flujos de carga.....	38



2.3 Simulación De Flujos De Carga Del Sistema De Subtransmisión De La E.E.R.C.S Con Cymdist .....	40
2.4 Análisis De Cortocircuitos .....	40
2.4.1 Importancia del análisis de cortocircuitos en un SEP. ....	40
2.4.2 Tipos de fallas.....	41
2.5 Descripción De La Herramienta De Simulación De Cortocircuitos Del Software Cymdist.....	41
2.5.1 Métodos de resolución.....	41
2.5.2 Parámetros que intervienen en la herramienta de simulación de cortocircuitos.....	46
2.6 Simulación De Cortocircuitos Del Sistema De Subtransmisión De La E.E.R.C.S Con Cymdist .....	51
<b>CAPÍTULO 3: ANÁLISIS DE RESULTADOS.....</b>	<b>52</b>
3.1 Descripción De La Herramienta De Simulación De Flujos De Carga Y De Cortocircuitos Del Software DIgSILENT.....	52
3.1.1 Módulo de flujo de carga.....	52
3.1.2 Simulación de flujos de carga del sistema de subtransmisión de la E.E.R.C.S con DIgSILENT.....	54
3.1.3 Módulo de cortocircuito .....	54
3.1.4 Simulación de cortocircuitos del sistema de subtransmisión de la E.E.R.C.S con DIgSILENT.....	56
3.2 Análisis Y Validación De Los Datos Obtenidos En Las Simulaciones Con El Software Cymdist Frente A Los Resultados Obtenidos Con El Software DIgSILENT.....	56
3.3 Sistema De Subtransmisión Georeferenciado .....	70
3.3.1 Módulo mapa de fondo de Cymdist .....	70
3.3.2 Ingreso del sistema de subtransmisión referenciado geográficamente	72
3.4 Descripción De La Herramienta De Distribución De Carga En Cymdist .....	75
3.4.1 Distribución de carga de los alimentadores de la E.E.R.C.S .....	78
3.5 Descripción Del Método De Caída De Tensión.....	79
3.6 Simulación Del Sistema Del Sistema De Media Tensión Usando El Método De Caída De Tensión Equilibrada.....	82
3.7 Integración Del Sistema De Media Tensión Con El De Subtransmisión .....	83
3.8 Simulación Del Sistema Del Sistema Integrado Usando El Método De Caída De Tensión Equilibrada.....	83
<b>CAPÍTULO 4: Conclusiones Y Recomendaciones .....</b>	<b>85</b>
4.1 Conclusiones:.....	85



4.2 Recomendaciones .....	87
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>88</b>
<b>ANEXOS .....</b>	<b>89</b>
<b>ANEXO I:</b> Diagrama unifilar modelado en DlgSILENT del sistema de subtransmisión de la E.E.R.C.S .....	90
<b>ANEXO II:</b> Características de los equipos del sistema eléctrico de subtransmisión .....	91
<b>ANEXO III:</b> Demanda de los alimentadores de la E.E.R.C.S y despacho de generación .....	97
<b>ANEXO IV:</b> Diagrama unifilar modelado en Cymdist del sistema de subtransmisión de la E.E.R.C.S .....	99
<b>ANEXO V:</b> Resultados de pérdidas de la simulación de flujos de carga en Cymdist .....	100
<b>ANEXO VI:</b> Resultados de la simulación de cortocircuitos en Cymdist para fallas monofásicas y trifásicas, en las subestaciones que poseen alimentadores.....	104
<b>ANEXO VII:</b> Resultados de pérdidas de la simulación de flujos de carga en DlgSILENT .....	105
<b>ANEXO VIII:</b> Resultados de la simulación de cortocircuitos en DlgSILENT para fallas monofásicas y trifásicas, en las subestaciones que poseen alimentadores .....	109
<b>ANEXO IX:</b> Resultados de pérdidas de la simulación de flujos de carga en DlgSILENT, con una corriente en vacío de cero ( $I_m=0$ ) .....	110
<b>ANEXO X:</b> Resultados de pérdidas de la simulación de flujos de carga en DlgSILENT, con una corriente en vacío de cero ( $I_m=0$ ), y modelamiento de taps en terminales .....	114
<b>ANEXO XI:</b> Resultados de la simulación en DlgSILENT y Cymdist de los niveles de tensión en las barras.....	118
<b>ANEXO XII:</b> Sistema de subtransmisión georeferenciado .....	119
<b>ANEXO XIII:</b> Demanda máxima coincidente por subestación para el mes de marzo del 2013 .....	120
<b>ANEXO XIV:</b> Resultados de las pérdidas totales y niveles de tensión por alimentador del sistema de media tensión .....	122
<b>ANEXO XV:</b> Resultados de las pérdidas totales, niveles de tensión por alimentador y cargabilidad de los transformadores del sistema integrado.....	124
<b>ANEXO XVI:</b> Características técnicas del ordenador usado en todas las simulaciones .....	128



Universidad de Cuenca



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Fundada en 1867

Yo, TOBIÁS ISRAEL VERDUGO ROMERO, autor de la tesis "INTEGRACIÓN CON CYMDIST DE LAS REDES DE MEDIA TENSIÓN Y SUBTRANSMISIÓN DEL SISTEMA DE LA CENTROSUR", reconozco y acepto el derecho de la Universidad de Cuenca, en base al Art. 5 literal c) de su Reglamento de Propiedad Intelectual, de publicar este trabajo por cualquier medio conocido o por conocer, al ser este requisito para la obtención de mi título de INGENIERO ELÉCTRICO. El uso que la Universidad de Cuenca hiciere de este trabajo, no implicará afección alguna de mis derechos morales o patrimoniales como autor.

Cuenca, Septiembre de 2013

TOBIÁS ISRAEL VERDUGO ROMERO  
030230192-4

---

*Cuenca Patrimonio Cultural de la Humanidad. Resolución de la UNESCO del 1 de diciembre de 1999*

Av. 12 de Abril, Ciudadela Universitaria, Teléfono: 405 1000, Ext.: 1311, 1312, 1316

e-mail [cdjby@ucuenca.edu.ec](mailto:cdjby@ucuenca.edu.ec) casilla No. 1103

Cuenca - Ecuador



Universidad de Cuenca



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Fundada en 1867

Yo, TOBÍAS ISRAEL VERDUGO ROMERO, autor de la tesis "INTEGRACIÓN CON CYMDIST DE LAS REDES DE MEDIA TENSIÓN Y SUBTRANSMISIÓN DEL SISTEMA DE LA CENTROSUR", certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, Septiembre de 2013



TOBÍAS ISRAEL VERDUGO ROMERO  
030230192-4

---

*Cuenca Patrimonio Cultural de la Humanidad. Resolución de la UNESCO del 1 de diciembre de 1999*

Av. 12 de Abril, Ciudadela Universitaria, Teléfono: 405 1000, Ext.: 1311, 1312, 1316

e-mail [cdjbv@ucuenca.edu.ec](mailto:cdjbv@ucuenca.edu.ec) casilla No. 1103

Cuenca - Ecuador



Universidad de Cuenca



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Fundada en 1867

Yo, RENE HOMERO CHUMBI QUITO, autor de la tesis "INTEGRACIÓN CON CYMDIST DE LAS REDES DE MEDIA TENSIÓN Y SUBTRANSMISIÓN DEL SISTEMA DE LA CENTROSUR", reconozco y acepto el derecho de la Universidad de Cuenca, en base al Art. 5 literal c) de su Reglamento de Propiedad Intelectual, de publicar este trabajo por cualquier medio conocido o por conocer, al ser este requisito para la obtención de mi título de INGENIERO ELÉCTRICO. El uso que la Universidad de Cuenca hiciere de este trabajo, no implicará afección alguna de mis derechos morales o patrimoniales como autor.

Cuenca, Septiembre de 2013

RENE HOMERO CHUMBI QUITO  
010581443-8

---

*Cuenca Patrimonio Cultural de la Humanidad. Resolución de la UNESCO del 1 de diciembre de 1999*

Av. 12 de Abril, Ciudadela Universitaria, Teléfono: 405 1000, Ext.: 1311, 1312, 1316

e-mail cdjbv@ucuenca.edu.ec casilla No. 1103

Cuenca - Ecuador



Universidad de Cuenca



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Fundada en 1867

Yo, RENE HOMERO CHUMBI QUITO, autor de la tesis "INTEGRACIÓN CON CYMDIST DE LAS REDES DE MEDIA TENSIÓN Y SUBTRANSMISIÓN DEL SISTEMA DE LA CENTROSUR", certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, Septiembre de 2013

RENE HOMERO CHUMBI QUITO  
010581443-8

---

*Cuenca Patrimonio Cultural de la Humanidad. Resolución de la UNESCO del 1 de diciembre de 1999*

Av. 12 de Abril, Ciudadela Universitaria, Teléfono: 405 1000, Ext.: 1311, 1312, 1316

e-mail [cdjbv@ucuenca.edu.ec](mailto:cdjbv@ucuenca.edu.ec) casilla No. 1103

Cuenca - Ecuador



Universidad de Cuenca

Esta tesis ha sido desarrollada bajo  
el convenio entre la Universidad de  
Cuenca y la E.E.R.C.S



## CERTIFICACIÓN

Certifico que bajo mi dirección, esta Tesis fue realizada en totalidad por sus autores.

---

Ing. Juan Hernando Ugalde Delgado

Certificamos que bajo nuestra tutoría, esta Tesis fue desarrollada en totalidad por sus autores.

---

Ing. Ramiro Ávila Campoverde.

---

Ing. Arturo Gutiérrez Álvarez



### **AGRADECIMIENTO**

Agradecemos a todas las personas que hicieron posible la realización de esta Tesis, de manera especial al Ing. Ramiro Ávila tutor de tesis, y a los Ing. Juan Ugalde director de tesis, Ing. Patricio Quituisaca, Ing. Santiago Machado por su apoyo incondicional y desinteresado.

Nuestro reconocimiento a la Empresa Eléctrica Regional Centrosur.



### **DEDICATORIA**

Dedico este trabajo a mis padres: Rosa Quito y Alfonso Chumbi, por el apoyo incondicional permitiéndome llegar hasta este momento tan importante de mi formación profesional.

*René.*

### **DEDICATORIA**

El presente trabajo está dedicado a mis padres Fernando Verdugo y Gladys Romero quienes han velado por mí durante este arduo camino para convertirme en un profesional y a mi tío Carlos Romero por su apoyo incondicional en el transcurso de mi carrera universitaria.

*Israel.*



## **ANTECEDENTES**

El Ministerio de Electricidad y Energías Renovables MEER a través del programa SIGDE (Sistema Integral de Gestión de Distribución Eléctrica) y teniendo en cuenta los avances tecnológicos de modernización de sistemas SCADA/OMS/DMS, considera pertinente evolucionar los sistemas actualmente implementados por las Empresas de distribución. En general todos los sistemas de estas Empresas fueron concebidos en circunstancias y épocas diferentes, lo que condujo a soluciones particulares sin un objetivo común. En consecuencia la motivación de esta evolución radica también en el deseo de cambiar los sistemas hacia una plataforma única a nivel nacional.

La CENTROSUR desde hace 10 años, es la pionera en el uso de esta herramienta, motivo por el cual sus procesos en esta área han sido replicados a nivel nacional, así como la interfaz existente con el sistema de información geográfico ArcGIS, por lo que se cuenta en la actualidad con toda la información necesaria para ser utilizada en el software de análisis técnico Cymdist.

## **ALCANCE**

El desarrollo del presente tema de tesis está orientado a unificar las redes de media tensión y subtransmisión del sistema eléctrico de la CENTROSUR en un solo software de análisis técnico Cymdist, y posteriormente usar sus herramientas de simulación para la realización de estudios de flujos de potencia y cortocircuitos.

Se hará uso de la base de datos de las subestaciones y de las redes de subtransmisión existentes en la Empresa y cuyos equipos están homologados a nivel nacional, también se realizará una descripción de la información requerida por el nuevo software. Debido a la importancia que tiene el análisis de flujos de carga y de cortocircuitos en la planificación, diseño y toma de decisiones en un sistema eléctrico, se explicará los diferentes métodos que existen para la solución de estos problemas.

De igual manera se realizará una descripción de las características que tiene las herramientas de simulación de flujos de carga y de cortocircuitos del software Cymdist, y aprovechando estas herramientas de simulación se obtendrán resultados, los cuales nos permitan comparar y analizar las diferencias existentes con el actual software DIgSILENT, en lo correspondiente a subtransmisión.



## **IMPORTANCIA Y JUSTIFICACIÓN.**

En la actualidad, la CENTROSUR cuenta con los sistemas de media tensión y subtransmisión en plataformas distintas que se enlazan o integran mediante equivalentes de red.

En el software Cymdist se encuentra modelado únicamente el sistema de media tensión, lo que impide poder realizar estudios integrales de diagnóstico, planificación y protecciones. Por lo cual se ha visto la necesidad imperiosa de unificar estos sistemas con el objetivo de analizar en forma integral el comportamiento de los principales parámetros de operación tales como niveles de tensión, cargabilidad en elementos, pérdidas de energía, enfocados a lograr una configuración óptima del sistema eléctrico y una toma de decisiones de manera oportuna.

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Realizar estudios integrados tanto en subtransmisión y media tensión que permitan mejorar la gestión de la empresa, mediante la toma de decisiones rápidas y efectivas en la parte operativa de las redes eléctricas.

Disponer en una sola plataforma las redes de media tensión y subtransmisión, eliminando los equivalentes de red que actualmente se tiene. De tal manera que esta herramienta abarque con todo el sistema y sirva para un adecuado análisis de: planificación, diseño y funcionamiento del sistema de la CENTROSUR.

Utilizar las herramientas de simulación de flujos de carga y de cortocircuitos del nuevo software para analizar cómo se comporta el sistema y posteriormente realizar una comparación con los resultados obtenidos en las simulaciones del actual software.

### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Manejo del sistema Cymdist.
- Levantamiento de la información referente a los elementos de las subestaciones requeridas por el software.
- Registro georeferenciado del sistema de subtransmisión en Cymdist.
- Modelamiento del sistema de subtransmisión en Cymdist y comparación con los resultados obtenidos en DIgSILENT.
- Presentación de resultados tras la simulación del sistema haciendo uso de una de sus herramientas.



## **CAPÍTULO 1: INGRESO DE LAS SUBESTACIONES Y LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN EN LA PLATAFORMA DE CYMDIST.**

### **1.1 Descripción General De CYME [1]**

El programa CYME para el análisis de redes eléctricas, es una serie robusta y completa de herramientas de simulación especializadas en redes eléctricas de transporte, distribución e industriales. CYME fue diseñado para ayudar a los ingenieros a afrontar los retos complejos y emergentes de la planificación y explotación de redes eléctricas.

El desarrollo continuo del programa CYME lo convierten en una herramienta precisa y de gran fiabilidad.

La interfaz unificada y clara del programa CYME vuelve muy sencillas las complejas funciones de los cálculos en el cuadro de cualquier proyecto.

Cubre un amplio espectro de análisis que permiten realizar simulaciones en cualquier configuración de red. Por ejemplo: flujo de potencia, cortocircuito, estabilidad transitoria, armónicos, análisis de contingencias, análisis de riesgos por relámpago de arco, arranque de motor, coordinación de los dispositivos de protección, cálculo de la intensidad máxima admisible en cables de potencia con funciones sofisticadas, el diseño y análisis de redes de tierra, y la creación/mantenimiento de modelos de red de distribución.

El programa CYME permite modelar en detalle cualquier red de distribución, de transporte o industrial. La creación de redes equilibradas o desequilibradas, de redes secundarias, de subestaciones, de redes imbricadas, de configuración radial o mallada, monofásica, bifásica o trifásica es totalmente soportada y puede representarse de forma esquemática o geográfica. Para lograr una representación de la red aún más realista, las funcionalidades de modelación están respaldadas por bibliotecas de equipos normalizados de la industria y de control que el usuario puede mejorar.

La representación gráfica de los componentes de red y la presentación de los resultados en etiquetas y reportes puede construirse y modificarse de modo a satisfacer el nivel de detalle requerido. Tal personalización es posible gracias a una extensa colección de palabras claves que se puede extraer de los datos sobre los equipos y ajustes hacia los diferentes resultados de simulación.

A la base de los algoritmos de CYME, están las tecnologías innovadoras de ingeniería y las prácticas y normas de la industria.



## 1.2 Cymdist [2]

El programa de análisis de redes de distribución Cymdist, permite realizar varios tipos de estudios en sistemas equilibrados o desequilibrados, monofásicos, bifásicos o trifásicos, con configuración radial, en anillo o mallada.

El programa Cymdist incluye un editor completo de redes y las funciones siguientes:

- Flujo de potencia balanceado y desbalanceado
- Análisis exhaustivo de fallas
- Balance de cargas
- Distribución y evaluación de cargas
- Ubicación óptima de condensadores

Cymdist fue diseñado para realizar estudios de planeamiento y simular el comportamiento de las redes de distribución en distintas condiciones de funcionamiento y distintos escenarios. Incluye varias funciones incorporadas necesarias para el planeamiento, la explotación y el análisis de las redes de distribución.

Las funciones de análisis de flujo de carga, cortocircuito y optimización de la configuración eléctrica pueden ejecutarse en sistemas de distribución equilibrados o desequilibrados, con diferentes combinaciones de fases y configuraciones.

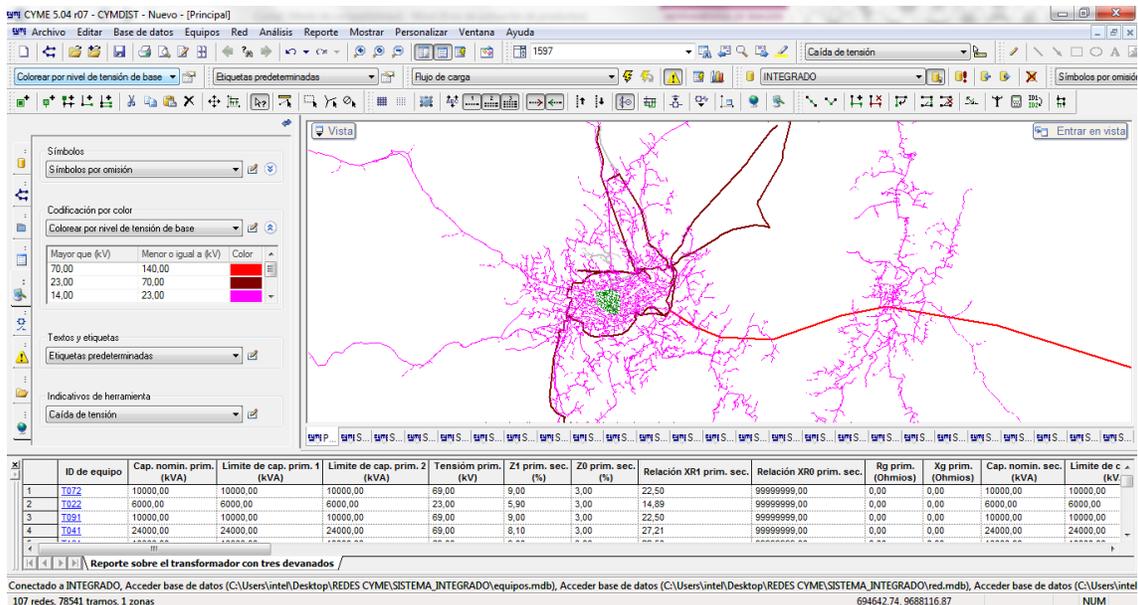


Figura 2.1 Interfaz de Cymdist

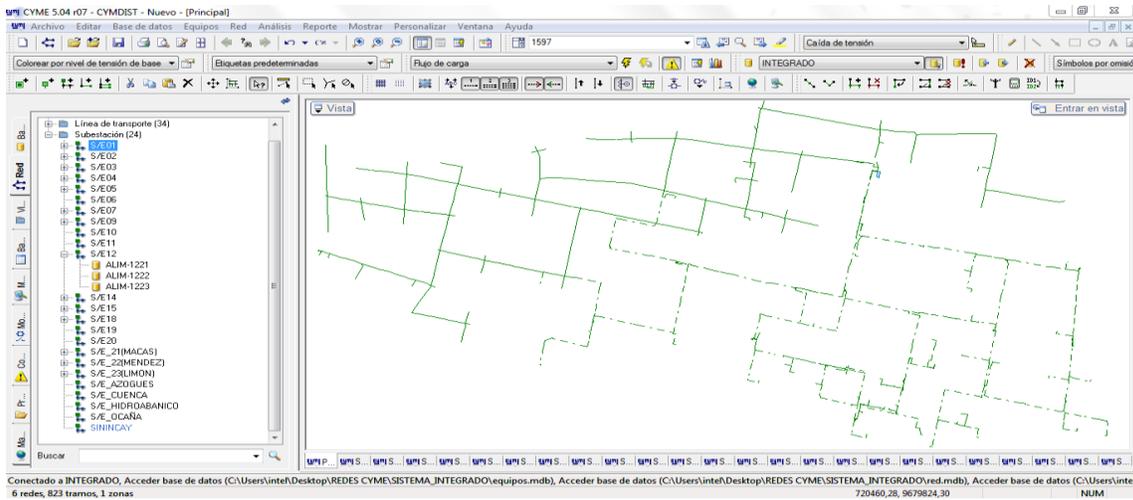


Figura 2.2 Vista de una red de distribución en Cymdist

### 1.2.1 Características y capacidades

- Flujo de carga.
- Cálculo de cortocircuito.
- Dimensionamiento y ubicación óptima de condensadores.
- Balance, distribución y evaluación de cargas.
- Análisis armónico.
- Configuración óptima de la red.
- Administrador avanzado de proyectos y Planificador de redes.
- Modelación de la generación distribuida.
- Análisis dinámico a largo plazo.
- Análisis de confiabilidad (Predictiva e histórica).
- Análisis de contingencias simples con restablecimiento.
- Modelación de subestaciones y de subredes.
- Análisis de redes secundarias malladas.
- Evaluación de riesgos por relámpago de arco.
- Coordinación de dispositivos de protección.

Los puntos en cursiva corresponden a las características y capacidades de Cymdist principalmente usadas en esta tesis.

### 1.2.2 Herramientas para la creación de reportes

El programa ofrece varios modelos de reportes para todo tipo de análisis. Se puede combinar o crear nuevos reportes, utilizar cualquier variable del programa Cymdist, crear sus propias expresiones matemáticas usando cualquier variable, se



puede exportar a Microsoft Excel los resultados de los reportes, además permite definir los resultados de los análisis en reportes Web.

### **1.2.3 Modelación detallada de subestaciones en Cymdist y análisis de redes secundarias**

#### Modelación detallada de subestaciones.

El módulo complementario Modelación detallada de subestaciones del programa Cymdist ofrece al usuario la posibilidad de modelar los componentes principales de cualquier subestación de distribución o subred. El editor gráfico del programa Cymdist permite construir el diagrama unifilar de la subestación. Esto incluye la representación de las barras, alimentadores múltiples, transformadores de potencia, puntos de conexión y dispositivos de protección.

Las fuentes de los alimentadores de distribución son las líneas de transmisión que alimentan la subestación. Durante el análisis se toma en cuenta el impacto de todos los componentes de la subestación y de los alimentadores conectados a la subestación. La subestación permite al usuario analizar el efecto provocado en un alimentador por el cambio de las condiciones nominales de funcionamiento de otro alimentador.

#### Análisis de redes secundarias

El módulo complementario Análisis de redes Secundarias malladas del programa Cymdist fue diseñado para los análisis de flujo de potencia y de cortocircuito en redes de distribución secundarias fuertemente malladas, de cualquier nivel de tensión. El módulo permite al usuario construir una segunda red eléctrica constituida con sus transformadores y dispositivos de protección, líneas o cables secundarios y transformadores de distribución. El módulo usa el editor gráfico del programa Cymdist para modelar la red secundaria y mostrar los resultados de las simulaciones de flujo de potencia y de cortocircuito en el diagrama unifilar.

Se puede visualizar selectivamente y en detalle cualquier parte del sistema y los resultados globales del sistema de cada tipo de simulación. El módulo también contiene una gama completa de herramientas de presentación para la visualización selectiva y la gestión eficaz de grandes conjuntos de datos como hojas de cálculo, gráficos rápidos y múltiples reportes en función del contexto. Por ejemplo:

- Reportes completos de caída de tensión y de cortocircuito.
- Reportes de conductores y dispositivos sobrecargados.
- Reportes de condiciones anormales, etc.



### 1.3 Recopilación De Los Datos De Los Equipos Que Conforman Las Subestaciones

La E.E.R.C.S utiliza el software de simulación DlgSILENT en el cual tiene representadas a cada una de las subestaciones y líneas del sistema eléctrico, la cual involucra la provincia de Azuay, parte de las provincias de Cañar y Morona Santiago.

En el Anexo I se puede apreciar el diagrama unifilar de la red de subtransmisión de la E.E.R.C.S incluido los generadores de ELECAUSTRO e Hidroabánico perteneciente a CELEC-EP.

De la base de datos de DlgSILENT se obtuvo las Características de los equipos del sistema eléctrico de subtransmisión de la E.E.R.C.S, ver Anexo II.

### 1.4 Ingreso De La Base De Datos De Los Equipos Que Conforman Las Subestaciones Y Las Líneas De Subtransmisión.

Al iniciar el programa Cymdist se creó una base de datos única de tipo Microsoft Access sobre la cual se ingresó toda la información de los equipos y configuración de las redes.

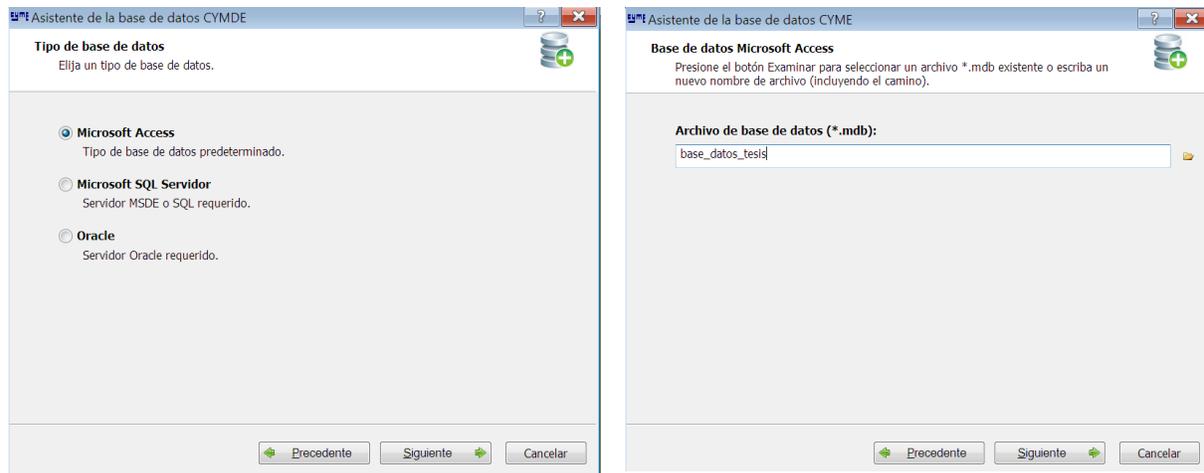


Figura 1.4.1 Creación de una base de datos

La disposición de una base de datos permite importar redes y equipos de otras bases de datos, facilitando la integración de dos o más bases distintas.



## 1.5 Ingreso Del Diagrama Unifilar Del Sistema De Subtransmisión En Cymdist

### 1.5.1 Creación de subestaciones

A continuación se muestra los pasos para el ingreso en Cymdist de la S/E 01 de la E.E.R.C.S

Creación de la red: como se puede apreciar en la figura 1.5.1.1 se tiene la red en vista corriente correspondiente a la S/E 01, en la cual se ingresa el nombre de la subestación, el tipo de red, y además nos permite escoger un color para la red.

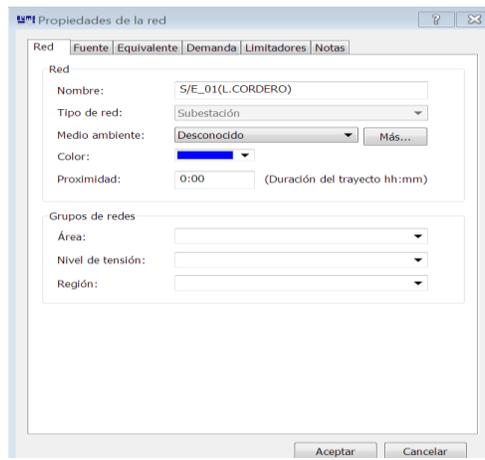


Figura 1.5.1.1 Características de la red

Creación de los transformadores: como la base de datos de los equipos de las subestación ya está creada, entonces creamos un tramo al cual agregamos el transformador T011 (ver figura 1.5.1.2) y el mismo procedimiento para el transformador T012.

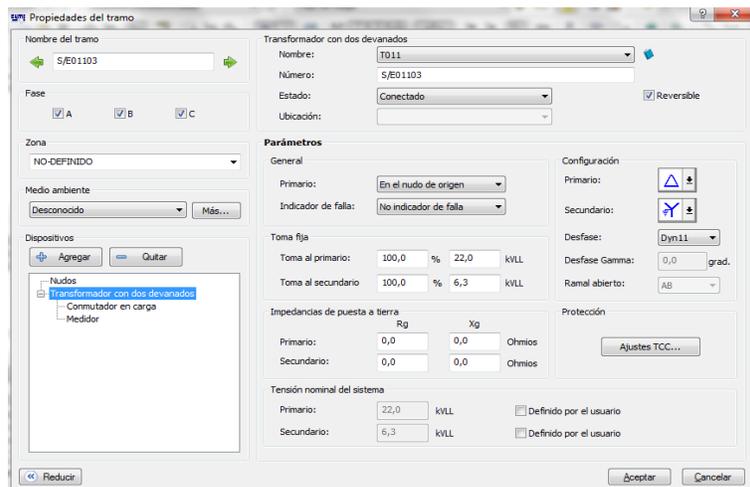


Figura 1.5.1.2 Transformador de 2 devanados



Para caso de subestaciones que posean transformadores de 3 devanados, el procedimiento es similar como se puede ver en la figura 1.5.1.3

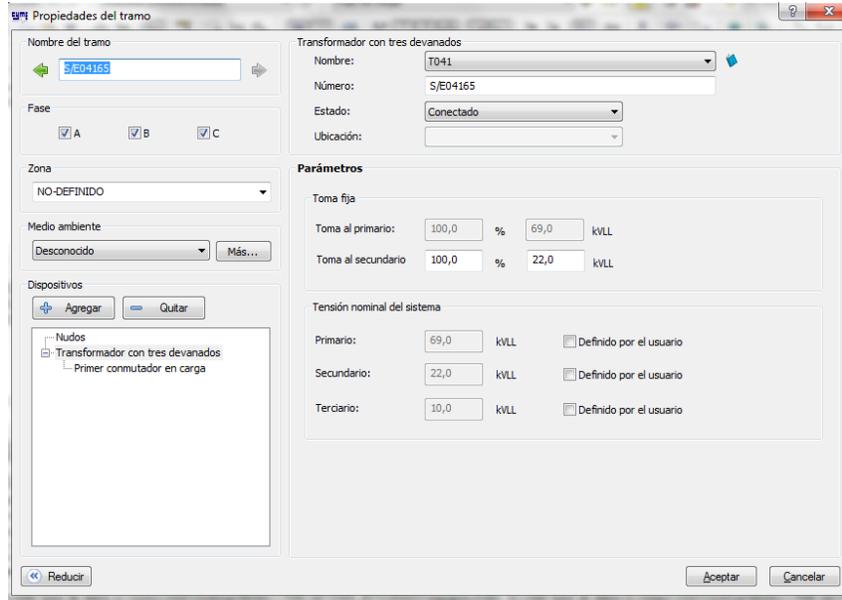


Figura 1.5.1.3 Transformador de 3 devanados

Creación de las cargas concentradas: representan los alimentadores, en este caso para la S/E 01 se tendrá 4 cargas concentradas, en la siguiente tabla se encuentran los datos de las potencias activa y reactiva de los alimentadores, estos valores corresponden a una demanda máxima del mes de marzo del 2013.

DMC DE LOS ALIMENTADORES			
S/E	NOMBRE	P [MW]	Q [MVARs]
S/E 01	Alim 0101	1.7232	0.1936
	Alim 0102	1.1703	0.0738
	Alim 0103	1.7445	0.0799
	Alim 0104	1.7422	0.1486

Tabla 1.5.1.1 Demanda máxima de los alimentadores. (Fuente E.E.R.C.S)

En el anexo III se presenta los valores de demanda y despacho de generación obtenidos del INFORME DE GESTIÓN DIDIS CORRESPONDIENTE A MARZO del 2013 de la E.E.R.C.S, se consideró los valores del escalón de demanda máxima correspondiente a la curva de duración de carga que se aborda en el capítulo 3.

