



REPÚBLICA DEL ECUADOR

Escuela Politécnica Nacional

" E S C I E N T I A H O M I N I S S A L U S "

La versión digital de esta tesis está protegida por la Ley de Derechos de Autor del Ecuador.

Los derechos de autor han sido entregados a la "ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL" bajo el libre consentimiento del (los) autor(es).

Al consultar esta tesis deberá acatar con las disposiciones de la Ley y las siguientes condiciones de uso:

- Cualquier uso que haga de estos documentos o imágenes deben ser sólo para efectos de investigación o estudio académico, y usted no puede ponerlos a disposición de otra persona.
- Usted deberá reconocer el derecho del autor a ser identificado y citado como el autor de esta tesis.
- No se podrá obtener ningún beneficio comercial y las obras derivadas tienen que estar bajo los mismos términos de licencia que el trabajo original.

El Libre Acceso a la información, promueve el reconocimiento de la originalidad de las ideas de los demás, respetando las normas de presentación y de citación de autores con el fin de no incurrir en actos ilegítimos de copiar y hacer pasar como propias las creaciones de terceras personas.

***Respeto hacia sí mismo y hacia los demás.***

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

## **ESCUELA DE INGENIERÍA**

### **EVALUACIÓN TÉCNICA DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN (PET) 2010 – 2020**

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

**DAVID SEGUNDO FLORES HERRERA**

dav\_floresh@yahoo.es

**DIRECTOR: Ing. LUIS TACO VILLALBA**

luis.taco@epn.edu.ec

**Quito, Octubre 2010**

## DECLARACIÓN

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

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

---

David Segundo Flores Herrera

## **CERTIFICACIÓN**

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por David Segundo Flores Herrera, bajo mi supervisión.

---

Ing. Luis Taco  
DIRECTOR DEL PROYECTO

## **AGRADECIMIENTO**

Agradezco a todas las personas que colaboraron en la elaboración de este trabajo. A mi director el Ing. Luis Taco y de forma especial a mi codirector el Dr. Paúl Vásquez quien me guió en todo momento para la consecución de este trabajo. También agradezco a todos los miembros de la Dirección de Planificación del CONELEC y al Centro de Operación de Transmisión (COT).

## **DEDICATORIA**

A mi familia y a mis amigos

## CONTENIDO

<b>DECLARACIÓN.....</b>	<b>i</b>
<b>CERTIFICACIÓN .....</b>	<b>ii</b>
<b>AGRADECIMIENTO.....</b>	<b>iii</b>
<b>DEDICATORIA .....</b>	<b>iv</b>
<b>CONTENIDO .....</b>	<b>v</b>
<b>RESUMEN.....</b>	<b>vii</b>
<b>PRESENTACIÓN .....</b>	<b>viii</b>
<b>CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>1</b>
1.1 ANTECEDENTES.....	1
1.2 JUSTIFICACIÓN .....	2
1.3 OBJETIVOS .....	3
1.3.1 OBJETIVO GENERAL.....	3
1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	3
1.4 ALCANCE.....	4
<b>CAPÍTULO 2. MARCO TEÓRICO.....</b>	<b>5</b>
2.1 PLANIFICACION DE EXPANSION DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN (PET).....	5
2.1.1 PROBLEMATICA DE LA PLANIFICACION DE EXPANSION DE TRANSMISION.....	6
2.1.2 FORMULACION TRADICIONAL DEL PROBLEMA DE LA PLANIFICACION DE EXPANSION DE TRANSMISION.....	7
2.1.3 IDENTIFICACIÓN Y MODELACIÓN DE LAS VARIABLES.....	15
2.1.4 METODOLOGÍAS DE OPTIMIZACIÓN APLICABLES AL PROBLEMA DE LA PLANIFICACION DE EXPANSION DE TRANSMISION. ....	17
2.2 LA PLANIFICACION DE EXPANSION DE TRANSMISION EN LOS MERCADOS ELÉCTRICOS.....	18
2.2.1 EN MERCADOS VERTICALMENTE INTEGRADOS.....	18
2.2.2 EN MERCADOS COMPETITIVOS.....	19
2.2.3 EN EL ECUADOR.....	19
2.2.4 LA NATURALEZA DEL NEGOCIO DE LA TRANSMISIÓN.....	21
2.2.5 EXPANSIÓN BASADA EN COSTO.....	21
2.2.6 DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE INVERSIÓN EN CAPACIDAD .....	22
2.2.7 EXPANSIÓN BASADA EN VALOR: TEORÍA MARGINALISTA .....	22
2.3 INFORMACIÓN Y METODOLOGÍA UTILIZADAS PARA LA ELABORACIÓN DEL PLAN DE EXPANSION DE TRANSMISION POR CELEC EP – TRANSELECTRIC.....	23

2.4	FLUJOS DE POTENCIA.....	24
2.4.1	<i>CONCEPTOS GENERALES EN FLUJOS DE POTENCIA</i> .....	25
2.4.2	<i>ECUACIONES DE FLUJOS DE POTENCIA</i> .....	28
2.4.3	<i>MÉTODOS PARA LA SOLUCIÓN DE ECUACIONES NO LINEALES</i> .....	31
2.5	FLUJOS DE POTENCIA EN EL PROGRAMA NEPLAN .....	37
2.5.1	<i>DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE LOS ELEMENTOS PARA FLUJOS DE POTENCIA</i> <i>USADOS EN EL SNT</i> .....	37
<b>CAPÍTULO 3. PROCEDIMIENTO PROPUESTO.....</b>		<b>46</b>
3.1	PARÁMETROS USADOS PARA LA EVALUACIÓN DEL PET.....	47
3.1.1	<i>PERFILES DE VOLTAJE</i> .....	47
3.1.2	<i>CARGABILIDAD</i> .....	48
3.2	MANEJO DEL PROGRAMA NEPLAN .....	52
3.2.1	<i>ARCHIVOS DE DATOS DE TOPOLOGÍA/CARGABILIDAD</i> .....	53
3.2.2	<i>TABLAS DE ELEMENTOS Y NODOS</i> .....	58
3.2.3	<i>PROCEDIMIENTO INVESTIGADO</i> .....	59
<b>CAPÍTULO 4. REVISION DEL PLAN DE EXPANSION DE TRANSMISION. RESULTADOS.....</b>		<b>70</b>
4.1	INTRODUCCIÓN .....	70
4.2	ESCENARIOS RELEVANTES.....	71
4.2.1	<i>SNT 2009</i> .....	71
4.2.2	<i>SNT 2011</i> .....	78
4.2.3	<i>SNT 2015</i> .....	83
4.2.4	<i>SNT 2020</i> .....	90
4.3	SOLUCIONES PLANTEADAS .....	95
4.4	INCONSISTENCIAS DENTRO DE LOS DIFERENTES ARCHIVOS DEL PET 2010 – 2020.....	98
<b>CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>		<b>101</b>
5.1	CONCLUSIONES .....	101
5.1.1	<i>DESEMPEÑO DEL PLAN DE EXPANSION DE TRANSMISION 2010-2020</i> .....	101
5.1.2	<i>PROPUESTA DE INGRESO DE BASES DE DATOS EN NEPLAN</i> .....	103
5.1.3	<i>PUNTOS CRITICOS EN LA OPERACION DEL SNT</i> .....	104
5.2	RECOMENDACIONES .....	105
5.2.1	<i>DESEMPEÑO DEL PLAN DE EXPANSION DE TRANSMISION 2010-2020</i> .....	105
5.2.2	<i>PROPUESTA DE INGRESO DE BASES DE DATOS EN NEPLAN</i> .....	105
5.2.3	<i>ALTERNATIVAS RAZONABLES DE MITIGACION</i> .....	107
<b>CAPÍTULO 6. BIBLIOGRAFÍA .....</b>		<b>108</b>



## RESUMEN

La evaluación del Plan de Expansión de Transmisión (PET) es una de las obligaciones del CONELEC, esta evaluación se la debe realizar en un plazo de treinta (30) días. En vista que el tiempo con el que dispone el CONELEC para dicha evaluación es corto, consecuentemente en este trabajo se presentan los principales parámetros para la evaluación técnica de un PET, además, una guía que indica los protocolos para transferir información de proyectos entre el programa Power Factory (archivos \*.dz) y el programa NEPLAN. Se detallan tres protocolos para dicha transferencia mediante el uso de archivos de tipo texto, cada uno de estos protocolos es conveniente usarlos bajo ciertas circunstancias, las mismas que se muestran en el tercer capítulo.

Mediante el uso de estos protocolos se procedió a la construcción y simulación del Sistema Nacional de Transmisión (SNT), los escenarios analizados fueron tomados del Plan de Expansión de Transmisión (PET) 2010 – 2020 elaborado por CELEC EP – Transelectric, por lo tanto en este trabajo se presentan los resultados de las simulaciones de flujos de potencia ejecutadas en cada uno de los escenarios, en el programa NEPLAN, mas las observaciones en cuanto al desempeño del PET analizado.

## **PRESENTACIÓN**

Capítulo 1, El primer capítulo está conformado por los antecedentes, justificación del proyecto, objetivos y alcance de la investigación.

Capítulo 2, El segundo capítulo contiene toda la información teórica que respalda el desarrollo del proyecto, este capítulo está conformado por: Planificación de Expansión del Sistema de Transmisión (PET), Flujos de Potencia y Flujos de Potencia en el programa NEPLAN.

Capítulo 3, En el tercer capítulo se encuentran los parámetros usados para la evaluación del Plan de Expansión de Transmisión (PET). Además el procedimiento investigado para la construcción de proyectos en NEPLAN, mediante la importación de archivos de texto, para el análisis de flujos de potencia.

Capítulo 4, En el cuarto capítulo se presenta los resultados obtenidos mediante simulaciones de flujos de potencia en los diferentes escenarios, con el respectivo análisis de los parámetros de evaluación del PET en cada uno de estos escenarios y las soluciones planteadas que mejorarán la operación del PET.

Capítulo 5, En este capítulo se presenta las conclusiones y recomendaciones obtenidas en el desarrollo del presente proyecto.

# **CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN**

## **1.1 ANTECEDENTES**

La empresa Transmisora de Energía Eléctrica en Ecuador (CELEC EP – TRANSELECTRIC), partiendo principalmente del pronóstico de la demanda, para las distintas empresas distribuidoras, y del plan de expansión de Generación, realizados por el CONELEC, tiene la obligación de planificar así como de ejecutar la expansión del sistema nacional de transmisión sobre la base de planes elaborados y aprobados anualmente por el CONELEC (ANEXO No.5).

Una vez terminado el proceso de planificación, por parte del transmisor, éste debe remitir al CONELEC la primera versión del Plan de Expansión de Transmisión (PET), con fines de aprobación, hasta el 31 de mayo, para el año 2010, a partir de este momento el CONELEC dispone de treinta (30) días para evaluar el PET y presentar observaciones. Una vez aprobado por el CONELEC, formará parte del Plan Maestro de Electrificación que finalmente contribuirá en el desarrollo integral del sector (ANEXO No.5).

La evaluación técnica del PET consiste principalmente en los análisis de perfiles de voltaje y de nivel de carga en los diferentes elementos del SNT, para esto es necesario contar con los escenarios propuestos por CELEC EP – TRANSELECTRIC.

En vista que CELEC EP – TRANSELECTRIC para los estudios eléctricos, emplea el programa computacional Power Factory de la empresa DigSilent, donde se simulan los distintos escenarios futuros del SNT para distintos planes candidatos propuestos por el transmisor, en cambio el CONELEC cuenta con el programa NEPLAN, por lo tanto, para poder realizar análisis comparativos e intercambiar información de forma eficiente, hace falta establecer un proceso sistemático para la adecuada transformación del formato de los archivos, de DigSilent hacia NEPLAN.

## 1.2 JUSTIFICACIÓN

El CONELEC, en un plazo de treinta (30) días posteriores a la fecha límite para que la empresa de transmisión presente su plan de expansión, evaluará los estudios recibidos, cuyas observaciones, en caso de existir, serán entregadas al transmisor para que proceda a realizar los ajustes o aclaraciones respectivos.

El transmisor tendrá un plazo de quince (15) días, a partir de la notificación de las observaciones por parte del CONELEC, para que presente nuevamente el estudio ajustado.

En un plazo de quince (15) días, una vez recibido el estudio ajustado, el CONELEC evaluará y aprobará el mismo.

El CONELEC, a fin de cumplir su tarea de revisión del PET, necesita simular tanto los escenarios considerados por el transmisor como escenarios adicionales en el PET. Como resultado podrá sustentar sus observaciones y recomendaciones. De esta forma se espera garantizar la operación satisfactoria del Sistema Nacional de Transmisión (SNT) a lo largo del horizonte de planificación. Entendiendo como operación satisfactoria, seguridad en el suministro, adecuados niveles de voltaje en las barras de entrega del transmisor y elementos no sobrecargados. Una operación satisfactoria del SNT permitirá el desarrollo del país. En la presente investigación se construirán los escenarios más relevantes del PET propuesto por el transmisor para analizarlos técnicamente y así poder presentar observaciones y recomendaciones acerca del PET.

Es importante tomar en cuenta que para cumplir con los plazos establecidos en el artículo 31 de la Regulación CONELEC 013/08 (ANEXO No.5), para la aprobación del PET, es muy importante contar lo más rápido con un modelo de estudio, en formato NEPLAN. Tradicionalmente cada escenario futuro se ha venido construyendo de forma manual, lo que implica un gran esfuerzo en cuanto a tiempo, desde la recepción del PET hasta contar con los escenarios para proceder a analizarlos y evaluarlos. Entonces, se ve la necesidad de contar con una metodología eficiente para el paso de la información enviada por el transmisor en formato DigSilent hacia el programa NEPLAN para lograr analizarlo

eléctricamente. De ahí que dentro de los alcances de esta investigación está desarrollar un procedimiento sistemático para la transformación de formato de bases de datos del SNI, el cual permita realizar análisis eléctricos en NEPLAN, mediante el uso de archivos tipo texto para la importación de variables de entrada. Con esto se pretende acelerar el proceso de análisis técnico del PET.

### 1.3 OBJETIVOS

#### 1.3.1 OBJETIVO GENERAL

Con la ayuda del programa NEPLAN, mediante la aplicación de la herramienta de flujos de potencia, realizar una evaluación técnica del desempeño del SNT durante períodos trascendentes del PET 2010 – 2020.

#### 1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Sobre la base del PET 2010 – 2020, realizar diversas modelaciones del Sistema Eléctrico de Potencia Ecuatoriano a nivel de Transmisión, para años definidos en este trabajo como trascendentes, con el objeto de evaluar el desempeño del PET propuesto para el período en mención.
- Analizar las posibilidades de una nueva propuesta de ingreso de bases de datos en formato de texto para los análisis de flujos de potencia en el programa NEPLAN.
- Identificar y categorizar zonas o elementos del SNT donde se activarían restricciones u originarían riesgos operativos, a lo largo del periodo de planificación para los diferentes escenarios asumidos.

- Analizar el origen de los problemas encontrados (en el objetivo anterior) a fin de plantear un conjunto de alternativas de decisión razonables que mitigarían dichas circunstancias desfavorables.

#### 1.4 ALCANCE

Este trabajo tomará como base la información contemplada en el PET 2010 – 2020 (versión Mayo 2009) elaborado por CELEC EP – TRANSELECTRIC referente a: variables de entrada, evolución de topología de la red, parámetros eléctricos de los elementos existentes y previstos, así como también el listado de obras futuras.

El trabajo contempla los análisis de flujos de potencia en el SNT en Estado Estacionario para los escenarios relevantes del PET 2010-2020, estos escenarios son 2009, 2011, 2015 y 2020 para la época de estiaje y demanda máxima.

Así, con la ayuda del programa NEPLAN, se podrían identificar situaciones críticas del SNT a lo largo del horizonte de planificación considerado por el PET 2010 – 2020 y posteriormente, sugerir nuevas alternativas de decisión que contribuyan a mejorar el desempeño del PET en mención.

Con la elaboración de las conclusiones acerca del PET 2010 – 2020 se llegará a alcanzar el objetivo general propuesto en esta tesis.

## **CAPÍTULO 2. MARCO TEÓRICO**

### **2.1 PLANIFICACION DE EXPANSION DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN (PET)**

El sistema eléctrico de potencia necesita expandirse debido al incremento progresivo de la demanda por parte de los consumidores. La congestión, los bajos niveles de confiabilidad y el incremento de los costos operativos por restricciones de seguridad son unos pocos de los indicadores que muestran la necesidad de la expansión del sistema [9].

La adecuada planificación y expansión de la transmisión en mercados eléctricos competitivos debía permitir su desarrollo a mínimo costo de inversión y mínimo costo esperado de operación, basado en incentivos de eficiencia económica y técnica, con niveles adecuados de confiabilidad y calidad de servicio, adaptado a los requerimientos de generadores y consumidores y remunerando en forma justa a sus propietarios [10]. Ahora, el cambio de paradigma en la industria eléctrica pasó de minimizar los costos totales (inversión y O&M) del sistema a la de maximización del beneficio de todos los participantes. Desde el punto de vista económico, ello implica que se alcanza el máximo bienestar o que la suma de los excedentes del generador y de la demanda es máxima. El concepto adicional que trae aparejado el nuevo paradigma es el de valorizar económicamente la calidad de servicio a diferencia de los mercados verticalmente integrados donde se fijaban restricciones blandas respecto de la misma, sin valorizarla económicamente [12].

Dada la importancia de planificar adecuadamente los sistemas eléctricos, han surgido numerosos modelos y algoritmos que buscan solucionar este tipo de problemas [7]. Además, en la práctica, la aplicación de las soluciones encontradas requieren con frecuencia pequeños ajustes y/o inversiones no planificadas [13].

La PET es un problema de toma de decisiones multi-periodo bajo incertidumbres, donde las variables de decisión son: el tipo, ubicación, capacidad y momento de ejecución de un conjunto de alternativas de expansión de la transmisión que por un lado maximicen el beneficio social y por otro minimicen los riesgos para el horizonte completo de planificación [13].

### 2.1.1 PROBLEMÁTICA DE LA PLANIFICACIÓN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN

Los principales aspectos que dan forma a la problemática de la PET son:

- La naturaleza de las inversiones en transmisión.
- La incertidumbre existente en la evolución de ciertas variables relevantes principalmente en el largo plazo y por tanto en la recuperación de las inversiones realizadas.
- Las dependencias entre varios criterios los cuales usualmente son contrapuestos. Por ejemplo al reducir la inversión, los costos de la energía no suministrada se incrementan.
- Manejo de dos escalas de tiempo: una corta para evaluar los costos de operación (uno o dos años) y una larga para tratar las decisiones de inversión (10 años o más).
- La importancia diferenciada que se puede dar a cada criterio de planeamiento.
- Las dependencias intertemporales existentes entre proyectos de generación centralizada y proyectos de expansión [15] [19] [20] [24].

La PET tradicional supone la existencia de competencia perfecta dentro del mercado eléctrico. El problema se formula como una optimización estática<sup>1</sup>, multicriterio (con una única función objetivo), sujeta a restricciones técnicas, económicas y ambientales, y cuyas decisiones de expansión, debido a economías

---

<sup>1</sup> La planificación es estática si el modelo no considera la facultad del planificador de decidir el momento en que se llevarán a cabo los proyectos de expansión. Es decir la planificación estática encontrará un estado óptimo de la red de transmisión al final del horizonte de planeamiento para un escenario único [14].



de escala, generalmente son grandes proyectos de transmisión. Además existen modelos donde el problema de la PET ha sido formulado como una optimización estática multiobjetivo, donde cada criterio es evaluado mediante una función objetivo específica. Cada función objetivo se encuentra afectada por un factor que representa su peso en la decisión, de esta manera todas las funciones objetivo pueden ser optimizadas al mismo tiempo, encontrándose así el mejor compromiso entre ellas. Un camino relativamente nuevo de resolver la formulación multiobjetivo del problema de la PET es mediante la aplicación de Teoría de Juegos.

Adicionalmente, es importante mencionar que en los últimos años han aparecido nuevos modelos donde el problema de la PET es planteado como un problema dinámico<sup>2</sup>. Esta formulación actualmente se encuentra en desarrollo y no ha alcanzando el nivel requerido para poder ser utilizada en problemas reales de PET ya que la complejidad en la modelación limita el tamaño de los sistemas en los que pueda ser implementada. Además, al introducir nuevas variables y una gran cantidad de consideraciones, se requiere un enorme esfuerzo computacional para llegar a la solución [14].

### **2.1.2 FORMULACION TRADICIONAL DEL PROBLEMA DE LA PLANIFICACION DE EXPANSION DE TRANSMISION**

Inicialmente se definen los datos de entrada los cuales son parámetros conocidos con certeza en unos casos y en otros no. Se bosqueja una función objetivo, compuesta de varios componentes, los cuales son expresados en términos monetarios para la evaluación económica de las variables de decisión en un determinado horizonte de tiempo, bajo la suposición de una competencia perfecta en el mercado eléctrico. Las variables de decisión son los nuevos proyectos de expansión y las restricciones de igualdad y de desigualdad permiten la correcta

---

<sup>2</sup> La planificación es dinámica si el modelo incorpora como variable de decisión el instante óptimo en el que el planificador deba tomar las decisiones de inversión a lo largo del tiempo. Es decir la planificación dinámica encontrará un estado óptimo de la red de transmisión no para uno sino para todos los períodos, considerado así el acoplamiento temporal de las variables de decisión [14].

operación del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) manteniendo las variables dentro de rangos permisibles.

#### 2.1.2.1 Datos de entrada

- Configuración de la red existente, diagnóstico y sus índices de desempeño.
- Pronóstico espacial de la demanda.
- Nuevos proyectos de transmisión candidatos, sus tiempos de ejecución y sus costos de inversión.
- Pronóstico de disponibilidad y mantenimiento de unidades de generación existentes y nuevas.
- Costos de producción a lo largo del horizonte de planeamiento.
- Escenarios de interconexiones con otros mercados eléctricos.

#### 2.1.2.2 Función objetivo

Mediante la función objetivo se puede evaluar cada una de las alternativas de inversión, en función de varios criterios traducidos a términos monetarios. Una inadecuada formulación de la función objetivo puede generar decisiones de expansión erróneas.

La función objetivo debe manejar dos escalas de tiempo. Por un lado se encuentra la etapa de largo plazo que comprende el horizonte completo de planeamiento "T" y que se encuentra dividida en varios periodos " $t_i$ " (cada año). Por otro lado la etapa de corto plazo considera el lapso de cada periodo entre  $t_i$  y  $t_{i+1}$  y tendrá un alcance mensual o estacional. Cada etapa de planeamiento contiene criterios de optimización, mediante los cuales se puede llevar un seguimiento del cumplimiento del objetivo general de los mercados eléctricos competitivos de producir energía, y transportarla hasta los sitios de consumo, de manera óptima.

Para la evolución de un plan de expansión durante un horizonte de tiempo, se considera cada escala de tiempo de forma independiente. Posteriormente, se

considera el vínculo entre las dos escalas de corto y largo plazo. Este análisis es denominado de largo plazo acoplado.

#### *2.1.2.2.1 Análisis de Corto Plazo*

En el corto plazo, el mercado eléctrico tiene como objetivo encontrar la cantidad producida y el precio de venta de la energía con los que se alcance el máximo beneficio social a lo largo de un período  $t_i$ . Para la solución de este problema se realiza un despacho óptimo para cada condición operativa esperada del SEP, obteniéndose varios puntos de equilibrio donde la suma del excedente de los generadores y el de los consumidores es máxima, o lo que es lo mismo se maximiza el beneficio social para un período  $t_i$ . Gráficamente esto se puede observar en la Figura 2.1, donde  $P$  es el precio spot de la energía y  $Q$  la demanda óptima encontradas. Los costos fijos de la empresa en el período  $t_i$ , los cuales no dependen de la capacidad de producción, no influyen en esta escala de tiempo.

Dado que en el corto plazo la demanda es poco sensible a las variaciones del precio de la energía, generalmente se hace la suposición de que esta es inelástica, caso en el cual la obtención del máximo beneficio social se reduce a la maximización del excedente de los productores, o lo que es lo mismo a la minimización de los costos de producción de todos los generadores [13].

Maximización del Beneficio Social.  
Excedente del Productor y del Consumidor

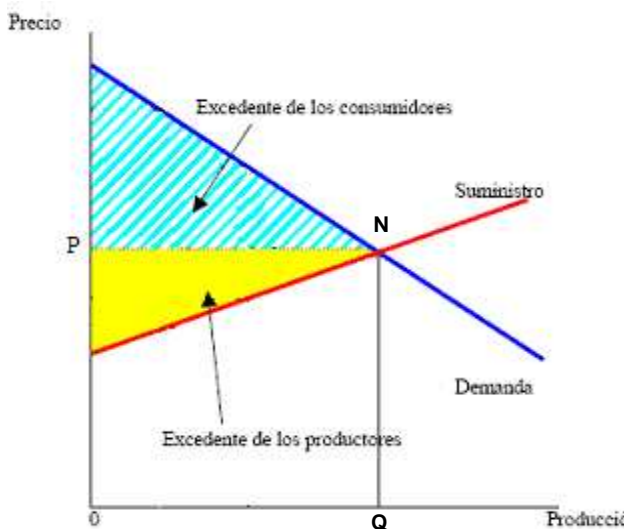


Figura 2.1a. Maximización del Beneficio Social en el corto plazo.

Precio de la Energía, Costos Marginales y Costos Medios de Producción

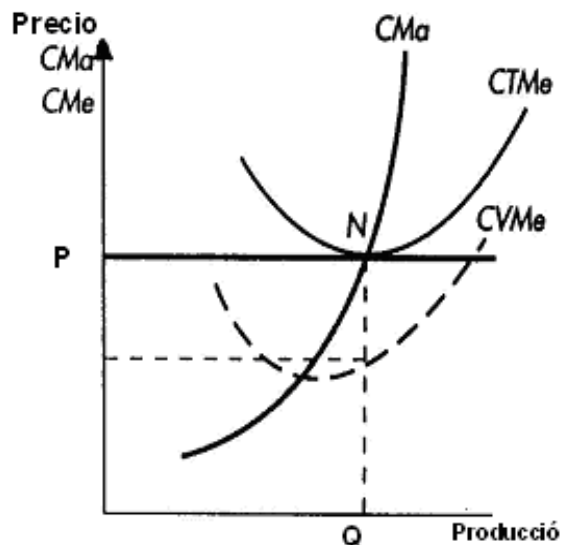


Figura 2.1b. Costos Totales de Producción y Beneficio de la Oferta.

#### 2.1.2.2.2 *Análisis de Largo Plazo Desacoplado*

En mercados eléctricos competitivos para su óptimo funcionamiento y desarrollo debe considerar periódicamente la posibilidad y/o necesidad de expandir la capacidad de su equipamiento de transporte en función de pronósticos de la evolución del mercado. En esta etapa el problema sigue siendo encontrar la cantidad producida y el precio de venta de la energía que maximicen el beneficio social pero para un periodo futuro  $t_{i+n}$ . La diferencia con el análisis de corto plazo es que en este caso se cuenta con el tiempo suficiente para tomar decisiones de expansión. Este análisis se conoce como de largo plazo estático e incluye una nueva variable de decisión las diversas alternativas de inversión en expansión que optimicen el beneficio social para un año determinado.