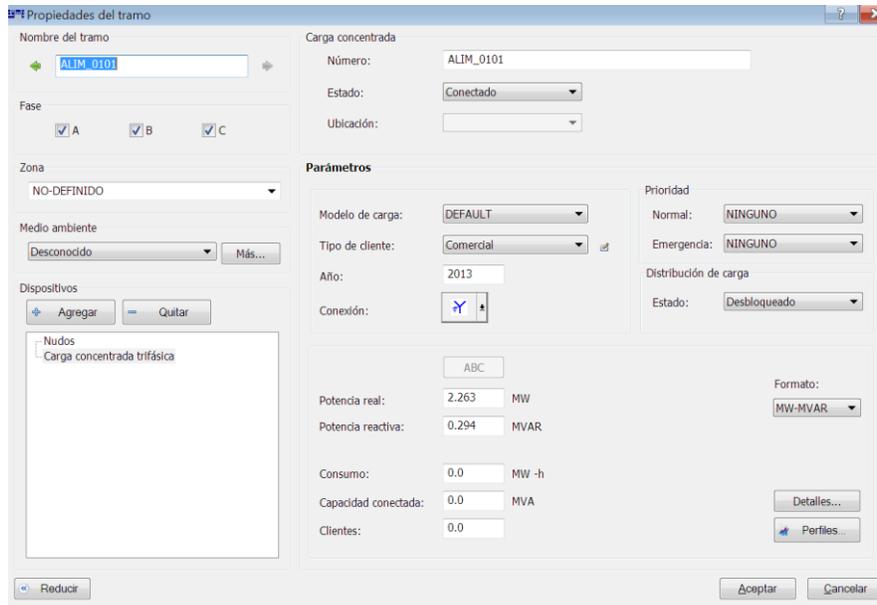


Figura 1.5.1.5 Carga concentrada del alimentador 0101

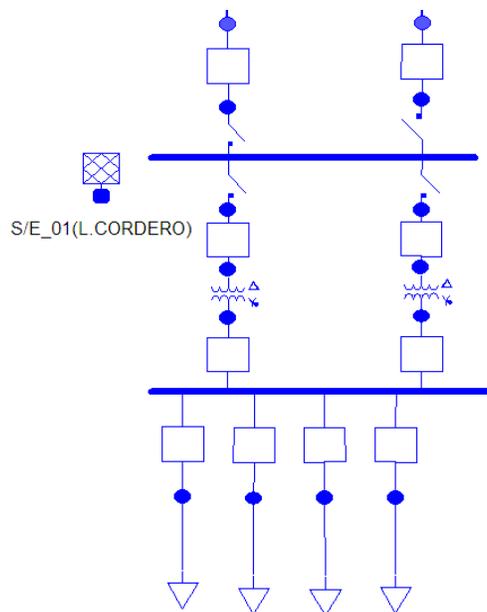


Figura 1.5.1.6 Vista en Cymdist de la S/E 01

## 1.5.2 Creación de líneas de subtransmisión

Insertamos una nueva red. En la pestaña Red digitamos el nombre de la línea y elegimos el color de acuerdo al código manejado por la E.E.R.C.S (azul=22kV, rojo=69kV, negro=138kV) Al aceptar se crea por defecto un equivalente de fuente el mismo que estará aislado de la red.



Agregamos un tramo donde elegiremos de la base de datos la línea aérea correspondiente y digitamos su longitud.

Red Fuente Equivalente Demanda Limitadores Notas

Red

Nombre: L2206011B

Tipo de red: Línea de transporte

Medio ambiente: Desconocido Más...

Color: [Azul]

Proximidad: 0:00 (Duración del trayecto hh:mm)

Grupos de redes

Área:

Nivel de tensión:

Región:

Figura 1.5.2.1 Línea de transporte de 22kV y color azul

Nombre del tramo: L2206011B

Fase:  A  B  C

Zona: NO-DEFINIDO

Medio ambiente: Desconocido Más...

Dispositivos: [Agregar] [Quitar]

Nudos: Línea aérea equilibrada

Línea aérea equilibrada

Tipo: Línea aérea equilibrada

Número: L2206011B

Estado: Conectado

Longitud: 0,4 km

Parámetros

Configuración

Nombre de la línea: L2204011

Impedancias equivalentes

	R + jX Ohmios/km	G + jB μS/km
Secuencia positiva:	0,2213 + j0,3918	0 + j18,4
Secuencia homopolar:	0,6481 + j1,312	0 + j17,1

Figura 1.5.2.2 Propiedades del tramo

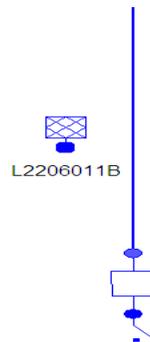


Figura 1.5.2.3 Vista en Cyndist de la Línea de transporte de 22kV



### 1.5.3 Creación de generadores síncronos

Para el caso de subestaciones que tienen generación, creamos un tramo al cual agregamos de la base datos el generador síncrono deseado.

Figura 1.5.3.1 Propiedades del generador síncrono

Desde esta ventana se puede modificar los parámetros de control del generador, incluso su estado (ON/ OFF.)

Tipo de control: tres valores son posibles, con regulación de tensión, Producción fija y Nudo balance de potencia infinita.

- Con “Regulación de tensión”, el generador ajustará su potencia reactiva para mantener la Tensión deseada en sus terminales (teniendo en cuenta los límites MAX y MIN de potencia reactiva).
- Con “Producción fija”, la potencia reactiva generada durante la caída de tensión es un valor fijo determinado por la potencia activa mencionada y el factor de potencia:

$$kVAR = kW \frac{1}{PF} - 1 \quad [1.5.3.1]$$

- Con “Nudo balance de potencia infinita” el generador funciona como una fuente de potencia infinita.



### 1.5.4 Creación de fuentes equivalentes

La fuente (equivalente de fuente) es el punto de partida de la red. Representa la impedancia de la red de generación y de transmisión.

Las barras de conexión con el sistema nacional interconectado se encuentran en la subestación de Cuenca y Sinincay, por lo que en estas 2 subestaciones se tendrán fuentes equivalentes, en la subestación de Sinincay se tendrá una barra infinita, mientras que en la subestación Cuenca se dispondrá de una barra con regulación de tensión (PV), estableciendo un valor de 31.27 MW (registrado por el sistema SCADA).

Descripción	Capacidad nominal (MVA)	Tensión nominal (kVLL)	R1 (Ω)	X1 (Ω)	R0 (Ω)	X0 (Ω)	Config
EQUIVALENTE_SININCAY	100	69	0.22	4.32	0.06	1.66	Y
EQUIVALENTECUENCA	100	69	0.36	3.87	0.1	2.07	Y

Tabla 1.5.4.1 Característica de los equivalentes de red (Fuente E.E.R.C.S)

El ingreso de los equivalentes de red al SEP de subtransmisión en Cymdist, se hace seleccionando el elemento Equivalente de Fuente ubicado en la barra de símbolos. Luego de insertar el elemento a la red se desplegara la ventana mostrada en la siguiente figura donde editamos el nombre, color y seleccionamos el equivalente de la base de datos de los equipos.

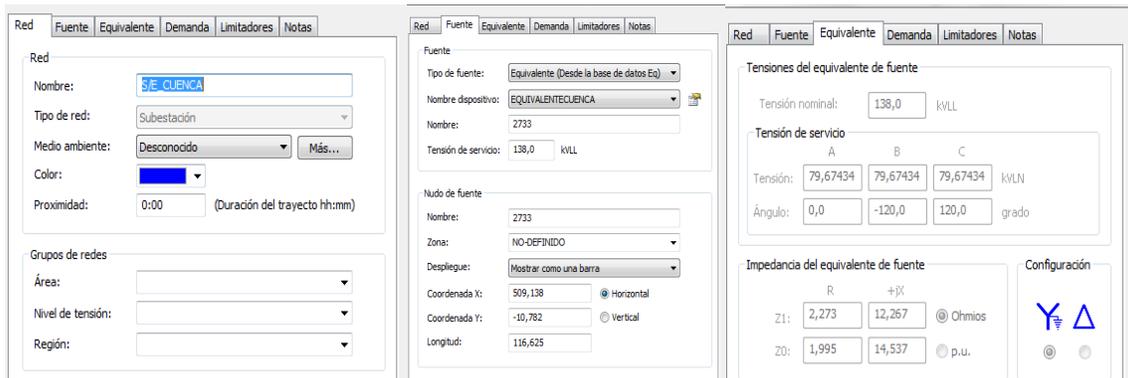


Figura 1.5.4.1 Ingreso de un equivalente de red

En el anexo IV se aprecia el diagrama unifilar del sistema de subtransmisión de la E.E.R.C.S modelado en Cymdist.



## **CAPÍTULO 2: SIMULACIÓN DE FLUJOS DE CARGA Y DE CORTO CIRCUITOS.**

### **2.1 Análisis De Flujos De Carga [3]**

El análisis de flujo de cargas tiene por objetivo analizar el desempeño en régimen permanente del sistema de potencia bajo diversas condiciones de funcionamiento. Es la herramienta de análisis de base para el planeamiento, diseño y operación de cualquier sistema eléctrico de potencia permitiendo así determinar los flujos de potencia activa y reactiva en cada línea del sistema y las tensiones en cada una de las barras, para ciertas condiciones preestablecidas de operación.

En la operación diaria, constituye la base del análisis de seguridad del sistema, los análisis de flujos de carga se ejecutan periódicamente para identificar posibles problemas de sobrecargas o voltajes inaceptables como consecuencia del crecimiento de la carga o cuando ocurre algún cambio brusco en la topología de la red. En la planificación permite simular el estado en que se encontrarían los distintos escenarios que se estén analizando ante una demanda estimada. Los estudios de flujo de potencia son de gran importancia en la planeación y diseño de la expansión futura de los sistemas de potencia, de igual manera sirven para la determinación de las mejores condiciones de operación de los sistemas existentes.

En síntesis el análisis de flujos de carga permite:

- Programar las ampliaciones necesarias del SEP y determinar su mejor modo de operación, teniendo en cuenta posibles nuevos consumos, nuevas líneas o nuevas centrales generadoras.
- Estudiar los efectos sobre la distribución de potencias, cuando se producen pérdidas temporales de generación o circuitos de transmisión.
- Ayudar a determinar los programas de despacho de carga para obtener un funcionamiento óptimo.

#### **2.1.1 Definición del problema**

Básicamente el problema de flujos de potencia puede definirse como el cálculo de la magnitud y el ángulo de fase de voltaje en cada barra y las potencias real y reactiva que fluyen en cada línea para valores conocidos de generación y carga en un instante de tiempo específico.

#### **2.1.2 Formulación del problema**

Matemáticamente el problema consiste en resolver un conjunto de ecuaciones algebraicas no lineales y diferenciales, cuyo orden depende de la formulación utilizada. En términos de potencia el balance en cualquier nodo  $i$  del sistema eléctrico es:



$$S_{Gi} - S_{Di} - \sum_{m \in i} S_{im} = 0; \quad i = 1, \dots, n \quad [2.1.2.1]$$

Donde:

$S_{Gi}$  es la potencia compleja de generación en el nodo  $i$ .

$S_{Di}$  es la potencia compleja de carga en el nodo  $i$ .

$S_{im}$  es el flujo de potencia compleja del nodo  $i$  al nodo  $m$ , la suma algebraica de todos ellos se conoce como potencia compleja neta inyectada en el nodo  $i$ .

$m \in i$  es el conjunto de nodos adyacentes (interconectados directamente) al nodo  $i$ .

$n$  es el número de nodos en el sistema eléctrico.

Por definición se tiene:

$$S_i = P_i + jQ_i = \sum_{m \in i} S_{im} \quad i = 1, \dots, n \quad [2.1.2.2]$$

Uno de los criterios para establecer el concepto de estado estacionario, es que el sistema está operando a frecuencia nominal y constante, de modo que esto implique que existe un balance global de potencia, donde la generación debe ser igual a la carga más las pérdidas y que matemáticamente puede definirse como:

$$\sum_{i=1}^n P_{Gi} = \sum_{i=1}^n P_{Di} + \sum_{m=1}^{n_l} P_{Lm} \quad [2.1.2.3]$$

Donde  $G$  indica generación,  $D$  indica carga,  $L$  son las pérdidas,  $n$  es el número de nodos y  $n_l$  el número de elementos de transmisión de potencia en el sistema eléctrico. Entonces la ecuación [2.1.2.3] queda como:

$$S_{Gi} - S_{Di} - S_{Li} = 0 \quad i = 1, \dots, n \quad [2.1.2.4]$$

o también:

$$P_{Gi} - P_{Di} - P_{Li} = 0 \quad i = 1, \dots, n \quad [2.1.2.5]$$

$$Q_{Gi} - Q_{Di} - Q_{Li} = 0$$

Por otra parte la potencia neta inyectada en cada nodo, en términos de corrientes y voltaje, será igual a:

$$S_i = P_i + jQ_i = V_i I_i^* \quad i = 1, \dots, n \quad [2.1.2.6]$$

donde:

$V_i$  es el voltaje complejo nodal en el nodo  $i$ .

$I_i^*$  es la corriente neta compleja conjugada inyectada en el nodo  $i$ , siendo igual a la suma algebraica de las corrientes incidiendo a dicho nodo.



Por otro lado, usando la formulación nodal en función de la matriz de admitancias nodal  $I = YV$  y sustituyendo en la ecuación [2.1.2.6] se obtiene:

$$P_i + jQ_i = V_i \sum_{m \in i} V_m^* Y_{im}^* \quad i = 1, \dots, n \quad [2.1.2.7]$$

Donde  $Y_{im}^*$  es el elemento perteneciente al renglón  $i$  y la columna  $m$ , complejo y conjugado de la matriz de admitancias nodal  $Y_{nodal}$ .

La expresión [2.1.2.7] es una ecuación no lineal, por lo que será necesario utilizar para su resolución algún método numérico cualquier algoritmo basado en los métodos de Gauss-Seidel y de Newton-Raphson, puede usarse para obtener una solución al problema de flujos de potencia, la expresión anterior por facilidad de cálculo se la puede descomponer en dos ecuaciones reales:

$$P_i = \text{re} \left[ V_i \sum_{m \in i} V_m^* Y_{im}^* \right] \quad i = 1, \dots, n \quad [2.1.2.8]$$

$$Q_i = \text{Im} \left[ V_i \sum_{m \in i} V_m^* Y_{im}^* \right]$$

Donde las expresiones de la ecuación [2.1.2.8] para las potencias netas inyectadas  $P_i$ ,  $Q_i$  dependerán de las coordenadas usadas en la formulación del problema.

### 2.1.3 Tipos de barras

La generación y la carga son especificadas en cada nodo del sistema de modo que las incógnitas del problema son las magnitudes de voltaje y sus ángulos de fase. Por lo que en total se tendría un conjunto de  $2n$  ecuaciones con  $2n$  incógnitas pero debido a que el problema es no lineal no es posible desde un punto de vista analítico establecer la existencia y unicidad de solución.

Además no es posible establecer como regla general que en todas las barras existe una especificación de potencias de carga y generación y lo que se debe calcular, a través de un proceso iterativo, son las magnitudes y ángulos de fase de los voltajes complejos en cada barra. Esto ha conducido a establecer una clasificación básica de barras, de acuerdo a lo que se puede definir como variables de control (especificadas) y variables dependientes (incógnitas), desde un punto de vista eléctrico.



**Barras De Carga.**- Las barras de este tipo tienen como variables de control a las potencias de carga y generación,  $P_{esp}$  y  $Q_{esp}$ , debido a que se suponen conocidas o especificadas (controlables), mientras que las variables dependientes son su magnitud de voltaje  $V$ , y su ángulo de fase  $\theta$ , por lo que se les conoce como de barras  $PQ$

**Barras De Voltaje Controlado.**- En este tipo de barras se puede incluir a todos aquellos que tienen instalados dispositivos que permiten mantener fijo el voltaje. Pero normalmente se contempla a aquellas barras que tienen la capacidad de controlar la magnitud de voltaje en sus terminales, mediante la generación/absorción de potencia reactiva, como generadores y condensadores síncronos, así como compensadores estáticos de  $VAR$ . En este caso, las variables de control son la magnitud de voltaje  $V$ , las potencias activas de carga y generación  $P_{esp}$ , así como su potencia reactiva de carga  $Q_D$ . La potencia reactiva de generación  $Q_G$ , está íntimamente relacionada con la magnitud de voltaje, de modo que no es posible controlar ambas variables al mismo tiempo. Por lo que para las barras de voltaje controlado es decir las barras  $PV$ , las variables dependientes serán la potencia reactiva de generación y el ángulo de fase del voltaje complejo. Además como no es posible especificar a priori a la potencia reactiva generada entonces la ecuación de balance correspondiente a la potencia reactiva es eliminada del conjunto de ecuaciones.

**Barra De Compensación.**- El ángulo de voltaje en la barra de compensación sirve como referencia para los ángulos de todos los demás voltajes de barra, el ángulo particular que se asigne a la barra de compensación no es de importancia porque las diferencias voltaje-ángulo determinan los valores calculados de  $P_i$  y  $Q_i$  en la ecuación [2.1.2.7]; generalmente en la práctica se usa en  $\theta = 0^\circ$  así como también la magnitud del voltaje  $V$  se especifica como la otra cantidad conocida.

Tipo de Barra	VARIABLES DE CONTROL	VARIABLES DEPENDIENTES
$PQ$	$P_D, Q_D, P_G, Q_G$	$V, \theta$
$PV$	$P_D, Q_D, P_G, V$	$\theta, Q_G$
$P\theta$	$P_D, Q_D, V, \theta$	$P_G, Q_G$

Tabla 2.1.3.1 Clasificación de las barras

### 2.1.4 Dispositivos que conforman un sistema eléctrico de potencia [4] [5]

Básicamente en una red se tiene dos tipos de dispositivos:

- **Componentes activos:** maquinas rotativas, como son generadores y motores.
- **Componentes pasivos:** también conocidos como elementos estáticos, entre los que se tienen transformadores, líneas, capacitores, etc.

En el estudio de flujos de carga se hace necesario simular cada elemento del sistema de potencia a través de su respectivo modelo equivalente, es importante



mencionar que se pueden utilizar modelos equivalentes sencillos cuando los cálculos lo permitan, mientras que los modelos exactos y complejos solo se limitan para objetivos muy especializados donde la exactitud es primordial como en los estudios de estabilidad.

Generadores: los Generadores comúnmente en los estudios de flujo de carga se representan como fuentes P-V en la que se especifica un voltaje y una potencia activa (P) permitiendo entregar la potencia reactiva (Q) adecuada; o también fuentes P-Q en la que se especifica la potencia activa (P) y reactiva (Q) permitiendo que el voltaje se ajuste libremente para lograr estas potencias. Los generadores se suelen representar por el voltaje interno en serie con la impedancia apropiada.

Líneas de transporte: los parámetros necesarios para la modelación de las líneas dependen tanto de las características físicas de la misma como de las condiciones de operación a las que se encuentra sometida los parámetros presentes en las líneas son resistencia, inductancia, capacitancia.

Las líneas de transporte poseen un modelo equivalente que depende de la longitud de la línea, así para las líneas cortas cuya longitud es menor a 80 Km se representan a través de una reactancia única en serie, en cambio las líneas de transmisión largas de longitudes mayores a 320 Km por lo general se modelan por un circuito  $\pi$  (pi) equivalente como se ve en la figura 2.1.4.1, cuyos parámetros están determinados por relaciones trigonométricas parabólicas que derivan de consideraciones infinitesimales de la distribución de los parámetros a lo largo de la línea.

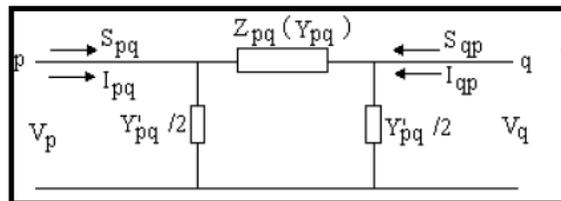


Figura 2.1.4.1 Modelo  $\pi$  de una línea de transporte

Transformadores: cuando funcionan en su razón nominal, se representan por su impedancia de cortocircuito. Cuando operan con cambio de TAPS y razón no nominal, se representan por su circuito equivalente  $\pi$  que se muestra en la siguiente figura.

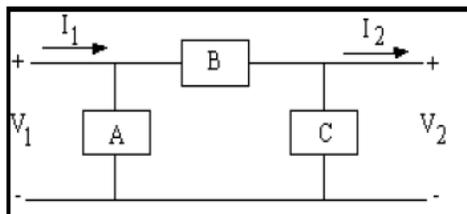


Figura 2.1.4.2 Modelación de un transformador con cambio de TAP



$$A = \frac{Y}{\alpha} \frac{1}{\alpha} - \frac{1}{\beta} \quad B = \frac{Y}{\alpha\beta} \quad C = \frac{Y}{\beta} \frac{1}{\beta} - \frac{1}{\alpha} \quad [2.1.4.1]$$

Con  $\alpha = 1 + t_1$  y  $\beta = 1 + t_2$  donde  $t_1$  y  $t_2$  representan el cambio de Tap.

En el caso del transformador de tres devanados también se representa por la impedancia de cortocircuito.

## 2.2 Descripción De La Herramienta De Simulación De Flujos De Carga Del Software Cymdist. [6]

De la definición y formulación del problema resulto que el conjunto de ecuaciones de sistema son típicamente no lineales y resolverlos requiere el uso de algoritmos iterativos.

### 2.2.1 Métodos de resolución

Cymdist y el modulo denominado CYMFLOW presentan 5 métodos para la simulación de flujos de carga, estos son:

En redes desequilibradas.- se usa el método de cálculo de Caída de tensión-desequilibrada (ver capítulo 3.5, más adelante).

Las técnicas de análisis de flujo de potencia específicamente diseñada para sistemas trifásicos equilibrados, puede presentar malas características de convergencia cuando se aplica a alimentadores de tipo de distribución radial.

Para sistemas equilibrados:

- **Caída de tensión**
- **Fast Decoupled**
- **Full Newton-Raphson**
- **Gauss-Seidel**

Para ilustrar los tres algoritmos de resolución correspondiente a redes equilibradas, usaremos el siguiente Sistema de CC con 3 barras

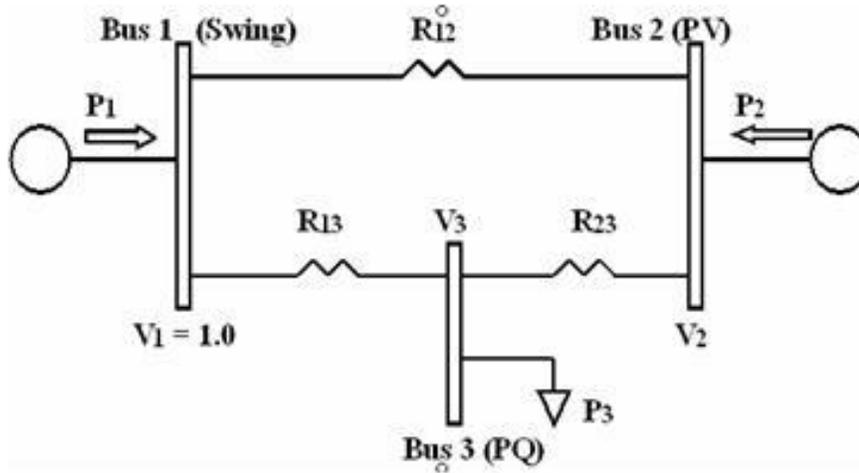


Figura 2.2.1.1 Sistema con tres barras

### Gauss-Seidel

La ecuación de la matriz de impedancia de un sistema con tres barras puede expresarse de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} i_1 &= y_{11} v_1 + y_{12} v_2 + y_{13} v_3 \\ i_2 &= y_{21} v_1 + y_{22} v_2 + y_{23} v_3 \\ i_3 &= y_{31} v_1 + y_{32} v_2 + y_{33} v_3 \end{aligned} \quad [2.2.1.1]$$

Las ecuaciones de tensión de barra de las barras 2 y 3 se pueden expresar como una función de la potencia activa, de la admitancia y de las tensiones de sistema, del modo siguiente:

$$v_2 = \frac{1}{y_{22}} \frac{p_2}{v_2} - (y_{21} v_1 + y_{23} v_3) \quad [2.2.1.2]$$

$$v_3 = \frac{1}{y_{33}} \frac{-p_3}{v_3} - (y_{31} v_1 + y_{32} v_2) \quad [2.2.1.3]$$

Como son ecuaciones no lineales, se debe adoptar una técnica iterativa con una suposición inicial para las tensiones de 1.0 p.u. ("flat start") como se ilustra en el siguiente organigrama del algoritmo Gauss-Seidel:

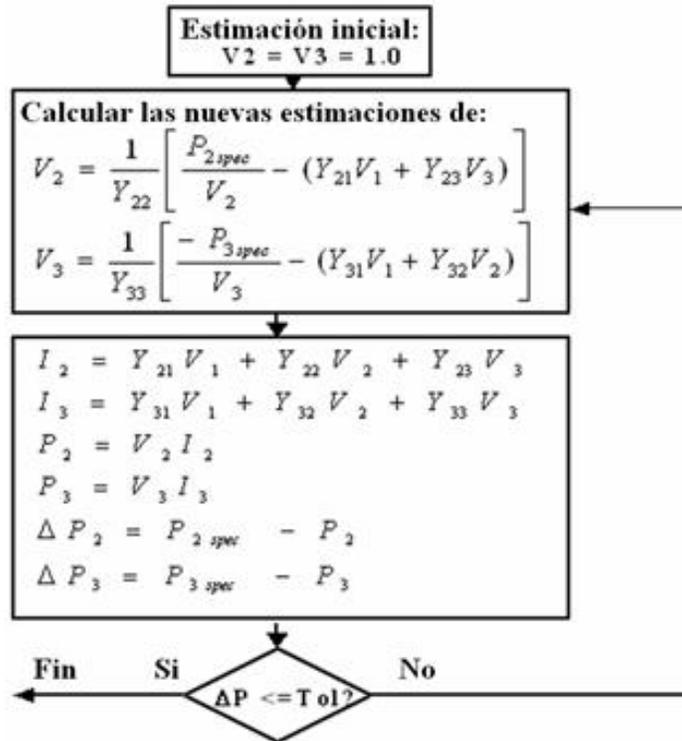


Figura 2.2.1.2 Algoritmo Gauss-Seidel

Este método normalmente requiere un mayor número de iteraciones para converger a una solución que los otros métodos de resolución.

### Newton-Raphson

El método Newton-Raphson para resolver el problema de flujo de potencia es un algoritmo iterativo que resuelve un conjunto de ecuaciones no lineales simultáneas en un número igual de incógnitas basándose en la expansión en serie de Taylor para una función de dos o más variables.

Las ecuaciones de potencia en cada barra son como sigue:

$$\begin{aligned}
 p_1 &= v_1 y_{11}v_1 + y_{12}v_2 + y_{13}v_3 \\
 p_2 &= v_2 y_{21}v_1 + y_{22}v_2 + y_{23}v_3 \\
 p_3 &= v_3 y_{31}v_1 + y_{32}v_2 + y_{33}v_3
 \end{aligned}
 \tag{2.2.1.4}$$

El término derivativo es como sigue:

$$\begin{aligned}
 \Delta p_2 &= \frac{\partial p_2}{\partial v_2} \Delta v_2 + \frac{\partial p_2}{\partial v_3} \Delta v_3 \\
 \Delta p_3 &= \frac{\partial p_3}{\partial v_2} \Delta v_2 + \frac{\partial p_3}{\partial v_3} \Delta v_3
 \end{aligned}
 \tag{2.2.1.5}$$



Donde los términos derivativos de potencia son:

$$\frac{\partial p_2}{\partial v_2} = y_{21}v_1 + 2y_{22}v_2 + y_{23}v_3 \quad [2.2.1.6]$$

$$\frac{\partial p_2}{\partial v_3} = y_{23}v_2 \quad [2.2.1.7]$$

$$\frac{\partial p_3}{\partial v_2} = y_{32}v_3 \quad [2.2.1.8]$$

$$\frac{\partial p_3}{\partial v_3} = y_{31}v_1 + y_{32}v_2 + 2y_{33}v_3 \quad [2.2.1.9]$$

Puesto que estas son ecuaciones no lineales, se debe adoptar una técnica iterativa con una suposición inicial de tensiones de 1.0 p.u (“Flat start”) como se ilustra en este organigrama del algoritmo Newton-Raphson:

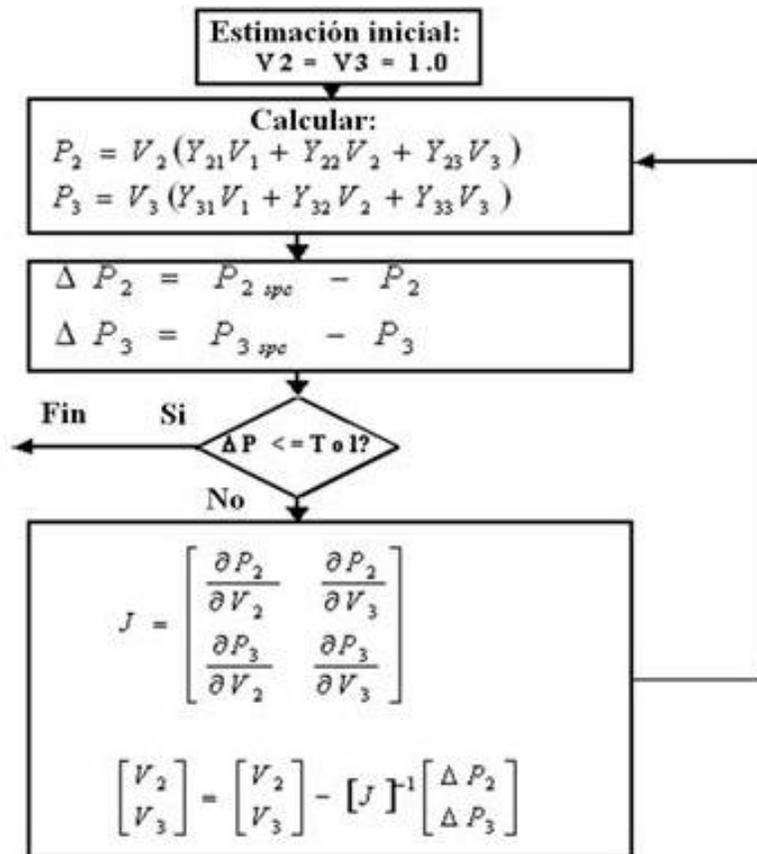


Figura 2.2.1.3 Algoritmo Newton-Raphson



Características del método:

1. Velocidad de convergencia cuadrática (el número de cifras significativas se duplica luego de cada iteración).
2. Confiable, no sensible a la elección de la barra flotante.
3. Solución precisa obtenida luego de 4-6 iteraciones.
4. La matriz Jacobiana J debe ser re-calculada e invertida luego de cada iteración.

### Fast-Decoupled

El método completo Newton-Raphson se formula como sigue:

$$\begin{matrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{matrix} = \begin{matrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \delta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{matrix} \begin{matrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{matrix} \quad [2.2.1.10]$$

Donde:

- P es la potencia activa real
- Q es la potencia reactiva imaginaria
- V es la tensión de línea
- $\delta$  es el ángulo de tensión

El método de Flujo de potencia Rápido Desacoplado es una variante del método Newton-Raphson y se basa en el hecho que un cambio en el ángulo de tensión de una barra afecta principalmente el flujo de potencia real en la línea aérea o cable y no afecta el flujo de potencia reactiva.

Similarmente, un cambio en la magnitud de tensión tendrá un impacto directo en el flujo de potencia reactivo y no afectará el flujo de potencia activo.

Teniendo esto en mente, los términos derivativos siguientes pueden fijarse aproximadamente a cero.

$$\frac{\partial P}{\partial V} \cong 0 \quad y \quad \frac{\partial Q}{\partial \delta} \cong 0 \quad [2.2.1.11]$$

Los términos derivativos de potencia activa y reactiva pueden aproximarse con las ecuaciones simplificadas siguientes:

$$\Delta P = \frac{\partial P}{\partial \delta} \Delta \delta \quad [2.2.1.12]$$

$$\Delta Q = \frac{\partial Q}{\partial V} \Delta V \quad [2.2.1.13]$$



La técnica iterativa del método Rápido Desacoplado es la misma que con el método Newton-Raphson.

### 2.2.2 Parámetros que intervienen en la herramienta de simulación de flujos de carga

Usando la barra de herramientas de simulación, seleccione flujo de carga entre los análisis disponibles.

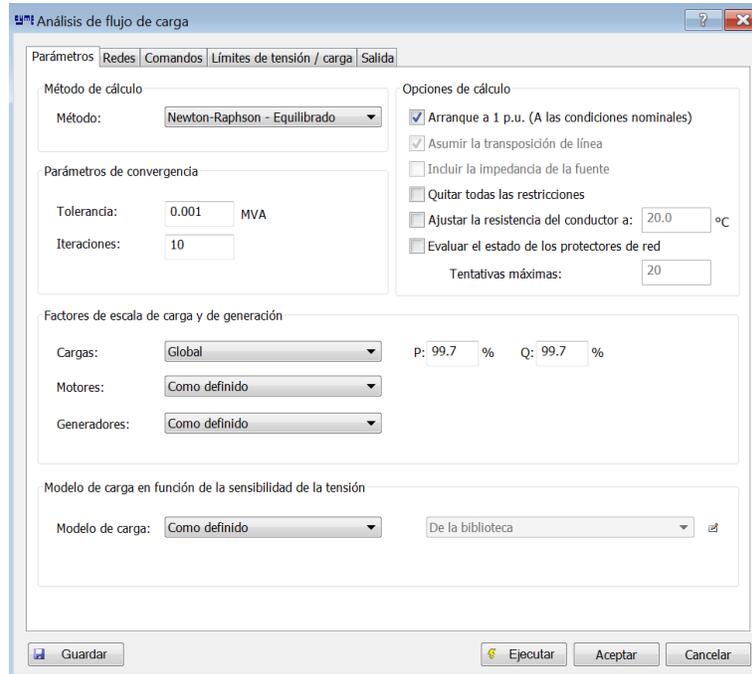


Figura: 2.2.2.1 Parámetros que intervienen en el flujo de carga

Seleccionamos el método de cálculo Newton-Raphson que es un método recomendado en la solución de ecuaciones algebraicas no lineales, como es el caso de las ecuaciones nodales de potencia inyectada que describen las redes eléctricas en estado estacionario.

El método de Newton Raphson y sus derivaciones han sido empleados para resolver flujos de potencia en modelos de sistemas eléctricos de tamaño real y constituye el método numérico iterativo base de las aplicaciones computacionales que calculan flujos de potencia.

Además es de convergencia cuadrática por lo que converge rápidamente y adicionalmente es un método confiable, no sensible a la elección de la barra flotante.



## Factores de escala de carga y de generación

Los factores de escala pueden aplicarse globalmente a las Cargas, Motores y Generadores sin necesidad de modificar (editar) los parámetros de la red. Cuatro métodos diferentes pueden ser utilizados para aplicar los factores de regulación:

- Como definido
- Global
- Por zona
- Por tipo de equipo (Carga, Generador o Motor)

Por defecto, los factores estarán establecidos “**Como definido**” lo que significa que no se aplicará ningún factor de regulación a los equipos.