La solución de este problema es más compleja debido a que en este caso si se consideran los costos de inversión dentro de la función objetivo y son variables discretas.

El problema de la PET planteado bajo este enfoque usualmente tendrá una función objetivo constituida por: los costos de producción esperados de todos los generadores y los costos de inversión en nuevos equipamientos. La solución

permitirá alcanzar el nivel de producción óptimo para un año determinado  $t_{i+n}$  del horizonte de planeamiento.

#### 2.1.2.2.3 *Análisis de Largo Plazo Acoplado*

La solución del problema encontrada en el análisis de largo plazo desacoplado, maximiza el beneficio social para un único periodo futuro  $t_{i+n}$ . Sin embargo en el problema de la PET los requerimientos u oportunidades de invertir en expansión de transmisión aparecen en distintos períodos, es decir las inversiones se realizarán de forma secuencial en distintos periodos del horizonte de planeamiento. De ahí que la PET se caracteriza por ser un problema multiperíodo. La función objetivo del problema acoplado debe minimizar tanto los costos de producción esperados de los generadores disponibles (existentes y nuevos) en cada período, como también la sumatoria de todos los costos de producción esperados de los generadores y la sumatoria de los costos de inversión en nuevos equipamientos incurridos a lo largo de todo el horizonte de planeamiento. Bajo el enfoque estático, el planificador no se encuentra interesado en determinar el momento en que deban llevarse a cabo las inversiones [14]. Es decir, la optimización se limita a escoger la mejor combinación de alternativas de expansión, dentro de un conjunto de proyectos candidatos (cuyos momentos de instalación se asumen conocidos), para un único año del horizonte de planeamiento [15] [22].

Por otro lado si el planificador desea encontrar una estrategia de expansión, ubicación, capacidad y momento de inversión son variables de decisión. El análisis en este caso es llamado de largo plazo acoplado o dinámico. El problema planteado de esta forma es muy complejo y requiere un gran esfuerzo computacional para resolverlo. Los modelos pertenecientes a esta categoría actualmente se encuentran en desarrollo y aún presentan limitaciones en cuanto a su modelación y tamaño de los sistemas en los cuales pueden implementarse [14] [19] [20].

Finalmente, existen trabajos que a fin de simplificar el problema plantean la función objetivo únicamente con el criterio de costos de inversión de las distintas alternativas de expansión, y, generalmente los costos operativos son expresados

en términos del cumplimiento de las restricciones técnicas. Esta formulación simplificada podría incurrir muy probablemente en decisiones erróneas, pues a pesar de que las alternativas cumplan con los requerimientos técnicos en cada período, necesariamente deben optimizarse en conjunto los tres criterios anteriormente mencionados a lo largo de todo el horizonte de planeamiento [15] [16] [18] [21] [23].

#### 2.1.2.2.4 *Análisis de Largo Plazo Bajo Incertidumbres*

Los planteamientos analizados anteriormente formulan el problema de la PET desde un punto de vista determinista, es decir, suponiendo certeza en el conocimiento de la evolución de todos los parámetros. Esta hipótesis lleva en la mayoría de los casos a tomar decisiones erróneas, pues a menudo se producen desviaciones de los pronósticos con respecto a los valores reales. Esto muestra la necesidad de que los nuevos modelos de PET consideren de una manera adecuada a las incertidumbres presentes en el problema.

En la actualidad existen tres caminos para tratar con incertidumbres. El hecho de escoger alguno de ellos será función de la calidad de los datos y de la sofisticación de los modelos propuestos [17].

- Análisis de Escenarios
- Análisis Probabilista Estocástico
- Análisis de Riesgo

##### 2.1.2.2.4.1 Análisis de Escenarios

Consiste en observar la sensibilidad de los resultados (obtenidos mediante una formulación determinista) ante diversos conjuntos de parámetros de entrada. Este análisis permite al planificador determinar cuán robusta y susceptible resulta la estrategia propuesta en caso de producirse desviaciones en los pronósticos de variables relevantes del problema [17].

##### 2.1.2.2.4.2 Análisis Probabilista Estocástico

Provee un enfoque más sofisticado para captar los efectos adversos de las incertidumbres presentes. Dentro de este enfoque, es importante considerar que si bien no se puede pronosticar con certeza la evolución de diversas variables, no obstante se podría asegurar (usualmente basándose en datos históricos) que estas se encontrarán dentro de una banda de valores determinada.

Disponiendo entonces de una cantidad considerable de datos históricos se puede razonablemente construir una curva de distribución de probabilidad de ocurrencia de cada variable. Adicionalmente se debe considerar que existen variables que mantienen correlaciones, por ejemplo si se pronostica un incremento significativo en el precio de los combustibles, la demanda en ese período sufrirá una depresión lo cual tendrá impacto directo en la determinación de la capacidad del proyecto a construir.

Bajo la perspectiva estocástica se asume que cada variable podrá tomar valores en forma aleatoria (considerando además las correlaciones de las variables) y mediante el uso de una técnica conocida como Monte Carlo, donde numerosas simulaciones son corridas, se podrán obtener bandas de confianza alrededor de un resultado esperado [17].

#### 2.1.2.2.4.3 Análisis de Riesgo

Básicamente consiste en la aplicación de técnicas de manejo de riesgo complementadas con una adecuada herramienta de evaluación de inversiones bajo incertidumbres. Sobre la base de las limitaciones del análisis probabilístico estocástico, este enfoque incorpora nuevos criterios y consideraciones en la formulación del problema, teniendo como objetivo mejorar en la práctica el desempeño de la expansión de la transmisión [22].

Dado que la confiabilidad es un concepto probabilístico que tiene íntima relación con las incertidumbres en la ocurrencia de contingencias o cortes de suministro debidos a fallas de componentes. Las consecuencias económicas de estos eventos demuestran la importancia de considerar la interacción (relación inversa) existente entre la confiabilidad de los SEP y las inversiones en expansión de transmisión. De ahí que la confiabilidad deba ser integrada como nuevo criterio en la función objetivo del problema de optimización de la PET.

Con estas consideraciones, el valor económico de la confiabilidad, en la actualidad, se puede estimar en función de las frecuencias y duraciones esperadas de ausencia de suministro de energía. Con estos dos parámetros se puede determinar un valor Esperado de Energía No Suministrada para un período de análisis (EENS), el cual está dado en MWh por unidad de tiempo. El costo de la energía no suministrada es expresado a través del VOLL (Value Of Loss of Load) el cual está dado en USD/MWh.

Por tanto, a la complejidad de encontrar alternativas que maximicen el beneficio social en el largo plazo se requiere adicionar la interacción contrapuesta existente entre los costos de inversión en expansión de transmisión y la confiabilidad del SEP.

#### 2.1.2.3 Componentes Considerados en la Función Objetivo

A continuación, se enumeran los principales componentes que deben ser considerados dentro de la función objetivo de la PET.

1. Costos de inversión de las diferentes alternativas de expansión. Se modelan como una función escalón cuyos valores dependen de la capacidad del elemento dada en MW.
2. Costos operativos del sistema. Generalmente se calculan para cada período del horizonte de estudio como la suma de los costos de producción y los costos de O&M de todas las unidades de generación. Un componente no considerado frecuentemente debido a su casi imperceptible impacto son las pérdidas que se producen a través de las líneas de transmisión [23].
3. Costos totales de energía no suministrada. Generalmente se calculan para cada período del horizonte de estudio [15] [16] [18] [21].

#### 2.1.2.4 Restricciones

- Restricciones Técnicas:
  - De balance de potencia (1ra y 2da leyes de Kirchhoff), donde la potencia total generada debe ser igual a la suma de la demanda más las pérdidas por los elementos.



- De desempeño operativo como capacidades mínimas y máximas de las unidades de generación y de los flujos por las líneas. Valores mínimos y máximos de voltajes en los nodos.
- De confiabilidad.
- Restricciones debidas al carácter discreto de las variables de decisión.
- Restricciones de Presupuesto, referidas por ejemplo al máximo monto de dinero que se dispone para invertir por año [20].

Como se mencionó anteriormente es importante que la restricción de confiabilidad sea más bien considerada como un criterio de optimización el cual debe incluirse en la función objetivo a través de los Costos de Energía No Suministrada.

#### 2.1.2.5 Variables de Decisión

- Capacidad, tipo y ubicación de las inversiones en expansión de transmisión.
- Momento óptimo en que estas deban llevarse a cabo.

### 2.1.3 IDENTIFICACIÓN Y MODELACIÓN DE LAS VARIABLES

En el problema de la PET, solo una pequeña porción de información puede ser considerada como cierta o determinista, la mayor parte contiene incertidumbres. Identificar el origen de estas así como también determinar la relevancia de cada variable dentro del problema son aspectos de vital importancia en la elaboración de un modelo de expansión. Las incertidumbres pueden ser clasificadas como aleatorias o no-aleatorias [24].

#### 2.1.3.1 Incertidumbres aleatorias

Son aquellas presentes en variables cuya evolución obedece razonablemente a un comportamiento repetitivo a lo largo del tiempo, es decir, dado que sus estadísticas corresponden a observaciones pasadas, estas pueden representarse mediante curvas de distribución de probabilidad, y, en caso de existir

interdependencia entre variables, incluyendo además funciones de correlación. Los modelos probabilistas estocásticos hacen un buen uso de la información contenida en este tipo de representación pudiendo llegar a valorar económicamente las consecuencias económicas tanto de escenarios favorables como también adversos. Los parámetros que se pueden considerar dentro esta categoría son: la demanda, el número de horas de operación al año de las centrales de generación existentes y nuevas, el retraso en los tiempos de ejecución de los proyectos de expansión.

### 2.1.3.2 Incertidumbres no aleatorias

Son aquellas presentes en parámetros cuya evolución no obedece a un comportamiento repetitivo a lo largo del tiempo, y, por tanto, sus estadísticas no pueden ser derivadas de observaciones pasadas. Las variables que se pueden considerar dentro de esta categoría son: el momento de ingreso de los nuevos proyectos de generación y transmisión.

La forma de modelar cada variable difiere entonces en función del modelo de expansión. A continuación en la Tabla 2.1, se enumeran e identifican las variables de entrada del problema de la PET.

Tabla 2.1 Tratamiento de las Variables de Entrada del Problema de la PET.

Variables de Entrada del Problema de la PET	Modelos Determinísticos		Modelos Bajo Incertidumbres	
	Estático	Dinámico	Probabilístico	Manejo Riesgo
<b>Parámetros de Diagnóstico del SEP</b>				
Configuración de la red existente.	conocida	conocida	conocida	conocida
Índices de desempeño de la red existente.	conocidos	conocidos	conocidos	conocidos
Parámetros de red existente e interconexiones internacionales.	conocidos	conocidos	conocidos	conocidos
Capacidad disponible en estaciones de transformación.	conocida	conocida	conocida	conocida
<b>Parámetros de Planificación del SEP</b>				
Pronóstico espacial de la demanda.	esperada	esperada	estocástica	estocástica
Costos de inversión de proyectos de expansión candidatos.	esperados	esperados	no-aleatorios	no-aleatorios
Momento de decisión de inversión de proyectos candidatos.	esperado	variable de decisión	esperado	variable de decisión
Tiempos de ejecución de los proyectos candidatos.	esperados	esperados	no-aleatorios	no-aleatorios
Costos de producción de generación existente y nueva.	esperados	esperados	estocásticos	estocásticos
Horas de operación anual de las centrales de generación.	esperadas	esperadas	estocásticas	estocásticas
Posibles estados operativos del SEP.	criterio n-1	criterio n-1	EENS	EENS
Capacidad del planificador de tomar decisiones contingentes.	-	-	-	activa

#### **2.1.4 METODOLOGÍAS DE OPTIMIZACIÓN APLICABLES AL PROBLEMA DE LA PLANIFICACION DE EXPANSION DE TRANSMISION.**

A continuación, se presentan las principales metodologías de optimización utilizadas para resolver los diversos planteamientos del problema tradicional de la PET.

##### **2.1.4.1 Métodos de Optimización Matemáticos**

Dentro de este grupo, las más importantes metodologías de resolución del problema de optimización son: programación lineal, programación no lineal, programación entera-mixta, métodos de descomposición en cortes de Benders, entre otros [7].

A menudo los modelos matemáticos de optimización presentan dificultades de convergencia hacia una solución “óptima global” debido a la no convexidad del problema, así como también aparecen limitaciones en cuanto al tamaño de los sistemas debido a los grandes requerimientos computacionales [14] [15]. Por este motivo, los planificadores han simplificado el problema de la PET a fin de poder resolver el problema con algoritmos de optimización matemáticos.

##### **2.1.4.2 Métodos de Optimización Heurísticos**

Todos aquellos modelos que en lugar de utilizar metodologías de optimización matemáticas se denominan modelos Heurísticos. Estos métodos se caracterizan por generar, evaluar y escoger las opciones de expansión paso a paso con o sin la ayuda del usuario. El proceso se lleva a cabo hasta que el algoritmo heurístico no sea capaz de encontrar un mejor plan de acuerdo a criterios de desempeño establecidos (usualmente costos de inversión, operación y de la energía no suministrada).

El uso de algoritmos heurísticos ha sido encontrado favorable durante estos últimos años en la resolución de problemas combinatoriales, ya que se pueden encontrar soluciones factibles y económicamente aceptables con un menor

esfuerzo computacional, sin garantizar desde el punto de vista matemático haber encontrado la solución global.

Uno de los modelos heurísticos más utilizados en la resolución del problema de la PET son los algoritmos Genéticos. La teoría de Algoritmos Genéticos, es un método de optimización robusto que trabaja sobre un conjunto de soluciones candidatas (llamada población), recombina la información contenida en los individuos miembros de la población y realiza un número de operaciones basadas en mecánica genética para crear nuevas poblaciones (soluciones). Otro método heurístico es el método "Branch and Bound" el cual básicamente utiliza las estrategias de relajación así como separación para resolver el problema [15] [16] [18] [19] [21].

Además hay modelos llamados Meta-Heurísticos que son una combinación de los modelos heurísticos y los matemáticos.

## 2.2 LA PLANIFICACION DE EXPANSION DE TRANSMISION EN LOS MERCADOS ELÉCTRICOS

En esta sección se presenta las características que tiene la planificación en los diferentes mercados eléctricos, y con mayor detalle en el Ecuador.

### 2.2.1 EN MERCADOS VERTICALMENTE INTEGRADOS

La planificación en los mercados eléctricos verticalmente integrados tiene las siguientes características:

- La generación, transporte y distribución pertenecen a una misma empresa.
- La expansión se define en forma centralizada.
- Planificación de expansión en forma conjunta.
- Objetivo: minimizar los costos totales de operación y expansión del sistema.

## 2.2.2 EN MERCADOS COMPETITIVOS

En los mercados eléctricos competitivos la planificación tiene la siguiente particularidad:

- La generación, transporte y distribución pertenecen a distintas empresas.
- Las expansiones en transmisión se realizan en forma separada de la generación.
- Gran incertidumbre de las inversiones en generación.
- Incertidumbre Regulatorias.
- Objetivo: Maximizar el beneficio social.

## 2.2.3 EN EL ECUADOR<sup>3</sup>

La transmisión de energía eléctrica se realiza bajo el régimen de exclusividad regulada, respetando el derecho de libre acceso a la capacidad de transmisión y transformación, a Generadores, Distribuidores y Grandes Consumidores, condicionado al pago del correspondiente peaje. El Transmisor no puede comercializar energía eléctrica, otorgar ni ofrecer ventajas o preferencias en el acceso a sus instalaciones.

El Transmisor realiza su actividad sujetándose a lo que sobre estos aspectos se establece en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE), y en la normativa vigente correspondiente, principalmente en lo que se refiere a los siguientes reglamentos: “Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista”, “Reglamento para el Libre Acceso a los Sistemas de Transmisión y Distribución”, y “Reglamento de Tarifas”; en cuanto a las regulaciones, las más importantes son: Regulación 006/00 “Procedimientos de Despacho y Operación”, Regulación 004/02 “Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM”; y, Regulación 003/08 “Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transmisión y Conexión en el Sistema Nacional Interconectado”.

---

<sup>3</sup> Toda la sección 2.2.3 ha sido tomada de la Ficha Técnica del PET 2010 – 2020 para SENPLADES, elaborada en diciembre del año 2009 por la Dirección de Planificación del CONELEC.

En este punto, cabe señalar que, hasta el mes de julio de 2008, se aplicó el esquema tarifario que estuvo vigente desde la puesta en vigencia de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico en 1998, por el cual las tarifas que debían pagar los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista por el uso del sistema de transmisión, estaban conformados por dos componentes: a) el de Operación, destinado a cubrir los costos económicos correspondientes a la anualidad de los activos en operación, la operación y mantenimiento del sistema y las pérdidas de transmisión, en los niveles aprobados por el CONELEC; y, b) el de Expansión, que debía cubrir los costos del Plan de Expansión del Sistema Nacional de Transmisión para un período de diez años.

Con fecha 23 de julio de 2008, la Asamblea Constituyente, reunida en el Centro Cívico “Ciudad Alfaro” en el cantón Montecristi, emite el Mandato Constituyente No. 15, que establece cambios importantes en el manejo del sector eléctrico, particularmente en el tema tarifario, disponiendo al CONELEC la aprobación de nuevos pliegos tarifarios que consideren una tarifa única a nivel nacional para cada tipo de consumo, para lo cual establece algunos parámetros, entre ellos: la eliminación de concepto de costos marginales, y la eliminación del componente de inversión en expansión dentro de los costos de distribución y transmisión, determinando que los recursos que se requieran para cubrir las inversiones en generación, transmisión y distribución, serán cubiertos por el Estado y deberán constar obligatoriamente en el Presupuesto General del Estado.

En cumplimiento del Mandato en referencia, el Directorio de CONELEC mediante resolución No.0107/08 de 12 de agosto de 2008, aprobó nuevas tarifas, entre ellas la Tarifa de Transmisión, incorporando los siguientes cambios:

1. Se elimina el concepto del valor nuevo de reposición para la valoración de los activos en servicio, consecuentemente se utiliza los valores de activos en servicio que constan en los estados financieros.
2. Se considera un valor de reposición de los activos en servicio equivalente al costo de depreciación en función de las vidas útiles aprobadas por el CONELEC.

3. Los costos de operación y mantenimiento corresponderán a aquellos que sean aprobados por el Directorio de CONELEC en el Estudio Tarifario correspondiente.
4. Los valores de inversión programada, a partir de la implementación de la tarifa única, serán cubiertos a través del Ministerio de Finanzas.

Sobre esta base se estableció la tarifa de transmisión en 1,50 USD/kW-mes de demanda máxima no coincidente en barras de entrega, que relacionado con la energía transportada, equivale a una tarifa media de 0,3366 ¢USD/kWh, misma que fue ratificada en la Resolución No. 115/08 de 2 de octubre de 2008.

Más adelante, mediante resolución de Directorio No. 020/09 de 12 de febrero de 2009 se aprobaron nuevos valores para la Tarifa de Transmisión, fijándola en 1,56 USD/kW-mes de demanda máxima no coincidente registrada en las barras de entrega al distribuidor o gran consumidor, con un valor energizado equivalente de 0,3423 ¢USD/kWh.

#### **2.2.4 LA NATURALEZA DEL NEGOCIO DE LA TRANSMISIÓN**

El negocio de la transmisión principalmente tiene las siguientes características:

- Monopolio Natural
- Negocio de Capital Intensivo
- Activos de Transmisión tienen larga vida útil
- Inversiones Irreversibles
- Las inversiones son grandes en bloques discretos (Lumpy)
- Economías de escala

#### **2.2.5 EXPANSIÓN BASADA EN COSTO**

La Regulación tradicional expresa que las Compañías de transmisión deben recuperar los costos de inversión con una tasa de retorno justa garantizada. Para esto surgen las siguientes interrogantes.

¿Cuánta capacidad debe ser construida?

¿Cómo debería el costo de transmisión ser asignado entre los usuarios de la red de transmisión?

#### **2.2.6 DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE INVERSIÓN EN CAPACIDAD**

Los precios que los usuarios pagan por la energía eléctrica también dependen de la red de transmisión.

Si la capacidad de transmisión es excesiva entonces el usuario pagaría por una capacidad que no es utilizada. Caso contrario, si la capacidad de transmisión es escasa, la congestión en la red provoca un incremento en los precios de algunas áreas y se deprimen en otras.

Para esto el regulador debe definir la capacidad correcta de transmisión. No es fácil lograrlo a causa de las incertidumbres de la evolución de la demanda y la generación, además, se suma el carácter discreto de las inversiones.

La remuneración de las compañías de transmisión en base a tasa de retorno podría alentarlas a sobreinvertir en capacidad. Si estas construyen más servicios incrementan sus ingresos que recaudan de los usuarios de la red.

#### **2.2.7 EXPANSIÓN BASADA EN VALOR: TEORÍA MARGINALISTA**

En mercados eléctricos competitivos:

- La transmisión permite la competencia entre generadores.
- La red permite a generadores lejanos competir con generadores locales.



El valor de la transmisión se puede estimar a través de la diferencia en los costos marginales o precios de generación. Este valor provee la base para fijar el precio que los productores o consumidores deben pagar por el uso de la red [9].

## 2.3 INFORMACIÓN Y METODOLOGÍA UTILIZADAS PARA LA ELABORACIÓN DEL PLAN DE EXPANSION DE TRANSMISION POR CELEC EP – TRANSELECTRIC

La información básica que se utiliza para la elaboración del Plan de Expansión de Transmisión proviene de:

- Información disponible en el CONELEC:
  - Proyección decenal de la demanda anual de potencia y energía;
  - Bandas de variación de voltajes de operación normal en las barras de 230 kV y 138 kV, y en las barras de entrega a los distribuidores a 69 kV, 46 kV y 34,5 kV;
  - Límites para el factor de potencia que deben presentar las Distribuidoras en los puntos de entrega;
  - Plan de expansión de generación (PEG), aprobado por el directorio del CONELEC.
- Información proporcionada por las Distribuidoras relacionada con sus planes de expansión.
- Información proporcionada por el CENACE en lo que tiene que ver con los despachos energéticos y mantenimientos de las unidades de generación participantes en el MEM, sobre la base de estudios realizados para la determinación del Precio Referencial de Generación.
- Regulaciones del sector eléctrico ecuatoriano vigentes.

El Plan de Expansión de Transmisión es elaborado por el Transmisor, de acuerdo con el siguiente procedimiento:

- Estudios eléctricos del Sistema Nacional Interconectado – SNI, para cada uno de los años considerados en el Plan de Expansión.
- Sobre esta base, incorpora las alternativas de expansión que permitirán la operación del SNI, con parámetros de calidad aceptables según la normativa vigente.
- Las alternativas son evaluadas económicamente, considerando los costos de inversión y de operación del sistema de transmisión.
- Se elabora el PET con el conjunto de alternativas que minimicen los costos de expansión.

Este plan es remitido al CONELEC para su revisión y aprobación. Esta parte del proceso se cumple verificando a través de estudios eléctricos con las herramientas computacionales de Flujos de Potencia y Cortocircuitos, luego de lo cual se presentan las observaciones al Transmisor, quien acoge aquellas que efectivamente requieren ser cambiadas para de esta manera presentar un plan que será de aplicación obligatoria [25].

## 2.4 FLUJOS DE POTENCIA

El estudio de flujos de potencia es una herramienta esencial para el análisis, la planeación y el diseño de los sistemas eléctricos, así como también en la determinación de las mejores condiciones de operación de los sistemas existentes. El objetivo de los Flujos de Potencia es obtener los voltajes nodales en magnitud y ángulo de fase, con estas variables conocidas, se determina los flujos en las líneas de transmisión, y en general de los elementos del sistema de transmisión, dados los niveles de demanda y generación.

Aunque la red se considera lineal, sin embargo es bien conocido que el modelo matemático para el estudio de flujos de potencia es no-lineal; lo anterior se debe

al hecho de que en su formulación se utiliza de manera explícita de la potencia eléctrica, como el producto de  $E \cdot I^*$ , las cuales son cantidades complejas.

#### 2.4.1 CONCEPTOS GENERALES EN FLUJOS DE POTENCIA

Antes de iniciar la formulación del problema de flujos de potencia, es importante tener en cuenta la relación que existe entre  $P$ ,  $Q$ ,  $V$  y  $\theta$  (ángulo de voltaje). Para determinar esta relación se considera una línea de transmisión, como la que se muestra en la Figura 2.2, en la cual se ha omitido la resistencia serie y la admitancia paralelo, con el fin de simplificar el análisis posterior, lo cual no afecta de forma considerable en los resultados, ya que en líneas aéreas de transmisión en efecto la relación entre  $x/r$  es muy alta, lo cual significa que el valor de la resistencia es despreciable para algunos fines, además, para líneas cortas el efecto capacitivo generado por la misma son muy pequeños y también se los puede depreciar.



Figura 2.2 Línea de transmisión, modelo simplificado.

$$\begin{aligned} E_i &= V_i \angle \theta_i \\ \forall i &= 1, 2, 3, \dots \dots n \end{aligned} \quad (2.1)$$

Donde

$E_i$ : Voltaje fasorial en el nodo  $i$ .

$V_i$ : Magnitud de Voltaje en el nodo  $i$ .

$\theta_i$ : Ángulo de Voltaje en el nodo  $i$ .

La potencia de transferencia  $S_{12}$  será igual a:

$$S_{12} = E_1 I_{12}^* = E_1 \left( \frac{E_1 - E_2}{jx} \right)^* = \frac{V_1^2 - E_1 E_2^*}{-jx} = j \left( \frac{V_1^2}{x} - \frac{E_1 E_2^*}{x} \right) \quad (2.2)$$

$$S_{12} = j \left( \frac{V_1^2}{x} - \frac{V_1 V_2}{x} e^{j(\theta_1 - \theta_2)} \right) = j \left( \frac{V_1^2}{x} - \frac{V_1 V_2}{x} [\cos(\theta_1 - \theta_2) + j \sin(\theta_1 - \theta_2)] \right) \quad (2.3)$$

$$S_{12} = \frac{V_1 V_2}{x} \sin(\theta_1 - \theta_2) + j \left[ \frac{V_1^2}{x} - \frac{V_1 V_2}{x} \cos(\theta_1 - \theta_2) \right] \quad (2.4)$$

De la ecuación (2.4) se separa en parte real y parte imaginaria, por lo tanto se tiene que:

$$P_{12} = \Re\{S_{12}\} = \frac{V_1 V_2}{x} \sin(\theta_1 - \theta_2) \quad (2.5)$$

$$Q_{12} = \Im\{S_{12}\} = \frac{V_1^2}{x} - \frac{V_1 V_2}{x} \cos(\theta_1 - \theta_2) \quad (2.6)$$

En la ecuación (2.6) la diferencia angular  $(\theta_1 - \theta_2)$  es muy pequeño por lo que se puede asumir que el  $\cos(\theta_1 - \theta_2) \approx 1$ , aplicando esta aproximación se obtiene lo siguiente:

$$Q_{12} \approx \frac{V_1^2}{x} (V_1 - V_2) \quad (2.7)$$

En las ecuaciones (2.5) y (2.7) se puede ver que la transferencia de Potencia Activa (P) está fuertemente relacionada a la variación del ángulo de voltaje  $(\theta_1 - \theta_2)$ , por un lado, y entre la transferencia de Potencia Reactiva (Q) y el módulo del voltaje ( $V$ ) por otro. Es muy importante observar que mientras  $f$  (frecuencia) es una variable de efecto global y por tanto su cambio se siente en todo el sistema,  $V$  es una variable de efecto local y sus valores, en porcentaje o por unidad, podrían ser distintos en todos los puntos del sistema [1].

#### 2.4.1.1 Balance de Potencia

Para llegar a la convergencia de un flujo de potencia es necesario el balance de la Potencia activa y reactiva, esto quiere decir, que la potencia de generación debe

ser igual a la demanda de la carga más las pérdidas que se tienen en el transporte de la energía, como se muestra en las ecuaciones (2.8) y (2.9).

$$P_G + P_C = P_L \quad (2.8)$$

$$Q_G + Q_C = Q_L \quad (2.9)$$

Donde

$P_G, Q_G$ : Potencias de generación activa y reactiva.

$P_C, Q_C$ : Demanda de potencia activa y reactiva por parte de la carga.

$P_L, Q_L$ : Potencia activa y reactiva de pérdidas en el transporte.

#### 2.4.1.2 Tipos de Barras

##### 2.4.1.2.1 Barra PQ o de voltaje no controlado

A veces llamada también barra de carga, aunque esta designación es menos usada en la actualidad, es aquella barra en la cual se fija la inyección de potencias activa (P) y reactiva (Q).

##### 2.4.1.2.2 Barra de generación a voltaje controlado PV

Es aquella barra en la cual se pueden controlar la generación de potencia activa (P) por medio del ajuste de la fuente de energía mecánica y la magnitud del voltaje puede ser controlada al ajustar la excitación del generador.

##### 2.4.1.2.3 Barra Oscilante (Slack) o de compensación

Es aquella barra en la que se especifica la magnitud de voltaje y el ángulo de fase, por lo tanto, sirve como referencia fasorial del sistema. Su función más importante es generar la potencia necesaria para cumplir con el balance de potencia, ya que las pérdidas del sistema no son conocidas con anterioridad. La

máquina oscilante debe ser capaz de regular la frecuencia tras un cambio de potencia. En ciertas aplicaciones es conveniente mantener la potencia reactiva  $Q$  asociada a la barra Slack dentro de los límites razonables para el correcto flujo de potencia [7].

Las observaciones anteriores son cruciales en la comprensión de la formulación del modelo de flujos de potencia y el análisis de sus resultados.

#### 2.4.2 ECUACIONES DE FLUJOS DE POTENCIA

Para resolver el problema de flujos de potencia, se pueden usar las admitancias propias y mutuas que componen la matriz de admitancias de barra ( $Y_{\text{barra}}$ ) o las impedancias de punto de operación y transferencia que constituyen  $Z_{\text{barra}}$ . En el presente capítulo se limitará al método que usa admitancias, ya que resulta ser el más sencillo de ejecutar.

El punto de partida en la obtención de los datos que deben ser introducidos en las computadoras, para la simulación de Flujos de Potencia, es el diagrama unifilar del sistema. Cada elemento tiene su equivalente monofásico, por ejemplo: las líneas de transmisión se representan por su equivalente monofásico  $\pi$ , los transformadores normalmente son modelados como una simple reactancia, etc.

Además, es importante clasificar las variables involucradas en el modelo de cálculo, éstas se divide en tres grupos:

- Variables de Control  $\bar{\mu} = (P_G, V_G, \text{taps de transformadores, etc.})$
- Variables Independientes  $\bar{p} = (P_C, Q_C, \text{parámetros de los elementos})$
- Variables de Estado  $\bar{\chi} = (V, \theta)$

A continuación en la Tabla 2.2, se puede ver un resumen del problema de flujos de potencia.

Tabla 2.2 Resumen del problema de flujos de potencia [2].

Tipo de barra	No. de barras	Cantidades especificadas	No. de ecuaciones disponibles	No. de variables de estado
Oscilante, SL	1	$V_1, \theta_1$	0	0
Voltaje Controlado, PV	$n_g$	$P_i, V_i$	$n_g$	$n_g$
Carga, PQ	$n - n_g - 1$	$P_i, Q_i$	$2(n - n_g - 1)$	$2(n - n_g - 1)$
Totales	$n$	$2n$	$2n - n_g - 2$	$2n - n_g - 2$

Como se mencionó anteriormente para resolver el problema de flujos de potencia se usará las admitancias propias y mutuas que componen la matriz de admitancias de barra ( $Y_{\text{barra}}$ ).

$$\bar{I}_B = Y_B \bar{E}_B \quad (2.10)$$

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_p \\ \vdots \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \cdots & \cdots & \cdots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \cdots & \cdots & \cdots & Y_{2n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Y_{p1} & Y_{p2} & \cdots & \cdots & \cdots & Y_{pn} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \cdots & \cdots & \cdots & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_1 \\ E_2 \\ \vdots \\ E_p \\ \vdots \\ \vdots \\ E_n \end{bmatrix} \quad (2.11)$$

En la ecuación (2.11) el nodo  $p$  corresponde a la Barra Oscilante.

Los términos de la matriz admitancia de barra son:

$$Y_{pp} = \sum_p y_{pq} \quad (2.12)$$

$$Y_{pq} = -y_{pq} \quad (2.13)$$

Donde  $y_{pq}$  son las admitancias de los elementos conectados entre el nodo  $p$  y  $q$ .

De la ecuación (2.11) se puede expresar la corriente en la barra  $p$  como:

$$I_p = Y_{p1}E_1 + Y_{p2}E_2 + \dots + Y_{pp}E_p + \dots + Y_{pn}E_n \quad (2.14)$$

$\forall p = 1, 2, 3, \dots, n$

$$I_p = \sum_{q=1}^n Y_{pq} \cdot E_q \quad (2.15)$$

Como la potencia en el punto p es:

$$S_p = E_p \cdot I_p^* \quad (2.16)$$

Entonces

$$S_p = E_p \cdot I_p^* = P_p + jQ_p = (P_{Gp} - P_{Cp}) + j(Q_{Gp} - Q_{Cp}) \quad (2.17)$$

$$S_p = E_p \sum_{q=1}^n Y_{pq}^* \cdot E_q^* = P_p + jQ_p \quad (2.18)$$

Además

$$Y_{pq} = G_{pq} + jB_{pq} = |Y_{pq}| \angle \gamma_{pq} \quad (2.19)$$

A partir de la ecuación (2.1), de forma análoga se tiene que:

$$E_q = V_q \angle \theta_q \quad (2.20)$$

Entonces la ecuación de potencia para la barra p es:

$$S_p = V_p \angle \theta_p \sum_{q=1}^n (G_{pq} - jB_{pq}) \cdot V_q \angle -\theta_q \quad (2.21)$$

$$S_p = \sum_{q=1}^n V_p \cdot V_q \angle \theta_p - \theta_q \cdot (G_{pq} - jB_{pq}) \quad (2.22)$$

$$S_p = \sum_{q=1}^n V_p \cdot V_q \cdot (\cos \theta_{pq} + j \operatorname{sen} \theta_{pq}) (G_{pq} - jB_{pq}) \quad (2.23)$$



De la ecuación (2.23) dividiendo en parte real e imaginaria se tiene las siguientes ecuaciones de potencia en la barra p: [3] [6]

$$P_p = \Re\{S_p\} = \sum_{q=1}^n V_p \cdot V_q \cdot (G_{pq} \cdot \cos \theta_{pq} + B_{pq} \cdot \text{sen} \theta_{pq}) \quad (2.24)$$

$$\forall p = 1, 2, 3, \dots \dots n$$

$$Q_p = \Im\{S_p\} = \sum_{q=1}^n V_p \cdot V_q \cdot (G_{pq} \cdot \text{sen} \theta_{pq} - B_{pq} \cos \theta_{pq}) \quad (2.25)$$

$$\forall p = 1, 2, 3, \dots \dots n$$

### 2.4.3 MÉTODOS PARA LA SOLUCIÓN DE ECUACIONES NO LINEALES

Dado que en los estudios de sistemas eléctricos se tiene sistemas de ecuaciones lineales como no lineales, con un orden alto, la complejidad de obtener una solución formal para los flujos de potencia conlleva a utilizar algoritmos numéricos rápidos y eficientes que permiten obtener la solución de dichos sistemas de ecuaciones, dos de estos se detallan a continuación.

#### 2.4.3.1 Método Gauss – Seidel

El método Gauss – Seidel, es un método indirecto o iterativo, y por lo mismo, resulta un método bastante eficiente. Los métodos indirectos son una buena opción cuando la matriz es muy grande y porosa, es decir, cuando la mayor parte de sus elementos son valores nulos.

El método se llama así en honor a los matemáticos alemanes Carl Friedrich Gauss y Philipp Ludwing von Seidel.

Se tiene el siguiente sistema de ecuaciones:



y así sucesivamente hasta llegar a la última expresión. Todo este proceso, nos arrojará una lista de primeros valores para nuestras incógnitas, la cual conforma el primer paso en el proceso iterativo. Entonces, se tiene:

$$\begin{aligned} x_1 &= \alpha_1 \\ x_2 &= \alpha_2 \\ &\vdots \\ x_n &= \alpha_n \end{aligned} \tag{2.30}$$

Ahora se vuelve a repetir el proceso, pero esta vez sustituyendo estos últimos datos en vez de cero como al inicio, una vez finalizado esta nueva iteración se obtiene nuevos valores para las incógnitas.

$$\begin{aligned} x_1 &= \beta_1 \\ x_2 &= \beta_2 \\ &\vdots \\ x_n &= \beta_n \end{aligned} \tag{2.31}$$

En este momento, se puede calcular los errores aproximados relativos, respecto a cada una de las incógnitas. Así, se tiene la lista de errores:

$$\begin{aligned} |\varepsilon_1| &= \left| \frac{\beta_1 - \alpha_1}{\beta_1} \cdot 100\% \right| \\ |\varepsilon_2| &= \left| \frac{\beta_2 - \alpha_2}{\beta_2} \cdot 100\% \right| \\ &\vdots \\ |\varepsilon_n| &= \left| \frac{\beta_n - \alpha_n}{\beta_n} \cdot 100\% \right| \end{aligned} \tag{2.32}$$

El proceso se vuelve a repetir hasta que:

$$|\varepsilon_i| < \varepsilon_s, \quad \forall i = 1, 2, \dots, n \tag{2.33}$$





$$\begin{bmatrix} 0 - g_1(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}, \mu) \\ 0 - g_2(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}, \mu) \\ \vdots \\ 0 - g_n(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}, \mu) \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial x_1} & \frac{\partial g_1}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial g_2}{\partial x_1} & \frac{\partial g_2}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial g_2}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial g_n}{\partial x_1} & \frac{\partial g_n}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial g_n}{\partial x_n} \end{bmatrix}}^{\mathbf{J}^{(0)}} \begin{bmatrix} \Delta x_1^{(0)} \\ \Delta x_2^{(0)} \\ \vdots \\ \Delta x_n^{(0)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} b_1 - h_1(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}, \mu) \\ b_2 - h_2(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}, \mu) \\ \vdots \\ b_n - h_n(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}, \mu) \end{bmatrix} \quad (2.37)$$

Donde la matriz cuadrada de derivadas parciales se llama *Jacobiana*  $\mathbf{J}$  o, en este caso,  $\mathbf{J}^{(0)}$  para indicar que se han usado los valores iniciales  $\Delta x_1^{(0)}, \Delta x_2^{(0)}, \dots, \Delta x_n^{(0)} = x_i^{(0)}$ . En vista que  $g_1(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}, \mu)$  es el valor calculado en base a los valores iniciales  $x_i^{(0)}$  y este no es el valor especificado, a menos que  $x_i^{(0)}$  sean los valores correctos. Por tal motivo se designará el valor especificado  $g_i$  menos el valor calculado de  $g_1$  como el error  $\Delta g_1^{(0)}$  y se define de manera similar el error  $\Delta g_i^{(0)}$ . Entonces, se tiene el siguiente sistema lineal de ecuación de error.

$$\mathbf{J}^{(0)} \begin{bmatrix} \Delta x_1^{(0)} \\ \Delta x_2^{(0)} \\ \vdots \\ \Delta x_n^{(0)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta g_1^{(0)} \\ \Delta g_2^{(0)} \\ \vdots \\ \Delta g_n^{(0)} \end{bmatrix} \quad (2.38)$$

Se pueden determinar los valores de  $\Delta x_i^{(0)}$  al resolver las ecuaciones de error, ya sea por factorización triangular de la jacobiana o (para problemas muy pequeños) invirtiendo la matriz. Sin embargo, como se truncó la expansión en serie, estos valores añadidos a los iniciales no determinarán la solución correcta y nuevamente se hará intento suponiendo unos nuevos estimados  $x_i^{(1)}$ , donde

$$\begin{aligned} x_1^{(1)} &= x_1^{(0)} + \Delta x_1^{(0)} \\ x_2^{(1)} &= x_2^{(0)} + \Delta x_2^{(0)} \\ \vdots & \quad \quad \quad \vdots \\ x_n^{(1)} &= x_n^{(0)} + \Delta x_n^{(0)} \end{aligned} \quad (2.39)$$

Se repite el proceso hasta que la corrección es tan pequeña en magnitud que satisface el índice de precisión seleccionado  $\varepsilon > 0$ ; esto es, hasta que  $|\Delta x_i| < \varepsilon$  [1] [2] [6].

## 2.5 FLUJOS DE POTENCIA EN EL PROGRAMA NEPLAN

NEPLAN es un sistema amigable de información y planeamiento de redes eléctricas, gas y agua. En cuanto a la parte eléctrica, incluye Flujo de Potencia Óptimo, Estabilidad Transitoria (RMS y EMT), Análisis de Confiabilidad, Mantenimiento Centralizado en la Confiabilidad (RCM), etc.

El Flujo de Potencia en NEPLAN puede ser calculado de acuerdo a uno de los siguientes métodos:

- Método de Newton – Raphson
- Método de Inyección de Corrientes con la matriz Y reducida y factorizada.

El método de Inyección de Corrientes aplicado a redes sin nodos PV y sin nodos controlados remotamente presenta un buen comportamiento de convergencia, aún en redes con líneas muy cortas (impedancias pequeñas). Es mucho más rápido que el método de Newton - Raphson. Por lo tanto, se debe utilizar cuando el número de nodos PV es pequeño (1 hasta 3), como en el caso de redes de medio y bajo voltaje. Cuando se calculan Redes de Transmisión, se debe hacer uso del método de Newton - Raphson. En caso de divergencia, se puede iniciar el algoritmo de Newton - Raphson con un perfil de voltaje predefinido en vez de iniciar con  $V=1.0$ pu (arranque plano). El perfil de voltaje predefinido se puede calcular con el método de Inyección de Corrientes [26].

### 2.5.1 DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE LOS ELEMENTOS PARA FLUJOS DE POTENCIA USADOS EN EL SNT

En esta sección se presenta los respectivos modelos que usa programa NEPLAN, en los diferentes elementos que forman parte de un sistema eléctrico, para la simulación de flujos de potencia.

### 2.5.1.1 Línea de Transmisión AC

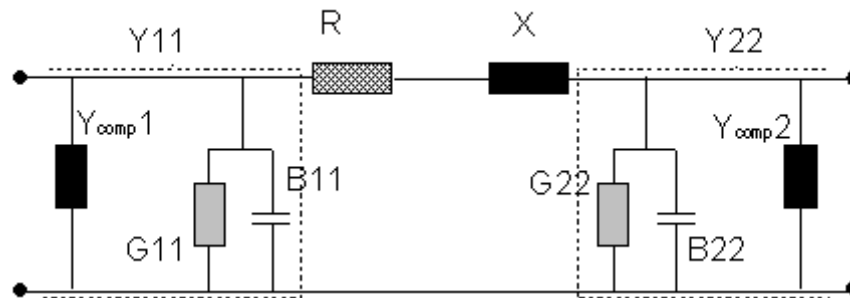


Figura 2.3 Modelo de una Línea.

El programa NEPLAN requiere los siguientes datos para calcular los parámetros del modelo de una Línea.

- Longitud: Longitud de la línea en km.
- R(1): Resistencia de secuencia positiva en Ohm/km
- X(1): Reactancia de secuencia positiva en Ohm/km
- C(1): Capacitancia de secuencia positiva en uF/km
- B(1): Susceptancia de secuencia positiva en uS/km
- G(1): Conductancia de secuencia positiva en uF/km

El modelo de parámetros para la secuencia positiva se calcula como se indica a continuación:

$$R = R(1).longitud \quad (2.40)$$

$$X = X(1).longitud \quad (2.41)$$

$$B = 2.\pi.f.C(1).longitud \quad (2.42)$$

$$G = G(1).longitud \quad (2.43)$$

$$G_{11} = \frac{G}{2} \quad (2.44)$$



$$B_{11} = \frac{B}{2} \quad (2.45)$$

$$G_{22} = \frac{G}{2} \quad (2.46)$$

$$B_{22} = \frac{B}{2} \quad (2.47)$$

$$Y_{comp1} = G_{1s} + jB_{1s} \quad (2.48)$$

$$Y_{comp2} = G_{2s} + jB_{2s} \quad (2.49)$$

$$Y_{11} = G_{11} + jB_{11} + Y_{comp1} \quad (2.50)$$

$$Y_{22} = G_{22} + jB_{22} + Y_{comp2} \quad (2.51)$$

Si se tiene compensación en los terminales de la línea se calcula como:

$$G_{1s} = \frac{(P_1 \cdot P_1 + Q_1 \cdot Q_1)}{P_1 \cdot V_n^2} \quad (2.52)$$

$$B_{1s} = \frac{(P_1 \cdot P_1 + Q_1 \cdot Q_1)}{Q_1 \cdot V_n^2} \quad (2.53)$$

$$G_{2s} = \frac{(P_2 \cdot P_2 + Q_2 \cdot Q_2)}{P_2 \cdot V_n^2} \quad (2.54)$$

$$B_{2s} = \frac{(P_2 \cdot P_2 + Q_2 \cdot Q_2)}{Q_2 \cdot V_n^2} \quad (2.55)$$

Donde:

f: Frecuencia del sistema

$Y_{comp1}$ : Admitancia de compensación de línea sobre el lado 1

$Y_{comp2}$ : Admitancia de compensación de línea sobre el lado 2

### 2.5.1.2 Transformador de dos devanados

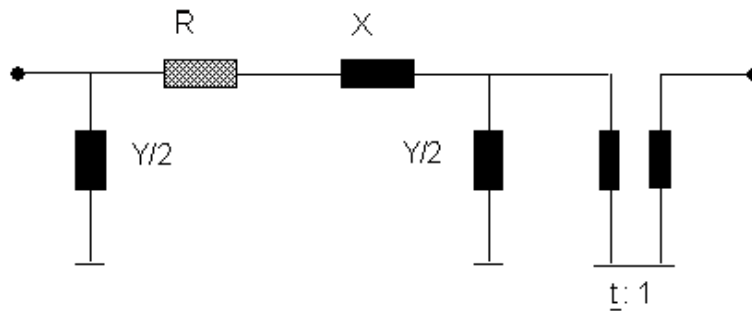


Figura 2.4 Modelo del Transformador para los Cálculos de Flujo de Potencia.

El programa NEPLAN requiere los siguientes datos para calcular los parámetros del modelo de un Transformador de dos devanados.

- $V_{r1}$ ,  $V_{r2}$ : Voltaje nominal de los devanados primario y secundario, con base en la relación de transformación.
- $S_r$ : Potencia nominal en MVA.
- $R_r(1)$ : Pérdidas nominales en el cobre de secuencia positiva en los devanados 1 y 2 en % con respecto a  $S_r$  y  $V_{r1}$  para tap = tap nom.
- $Z_{cc}(1)$ : Voltaje de cortocircuito nominal de secuencia positiva en % con respecto a  $S_r$  y  $V_{r1}$  para tap = tap nom.
- $I_0$ : Corriente de circuito abierto en % con respecto a  $S_r$  y  $V_{r1}$ .
- $P_{fe}$ : Pérdidas en el núcleo (hierro) en kW.

Los parámetros del modelo para secuencia positiva se calculan como se indica a continuación:

$$Z = Z_{cc}(1) \cdot \frac{V_{r1}^2}{S_r \cdot 100} \quad (2.56)$$

$$R = R_r(1) \cdot \frac{V_{r1}^2}{S_r \cdot 100} \quad (2.57)$$

$$X = \sqrt{Z^2 - R^2} \quad (2.58)$$

$$Y_0 = I_0 \cdot \frac{S_r}{100 \cdot V_{r1}^2} \quad (2.59)$$

$$Y_{fe} = \frac{P_{fe}}{V_{r1}^2} \quad (2.60)$$

$$Y = Y_{fe} - j\sqrt{Y_0^2 - Y_{fe}^2} \quad (2.61)$$

### 2.5.1.3 Transformador de tres devanados

El transformador de tres devanados se modela como tres transformadores de dos devanados.

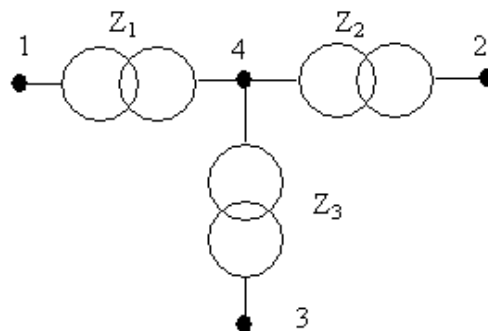


Figura 2.5 Modelo del Transformador de tres devanados para los Cálculos de Flujo de Potencia.

El programa NEPLAN requiere los siguientes datos para calcular los parámetros del modelo de un Transformador de tres devanados.

- $V_{r1}$ ,  $V_{r2}$ ,  $V_{r3}$ : Voltaje nominal de los devanados primario, secundario y terciario, con base en la relación de transformación.
- $S_{r12}$ ,  $S_{r23}$ ,  $S_{r31}$ : Potencia nominal en MVA, primario – secundario, secundario – terciario y terciario – primario respectivamente.
- $R_{r(1)12}$ ,  $R_{r(1)23}$ ,  $R_{r(1)31}$ : Pérdidas nominales en el cobre de secuencia positiva en % con respecto a  $S_{r12}$ ,  $S_{r23}$ ,  $S_{r31}$  y  $V_{r1}$ ,  $V_{r2}$ ,  $V_{r3}$ .
- $Z_{cc(1)12}$ ,  $Z_{cc(1)23}$ ,  $Z_{cc(1)31}$ : Voltaje nominal de cortocircuito de secuencia positiva con respecto a  $S_{r12}$ ,  $S_{r23}$ ,  $S_{r31}$  y  $V_{r1}$ ,  $V_{r2}$ ,  $V_{r3}$ .
- $I_0$ : Corriente de circuito abierto en % con respecto a  $S_{r12}$  y  $V_{r1}$ .
- $P_{fe}$ : Pérdidas en el núcleo (hierro) en kW.

El cálculo de los parámetros del modelo es:

$$Z_{ij} = Z_{cc}(1)_{ij} \cdot \frac{V_{R_i}^2}{S_{r_{ij}} \cdot 100} \quad (2.62)$$

$$R_{ij} = R_r(1)_{ij} \cdot \frac{V_{R_i}^2}{S_{r_{ij}} \cdot 100} \quad (2.63)$$

$$X_{ij} = \sqrt{Z_{ij}^2 - R_{ij}^2} \quad (2.64)$$

$$Z_{ij} = R_{ij} + jX_{ij} \quad (2.65)$$

$$ij \{12, 23, 31\}$$

$$i \{1, 2, 3\}$$

$$Z_1 = \frac{(Z_{12} + Z_{13} - Z_{23})}{2} \quad (2.66)$$

$$Z_2 = \frac{(Z_{23} + Z_{12} - Z_{13})}{2} \quad (2.67)$$

$$Z_3 = \frac{(Z_{13} + Z_{23} - Z_{12})}{2} \quad (2.68)$$

El nodo ficticio 4 se reducirá internamente, de esta manera un transformador de tres devanados se representará por medio de una matriz 3x3.

#### 2.5.1.4 Compensación (paralelo)

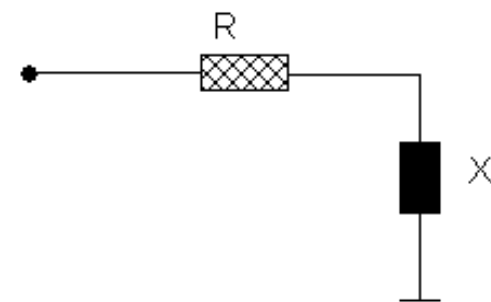


Figura 2.6 Modelo del Paralelo.

El programa NEPLAN requiere los siguientes datos para calcular los parámetros del modelo de un Compensador (Paralelo).

- $V_r$ : Voltaje nominal en kV.
- $P(1)$ : Potencia activa de secuencia positiva en MW.
- $Q(1)$ : Potencia reactiva de secuencia positiva en MVar.  $Q(1)$  es negativa para cargas capacitivas.

El modelo de parámetros de secuencia positiva se calcula como se indica a continuación:

$$R = P(1) \cdot \frac{V_r^2}{P(1)^2 + Q(1)^2} \quad (2.69)$$

$$X = Q(1) \cdot \frac{V_r^2}{P(1)^2 + Q(1)^2} \quad (2.70)$$

#### 2.5.1.5 Carga

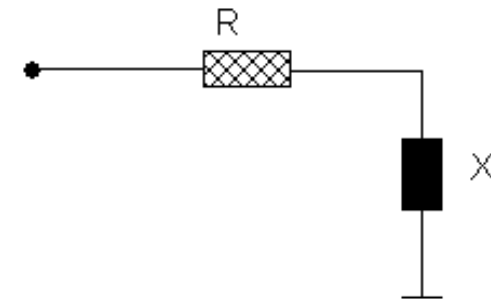


Figura 2.7 Modelo de la Carga.

La Carga puede ser modelada de acuerdo a los siguientes tipos de nodo:

- "PQ": Nodo P, Q. Son obligatorios los valores de "P" y "Q".
- "PC": Nodo P, C. Son obligatorios los valores de "P" y " $\cos(\phi)$ ".
- "IC": Nodo I, C. Son obligatorios los valores de "I" y " $\cos(\phi)$ ".
- "PI": Nodo P, I. Son obligatorios los valores de "P" e "I".
- "SC": Nodo S, C. Son obligatorios los valores de "S" y " $\cos(\phi)$ ".
- "EC": Nodo E, C. Son obligatorios los valores de "E", " $k_{vel1}$ ", " $k_{vel2}$ " y " $\cos(\phi)$ ".