## Modelo de carga función de la sensibilidad de la tensión

El Modelo de carga función de la tensión define cómo variará la carga con la tensión y a qué umbral de tensión deberían ser conmutadas a la carga de impedancia constante para evitar problemas de convergencia matemática del flujo de carga, en nuestro caso seleccionamos como definido, en este modo, los factores de sensibilidad y los umbrales de tensión se seleccionan automáticamente de la Biblioteca de tipos de cliente predeterminada. Los tipos de modelación de carga se abordan en el capítulo 3 sección 3.5

En la pestaña de redes nos permite seleccionar las redes a simular, en la pestaña de salida se puede seleccionar distintos reportes como resultado de la simulación de flujos, ver figura 2.2.2.2

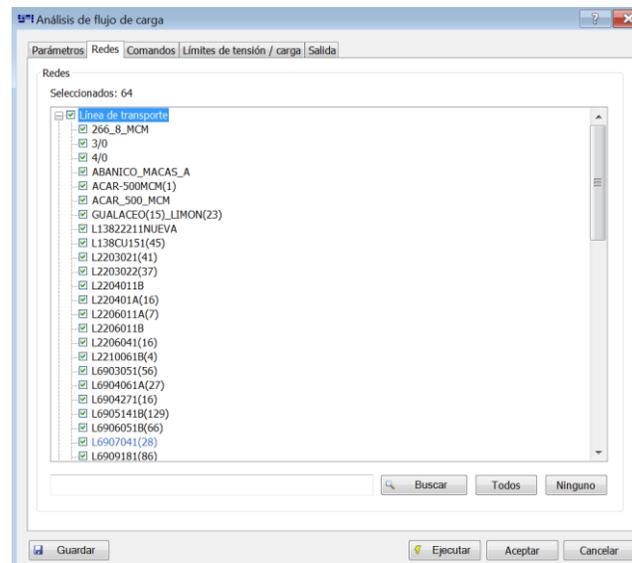


Figura 2.2.2.2 Selección de redes



### **2.3 Simulación De Flujos De Carga Del Sistema De Subtransmisión De La E.E.R.C.S Con Cymdist**

La simulación se realizó con el método de Newton Raphson, con una tolerancia de 1 kVA, con 10 iteraciones, y con un factor de escala de carga global fijado en 99.7%, la descripción de este valor se aborda en el capítulo 3. En el anexo V se presentan los resultados de la simulación de flujos de carga, el cuál convergió luego de 8 iteraciones.

### **2.4 Análisis De Cortocircuitos [7]**

#### Consideraciones generales

En la operación normal de un sistema de potencia sus tres fases están balanceadas. Una serie de inevitables incidentes puede alterar temporalmente esta condición.

Si el aislamiento del sistema falla en cualquier momento, o si un objeto energizado entra en contacto con un conductor de energía descubierto, un "corto circuito" o "fallo" se dice que ha ocurrido.

Las causas de las fallas son varias, se incluyen rayos, daños por el viento, árboles que caen a través de las líneas, vehículos que chocan con las torres o postes, pájaros cortocircuitando líneas, aviones que chocan con las líneas, el vandalismo, los pequeños animales que entran en los interruptores, la línea se rompe debido a la excesiva carga de hielo.

#### **2.4.1 Importancia del análisis de cortocircuitos en un SEP.**

Es importante determinar los valores de tensiones y corrientes del sistema durante condiciones con falla de manera que los dispositivos de protección se pueden establecer para detectar y minimizar los efectos perjudiciales de tales contingencias.

Los objetivos de un programa de análisis de las corrientes de cortocircuito son los siguientes:

- Diseñar y seleccionar los aparatos de corte.
- Determinar los ajustes de los dispositivos de protección del sistema (fusibles, relés, etc.)
- Determinar el efecto de las corrientes de falla sobre los diferentes componentes de sistema como los cables, líneas, ductos de barras, transformadores, etc.



- Evaluar el efecto de los distintos tipos de cortocircuitos de diferente gravedad sobre el perfil de tensión global del sistema.

### 2.4.2 Tipos de fallas

Los eventos anómalos que podrían presentarse en un SEP sin considerar efectos de descarga atmosférica o los producidos por conexión-desconexión de la red, tienen la siguiente clasificación:

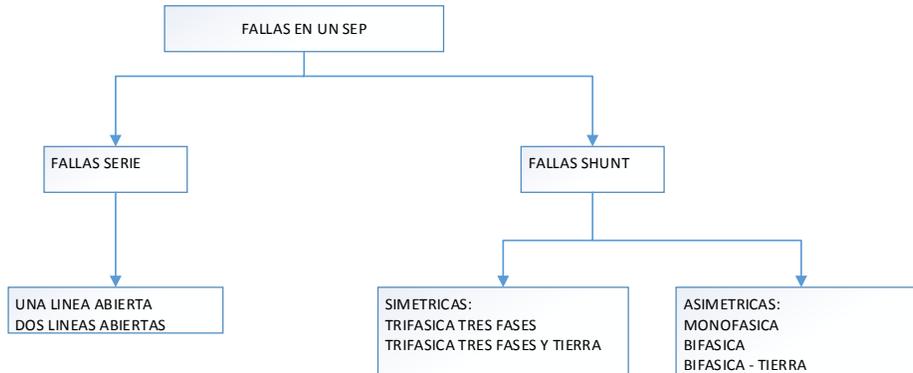


Figura 2.4.2 Tipos de falla

Las fallas shunt son aquellas en las cuales se producen desbalances entre fases, o entre fase y neutro. En tanto que una falla serie es un desbalance en las impedancias de línea y no involucran el neutro o tierra, tampoco alguna interconexión entre fases.

Dentro de las fallas shunt: se pueden tener aquellas que se conocen como “cortocircuitos” y también las denominadas “desbalances de carga”, y es evidente la definición del punto de falla como aquel en donde se producirá el evento anómalo.

## 2.5 Descripción De La Herramienta De Simulación De Cortocircuitos Del Software Cymdist [6]

El análisis de fallas, proporciona una serie de herramientas que ayudan a estudiar el impacto de las fallas que pueden producirse en las redes.

### 2.5.1 Métodos de resolución

El programa utiliza los tres métodos de cálculo de las corrientes de cortocircuito siguientes:

- Método convencional de análisis de cortocircuito



El cálculo de cortocircuito convencional no sigue las recomendaciones de ninguna norma particular. Las siguientes suposiciones y limitaciones están presentes:

Suposiciones de cálculo:

- El usuario define la tensión de prefalla que se considerará en el cálculo entre las opciones: tensión nominal, tensión de servicio y tensión obtenida a partir de un análisis de un flujo de carga.
- Los motores se consideran ser fuentes de inyección de corriente en serie con las impedancias (transitoria, subtransitoria o en régimen permanente) seleccionadas del motor específico.
- Los generadores, durante la falla, son representados por sus impedancias (transitoria, subtransitoria o en régimen permanente) seleccionadas.
- La fuente del diagrama unifilar se considerará como fuentes infinitas limitadas solo por su impedancia conectada en serie.
- Los dispositivos de protección (fusibles, reconectores) no pueden reaccionar lo suficientemente rápido así que se les considerará “fijados”. Esto se aplica también a los equipos automatizados (cambiadores de toma bajo carga (LTC), control automático de ganancia (AGC), etc.).

Límites de cálculo:

- Se considera que las cargas y condensadores shunt son cargas de impedancias constantes.
- Un cálculo de flujo de carga no puede usar la tensión de pre-falla basada en un flujo de carga si la configuración de la red no proporciona una solución de flujo de carga convergente.

b. Análisis de cortocircuito en base a las normas ANSI

- Se basa en las recomendaciones dadas por las normas *C37.010* (selección y aplicación de interruptores de alta tensión en base a valores simétricos), *C37.5* (en base al valor total de la corriente) y *C37.13* (aplicación de interruptores de poder de baja tensión) del *American National Standards Institute*.
- Calcula cuatro tipos específicos de operaciones, conformes a las normas y aplica los factores de multiplicación a las corrientes calculadas para representar su asimetría (componente CC). Ajusta las reactancias de los motores según su tamaño y velocidad para considerar que sus contribuciones a las fallas disminuyen rápidamente con el tiempo.

c. Análisis de cortocircuito en base a las normas de la IEC

- Respeta la norma europea IEC 60909 para el cálculo de corrientes de cortocircuito en redes trifásicas con corriente alterna a 50 y 60 Hz.



- Calcula las corrientes de cortocircuito inicial, de cresta y cortada en redes de cualquier configuración (radial o mallada). Calcula las corrientes en régimen permanente tomando en cuenta las reactancias saturadas longitudinales y la configuración de la excitación de las máquinas síncronas participantes.
- Calcula las aportaciones del motor a las corrientes iniciales, de cresta y cortada de acuerdo a los procedimientos establecidos por la IEC para las fallas en los bornes del motor. Calcula igualmente los factores de multiplicación apropiados según el tipo de análisis y los coloca en el reporte además de los componentes transitorios alternativos y continuos de la corriente. Calcula las corrientes de cortocircuito máximas y mínimas, como estipulado en la norma IEC 60909.

El método que se utilizó fue el convencional, a continuación se aborda su descripción detallada.

### Método convencional de cálculo de corrientes de cortocircuito

Para abrir el análisis, seleccione **Análisis > Análisis de fallas > Cortocircuito** en la barra de menús o **Cortocircuito** en la lista de análisis disponibles de la barra de herramientas de **Simulación**. Enseguida surgirá a manera de asistente la siguiente ventana:

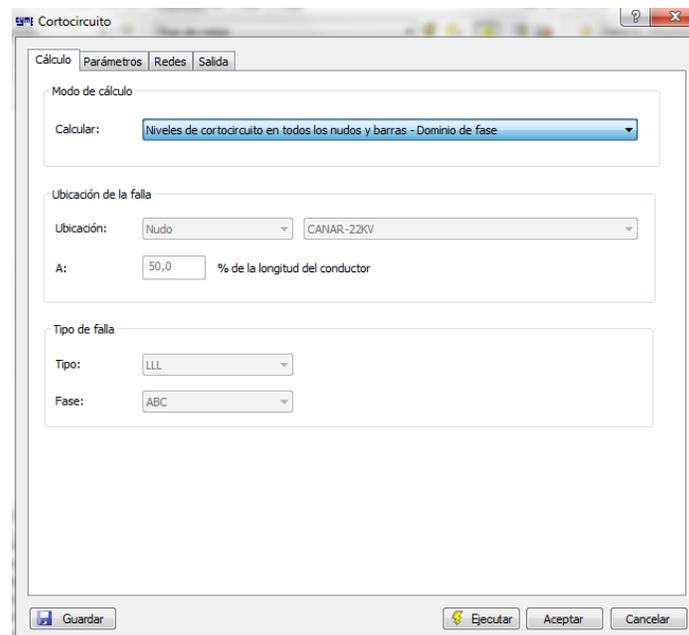


Figura 2.5.1.1 Pestaña de cálculo

La pestaña de cálculo permite escoger el modo de cálculo y determinar la falla cuando se analiza una falla simple.



### Modos de cálculo

Cuatro modos de cálculo están disponibles:

- Niveles de cortocircuito en todos los nudos y barras - Dominio de fase.- Calcula, en el dominio de fase, la corriente de cortocircuito total en todas las barras y nudos usando el método de análisis nodal aumentado modificado.
- Niveles de cortocircuito en todos los nudos y barras - Dominio de secuencia.- Calcula, en el dominio de secuencia, la corriente de cortocircuito total en todas las barras y nudos usando el método convencional.
- Tensiones y corrientes de flujo de falla – Dominio de fase.- Calcula, en el dominio de fase, el efecto de una falla aplicada en un solo punto. Las corrientes y tensiones en todos los tramos/nudos de la red respectiva se determinarán para ilustrar el impacto de la falla a través de la red.
- Tensiones y corrientes de flujo de falla – Dominio de secuencia.- Calcula, en el dominio de secuencia, el efecto de una falla aplicada en un solo punto. Las corrientes y tensiones en todos los tramos/nudos de la red respectiva se determinarán para ilustrar el impacto de la falla a través de la red.

### Ubicación de la falla

Cuando se selecciona el modo de cálculo “Tensiones y corrientes de flujo de falla”, la zona de grupo Ubicación de la falla se activa permitiendo así al usuario que defina la ubicación en que aplicará la falla. La falla se puede aplicar en un nudo, en una barra, en una línea o en un cable. Cuando se va a aplicar una falla en una línea o cable, se puede especificar la ubicación de una falla deslizante, si se desea. Escriba un porcentaje de la línea o cable seleccionada para que se calcule la falla en la ubicación especificada sin tener que dividir la línea en secciones usando otras barras adicionales.

### Tipo de falla

A la vez que se activa el cuadro de grupo “Ubicación de la falla”, el cuadro de grupo “Tipo de falla” se activa por igual cuando se selecciona “Tensiones y corrientes de flujo de falla”.



Figura 2.5.1.2 Pestaña de cálculo, selección del tipos de falla y la fase/s en la que se produce

Se puede seleccionar el tipo de falla y también se puede especificar en qué fase se aplicará el tipo de falla. Puede ser: LLL, LL, LL-T, L-T o Todos los tipos.

Cuando se selecciona “Todos” en el campo Fase, la falla LLL se analiza en la fase ABC, las fallas LLT y LL se analizan en las fases AB, BC y CA y la falla LT se analiza en la fase A, B y C.

Si el análisis se efectúa en el dominio de fase, el tipo de falla LLL-G también estará disponible para ser escogido.

Cálculo de cortocircuito

El cálculo de cortocircuito se basa en los siguientes postulados:

- Las impedancias de secuencia positiva y negativa son idénticas.
- Las líneas son perfectamente simétricas (transpuestas), para evitar acoplamiento mutuos entre las secuencias.

Para cada tramo, se calcula las impedancias equivalentes de secuencia positiva y homopolar como se ven desde la ubicación de la falla. Los generadores están incluidos automáticamente.

La formulación del cálculo de las corrientes de falla utilizada se presenta resumida en la tabla 2.5.1

Cortocircuito	Descripción
<i>Falla trifásica</i>	$I_{LLL} = K_{max} \cdot V / Z1 + Zf$
<i>Falla monofásica a tierra</i>	$I_{LGmax} = 3 \cdot K_{max} \cdot V / 2 \cdot Z1 + Z0$ $I_{LGmin} = 3 \cdot K_{min} \cdot V / 2 \cdot Z1 + Z0 + 3 \cdot Zf$

Tabla 2.5.1 Descripción del cálculo de cortocircuitos para el método convencional, en el dominio de secuencia. [6]



Donde:

- $K_{max}$  &  $K_{min}$  = factor de seguridad.
- $V$  = tensión nominal de pre-falla línea a neutro. Esta variable se define en las fuentes equivalentes del sistema. Se ajusta por la relación del número de espiras de cualquier transformador(es) entre la subestación y la localización de la falla.
- $Z_1$  = impedancia de secuencia positiva acumulativa entre la ubicación de la falla y la subestación, incluyendo la impedancia de la subestación.
- $Z_0$  = impedancia de secuencia homopolar acumulada entre la ubicación de la falla y la subestación, incluyendo la impedancia de la subestación.
- $Z_f$  = impedancia de la falla misma.
- $Z_g$  = impedancia a tierra de la falla misma.

## 2.5.2 Parámetros que intervienen en la herramienta de simulación de cortocircuitos.

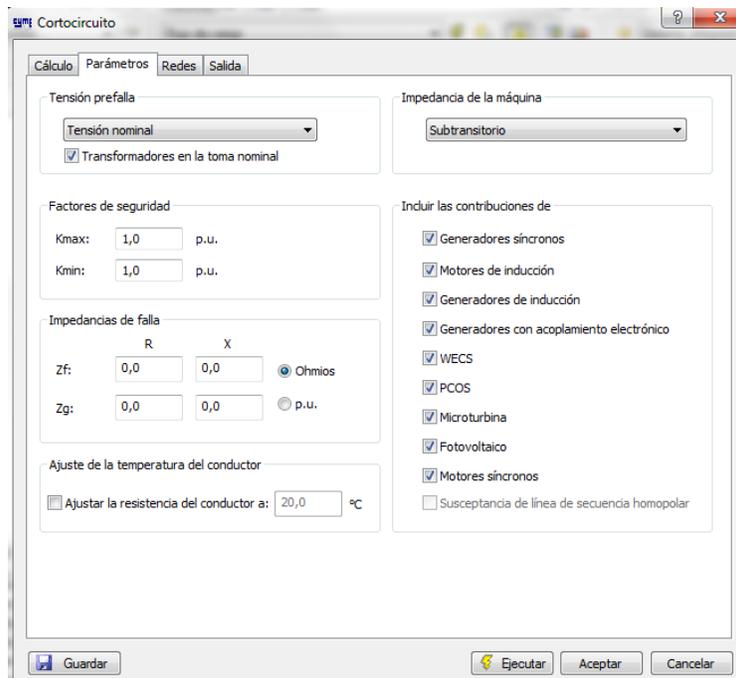


Figura 2.5.2.1 Pestaña de parámetros

En la lengüeta **Parámetros** se puede especificar opciones que sean tomadas en cuenta durante el cálculo de cortocircuito.

### Tensión prefalla

Calcula la corriente de falla considerando la tensión nominal, la tensión de servicio o de la solución de flujo de carga.

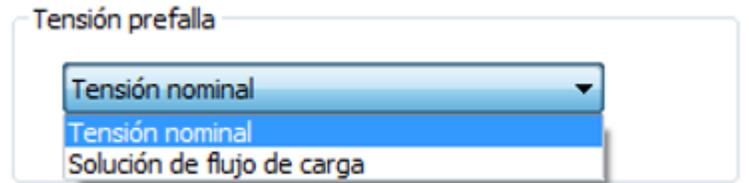


Figura 2.5.2.2 Pestaña de parámetros, selección de la tensión prefalla

Si se usa la opción **Tensión nominal**, el ángulo de fase de la corriente se dará en relación a 0. Por lo tanto, el ángulo de la corriente le indica el ángulo de la impedancia en la falla, y la *relación  $X/R = \tan(\text{ángulo})$* .

Cuando se ejecuta la **Solución de flujo de carga**, los ángulos de fase de la corriente se indican relativamente al ángulo de tensión del generador swing (usualmente 0) y no relativamente al ángulo de tensión (pre-falla) de la barra con la falla. Por lo tanto, los ángulos de corriente indicados incluyen el ángulo de tensión de barra.

#### Transformadores en la toma nominal

Active esta opción para obligar a que el cálculo de cortocircuito aplique las posiciones de las tomas nominales (100%) de los transformadores.

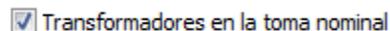


Figura 2.5.2.3 Pestaña de parámetros, selección de la tensión prefalla. Respecto a los TAP's de los transformadores

#### Factores de seguridad

Le permite aplicar los factores de seguridad **Kmax** y **Kmin** a las corrientes de falla.

#### Impedancias de falla

Normalmente, el cálculo de las corrientes de falla se realiza sin ninguna impedancia en la falla misma porque esto podría representar el peor caso (más alta corriente de falla posible). Sin embargo, se da la opción de atribuir la impedancia a la falla misma (por ejemplo de representar un defecto de arco a tierra).

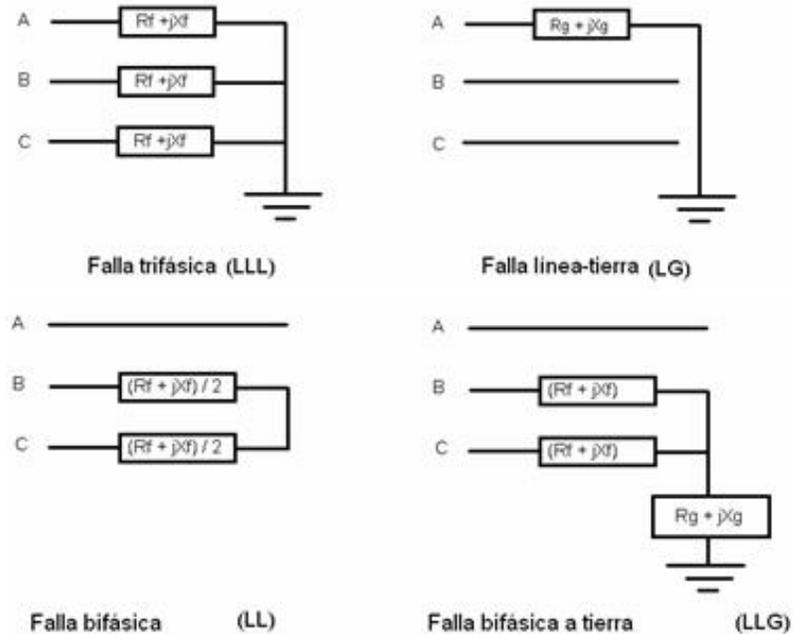


Figura 2.5.2.4 Representación de las impedancias de falla  $Z_f$  y  $Z_g$

Estas impedancias se deben ingresar en impedancias en por unidad de una base común y no en Ohmios, de modo a que la impedancia sea válida en todos los niveles de tensión.

Impedancias de falla

	R	X	
Zf:	<input type="text" value="0,0"/>	<input type="text" value="0,0"/>	<input checked="" type="radio"/> Ohmios
Zg:	<input type="text" value="0,0"/>	<input type="text" value="0,0"/>	<input type="radio"/> p.u.

Figura 2.5.2.4 Pestaña de parámetros, representación de las impedancias de falla  $Z_f$  y  $Z_g$ .

### Ajuste de la temperatura del conductor

Seleccione esta opción si el análisis va a realizarse a otra temperatura que la fijada en **Archivo > Parámetros de sistema**. Ingrese la temperatura y la resistencia del conductor se ajustará en consecuencia.

La resistencia ajustada de la temperatura puede calcularse siguiendo esta ecuación:

$$R_T = R_{ref} [1 + \alpha_{ref} (T - T_{ref})] \quad [2.5.2.1]$$



Donde:

$R_T$	Resistencia ajustada
$R_{ref}$	Resistencia de referencia
$T$	Nueva temperatura
$T_{ref}$	Temperatura de referencia
$\alpha_{ref}$	Coefficiente de temperatura de la resistencia

### Impedancia de la máquina

Escoja la Impedancia de la máquina (Régimen permanente, Transitorio o Subtransitorio) que utilizará.

### Incluir las contribuciones de:

- Las máquinas síncronas en las regiones subtransitorias, transitorias y de régimen permanente.
- Las máquinas de inducción (asíncronas) solamente en las regiones subtransitorias.
- Todos los generadores con acoplamiento electrónico, incluyendo las turbinas eólicas (WECS), los fotovoltaicos, las microturbinas y las pilas de combustible de óxido sólido (PCOS).
- La susceptancia de línea de secuencia homopolar para los tipos de falla a tierra LT y LLT.

Incluir las contribuciones de

- Generadores síncronos
- Motores de inducción
- Generadores de inducción
- Generadores con acoplamiento electrónico
- WECS
- PCOS
- Microturbina
- Fovoltáico
- Motores síncronos
- Susceptancia de línea de secuencia homopolar

Figura 2.5.2.5 Pestaña de parámetros, contribuciones



## Redes y personalización de resultados

La flexibilidad del software permite seleccionar las redes que se desee analizar.

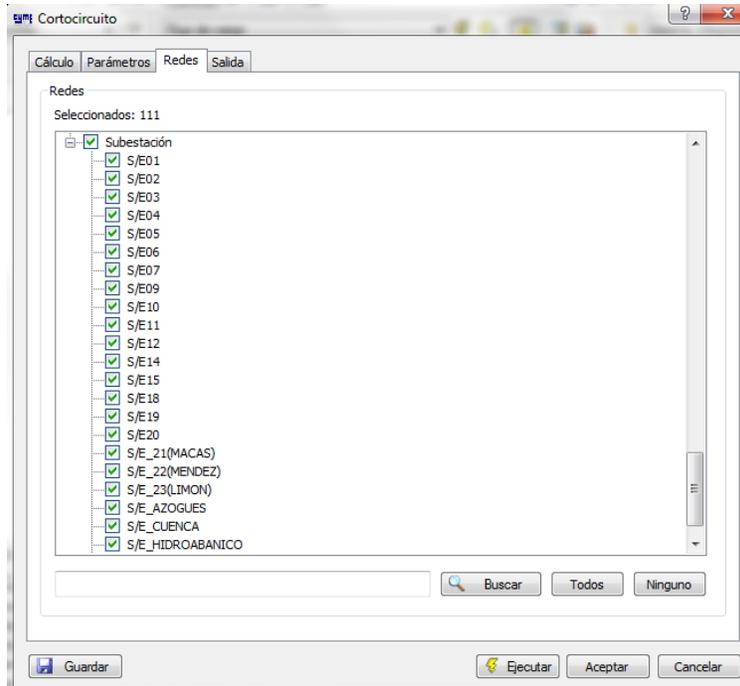


Figura 2.5.2.6 Pestaña de redes

Finalmente se define la representación de los resultados de la simulación, a través de la pestaña de salida, esto es:

- Personalización de los reportes en cuanto a su tipo, variables, precisión.
- Visualización de etiquetas y la codificación por color del diagrama unifilar en base a los resultados.

Después de haber definido los parámetros para el análisis de cortocircuito, pulse en el botón **Guardar** para registrarlos y poder usarlos en un próximo estudio. Pulse enseguida el botón **Ejecutar** para empezar el análisis y que se muestren los resultados.



## 2.6 Simulación De Cortocircuitos Del Sistema De Subtransmisión De La E.E.R.C.S Con Cymdist

Se realizó la simulación de fallas monofásicas y trifásicas usando el método convencional de cálculo de corrientes de cortocircuitos, con la siguiente configuración de parámetros:

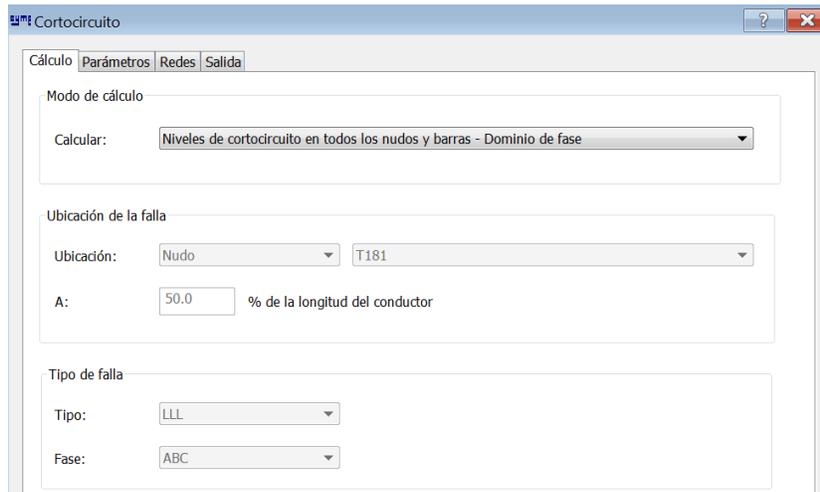


Figura 2.6.1 Método de simulación de cortocircuitos

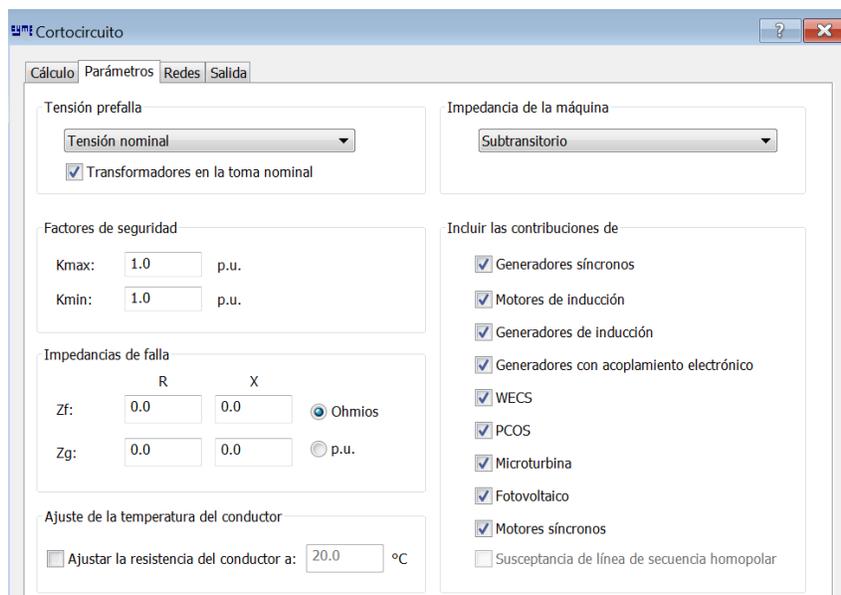


Figura 2.6.2 Parámetros fijados para la simulación de cortocircuitos

En el anexo VI se puede apreciar los resultados de las simulación de cortocircuitos para fallas monofásicas y trifásicas, estos valores corresponden a las corrientes máximas de cortocircuitos.



## CAPÍTULO 3: ANÁLISIS DE RESULTADOS.

### 3.1 Descripción De La Herramienta De Simulación De Flujos De Carga Y De Cortocircuitos Del Software DlgSILENT.

El programa DlgSILENT es una herramienta de simulación la cual incorpora un paquete interactivo, integrado y avanzado, que se emplea para el análisis de sistemas eléctricos de potencia orientados a obtener los principales objetivos del planeamiento y optimización de la operación.

#### 3.1.1 Módulo de flujo de carga [8]

DlgSILENT utiliza un método sofisticado combinado con el método de Newton Raphson para garantizar que el flujo de cargas siempre converja.

Al seleccionar flujo de carga aparece la ventana de cálculo de flujo de carga con las diferentes opciones (ver la Figura 3.1.1.1).

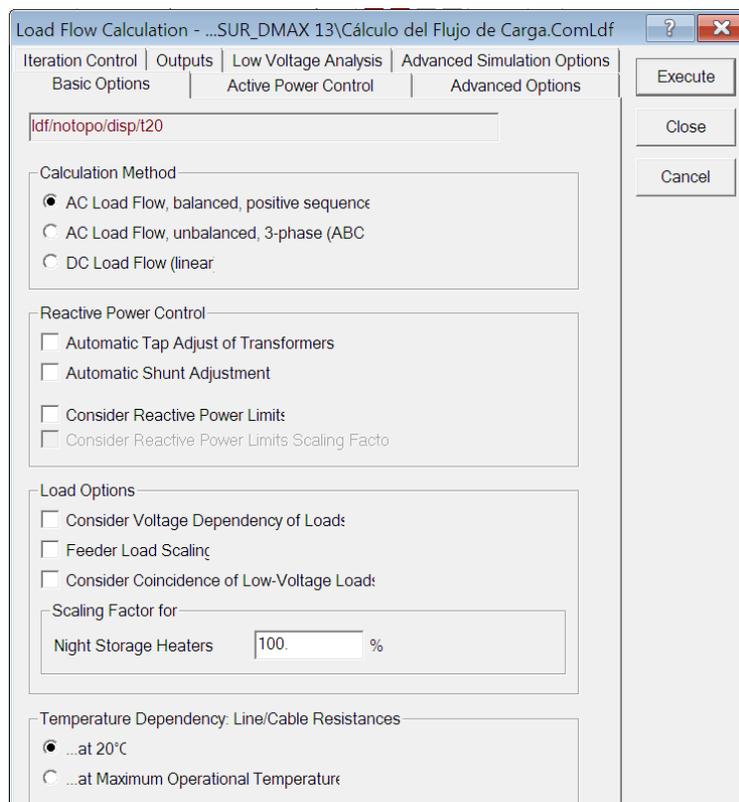


Figura 3.1.1.1 Ventana para el cálculo de Flujos de Carga

En la venta de opciones básicas nos permite escoger el tipo de representación de la red, ya sea un análisis de flujos en AC tanto para un sistema balanceado o desbalanceado; o también un análisis de flujos en DC. También se puede considerar o no los límites de la potencia reactiva así como también hacer que los transformadores ajusten automáticamente sus taps.



En la opción de Control de Iteraciones (ver figura 3.1.1.2) la función del Flujo de Carga utiliza el método iterativo de Newton Raphson, para el cual el número de iteraciones y tolerancia pueden ser ajustados.

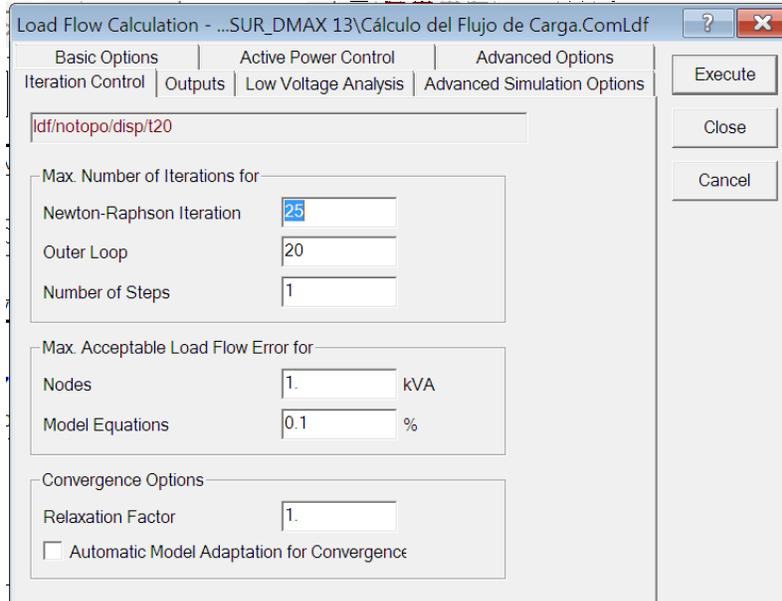


Figura 3.1.1.2 Ventana para el cálculo de Flujos de Carga

En la venta control de potencia activa se puede escoger un control de potencia activa como un despacho, además pudiéndose escoger otros tipos de control.