Para flujos de potencia en estado estacionario, una vez ingresados los datos indicados anteriormente, el programa NEPLAN automáticamente calcula sus equivalentes de Potencia activa y reactiva, con los cuales realiza el cálculo del análisis de flujos de potencia.

Para el tipo de nodo "EC", la obtención de la Potencia activa a partir de los Coeficientes de Velandar ( $k_{vel1}$  y  $2$ ) es.

$$P = k_{vel1} \cdot E + k_{vel2} \cdot \sqrt{E} \quad (2.71)$$

### 2.5.1.6 Generador

Para flujos de potencia el generador (Máquina Sincrónica) es modelado como una fuente ideal, como se indica en la Figura 2.8.

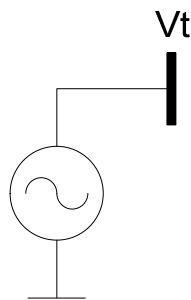


Figura 2.8 Modelo de un Generador.

NEPLAN pide los siguientes datos para la modelación y análisis de los flujos de potencia para un generador.

Tipo de Barra:

- "SL": Barra Slack. Son obligatorios los valores de "V" y " $\theta$ ".
- "PV": Barra P,V. Son obligatorios los valores de "P" y "V".
- "PQ": Barra P, Q. Son obligatorios los valores de "P" y "Q".
- "PC": Barra P, C. Son obligatorios los valores de "P" y " $\cos(\phi)$ ".

Además, es necesario ingresar los valores de los límites de generación de potencia activa y reactiva, o curva de capacidad, para el cálculo del nivel de sobrecarga de dicho elemento.

Estos son los parámetros que NEPLAN necesita para la simulación de flujos de potencia, estos parámetros pueden ser ingresados de dos formas, la primera de forma manual y la segunda de forma automática mediante la importación de archivos de tipo texto. La mayoría de las bases de datos se encuentran en formato DigSilent como es el caso del PET 2010 – 2020, por lo tanto en el siguiente capítulo se detallara los pasos necesarios para transferir los parámetros, datos de topología y carga desde el programa Power Factory hacia NEPLAN.

## **CAPÍTULO 3. PROCEDIMIENTO PROPUESTO**

La evaluación del Plan de Expansión de Transmisión consta de dos análisis, la evaluación técnica y la evaluación económica.

La evaluación técnica consiste en el análisis de la operación del sistema de potencia en los diferentes escenarios pronosticados. Los principales indicadores para dicha evaluación son: los perfiles de voltaje de las diferentes barras, el nivel de cargabilidad de los diferentes elementos del sistema, la seguridad del sistema a través del cumplimiento del criterio propuesto (ejemplo: criterio n-1) y la confiabilidad del sistema.

Dentro de la evaluación económica, se tiene los costos de inversión, operación y mantenimiento tanto fijos como variables de las diferentes alternativas, el costo del combustible durante la vida útil de cada proyecto, rentabilidades del proyecto, los beneficios del inversionista y de los consumidores, etc.

Tomando como de punto de partida los escenarios modelados por CELEC EP – TRANSELECTRIC, el procedimiento utilizado para la evaluación técnica del PET, en este trabajo de investigación, consiste en la simulación de flujos de potencia en el programa NEPLAN para el análisis de los perfiles de voltaje y nivel de carga en las diferentes barras y elementos del Sistema Nacional de Transmisión, mediante el cumplimiento de las exigencias técnicas que se detallan dentro de este capítulo se podrá evaluar el desempeño del PET. Los análisis de seguridad, confiabilidad y evaluación económica no se los detallará a profundidad debido a que salen del alcance del presente trabajo de investigación.

En vista que el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) no cuenta con el programa Power Factory de DigSilent, los estudios de planes de transmisión expuestos por CELEC EP – TRANSELECTRIC y las propuestas presentadas por el CENACE se encuentran en formato DigSilent (\*.dz), y además el tiempo de aprobación del PET es un limitante (30 días), se ha notado la necesidad de contar



con un procedimiento sistemático para la evaluación técnica del PET, el cual contenga un protocolo para la transferencia de información entre Power Factory y NEPLAN, para proceder a realizar cualquier tipo de simulaciones en el PET. Crear una interfaz que traslade los datos de DigSilent a NEPLAN, acortaría tiempo en el análisis técnico de futuros proyectos propuestos, además reduciría la probabilidad de errores en la digitación de los datos al momento de pasar la información entre estos dos programas ya que normalmente el ingreso de proyectos se lo hace de forma manual. Y finalmente se contaría con una herramienta en la cual resultaría más fácil la edición de parámetros o valores de elementos, como por ejemplo de cargas, ya que se trabajará con archivos tipo texto que se los puede editar rápidamente en el Excel mediante el uso de filtros, etc. Por lo tanto se planteó los siguientes objetivos para el análisis de una nueva metodología para el intercambio de información.

- Analizar y determinar la estructura completa de los archivos requeridos por el NEPLAN para la creación de proyectos.
- Intercambiar eficazmente la información proveniente de formatos de diferentes tipos. Ejemplo: DigSilent – NEPLAN.
- Comparar los resultados obtenidos mediante la metodología gráfica y la metodología propuesta.

### 3.1 PARÁMETROS USADOS PARA LA EVALUACIÓN DEL PET

Los parámetros tomados en cuenta para la evaluación técnica del PET son los siguientes:

#### 3.1.1 PERFILES DE VOLTAJE

Se tomará en cuenta el cumplimiento del Oficio No. DE-08-0557 remitido por el CONELEC el 26 de marzo del 2008.

*“El transmisor deberá mantener los niveles de voltaje en las barras de 230 kV dentro de la banda de +7% / -5% del voltaje nominal; en las barras de 138 kV dentro de la banda de +5% / -7% del voltaje nominal; y, para el caso de barras de 69, 46 y 34.5 kV, el transmisor deberá mantener los niveles de voltaje dentro de la banda de +3% / -3% del voltaje nominal.”*

Y para las barras de 500 kV se ha tomado el rango usado por Colombia, el cual es +5% / -10% del voltaje nominal.

### 3.1.2 CARGABILIDAD

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

En el largo y mediano plazos no se permiten sobrecargas permanentes. En el corto y muy corto plazo se pueden fijar límites de sobrecarga de acuerdo a la duración de la misma, sin sobrepasar las temperaturas máximas permisibles de los equipos y sin disminuir la vida útil de los mismos.

Para la ampliación de capacidad de transformación, se utiliza como criterio que: una vez que se alcance la capacidad FA (80% de la capacidad máxima) se equipa con un nuevo transformador en paralelo o se reemplaza al existente por uno de mayor capacidad [27].

### 3.1.2.1 Nivel de carga de líneas y transformadores<sup>4</sup>

Acerca del análisis de un SEP, a través de estudios de estado estacionario (operación normal) y/o considerando interrupciones (estudios de contingencias), se puede estimar los niveles de carga en líneas y transformadores, los cuales deben ser comparados con valores estándar de cargabilidad.

Al examinar el nivel de carga de las líneas dentro del sistema de transmisión, se debe considerar su longitud puesto que para líneas cortas, menores a 80 km, la capacidad depende del límite térmico de los conductores o de la capacidad nominal del equipo que este en las terminales y cuando se trata de líneas largas (mayores a 80 km) se debe adicionar al estudio el límite de estabilidad que poseen.

En el límite térmico se debe contemplar la magnitud de la corriente eléctrica que circula por el conductor y su tiempo de duración, la misma que limita el porcentaje de carga de las líneas que se ven reflejadas por el efecto Joule, ya que se producen pérdidas de potencia y energía que se transforma en calor, causando la elevación de la temperatura del conductor y adicionalmente la línea se puede dilatar, siendo en algunos casos irreversible. Asimismo, la resistencia del conductor aumentará con la temperatura, lo cual es un efecto pequeño pero al analizar la red se puede apreciar su incidencia a través de las pérdidas.

En la práctica, las líneas de potencia no se operan para entregar su potencia máxima teórica (la cual se basa en las tensiones nominales en las terminales y en un desplazamiento angular  $\delta=90^\circ$  a través de la línea). En la Figura 3.1 se muestra una curva práctica de capacidad de carga de la línea trazada por debajo del límite teórico de estabilidad en estado estacionario. Esta curva se basa en el límite de caída de voltaje,  $V_R/V_S \geq 0.95$ , y en un desplazamiento angular máximo de  $30$  a  $35^\circ$  a través de la línea (o alrededor de  $45^\circ$  y las reactancias equivalentes del sistema), con el fin de mantener la estabilidad durante las perturbaciones

---

<sup>4</sup> Toda la sección 3.1.2.1 ha sido tomada de la referencia[28].

transitorias. La curva es válida para líneas aéreas típicas de 60 Hz, sin compensación.

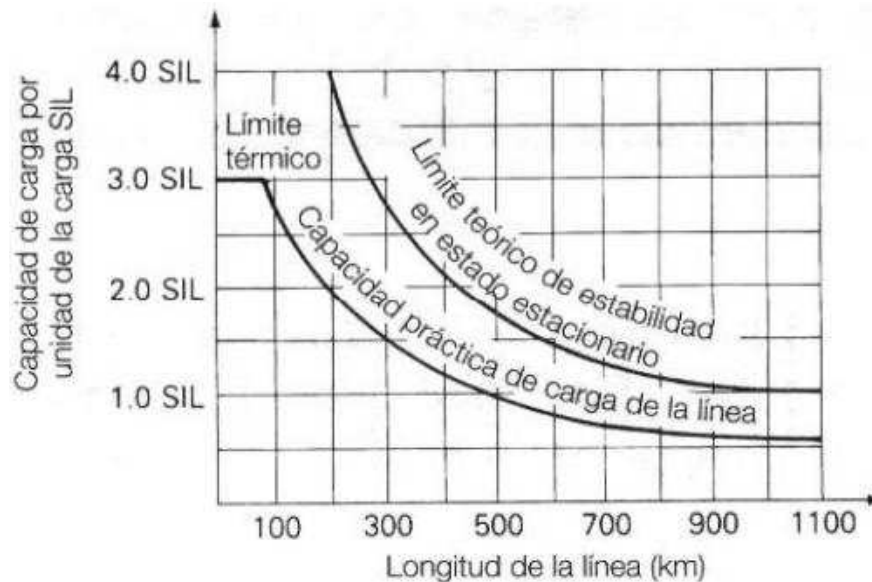


Figura 3.1 Curva de capacidad de carga de la línea de transmisión para líneas aéreas de 60 Hz; ninguna compensación en serie o en derivación.

Por otra parte, en los transformadores se debe analizar el nivel de carga y el tiempo de duración al que son sometidos, ya que al cargarse sobre su potencia nominal sufren incrementos de temperatura que pueden causar el deterioro del aislamiento de las bobinas y disminuir las bondades del dieléctrico, fenómeno que se conoce como límite térmico, que según ANSI/IEEE C57.91-1995 define como:

- La máxima temperatura del punto más caliente del devanado para sobrecargas de corta duración (15 y 30 minutos) es 150°C.
- La máxima temperatura del punto más caliente del devanado para sobrecargas de larga duración (180 minutos) es 140°C.
- La temperatura máxima del aceite de la parte superior es de 110°C (11).  
Adicionalmente, la temperatura indicada debe ser corregida en función de la altura sobre el nivel del mar, de modo que al aumentar la altura disminuye la densidad del aire y se hace más difícil la evacuación del calor.

Al transformador se le puede cargar de cuatro formas diferentes que según IEC 60354 son:

1. Carga con expectativa normal que indica que está libre de riesgos porque es una carga continua con potencia nominal de salida en condiciones normales de operación.
2. Ciclo normal de la carga, que indica la carga base y los alternativos incrementos de la carga durante el intervalo de tiempo  $t$ . El ciclo de carga no conduce a la reducción de la vida útil como lo hace la carga continua.
3. Operación de emergencia en períodos largos, que es también definido como una carga cíclica, ya que su intervalo puede llegar a semanas o meses. Se caracteriza por disminuir la vida útil del transformador pero no la resistencia de aislamiento.
4. Operación de emergencia en períodos cortos, que pueden conducir a altas temperaturas en el transformador y una reducción temporal de la resistencia de aislamiento. Por definición, debe ser aceptado sólo por poco tiempo y no de forma regular y para abastecer al SEP cuando no se dispone de los medios alternativos, es por esto que el tiempo de operación de emergencia debe ser inferior a la constante de tiempo térmica del transformador (viene indicado en su manual) y que generalmente es menor a 30 minutos.

Los transformadores son eficientes cuando se les carga entre el 60% y el 100% de la potencia nominal y, eventualmente, sobrecargas del 10% en períodos no mayores de dos horas, hallándose el transformador con una carga previa continua del 75% de la potencia nominal, puesto que si excede éste nivel de carga en un tiempo considerable se debe analizar la posibilidad de instalar un nuevo transformador.

Una vez analizado el procedimiento para la construcción de los escenarios y los parámetros que se usaran para la evaluación del PET, en el siguiente capítulo se presentan los resultados obtenidos mediante la simulación de flujos de potencia de los escenarios relevantes del PET, mediante el uso del programa NEPLAN.

### 3.2 MANEJO DEL PROGRAMA NEPLAN

La creación de proyectos en NEPLAN se puede hacer de dos maneras. La primera es de forma manual, en la cual se grafican los elementos y se ingresan los parámetros uno a uno. La segunda forma es mediante la importación de archivos.

En NEPLAN se pueden importar los siguientes tipos de archivos:

- **Datos de topología (\*.zdb)**
- **Datos de cargabilidad (\*.ndb)**
- **Tabla de elementos (\*.edt)**
- **Tabla de nodos (\*.ndt)**
- Datos de medición
- Archivos DXF
- Archivos IEEE CF
- Archivos PSS/E
- Archivos BPA
- Archivos UCTE
- Interface GIS/NMS/SCADA (parte estática de la red)
- Interface GIS/NMS/SCADA (parte dinámica de la red, SCADA)
- Base de datos SQL
- Versión 4.x
  - Archivos de proyectos (\*.mcb)
  - Archivo de diferencias (\*.vel)
  - Base de datos SQL

Esta investigación se centra en los siguientes archivos: datos de topología, datos de cargabilidad, tabla de elementos y tabla de nodos.

Los archivos de datos de topología y de cargabilidad se los puede utilizar para editar proyectos que ya han sido creados. Los archivos de tablas de elementos y

nodos se lo puede utilizar para la creación de nuevos proyectos y también para editarlos [26].

### 3.2.1 ARCHIVOS DE DATOS DE TOPOLOGÍA/CARGABILIDAD

Los datos de topología y cargabilidad de una red se pueden grabar en el archivo \*.zdb (topología) y en el archivo \*.ndb (cargas).

Los archivos \*.zdb y \*.ndb se usan para definir variantes (escenarios). A cada variante se le puede asignar un Archivo de Datos de Cargabilidad y un Archivo de Topología.

#### 3.2.1.1 Crear y asignar un archivo de datos de Topología

Los datos de topología, tales como el estado de los interruptores lógicos en toda la red, pueden grabarse en un Archivo de Datos de Topología.

Para definir diferentes casos de topología de una red, se pueden definir varias variantes con exactamente las mismas características, pero con un archivo de datos de topología diferente.

A continuación se creará un archivo de datos de topología al grabar una modificación del estado de unos pocos interruptores lógicos, en la red de ejemplo [26].

1. Active "Reemplazo de la Variante"
2. Cambie la topología. En este caso puede abrir los interruptores lógicos de un transformador.
3. Grabe la topología por medio de la opción del menú " Archivo – Exportar – Datos de Topología", con el nombre Topología1.

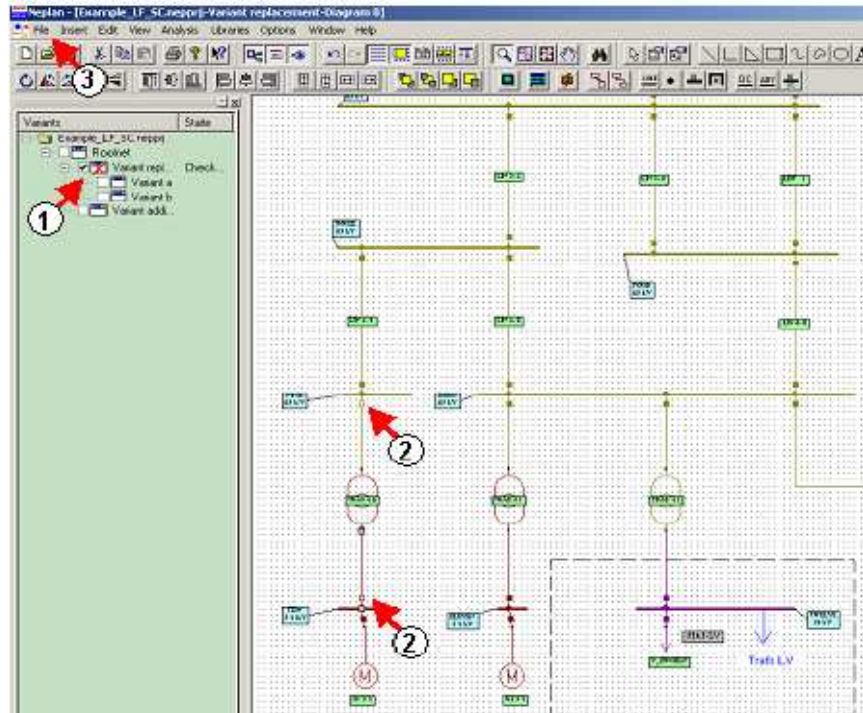


Figura 3.2 Crear un Archivo de Topología

4. Desactive y active de nuevo “Reemplazo de Variante” pero no la grabe, ya que las modificaciones de topología no se deben grabar directamente en la variante, sino sólo en el archivo de topología. Ahora los interruptores lógicos están cerrados nuevamente.
5. Ahora se quiere asignar el archivo de topología a “Reemplazo de Variante”. Haga clic con el botón derecho del ratón en el símbolo de “Reemplazo de Variante” para activar el menú desplegable, y seleccione Propiedades. También es posible haciendo doble clic en el símbolo de “Reemplazo de Variante”.



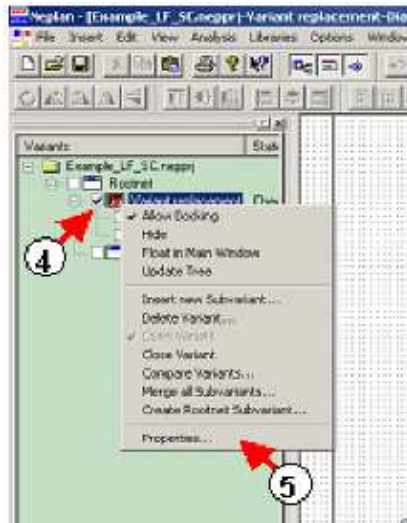


Figura 3.3 Activar la Ventana de Propiedades de la Variante.

6. Aparece el diálogo Propiedades de la Variante.
7. Presione el botón respectivo para seleccionar un "Arch. Datos Topología".
8. Busque el archivo de topología y selecciónelo.
9. Abra el archivo de topología.
10. Presione el botón Aceptar para terminar.

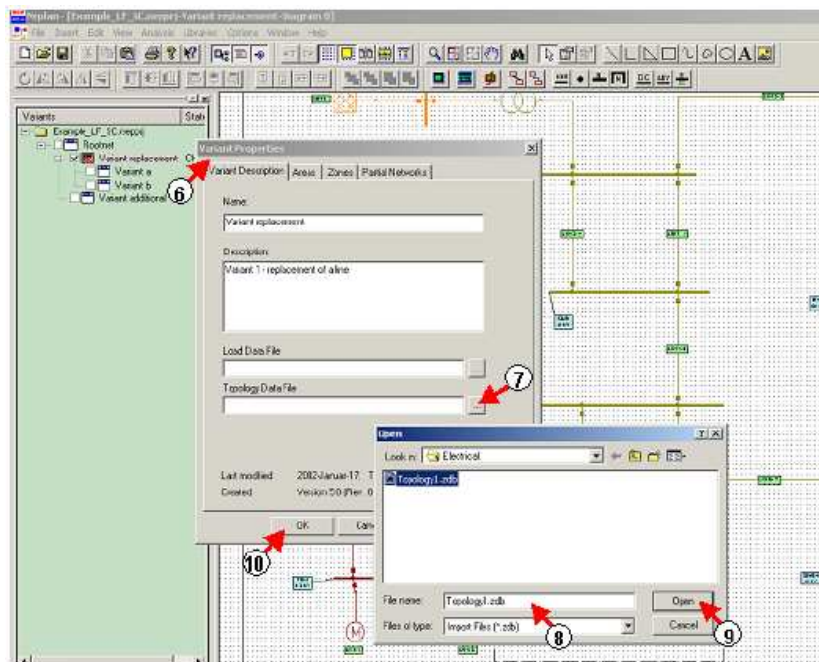


Figura 3.4 Asignar el Archivo de Topología a "Reemplazo Variante".

### 3.2.1.2 Crear y asignar un archivo de datos de Cargabilidad

Datos, tales como la potencia a ser consumida por una carga o la potencia a ser producida por un generador, se pueden grabar en un Archivo de Datos de Cargabilidad.

Para definir diferentes casos de cargabilidad de una red, se pueden definir varias variantes con exactamente las mismas características, pero con un archivo de datos de cargabilidad diferente.

A continuación se creará un archivo de datos de cargabilidad al grabar una modificación de la potencia activa de operación de un generador [26].

1. Al hacer doble clic en el generador, se abre su diálogo de entrada de datos.
2. Cambie los datos de operación del generador y grabe esta modificación en un "Archivo de Datos de Cargabilidad" con "Archivo – Exportar – Datos de Cargabilidad".

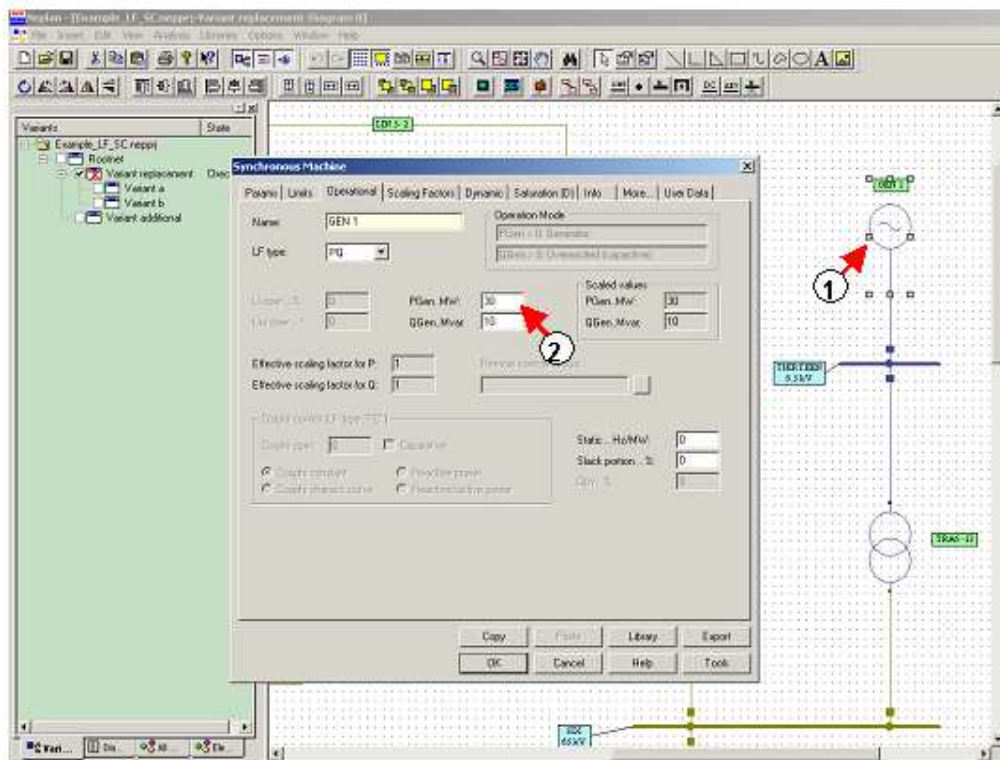


Figura 3.5 Cambiar Datos de Cargabilidad.

3. Abra la caja de diálogo Propiedades de la Variante, haciendo doble clic en el símbolo de “Reemplazo de Variante”.
4. Busque el Archivo de Datos de Cargabilidad.
5. Abra el Archivo de Datos de Cargabilidad.
6. Presione el botón Aceptar para terminar.

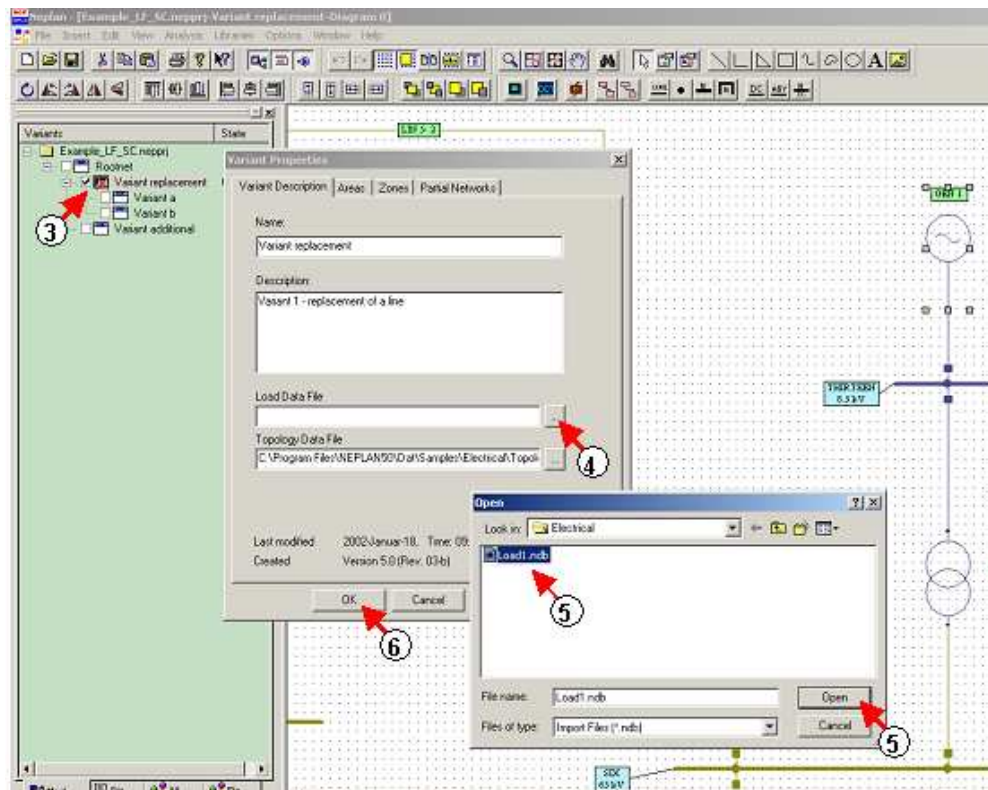


Figura 3.6 Asignar el Archivo de Datos de Cargabilidad a “Reemplazo de Variante”.

No se debe grabar “Reemplazo de Variante” después de estas modificaciones, pero es necesario grabar el proyecto. Por lo tanto, la mejor manera de hacerlo es desactivar primero la variante sin grabarla, y luego grabar el proyecto.

En general, se debe tener cuidado de no grabar la variante cuando se modifiquen datos de Cargabilidad o Topología. Estos datos sólo se deben guardar en los Archivos de Datos de Cargabilidad y Datos de Topología.

La Variante 1 incluye ahora un Archivo de Datos de Cargabilidad y un Archivo Datos de Topología. Cuando se abre la variante, también se cargan estos dos archivos de datos.

De la misma manera, Se puede asignar los mismos u otros archivos de Datos de Cargabilidad o Topología a otras variantes [26].

### 3.2.2 TABLAS DE ELEMENTOS Y NODOS

El análisis de la posibilidad de una nueva propuesta de ingreso de bases de datos en formato de texto para los análisis de flujos de potencia en NEPLAN se hizo mediante la importación de dos archivos \*.edt y \*.ndt (Tabla de Datos de los Elementos y Nodos respectivamente). Los archivos \*.edt y \*.ndt son archivos que se pueden generar y leer por programas externos como Excel. Una vez importado los dos archivos mencionados, NEPLAN cuenta con una herramienta llamada “Auto – Disposición” la cual se encarga de graficar la red con la información ingresada en estos dos archivos.

#### 3.2.2.1 Tabla de Elementos (archivo \*.edt)

El archivo \*.edt contiene la información de parámetros de los elementos y de la topología de la red. Es importante aclarar que este archivo no contiene información acerca de las Cargas (Demanda).

El archivo consta de 68 columnas para cada elemento, estas columnas están para ser ocupadas con información de parámetros y conexiones, muchas de las cuales no son necesarias para la los análisis de Flujos de Potencia (ver ANEXO No.1).

#### 3.2.2.2 Tabla de Nodos (archivo \*.ndt)

El archivo \*.ndt contiene la información de parámetros de los nodos y cargas, además de la topología en cuanto a la conexión de los elementos de un Terminal.

El archivo consta de 50 columnas, estas columnas están para ser ocupadas con información de parámetros de todos los elementos de un Terminal y de todos los nodos, muchas de estas columnas no son necesarias para la los análisis de Flujos de Potencia (ver ANEXO No. 2).

### 3.2.3 PROCEDIMIENTO INVESTIGADO

Como se mencionó anteriormente los archivos de topología y cargabilidad son más simples que los de elementos y nodos, pero presentan una gran limitación, estos archivos no pueden crear nuevos proyectos, partiendo desde cero, y solo están para editar proyectos mediante la incorporación de los estados de los interruptores de los diferentes elementos, los despachos de generación y demanda de proyectos ya creados. Por lo que se vio conveniente el análisis de los archivos de elementos y nodos, estos archivos son los más completos que presenta NEPLAN, ya que dentro de estos se encuentran la información que presentan los archivos de topología y cargabilidad más la información de parámetros para cada elemento.

Inicialmente se tuvo el siguiente procedimiento para la creación de proyectos en NEPLAN para la simulación de flujos de potencia.

1. Abrir el proyecto que se desea transferir a NEPLAN (archivo \*.dz).
2. Del archivo indicado en el numeral anterior, sacar a Excel toda la información correspondiente a topología y parámetros de los elementos.
3. Con esta información se procede a llenar la tabla de elementos en Excel, finalmente se la guarda con formato (\*.edt).
4. Ahora nos queda crear la tabla de nodos, la cual se la llena con la misma información mencionada anteriormente, al igual que la tabla de elementos a esta se la guarda con su respectivo formato (\*.ndt).
5. Una vez que se cuenta con los dos archivos (\*.edt y \*.ndt. Se abre NEPLAN y se crea un nuevo proyecto (hoja en blanco).
6. Primeramente se debe fijar la frecuencia de operación. Antes de importar los archivos es necesario cambiar la frecuencia del sistema, ya que si no se hace este paso el programa automáticamente asigna una frecuencia de 50 Hz.
7. Luego se debe importar los dos archivos, primero el \*.edt y luego el \*.ndt, es elemental importar en este orden, caso contrario el programa no reconoce adecuadamente los datos ingresados y presenta errores.

8. Creación de un grafico del proyecto. Para una mayor facilidad del manejo de resultados y edición de elementos es aconsejable graficar el proyecto, mediante el uso de la herramienta Auto – Disposición.
9. Finalmente simulación de Flujos de Potencia.

Con este procedimiento se realizó varias simulaciones en sistemas pequeños como es el caso del popular sistema de potencia del *Western System Coordination Council (WSCC)* de 9 barras y 3 máquinas. Este sistema está bien documentado en el texto *Power System Control and Stability*, de Anderson y Fouad y el texto *Power System Dynamic and Stability* de Peter W. Saber y M.A Pai. El desarrollo de este procedimiento se presenta a continuación.

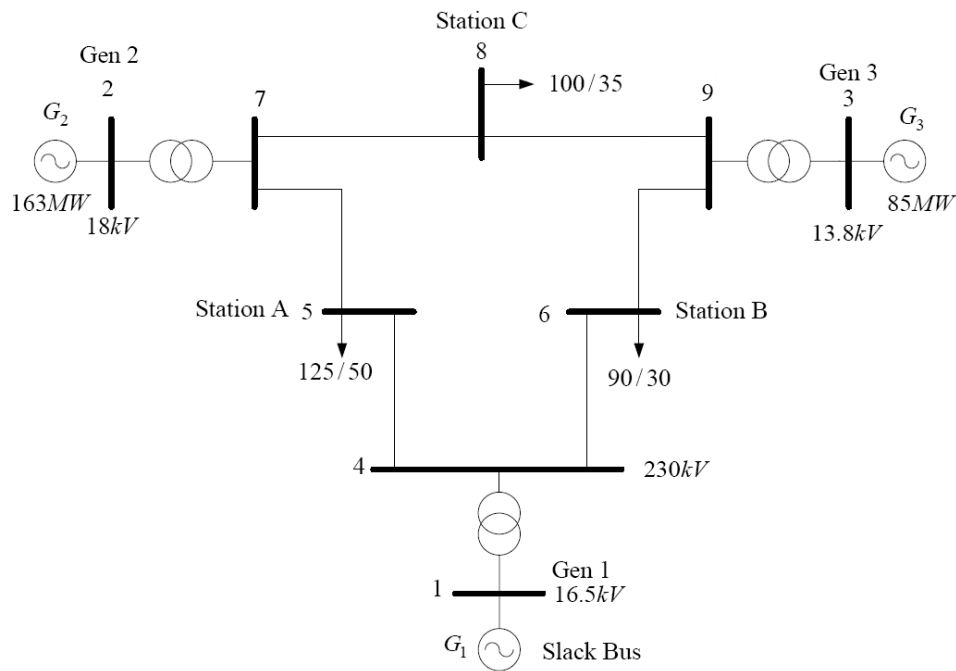


Figura 3.7 Sistema de potencia del Western System Coordination Council (WSCC) de 9 barras y 3 máquinas.

En las siguientes tablas (Tabla 3.1 y Tabla 3.2) se presentan una parte de los archivos de elementos y nodos, debido a que son tablas muy extensas, para el sistema de 9 barras.

Tabla 3.1 Tala de elementos para el ejemplo.

id	I1	I2	I3	I4	c1	c2	c3	c4	c5
1	T	T	T	F	7	8		L 7-8	
1	T	T	T	F	6	4		L 4-6	
1	T	T	T	F	7	5		L 5-7	
1	T	T	T	F	9	6		L 6-9	
1	T	T	T	F	9	8		L 8-9	
1	T	T	T	F	5	4		L 4-5	
4	T	T	F	F	4	1		TRAFO 1	YND5
4	T	T	F	F	7	2		TRAFO 2	YND5
4	T	T	F	F	3	9		TRAFO 3	YND5
52	T	T	F	T	2	TURBO		G2	
52	T	F	F	T	3	TURBO		G3	
52	T	T	F	T	1	TURBO		G1	

Tabla 3.2 Tabla de nodos para el ejemplo.

c1	c2	p1	r1	r2	r3	r4	r5	r6	c3
2	PV	T	-163	0	0	0	0	0	G2
3	PV	T	-85	0	0	0	0	0	G3
1	SL	T			0	0	104	0	G1
5	PQ	T	125	50	0	0	0	0	CARGA A
6	PQ	T	90	30	0	0	0	0	CARGA B
8	PQ	T	100	35	0	0	0	0	CARGA C
2	PQ	T			20	200	0	0	
7	PQ	T			20	200	0	0	
8	PQ	T			20	200	0	0	
9	PQ	T			20	200	0	0	
3	PQ	T			20	200	0	0	
5	PQ	T			20	200	0	0	
6	PQ	T			20	200	0	0	
4	PQ	T			20	200	0	0	
1	PQ	T			20	200	0	0	

Continuando con el procedimiento, el siguiente paso es cambiar la frecuencia de análisis.

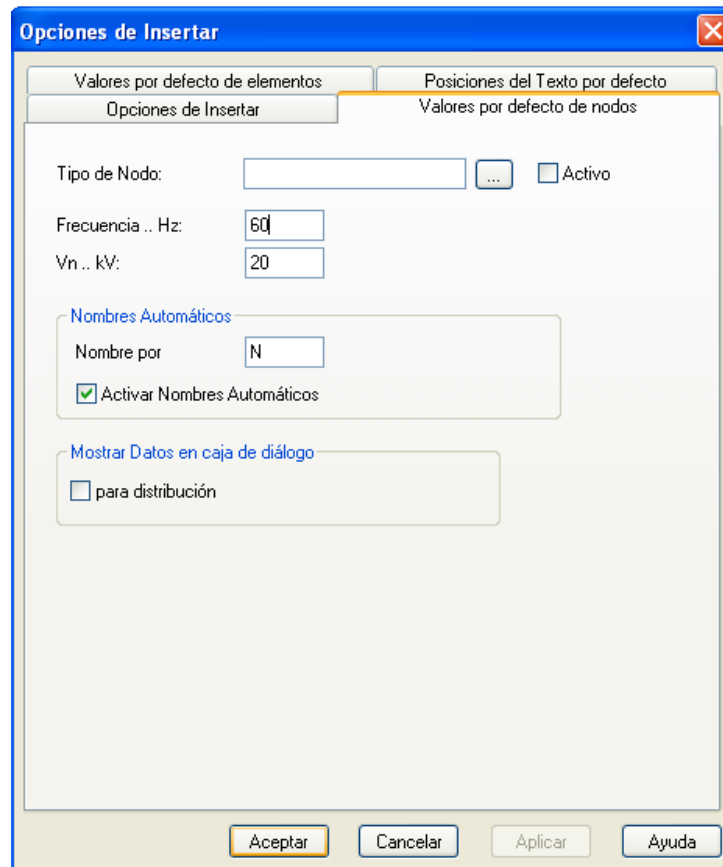


Figura 3.8 Ingreso de la frecuencia del sistema.

Una vez fijada la frecuencia se procede a importar los archivos.



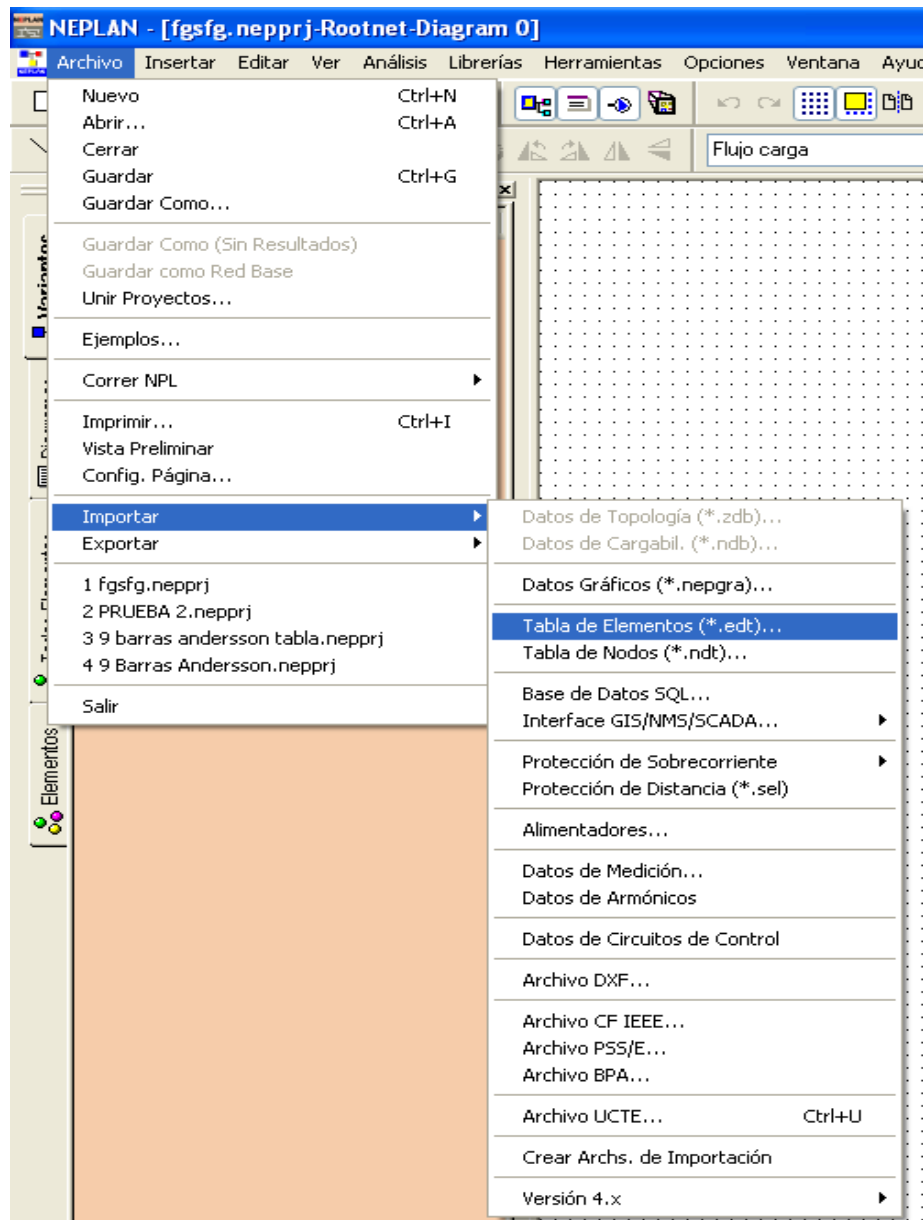


Figura 3.9 Ingreso de las Tablas de elementos y nodos.

Para poder manejar los resultados de manera fluida, se ve necesario contar con un gráfico y como se explico anteriormente esto es posible mediante el uso de la herramienta Auto – Disposición.

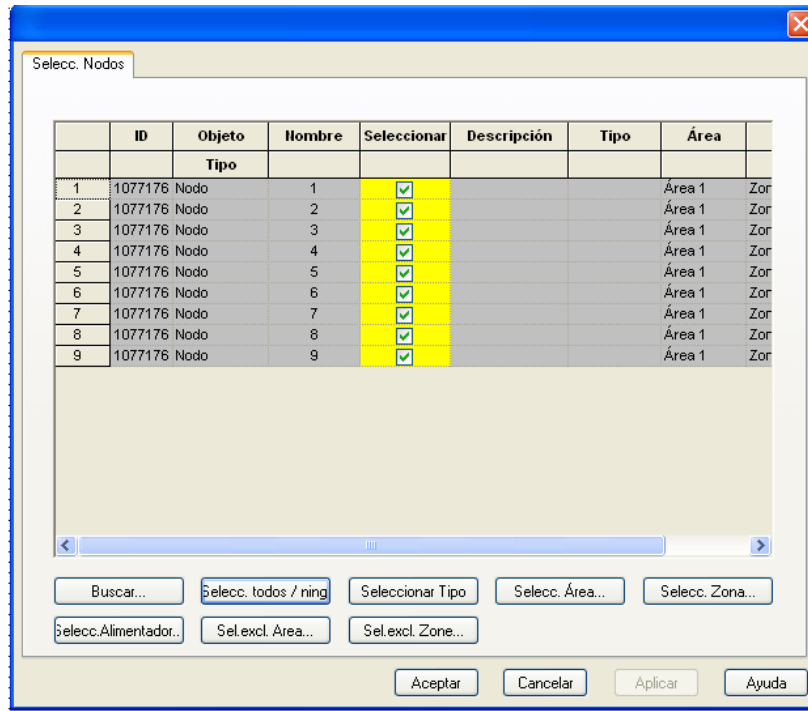


Figura 3.10 Selección de nodos a graficar.

Como se puede ver en la Figura 3.10, se debe seleccionar los nodos que se desean graficar, en este caso se desea graficar todos los nodos.

Luego aparece una ventana (Figura 3.11) en la cual NEPLAN empieza a generar un gráfico el cual está rotando y cambiando continuamente hasta que el usuario presione Detener y luego Guardar Cambios con los que finalmente se tiene un grafico como el de la Figura 3.12.

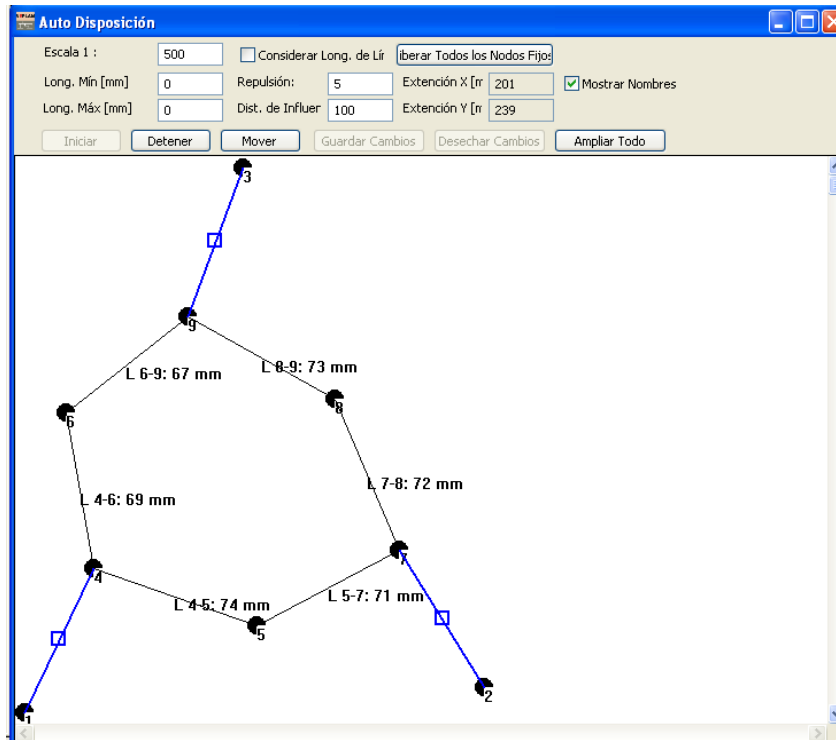


Figura 3.11 Generación del gráfico con la herramienta Auto – Disposición.

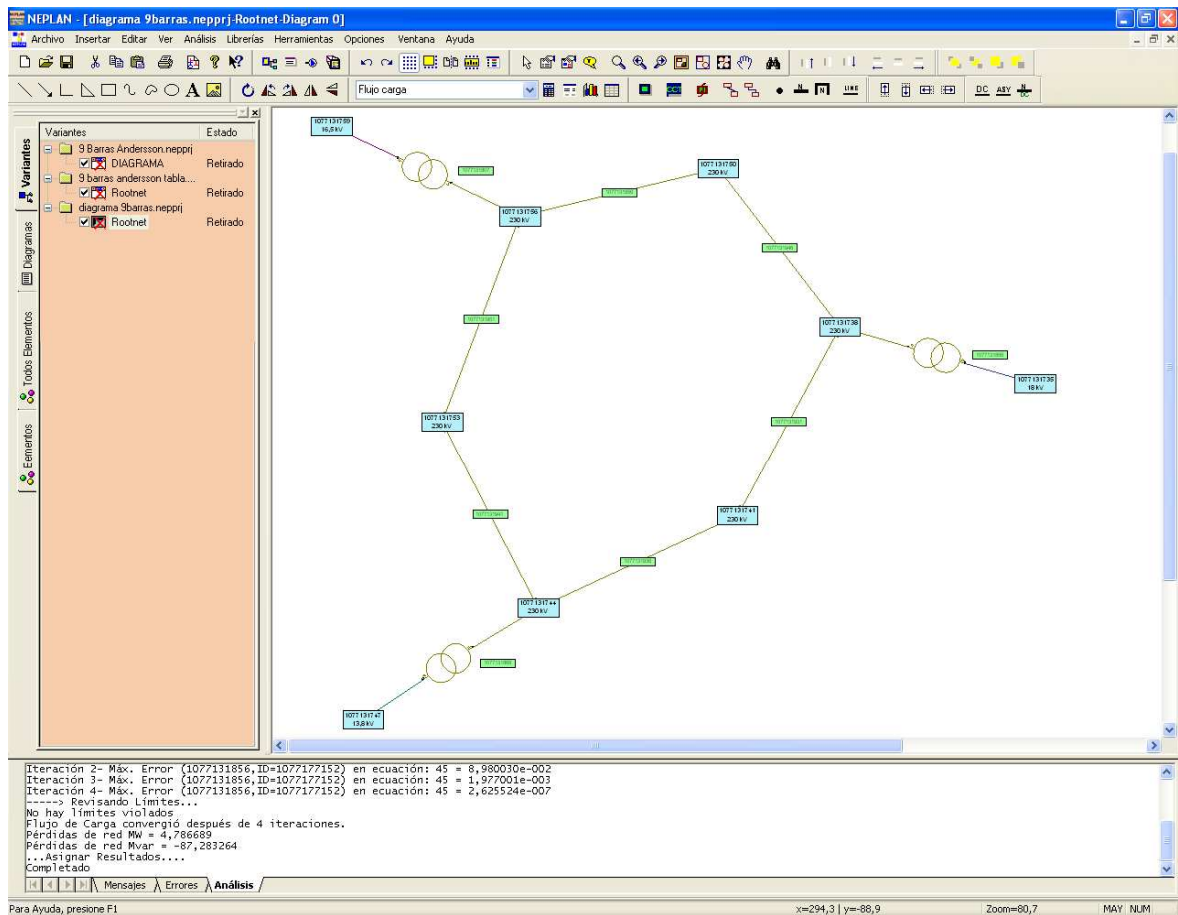


Figura 3.12 Gráfico generado con la herramienta Auto – Disposición.

Una vez realizado todo este procedimiento se realiza la simulación de un flujo de potencia para compararlo con los resultados entregados mediante la creación del proyecto con el método gráfico (ingreso manual de parámetros).

Tabla 3.3 Resultados obtenidos mediante el método gráfico.

Nombre	V (kV)	u (%)	Ángulo (°)	Pcarga (MW)	Qcarga (Mvar)	Pgen (MW)	Qgen(Mvar)
1	17.16	104	0	0	0	71.641	27.046
2	18.45	102.5	9.3	0	0	163	6.654
3	14.145	102.5	4.7	0	10.86	85	0
4	235.931	102.58	-2.2	0	0	0	0
5	228.995	99.56	-4	125	50	0	0
6	232.911	101.27	-3.7	90	30	0	0
7	235.927	102.58	3.7	0	0	0	0
8	233.653	101.59	0.7	100	35	0	0
9	237.441	103.24	2	0	0	0	0

Tabla 3.4 Resultados obtenidos mediante el método de tablas.

Nombre	V (kV)	u (%)	Ángulo (°)	Pcarga (MW)	Qcarga (Mvar)	Pgen (MW)	Qgen(Mvar)
1	17.16	104	0	0	0	71.641	27.046
2	18.45	102.5	9.3	0	0	163	6.654
3	14.145	102.5	4.7	0	10.86	85	0
4	235.931	102.58	-2.2	0	0	0	0
5	228.995	99.56	-4	125	50	0	0
6	232.911	101.27	-3.7	90	30	0	0
7	235.927	102.58	3.7	0	0	0	0
8	233.653	101.59	0.7	100	35	0	0
9	237.441	103.24	2	0	0	0	0

Mediante la comparación de los resultados obtenidos de un análisis de flujos de potencia en este sistema de prueba, se ha llegado a demostrar la validez de esta propuesta de utilizar archivos tipo texto.

Como se puede ver hasta ahora, el análisis de sistemas eléctricos con archivos de texto en NEPLAN es factible. Adicionalmente, se realizó más simulaciones pero esta vez con sistemas más grandes que el presentado en el ejemplo, como es el caso del sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Quito y el SNT del año 2008, con los cuales se encontraron problemas en esta metodología, se descubrió que no todos los datos necesarios para el análisis de flujos de potencia son cargados (ver ANEXO No.4), lo cual es un impedimento muy grande ya que

se tratan de muchos datos y la interface dejaría de ser automática. Por lo tanto es necesario cargar los datos faltantes antes de simular.

En vista que NEPLAN no permite la automatización para el intercambio de proyectos entre diferentes herramientas de simulación de sistemas eléctricos de potencia, mediante el uso de archivos de texto, se tiene los tres siguientes protocolos para la creación y edición de proyectos en NEPLAN.

### 3.2.3.1 Protocolo No. 1

Este protocolo es conveniente usarlo si se tiene el proyecto solo en otro formato (\*.dz).

1. Abrir el proyecto que se desea transferir a NEPLAN (archivo \*.dz).
2. Del archivo indicado en el numeral anterior, sacar a Excel toda la información correspondiente a topología y parámetros de los elementos.
3. Con esta información se procede a llenar la tabla de elementos en Excel, finalmente se la guarda con formato (\*.edt).
4. Ahora nos queda crear la tabla de nodos, la cual se la llena con la misma información mencionada anteriormente, al igual que la tabla de elementos a esta se la guarda con su respectivo formato (\*.ndt).
5. Una vez que se cuenta con los dos archivos (\*.edt y \*.ndt). Se abre NEPLAN y se crea un nuevo proyecto (hoja en blanco).
6. Primeramente se debe fijar la frecuencia de operación. Antes de importar los archivos es necesario cambiar la frecuencia del sistema, ya que si no se hace este paso el programa automáticamente asigna una frecuencia de 50 Hz.
7. Luego se debe importar los dos archivos, primero el \*.edt y luego el \*.ndt, es elemental importar en este orden, caso contrario el programa no reconoce adecuadamente los datos ingresados y presenta errores.
8. Creación de un grafico del proyecto. Para una mayor facilidad del manejo de resultados y edición de elementos es aconsejable

graficar el proyecto, mediante el uso de la herramienta Auto – Disposición.

9. Cargar de forma manual los parámetros faltantes (ver ANEXO No.4)
10. Finalmente simulación de Flujos de Potencia.

### 3.2.3.2 **Protocolo No. 2**

Este protocolo es conveniente usarlo si se tiene parte del proyecto en NEPLAN y el resto de información en otro formato (\*.dz).