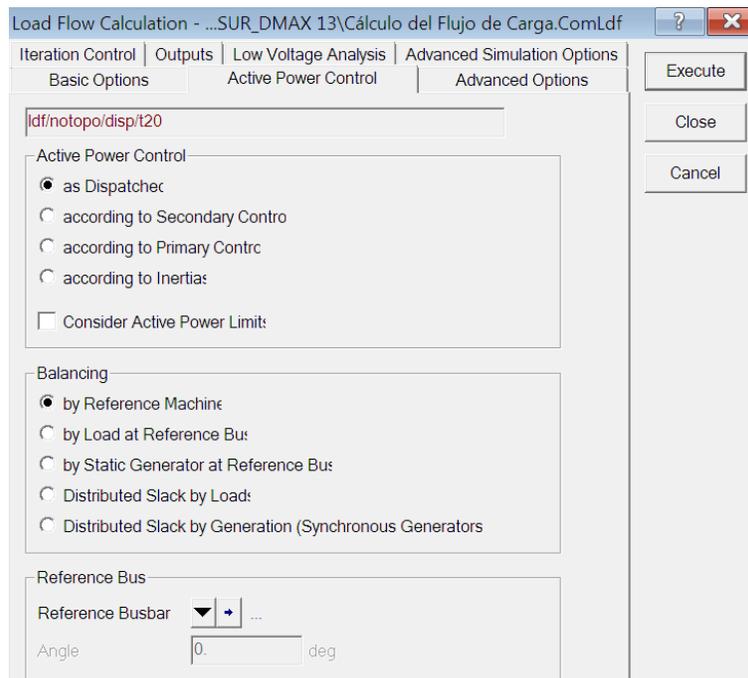


Figura 3.1.1.3 Control de potencia activa



La formulación matemática del problema de flujo de carga, resulta en un conjunto de ecuaciones no-lineales de la forma:

$$\begin{aligned} I &= 0 \\ f(V, I, X) &= 0 \end{aligned} \quad [3.1.1.1]$$

El primer conjunto de ecuaciones representa la Ley de Corrientes de Kirchoff, mientras que el segundo conjunto de ecuaciones define las características de cada uno de los elementos del sistema de potencia. El conjunto de ecuaciones resultantes son resueltas mediante el método no-desacoplado de Newton Raphson. Como la convergencia del método depende altamente de la estimación de la solución inicial del vector  $(V, I, X)$ , un método altamente sofisticado para estimar inicialmente el vector desconocido ha sido desarrollado e implementado en el DlgSILENT.

### **3.1.2 Simulación de flujos de carga del sistema de subtransmisión de la E.E.R.C.S con DlgSILENT**

La simulación se realizó utilizando el método sofisticado combinado con el método de Newton Raphson, con una tolerancia de 1 KVA, y con el control de potencia como un despacho.

En el anexo VII Se presentan los resultados de análisis de flujos de carga el cual convergió con un número de 3 iteraciones.

### **3.1.3 Módulo de cortocircuito [9]**

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

- Según VDE
- Según IEC
- Según ANSI
- Completo

En la ventana de corto circuito se puede observar las opciones básicas y las opciones avanzadas para el cálculo (ver Figura 3.1.3.1).



# Universidad de Cuenca

Short-Circuit Calculation - Study Cases\CSUR\_DMAX 13\Cálculo de Corto Circuito.ComShc

Basic Options | Advanced Options | Verification

shc/3psc/full/max/asc

Method: complete (Select 'complete' method to calculate multiple faults.)

Fault Type: 3-Phase Short-Circuit (Multiple Faults: )

Calculate: Max. Short-Circuit Currents

Short-Circuit Duration

Break Time: 0.1 s (Used Break Time: global)

Fault Clearing Time (lth): 1. s

Fault Impedance

Enhanced Fault Impedance Definitor

Resistance, Rf: 0. Ohm

Reactance, Xf: 0. Ohm

Fault Location

At: User Selection

User Selection: CSUR 2009...ISCAY/69

Show Output

Command: ...es\CSUR\_DMAX 13\Salida de Resultados

Shows: Fault Locations with Feeders

Execute, Close, Cancel

Figura 3.1.3.1 Opciones básicas para el cálculo de cortocircuitos

Short-Circuit Calculation - Study Cases\CSUR\_DMAX 13\Cálculo de Corto Circuito.ComShc \*

Basic Options | Advanced Options | Verification

shc/3psc/full/max/asc

Peak, DC Currents, R/X ratio (p, ib, ldc)

Using Method: C(1)

Current Iteration

Initialisation

Load Flow Initialisator

c-Factor: 1.

Ignore positive sequence data

Loads

Capacitance of Lines

Magnetizing current of transformers

Shunts/Filters and SVs

Consider Protection Devices: all

Calculate max. Branch Currents = Busbar Current

Power Station Unit Detection

Step only over lines <: 0.1 km

Overhead Line Modelling: Phase Matrices

Untransposec

Symmetrically Transposec

Execute, Close, Cancel

Figura 3.1.3.2 Opciones avanzadas para el cálculo de cortocircuitos



En la venta de opciones básicas se puede escoger el tipo de método a usar, el tipo de falla, también nos permite poner una impedancia de falla así como también Se pueden ajustar los tiempos de despeje de la falla (retardo de la protección) y el de interrupción de la falla (retardo de switcheo).

Con la finalidad de comparar los resultados del análisis de cortocircuitos obtenidos en el capítulo II, en DlgSILENT se utilizara “método completo” que es análogo al que se utilizó en la simulación de cortocircuitos en Cymdist.

### **3.1.4 Simulación de cortocircuitos del sistema de subtransmisión de la E.E.R.C.S con DlgSILENT**

La simulación se realizó utilizando el método completo, usando las corrientes de cortocircuito máximas, y considerando un factor de corrección de la tensión pre-falla (c-factor) de 1, considerando los datos de secuencia positiva para las cargas.

En el anexo VIII se presentan los resultados de la simulación de cortocircuitos, para fallas monofásicas y trifásicas, los datos corresponden a los valores máximos de corriente de cortocircuito.

### **3.2 Análisis Y Validación De Los Datos Obtenidos En Las Simulaciones Con El Software Cymdist Frente A Los Resultados Obtenidos Con El Software DlgSILENT**

El objetivo de hacer un diagnóstico técnico del sistema de distribución es determinar las pérdidas técnicas en el sistema de subtransmisión y alimentadores primarios, además de determinar que los niveles de tensión estén dentro de los rangos establecidos, y conocer la cargabilidad de los transformadores y líneas.

Actualmente la E.E.R.C.S viene realizando sus estudios de flujos de potencia mediante la cual obtiene las pérdidas técnicas (líneas de transmisión y transformadores) del sistema de subtransmisión.

Para comparar y validar los datos obtenidos en el software Cymdist con los obtenidos en DlgSILENT se lo realizará con un estudio de pérdidas tanto en líneas como en transformadores ya que son los datos que la E.E.R.C.S presenta en sus informes mensuales.

Para el procedimiento de cálculo de estas pérdidas se obtiene una curva de duración de carga, obtenida a través de un promedio de los días laborables del mes, con datos reales que son registrados diariamente cada 15 minutos mediante el sistema SCADA, dicha curvan es escalonada en 5 partes, que para el mes de marzo sin considerar la generación de Ocaña se tiene:

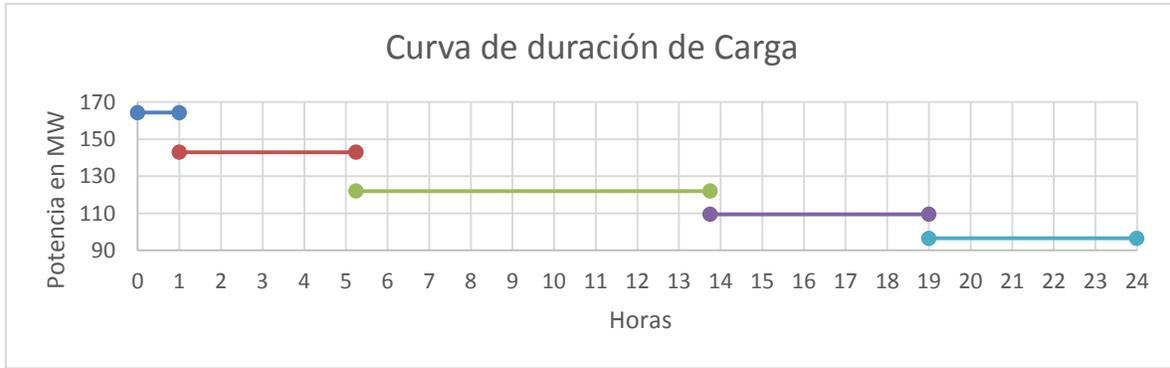


Figura 3.2.1 Curva de duración de carga

# escalón	Hora	duración [horas]	potencia [MW]
1	19:30	1	164.316
2	21:45	4.25	142.935
3	10:45	8.5	121.987
4	0:00	5.25	109.465
5	4:45	5	96.57

Tabla 3.2.1 Datos de carga correspondientes a la curva de duración

Hora	Real		Paso 1			Paso 2		
	P(MW)	Q(MVAR)	Programa	Error		Programa	Error	
	P(MW)	Q(MVAR)	P(MW)	Factor	%	P(MW)	Factor	%
0:00	109.465	27.618	103.083	1.062	-6.19%	109.485	1.00	0.00
4:45	96.570	24.520	93.873	1.029	-2.87%	96.584	1.00	0.00
10:45	121.987	43.681	125.943	0.969	3.14%	122.012	1.00	0.00
19:30	164.316	40.346	164.779	0.997	0.28%	164.277	1.00	-0.00
21:45	142.935	32.639	139.727	1.023	-2.30%	142.960	1.00	0.00

Tabla 3.2.2 Cálculo del factor de escalamiento

En la tabla 3.2.2 se puede apreciar los datos de potencia activa y reactiva correspondientes a cada escalón obtenidos mediante el SCADA y DlgSILENT, pero los resultados de la simulación difieren de los medidos (Paso 1), debido a que en la simulación no se consideran ciertos factores como son las pérdidas no técnicas, imprecisión de datos de los equipos entre otros, para solventar este problema se procede a calcular un factor de escalamiento aplicado a la carga el cual mitiga el error entre lo real y el programa (Paso 2).

Los datos obtenidos en las simulaciones del capítulo 2, se obtuvieron con los valores de carga y generación del escalón donde se tiene la demanda máxima



correspondientes al informe de “diagnóstico técnico del sistema de distribución” correspondiente al mes de Marzo del presente año.

En las siguientes tablas se muestra una comparación de las pérdidas de los transformadores y líneas de transporte entre Cymdist y DigSILENT.

	CYME	DigSILENT	
Lineas de Transporte	Pérdidas totales (kW)	Pérdidas totales (kW)	Error
0 = 69 kV.	965.7	968.3	0.27%
1 = 22 kV.	320.4	321.8	0.43%
2 = Azogues.	192.5	192.7	0.11%
3 = SEMS.	1859.8	1860.1	0.01%
Total CENTROSUR	1286.1	1290.1	0.31%

Tabla 3.2.3.a Pérdidas en líneas de transporte

	CYME	DigSILENT	
Transformadores de 2 devanados	Pérdidas totales (kW)	Pérdidas totales (kW)	Error
CENTROSUR	25.8	26.2	1.50%
Generadores	232.5	231.1	0.59%
Azogues	25.4	25.3	0.43%
SEMS	93.9	94.7	0.87%
TOTAL	377.6	377.3	0.07%

Tabla 3.2.3.b Pérdidas en transformadores de 2 devanados

	CYME	DigSILENT	
Transformadores de 3 devanados	Pérdidas totales (kW)	Pérdidas totales (kW)	Error
TOTAL(sin TCUERAYO)	533.5	545.1	2.13%

Tabla 3.2.3.c Pérdidas en transformadores de 3 devanados



El modelamiento de los transformadores en DIgSILENT en el ramal de magnetización considera una corriente en vacío, la misma que es ignorada en Cymdist. Entonces simulando nuevamente en DIgSILENT pero sin considerar la corriente en vacío se obtiene los siguientes resultados:

	CYME	DIgSILENT	
Lineas de Transporte	Pérdidas totales (kW)	Pérdidas totales (kW)	Error
0 = 69 kV.	965.7	966.9	0.12%
1 = 22 kV.	320.4	321.2	0.26%
2 = Azogues.	192.5	192.5	0.01%
3 = SEMS.	1859.8	1859.7	0.00%
Total CENTROSUR	1286.1	1288.1	0.16%

Tabla 3.2.4.a Pérdidas en líneas de transporte con  $I_m=0$

	CYME	DIgSILENT	
Transformadores de 2 devanados	Pérdidas totales (kW)	Pérdidas totales (kW)	Error
CENTROSUR	25.8	26.2	1.46%
Generadores	232.5	231.0	0.64%
Azogues	25.4	25.3	0.49%
SEMS	93.9	94.7	0.87%
TOTAL	377.6	377.2	0.11%

Tabla 3.2.4.b Pérdidas en transformadores de 2 devanados con  $I_m=0$

	CYME	DIgSILENT	
Transformadores de 3 devanados	Pérdidas totales (kW)	Pérdidas totales (kW)	Error
TOTAL(sin TCUERAYO)	533.5	544.4	2.01%

Tabla 3.2.4.c Pérdidas en transformadores de 3 devanados con  $I_m=0$

Se puede ver que al no considerar la corriente en vacío en DIgSILENT, los resultados de la simulación para las líneas disminuye su error, pero en los



transformadores de 2 devanados aumenta y en los de tres devanados disminuye, esto se debe a que hay un cambio en los valores de generación tanto de la fuente infinita como los generadores con regulación de tensión, como se puede apreciar a continuación.

Descripción	DgSILENT					
	Valores De Generación					
	Simulación con $I_m=0$			Simulación considerando $I_m$		
	Potencia activa	Potencia reactiva	Tensión	Potencia activa	Potencia reactiva	Tensión
	MW	Mvar	p.u.	MW	Mvar	p.u.
Desc-U1	4.62	1.52	1.03	4.62	1.59	1.03
Desc-U2	4.62	0.94	1.03	4.62	0.94	1.03
Desc-U3	4.62	0.94	1.03	4.62	0.94	1.03
HA1	7.48	-0.97	1.00	7.48	-0.97	1.00
HA2	7.48	0.83	1.00	7.48	0.93	1.00
HA3	7.48	2.36	1.00	7.48	2.42	1.00
HA4	7.48	-0.97	1.00	7.48	-0.97	1.00
HA5	7.48	-0.97	1.00	7.48	-0.97	1.00
Sau-U1	3.31	0.83	0.98	3.31	0.83	0.98
Sau-U2	3.31	0.83	0.98	3.31	0.83	0.98
Sau-U3	6.62	1.66	0.98	6.62	1.66	0.98
Sau-U4	6.62	1.66	0.98	6.62	1.66	0.98
Say-U1	1.65	-0.17	1.00	1.65	-0.15	1.00
Say-U2	1.65	0.35	1.00	1.65	0.35	1.00
Say-U3	1.05	0.23	1.01	1.05	0.23	1.00
Say-U4	1.05	0.23	1.01	1.05	0.23	1.00
Say-U5	4.01	0.90	1.02	4.01	0.90	1.02
Say-U6	4.01	0.90	1.02	4.01	0.90	1.02
Rayoloma	31.27	26.86	1	31.27	27.76	1.00
Sinincay	50.33	-1.12	1	50.33	-0.81	1.00

Tabla 3.2.4.d Generación considerando  $I_m$  y con  $I_m=0$

En el anexo IX se puede apreciar una tabla completa de las pérdidas en líneas y transformadores, y con  $I_m=0$ .

Además los transformadores de tres devanados en DgSILENT nos da a elegir dos tipos de modelamiento de los TAPs: modelamiento de TAP's en el punto estrella o común y el modelamiento en los terminales.

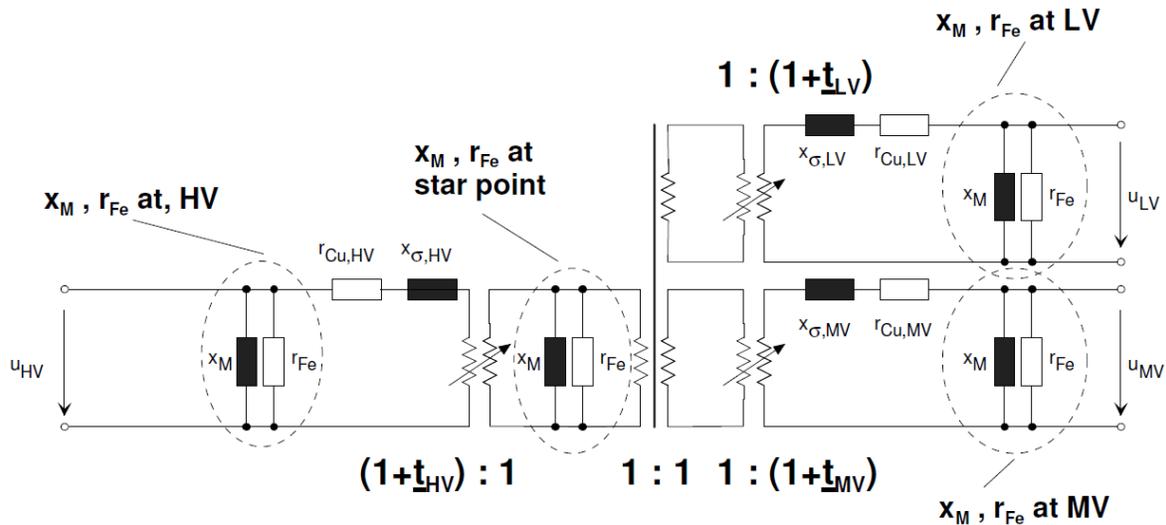


Figura 3.2.2 Modelamiento de TAP's en el punto estrella (star point) [9]

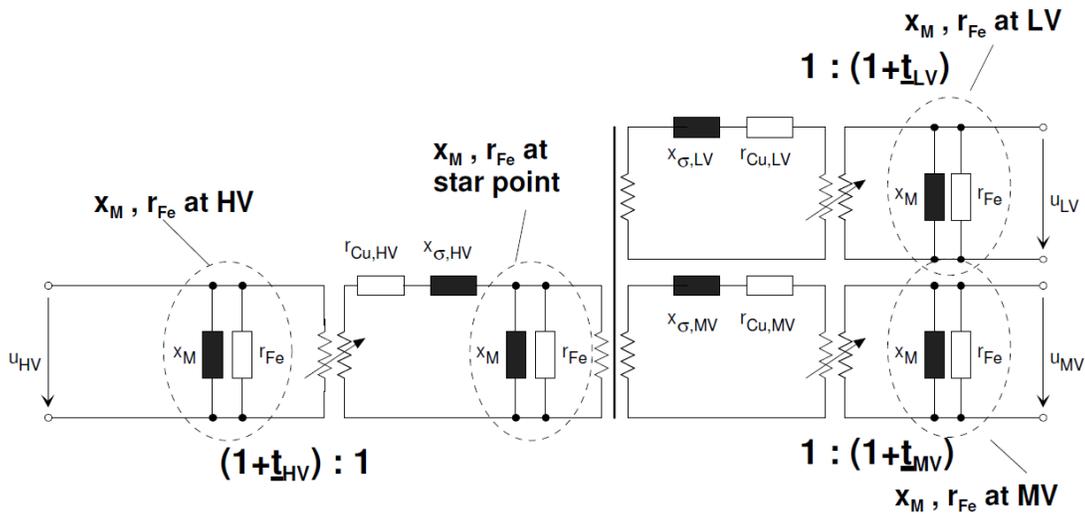


Figura 3.2.3 Modelamiento de TAP's en terminales [9]

Los datos obtenidos anteriormente están con los transformadores de tres devanados con el modelo de TAP's en el punto estrella, y para determinar la diferencia entre estos dos modelos, a continuación se presentan los resultados con una modelación en terminales:



	CYME	DlgSILENT	
Lineas de Transporte	Pérdidas totales (kW)	Pérdidas totales (kW)	Error
0 = 69 kV.	965.7	965.8	0.01%
1 = 22 kV.	320.4	320.3	0.02%
2 = Azogues.	192.5	192.5	0.01%
3 = SEMS.	1859.8	1859.7	0.00%
Total CENTROSUR	1286.1	1286.1	0.00%

Tabla 3.2.8.a Pérdidas en líneas de transporte con  $I_m=0$  y modelamiento de TAP's en terminales

	CYME	DlgSILENT	
Transformadores de 2 devanados	Pérdidas totales (kW)	Pérdidas totales (kW)	Error
CENTROSUR	25.8	26.2	1.43%
Generadores	232.5	231.0	0.65%
Azogues	25.4	25.3	0.49%
SEMS	93.9	94.7	0.87%
TOTAL	377.6	377.2	0.11%

Tabla 3.2.8.b Pérdidas en transformadores de 2 devanados con  $I_m=0$  y modelamiento de TAP's en terminales

	CYME	DlgSILENT	
Transformadores de 3 devanados	Pérdidas totales (kW)	Pérdidas totales (kW)	Error
TOTAL(sin TCUERAYO)	533.5	533.2	0.06%

Tabla 3.2.8.c Pérdidas en transformadores de 3 devanados con  $I_m=0$  y modelamiento de TAP's en terminales



## Universidad de Cuenca

Con resultados de simulación tanto en Cymdist y DIgSILENT se comprobó que Cymdist modela los TAPS en terminales en el caso de los transformadores de tres devanados, y esto se comprueba en la disminución del error en los resultados obtenidos en los transformadores de tres devanados reduciéndose de 2.01% a 0.06%.

En el anexo X se puede apreciar una tabla completa de las pérdidas en líneas y transformadores, con  $I_m=0$  y con un modelamiento de TAP's en terminales.

En cuanto se refiere a perfiles de tensión en la barras se puede apreciar en el anexo XI que son prácticamente iguales.

Entonces los datos obtenidos en esta última simulación en DIgSILENT se tiene un error mínimo frente a los datos obtenidos con el software Cymdist, por lo que ingreso de la base de datos y la configuración de cada uno de los dispositivos del sistema de subtransmisión de la E.E.R.C.S en Cymdist es correcta.

En el siguiente análisis correspondiente a los cortocircuitos se tiene la finalidad de comprar y validar los resultados obtenidos en las simulaciones de cortocircuitos con los programas Cymdist y DIgSILENT, para lo cual se analizó fallas monofásicas y trifásicas típicamente utilizadas en la coordinación de protecciones.

Para la simulación de cortocircuitos se utilizó el método completo usando las corrientes de cortocircuito máximas, obteniéndose los siguientes resultados:



Barra	Falla Monofasica					Falla Trifasica				
	DigSilent		CYME		ERROR %	DigSilent		CYME		ERROR %
	Potencia en MVA	Corriente en kA	Potencia en MVA	Corriente en kA		Potencia en MVA	Corriente en kA	Potencia en MVA	Corriente en kA	
Arenal-22kV	131	10.27	130	10.27	0.1%	292	7.7	292	7.7	0.0%
Arenal-69kV	393	9.85	393	9.86	0.1%	1024	8.6	1031	9.9	0.7%
Az-22kV	38	2.97	38	3.03	1.8%	84	2.2	86	2.2	2.4%
Az-69kV- A	139	3.50	142	3.55	1.5%	361	3.0	366	3.1	1.3%
Cañar-22kV	31	2.47	32	2.51	1.7%	69	1.8	70	1.8	1.6%
Cañar-69kV	75	1.88	76	1.91	1.9%	181	1.5	184	1.5	1.8%
Centenario-22kV	56	4.44	57	4.45	0.4%	127	3.3	129	3.4	1.6%
Centenario-6.3kV	36	9.96	35	10.11	3.0%	79	7.3	77	7.4	2.2%
Descanso-22kV	101	7.95	100	7.88	0.8%	218	5.7	215	5.7	1.3%
Descanso-69kV	242	6.08	245	6.15	1.0%	612	5.1	618	5.2	1.0%
EE Az-22kV	42	3.33	43	3.36	1.1%	113	3.0	114	3.0	0.8%
EE Az-69kV	68	1.71	68	1.71	0.4%	346	2.9	350	2.9	1.2%
Gualaceo-138kV	184	2.31	188	2.36	1.9%	611	2.6	624	2.6	2.1%
Gualaceo-22kV	54	4.28	55	4.33	1.0%	166	4.3	167	4.4	0.8%
L.Cordero-22kV	29	2.31	30	2.38	2.9%	131	3.4	132	3.5	0.9%
L.Cordero-6.3kV	33	9.18	34	9.31	1.3%	74	6.8	75	6.9	0.7%
Lentag-22kV	30	2.35	31	2.41	2.2%	66	1.7	67	1.8	2.1%
Lentag-69kV	66	1.65	67	1.69	2.4%	157	1.3	161	1.3	2.4%
Limón-13.8kV	25	3.16	25	3.19	0.8%	77	3.2	77	3.2	0.6%
Limón-138	111	1.39	113	1.42	2.1%	385	1.6	395	1.7	2.6%
Macas-13.8kV	25	3.18	25	3.18	0.1%	60	2.5	60	2.5	0.3%
Macas-69	57	1.43	59	1.48	3.2%	263	2.1	266	2.2	1.1%
Monay-22kV	112	8.80	111	8.75	0.5%	249	6.5	248	6.5	0.4%
Monay-69kV	596	14.96	598	15.01	0.3%	1581	13.2	1592	13.3	0.7%
Méndez-13.8	25	3.09	25	3.11	0.5%	74	3.1	74	3.1	0.1%
Méndez-138	104	1.30	106	1.33	2.0%	323	1.4	331	1.4	2.4%
P.Industrial-22	154	12.13	155	12.20	0.6%	348	9.1	348	9.1	0.1%
P.Industrial-69	507	12.72	507	12.72	0.0%	1298	10.9	1311	11.0	1.0%
Ricaurte-22kV	85	6.71	86	6.76	0.7%	191	5.0	192	5.0	0.5%
Ricaurte-69kV	523	13.12	525	13.19	0.5%	1400	11.7	1411	11.8	0.8%

Tabla 3.2.12 Resultados de la simulación de cortocircuitos



De los resultados expuestos en la tablas se calculó el error usando los valores de potencia y se observa que el máximo error para la potencia de falla monofásica es de 3.2% y para la trifásica es de 2.6%.

En las siguientes figuras 3.2.4.a y 3.2.4.b se representa el contraste existente entre la potencia de cortocircuito, en donde la diferencia máxima es de 3.5 MVA para la falla monofásica y de 13.1 MVA para la falla trifásica, ambos datos en la barra de 138kV de la S/E 15 (Gualaceo).

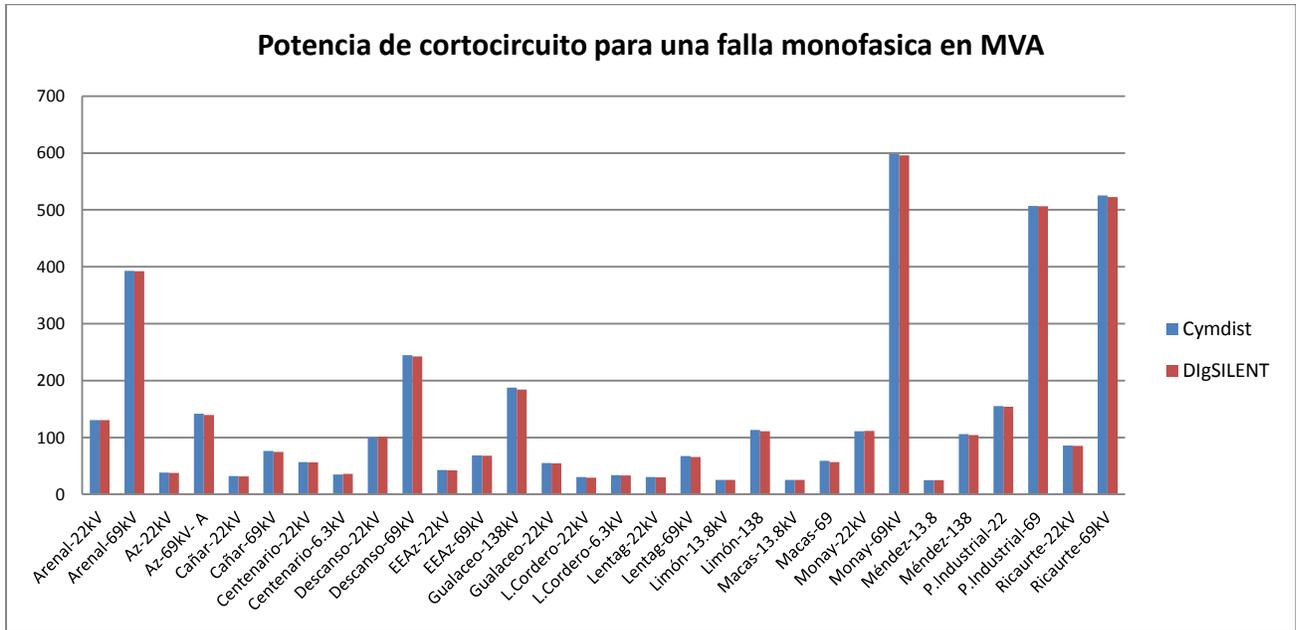


Figura 3.2.4.a Potencia de cortocircuito en Cymdist y DigSILENT

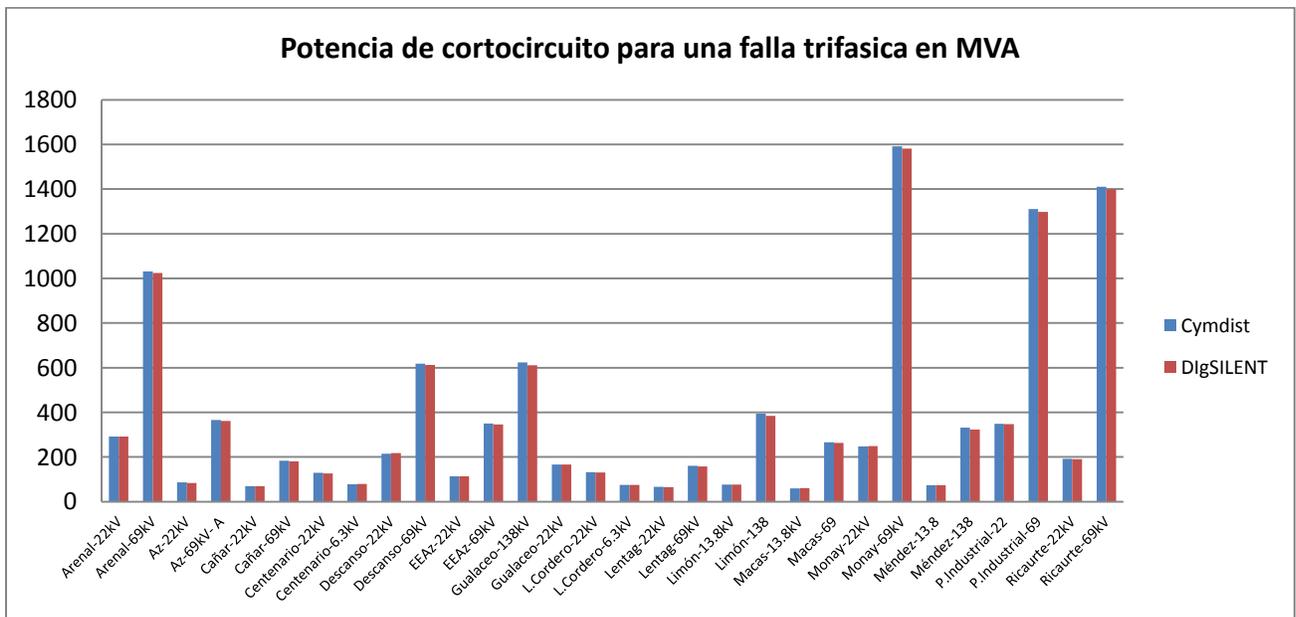


Figura 3.2.4.b Potencia de cortocircuito en Cymdist y DigSILENT



Al momento de ejecutar la herramienta de análisis de cortocircuitos, DIgSILENT presenta una flexibilidad de seleccionar parámetros (ver figura 3.2.5), en tanto que Cymdist nos presenta una configuración diferente para los parámetros que intervienen en la falla (ver figura 3.2.6).

The screenshot shows the 'Initialisation' dialog box in DIgSILENT. It contains the following elements:

- Initialisation**
  - Load Flow Initialisator
  - c-Factor:
- Ignore positive sequence data**
  - Loads
  - Capacitance of Lines
  - Magnetizing current of transformers
  - Shunts/Filters and SVs

Figura 3.2.5 Parámetros que intervienen en DIgSILENT para la simulación de cortocircuitos

The screenshot shows the 'Cortocircuito' dialog box in Cymdist. It contains the following elements:

- Tensión prefalla**
  - Dropdown: Tensión nominal
  - Transformadores en la toma nominal
- Impedancia de la máquina**
  - Dropdown: Subtransitorio
- Factores de seguridad**
  - Kmax:  p.u.
  - Kmin:  p.u.
- Impedancias de falla**
  - Table:

	R	X
Zf:	<input type="text" value="0.0"/>	<input type="text" value="0.0"/>
Zg:	<input type="text" value="0.0"/>	<input type="text" value="0.0"/>
  - Radio buttons:  Ohmios,  p.u.
- Ajuste de la temperatura del conductor**
  - Ajustar la resistencia del conductor a:  °C
- Incluir las contribuciones de**
  - Generadores síncronos
  - Motores de inducción
  - Generadores de inducción
  - Generadores con acoplamiento electrónico
  - WECS
  - PCOS
  - Microturbina
  - Fotovoltaico
  - Motores síncronos
  - Susceptancia de línea de secuencia homopolar

Buttons at the bottom: Guardar, Ejecutar, Aceptar, Cancelar.

Figura 3.2.6 Parámetros que intervienen en Cymdist para la simulación de cortocircuitos



El contraste significativo en la configuración de los parámetros de falla de los 2 programas es:

Tensión de pre-falla:

DlgSILENT permite configurar la tensión pre-falla utilizando los resultados de flujos de carga o también usando las tensiones nominales afectadas con un factor de corrección “c-Factor”.

En Cymdist la tensión de pre-falla se puede configurar mediante la tensión nominal o la de servicio (resultado de flujo de carga), además de considerar o no que los transformadores trabajen en la toma nominal.

Ignorar los datos de secuencia positiva:

DlgSILENT permite ignorar los datos de secuencia positiva como se ve en la figura 3.2.5.

Contribuciones de los equipos:

Cymdist para el caso de escoger el régimen Subtransitorio permite solamente considerar o no la contribución de los generadores síncronos además para los mismos se considera que  $Z2=Z1$ .

Los parámetros que intervienen en Cymdist para la simulación de cortocircuitos se han configurado de tal manera que sean análogos a los del programa DlgSILENT, con fin de minimizar las diferencias antes expuestas, se procede a ejecutar una nueva simulación en DlgSILENT pero sin considerar los valores de secuencia positiva para las cargas siendo este parámetro únicamente modificable en DlgSILENT. En las figuras 3.2.7.a y 3.2.7.b se puede apreciar los nuevos resultados en donde se observa mayor coincidencia de resultados, y con una diferencia máxima de 4.3 MVA para la falla monofásica en la barra de 69kV de la S/E 4 (P.Industrial) y de 6.7 MVA para la falla trifásica en la barra de 22kV de la S/E 12 (Descanso).

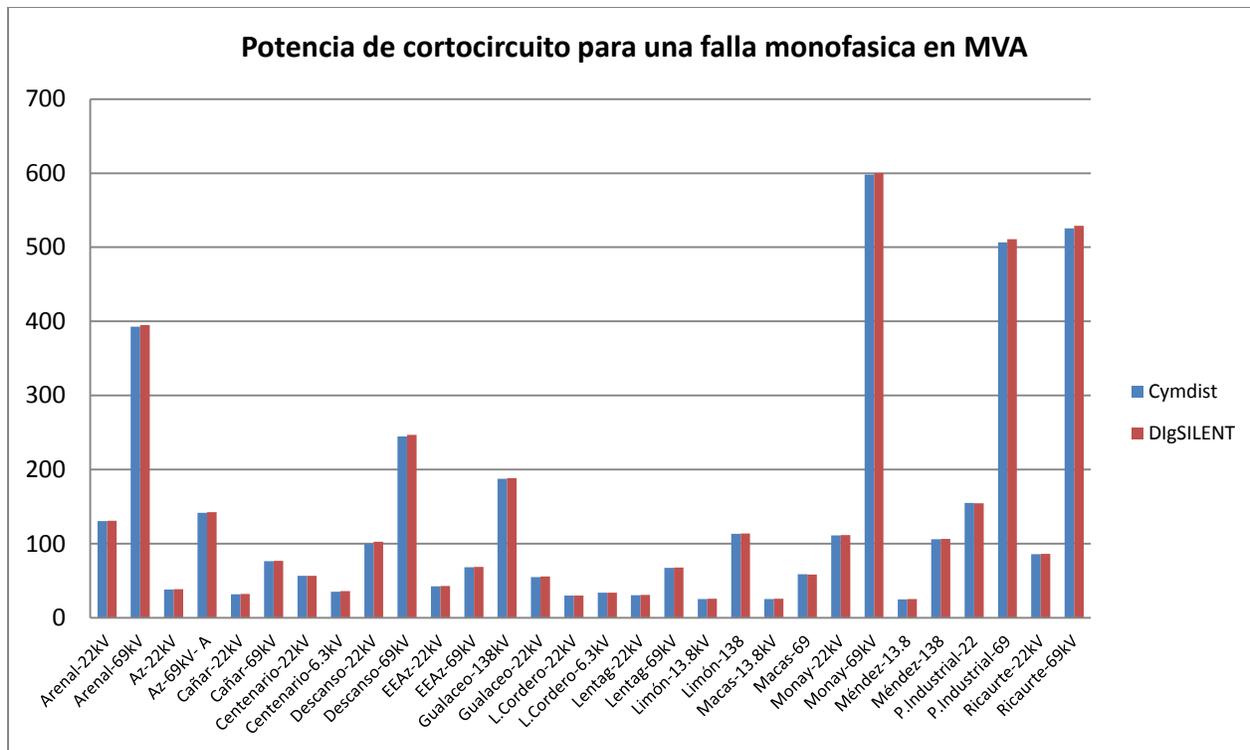


Figura 3.2.7.a Potencia de cortocircuito en Cymdist y DigSILENT

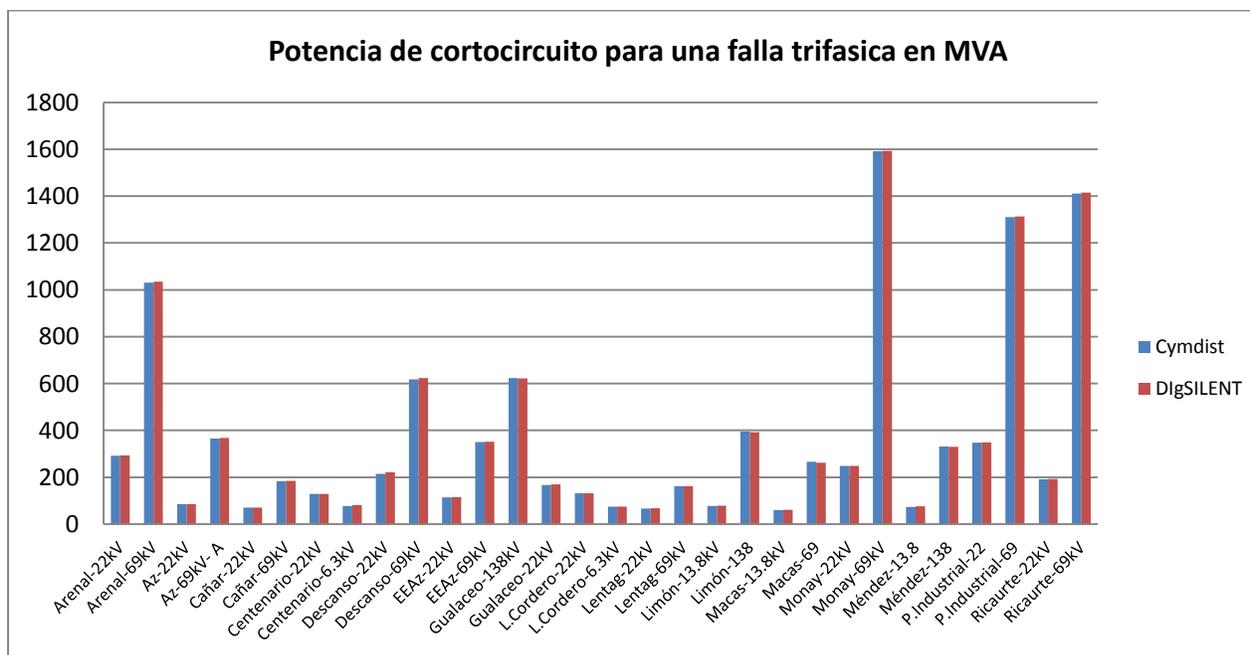


Figura 3.2.7.b Potencia de cortocircuito en Cymdist y DigSILENT



Barra	DigSILENT					
	Falla Trifásica			Falla Monofásica		
	Potencia en MVA	Corriente en kA	Diferencia en MVA con respecto a Cymdist	Potencia en MVA	Corriente en kA	Diferencia en MVA con respecto a Cymdist
Arenal-22kV	7.690314	293.0403	1.0	10.32029	131.0853	0.7
Arenal-69kV	8.658841	1034.831	3.8	9.915222	394.9944	2.0
Az-22kV	2.261028	86.15672	0.2	3.047294	38.70583	0.3
Az-69kV- A	3.084712	368.6585	2.7	3.579177	142.5843	1.1
Cañar-22kV	1.853419	70.62474	0.6	2.531771	32.15781	0.2
Cañar-69kV	1.549469	185.1794	1.2	1.926713	76.7548	0.5
Centenario-22kV	3.404378	129.7242	0.7	4.477708	56.87453	0.3
Centenario-6.3kV	7.440832	81.19376	3.7	10.16319	36	0.8
Descanso-22kV	5.817946	221.6935	6.7	8.095316	102.8243	2.7
Descanso-69kV	5.21452	623.1952	5.2	6.201674	247.0571	2.3
EEAz-22kV	3.016237	114.9341	0.9	3.381388	42.9494	0.3
EEAz-69kV	2.944156	351.8605	1.9	1.723323	68.6523	0.4
Gualaceo-138kV	2.600846	621.662	2.3	2.36526	188.4505	0.7
Gualaceo-22kV	4.440492	169.2055	2.2	4.383169	55.67372	0.7
L.Cordero-22kV	3.473617	132.3626	0.4	2.375021	30.16682	0.0
L.Cordero-6.3kV	6.899452	75.28627	0.3	9.287425	33.78122	0.1
Lentag-22kV	1.768052	67.37183	0.4	2.422158	30.76554	0.2
Lentag-69kV	1.350629	161.4157	0.4	1.698753	67.67352	0.4
Limón-13.8kV	3.289916	78.63657	1.6	3.251543	25.90646	0.5
Limón-138	1.644771	393.1382	1.9	1.430211	113.9511	0.6
Macas-13.8kV	2.55643	61.10456	1.1	3.248017	25.87836	0.5
Macas-69	2.193733	262.1763	3.8	1.470159	58.56697	0.3
Monay-22kV	6.529505	248.8076	0.8	8.802414	111.8057	0.6
Monay-69kV	13.33445	1593.621	1.6	15.06985	600.34	2.4
Méndez-13.8	3.179594	75.99962	2.0	3.180843	25.34315	0.6
Méndez-138	1.380411	329.9501	1.0	1.338613	106.6531	0.5
P.Industrial-22	9.152982	348.7754	0.8	12.18133	154.7237	0.2
P.Industrial-69	10.98884	1313.293	2.3	12.827	510.9915	4.3
Ricaurte-22kV	5.068978	193.154	1.2	6.796213	86.3235	0.5
Ricaurte-69kV	11.84026	1415.047	4.0	13.28009	529.0412	3.6

Tabla 3.2.13 Resultados de la simulación de cortocircuitos en DigSILENT

Finalmente se ve que los programas presentaron sus resultados con respuestas similares pero no iguales, a pesar de que los 2 programas parten del mismo principio en cuanto al método utilizado, pero el desarrollo de los algoritmos tienen su propia formulación que es patente de cada software, haciendo que los resultados difieran.



A además de acuerdo a simulaciones que se realizaron con pequeños sistemas se puede concluir que los resultados para flujos de carga y cortocircuitos son iguales en Cymdist y DigSILENT, a diferencia de sistemas complejos como el considerado en esta tesis para el cual los resultados son similares.

### **3.3 Sistema De Subtransmisión Georeferenciado [6]**

El software Cymdist nos presenta un interfaz que permite modelar el SEP con sus elementos referenciados geográficamente. Esto representa ventajas en la gestión y planificación del SEP.

Actualmente el sistema de subtransmisión es modelado a través del software DigSILENT con una representación esquemática tradicional unifilar como se puede apreciar en el anexo.

Además las ventajas en Cymdist son tal que se puede trabajar con un estudio en donde se registran únicamente el sistema de subtransmisión con las respectivas subestaciones y líneas, para luego importar el estudio que contiene al sistema de media tensión con sus alimentadores. Consiguiendo de esta manera la integración.

#### **3.3.1 Módulo mapa de fondo de Cymdist**

El módulo Mapa de fondo coloca un mapa en segundo plano tras el diagrama unifilar. El mapa consiste en una o varias “capas” u “hojas” (imágenes de mapas individuales). CYME puede importar y presentar formatos de archivo nativo AutoCAD, archivos de forma ESRI u otros formatos soportados por MapServer (convertidos en archivos .gsf).

#### **Formatos de mapas compatibles:**

- Atlas GIS (.BNA)
- AutoCAD versions 1-12 (.DXF)
- Digital Chart of the World (.VPF)
- ArcInfo Shape (ESRI) (.SHP)
- MapInfo (.MIF)
- Metafiles (.wmf, .emf)
- Microsoft Bitmap raster (.BMP)
- Tagged Image File (.tif)
- UK Ordnance Survey (.NTF)
- US Geological Survey (.OPT, .STD)
- AutoCAD (.DXF)



## Interfaz

Todos los controles para cargar y mostrar los Mapas de fondo se encuentran en la pestaña **Mapa de fondo** de la Barra de exploración. También se permite seleccionar varios archivos a la vez.

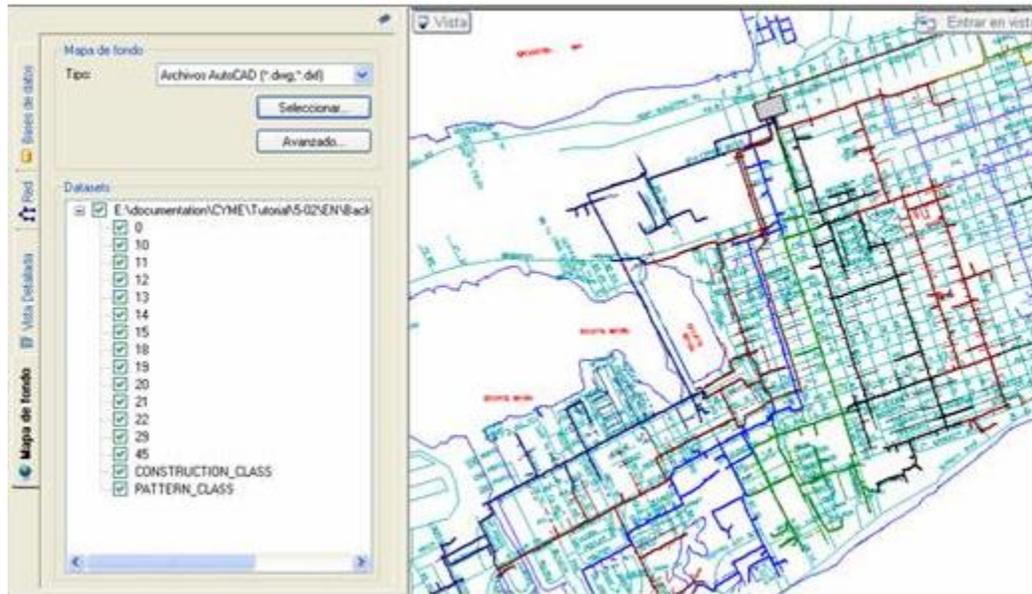


Figura 3.3.1.1 Ventana de mapa de fondo

Después de haber seleccionado e importado el **archivo** que contiene el mapa. En el cuadro de grupo **Dataset** se presentan las capas con la opción de mostrar u ocultar.

## Cargar a la base de datos

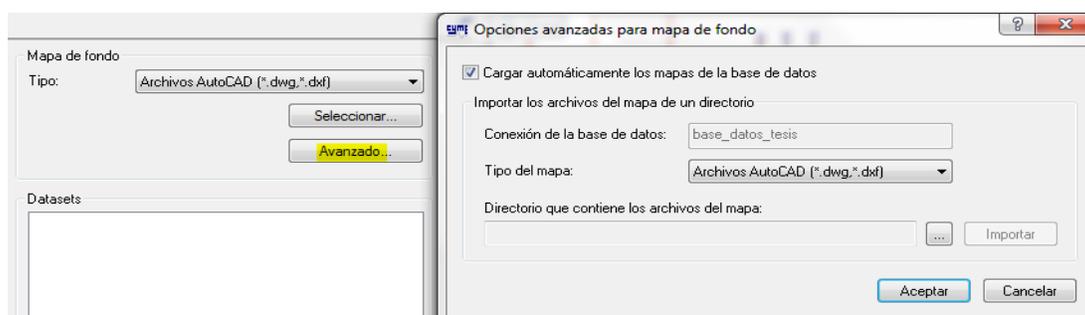


Figura 3.3.1.2 Opciones avanzadas para un mapa de fondo

También se pueden guardar los enlaces de los archivos de mapas hacia una base de datos de modo a que los mapas se carguen automáticamente cuando se carguen las redes de esta base de datos. Los archivos AutoCAD y Shapefiles se pueden importar de esta manera.



La ventaja de este modo en una red de mayor tamaño y con varios mapas es que solo los mapas visibles en la pantalla se cargan en la memoria. Cuando se importan mapas, la información sobre la extensión de cada archivo se guarda y estos datos se usan para saber si un mapa debería ser cargado.

### 3.3.2 Ingreso del sistema de subtransmisión referenciado geográficamente

Trabajaremos en un nuevo estudio con vista georeferenciada e importaremos el archivo MTSUB.shp (fuente E.E.R.C.S) que contiene el mapa georeferenciado de las líneas de transporte. MTSUB.shp también contiene información adicional como: código de las líneas, niveles de tensión, longitud, fechas de actualización, entre otros.

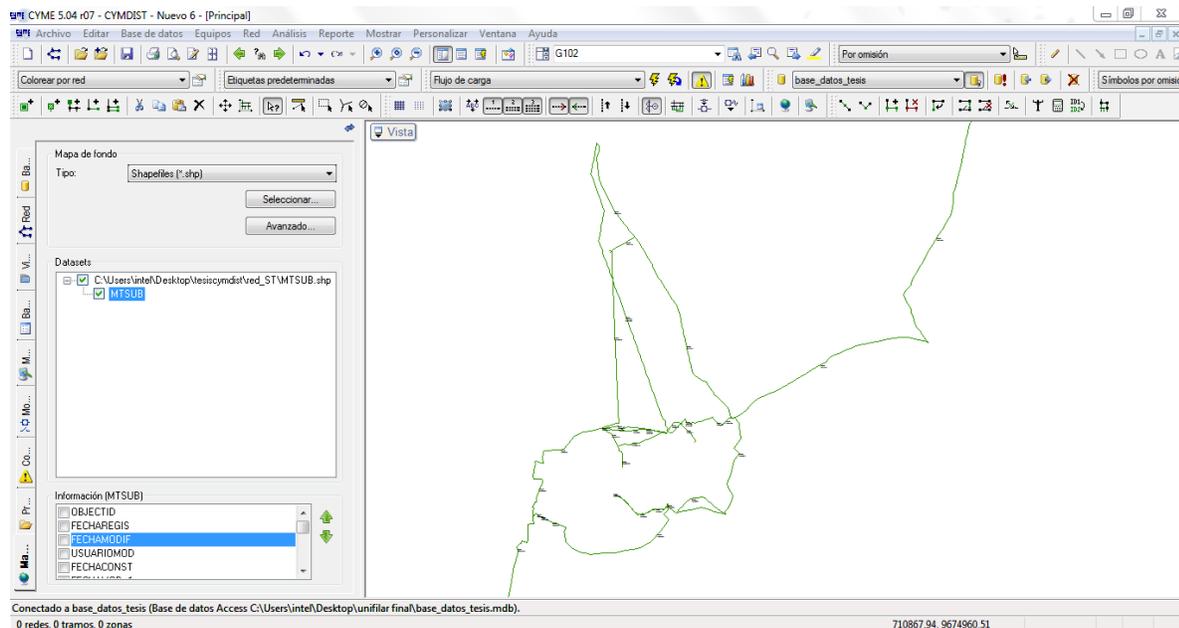


Figura 3.3.2.1 Sistema de subtransmisión georeferenciado de la E.E.R.C.S

El mapa importado se coloca en segundo plano sirviendo de referencia para ubicar las diferentes r subestaciones y líneas.

#### Ingreso de S/E

Cymdist permite mostrar la subestación en la vista corriente como se realizó en el capítulo uno o en cualquier vista imbricada creada en el estudio corriente.

Los pasos para el ingreso de las S/E en Cymdist es igual al abordado en el capítulo 1 y solo se diferencia por el estilo de vista que ahora de selecciona la vista imbricada (ver figura 3.3.2.2).



Al escoger presentar la subestación en una vista imbricada, el programa permite modelar y crear el espacio de trabajo correspondiente en una nueva ventana, la misma que esta anidada a la vista corriente como se ve en la figura 3.3.2.3.

Los elementos que conforman la S/E del SEP se ingresan como ya se explicó en el capítulo uno.

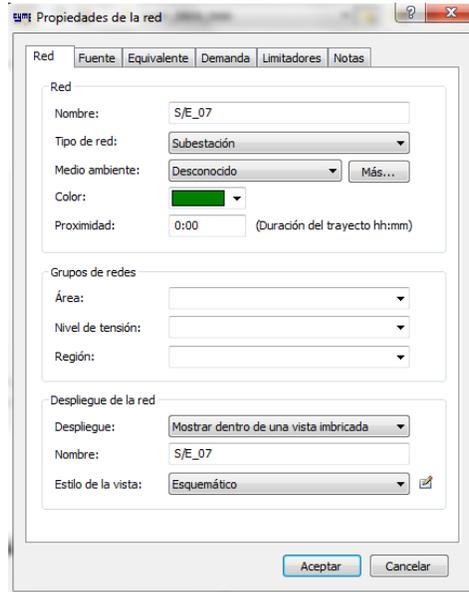


Figura 3.3.2.2 Selecciones de vista imbricada para una subestación

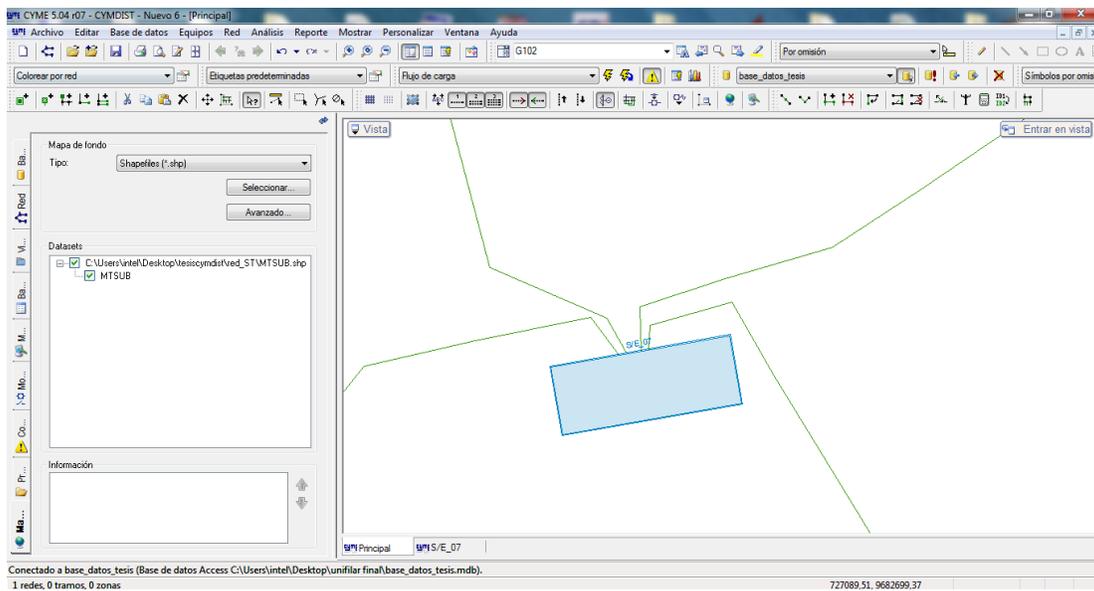


Figura 3.3.2.3 Vista imbricada de una subestación

Para que a la hora de la integración el sistema de subtransmisión se conecte automáticamente con el sistema de media tensión, es decir subestaciones con



alimentadores; en el nodo que debe conectarse el alimentador se nombra con el mismo nombre que posee el alimentador en su cabecera.

### Ingreso de líneas de transporte

Los pasos a seguir son los mismos que en el capítulo 1, seleccionando una vista corriente. Las conexiones a las diferentes subestaciones se consigue únicamente arrastrando uno de los extremo de la línea y soltándolo sobre la subestación.

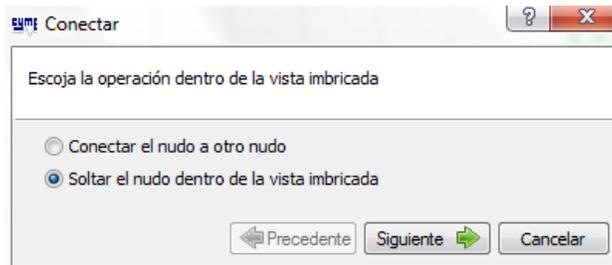


Figura 3.3.2.4.a Conexión dentro de una vista imbricada

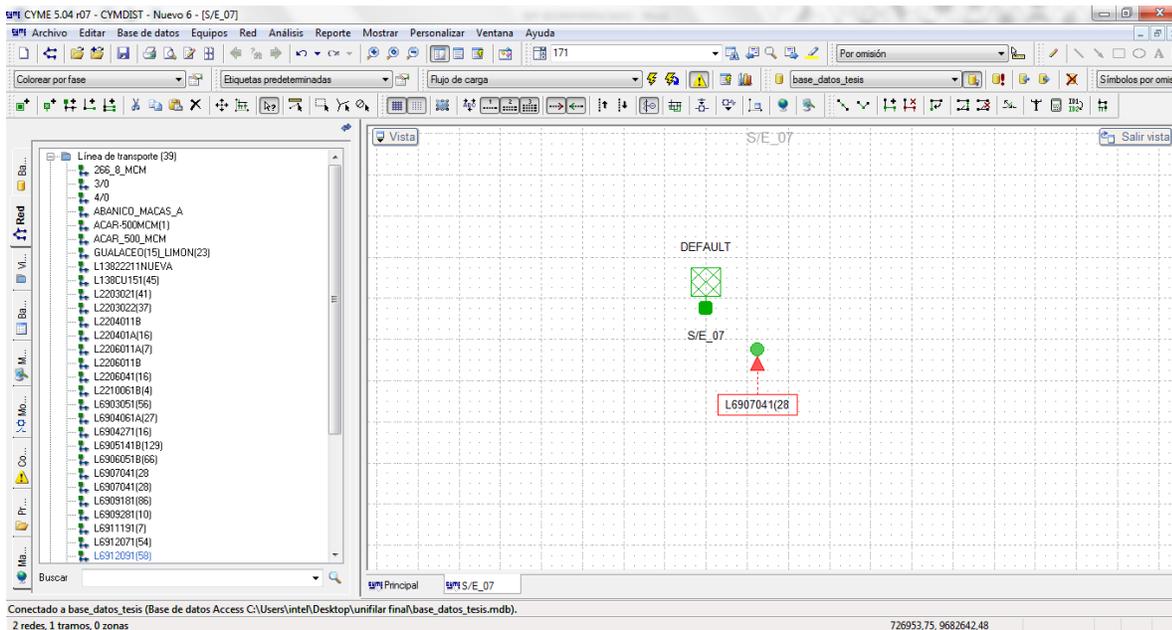


Figura 3.3.2.4.b Conexión dentro de una vista imbricada

Finalmente en el anexo XII se muestra todo el sistema de subtransmisión referenciado geográficamente en Cymdist.



### 3.4 Descripción De La Herramienta De Distribución De Carga En Cymdist [6]

Al momento de establecer la demanda en la cabecera de un alimentador Cymdist puede tomar los valores que están aguas abajo y establecer el dato de demanda que se requiere, o también se puede establecer un valor en la cabecera del alimentador y mediante una distribución de carga repartirlo aguas abajo.

La función de Distribución de carga ajusta la carga conectada para que corresponda a la demanda medida. Existen dos métodos para definir la demanda medida:

- En el cuadro de diálogo **Demanda de repartición de carga** se fija el valor de la demanda medida del alimentador en (o cerca de) la subestación.
- También puede incluir **medidores** en los dispositivos de conmutación en el alimentador y definir la demanda medida por cada medidor.

El programa asignará una porción de la demanda medida a cada fase de cada tramo según el KVA (conectado o real), además este análisis toma en cuenta los motores, generadores, condensadores, susceptancias de línea y pérdidas durante el cálculo, pero se puede activar la opción que permita ignorar los motores y los condensadores shunt.

Para abrir el cuadro de dialogo del análisis de Distribución de carga, escoja el menú Análisis > Distribución de carga. (Ver figura 3.4.1)

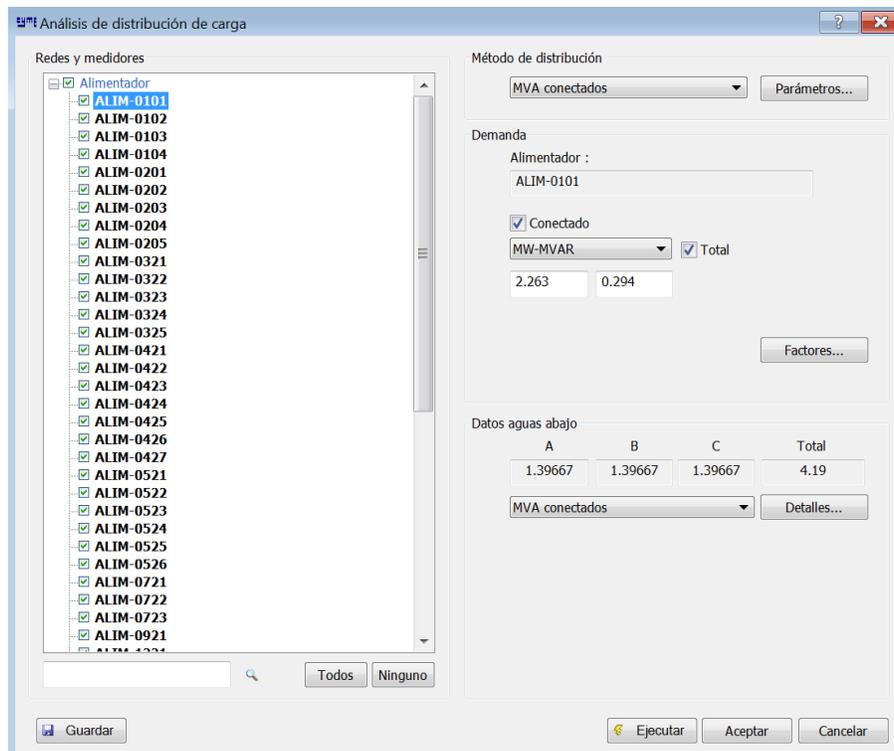


Figura 3.4.1 Análisis de distribución de carga

A continuación se describe cada una de las opciones de la ventana anterior:



En la parte de redes y medidores seleccione las redes en las cuales se va a realizar la distribución de carga. En el caso de utilizar medidores estos no se seleccionan automáticamente para ser considerados en los cálculos, destaque un ID de un medidor y active la opción Conectado para incluirlo.

En la demanda se puede seleccionar entre las siguientes opciones: kVA-FP, Amp-FP, kW-FP O kW-KVAR. Introduzca los datos requeridos por fase o el valor trifásico.

El cuadro de grupo Datos aguas abajo muestra el total trifásico y por fase de los datos de la carga real total y bloqueada, los diferentes tipos de potencia reactiva de los condensadores shunt y otros valores pertinentes relacionados con el medidor situado aguas abajo.

Los Métodos de distribución a usar pueden ser:

1. kVA conectados divide la demanda medida entre las cargas proporcionalmente a la capacidad de cada transformador.
2. KWh conectados divide la demanda medida entre las cargas proporcionalmente al consumo de energía de las mismas.
3. REA divide la demanda medida entre las cargas de acuerdo al número de consumidores que cada símbolo de carga representa.
4. KVA real divide la demanda medida entre las cargas proporcionalmente a la carga kVA ya definida para cada carga.

Con todos estos métodos, la carga kVA original será reemplazada por el nuevo valor asignado, pero sólo dentro del estudio.

En la opción de Parámetros (ver figura 3.4.2) se escribe el valor de la Tolerancia para la precisión deseada del cálculo, esta información es necesaria ya que la distribución de carga es un cálculo iterativo del flujo de carga, también se escribe un valor de las Pérdidas iniciales, que es una aproximación de las pérdidas en kW y en kVAR.

En el cuadro de grupo Ajustes de cargas (ver figura 3.4.2) si esta activada la opción Ajustar las cargas usando los cálculos de caída de tensión, las cargas se ajustarán para alcanzar la demanda objetivo de acuerdo a los enunciados anteriores usando los cálculos de caída de tensión; es decir si esta opción no está marcada, el cálculo de distribución de carga solo considera las pérdidas iniciales sin considerar las pérdidas de la red y los resultados de caída de tensión proporcionados por el análisis de caída de tensión, deseleccionar esta opción facilitará la convergencia de la distribución de carga, sin embargo será menos rigurosa. Esta opción está marcada por omisión.



Figura 3.4.2 Parámetros de distribución de carga

Las opciones del cuadro de grupo Opciones de dispositivos brindan la posibilidad de considerar o ignorar ciertos dispositivos en el análisis.

- La opción Desbloquear todas las cargas bloqueadas permite desbloquear todas las cargas de la red previamente bloqueadas para usarlas en los cálculos.
- La opción Desbloquear todas las cargas bloqueadas por omisión permite desbloquear solamente las cargas definidas como inicialmente bloqueadas en las Propiedades de la carga.
- La opción Calcular los factores de diversidad de los transformadores calcula automáticamente la diversidad de la demanda medida en el punto del transformador basándose en la demanda total de los medidores aguas abajo medidos conectados al transformador.

La zona de grupo Relajación de las restricciones le permite al usuario relajar ciertas restricciones de simulación en caso de no convergencia. Estas restricciones son:

- Desactivar todos los medidores aguas abajo
- Desbloquear las cargas bloqueadas por omisión
- Aumentar la tolerancia

Si la carga en ciertos tramos está bien definida, se puede impedir que sea cambiada por el módulo de distribución de carga activando la opción "**Bloquear durante**



**distribución de carga**” (ver figura 3.4.3) del cuadro de diálogo **Características de la carga**. El módulo Distribución de carga suma todas las cargas protegidas por el bloqueo, sustrae el total de la demanda medida y distribuye el resto a las cargas no bloqueadas.