1. Se debe terminar de graficar el sistema eléctrico de potencia.
2. Se ingresa los datos de parámetros en forma de tabla, ya que NEPLAN brinda la opción de presentar los parámetros de cada elemento en forma de tablas (“Mostrar Propiedades en Tablas”), los mismos que pueden ser editados. Entonces, a partir de los archivos de Power Factory (DigSilent) se construye una tabla en Excel con los datos necesarios para la simulación de flujos de potencia.
3. Se debe copiar toda la tabla de Excel y pegarla en la tabla de NEPLAN.
4. Se cierra esta tabla y los parámetros ya han sido cargados en todos los elementos.
5. Una vez cargados todos los parámetros se puede proceder a la simulación del sistema.

### 3.2.3.3 **Protocolo No. 3**

Este protocolo es conveniente usarlo si se tiene construido todo el proyecto en NEPLAN y solo hace falta cambiar pequeños datos.

Para este tipo de edición de proyectos se encuentran disponibles los archivos de Topología (\*.zdb) y Cargabilidad (\*.ndb) como se mencionó anteriormente en este capítulo.

1. Se debe exportar los archivos de Topología y Cargabilidad del proyecto existente.
2. Abrir estos dos archivos en Excel y efectuar los cambios que se deseen (ver ANEXO No.6 y ANEXO No.7) para finalmente

cargarlos y proceder a simular el sistema eléctrico de potencia.

Los protocolos anteriormente descritos han sido analizados para que el intercambio de información tome el menor tiempo posible.

Debido a la importancia de los problemas encontrados en el procedimiento para la creación de proyecto mediante la importación de los archivos \*.edt y \*.ndt, se ha usado los dos últimos protocolos para la creación de los escenarios a analizarse en esta investigación.

## CAPÍTULO 4. REVISION DEL PLAN DE EXPANSION DE TRANSMISION. RESULTADOS

En vista que el CONELEC dispone de poco tiempo (treinta días) para la evaluación del PET, las simulaciones y análisis de todos los escenarios pronosticados resultan imposibles concluirlos dentro del plazo establecido, por lo tanto, se reduce el número de escenarios a analizarse, siendo estos los más relevantes del PET.

### 4.1 INTRODUCCIÓN

Para la exposición de los resultados NEPLAN lo hace de una manera didáctica, mediante el uso de áreas y zonas.

Las áreas y las zonas son grupos de red, y pueden ser definidas por el usuario. Todos los nodos y elementos pertenecen a una zona y a un área. Un área generalmente incluye una o más zonas. Para los cálculos de Flujo de Carga, es posible definir transferencias entre diferentes zonas y diferentes áreas.

Para los escenarios analizados se ha planteado las siguientes áreas:

- ECUADOR
- COLOMBIA
- PERÚ

En cuanto a la asignación de las zonas, se utilizo la división que maneja CELEC EP – Transelectric para el área de ECUADOR (ver ANEXO No.20).

- **Zona Norte**, está formada por las siguientes provincias: Carchi, Imbabura, Pichincha, Cotopaxi, Bolívar, Chimborazo, Tungurahua, Napo, Sucumbíos, Orellana y Pastaza.



- **Zona Sur**, está formada por las siguientes provincias: Cañar, Azuay, Loja, Zamora Chinchipe y Morona Santiago.
- **Zona Occidental**, está formada por las siguientes provincias: El Oro, Guayas, Santa Elena y parte de Los Ríos (Babahoyo).
- **Zona Noroccidental**, está formada por las siguientes provincias: Esmeraldas, Manabí, Santo Domingo y la otra parte de Los Ríos (Quevedo).

## 4.2 ESCENARIOS RELEVANTES

Los escenarios del PET considerados como relevantes en este trabajo son: SNT 2009, SNT 2011, SNT 2015 y SNT 2020, estos escenarios se presentan a continuación.

### 4.2.1 SNT 2009

Como es de conocimiento de todo el país, en los meses de noviembre y diciembre de 2009 se tuvo una prolongada sequía, que se extendió hasta el mes de enero de 2010, afectando los caudales principalmente de la Central Hidroeléctrica Paute – Molino, y sumado a esto se tuvo una drástica reducción de la venta de energía por parte de Colombia, esto provocó el racionamiento de energía eléctrica para muchos clientes de las diferentes empresas distribuidoras del país. Por lo tanto, si se simula el SNT 2009 a demanda máxima no coincidente y en periodo de seco, el sistema no converge debido a que no existe la generación necesaria para abastecer toda esta carga, cabe recalcar, que el día 31 de diciembre de 2009 no hubo racionamientos de energía. Por lo que se ha considerado simular este escenario a demanda coincidente, para el 31 de diciembre de dicho año, de los resultados post operativos entregados por el CENACE se puede ver que a las 19:30 (horas) se presentó la demanda máxima del Sistema Nacional

Interconectado (SNI), por lo tanto el escenario que se analiza es para esta fecha y hora.

Entre los aspectos más relevantes de este escenario se tiene que:

La central de generación Paute – Molino entrega 685 MW al SNI, mediante la operación de siete de sus unidades.

Las centrales de generación que se enuncian a continuación operaron con una sola unidad y con las siguientes potencias: San Francisco con 106 MW, Agoyán con 71 MW, Daule Peripa (Hidronación) con 50 MW y Pucará con 10 MW.

Desde Noviembre del 2009, entro en funcionamiento el enlace entre las subestaciones Machala y Zorritos en Perú mediante un circuito de 107 km a 230 kV, la potencia de importación registro un valor de 59,22 MW los mismos que suplen la demanda de energía existente en la Barra 2 de CNEL El Oro. La operación de la interconexión con Perú se la realiza de manera aislada debido a que no se encuentra implementado el equipo necesario para la sincronización entre Ecuador y Perú.

La importación de potencia desde Colombia registra un valor de 6,1 MW, mediante dos de sus cuatro circuitos (Jamondino – Pomasqui 1 y 3), que es un aporte bajo con relación a la potencia entregada en los meses de junio – julio en donde se llevo a importarse potencias alrededor de 350 MW en demanda máxima.

#### 4.2.1.1 Resultados

De los resultados obtenidos se observa que existen niveles de voltaje por debajo del límite establecido en las zonas *noroccidental* y *norte*, así como niveles de cargabilidad de elementos superiores al 80% en la zona *noroccidental*, si bien no son valores de cargabilidad críticos, pero se muestran en el presente documento (Tabla 4.3 y Tabla 4.4), ya que se debe realizar un seguimiento de éstos para en

el futuro planificar posibles repotenciaciones de las subestaciones, líneas etc. implicadas.

A continuación (Tabla 4.1 y Tabla 4.2), se muestra el resumen de potencias generadas, de carga y de intercambio entre Áreas y Zonas.

Tabla 4.1 Resumen de Potencias de Generación y Carga.

Área/Zona	Pérdidas P (MW)	P Gen (MW)	Q Gen (MVar)	P carga (MW)	Q carga (MVar)	Qc Paral. (MVar)	QI Paral. (MVar)
COLOMBIA	0,00	6,10	39,27	0,00	0,00	0,00	0,00
PERU	0,00	59,22	-5,23	0,00	0,00	0,00	0,00
ECUADOR	67,12	2356,36	602,73	2354,55	689,49	94,02	8,96
NOROCCIDENTAL	17,24	219,50	74,19	353,82	103,20	33,49	8,96
NORTE	23,96	352,00	124,35	747,11	217,91	0,00	0,00
OCCIDENTAL	21,10	1015,40	180,57	1089,42	320,49	48,42	0,00
SUR	4,83	769,46	223,61	164,20	47,89	12,11	0,00

Tabla 4.2 Potencias de Intercambios, entre Áreas y Zonas.

Desde Área/Zona	Hasta Área/Zona	P intercambio (MW)	Q intercambio (MVar)
COLOMBIA	ECUADOR	6,10	39,27
ECUADOR	PERU	-59,22	5,23
NOROCCIDENTAL	NORTE	114,01	1,06
NOROCCIDENTAL	OCCIDENTAL	-265,56	15,10
NORTE	SUR	-298,96	-26,30
OCCIDENTAL	SUR	-301,47	-79,92

#### 4.2.1.1.1 Voltajes

En el ANEXO No.8 se observa que existen bajos niveles de voltaje en lugares específicos del SNT inmersos en: Quito, Esmeraldas, Sto. Domingo, Manta, Ambato, Puyo y Coca.

Los voltajes con menor perfil se registran en:

Subestación Coca, esto se debe a que la interconexión con el SNT es radial, el nivel de voltaje también está influenciado por la cantidad de potencia que se entregue desde la Empresa Eléctrica Ambato y de la potencia generada en el área de concesión de CNEL – Regional Sucumbíos, la potencia transferida desde la barra de Tena se registró en 20,13 MW.

Subestación Sto. Domingo, el perfil de voltaje es influenciado en gran medida al aporte de potencia proveniente de Esmeraldas que para esta simulación se situó en 121 MW, adicionalmente se tuvo indisponibilidad de compensación capacitiva en la subestación Esmeraldas debido a que la obra todavía no se encontraba implementada por completo hasta esta fecha.

Para el resto de barras mostradas en la Tabla 4.3 se presentan voltajes alrededor de 96%, si bien éstos resultados no se encuentran dentro de la banda de niveles de voltaje establecida, para contar con una adecuada calidad de energía, sin embargo se pueden considerar valores aceptables que presumiblemente no conllevarían a colapsos parciales o totales.

Tabla 4.3 Voltajes fuera de rango dentro del SNT.

Nombre	Codificación	Voltaje (kV)	Voltaje (%)	Voltaje Nominal	Zona
Vicentina	B_VCN_46	44,30	<b>96,30</b>	46 kV	NORTE
Subestación 19 (EEQ)	B_SE19_46	44,51	<b>96,77</b>	46 kV	NORTE
Selva Alegre (EEQ)	B_SAL_46	44,54	<b>96,83</b>	46 kV	NORTE
Coca	B_CCA_69	65,32	<b>94,66</b>	69 kV	NORTE
Santo Domingo	B_SDM_69	65,42	<b>94,81</b>	69 kV	NOROCCIDENTAL
Ambato	B_AMB_69	66,29	<b>96,07</b>	69 kV	NORTE
Puyo	B_PYO_69	66,50	<b>96,37</b>	69 kV	NORTE
Portoviejo	B_PRT_69	66,55	<b>96,45</b>	69 kV	NOROCCIDENTAL
Chone	B_CHN_69	66,84	<b>96,87</b>	69 kV	NOROCCIDENTAL
Esmeraldas	B_ESM_69	66,85	<b>96,88</b>	69 kV	NOROCCIDENTAL
Coca	B_CCA_138	122,97	<b>89,11</b>	138 kV	NORTE

De acuerdo al ANEXO No. 9 para el resto de barras del SNT, se visualiza que los voltajes en barras de 230 kV están en un rango entre 95% y 100% a excepción de la barra de molino 230 kV que alcanza un valor máximo de 104%; el comportamiento de las barras de 138 kV está caracterizado por voltajes superiores a 95%, los valores máximos se registran para las barras de Molino, Machala Power, con 104,7% y 103,6% respectivamente.

#### 4.2.1.1.2 Cargabilidad

##### 4.2.1.1.2.1 Transformadores

En la Tabla 4.4 se puede ver que no existen transformadores sobrecargados, con niveles de carga superiores al 100% de su potencia nominal, sino que se tiene transformadores con niveles de carga superior al 80%, como se indicó anteriormente según el criterio de CELEC EP – Transelectric en estas subestaciones se necesita incrementar la potencia de su transformadores o equiparlas con un nuevo transformador en paralelo al existente.

Tabla 4.4 Transformadores con cargabilidades mayores al 80% de su nominal.

Nombre	Codificación	Tipo de Elemento	Cargabilidad (%)	Zona
Esmeraldas	T_AA1_ESM_3U	Transformador 3 Dev.	89,31	NOROCCIDENTAL
Chone	T_ATQ_CHO_1U	Transformador 3 Dev.	87,18	NOROCCIDENTAL
Quevedo	T_ATT_QVD_3U	Transformador 3 Dev.	83,43	NOROCCIDENTAL

Subestación Esmeraldas, esta subestación se equipará con un nuevo transformador de la misma potencia que el existente, 45/60/75 MVA. La entrada en operación de esta obra estaba programada para fines del año 2009, pero como es de conocimiento de todo el sector esta obra no entró en operación hasta el 31 de diciembre de 2009.

Subestación Chone, el transformador existente, de potencia 40/50/60 MVA, será remplazado por un autotransformador de potencia 60/80/100 MVA para el segundo semestre del presente año (2010), mientras tanto el transformador existente será utilizado para la nueva subestación Quinindé del SNT.

Subestación Quevedo, 230/138 kV, esta reducirá su nivel de carga debido al ingreso de la subestación San Gregorio ya que esta nueva subestación tomará parte de la carga de la Provincia de Manabí, y está diseñado que su alimentación será a nivel de 230 kV mediante una línea que parte desde la barra de la subestación Quevedo hasta dicha subestación.

#### 4.2.1.1.2.2 Líneas

La línea de transmisión Trinitaria – Salitral a 138 kV es la que presenta el mayor nivel de carga de todas las líneas correspondientes al SNT (Tabla 4.5).

Tabla 4.5 Línea de transmisión con mayor cargabilidad del SNT.

Nombre	Codificación	Voltaje (kV)	Cargabilidad (%)	Zona
Trinitaria - Salitral	L_TRN_SLT_1_1	138	<b>86,66</b>	OCCIDENTAL

Se conoce que el SIL para las líneas de transmisión a 138 kV es de 48 MW, como se puede ver en el ANEXO No.8 la transferencia de potencia por esta línea es de 110 MW que equivale a 2,3 SIL y su longitud es de 12km, con estos datos se puede ver en la Figura 3.1, la cual indica que dicha línea está operando dentro del margen de su capacidad práctica de carga, ya que se trata de una línea corta y su límite térmico es de 3,0 SIL. Además, se esperaba que a fines del año 2009 entre en operación el segundo circuito de esta línea de transmisión lo cual reducirá su cargabilidad.

#### 4.2.1.1.3 Pérdidas

De acuerdo a información recabada de los distintos agentes del sector eléctrico (CENACE, CELEC EP - Transelectric), para el 31 de diciembre se registró una potencia total en bornes de generación de 2421,67 MW (incluidas las importaciones desde Colombia y Perú) y una potencia de pérdidas de 67,12 MW, el resumen de resultados se detallan a continuación.

##### 4.2.1.1.3.1 Pérdidas en Transformadores

Para transformadores de dos y tres devanados se presenta un subtotal de las pérdidas de 6,83 MW (Tabla 4.6) representando el 0,28% del total de la potencia ofertada.

Tabla 4.6 Pérdidas en Transformación.

Tipo de elemento	Pérdidas (MW)
Transformadores 3Dev.	2,84
Transformadores 2Dev.	3,98
<b>Total</b>	<b>6,83</b>

#### 4.2.1.1.3.2 Pérdidas en Líneas

En líneas de transmisión las pérdidas suman 60,29 MW representando el 2,49% de la potencia total ofertada (Tabla 4.7), tal como se puede notar las pérdidas más representativas están situadas en las líneas de transmisión esto se debe a factores como: material de la línea, niveles de cargabilidad, longitud, aspectos climatológicos, etc.

Tabla 4.7 Pérdidas en Líneas de transmisión.

Tipo de elemento	Nivel de Voltaje	Pérdidas (MW)
Línea	69 kV	0,71
Línea	138 kV	30,29
Línea	230 kV	29,29
<b>Total</b>		<b>60,29</b>

#### 4.2.1.1.3.3 Pérdidas Totales

En la Tabla 4.8 se muestra las pérdidas totales obtenidas mediante simulación, las cuales ascienden a 67,12 MW y representan un 2,77% del total de potencia ofertada. Las zonas que registran mayor pérdida de potencia activa son: zona Norte y zona Occidental. El valor total de pérdidas es relativamente bajo esto se fundamenta en el hecho de que la demanda para el 31 de diciembre de 2009 fue relativamente baja con respecto a la que se tuvo en meses anteriores, como es el caso del día martes 21 de abril de 2009, en el cual se registró el máximo pico de demanda de todo el año 2009.

Tabla 4.8 Pérdidas por Zonas.

Área/Zona	Pérdidas P (MW)
NOROCCIDENTAL	17,24
NORTE	23,96
OCCIDENTAL	21,10
SUR	4,83
<b>TOTAL PÉRDIDAS ECUADOR</b>	<b>67,12</b>

#### 4.2.2 SNT 2011

Entre los proyectos más relevantes que entran en operación para este escenario están:

- Central Hidroeléctrica Mazar.
- Central Termoesmeraldas II.
- Central Hidroeléctrica Baba.
- Unidad “C” de Machala Power.
- Sistema de transmisión Totoras - Quevedo, 230 kV.
- Sistema de transmisión Quevedo - Portoviejo, 230 kV.
- Sistema de Transmisión Sta. Rosa - Pomasqui II Etapa, 230 kV.
- Subestación Quinindé, 138/69 kV.
- Sistema de transmisión Milagro - Las Esclusas, 230 kV.
- Sistema de transmisión Esmeraldas - Sto.Domingo, 230 kV.

##### 4.2.2.1 Resultados

De los resultados obtenidos se observa que existe solo una barra con un voltaje por debajo del límite establecido, esta se encuentra en la zona *sur*, así como niveles de cargabilidad de elementos superiores al 80% en la zonas *occidental*, *norte* y *sur*, si bien no son valores de cargabilidad críticos, pero se muestran en el presente documento (Tabla 4.11 y Tabla 4.12).

A continuación (Tabla 4.9 y Tabla 4.10), se muestra el resumen de potencias generadas, de carga y de intercambio entre Áreas y Zonas.

Tabla 4.9 Resumen de Potencias de Generación y Carga.

Área/Zona	Pérdidas P (MW)	P Gen (MW)	Q Gen (MVar)	P carga (MW)	Q carga (MVar)	Qc Paral. (MVar)	QI Paral. (MVar)
COLOMBIA	0,00	450,00	-23,67	0,00	0,00	0,00	0,00
ECUADOR	77,25	3221,91	445,57	3594,66	991,77	375,59	20,88
NOROCCIDENTAL	14,99	548,60	60,21	515,85	150,46	23,93	10,66
NORTE	28,59	678,20	88,91	1186,23	289,31	130,00	10,22
OCCIDENTAL	23,96	1116,00	162,68	1628,89	475,09	209,08	0,00
SUR	9,71	879,11	133,77	263,69	76,91	12,58	0,00



Tabla 4.10 Potencias de Intercambios, entre Áreas y Zonas.

Desde Área/Zona	Hasta Área/Zona	P intercambio (MW)	Q intercambio (MVar)
COLOMBIA	ECUADOR	450,00	-23,67
NOROCCIDENTAL	NORTE	-27,20	8,62
NOROCCIDENTAL	OCCIDENTAL	44,96	48,88
NORTE	SUR	-113,82	18,74
OCCIDENTAL	SUR	-491,89	-55,86

#### 4.2.2.1.1 Voltajes

En el ANEXO No.11 se observa que existe un bajo nivel de voltaje en la subestación Sinincay.

Los voltajes con menor perfil se registran en (Tabla 4.11a):

Subestación Sinincay, entre las barras de 69 kV de todo el SNT, la barra de esta subestación es la que presenta el menor nivel de voltaje, esto se debe principalmente a la posición de los taps del transformador de dicha subestación, si los taps se los mueve a sus posiciones nominales entonces se tendrá un voltaje cercano al 100% de su nominal.

Tabla 4.11a Voltajes fuera de rango dentro del SNT (Bajos Voltajes).

Nombre	Codificación	Voltaje (kV)	Voltaje (%)	Voltaje Nominal	Zona
Sinincay	B_SNN_69	65,34	<b>94,70</b>	69 kV	SUR

Tabla 4.11b Voltajes fuera de rango dentro del SNT (sobrevoltajes).

Nombre	Codificación	Voltaje (kV)	Voltaje (%)	Voltaje Nominal	Zona
Ibarra	B_IBA_34.5	36,41	<b>105,54</b>	34,5 kV	SUR
Electroquill	B_EQL_69	72,02	<b>104,37</b>	69 kV	OCCIDENTAL
Salitral 1	B_SLT_69_1	71,32	<b>103,36</b>	69 kV	OCCIDENTAL
Salitral 2	B_SLT_69_2	71,30	<b>103,34</b>	69 kV	OCCIDENTAL
Daule Peripa	B_DPR_138	145,02	<b>105,09</b>	138 kV	NOROCCIDENTAL

En la barra de 34,5 kV de la subestación de Ibarra 138/34,5 kV se registra un sobrevoltaje, este se debe a la conexión del capacitor en el terciario del transformador de dicha subestación. El resto de barras con sobrevoltajes son barras de generación a excepción de la barra Salitral 2 en donde mediante la reducción del voltaje en los terminales de las centrales de generación cercanas,

Álvaro Tinajero y la central de vapor de Aníbal Santos, se mejoraría el perfil de voltaje para la Eléctrica de Guayaquil.

De acuerdo al ANEXO No.12, se visualiza que los voltajes en barras de 230 kV presentan un promedio del 101% de su voltaje nominal; el comportamiento de las barras de 138 kV está caracterizado por voltajes superiores a 95%, los valores máximos se registran para las barras de Daule Peripa y Quevedo, con 105,09% y 104,74% respectivamente.

#### 4.2.2.1.2 Cargabilidad

##### 4.2.2.1.2.1 Transformadores

En la Tabla 4.12 se puede ver que no existen transformadores sobrecargados, con niveles de carga superiores al 100% de su potencia nominal, sino que se tiene transformadores con niveles de carga superior al 80%, como se indicó anteriormente según el criterio de CELEC EP – Transelectric en estas subestaciones se necesita incrementar la potencia de su transformadores o equiparlas con un nuevo transformador en paralelo al existente.

Tabla 4.12 Transformadores con cargabilidades mayores al 80% de su nominal.

Nombre	Codificación	Tipo de Elemento	Cargabilidad (%)	Zona
Vicentina (EEQ)	T_T1_VIC	Transformador 3 Dev.	98,75	NORTE
Ambato	T_AT1_AMB_1U	Transformador 3 Dev.	94,14	NORTE
Posorja	T_ATK_POS_1U	Transformador 3 Dev.	84,50	OCCIDENTAL
Cuenca	T_ATQ_CUE_3U	Transformador 3 Dev.	81,05	SUR
Policentro	T_ATQ_POL_3U	Transformador 3 Dev.	80,64	OCCIDENTAL

Subestación Vicentina, la obra “Transformador móvil, trifásico de 60/80 MVA, 138/69 kV.” Se elimina el nivel de 46 kV, por cuanto el transformador 138/46 kV de la subestación Vicentina, conjuntamente con la actual subestación móvil, servirá para atender emergencias en el sistema de la E. E. Quito. Esto reduciría la cargabilidad en la subestación Vicentina ya que el actual transformador es de 48 MVA. La fecha de disponibilidad estimada para operación, según el PET analizado, es para el segundo trimestre del año 2010, pero esta obra no se ha tomado en cuenta en las simulaciones realizadas por CELEC EP – Transelectric

en el programa Power Factory (DigSilent). Por lo tanto la reducción de la carga conectada en esta subestación, para el año 2013, se logra mediante la redistribución de la carga en la Empresa Eléctrica Quito y el ingreso de la subestación Machachi, las subestación que toman mayor carga de esta redistribución son las subestaciones Tababela y Tumbaco.

Subestación Ambato, la instalación de un segundo autotransformador trifásico, 33/44 MVA, 138/69 kV, con ULTC, con las correspondientes bahías de alta y baja tensión. Por capacidad se requiere ampliar la transformación para el año 2012, fecha que ha venido cambiándose en los últimos años debido al comportamiento variante de la distribución de la demanda de la Empresa Eléctrica Cotopaxi que es abastecida desde la subestación Ambato. Esta obra permitirá atender el crecimiento de la demanda de las Empresas Eléctricas Ambato y Cotopaxi.

Subestación Posorja 230/69 kV, la cargabilidad de su transformador es de 84,5% pero esta subestación no presentara mayores cambios en su demanda, debido a que la carga conectada a dicha subestación es la perteneciente a la Siderúrgica de Posorja. Por lo tanto no hace falta presentar una alternativa de proyección.

Subestación Cuenca, para reducir la cargabilidad de la subestación Cuenca se construyo la subestación Sinincay, pero la línea que une las dos barras de 69 kV es de poca capacidad como para reducir considerablemente la cargabilidad del transformador de la subestación Cuenca.

Subestación Policentro, para no saturar el transformador de la subestación Policentro CELEC EP – Transelectric para el año 2015 ha programado la construcción de la subestación Las Orquídeas, la cual será abastecida desde la subestación Dos Cerritos a nivel de 138 kV, esta subestación reducirá la carga de la subestación Policentro. Además, se evitará las altas transferencias de potencia por los transformadores de la subestación Pascuales 230/138 kV.

#### 4.2.2.1.2.2 Líneas

La línea de transmisión Sinincay – Cuenca a 69 kV es la que presenta el mayor nivel de carga de todas las líneas correspondientes al SNT (Tabla 4.13).

Tabla 4.13 Línea de transmisión con mayor cargabilidad del SNT.

Nombre	Codificación	Voltaje (kV)	Cargabilidad (%)	Zona
Sinincay - Cuenca	L_SNN_CNC	69	<b>98,61</b>	SUR

Se conoce que el SIL para las líneas de transmisión a 69 kV es de 12 MW, como se puede ver en el ANEXO No.11 la transferencia de potencia por esta línea es de 29,33 MW que equivale a 2,44 SIL y su longitud es de 15km, con estos datos se puede ver en la Figura 3.1, la cual indica que dicha línea está operando dentro del margen de su capacidad práctica de carga, ya que se trata de una línea corta y su límite térmico es de 3,0 SIL.

#### 4.2.2.1.3 Pérdidas

Para este escenario, periodo de estiaje y demanda máxima para el año 2011, se estima una potencia total en bornes de generación de 3671,91 MW (incluida la importación desde Colombia) y una potencia de pérdidas de 77,25 MW, el resumen de resultados se detallan a continuación.

##### 4.2.2.1.3.1 Pérdidas en Transformadores

Para transformadores de dos y tres devanados se presenta un subtotal de las pérdidas de 10,11 MW (Tabla 4.14) representando el 0,28% del total de la potencia ofertada.

Tabla 4.14 Pérdidas en Transformación.

Tipo de elemento	Pérdidas (MW)
Transformadores 3Dev.	4,07
Transformadores 2Dev.	6,04
<b>Total</b>	<b>10,11</b>

#### 4.2.2.1.3.2 Pérdidas en Líneas

En líneas de transmisión las pérdidas suman 67,14 MW representando el 1,83% de la potencia total ofertada (Tabla 4.15), tal como se puede notar las pérdidas más representativas están situadas en las líneas de transmisión.

Tabla 4.15 Pérdidas en Líneas de transmisión.