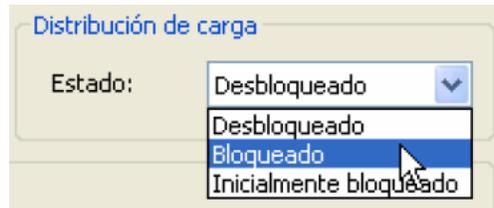


Figura ver figura 3.4.3 Características de la carga

### 3.4.1 Distribución de carga de los alimentadores de la E.E.R.C.S

Actualmente la E.E.R.C.S viene realizando sus estudios de flujos de carga a nivel de media tensión usando el software Cymdist; el sistema de media tensión está compuesto por 52 alimentadores (ver figura), a los mismos que para fines de nuestro estudio se les realizó una distribución de carga usando el método de los kVA conectados con una tolerancia del 0.001% (ver figura 3.4.2) , se fijó el valor de demanda en la cabecera de cada alimentador usando los datos de Demanda Máxima Coincidente y con un nivel de tensión correspondiente para esa demanda, se utilizó los datos registrados a través del sistema SCADA para el mes de Marzo del 2013.

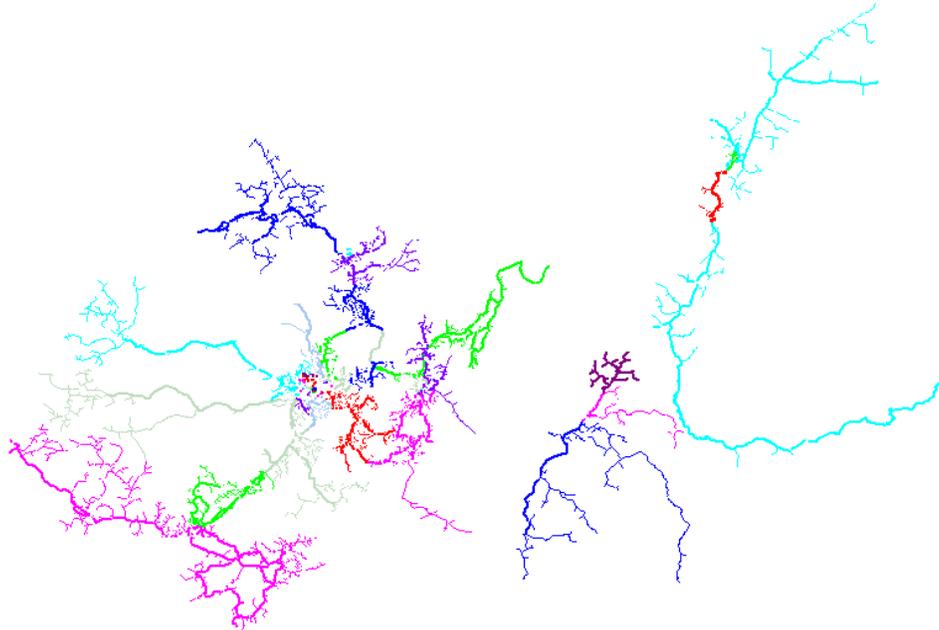


Figura 3.4.1.1 Sistema de media tensión de la E.E.R.C.S

En el anexo XIII se presenta los datos de demanda máxima coincidente (DMC) por subestación y su correspondiente nivel de tensión, para el mes de marzo del 2013



Una vez realizada la distribución de carga se procedió a realizar una simulación de flujos de cargas usando el método de caída de tensión equilibrada que es un método muy utilizado en redes de media tensión, a continuación se presenta una breve descripción del método de caída de tensión equilibrado.

### 3.5 Descripción Del Método De Caída De Tensión [6]

El análisis de Flujo de carga de un alimentador de distribución radial requiere una técnica iterativa específicamente diseñada y optimizada para redes radiales o ligeramente malladas. El método de Análisis de caída de tensión incluye un algoritmo completo equilibrado trifásico que calcula las tensiones de fase (VA, VB y VC), los flujos de potencia y las corrientes incluyendo la corriente neutra.

La técnica de cálculo de Caída de tensión calcula las tensiones y flujos de potencia en cada tramo cada 10 o menos iteraciones. El cálculo devuelve los resultados cuando ninguna tensión calculada de cualquier tramo de la red seleccionada cambia de una iteración a la siguiente de más que la Tolerancia de cálculo. Ejemplo:  $|34465.2 - 34464.8|/34464.8 < 0.1\%$ .

Sin embargo, en ciertos casos es posible que el cálculo no converja a una solución debido a datos erróneos como una impedancia demasiado elevada o a una configuración peculiar de red.

Si durante el proceso de cálculo, la tensión de un tramo disminuye debajo del Umbral de tensión especificado, en la próxima iteración todas las cargas de dicho tramo se convierten en impedancias constantes. Convertir la carga de este modo no afecta los datos de la carga de manera permanente. Es solo una manera de ayudar a que el cálculo converja en una “solución” en vez de no dar ningún resultado. Cuando se opta por ejecutar una **Caída de tensión balanceada**, el cálculo se ejecuta con la carga en cada tramo presumiendo que está igualmente distribuida entre las fases disponibles.

#### Modelo de carga en función de la sensibilidad de la tensión

El Modelo de carga en función de la sensibilidad de la tensión define cómo variará la carga con la tensión y a qué umbral de tensión deberían ser conmutadas de un modelo de potencia constante (tradicional) a un modelo de impedancia constante para evitar problemas de convergencia matemática del flujo de carga.

A continuación se explica los modelos de carga de potencia constante e impedancia constante:

Modelo de Potencia Constante: este modelo representa generalmente grandes consumos vistos en las subestaciones, Los valores de P y Q se obtienen a partir de mediciones en la subestación y se representan por curvas de demanda. En este modelo, P y Q se suponen constantes; esta es la representación de carga usada generalmente en el estudio de flujos de potencia.



Las inyecciones de corriente para la conexión estrella, para una carga de potencia constante se calculan de la siguiente manera:

$$IL_a = \frac{S_a}{V_{an}} \quad [3.5.1]$$

$$IL_b = \frac{S_b}{V_{bn}} \quad [3.5.2]$$

$$IL_c = \frac{S_c}{V_{cn}} \quad [3.5.3]$$

En este modelo el voltaje línea-neutro deberá cambiar durante cada iteración hasta que la convergencia se logre.

Modelo de Impedancia Constante: aunque este modelo no es utilizado en flujos, por lo menos no en forma frecuente, es sin embargo muy común en estudios de estabilidad transitoria. Es un modelo de utilidad en cargas agregadas en redes de distribución de medio y bajo voltaje.

La carga de impedancia constante es determinada por la potencia compleja especificada y el voltaje línea-neutro, primeramente se determina la impedancia de carga de la siguiente manera:

$$Z_a = \frac{V_{an}^2}{S_a^*} \quad [3.5.4]$$

$$Z_b = \frac{V_{bn}^2}{S_b^*} \quad [3.5.5]$$

$$Z_c = \frac{V_{cn}^2}{S_c^*} \quad [3.5.6]$$

Las inyecciones de corrientes de carga como función de las impedancias constantes están dadas por:

$$IL_a = \frac{V_{an}}{Z_a} \quad [3.5.7]$$

$$IL_b = \frac{V_{bn}}{Z_b} \quad [3.5.8]$$



$$I_{L_c} = \frac{V_{cn}}{Z_c} \quad [3.5.9]$$

En este modelo el voltaje línea-neutro deberá cambiar durante cada iteración, pero las impedancias calculadas en la ecuaciones [3.5.4], [3.5.5] y [3.5.6] permanecen constantes.

Cuando la red está demasiado cargada y las tensiones son inferiores a la nominal como resultado, es “más fácil” matemáticamente resolver la red si la carga es mayormente de tipo de impedancia constante. En tal caso, como la tensión calculada disminuye de una iteración a la siguiente, la potencia de salida útil disminuye más rápidamente. Esto significa que hay menos corriente que fluye a la carga y por lo tanto menos caída de tensión en la iteración subsecuente.

A la inversa, si la carga es una potencia constante, la potencia no cambia cuando la tensión tiende a disminuir. La corriente absorbida por la carga debe entonces aumentar, lo que agrava la caída de tensión en el circuito.

El parámetro Umbral de tensión se usa principalmente como parámetro matemático que ayuda a la convergencia de sistemas muy cargados convirtiendo todas las cargas cuya tensión está debajo del límite determinado en impedancia constante. Para evitar conversiones inesperadas de modelos de carga durante la simulación, se recomienda asignar a ( $V_z$ ) un valor bajo ( $\leq 80\%$ ).

La tabla siguiente da un ejemplo de la variación de la corriente absorbida por una carga basándose en la tensión aplicada.

Tensión	Modelo de carga	
	Potencia constante	Impedancia constante
110%	91%	110%
100%	100%	100%
90%	110%	90%
60%	167%	60%

Tabla 3.5.1 Corriente absorbida por una carga a tensiones diferentes

En nuestro caso seleccionamos el modelo de carga como modo definido (ver figura 3.5.1), en este modo, los factores de sensibilidad y los umbrales de tensión se seleccionan automáticamente de la Biblioteca de tipos de cliente predeterminada que parte de un modelo de carga de potencia constante y con un valor de umbral de tensión  $V_z \leq 80\%$ .



Figura 3.5.1 Modelo de carga en función de la sensibilidad de la tensión

Entonces si durante el proceso de simulación el voltaje de cualquier tramo cae por debajo del umbral de tensión establecido, las cargas pasan a ser modeladas como impedancia constante, lo que provoca que la potencia especificada en las cargas empiece a disminuir, el modelar las cargas como impedancia constante aumenta la posibilidad de que el sistema converja.

Esta solución se puede usar para identificar áreas o tramos problemáticos con datos de entrada erróneos, buscando los tramos con tensiones muy bajas.

### 3.6 Simulación Del Sistema Del Sistema De Media Tensión Usando El Método De Caída De Tensión Equilibrada

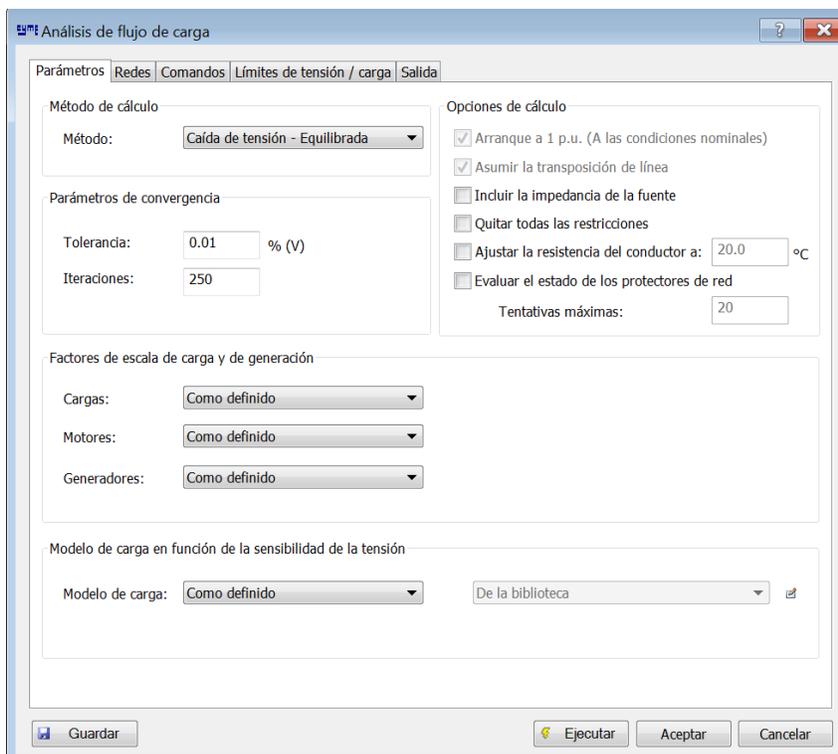


Figura 3.6.1 Parámetros para la simulación de flujos de carga con el método de caída de tensión - equilibrada

Luego de haber realizado la distribución de carga de los alimentadores correspondientes a la E.E.R.C.S se ejecutó un flujo de carga para el sistema de media



tensión usando el método de caída de tensión equilibrada, con una tolerancia de 0.01%; se obtuvo un reporte de las pérdidas totales por alimentador, ver anexo XIV.

Red de media tensión de la E.E.R.C.S		
	Perdidas totales (MW)	Perdidas totales (MVAR)
TOTAL	4.18	5.46

Tabla 3.6.1 Datos totales de las pérdidas del sistema de media tensión usando el método de caída de tensión equilibrada en Cymdist

### 3.7 Integración Del Sistema De Media Tensión Con El De Subtransmisión

Una vez realizada la distribución de carga y la simulación de flujos de potencia utilizando el método de caída de tensión en las redes de media tensión, y con el sistema de subtransmisión referenciado geográficamente, se procedió a realizar la integración de estos dos sistemas. A continuación se describen los pasos que se realizaron para la integración:

1. Considerando que la base de datos del sistema de subtransmisión contiene redes que requieren menor espacio de memoria diferencia del sistema de media tensión, esto permite que al momento de importar las redes y quipos del sistema de subtransmisión hacia el sistema de media tensión se ejecute en un tiempo corto de aproximadamente 5 segundos comparado con aproximadamente 5 minutos que demora importar las redes del sistema de media tensión hacia el sistema de subtransmisión.
2. Como ya se mencionó las conexiones entre alimentadores y subestaciones es automática.

### 3.8 Simulación Del Sistema Del Sistema Integrado Usando El Método De Caída De Tensión Equilibrada

Con el sistema integrado se procedió a realizar la simulación de flujos de carga, esto con la finalidad de medir el impacto de tener un sistema integrado frente a un sistema en el cual cada alimentador tiene como fuente un equivalente de red.

Entonces como se dispone de un sistema integrado se realizó la simulación de flujos de carga, con el mismo despacho de las centrales que se utilizó en la simulación del SEP en el capítulo 2; se utilizó el método dedicado a redes de distribución como es el método de caída de tensión equilibrado con una tolerancia del 0.01%, el método convergió en 75 iteraciones.

A continuación se presenta los datos de pérdidas totales correspondiente a los alimentadores. En el anexo XV se presenta una tabla completa de estas pérdidas.



Sistema Integrado		
	Perdidas totales (MW)	Perdidas totales (MVAR)
TOTAL	4.1	5.32

Tabla 3.8.1 Datos totales de las pérdidas del sistema de media tensión una vez integrado con el de subtransmisión, usando el método de caída de tensión equilibrada en Cymdist

Como se puede apreciar en la siguiente tabla se presenta el impacto de la integración.

Red de media tension de la E.E.R.C.S		Sistema Integrado		Impacto		
	Perdidas totales (MW)	Perdidas totales (MVAR)	Perdidas totales (MW)	Perdidas totales (MVAR)	Perdidas totales (MW)	Perdidas totales (MVAR)
TOTAL	4.18	5.46	4.1	5.32	1.95%	2.63%

Tabla 3.8.3 Pérdidas de los alimentadores en el sistema de media tensión y el sistema integrado

El impacto que se ve en la tabla es debido a la variación de tensión en cabecera de los alimentadores, pues antes de integrar están con un nivel de tensión proporcionados por el sistema SCADA mientras que en la integración los perfiles de tensión se adaptan de acuerdo al despacho fijado (ver Anexo III : tabla 1.5.1.3) en este estudio.

Durante el proceso de simulación con el método de caída de tensión equilibrada ciertas cargas cayeron por debajo del umbral de tensión establecido  $V_B \leq 80\%$ , por lo cual el modelo de estas cargas fue remplazado de un modelo de potencia constante a uno de impedancia constante, permitiendo la convergencia.



## **CAPÍTULO 4: Conclusiones Y Recomendaciones**

### **4.1 Conclusiones:**

La interfaz dinámica del software Cymdist permite trabajar en un estudio que integra una alta calidad y amplia variedad de funcionalidades permitiendo resolver problemas que responden a las necesidades analíticas.

Cymdist modela redes de manera detallada, además presenta en su base de datos equipos normalizados los mismos que pueden ser modificados de acuerdo a las necesidades.

Cymdist posee funcionalidades enfocadas al análisis de redes de distribución, como es el método de caída de tensión para redes equilibradas y desequilibradas; a diferencia del software DIgSILENT que está enfocado a la operación y control de SEP.

La recopilación de los datos del sistema de subtransmisión de la E.E.R.S.C se realizó de la base de datos que dispone la empresa en el software DIgSILENT, en la cual se destacan parámetros como la corriente en vacío del ramal de la reactancia de magnetización, las impedancias de los transformadores de 3 devanados que están medidas en una potencia base del lado de menor capacidad. Mientras que Cymdist no permite el ingreso del valor de la corriente en vacío y en cuanto a las potencias bases sobre la cual están medidas las impedancias corresponden al lado de mayor capacidad.

La posibilidad de colocar un mapa de fondo en Cymdist optimiza el tiempo y facilita la ubicación de los equipos.

El ingreso del sistema de subtransmisión en Cymdist se lo realizó sin ningún inconveniente gracias al interfaz de Cymdist y también al hecho que los datos ya estaban registrados en un software de simulación como es DIgSILENT.

El espacio de trabajo que presenta Cymdist es amplio y dinámico comparado con DIgSILENT. Además en Cymdist el modo de presentación de las redes ingresadas es fácilmente configurable como por ejemplo a través de una codificación por color ya sea por niveles de tensión, por nivel de carga, etc., además se tiene una visualización selectiva de las redes ingresadas ya que cada elemento está definido a una red, en nuestro caso a cada subestación y línea le corresponde una red.

La herramienta de simulación para el análisis de flujos de carga que incorpora Cymdist nos da la posibilidad de escoger los métodos tradicionales en la solución de flujos de carga y además métodos dedicados al análisis de redes de distribución como es el método de caída de tensión tanto para redes equilibradas como para desequilibradas,



además en el momento de ejecutar la simulación se puede seleccionar las redes a considerarse en el análisis de flujos.

En vista de que DlgSILENT está enfocado a la operación y control de SEP, su herramienta de simulación para el análisis flujos de carga dispone únicamente del método de Newton Raphson.

La flexibilidad que ofrece Cymdist para generar reportes de las simulaciones nos permitió escoger las variables adecuadas y la visualización directa en una hoja de Excel. Mientras que en DlgSILENT se torna laboriosa la modificación de las variables a mostrar en dichos reportes y sin la posibilidad de una visualización directa en Excel.

En cuanto se refiere a la modelación de los taps de los transformadores de 3 devanados se concluye que Cymdist realiza una modelación de los mismos en terminales a diferencia de DlgSILENT que da la posibilidad de modelar en terminales o en el punto común, estas dos formas de modelamiento de los taps afecta principalmente a la distribución de la potencia reactiva que alimenta al transformador.

Partiendo de los resultados del estudio de pérdidas en líneas y transformadores para el mes de marzo del 2013 del sistema de subtransmisión de la E.E.R.C.S y en comparación con los resultados obtenidos en la simulación en Cymdist se observa que el error máximo que corresponde al valor de 0.11% se da en las pérdidas totales de los transformadores de 2 devanados, entonces se puede concluir que los datos de los elementos que conforman el sistema de subtransmisión ingresados en Cymdist son correctos.

La red de media tensión de la E.E.R.C.S es modelado en Cymdist, gracias a que en este software se dispone de la herramienta de distribución de carga.

Utilizando el método de caída de tensión equilibrada se realizó una simulación de flujos de carga a nivel de la red media tensión con una previa distribución de carga usando valores de demanda máxima coincidente por subestación registrados por el sistema SCADA para el mes de marzo del 2013, de los resultados se concluye que en ciertos tramos existen problemas con los niveles de tensión, lo que provoca que las cargas de dichos tramos sean conmutadas de un modelo de potencia constante a uno de impedancia constante.

Se puede concluir que al modelar las cargas como una impedancia constante la potencia especificada en las cargas empieza a disminuir, ayudando a la convergencia del sistema. Además el usar este modelo ayuda a identificar tramos con tensiones muy bajas.



En Cymdist el sistema de subtransmisión referenciado geográficamente ha permitido una nueva perspectiva espacial del sistema a diferencia de la representación tradicional que se tiene en DIgSILENT.

Se puede concluir que las configuraciones que posee el sistema de subtransmisión creado en Cymdist permiten que los alimentadores se conecten directamente con sus respectivas subestaciones cuando se realice la integración, además los resultados de las distribuciones de carga perduran.

Se puede concluir que el sistema integrado en la plataforma Cymdist tiene amplias ventajas que permitirán el análisis directo de: el impacto de observar el comportamiento del sistema ante una falla, la influencia que tiene un alimentador sobre otro, planificación espacial, los cambios de tensión en un alimentador provocados por el ajuste de taps, la cargabilidad de los equipos, entre otros.

Se puede concluir que la integración se ha realizado con éxito.

#### **4.2 Recomendaciones**

Se recomienda tener presente que las bases de las impedancias de los transformadores de 3 devanados en Cymdist y DIgSILENT son distintas, de igual manera el modelamiento de taps es distinto.

En este trabajo se utilizó distintos mapas a la hora de referenciar geográficamente cada elemento del SEP, en los cuales no consta las líneas que salen de central de Ocaña, la central de Hidroabánico y Sinincay por lo que se recomienda disponer de un solo mapa en el cual se registre el sistema de subtransmisión completo.

Se recomienda tener presente que para la integración, los nodos del sistema de subtransmisión que posteriormente se conecten a los respectivos alimentadores registren el mismo nombre, de tal manera que la integración sea automática.

Recomendamos que gracias a las capacidades de Cymdist se pueden desarrollar futuras tesis con estudios complejos y optimización de tiempo ya sea usando únicamente el sistema de subtransmisión o media tensión o el sistema integrado.

Recomendamos que la capacidad que debe tener el ordenador al utilizar Cymdist sea de acuerdo al volumen de datos del sistema que se está analizando para evitar la saturación de la memoria RAM. Para nuestro trabajo se utilizó un computador cuyas características se aprecian en el anexo XVI, cabe recalcar que también corre con una plataforma de 64 bits, pero presentó problemas a la hora de ejecutarse con Windows 8 de 32-bits.



## BIBLIOGRAFÍA

- [1] COOPER POWER SISTEM. «CYME International T&D.» 2012. <http://www.cyme.com/software/B1170-12055-CYME%20Software-EN.pdf> (último acceso: 23 de 5 de 2013).
- [2] CYME INTERNATIONAL T&D. 2013. <http://www.cyme.com/es/software/cymdist/> (último acceso: 23 de 5 de 2013).
- [3] Escobar Corona, Rigoberto. “*Metodología para la solución del problema de flujos de potencia convencional mediante el método desacoplado rápido incluyendo el compensador avanzado serie para el control de flujos de potencia*”. Morelia, 2004. Pag:7-12.
- [4] Gonzalez, Francisco. “*Flujo de potencia*”. 2006.
- [5] Jara Morales, Alfonso. “*Estudio de flujos de potencia y de cortocircuito en sistemas de distribución de media tensión incorporando generación distribuida*”. Mexico DF, 2011.
- [6] CYME INTERNATIONAL T&D Inc. “*Análisis básicos de Cymdist - Guía del usuario*”. Canada, 2011.
- [7] Serpa Rodas, Max F, y Tito Q Torres Sarmiento. *Estudio Digital De Cortocircuitos*. Cuenca, 1990.
- [8] Universidad de los Andes. «Formulación del problema de flujo de carga en el programa DIgSILENT Power Factory.» s.f., pag:15-16.
- [9] DIgSILENT Power Factory 14.1. Tutorial. Gomaringen, Germany, 2011.
- [10] CENTROSUR. «DIAGNÓSTICO TÉCNICO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.», Cuenca, 2013.
- [11] CENTROSUR. «Informe de gestión DIDIS correspondiente a marzo 2013.», Cuenca, 2013.

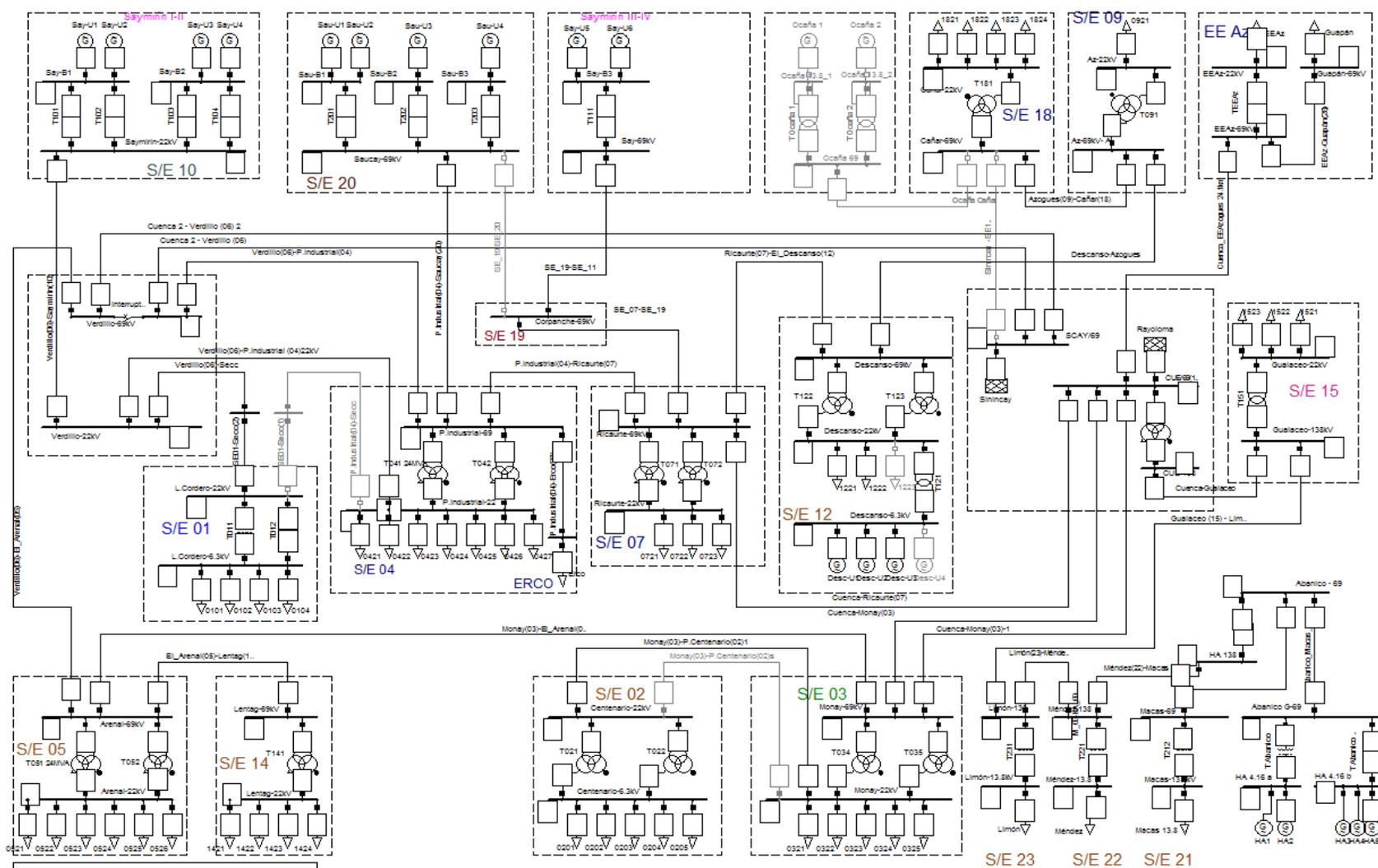


Universidad de Cuenca

# ANEXOS



ANEXO I: Diagrama unifilar modelado en DlgSILENT del sistema de subtransmisión de la E.E.R.C.S



Fuente: E.E.R.C.S

Chumbi R – Verdugo I.



**ANEXO II:** Características de los equipos del sistema eléctrico de subtransmisión

Tabla 1.3.1 Características de los generadores síncronos del SEP

S/E	ID de equipo	Tensión (kVLL)	Capacidad (kVA)	Potencia (kW)	FP (%)	Mínimo (kVAR)	Máximo (kVAR)	X Permanente (ohmios)	X Trans. (ohmios)	X Subtr. (ohmios)	X0 (ohmios)	Rg (ohmios)
S/E 20 Saucay	G201	4,16	5000	4250	85	-5000	5000	6,3685	1,3948	1,1214	0,3461	1155
	G202	4,16	5000	4250	85	-5000	5000	6,3685	1,3948	1,1214	0,3461	1155
	G203	4,16	10000	8500	85	-10000	10000	3,1842	0,6974	0,5607	0,1731	123
	G204	4,16	10000	8500	85	-10000	10000	2,4401	0,8653	0,5019	0,1731	123
S/E 11 Saymirin (III - IV)	G111	2,4	5700	4845	85	-5700	5700	1,1116	0,2526	0,1718	0,1011	67
	G112	2,4	5700	4845	85	-5700	5700	1,2126	0,3032	0,2021	0,1011	67
S/E 10 Saymirin (I - II)	G101	2,4	1570	1334,5	85	-1570	1570	2,5861	0,7759	0,7704	0,3669	0
	G102	2,4	1570	1334,5	85	-1570	1570	6,2977	1,7177	0,4403	0,3669	0
	G103	2,4	2450	2082,5	85	-2450	2450	4,0358	1,1007	0,2821	0,2351	0
	G104	2,4	2450	2082,5	85	-2450	2450	2,5861	1,1007	0,2821	0,2351	0
S/E Ocaña	G-OCAÑA1	13,8	14500	13050	90	-14500	14500	13,9218	3,5987	2,7187	1,3265	0
	G-OCAÑA2	13,8	14500	13050	90	-14500	14500	13,9218	3,5987	2,7187	1,3265	0
S/E 12 Descanso	G121	6,3	6000	5100	85	-6000	6000	7,938	1,9845	1,323	0,6615	0
	G122	6,3	6000	5100	85	-6000	6000	8,4672	1,8522	1,323	0,6615	0
	G123	6,3	6000	5100	85	-6000	6000	8,4672	1,8522	1,323	0,6615	0
	G124	6,3	6000	5100	85	-6000	6000	12,1716	2,6658	2,1433	0,6615	0
S/E Hidroabanico	GH-ABANICO	4,16	8500	7650	90	-8500	8500	3,115	0,5538	0,3828	0,114	0

Fuente: E.E.R.C.S



Tabla 1.3.2 Características de los transformadores de 2 devanados

S/E	ID de equipo	Capacidad nominal (kVA)	Tensión primaria (kVLL)	Tensión secundaria (kVLL)	Z1 (%)	Z0 (%)	X1/R1	X0/R0	Pérdidas en vacío (kW)	N° de Tomas	Ancho de banda superior (volts)	Ancho de banda inferior (volts)	Regul. máxima (%)	Regul. mínima (%)
S/E 10	T101	2450	22	2,4	6,62	3	13,2	99999999	2	5	2,5	2,5	5	5
	T102	2450	22	2,4	6,66	3	13,28	99999999	2	5	2,5	2,5	5	5
	T103	1600	22	2,4	5,51	3	13,75	99999999	2	5	2,5	2,5	5	5
	T104	1600	22	2,4	5,51	3	13,75	99999999	2	5	2,5	2,5	5	5
S/E 01	T011	5000	22	6,3	5,92	3	14,78	99999999	5	5	2,5	2,5	5	5
	T012	5000	22	6,3	5,84	3	14,57	99999999	5	5	2,5	2,5	5	5
S/E 21	T212	5000	69	13,8	6,5	3	65	99999999	5	5	2,5	2,5	5	5
S/E 20	T201	10000	69	4,16	8,85	3	22,1	99999999	11	5	2,5	2,5	5	5
	T202	10000	69	4,16	8,87	3	22,15	99999999	11	5	2,5	2,5	5	5
	T203	10000	69	4,16	8,86	3	22,15	99999999	11	5	2,5	2,5	5	5
S/E 12	T121	20000	22	6,3	11,12	3	15,86	99999999	11	5	2,5	2,5	5	5
S/E 11	T111	10000	69	2,4	9,01	3	22,5	99999999	12	5	2,5	2,5	5	5
S/E 15	T151	16000	138	22	7,02	10	22,23	20,81	14,87	5	2,5	2,5	5	5
S/E Hidro Abanico	TABANICO	18000	69	4,16	10,19	10	17,27	18,84	15	5	2,5	2,5	5	5
	TABANICOB	27000	69	4,16	12	3	27,44	99999999	28,5	5	2,5	2,5	5	5
S/E Azogues	TEEAZ	12500	69	22	7,44	7,44	27,64	99999999	11,5	5	2,5	2,5	5	5
S/E Hidro Abanico 2	THA138	48000	138	69	6,72	3	50	99999999	0	5	2,5	2,5	5	5
S/E Ocaña	TOCAÑA1	15000	69	13,8	8,5	3	31,86	99999999	12	5	2,5	2,5	5	5
	TOCAÑA2	15000	69	13,8	8,5	3	31,86	99999999	12	5	2,5	2,5	5	5
S/E 23	T231	6666	138	13,8	6,97	9	9,15	16,79	19,85	5	2,5	2,5	5	5
S/E 22	T221	6666	138	13,8	6,97	9	9,15	16,79	19,85	5	2,5	2,5	5	5

Fuente: E.E.R.C.S



Tabla 1.3.3.a Características de los transformadores de 3 devanados

S/E	ID de equipo	Cap. nomin. prim. (kVA)	Tensión prim. (kV)	Z1 prim. sec. (%)	Z0 prim. sec. (%)	Relación XR1 prim. sec.	Relación XR0 prim. sec.	Cap. nomin. sec. (kVA)	Tensión sec. (kV)	Z1 sec. ter. (%)	Z0 sec. ter. (%)	Relación XR1 sec. ter.	Relación XR0 sec. ter.
S/E 02	T021	6000	23	5,9	3	14,89	99999999	6000	6,3	12.42	3	64.65	99999999
	T022	6000	23	5,9	3	14,89	99999999	6000	6,3	12.42	3	65.65	99999999
S/E03	T034	16000	69	9	3	23,98	99999999	16000	22	10.61	3.02	46.78	99999999
	T035	10000	69	8,69	3	16,77	99999999	10000	22	4.87	3	21.03	99999999
S/E 14	T141	10000	69	9	3	22,5	99999999	10000	22	4.32	3	21.62	99999999
S/E 07	T071	10000	69	9	3	22,5	99999999	10000	22	3.15	3	15.77	99999999
	T072	10000	69	9	3	22,5	99999999	10000	22	3.15	3	15.77	99999999
S/E 12	T122	10000	69	9	3	22,5	99999999	10000	22	3.15	3	15.77	99999999
	T123	10000	69	9	3	22,5	99999999	10000	22	4.32	3	21.62	99999999
S/E 09	T091	10000	69	9	3	22,5	99999999	10000	22	3.15	3	15.77	99999999
S/E 18	T181	10000	69	9	3	22,5	99999999	10000	22	4.32	3	21.62	99999999
S/E CUENCA	TCUERAYO138	100000	138	6,9	6,9	89,84	99999999	100000	69	25.62	32.47	281.79	99999999
S/E 04	T041	24000	69	8,1	3	27,21	99999999	24000	22	3.15	2.88	21.9	99999999
	T042	12500	69	9,45	3	23,63	99999999	12500	22	3.28	3	17.09	99999999
S/E 05	T051	24000	69	8,2	3	35,65	99999999	24000	22	3.15	3	30.18	99999999
	T052	10000	69	8,91	3	22,27	99999999	10000	22	3.15	3	15.77	99999999

Fuente: E.E.R.C.S

Los valores de las impedancias de secuencia están de acuerdo a las siguientes bases:

- Prim-Sec Medido del primario al secundario, en p.u sobre la potencia de base primaria.
- Prim-Ter Medido del primario al terciario, en p.u sobre la potencia de base primaria.
- Sec-Ter Medido del secundario al terciario, en p.u sobre la potencia de base secundaria.



Tabla 1.3.3.b Características de los transformadores de 3 devanados

S/E	ID de equipo	Cap. nomin. ter. (kVA)	Tensión ter. (kV)	Z1 prim. ter. (%)	Z0 prim. ter. (%)	Relación XR1 prim. ter.	Relación XR0 prim. ter.	Toma LTC1	Ancho de banda superior LTC1 (volts)	Ancho de banda inferior LTC1 (volts)	Regul. máxima LTC1 (%)	Regul. mínima LTC1 (%)
<b>S/E 02</b>	T021	2000	2,87	52.56	3	255.97	99999999	5	2,5	2,5	5	5
	T022	2000	2,87	52.56	3	225.97	99999999	5	2,5	2,5	5	5
<b>S/E03</b>	T034	5300	10	26.69	3.02	100.98	99999999	5	2,5	2,5	5	5
	T035	3330	4,2	14.53	3	54.63	99999999	5	2,5	2,5	5	5
<b>S/E 14</b>	T141	3330	4,28	11.82	3	50.71	99999999	5	2,5	2,5	5	5
<b>S/E 07</b>	T071	3330	2,39	13.37	3	57.36	99999999	5	2,5	2,5	5	5
	T072	3330	2,39	13.37	3	57.36	99999999	5	2,5	2,5	5	5
<b>S/E 12</b>	T122	3330	2,39	13.37	3	57.36	99999999	5	2,5	2,5	5	5
	T123	3330	2,39	11.82	3	50.71	99999999	5	2,5	2,5	5	5
<b>S/E 09</b>	T091	3330	2,39	13.37	3	57.36	99999999	5	2,5	2,5	5	5
<b>S/E 18</b>	T181	3330	4,28	11.82	3	50.71	99999999	5	2,5	2,5	5	5
<b>S/E CUENCA</b>	TCUERAYO138	27000	13,8	34.33	25.25	609.86	99999999	5	2,5	2,5	5	5
<b>S/E 04</b>	T041	8000	10	13.34	2.88	78.99	99999999	5	2,5	2,5	5	5
	T042	4000	6,3	13.9	3	62.06	99999999	5	2,5	2,5	5	5
<b>S/E 05</b>	T051	8000	10	13.36	3	108.51	99999999	5	2,5	2,5	5	5
	T052	3330	2,39	13.37	3	57.36	99999999	5	2,5	2,5	5	5

Fuente: E.E.R.C.S

Los valores de las impedancias de secuencia están de acuerdo a las siguientes bases:

- Prim-Sec Medido del primario al secundario, en p.u sobre la potencia de base primaria.
- Prim-Ter Medido del primario al terciario, en p.u sobre la potencia de base primaria.
- Sec-Ter Medido del secundario al terciario, en p.u sobre la potencia de base secundaria.



Tabla 1.3.4.a Características de las líneas de transporte

ID del equipo	R1 (ohmios/km)	X1 (ohmios/km)	B1 (μS/km)	R0 (ohmios/km)	X0 (ohmios/km)	B0 (μS/km)	Capacidad (Amps)
LINEA_AEREA_636_69KV	0.0358	0.1728	1.46	0.1621	0.6098	0.81	780
LINEA_AEREA_477_69KV	0.0537	0.1716	1.45	0.176	0.6039	0.79	670
4/0	0.274	0.5372	3.48	0.4309	1.2648	1.79	340
3/0	0.3455	0.5601	3.41	0.5024	1.2878	1.78	300
L2210061	0.3892	0.496	3.53	0.7073	1.5672	1.98	240
ACAR_500_MCM	0.12	0.4112	4.05	0.2922	1.8069	1.61	563
L69CU_EEA	0.1405	0.4408	3.6	0.4807	1.6443	2.13	670
ACAR_750_MCM	0.1126	0.4056	3.78	0.8101	1.1397	2.1	718
L2206041	0.2404	0.4666	3.57	0.5061	1.4069	1.98	460
L2206011	0.2149	0.3664	27.5	0.7518	1.2986	26.47	370
L2204011	0.2213	0.3918	18.4	0.6481	1.3125	17.1	299
L6907091	0.1387	0.4585	3.6	0.4446	1.5239	2.13	670
L69CU151NUEVA	0.2512	0.5138	3.26	0.5303	1.6188	1.88	460
ACAR_400_MCM	0.1391	0.4445	3.74	0.4557	1.5638	2.05	540
L6903051	0.1395	0.4435	3.79	0.4511	1.5587	2.04	670
L2203022	0.198	0.2716	69.71	1.2805	1.1222	69.71	370
L69CU032	0.1397	0.4578	3.67	0.4066	1.3793	2.09	670
L6920041	0.14	0.4438	3.78	0.4608	1.583	2.09	670
L6920191	0.1399	0.4433	3.78	0.4935	1.7236	2.04	670
L6911191	0.1461	0.4593	3.99	0.4795	1.6434	2.09	670
L6919071	0.1394	0.4463	3.73	0.4836	1.6571	2.08	670
L6909181	0.2503	0.4801	3.49	0.563	1.5624	2.03	460
L6912091	0.1392	0.4401	3.79	0.4639	1.5954	2.04	670
L6909281	0.1401	0.4613	3.65	0.4521	1.5372	2.11	460
L6904271	0.2492	0.432	3.85	0.5794	1.6322	1.84	460
L69CU071	0.141	0.4203	4.09	0.5092	1.7514	1.94	670
L6915231NUEVA	0.2631	0.5369	3.42	0.5834	1.7982	1.98	460
L6922211NUEVA	0.2467	0.4753	3.4	0.5462	1.5787	1.91	460
L6923221NUEVA	0.2484	0.4887	3.36	0.5349	1.5794	1.96	460
L6905141	0.2493	0.4749	3.5	0.5614	1.5626	2.01	460
L2203021	0.4236	0.4775	3.64	0.7989	1.7209	1.86	299
L69CU031	0.1265	0.4145	3.32	0.3681	1.2489	1.89	670
LINEA_AEREA_266.8_69KV	0.2514	0.464	3.65	0.5592	1.5569	1.99	460

Fuente: E.E.R.C.S



Tabla 1.3.4.b Características de las líneas de transporte

Descripción	ID del equipo	Distancia (Km)
Abanico_Macas_a	ACAR 400 MCM	11.5
Azogues(09)-Cañar(18)	L6909181	24.061
Cuenca 2 - Verdillo (06)	ACAR 750 MCM	8.071
Cuenca 2 - Verdillo (06) 2	ACAR 750 MCM	7.974
Cuenca-Gualaceo	L69CU151nueva	21.022
Cuenca-Monay(03)	L69CU032	3.016
Cuenca-Monay(03)-1	L69CU031	3.428
Cuenca-Ricaurte(07)	L69CU071	5.288
Cuenca_EEAzogues 24.1km	L69CU_EEA	24.1
Descanso-Azogues	L6912091	11.504
EEAz-Guapán(28)	L6909281	2
El_Arenal(05)-Lentag(14)	L6905141	46.926
Gualaceo (15) - Limón	L6915231nueva	45.452
Limón(23)-Méndez	L6923221nueva	33.017
M_69-HA_69	Linea aerea 266.8 69kV	0.1
Monay(03)-El_Arenal(05)	L6903051	8.9
Monay(03)-P.Centenario(02)1	L2203021	3.149
Monay(03)-P.Centenario(02)s	L2203022	3.07
Méndez(22)-Macas	L6922211nueva	51.669
Ocaña Cañar	ACAR 750 MCM	42
P.Industrial(04)-Erco(27)	L6904271	2.085
P.Industrial(04)-Ricaurte(07)	ACAR 750 MCM	3.634
P.Industrial(04)-Saucay(20)	L6920041	14.078
P.Industrial(04)-Secc	L2204011	3.577
Ricaurte(07)-El_Descanso(12)	L6907091	10.051
SE01-Secc(1)	L2204011	0.4
SE01-Secc(2)	L2204011	0.4
SE_07-SE_19	L6919071	9.823
SE_19-SE_11	L6911191	1.335
SE_19-SE_20	L6920191	4.901
Sinincay - SE18	ACAR 750 MCM	33
Verdillo(06)-El_Arenal(05)	ACAR 750 MCM	7.234
Verdillo(06)-P.Industrial (04)22kV	L2206041	3.024
Verdillo(06)-P.Industrial(04)	ACAR 750 MCM	3.042
Verdillo(06)-Saymirín(10)	L2210061	8.917
Verdillo(06)-Secc	L2206011	2.214

Fuente: E.E.R.C.S



**ANEXO III: Demanda de los alimentadores de la E.E.R.C.S y despacho de generación**

Tabla 1.5.1.2 Demanda de los alimentadores

Demanda de los Alimentadores						
	Alimentador	MW	MVAR	Alimentador	MW	MVAR
<b>Datos de demanda máxima del mes de Marzo HORA 19:30 DURACION ESCALON 1 HORA</b>	ALIMENTADOR 0101	1.7232	0.1936	ALIMENTADOR 0526	5.5479	0.3886
	ALIMENTADOR 0102	1.1703	0.0738	ALIMENTADOR 0721	2.3141	0.4255
	ALIMENTADOR 0103	1.7445	0.0799	ALIMENTADOR 0722	4.1415	0.6937
	ALIMENTADOR 0104	1.7422	0.1486	ALIMENTADOR 0723	2.8617	0.5385
	ALIMENTADOR 0201	0.6983	0.0934	ALIMENTADOR 0921	2.4412	0.3277
	ALIMENTADOR 0202	1.3438	0.1440	ALIMENTADOR 1221	1.9271	-0.0587
	ALIMENTADOR 0203	0.2856	0.0630	ALIMENTADOR 1222	2.3312	0.4003
	ALIMENTADOR 0204	1.5380	0.2457	ALIMENTADOR 1223	-	-
	ALIMENTADOR 0205	1.3423	0.0143	ALIMENTADOR 1421	1.6336	0.3528
	ALIMENTADOR 0321	4.7236	0.5681	ALIMENTADOR 1422	1.7015	-0.0986
	ALIMENTADOR 0322	2.8742	0.2426	ALIMENTADOR 1423	1.8186	0.0243
	ALIMENTADOR 0323	8.6432	1.0143	ALIMENTADOR 1424	1.8803	0.3894
	ALIMENTADOR 0324	2.8783	0.2141	ALIMENTADOR 1521	3.4580	0.3600
	ALIMENTADOR 0325	3.3481	0.3645	ALIMENTADOR 1522	2.8378	0.3541
	ALIMENTADOR 0421	3.4401	0.5963	ALIMENTADOR 1523	2.6706	0.1149
	ALIMENTADOR 0422	3.5250	0.6029	ALIMENTADOR 1821	1.4636	-0.1315
	ALIMENTADOR 0423	4.0671	0.7642	ALIMENTADOR 1822	1.4287	-0.0498
	ALIMENTADOR 0424	2.9082	0.5769	ALIMENTADOR 1823	1.5277	-0.1113
	ALIMENTADOR 0425	5.6978	2.1541	ALIMENTADOR 1824	2.0024	0.2045
	ALIMENTADOR 0426	4.7321	0.9162	AZOGUES	7.6610	2.1334
	ALIMENTADOR 0427	2.2567	-2.6420	ERCO	5.0256	2.0426
	ALIMENTADOR 0521	4.0608	0.5046	GUAPAN	7.6610	2.1334
	ALIMENTADOR 0522	2.8499	0.5179	Tot SE 23	1.1152	0.2548
	ALIMENTADOR 0523	8.6859	0.7492	Tot SE 21	6.6716	2.2534
	ALIMENTADOR 0524	7.8880	0.9149	Tot SE 22	2.3888	0.4451
ALIMENTADOR 0525	3.4424	0.3382				

Fuente: E.E.R.C.S



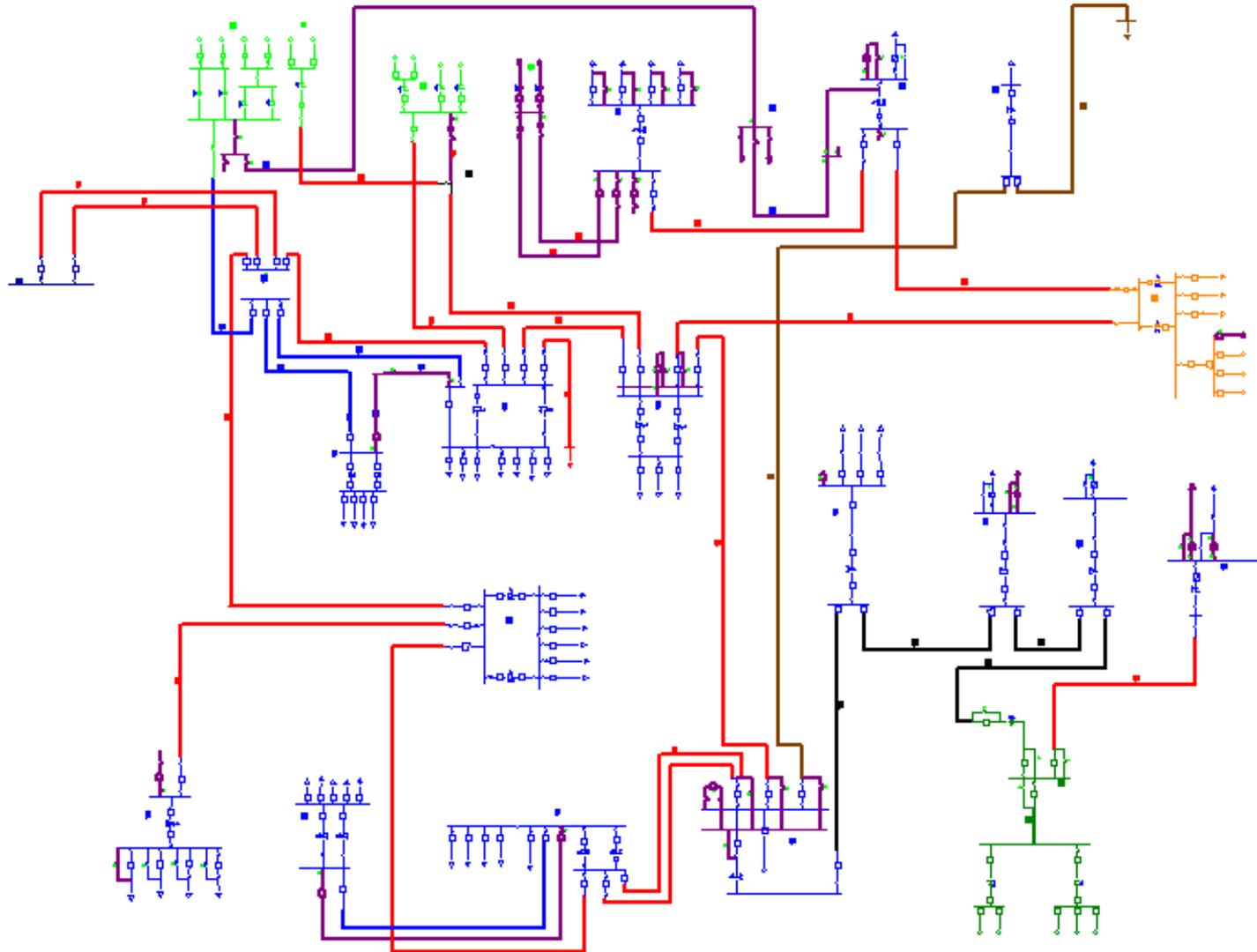
Tabla 1.5.1.3 Despacho de generación

		Valores de Generación		
		UNIDAD	CENTRAL	MW
<b>Datos generación del mes de Marzo HORA 19:30 DURACION ESCALON 1 HORA</b>	Desc-U1	DESCANSO	4.62	0.94
	Desc-U2	DESCANSO	4.62	0.94
	Desc-U3	DESCANSO	4.62	0.94
	Desc-U4	DESCANSO	-	-
	Abanico - U1	HIDROABANICO	7.48	-0.97
	Abanico - U2	HIDROABANICO	7.48	-0.97
	Abanico - U3	HIDROABANICO	7.48	-0.97
	Abanico - U4	HIDROABANICO	7.48	-0.97
	Abanico - U5	HIDROABANICO	7.48	-0.97
	Ocaña 1	OCAÑA	12.98	-
	Ocaña 2	OCAÑA	12.98	-
	Sau-U1	SAUCAY	3.31	0.83
	Sau-U2	SAUCAY	3.31	0.83
	Sau-U3	SAUCAY	6.62	1.66
	Sau-U4	SAUCAY	6.62	1.66
	Say-U1	SAYMIRIN 10242	1.65	0.35
	Say-U2	SAYMIRIN 10242	1.65	0.35
	Say-U3	SAYMIRIN 10241	1.05	0.23
	Say-U4	SAYMIRIN 10241	1.05	0.23
	Say-U5	SAYMIRIN 3-4	4.01	0.90
Say-U6	SAYMIRIN 3-4	4.01	0.90	

Fuente: E.E.R.C.S



**ANEXO IV:** Diagrama unifilar modelado en Cymdist del sistema de subtransmisión de la E.E.R.C.S





**ANEXO V:** Resultados de pérdidas de la simulación de flujos de carga en Cymdist

Tabla 2.3.1.a Simulación de flujos de carga en Cymdist, pérdidas en las líneas de transporte

		Cymdist			
		Líneas de transporte			
Simulación con los datos de DMC y generación del mes de Marzo HORA 19:30 DURACION ESCALON 1 HORA	0=69kV 1=22kV 2=Azogues 3=SEMS	Descripción	Id equipo	Pérdidas totales (kW)	
		3	Abanico_Macas_a	ACAR_400_MCM	446.1
		0	Azogues(09)-Cañar(18)	L6909181	53.6
		0	Cuenca 2 - Verdillo (06)	ACAR_750_MCM	168.8
		0	Cuenca 2 - Verdillo (06) 2	ACAR_750_MCM	80.9
		3	Cuenca-Gualaceo(15)	L69CU151NUEVA	77.2
		0	Cuenca-Monay(03)	L69CU032	36.8
		0	Cuenca-Monay(03)-1	L69CU031	35.7
		0	Cuenca-Ricaurte(07)	L69CU071	11.3
		2	Cuenca_EEAzogues 24.1km	L69CU_EEA	188.6
		0	Descanso-Azogues	L6912091	27.1
		2	EEAz-Guapán(28)	L6909281	3.9
		0	El_Arenal(05)-Lentag(14)	L6905141	132.4
		3	Gualaceo (15) - Limón (23)	L6915231NUEVA	413.4
		3	Limón(23)-Méndez(22)	L6923221NUEVA	318.6
		3	M_69-HA_69	LINEA_AEREA_266.8_69KV	0.3
		0	Monay(03)-El_Arenal(05)	L6903051	39.1
		1	Monay(03)-P.Centenario(02)1	L2203021	78.5
		3	Méndez(22)-Macas(21)	L6922211NUEVA	604.2
		0	P.Industrial(04)-Erco(27)	L6904271	3.2
	0	P.Industrial(04)-Ricaurte(07)	ACAR_750_MCM	8	
	0	P.Industrial(04)-Saucay(20)	L6920041	164.6	
	0	Ricaurte(07)-El_Descanso(12)	L6907091	0.7	
	1	SE01-Secc(2)	L2204011	7.6	
	0	SE_07-SE_19	L6919071	18.7	
	0	SE_19-SE_11	L6911191	2.7	



Tabla 2.3.1.b Simulación de flujos de carga en Cymdist, pérdidas en las líneas de transporte

		Cymdist			
		Líneas de transporte			
<b>Simulación con los datos de DMC y generación del mes de Marzo HORA 19:30 DURACION ESCALON 1 HORA</b>	<b>0=69kV 1=22kV 2=Azogues 3=SEMS</b>	<b>Nro. equipo</b>	<b>Id equipo</b>	<b>Pérdidas totales (kW)</b>	
	0	Verdillo(06)-El_Arenal(05)	ACAR_750_MCM	151.3	
	1	Verdillo(06)-P.Industrial (04)22kV	L2206041	2.9	
	0	Verdillo(06)-P.Industrial(04)	ACAR_750_MCM	30.8	
	1	Verdillo(06)-Saymirín(10)	L2210061	190.6	
	1	Verdillo(06)-Secc	L2206011	40.8	
				<b>TOTAL</b>	<b>3338.4</b>
				<b>0 = 69 kV.</b>	<b>965.7</b>
				<b>1 = 22 kV.</b>	<b>320.4</b>
				<b>2 = Azogues.</b>	<b>192.5</b>
			<b>3 = SEMS.</b>	<b>1859.8</b>	
			<b>Total CENTROSUR (0+1)</b>	<b>1286.1</b>	



Tabla 2.3.2 resultados obtenidos en la simulación de flujos de carga en Cymdist, pérdidas en los transformadores de 2 devanados

		Cymdist	
		Transformadores de 2 devanados	
<b>Simulación con los datos de DMC y generación del mes de Marzo HORA 19:30 DURACION ESCALON 1 HORA</b>	<b>0=Centrosur 1=Generación 2=Azogues 3=SEMS</b>	<b>Id equipo</b>	<b>Pérdidas totales (kW)</b>
	0	T011	12.8
	0	T012	13
	1	T101	7.6
	1	T102	7.5
	1	T103	4.9
	1	T104	4.9
	1	T111	38
	1	T121	78.1
	3	T151	31
	1	T201	30.5
	1	T202	30.5
	1	T203	30.5
	3	T212	15.2
	3	T221	26.4
	3	T231	21.3
	2	TEEAZ	25.4
		TABANICO	88.2
		TABANICOB	110.1
		THA138	26
	TOTAL (sin THA138)	575.9	
	CENTROSUR	25.8	
	Generadores	232.5	
	Azogues	25.4	
	SEMS	93.9	
	TOTAL	377.6	



Tabla 2.3.3 resultados obtenidos en la simulación de flujos de carga en Cymdist, pérdidas en los transformadores de 3 devanados

		Cymdist	
		Transformadores de 3 devanados	
Simulación con los datos de DMC y generación del mes de Marzo HORA 19:30 DURACION ESCALON 1 HORA	0=Centrosur	Id equipo	Pérdidas totales (kW)
	0	T022	9.6
	0	T021	9.6
	0	T034	77.8
	0	T035	72.7
	0	T042	34.5
	0	T041	61.4
	0	T051	69.2
	0	T052	43.6
	0	T071	19.3
	0	T072	22.1
	0	T091	13.4
	0	T122	20.3
	0	T123	19.3
	0	T141	32.8
	0	T181	27.9
			TCUERAYO138
		<b>TOTAL(sin Tcuerayo 138)</b>	<b>533.5</b>



**ANEXO VI:** Resultados de la simulación de cortocircuitos en Cymdist para fallas monofásicas y trifásicas, en las subestaciones que poseen alimentadores

Tabla 2.6.1 Resultados de la simulación de cortocircuitos en Cymdist, en las subestaciones que poseen alimentadores

	Cymdist			
	Falla Monofásica		Falla Trifásica	
	Potencia en MVA	Corriente en kA	Potencia en MVA	Corriente en kA
Arenal-22kV	130	10.27	292	7.7
Arenal-69kV	393	9.86	1031	9.9
Huanblincay-22kV	38	3.03	86	2.2
Huanblincay-69kV	142	3.55	366	3.1
Cañar-22kV	32	2.51	70	1.8
Cañar-69kV	76	1.91	184	1.5
Centenario-22kV	57	4.45	129	3.4
Centenario-6.3kV	35	10.11	77	7.4
Descanso-22kV	100	7.88	215	5.7
Descanso-69kV	245	6.15	618	5.2
EEAz-22kV	43	3.36	114	3.0
EEAz-69kV	68	1.71	350	2.9
Gualaceo-138kV	188	2.36	624	2.6
Gualaceo-22kV	55	4.33	167	4.4
L.Cordero-22kV	30	2.38	132	3.5
L.Cordero-6.3kV	34	9.31	75	6.9
Lentag-22kV	31	2.41	67	1.8
Lentag-69kV	67	1.69	161	1.3
Limón-13.8kV	25	3.19	77	3.2
Limón-138	113	1.42	395	1.7
Macas-13.8kV	25	3.18	60	2.5
Macas-69	59	1.48	266	2.2
Monay-22kV	111	8.75	248	6.5
Monay-69kV	598	15.01	1592	13.3
Méndez-13.8	25	3.11	74	3.1
Méndez-138	106	1.33	331	1.4
P.Industrial-22	155	12.20	348	9.1
P.Industrial-69	507	12.72	1311	11.0
Ricaurte-22kV	86	6.76	192	5.0
Ricaurte-69kV	525	13.19	1411	11.8



**ANEXO VII:** Resultados de pérdidas de la simulación de flujos de carga en DlgSILENT

Tabla 3.1.2.1.a Simulación de flujos de carga en DlgSILENT, pérdidas en las líneas de transporte

DlgSILENT				
Líneas de transporte				
Simulación con: taps en star point y considerando Im				
Simulación con los datos de DMC y generación del mes de Marzo HORA 19:30 DURACION ESCALON 1 HORA	0=69kV 1=22kV 2=Azogues 3=SEMS	Nro. equipo	Id equipo	Pérdidas totales (kW)
		3	Abanico_Macas_a	ACAR_400_MCM
	0	Azogues(09)-Cañar(18)	L6909181	53.7
	0	Cuenca 2 - Verdillo (06)	ACAR_750_MCM	168.7
	0	Cuenca 2 - Verdillo (06) 2	ACAR_750_MCM	81.0
	3	Cuenca-Gualaceo(15)	L69CU151NUEVA	77.3
	0	Cuenca-Monay(03)	L69CU032	37.1
	0	Cuenca-Monay(03)-1	L69CU031	36.1
	0	Cuenca-Ricaurte(07)	L69CU071	12.3
	2	Cuenca_EEAzogues 24.1km	L69CU_EEA	188.8
	0	Descanso-Azogues	L6912091	27.1
	2	EEAz-Guapán(28)	L6909281	3.9
	0	El_Arenal(05)-Lentag(14)	L6905141	132.6
	3	Gualaceo (15) - Limón (23)	L6915231NUEVA	413.4
	3	Limón(23)-Méndez(22)	L6923221NUEVA	318.7
	3	M_69-HA_69	LINEA_AEREA_266.8_69KV	0.3
	0	Monay(03)-El_Arenal(05)	L6903051	39.6
	1	Monay(03)-P.Centenario(02)1	L2203021	79.4
	3	Méndez(22)-Macas(21)	L6922211NUEVA	604.3
	0	P.Industrial(04)-Erco(27)	L6904271	3.2
	0	P.Industrial(04)-Ricaurte(07)	ACAR_750_MCM	8.3
	0	P.Industrial(04)-Saucay(20)	L6920041	164.6
	0	Ricaurte(07)-El_Descanso(12)	L6907091	0.5
	1	SE01-Secc(2)	L2204011	7.6
	0	SE_07-SE_19	L6919071	18.7
	0	SE_19-SE_11	L6911191	2.7



Tabla 3.1.2.1.b Simulación de flujos de carga en DlgSILENT, pérdidas en las líneas de transporte

		DlgSILENT		
		Líneas de transporte		
		Simulación con: taps en star point y considerando Im		
<b>Simulación con los datos de DMC y generación del mes de Marzo HORA 19:30 DURACION ESCALON 1 HORA</b>	<b>0=69kV 1=22kV 2=Azogues 3=SEMS</b>	<b>Nro. equipo</b>	<b>Id equipo</b>	<b>Pérdidas totales (kW)</b>
	0	Verdillo(06)-El_Arenal(05)	ACAR_750_MCM	151.2
	1	Verdillo(06)-P.Industrial (04)22kV	L2206041	2.9
	0	Verdillo(06)-P.Industrial(04)	ACAR_750_MCM	30.9
	1	Verdillo(06)-Saymirín(10)	L2210061	191.0
	1	Verdillo(06)-Secc	L2206011	40.9
	TOTAL			3342.9
	0 = 69 kV.			968.3
	1 = 22 kV.			321.8
	2 = Azogues.			192.7
	3 = SEMS.			1860.1
	Total CENTROSUR(0+1)			1290.1



Tabla 3.1.2.2 Simulación de flujos de carga en DigSILENT, pérdidas en transformadores de 2 devanados

<b>DigSILENT</b>			
<b>Transformadores de 2 devanados</b>			
<b>Simulación con : taps en star point y considerando Im</b>			
<b>Simulación con los datos de DMC y generación del mes de Marzo HORA 19:30 DURACION ESCALON 1 HORA</b>	<b>0=Centrosur 1=Generación 2=Azogues 3=SEMS</b>	<b>Id equipo</b>	<b>Pérdidas totales (kW)</b>
	0	T011	13.0
	0	T012	13.2
	1	T101	7.6
	1	T102	7.5
	1	T103	4.9
	1	T104	4.9
	1	T111	38.2
	1	T121	78.7
	3	T151	30.9
	1	T201	29.8
	1	T202	29.8
	1	T203	29.8
	3	T212	15.2
	3	T221	27.0
	3	T231	21.6
	2	TEEAZ	25.3
		TABANICO	88.1
	TABANICOB	109.9	
	THA138	26.0	
	TOTAL (sin THA138)	575.3	
	CENTROSUR	26.2	
	Generadores	231.1	
	Azogues	25.3	
	SEMS	94.7	
	TOTAL	377.3	



Tabla 3.1.2.3 Simulación de flujos de carga en DlgSILENT, pérdidas en transformadores de 3 devanados

<b>DlgSILENT</b>			
<b>Transformadores de 3 devanados</b>			
<b>Simulación con : taps en star point y considerando Im</b>			
<b>Simulación con los datos de DMC y generación del mes de Marzo HORA 19:30 DURACION ESCALON 1 HORA</b>	<b>0=Centrosur</b>	<b>Id equipo</b>	<b>Pérdidas totales (kW)</b>
	0	T022	9.8
	0	T021	9.8
	0	T034	79.6
	0	T035	76.5
	0	T042	35.7
	0	T041	63.3
	0	T051	71.0
	0	T052	44.9
	0	T071	19.8
	0	T072	21.9
	0	T091	13.3
	0	T122	20.5
	0	T123	19.4
	0	T141	31.9
	0	T181	27.6
		TCUERAYO138	17.7
	<b>TOTAL(sin Tcuerao 138)</b>	<b>545.1</b>	



**ANEXO VIII:** Resultados de la simulación de cortocircuitos en DIgSILENT para fallas monofásicas y trifásicas, en las subestaciones que poseen alimentadores

Tabla 3.1.4.1 Resultados obtenidos de la simulación de cortocircuitos en DIgSILENT, en las subestaciones que poseen alimentadores

	DIgSILENT			
	Falla Monofásica		Falla Trifásica	
	Potencia en MVA	Corriente en kA	Potencia en MVA	Corriente en kA
Arenal-22kV	131	10.27	292	7.7
Arenal-69kV	393	9.85	1024	8.6
Huanblincay-22kV	38	2.97	84	2.2
Huanblincay-69kV	139	3.50	361	3.0
Cañar-22kV	31	2.47	69	1.8
Cañar-69kV	75	1.88	181	1.5
Centenario-22kV	56	4.44	127	3.3
Centenario-6.3kV	36	9.96	79	7.3
Descanso-22kV	101	7.95	218	5.7
Descanso-69kV	242	6.08	612	5.1
EEAz-22kV	42	3.33	113	3.0
EEAz-69kV	68	1.71	346	2.9
Gualaceo-138kV	184	2.31	611	2.6
Gualaceo-22kV	54	4.28	166	4.3
L.Cordero-22kV	29	2.31	131	3.4
L.Cordero-6.3kV	33	9.18	74	6.8
Lentag-22kV	30	2.35	66	1.7
Lentag-69kV	66	1.65	157	1.3
Limón-13.8kV	25	3.16	77	3.2
Limón-138	111	1.39	385	1.6
Macas-13.8kV	25	3.18	60	2.5
Macas-69	57	1.43	263	2.1
Monay-22kV	112	8.80	249	6.5
Monay-69kV	596	14.96	1581	13.2
Méndez-13.8	25	3.09	74	3.1
Méndez-138	104	1.30	323	1.4
P.Industrial-22	154	12.13	348	9.1
P.Industrial-69	507	12.72	1298	10.9
Ricaurte-22kV	85	6.71	191	5.0
Ricaurte-69kV	523	13.12	1400	11.7



**ANEXO IX:** Resultados de pérdidas de la simulación de flujos de carga en DIgSILENT, con una corriente en vacío de cero ( $I_m=0$ )

Tabla 3.2.5.a Simulación de flujos de carga en DIgSILENT, pérdidas en las líneas de transporte, con una corriente en vacío de cero ( $I_m=0$ )