Tipo de elemento	Nivel de Voltaje	Pérdidas (MW)
Línea	69 kV	2,86
Línea	138 kV	28,32
Línea	230 kV	35,96
<b>Total</b>		<b>67,14</b>

#### 4.2.2.1.3.3 Pérdidas Totales

En la Tabla 4.16 se muestra las pérdidas totales obtenidas mediante simulación, las cuales ascienden a 77,25 MW y representan un 2,1% del total de potencia ofertada. Las zonas que registran mayor pérdida de potencia activa son: zona Norte y zona Occidental.

Tabla 4.16 Pérdidas por Zonas.

Área/Zona	Pérdidas P (MW)
NOROCCIDENTAL	14,99
NORTE	28,59
OCCIDENTAL	23,96
SUR	9,71
<b>TOTAL PÉRDIDAS ECUADOR</b>	<b>77,25</b>

#### 4.2.3 **SNT 2015**

Entre los proyectos más relevantes que entran en operación para este escenario están:

- Central Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair.
- Central Hidroeléctrica Sopladora.
- Central Hidroeléctrica Chontal.
- Central Hidroeléctrica Villadora.

- Central Hidroeléctrica Chespí.
- Central Hidroeléctrica Minas Jubones.
- Central Hidroeléctrica Toachi – Pilatón
- Unidad “D” de Machala Power.
- Sistema de transmisión CC Sinclair-El Inga-Yaguachi-Sopladora 500kV
- Sistema de transmisión Machala-La Unión-Minas, 230 kV.
- Sistema de transmisión Toachi Pilatón, 230 kV.
- Sistema de transmisión Yaguachi - Nueva Salitral, 230 kV.

#### 4.2.3.1 Resultados

De los resultados obtenidos se observa que existen niveles de voltaje por debajo del límite establecido en las zonas *norte*, *sur* y *occidental*, así como niveles de cargabilidad de elementos superiores al 80% en las mismas zonas, si bien no son valores de cargabilidad críticos, pero se muestran en el presente documento (Tabla 4.19 y Tabla 4.20).

A continuación (Tabla 4.17 y Tabla 4.18), se muestra el resumen de potencias generadas, de carga y de intercambio entre Áreas y Zonas.

Tabla 4.17 Resumen de Potencias de Generación y Carga.

Área/Zona	Pérdidas P (MW)	P Gen (MW)	Q Gen (MVar)	P carga (MW)	Q carga (MVar)	Qc Paral. (MVar)	QI Paral. (MVar)
COLOMBIA	0,00	0,00	0,00	0,00	45,76	0,00	0,00
ECUADOR	123,84	4572,76	624,22	4448,92	1239,99	580,84	511,15
NOROCCIDENTAL	15,95	346,00	23,51	684,54	199,66	35,98	0,00
NORTE	49,46	2570,00	299,53	1455,13	366,80	95,16	258,87
OCCIDENTAL	45,13	456,00	71,30	2042,41	595,70	437,66	187,32
SUR	13,31	1200,76	229,88	266,84	77,83	12,05	64,97

Tabla 4.18 Potencias de Intercambios, entre Áreas y Zonas.

Desde Área/Zona	Hasta Área/Zona	P intercambio (MW)	Q intercambio (MVar)
COLOMBIA	ECUADOR	0,00	-45,76
NOROCCIDENTAL	NORTE	-624,50	4,57
NOROCCIDENTAL	OCCIDENTAL	270,02	-1,17
NORTE	OCCIDENTAL	451,67	174,14
NORTE	SUR	-10,76	10,75
OCCIDENTAL	SUR	-909,86	-38,68

#### 4.2.3.1.1 Voltajes

En el ANEXO No.14 se observa que existen bajos niveles de voltaje en lugares específicos del SNT inmersos en: Cuenca, Guaranda y Cumbaratza (Zamora Chinchipe)

Los voltajes con menor perfil se registran en:

Subestación Cuenca, esto se debe principalmente a la alta carga que es abastecida a través de este transformador y a la posición del tap, ya que se lo podría mover al último paso teniendo una mejora del perfil de voltaje.

Subestación Guaranda, se tiene un bajo voltaje en esta subestación debido a que dicha subestación se alimenta de forma radial a través de un circuito que parte desde la Subestación Riobamba, entonces este perfil de voltaje es el resultado de la alta caída de voltaje que se presenta en el único circuito por el cual es abastecida la Subestación en mención.

Subestación Cumbaratza, se tiene un bajo voltaje en la barra de 138 kV esto se debe a que dicha subestación es alimentada a través de un circuito que parte de la Subestación Loja, en la cual se tiene un voltaje en el límite del rango establecido por el CONELEC. Por lo tanto la caída de voltaje en el mencionado circuito hace que se tenga un bajo voltaje en la barra de 138 kV de la Subestación Cumbaratza.

Tabla 4.19a Voltajes fuera de rango dentro del SNT (Bajos Voltajes).

Nombre	Codificación	Voltaje (kV)	Voltaje (%)	Voltaje Nominal	Zona
Cuenca	B_CNC_69	65,91	<b>95,52</b>	69 kV	SUR
Guaranda	B_GRN_69	66,21	<b>95,96</b>	69 kV	NORTE
Cumbaratza	B_CMB_138	128,28	<b>92,96</b>	138 kV	SUR

Tabla 4.19b Voltajes fuera de rango dentro del SNT (Sobrevoltajes).

Nombre	Codificación	Voltaje (kV)	Voltaje (%)	Voltaje Nominal	Zona
EMAAPQ	B_EMAAPQ_6.6	7,37	111,7	6,6 kV	NORTE
Sopladora	B_SPL_34.5_1	36,43	105,59	34,5 kV	SUR
Coca Codo Sinclair	B_CCS_34.5_4	35,79	103,75	34,5 kV	NORTE
Coca Codo Sinclair	B_CCS_34.5_2	35,79	103,75	34,5 kV	NORTE
Coca Codo Sinclair	B_CCS_34.5_1	35,79	103,75	34,5 kV	NORTE
Coca Codo Sinclair	B_CCS_34.5_3	35,79	103,75	34,5 kV	NORTE
Power Barge	B_PBR_69	71,72	103,94	69 kV	OCCIDENTAL
Milagro	B_MLG_69	71,10	103,04	69 kV	OCCIDENTAL

En cuanto a las barras con sobrevoltajes, es importante resaltar que la mayoría corresponden a barras de generación a excepción de una. La barra Milagro de 69 kV es una barra de carga con un sobrevoltaje muy leve, esto se debe a la presencia del capacitor conectado en el terciario de esta subestación.

De acuerdo al ANEXO No. 15 para el resto de barras del SNT, se visualiza que los voltajes en barras de 500 kV están en un rango entre 102% y 104,5%; el comportamiento de las barras de 230 kV está caracterizado por voltajes superiores a 96%, el valor máximo se registra para la barra de Sinincay con 105,44% y para las barras de 138 kV se puede ver que varían entre el 94% y 105% de su voltaje nominal.

#### 4.2.3.1.2 Cargabilidad

##### 4.2.3.1.2.1 Transformadores

En la Tabla 4.20 se puede ver que no existen transformadores sobrecargados, con niveles de carga superiores al 100% de su potencia nominal, sino que se tiene transformadores con niveles de carga superior al 80%, como se indicó anteriormente según el criterio de CELEC EP – Transelectric en estas subestaciones se necesita incrementar la potencia de su transformadores o equiparlas con un nuevo transformador en paralelo al existente.



Tabla 4.20 Transformadores con cargabilidades mayores al 80% de su nominal.

Nombre	Codificación	Tipo de Elemento	Cargabilidad (%)	Zona
Santa Rosa	T_TRN_ROS	Transformador 3 Dev.	<b>95,10</b>	NORTE
Santa Rosa	T_TRP_ROS	Transformador 3 Dev.	<b>95,10</b>	NORTE
Cuenca	T_ATQ_CUE_3U	Transformador 3 Dev.	<b>90,85</b>	SUR
Trinitaria	T_ATQ_TRI_3U	Transformador 3 Dev.	<b>89,23</b>	OCCIDENTAL
Policentro	T_ATQ_POL_3U	Transformador 3 Dev.	<b>88,26</b>	OCCIDENTAL
Posorja	T_ATK_POS_1U	Transformador 3 Dev.	<b>82,49</b>	OCCIDENTAL
Dos Cerritos	T_ATK_DCR_3U	Transformador 3 Dev.	<b>82,08</b>	OCCIDENTAL

Subestación Santa Rosa, en cuanto a los dos transformadores de la subestación Santa Rosa no se conoce de proyectos que reduzcan sus cargabilidades ya que esta subestación (Santa Rosa 138/46 kV) pertenece a la Empresa Eléctrica Quito.

Subestación Cuenca, como se puede ver nuevamente la subestación Cuenca presenta una cargabilidad representativa, esto se debe, como se mencionó anteriormente, a que la línea que une las dos barras de 69 kV, de las subestaciones Sinincay y Cuenca, es de poca capacidad como para reducir considerablemente la cargabilidad del transformador de esta subestación.

Subestación Trinitaria, ante la dificultad de ampliar la capacidad de transformación de la subestación Trinitaria, para lo cual se ha programado para el año 2014 la instalación de un banco de transformadores de 100/133/167 MVA, de 230/69 kV, en la subestación Las Esclusas, esta subestación entre sus objetivo esta reducir la cargabilidad de la subestación Trinitaria, esto se puede ver en los resultados de la simulación del escenario 2020.

Subestación Policentro, la subestación Las Orquídeas, desde de su entrada en operación empieza a tomar mayor carga cada año, de esta forma a partir del año 2016 se espera mantener al transformador de la subestación Policentro con una cargabilidad cercana al 82% de su potencia nominal.

Subestación Posorja 230/69 kV, como se menciona anteriormente esta subestación prácticamente mantiene su cargabilidad debido a que no hay cambios en su demanda, la ligera reducción en la cargabilidad se debe a que en

la barra de 69 kV de dicha subestación se ha conectado un segundo banco de capacitores de 24 MVAR.

Subestación Dos Cerritos, en el PET analizado se incluye la ampliación de la subestación Dos Cerritos, cuyo objetivo es abastecer la demanda de Durán del sistema de CNEL-Guayas Los Ríos, a partir de año 2016. Para cumplir con este propósito, es necesario energizar la línea Dos Cerritos-El Recreo (Durán) a su voltaje de diseño de 138 kV y la construcción de una subestación de 138/69 kV, 135/180/225 MVA, en la ciudad de Durán, con esta obra se reduce la carga conectada en la barra de 69 kV de la subestación Dos Cerritos, por lo tanto se reduce la cargabilidad de esta subestación.

#### 4.2.3.1.2.2 Líneas

La línea de transmisión Sinincay – Cuenca a 69 kV es la que presenta el mayor nivel de carga de todas las líneas correspondientes al SNT (Tabla 4.21).

Tabla 4.21 Línea de transmisión con mayor cargabilidad del SNT.

Nombre	Codificación	Voltaje (kV)	Cargabilidad (%)	Zona
Sinincay - Cuenca	L_SNN_CNC	69	134,02	SUR

Se conoce que el SIL para las líneas de transmisión a 69 kV es de 12 MW, como se puede ver en el ANEXO No.14 la transferencia de potencia por esta línea es de 59,5 MW que equivale a 4,96 SIL y su longitud es de 15km, con estos datos se puede ver en la Figura 3.1, la cual indica que dicha línea está operando fuera del margen de su capacidad práctica de carga, ya que se trata de una línea corta y su límite térmico es de 3,0 SIL. Por lo tanto se debe cambiar de conductor en esta línea, construir un circuito en paralelo al existente, o en caso de ser posible mover parte de la carga desde la subestación Cuenca hacia la subestación Sinincay. Esto se analizará posteriormente. Además, en el ANEXO No. 14 se puede ver que no existe transferencia de potencia por los cuatro circuitos de la interconexión con Colombia, dicha interconexión será usada para exportar energía desde Ecuador, como es el caso del periodo lluvioso del año 2016.

#### 4.2.3.1.3 Pérdidas

Para este escenario, periodo de estiaje y demanda máxima para el año 2015, se estima una potencia total en bornes de generación de 4572,76 MW, cabe recalcar que en este escenario no existe importación de energía desde nuestros países vecinos, y una potencia de pérdidas de 123,84 MW, el resumen de resultados se detalla a continuación.

##### 4.2.3.1.3.1 Pérdidas en Transformadores

Para transformadores de dos y tres devanados se presenta un subtotal de las pérdidas de 13,08 MW (Tabla 4.22) representando el 0,29% del total de la potencia ofertada.

Tabla 4.22 Pérdidas en Transformación.

Tipo de elemento	Pérdidas (MW)
Transformadores 3Dev.	5,76
Transformadores 2Dev.	7,32
<b>Total</b>	<b>13,08</b>

##### 4.2.3.1.3.2 Pérdidas en Líneas

En líneas de transmisión las pérdidas suman 110,78 MW representando el 2,42% de la potencia total ofertada (Tabla 4.23), tal como se puede notar las pérdidas más representativas están situadas en las líneas de transmisión.

Tabla 4.23 Pérdidas en Líneas de transmisión.

Tipo de elemento	Nivel de Voltaje	Pérdidas (MW)
Línea	69 kV	3,38
Línea	138 kV	33,93
Línea	230 kV	64,58
Línea	500 kV	8,89
<b>Total</b>		<b>110,78</b>

##### 4.2.3.1.3.3 Pérdidas Totales

En la Tabla 4.24 se muestra las pérdidas totales obtenidas mediante simulación, las cuales ascienden a 123,84 MW y representan un 2,71% del total de potencia ofertada. Las zonas que registran mayor pérdida de potencia activa son: zona Norte y zona Occidental.

Tabla 4.24 Pérdidas por Zonas.

Área/Zona	Pérdidas P (MW)
NOROCCIDENTAL	15,95
NORTE	49,46
OCCIDENTAL	45,13
SUR	13,31
<b>TOTAL PÉRDIDAS ECUADOR</b>	<b>123,84</b>

#### 4.2.4 SNT 2020

Entre los proyectos más relevantes que entran en operación para este escenario están:

- Sistema de transmisión N. Prosperina - Santa Elena, 230 kV.
- Sistema de transmisión Totoras - Guaranda, 138 kV.
- Sistema de transmisión Nueva Loja - Orellana, 138 kV.

##### 4.2.4.1 Resultados

De los resultados obtenidos se observa que existen niveles de voltaje por debajo del límite establecido en las zonas *norte*, *noroccidental* y *sur*, así como niveles de cargabilidad de elementos superiores al 80% en todas las zonas, si bien no son valores de cargabilidad críticos, pero se muestran en el presente documento (Tabla 4.27 y Tabla 4.28).

A continuación (Tabla 4.25 y Tabla 4.26), se muestra el resumen de potencias generadas, de carga y de intercambio entre Áreas y Zonas.

Tabla 4.25 Resumen de Potencias de Generación y Carga.

Área/Zona	Pérdidas P (MW)	P Gen (MW)	Q Gen (MVar)	P carga (MW)	Q carga (MVar)	Qc Paral. (MVar)	QI Paral. (MVar)
COLOMBIA	0,00	150,00	-21,19	0,00	0,00	0,00	0,00
ECUADOR	146,48	5765,21	1079,51	5768,73	1609,43	814,41	512,44
NOROCCIDENTAL	20,01	520,00	112,64	930,73	271,46	60,18	0,00
NORTE	58,20	2651,00	543,13	1854,09	467,65	119,36	256,11
OCCIDENTAL	47,18	1377,00	205,54	2589,84	755,37	598,66	190,65
SUR	21,10	1217,21	218,21	394,07	114,94	36,21	65,68

Tabla 4.26 Potencias de Intercambios, entre Áreas y Zonas.

Desde	Hasta	P intercambio	Q intercambio
Área/Zona	Área/Zona	(MW)	(MVar)
COLOMBIA	ECUADOR	150,00	-21,19
NOROCCIDENTAL	NORTE	-591,91	-25,00
NOROCCIDENTAL	OCCIDENTAL	161,17	0,47
NORTE	OCCIDENTAL	354,90	159,18
NORTE	SUR	-58,09	11,03
OCCIDENTAL	SUR	-743,95	6,15

#### 4.2.4.1.1 Voltajes

En el ANEXO No.17 se observa que existen bajos niveles de voltaje en lugares específicos del SNT, los cuales son en las barras de Cuenca y Esmeraldas de 69 kV.

Los voltajes con menor perfil se registran en:

Subestación Cuenca, la presencia de un bajo voltaje en la barra de 69 kV de esta subestación se debe principalmente a que la línea Sinincay – Cuenca se encuentra saturada y casi toda la producción de reactivos por parte de las centrales de Elecaastro y Mazar Dudas son absorbidos por la línea mencionada anteriormente. La solución para mejorar el perfil de voltaje en esta barra sería moviendo el tap del transformador de dicha subestación.

Subestación Esmeraldas, con la conexión del capacitor XC\_ESM\_69 se logra mejor el perfil de voltaje en la barra de 69kV de esta subestación.

Tabla 4.27a Voltajes fuera de rango dentro del SNT (Bajos Voltajes).

Nombre	Codificación	Voltaje (kV)	Voltaje (%)	Voltaje Nominal	Zona
Cuenca	B_CNC_69	64,46	<b>93,42</b>	69 kV	SUR
Esmeraldas	B_ESM_69	66,76	<b>96,75</b>	69 kV	NOROCCIDENTAL

Tabla 4.27b Voltajes fuera de rango dentro del SNT (Sobrevoltajes).

Nombre	Codificación	Voltaje (kV)	Voltaje (%)	Voltaje Nominal	Zona
Sopladora	B_SPL_34.5_1	36,35	<b>105,37</b>	34,5 kV	SUR
Coca Codo Sinclair	B_CCS_34.5_1	35,79	<b>103,73</b>	34,5 kV	NORTE
Coca Codo Sinclair	B_CCS_34.5_3	35,79	<b>103,73</b>	34,5 kV	NORTE
Coca Codo Sinclair	B_CCS_34.5_4	35,79	<b>103,73</b>	34,5 kV	NORTE
Coca Codo Sinclair	B_CCS_34.5_2	35,79	<b>103,73</b>	34,5 kV	NORTE

En cuanto a las barras con sobrevoltajes, es importante resaltar que todas corresponden a barras de generación.

De acuerdo al ANEXO No.18 para el resto de barras del SNT, se visualiza que los voltajes en barras de 500 kV están en un rango entre 102,9% y 104,6%; el comportamiento de las barras de 230 kV está caracterizado por voltajes superiores a 95,6%, el valor máximo se registra para la barra de Sinincay con 105,27% y para las barras de 138 kV se puede ver que varían entre el 93,5% y 105% de su voltaje nominal.

#### 4.2.4.1.2 *Cargabilidad*

##### 4.2.4.1.2.1 Transformadores

En la Tabla 4.28 se puede ver que existen muchos transformadores con niveles de carga cercanos al 100% de su potencia nominal, esto se debe a que este escenario es el horizonte de planificación, por lo tanto, la presencia de un nivel de carga cercano al 100%, de su nominal, en todos los elementos del SNT es un indicador de que la planificación no está sobredimensionada.

Tabla 4.28 Transformadores con cargabilidades mayores al 80% de su nominal.

Nombre	Codificación	Tipo de Elemento	Cargabilidad (%)	Zona
Cuenca	T_ATQ_CUE_3U	Transformador 3 Dev.	111,47	SUR
Santa Rosa	T_TRN_ROS	Transformador 3 Dev.	104,50	NORTE
Santa Rosa	T_TRP_ROS	Transformador 3 Dev.	104,50	NORTE
Ibarra	T_ATR_IBA_1U	Transformador 3 Dev.	100,99	NORTE
Subestación 19 (EEQ)	T_SE19	Transformador 3 Dev.	100,95	NORTE
Dos Cerritos	T_ATT_DCR	Transformador 3 Dev.	91,36	OCCIDENTAL
Montecristi	T_ATQ_MNT_3U	Transformador 3 Dev.	89,64	NOROCCIDENTAL
Salitral	T_TRQ_SAL_1U	Transformador 3 Dev.	86,46	OCCIDENTAL
Salitral	T_TRR_SAL_1U	Transformador 3 Dev.	86,46	OCCIDENTAL
Posorja	T_ATK_POS_1U	Transformador 3 Dev.	85,08	OCCIDENTAL
Portoviejo	T_AA1_POR_1U	Transformador 3 Dev.	84,61	NOROCCIDENTAL
Portoviejo	T_AA2_POR_1U	Transformador 3 Dev.	84,51	NOROCCIDENTAL
Policentro	T_ATQ_POL_3U	Transformador 3 Dev.	83,87	OCCIDENTAL
Vicentina	T_T1_VIC	Transformador 3 Dev.	82,83	NORTE
Orquídeas	T_ATQ_ORQ_1U	Transformador 3 Dev.	82,29	OCCIDENTAL
Santa Rosa	T_ATT_ROS_3U	Transformador 3 Dev.	81,55	NORTE
Pomasqui	T_ATU_POM_1U	Transformador 3 Dev.	81,29	NORTE
Pomasqui	T_ATU_POM_1U(2)	Transformador 3 Dev.	81,29	NORTE

El transformador de la subestación Cuenca es el que presenta el mayor nivel de carga, esto se debe principalmente al problema que presenta la línea de transmisión que une las barras de Sinincay y Cuenca a 69 kV, esto ya se analizó en el escenario anterior, ya que la Subestación Sinincay no está cumpliendo con el objetivo esperado, el cual era reducir el nivel de carga del transformador de la subestación Cuenca.

#### 4.2.4.1.2.2 Líneas

La línea de transmisión Sinincay – Cuenca a 69 kV es la que presenta el mayor nivel de carga de todas las líneas correspondientes al SNT (Tabla 4.29).

Tabla 4.29 Líneas de transmisión del SNT con cargabilidades mayores al 100% de su nominal.

Nombre	Codificación	Voltaje (kV)	Cargabilidad (%)	Zona
Sinincay - Cuenca	L_SNN_CNC	69	192,43	SUR
Santa Rosa - Eugenio Espejo	L_SRS_EES_1_1	138	116,98	NORTE
Santa Rosa - Conocoto	L_SRS_CNCT_1_1	138	100,43	NORTE

Se conoce que el SIL para las líneas de transmisión a 69 kV es de 12 MW, como se puede ver en el ANEXO No.17 la transferencia de potencia por esta línea es de 85,35 MW que equivale a 7,11 SIL y su longitud es de 15km, con estos datos se

puede ver en la Figura 3.1, la cual indica que dicha línea está operando fuera del margen de su capacidad práctica de carga, ya que se trata de una línea corta y su límite térmico es de 3,0 SIL. Esto está muy claro, ya que en el escenario anterior esta línea ya estaba operando fuera de su límite, ahora con más razón ya que la potencia de carga de la zona Austral es aún mayor.

En cuanto a las otras dos líneas de transmisión que presentan niveles de carga superiores al 100% de su nominal, estas pertenecen a la Empresa Eléctrica Quito, son de longitudes pequeñas. Como se puede ver en el ANEXO No.17 la transferencia de potencia por la línea Santa Rosa – Eugenio Espejo es de 105 MW y la transferencia de potencia por la línea Santa Rosa – Conocoto es de 102,35 MW. Con estos valores se puede ver si están trabajando dentro de sus límites térmicos (ver Figura 3.1), para la primera línea su transferencia de potencia es de 3SIL lo cual indica que está operando en el límite y en cuanto a la segunda línea la cual esta transfiriendo 2,13SIL se encuentra operando dentro de sus límites térmicos.

#### 4.2.4.1.3 Pérdidas

Para este escenario, periodo de estiaje y demanda máxima para el año 2020, se estima una potencia total en bornes de generación de 5915,21 MW, incluida la importación desde Colombia (150 MW), y una potencia de pérdidas de 146,48 MW, el resumen de resultados se detallan a continuación.

##### 4.2.4.1.3.1 Pérdidas en Transformadores

Para transformadores de dos y tres devanados se presenta un subtotal de las pérdidas de 17,15 MW (Tabla 4.30) representando el 0,29% del total de la potencia ofertada.

Tabla 4.30 Pérdidas en Transformación.

Tipo de elemento	Pérdidas (MW)
Transformadores 3Dev.	7,15
Transformadores 2Dev.	10,00
<b>Total</b>	<b>17,15</b>



#### 4.2.4.1.3.2 Pérdidas en Líneas

En líneas de transmisión las pérdidas suman 129,33 MW representando el 2,19% de la potencia total ofertada (Tabla 4.31), tal como se puede notar las pérdidas más representativas están situadas en las líneas de transmisión.

Tabla 4.31 Pérdidas en Líneas de transmisión.

Tipo de elemento	Nivel de Voltaje	Pérdidas (MW)
Línea	69 kV	5,86
Línea	138 kV	49,87
Línea	230 kV	67,01
Línea	500 kV	6,59
<b>Total</b>		<b>129,33</b>

#### 4.2.4.1.3.3 Pérdidas Totales

En la Tabla 4.32 se muestra las pérdidas totales obtenidas mediante simulación, las cuales ascienden a 146,48 MW y representan un 2,48% del total de potencia ofertada. Las zonas que registran mayor pérdida de potencia activa son: zona Norte y zona Occidental.

Tabla 4.32 Pérdidas por Zonas.

Área/Zona	Pérdidas P (MW)
NOROCCIDENTAL	20,01
NORTE	58,20
OCCIDENTAL	47,18
SUR	21,10
TOTAL PÉRDIDAS ECUADOR	<b>146,48</b>

### 4.3 SOLUCIONES PLANTEADAS

Como se pudo ver en los resultados de los flujos de potencia en los dos últimos escenarios la línea de transmisión que une las subestaciones Sinincay y Cuenca a 69 kV está sobrecargada y en las obras futuras planteadas por Transelectric no hay una obra que solucione este problema, por lo tanto se analizó dos alternativas para mitigar este problema. Estas son:

- Aumentar el calibre del conductor de esta línea de 266,8 MCM a 477 MCM.
- Construir un segundo circuito en paralelo al existente con el mismo calibre de conductor.

Estos son los resultados del análisis de estas dos alternativas.

Con el cambio de calibre la línea sigue sobrecargada tanto en el escenario SNT 2015 como en el escenario SNT 2020. En los dos escenarios se puede ver una mejoría en el perfil de voltaje de la barra de 69 kV de la subestación Cuenca (Figura 4.1 y Figura 4.2).