DIgSILENT					
Líneas de transporte					
Simulación con: taps en star point y con $I_m=0$					
Simulación con los datos de DMC y generación del mes de Marzo HORA 19:30 DURACION ESCALON 1 HORA	0=69kV 1=22kV 2=Azogues 3=SEMS	Nro. equipo	Id equipo	Pérdidas totales (kW)	
		3	Abanico_Macas_a	ACAR_400_MCM	446.1
		0	Azogues(09)-Cañar(18)	L6909181	53.6
		0	Cuenca 2 - Verdillo (06)	ACAR_750_MCM	168.6
		0	Cuenca 2 - Verdillo (06) 2	ACAR_750_MCM	81.2
		3	Cuenca-Gualaceo(15)	L69CU151NUEVA	77.2
		0	Cuenca-Monay(03)	L69CU032	37.0
		0	Cuenca-Monay(03)-1	L69CU031	36.0
		0	Cuenca-Ricaurte(07)	L69CU071	11.5
		2	Cuenca_EEAzogues 24.1km	L69CU_EEA	188.6
		0	Descanso-Azogues	L6912091	27.0
		2	EEAz-Guapán(28)	L6909281	3.9
		0	El_Arenal(05)-Lentag(14)	L6905141	132.4
		3	Gualaceo (15) - Limón (23)	L6915231NUEVA	413.4
		3	Limón(23)-Méndez(22)	L6923221NUEVA	318.6
		3	M_69-HA_69	LINEA_AEREA_266.8_69KV	0.3
		0	Monay(03)-El_Arenal(05)	L6903051	39.4
		1	Monay(03)-P.Centenario(02)1	L2203021	79.0
		3	Méndez(22)-Macas(21)	L6922211NUEVA	604.2
		0	P.Industrial(04)-Ercó(27)	L6904271	3.2
		0	P.Industrial(04)-Ricaurte(07)	ACAR_750_MCM	8.2
		0	P.Industrial(04)-Saucay(20)	L6920041	164.6
		0	Ricaurte(07)-El_Descanso(12)	L6907091	0.7
		1	SE01-Secc(2)	L2204011	7.6
		0	SE_07-SE_19	L6919071	18.7
	0	SE_19-SE_11	L6911191	2.7	



Tabla 3.2.5.b Simulación de flujos de carga en DigSILENT, pérdidas en las líneas de transporte, con una corriente en vacío de cero ( $I_m=0$ )

		DigSILENT			
		Líneas de transporte			
		Simulación con: taps en star point y con $I_m=0$			
<b>Simulación con los datos de DMC y generación del mes de Marzo HORA 19:30 DURACION ESCALON 1 HORA</b>	<b>0=69kV 1=22kV 2=Azogues 3=SEMS</b>	<b>Nro. equipo</b>	<b>Id equipo</b>	<b>Pérdidas totales (kW)</b>	
	0	Verdillo(06)-El_Arenal(05)	ACAR_750_MCM	151.2	
	1	Verdillo(06)-P.Industrial (04)22kV	L2206041	2.8	
	0	Verdillo(06)-P.Industrial(04)	ACAR_750_MCM	30.9	
	1	Verdillo(06)-Saymirín(10)	L2210061	190.9	
	1	Verdillo(06)-Secc	L2206011	40.9	
				TOTAL	3340.4
				0 = 69 kV.	966.9
				1 = 22 kV.	321.2
				2 = Azogues.	192.5
				3 = SEMS.	1859.7
				Total CENTROSUR (0+1)	1288.1



Tabla 3.2.6 Simulación de flujos de carga en DIgSILENT, pérdidas en transformadores de 2 devanados, con una corriente en vacío de cero ( $I_m=0$ )

DIgSILENT			
Transformadores de 2 devanados			
Simulación con : taps en star point y con $I_m=0$			
<b>Simulación con los datos de DMC y generación del mes de Marzo HORA 19:30 DURACION ESCALON 1 HORA</b>	<b>0=Centrosur 1=Generación 2=Azogues 3=SEMS</b>	<b>Id equipo</b>	<b>Pérdidas totales (kW)</b>
	0	T011	13.0
	0	T012	13.2
	1	T101	7.6
	1	T102	7.5
	1	T103	4.9
	1	T104	4.9
	1	T111	38.2
	1	T121	78.6
	3	T151	30.9
	1	T201	29.8
	1	T202	29.8
	1	T203	29.8
	3	T212	15.2
	3	T221	27.0
	3	T231	21.7
	2	TEEAZ	25.3
	TABANICO	88.1	
	TABANICOB	109.8	
	THA138	26.0	
	TOTAL (sin THA138)	575.2	
	CENTROSUR	26.2	
	Generadores	231.0	
	Azogues	25.3	
	SEMS	94.7	
	TOTAL	377.2	



Tabla 3.2.7 Simulación de flujos de carga en DIgSILENT, pérdidas en transformadores de 3 devanados, con una corriente en vacío de cero ( $I_m=0$ )

<b>DIgSILENT</b>			
<b>Transformadores de 3 devanados</b>			
<b>Simulación con : taps en star point y con <math>I_m=0</math></b>			
<b>Simulación con los datos de DMC y generación del mes de Marzo HORA 19:30 DURACION ESCALON 1 HORA</b>	<b>0=Centrosur</b>	<b>Id equipo</b>	<b>Pérdidas totales (kW)</b>
	0	T022	9.8
	0	T021	9.8
	0	T034	79.5
	0	T035	76.4
	0	T042	35.6
	0	T041	63.2
	0	T051	71.0
	0	T052	44.9
	0	T071	19.8
	0	T072	21.9
	0	T091	13.3
	0	T122	20.5
	0	T123	19.4
	0	T141	31.9
	0	T181	27.6
		TCUERAYO138	17.7
		<b>TOTAL(sin Tcuerayo 138)</b>	<b>544.4</b>



**ANEXO X:** Resultados de pérdidas de la simulación de flujos de carga en DigSILENT, con una corriente en vacío de cero ( $I_m=0$ ), y modelamiento de taps en terminales

Tabla 3.2.9.a Simulación de flujos de carga en DigSILENT, pérdidas en las líneas de transporte, con una corriente en vacío de cero ( $I_m=0$ ), y modelamiento de taps en terminales

		DigSILENT			
		Líneas de transporte			
		Simulación con: taps en terminales y con $I_m=0$			
Simulación con los datos de DMC y generación del mes de Marzo HORA 19:30 DURACION ESCALON 1 HORA	0=69kV 1=22kV 2=Azogues 3=SEMS	Nro. equipo	Id equipo	Pérdidas totales (kW)	
		3	Abanico_Macas_a	ACAR_400_MCM	446.1
		0	Azogues(09)-Cañar(18)	L6909181	53.6
		0	Cuenca 2 - Verdillo (06)	ACAR_750_MCM	168.5
		0	Cuenca 2 - Verdillo (06) 2	ACAR_750_MCM	81.1
		3	Cuenca-Gualaceo(15)	L69CU151NUEVA	77.2
		0	Cuenca-Monay(03)	L69CU032	36.8
		0	Cuenca-Monay(03)-1	L69CU031	35.8
		0	Cuenca-Ricaurte(07)	L69CU071	11.4
		2	Cuenca_EEAzogues 24.1km	L69CU_EEA	188.6
		0	Descanso-Azogues	L6912091	27.0
		2	EEAz-Guapán(28)	L6909281	3.9
		0	El_Arenal(05)-Lentag(14)	L6905141	132.3
		3	Gualaceo (15) - Limón (23)	L6915231NUEVA	413.4
		3	Limón(23)-Méndez(22)	L6923221NUEVA	318.6
		3	M_69-HA_69	LINEA_AEREA_266.8_69KV	0.3
		0	Monay(03)-El_Arenal(05)	L6903051	39.2
		1	Monay(03)-P.Centenario(02)1	L2203021	78.5
		3	Méndez(22)-Macas(21)	L6922211NUEVA	604.2
		0	P.Industrial(04)-Erco(27)	L6904271	3.2
		0	P.Industrial(04)-Ricaurte(07)	ACAR_750_MCM	8.1
		0	P.Industrial(04)-Saucay(20)	L6920041	164.6
		0	Ricaurte(07)-El_Descanso(12)	L6907091	0.7
		1	SE01-Secc(2)	L2204011	7.6
	0	SE_07-SE_19	L6919071	18.7	
	0	SE_19-SE_11	L6911191	2.7	



Tabla 3.2.9.b Simulación de flujos de carga en DIgSILENT, pérdidas en las líneas de transporte, con una corriente en vacío de cero ( $I_m=0$ ), y modelamiento de TAP's en terminales

		DIgSILENT			
		Líneas de transporte			
		Simulación con: taps en terminales y con $I_m=0$			
<b>Simulación con los datos de DMC y generación del mes de Marzo HORA 19:30 DURACION ESCALON 1 HORA</b>	<b>0=69kV 1=22kV 2=Azogues 3=SEMS</b>	<b>Nro. equipo</b>	<b>Id equipo</b>	<b>Pérdidas totales (kW)</b>	
		0	Verdillo(06)-El_Arenal(05)	ACAR_750_MCM	151.1
		1	Verdillo(06)-P.Industrial (04)22kV	L2206041	2.9
		0	Verdillo(06)-P.Industrial(04)	ACAR_750_MCM	30.9
		1	Verdillo(06)-Saymirín(10)	L2210061	190.6
		1	Verdillo(06)-Secc	L2206011	40.8
				TOTAL	3338.4
				0 = 69 kV.	965.8
				1 = 22 kV.	320.3
				2 = Azogues.	192.5
			3 = SEMS.	1859.7	
			Total CENTROSUR (0+1)	1286.1	



Tabla 3.2.10 Simulación de flujos de carga en DigSILENT, pérdidas en transformadores de 2 devanados, con una corriente en vacío de cero ( $I_m=0$ ), y modelamiento de taps en terminales

DigSILENT			
Transformadores de 2 devanados			
Simulación con : taps en terminales y con $I_m=0$			
<b>Simulación con los datos de DMC y generación del mes de Marzo HORA 19:30 DURACION ESCALON 1 HORA</b>	<b>0=Centrosur 1=Generación 2=Azogues 3=SEMS</b>	<b>Id equipo</b>	<b>Pérdidas totales (kW)</b>
	0	T011	13.0
	0	T012	13.2
	1	T101	7.6
	1	T102	7.5
	1	T103	4.9
	1	T104	4.9
	1	T111	38.2
	1	T121	78.6
	3	T151	30.9
	1	T201	29.8
	1	T202	29.8
	1	T203	29.8
	3	T212	15.2
	3	T221	27.0
	3	T231	21.7
	2	TEEAZ	25.3
		TABANICO	88.1
		TABANICOB	109.8
		THA138	26.0
	TOTAL (sin THA138)	575.1	
	CENTROSUR	26.2	
	Generadores	231.0	
	Azogues	25.3	
	SEMS	94.7	
	TOTAL	377.2	



Tabla 3.2.10 simulación de flujos de carga en DigSILENT, pérdidas en transformadores de 3 devanados, con una corriente en vacío de cero ( $I_m=0$ ), y modelamiento de taps en terminales

<b>DigSILENT</b>			
<b>Transformadores de 3 devanados</b>			
<b>Simulación con : taps en terminales y con <math>I_m=0</math></b>			
<b>Simulación con los datos de DMC y generación del mes de Marzo HORA 19:30 DURACION ESCALON 1 HORA</b>	<b>0=Centrosur</b>	<b>Id equipo</b>	<b>Pérdidas totales (kW)</b>
	0	T022	9.4
	0	T021	9.4
	0	T034	77.9
	0	T035	72.9
	0	T042	34.7
	0	T041	61.7
	0	T051	69.3
	0	T052	43.6
	0	T071	19.4
	0	T072	22.1
	0	T091	13.3
	0	T122	20.5
	0	T123	19.4
	0	T141	31.9
	0	T181	27.6
		TCUERAYO138	17.7
		<b>TOTAL(sin Tcuerayo 138)</b>	<b>533.2</b>



**ANEXO XI:** Resultados de la simulación en DlgSILENT y Cymdist de los niveles de tensión en las barras

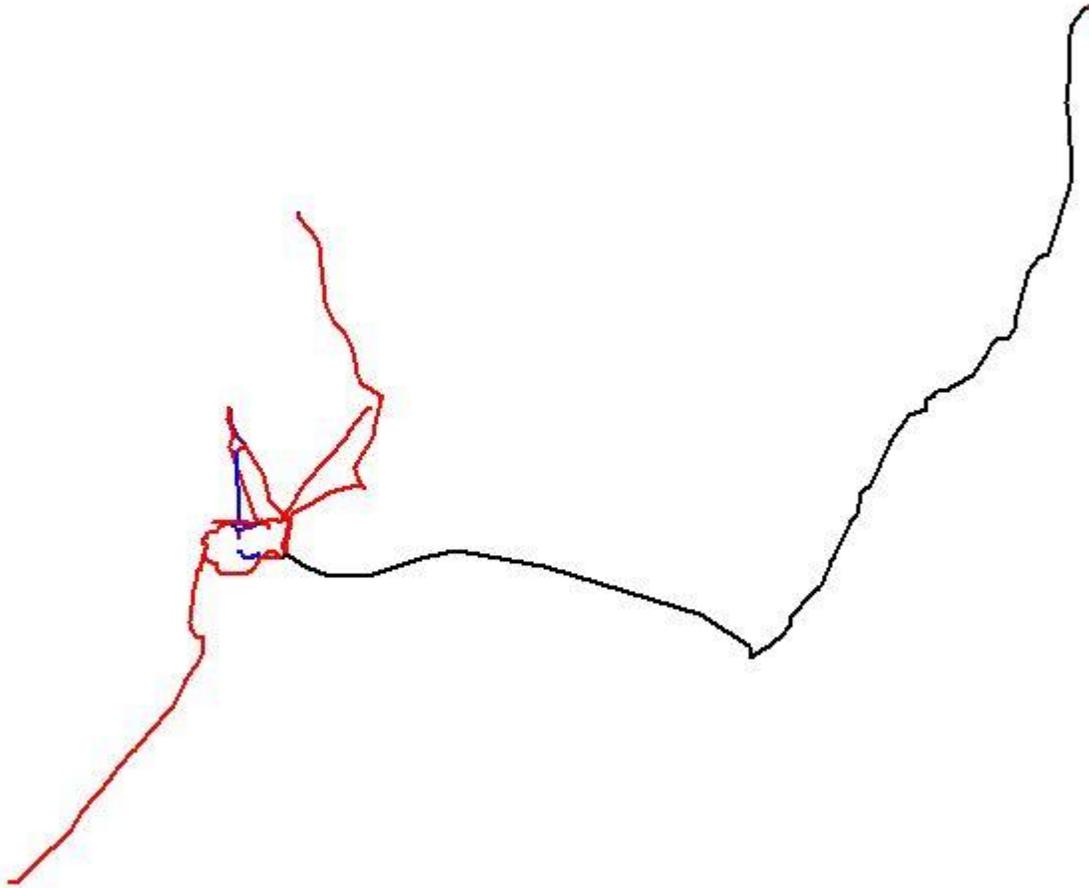
Tabla 3.2.11 Perfiles de tensión en las barras

Nombre de la Barra	Tensión en barras			
	Cymdist		DlgSILENT	
	V (kVLL)	V (pu)	V (kVLL)	V (pu)
L.COREDRO-22KV	21.9	0.997	21.9	0.997
L.COREDRO-6.3KV	6.4	1.017	6.4	1.017
CENTENARIO-22KV	21.7	0.985	21.7	0.985
CENTENARIO-6.3KV	6.2	0.987	6.2	0.987
MONAY-69KV	68.8	0.996	68.8	0.996
MONAY-22KV	22	1.002	22.1	1.002
P.INDUSTRIAL-69KV	68.8	0.997	68.8	0.997
P.INDUSTRIAL-22KV	22.2	1.01	22.2	1.010
ARENAL-69KV	68.2	0.988	68.2	0.988
ARENAL-22KV	22	1	22.0	1.000
RICAUARTE-69KV	68.9	0.998	68.9	0.998
RICAUARTE-22KV	22	1.001	22.0	1.001
AZ-69KV	68.8	0.996	68.8	0.996
AZ-22KV	21.8	0.992	21.8	0.992
DESCANSO-69KV	69	1	69.0	1.000
DESCANSO-22KV	22.2	1.01	22.2	1.010
LENTAG-69KV	66.7	0.966	66.7	0.966
LENTAG-22KV	21	0.955	21.0	0.955
GUALACEO-138KV	138	1	138.0	1.000
GUALACEO-22KV	21.9	0.994	21.9	0.994
CANAR-69KV	68.2	0.988	68.2	0.988
CANAR-22KV	21.7	0.984	21.7	0.984
MACAS-69KV	70.1	1.016	70.1	1.016
MACAS-13.8KV	13.5	0.981	13.5	0.981
MENDEZ-138KV	140.3	1.016	140.3	1.016
MENDEZ-13.8KV	13.9	1.009	13.9	1.009
LIMON-138KV	139.4	1.01	139.4	1.010
LIMON-13.8KV	13.9	1.006	13.9	1.006
EEAZ-69KV	67.5	0.978	67.5	0.978
EEAZ-22KV	21.7	0.988	21.7	0.988



**ANEXO XII:** Sistema de subtransmisión georeferenciado

Figura 3.3.2.5 Sistema de subtransmisión georeferenciado





**ANEXO XIII: Demanda máxima coincidente por subestación para el mes de marzo del 2013**

Tabla 3.4.1.1.a Demanda máxima coincidente por subestación para el mes de marzo del año 2013

DEMANDA MAXIMA COINCIDENTE PARA EL MES DE MARZO DEL 2013						
S/E	HORA	DIA	TENSION L-L	ALIMENTADOR	DEMANDA	
			KV		MW	MVAR
S/E 01	6:45:00 PM	21	6.338	0101	2.263	0.294
				0102	1.692	0.172
				0103	2.459	0.218
				0104	1.741	0.122
S/E 02	6:45:00 PM	1	6.255	0201	1.141	0.229
				0202	1.542	0.191
				0203	1.103	0.242
				0204	1.793	0.203
				0205	1.332	0.036
S/E 03	7:15:00 PM	14	22.068	0321	4.834	0.57
				0322	3.977	0.12
				0323	8.631	1.039
				0324	2.912	0.19
				0325	3.384	0.345
S/E 04	10:45:00 AM	5	21.667	0421	5.584	1.544
				0422	3.925	1.336
				0423	2.5	1.087
				0424	2.692	0.583
				0425	6.122	2.386
				0426	5.465	1.47
				0427	2.463	-1.669
S/E 05	7:30:00 PM	13	22	0521	4.094	0.505
				0522	2.882	0.53
				0523	9.379	1.23
				0524	8.117	1
				0525	3.557	0.383
				0526	5.692	0.418
S/E 07	11:45:00 AM	21	22.03	0721	4.229	1.951
				0722	3.627	1.007
				0723	2.039	0.747
S/E 09	7:30:00 PM	7	23	0921	2.522	0.371
S/E 12	7:00:00 PM	30	23	1221	1.911	-0.086
				1222	2.685	0.378
				1223	0	0



ANEXO XIII: Tabla 3.4.1.1.b demanda máxima coincidente por subestación para el mes de marzo del año 2013

DEMANDA MAXIMA COINCIDENTE PARA EL MES DE MARZO DEL 2013						
S/E	HORA	DIA	TENSION L-L	ALIMENTADOR	DEMANDA	
			KV		MW	MVAR
S/E 14	7:15:00 PM	30	22	1421	1.975	0.423
				1422	1.882	-0.124
				1423	1.873	0.049
				1424	1.891	0.404
S/E 15	7:15:00 PM	7	22.08	1521	3.464	0.401
				1522	2.973	0.443
				1523	2.805	0.113
S/E 18	7:30:00 PM	6	22	1821	1.533	-0.134
				1822	1.425	-0.044
				1823	1.57	-0.111
				1824	2.042	0.235
S/E 21	7:30:00 PM	13	13.5	2111	2.321	0.823
				2112	2.321	0.823
				2113	2.321	0.823
S/E 22	7:30:00 PM	13	13.9	2211	1.259	2.373
				2212	1.259	2.373
S/E 23	7:30:00 PM	13	13.9	2311	0.562	0.129
				2312	0.562	0.129



**ANEXO XIV: Resultados de las pérdidas totales y niveles de tensión por alimentador del sistema de media tensión**

Tabla 3.6.2.a Simulación de flujos de carga del sistema de media tensión usando el método de caída de tensión equilibrada en Cymdist, resultados de las pérdidas totales por alimentador

Sistema de media tensión				
Alimentador	Tensión en barra		Pérdidas totales (MW)	Pérdidas totales (MVAR)
	(kVLL)	(pu)		
ALIM-0101	6.3	1.006	0.04	0.07
ALIM-0102	6.3	1.006	0.04	0.06
ALIM-0103	6.3	1.006	0.05	0.14
ALIM-0104	6.3	1.006	0.04	0.07
ALIM-0201	6.3	0.993	0.02	0.03
ALIM-0202	6.3	0.993	0.02	0.02
ALIM-0203	6.3	0.993	0.02	0.06
ALIM-0204	6.3	0.993	0.05	0.14
ALIM-0205	6.3	0.993	0.03	0.04
ALIM-0321	22.1	1.003	0.15	0.13
ALIM-0322	22.1	1.003	0.07	0.11
ALIM-0323	22.1	1.003	0.24	0.3
ALIM-0324	22.1	1.003	0.05	0.05
ALIM-0325	22.1	1.003	0.06	0.07
ALIM-0421	21.7	0.985	0.08	0.13
ALIM-0422	21.7	0.985	0.07	0.06
ALIM-0423	21.7	0.985	0.06	0.06
ALIM-0424	21.7	0.985	0.05	0.05
ALIM-0425	21.7	0.985	0.09	0.5
ALIM-0426	21.7	0.985	0.07	0.22
ALIM-0427	21.7	0.985	0.06	0.04
ALIM-0521	22	1	0.2	0.19
ALIM-0522	22	1	0.06	0.07
ALIM-0523	22	1	0.29	0.38
ALIM-0524	22	1	0.16	0.24
ALIM-0525	22	1	0.1	0.1
ALIM-0526	22	1	0.14	0.16
ALIM-0721	22	1.001	0.09	0.18
ALIM-0722	22	1.001	0.08	0.09
ALIM-0723	22	1.001	0.05	0.05
ALIM-0921	23	1.045	0.07	0.07
ALIM-1221	23	1.045	0.06	0.02
ALIM-1222	23	1.045	0.15	0.16



Tabla 3.6.2.b Simulación de flujos de carga del sistema de media tensión usando el método de caída de tensión equilibrada en Cymdist, resultados de las pérdidas totales por alimentador.

Sistema de media tensión				
Alimentador	Tensión en barra		Pérdidas totales (MW)	Pérdidas totales (MVAR)
	(kVLL)	(pu)		
ALIM-1421	22	1	0.08	0.07
ALIM-1422	22	1	0.09	0.08
ALIM-1423	22	1	0.06	0.05
ALIM-1424	22	1	0.13	0.12
ALIM-1521	22.1	1.004	0.15	0.13
ALIM-1522	22.1	1.004	0.06	0.07
ALIM-1523	22.1	1.004	0.13	0.1
ALIM-1821	22	1	0.04	0.03
ALIM-1822	22	1	0.04	0.02
ALIM-1823	22	1	0.1	0.08
ALIM-1824	22	1	0.03	0.04
ALIM-2111	13.5	0.978	0.09	0.11
ALIM-2112	13.5	0.978	0.11	0.16
ALIM-2113	13.5	0.978	0.14	0.19
ALIM-2211	13.9	1.007	0.06	0.07
ALIM-2212	13.9	1.007	0.03	0.05
ALIM-2311	13.9	1.007	0.01	0.01
ALIM-2312	13.9	1.007	0.02	0.02
<b>TOTAL</b>			<b>4.18</b>	<b>5.46</b>



**ANEXO XV:** Resultados de las pérdidas totales, niveles de tensión por alimentador y cargabilidad de los transformadores del sistema integrado

Tabla 3.8.2.a Simulación de flujos de carga del sistema integrado usando el método de caída de tensión equilibrada en Cymdist, resultados de las pérdidas totales por alimentador

Sistema Integrado				
Alimentador	Tensión en barra		Pérdidas totales (MW)	Pérdidas totales (MVAR)
	(kVLL)	(pu)		
ALIM-0101	6.3	0.995	0.04	0.07
ALIM-0102	6.3	0.995	0.03	0.05
ALIM-0103	6.3	0.995	0.05	0.13
ALIM-0104	6.3	0.995	0.04	0.06
ALIM-0201	6.1	0.968	0.02	0.03
ALIM-0202	6.1	0.968	0.02	0.02
ALIM-0203	6.1	0.968	0.03	0.07
ALIM-0204	6.1	0.968	0.05	0.11
ALIM-0205	6.1	0.968	0.03	0.04
ALIM-0321	22	0.999	0.15	0.14
ALIM-0322	22	0.999	0.07	0.11
ALIM-0323	22	0.999	0.24	0.3
ALIM-0324	22	0.999	0.05	0.05
ALIM-0325	22	0.999	0.06	0.07
ALIM-0421	21.9	0.997	0.08	0.12
ALIM-0422	21.9	0.997	0.08	0.06
ALIM-0423	21.9	0.997	0.06	0.06
ALIM-0424	21.9	0.997	0.05	0.05
ALIM-0425	21.9	0.997	0.09	0.48
ALIM-0426	21.9	0.997	0.07	0.22
ALIM-0427	21.9	0.997	0.06	0.04
ALIM-0521	21.9	0.996	0.2	0.2
ALIM-0522	21.9	0.996	0.06	0.07
ALIM-0523	21.9	0.996	0.29	0.39
ALIM-0524	21.9	0.996	0.16	0.24
ALIM-0525	21.9	0.996	0.1	0.1
ALIM-0526	21.9	0.996	0.14	0.16
ALIM-0721	22	1.002	0.09	0.17
ALIM-0722	22	1.002	0.08	0.09
ALIM-0723	22	1.002	0.05	0.05
ALIM-0921	21.8	0.989	0.07	0.08
ALIM-1221	22.2	1.009	0.06	0.02
ALIM-1222	22.2	1.009	0.15	0.16



Tabla 3.8.2.a Simulación de flujos de carga del sistema integrado usando el método de caída de tensión equilibrada en Cymdist, resultados de las pérdidas totales por alimentador

Sistema de media tensión				
Alimentador	Tensión en barra		Pérdidas totales (MW)	Pérdidas totales (MVAR)
	(kVLL)	(pu)		
ALIM-1421	20.9	0.949	0.08	0.07
ALIM-1422	20.9	0.949	0.1	0.09
ALIM-1423	20.9	0.949	0.06	0.05
ALIM-1424	20.9	0.949	0.1	0.09
ALIM-1521	21.8	0.992	0.15	0.13
ALIM-1522	21.8	0.992	0.06	0.07
ALIM-1523	21.8	0.992	0.13	0.11
ALIM-1821	21.6	0.981	0.04	0.03
ALIM-1822	21.6	0.981	0.04	0.02
ALIM-1823	21.6	0.981	0.09	0.08
ALIM-1824	21.6	0.981	0.03	0.04
ALIM-2111	13.5	0.982	0.08	0.11
ALIM-2112	13.5	0.982	0.09	0.12
ALIM-2113	13.5	0.982	0.11	0.15
ALIM-2211	13.9	1.008	0.06	0.07
ALIM-2212	13.9	1.008	0.03	0.05
ALIM-2311	13.9	1.006	0.01	0.01
ALIM-2312	13.9	1.006	0.02	0.02
<b>TOTAL</b>			<b>4.1</b>	<b>5.32</b>



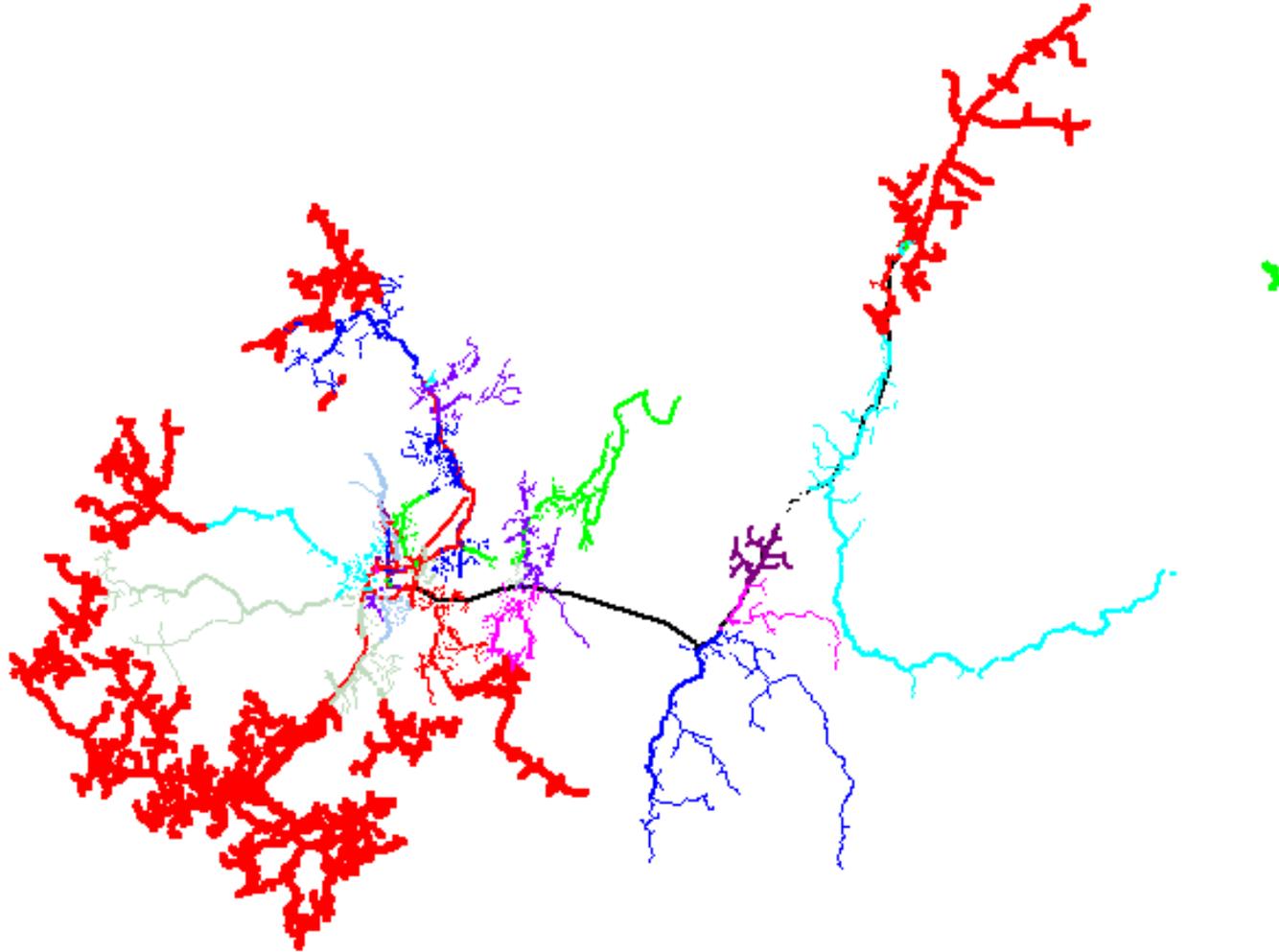
Tabla 3.8.3 Simulación de flujos de carga del sistema integrado usando el método de caída de tensión equilibrada en Cymdist, reporte de transformadores pertenecientes a la E.E.R.C.S del sistema de subtransmisión

TRANSFORMADORES DE 3 DEVANADOS (REPORTE Cymdist)							
S/E	Id equipo	Cargabilidad (%)	Potencia de paso A (kW)	Potencia de paso A (kVAR)	VA en lado MV (pu)	VA en lado HV (pu)	Pérdidas totales (kW)
S/E02	T021	57,4	1141,4	190,7	1,012	0,976	12,6
S/E02	T022	57,4	1142,2	191,2	1,012	0,976	12,6
S/E03	T034	117,4	6242,5	1431,3	1,001	0,996	93,7
S/E03	T035	121,6	4060,8	854,9	1,001	0,996	87,6
S/E04	T041	93,6	7328,8	2242,7	0,996	0,994	78,6
S/E04	T042	80,2	3277,8	982,6	0,998	0,994	43,2
S/E05	T052	94,1	3134,7	605,1	0,997	0,987	46,4
S/E05	T051	102,3	8146,4	1718,7	0,996	0,987	74
S/E07	T072	52,7	1653,5	699,1	1,002	0,996	22
S/E07	T071	52,8	1654,4	698,7	1,002	0,996	22
S/E09	T091	25,5	845,2	152,2	0,989	0,994	13,5
S/E12	T122	47,6	-1536,9	-306,1	1,008	0,998	19,9
S/E12	T123	47,7	-1538,8	-304,7	1,007	0,998	18,9
S/E14	T141	74,6	2485,4	451,9	0,952	0,963	34,9
S/E18	T181	64,9	2173	118	0,982	0,985	28,2
S/E_CUENCA	TCUERAYO138	16,3	-5285,3	1277,1	1,001	1	17,6
<b>TOTAL</b>							625,7

TRANSFORMADORES DE 2 DEVANADOS (REPORTE Cymdist)							
S/E	Id equipo	Cargabilidad (%)	Potencia de paso A (kW)	Potencia de paso A (kVAR)	VA en lado MV (pu)	VA en lado HV (pu)	Pérdidas totales (kW)
S/E01	T011	79,9	1331	193,1	1	0,98	17,7
S/E01	T012	81	1349,5	194,4	1	0,98	18



Sistema Integrado, donde las secciones resaltadas en rojo representan un nivel de tensión inferior al 95%





**ANEXO XVI:** Características técnicas del ordenador usado en todas las simulaciones

Serie del ordenador: ASUS G1-NOTEBOOK

Edición de Windows: Windows 7 profesional

Características del sistema:

Procesador Intel(R) Core(TM)2 Duo CPU

Velocidad de 2GHz

Memoria RAM instalada de 2GB

Sistema operativo de 32-bit

Tarjeta gráfica NVIDIA Geforce 8600M GT 256MB