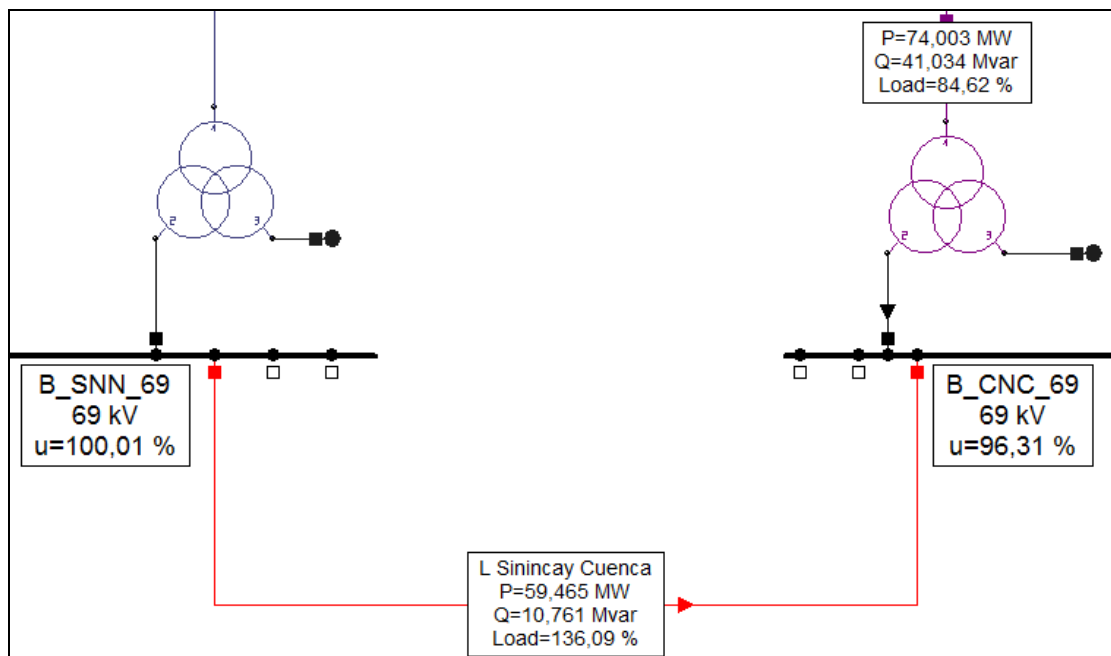


Figura 4.1 Flujo de Potencia a través de la Línea Sinincay – Cuenca para el año 2015, con calibre 477 MCM.

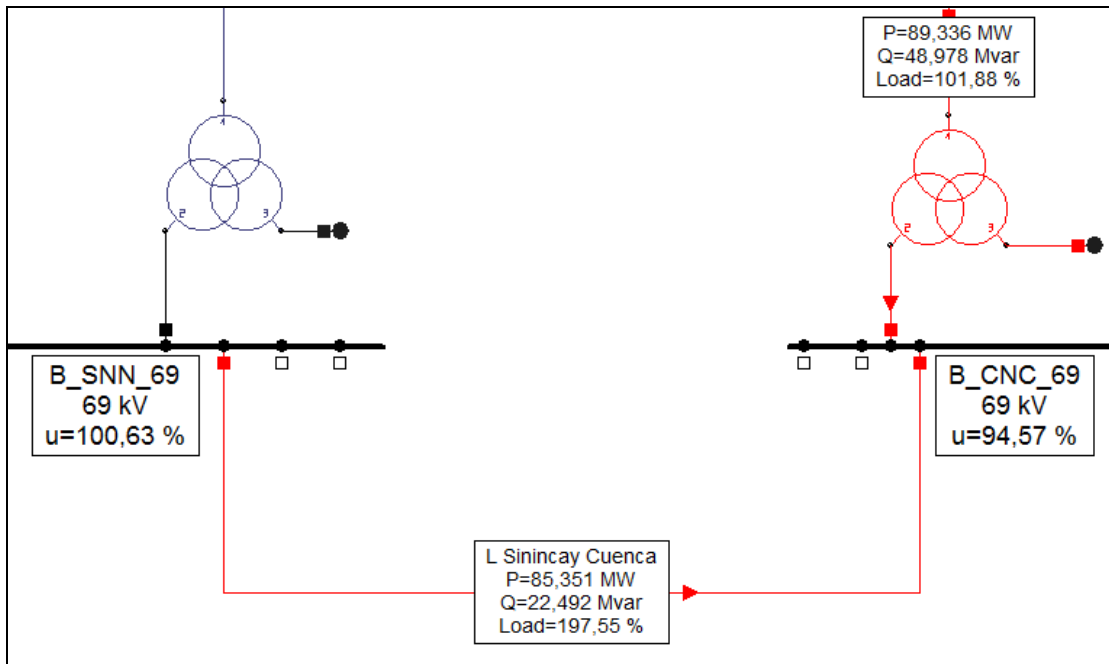


Figura 4.2 Flujo de Potencia a través de la Línea Sinincay – Cuenca para el año 2020, con calibre 477 MCM.

Con la construcción de un segundo circuito en paralelo al existente con el mismo calibre de conductor. Se tiene los siguientes resultados.

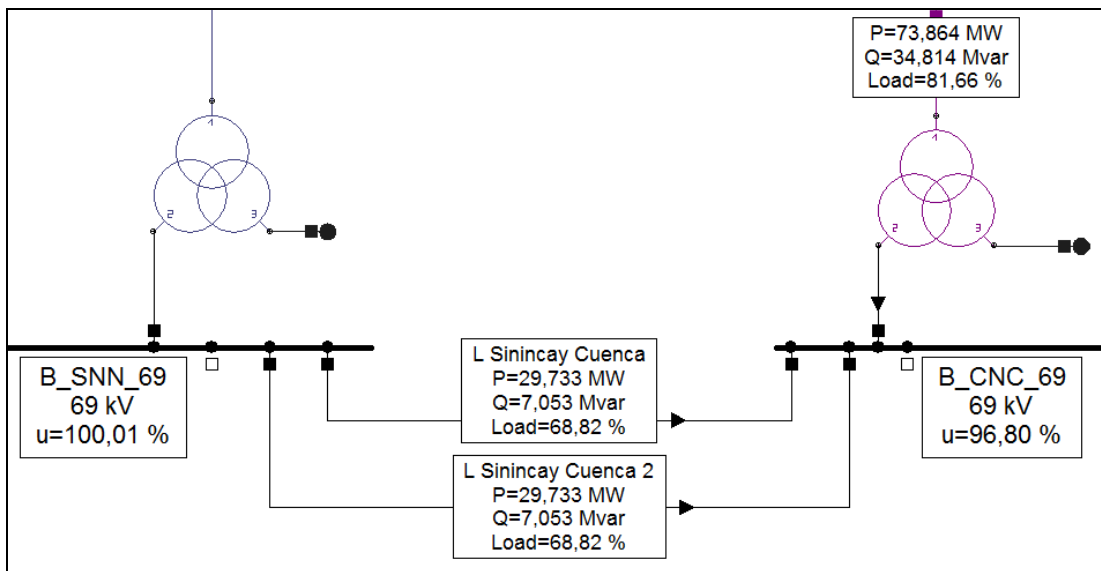


Figura 4.3 Flujo de Potencia a través de la Línea Sinincay – Cuenca para el año 2015, con la operación de un segundo circuito en paralelo del mismo calibre (266,8 MCM).

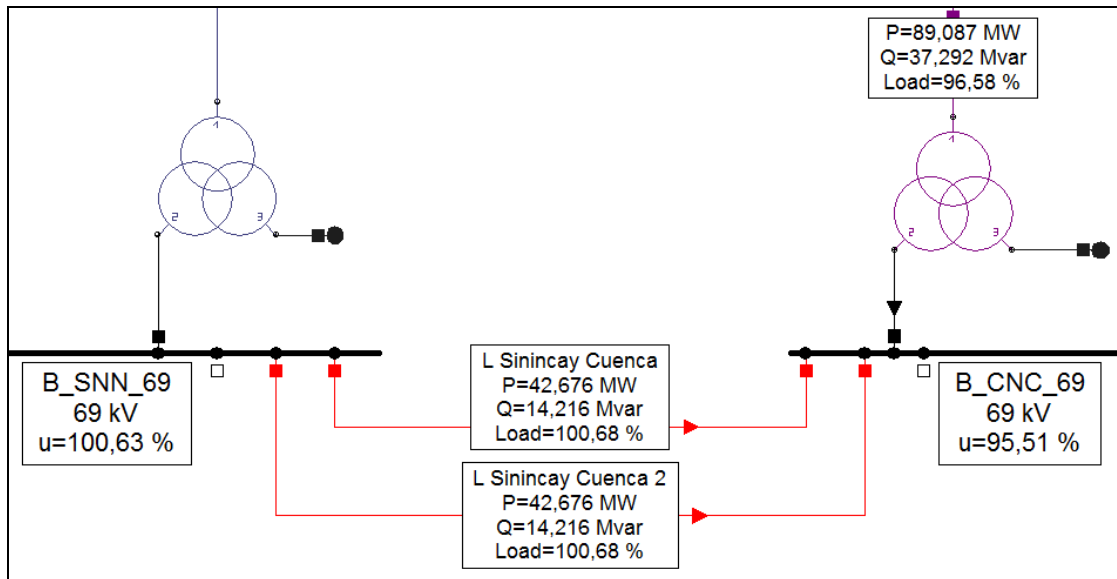


Figura 4.4 Flujo de Potencia a través de la Línea Sinincay – Cuenca para el año 2020, con la operación de un segundo circuito en paralelo del mismo calibre (266,8 MCM).

Como se pudo ver en las dos figuras anteriores (Figura 4.3 y Figura 4.4), el nivel de carga de la línea en análisis es el adecuado, ya que para el año 2020 llega al 100% de su carga nominal siendo este año el horizonte de tiempo donde la mayoría de los elementos del SNT también llegan a ser cargados a valores cercanos al 100% de sus valores nominales.

#### 4.4 INCONSISTENCIAS DENTRO DE LOS DIFERENTES ARCHIVOS DEL PET 2010 – 2020.

CELEC EP – Transelectric presenta el PET, al CONELEC, en un Cd, el cual contiene tres archivos, el informe escrito, los resultados de las simulaciones (en formato \*.pdf) y los parámetros de las redes en formato \*.dz (Power Factory).

En el informe escrito se puede ver los detalles de las obras futuras, en el archivo \*.pdf se encuentran los resultados de los flujos de potencia, simulados por CELEC EP – Transelectric, en cada uno de los escenarios pronosticados, y en el archivo \*.dz se encuentran construidos los escenarios pronosticados. Entonces, para este plan, se vio que no concuerdan en su totalidad los escenarios presentados en formato DigSilent (\*.dz) con los presentados en formato \*.pdf, esto ocasiona un

gran problema ya que el paso de la información es de Power Factory a NEPLAN, pero es uno el plan en Power Factory y otro es el simulado y presentado en \*.pdf con resultados.

En esta sección se presenta las inconsistencias encontradas entre los diferentes archivos del PET 2010 – 2020 presentados por CELEC EP – Transelectric.

- Subestación Tumbaco: Para el año 2011 en el archivo \*.dz aparece conectada esta subestación, sin carga, a través de una línea de 138 kV que parte desde la subestación El Inga, esta subestación entrará en operación en el año 2012 como indica el informe escrito y como se puede ver en el archivo \*.pdf (resultados de simulaciones de CELEC EP – Transelectric).
- Subestación El Inga (500/230 kV): Para el año 2015 en el archivo \*.dz aparece desconectado el terminal de 230 kV de la primera unidad de transformación de esta subestación (T\_ING\_3U\_1), en cambio en el archivo \*.pdf se encuentran conectadas todas las unidades de transformación. Además, se tiene un error en la presentación de resultados de transferencia de potencia en esta subestación ya que en la casilla de resultados aparece un transferencia de potencia cero, este tan solo es un error de impresión, ya que si se aplica las leyes de Kirchhoff en este nodo se puede ver que si existe transferencia de potencia en esta subestación.
- Línea Lago de Chongón – Santa Elena 138 kV: Para el año 2020 en el archivo \*.dz aparece conectado un segundo circuito de esta línea, en el archivo \*.pdf no aparece ya que en el informe escrito no se tiene especificada una fecha de entrada en operación de este segundo circuito.
- Subestación Pomasqui (230/138 kV): A partir del año 2011 en el archivo \*.dz aparece conectado un segundo transformador en esta subestación, dicho transformador entrará en operación en el año 2012 como está especificado en el informe escrito y en el archivo \*.pdf.

- Entre las obras futuras detalladas en el informe escrito se encuentra el transformador trifásico de 60/80 MVA, 138/69kV para la subestación Vicentina, con su entrada en operación en abril 2010, eliminando de esta forma el nivel de 46 kV, esta obra no se ve reflejada en el archivo de Power Factory (\*.dz) ni en el archivo que presenta el resultado de los flujos de potencia (archivo \*.pdf). En el presente trabajo se simuló los escenarios futuros con los actuales transformadores como lo hace CELEC EP – Transelectric en sus simulaciones.
- Por último, en los diferentes escenarios analizados, las posiciones de los taps en varios transformadores difieren entre los dos archivos (archivo \*.dz y archivo \*.pdf).

## **CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### **5.1 CONCLUSIONES**

#### **5.1.1 DESEMPEÑO DEL PLAN DE EXPANSION DE TRANSMISION 2010-2020**

- El desempeño del PET analizado es aceptable, desde el punto de vista analizado (análisis técnico), esto se debe a que los niveles de cargabilidad de los elementos del SNT operan dentro de sus rangos nominales, salvo la línea Sinincay – Cuenca, y los niveles de voltaje en las diferentes barras operan dentro de los rangos establecidos por el CONELEC. Esto no quiere decir que el plan sea óptimo, ya que en el informe escrito del PET no se ha observado el uso de metodologías de optimización para la selección de alternativas.
- Otros puntos importantes a analizarse son la confiabilidad y seguridad del sistema, esto tampoco se ve reflejado en el informe escrito del PET, lo que implica directamente en la operación del sistema, ya que nunca se está exento de la presencia de fallas en los diferentes elementos de la red, y la salida de operación de un elemento del sistema no debe causar apagones en varias zonas del sistema como sucedió el 15 de enero del 2009, ya que esto produce una gran pérdida económica para el país.
- De los resultados obtenidos se observa que, a excepción de la línea Sinincay – Cuenca 69 kV, todos los elementos del Sistema Nacional de Transmisión (SNT) se encuentran operando dentro de sus límites de cargabilidad hasta llegar al año horizonte de planificación, en donde la gran mayoría de elementos están operando con un nivel de carga cercano al 100% de su valor nominal.

- En los resultados de pérdidas de todos los escenarios analizados, se puede ver que la zona Norte presenta un valor más alto que el resto de zonas. Esto se debe a que esta zona es la más extensa y se encuentra en mayor detalle ya que contiene subestaciones que forman parte de la EEQ.
- La transferencia de potencia desde Colombia es necesaria hasta la entrada en operación de las centrales grandes de generación, como son las centrales de la cuenca del río Guayllabamba y la central Coca Codo Sinclair, en donde se dejará de importar energía desde Colombia para estos escenarios, pero a partir del año 2018 se vuelve a importar con una transferencia de potencia de 93 MW, llegando al año 2020 una importación de 150 MW.
- La entrada en operación del sistema de 500 kV requiere la presencia de inductores en las barras de este nivel de voltaje, esto no quiere decir que la zona occidental dejara de necesitar capacitores en sus barras de 69 kV, como se puede ver en los resultados de las simulaciones, la inyección de reactivos a través de capacitores sigue siendo necesaria lo más cerca de la carga, para cumplir con los rangos establecidos por el CONELEC.
- La transferencia de potencia desde Colombia hacia el Ecuador se ha vuelto imprescindible para la operación del sistema ecuatoriano, hasta el año 2013 CELEC EP – Transelectric considera en el PET una transferencia de potencia media de 330 MW para el escenario seco y demanda máxima, lo cual es optimista, ya que como se pudo ver en el estiaje del año 2009 esta transferencia se redujo drásticamente llegando a 6 MW.
- CELEC EP – Transelectric presenta el PET, al CONELEC, en un Cd, el cual contiene tres archivos, el informe escrito, los resultados de las simulaciones (en formato \*.pdf) y los parámetros de las redes en formato \*.dz (Power Factory). Para este plan, se vio que no concuerdan en su



totalidad los escenarios presentados en formato DigSilent (\*.dz) con los presentados en formato \*.pdf.

### 5.1.2 PROPUESTA DE INGRESO DE BASES DE DATOS EN NEPLAN

- En el presente trabajo de investigación se ha llegado a identificar y categorizar los diferentes elementos constitutivos de los dos archivos de texto (\*.edt y \*.ndt) que requiere el NEPLAN para realizar cualquier tipo de simulación.
- Como se indicó, en el tercer capítulo del presente trabajo, existen datos que no son tomados en cuenta en las tablas de elementos y nodos, por lo que es necesario cargarlos de forma manual. Este es un gran problema que trunca el objetivo de crear proyectos en NEPLAN de forma automática. En vista de que son muchos los parámetros inexistentes en los archivos de importación, se concluye que no es factible la creación de proyectos en NEPLAN de forma automática mediante la importación de archivos de texto (\*.edt y \*.ndt).
- De igual forma en el tercer capítulo, el segundo protocolo también se podría hacer usando archivos de texto (\*.edt y \*.ndt) pero el presentado toma menor tiempo de ejecución y menor complejidad.
- Un inconveniente encontrado en la herramienta “Auto – Disposición” es que el programa solamente grafica nodos, líneas y transformadores de 2 devanados, esto deja mucho que desear porque hay elementos muy importantes que no son graficados como son el caso de las máquinas sincrónicas y las cargas.
- El Creador de Archivos de Importación que brinda NEPLAN presenta poca eficiencia, debido a que pierde mucha información al momento de la conversión, en esta investigación se ha descubierto que la creación del

formato (\*.edt y \*.ndt) se puede realizar directamente desde Excel mediante el siguiente procedimiento.

1. Seleccionar la opción de Guardar como...
2. Seleccionar el tipo “texto (delimitado por tabulaciones)”
3. En el lugar del nombre del archivo se ubica el nombre con el que se desea guardar el archivo seguido de un punto y el formato que se desee (\*.edt, \*.ndt).

Luego de haber seguido este procedimiento se cuenta con un archivo listo para ser importado por NEPLAN, para la creación o edición de cualquier proyecto.

- El Equivalente Paralelo CC tanto como el Equivalente Serie CC no tienen datos necesarios que deben ser ingresados para el análisis de Flujos de Potencia es por esto que no se encuentran en los ANEXO No. 1 y ANEXO No. 2.

### 5.1.3 PUNTOS CRITICOS EN LA OPERACION DEL SNT

- La línea de transmisión que une las barras de Sinincay y Cuenca a 69kV, es el elemento que presenta mayor cargabilidad en los tres últimos escenarios analizados. Esto se debe a que por esta línea y a través del transformador de la subestación Cuenca es abastecida la carga de las empresas eléctricas Centro Sur y Azogues, al parecer este problema no ha sido notado por CELEC EP – Transelectric ya que no presenta soluciones para controlar la transferencia de potencia por esta línea, en el PET ésta línea llega a tener un nivel de carga del 192% para el año 2020.
- En los dos últimos escenarios analizados, SNT 2015 y SNT 2020, los transformadores de las subestaciones Aeropuerto y Conocoto se encuentran sobrecargados, estos problemas no son solucionados por el PET presentado por CELEC EP – Transelectric ya que estas subestaciones pertenecen a la Empresa Eléctrica Quito y no al transmisor.

## 5.2 RECOMENDACIONES

### 5.2.1 DESEMPEÑO DEL PLAN DE EXPANSION DE TRANSMISION 2010-2020

- Se recomienda que CELEC EP – Transelectric contrate una consultoría para la creación de una metodología para la elaboración del PET, la cual automatice el procedimiento de elaboración, optimice las alternativas de expansión (búsqueda y selección de alternativas) y además incluya los análisis de confiabilidad y seguridad, si bien es cierto los análisis de confiabilidad son complejos, por lo tanto esta metodología al menos debería contener el análisis de seguridad para el criterio n-1. Dicha metodología reduciría los problemas de inconsistencias dentro de los archivos del PET entregados por CELEC EP – Transelectric.
- Muchos de los voltajes que se ubican fuera del rango establecido por el CONELEC, presentados en las tablas del cuarto capítulo, pueden ser mejorados mediante la conexión de capacitores que se encuentran disponibles en el secundario o terciario del transformador de la subestación con problemas, o moviendo los taps de los transformadores de dicha subestación.
- Como se mencionó anteriormente la transferencia de potencia desde Colombia hacia el Ecuador, considerada por CELEC EP – Transelectric, para los diferentes años en periodo seco y demanda máxima es optimista, se recomienda una reprogramación en los despachos de las diferentes centrales de generación.

### 5.2.2 PROPUESTA DE INGRESO DE BASES DE DATOS EN NEPLAN

- Para exportar o importar los dos archivos de texto (\*.edt y \*.ndt), el programa nos pide el tipo de identificación del elemento o nodo, es importante resaltar que la identificación debe ser mediante el nombre ya que el uso del número ID produce errores de compatibilidad, debido a que la computadora asigna automáticamente un número ID a cada elemento.
- Si se usa la forma de conversión a los formatos aceptados por NEPLAN desde Excel hay que tener cuidado con los nodos o elementos que contenga una coma en su nombre, ya que el archivo \*.edt o \*.ndt aumenta comillas a estos nombres, esto puede causar problemas al manejar los datos, por lo tanto, la forma de eliminar estas comillas es abriendo estos archivos en el Bloc de Notas, borrarlas de forma manual y finalmente guardarlos.
- Para cargar los rangos de perfil de voltaje, ejemplo, +/- 3% para subtransmisión, es aconsejable cargarlos desde Excel porque si se los carga solo desde NEPLAN mediante la opción que presenta este programa, en donde se escoge el rango y se asigna a cada nivel de voltaje o zona como se desee, no todos los nodos son cargados correctamente, se observo principalmente que se tiene problemas con las barras de 230 kV, en donde no eran asignados los rangos como deseaba.
- Al momento de exportar el archivo de nodos, el Tipo FC de las cargas es exportado como PQ sin importar el tipo que se haya usado en el NEPLAN, pero al momento de importar el archivo de nodos sí es reconocido el Tipo FC, pero como se ingresan solamente los valores de P y Q el resto de valores correspondientes al FC son calculados automáticamente. Por lo tanto, si se exporta un archivo de nodos para luego editarlo y posteriormente cargarlo al NEPLAN se recomienda revisar la columna correspondiente al tipo FC de todas las cargas.

### **5.2.3 ALTERNATIVAS RAZONABLES DE MITIGACION PARA LOS PUNTOS CRITICOS.**

- En este trabajo se analizó dos alternativas de solución para el problema de cargabilidad de la línea Sinincay - Cuenca, el cambio de calibre de 266,8 MCM a 477 MCM y la construcción de un segundo circuito con el mismo calibre (266,8 MCM). De resultados obtenidos se recomienda la construcción de un segundo circuito, ya que la primera alternativa vuelve a presentar problemas de sobrecarga en los dos últimos escenarios analizados.

## CAPÍTULO 6. BIBLIOGRAFÍA

- [1] [http://www.itmorelia.edu.mx/electrica/Notas/Lino\\_Coria/Sistemas\\_de\\_Potencia/Flujos03.pdf](http://www.itmorelia.edu.mx/electrica/Notas/Lino_Coria/Sistemas_de_Potencia/Flujos03.pdf)
- [2] GRAINGER, John; STEVENSON, William Jr. Análisis de Sistemas de Potencia. Primera Edición. McGraw – Hill, Inc. México.1996.
- [3] <http://bieec.epn.edu.ec:8180/dspace/bitstream/123456789/853/5/T10124CAP3.pdf>.
- [4] <http://docentes.uacj.mx/gtapia/AN/Unidad3/Seidel/SEIDEL.htm>
- [5] <http://www.matematicas.unal.edu.co/hmora/mnq.pdf>
- [6] ARGUELLO GABRIEL, Análisis y Control de Sistemas Eléctricos de Potencia. Quito. 1988.
- [7] NUQUEZ OCHOA, Byron Omar. Expansión Óptima del Sistema Nacional de Transmisión del Ecuador utilizando algoritmos evolutivos. Quito. 2008.
- [8] [http://es.wikipedia.org/wiki/M%C3%A9todo\\_de\\_Newton](http://es.wikipedia.org/wiki/M%C3%A9todo_de_Newton)
- [9] PRINGLES, Rolando. Expansión del Sistema de Transmisión. Instituto de Energía Eléctrica. Universidad Nacional de San Juan. 2006.
- [10] RUDNICK, Hugh; ZOLEZZZI, Juan. Planificación y Expansión de la Transmisión en Mercados Eléctricos Competitivos. Departamento de Ingeniería Eléctrica. Pontificia Universidad Católica de Chile. Santiago.

- [11] URRUTIA WESS, Juan Pablo. Planificación de la Expansión de Sistemas Eléctricos vía descomposición de Benders. Santiago de Chile. 1995.
- [12] FREZZI, A.; VARGAS, A. Planificación de la expansión de sistemas de transporte de energía eléctrica en mercados competitivos – Estado del arte. Undécimo encuentro regional Iberoamericano del CIGRÉ – XI ERIAC. Paraguay. 2005.
- [13] VASQUEZ MIRANDA, Paúl Fabricio. Esquema de decisión basado en flexibilidad estratégica para enfrentar el problema actual de la planificación de la expansión de los sistemas de transmisión. San Juan. Argentina. 2009.
- [14] LATORRE, G.; CRUZ, R.D.; AREIZA, J.M.; VILLEGAS, A. Classification and Publications and Models on Transmission Expansion Planning. Power Systems. IEEE Transactions on Volume 18. Issue 2. May 2003.
- [15] DA SILVA, E.L.; GIL, H. A.; AREIZA, J. M. Transmission Network Expansion Planning Under an Improved Genetic Algorithm May-99.
- [16] SILVA, I.; RIDER, M.; ROMERO, R.; MURARI, C. Transmission Network Expansion Planning Considering Uncertainties in Demand. IEEE. Mayo 2005.
- [17] KU, A.; WAGLE, P.; MILLER, A.; CHRISTIAN, J.; SIOSHANSI, F. P.; HINRICHS, L.; EYDELAND, A.; WOLYNIEC, K.; DYNER, I.; LARSEN, E.; LOMI, A. Risk and Flexibility in Electricity. Published by Risk books a division of Incisive RWG Ltd., 2003.

- [18] XU, Z., DONG, Z.Y. Market-based Planning of Transmission Network Using Genetic Algorithm, Probabilistic Methods Applied to Power Systems. 2004.
- [19] RUDNICK, H.; PALMA, R.; CURA, E.; SILVA, C. Economically Adapted Transmission Systems in Open Access Schemes-Application of Genetic Algorithms. Power Systems, IEEE Transactions on Volume 11, Issue 3, Aug. 1996.
- [20] BRAGA, A. S. D.; SARAIVA, J. T. A Multiyear Dynamic Approach for Transmission Expansion Planning and Long-Term Marginal Costs Computation". IEEE Transactions on Volume 20. Issue 3.
- [21] CHOI, J.; TRAN, T.; EL-KEIB, A.; THOMAS, R.; OH, H.; BILLINGTON R. A Method for Transmission System Expansion Planning Considering Probabilistic Reliability Criteria. IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 20, N°3, August 2005.
- [22] ANDREWS, C. J. Evaluating Risk Management Strategies in Resource Planning. IEEE Transactions on Power Systems, Feb-95, Vol. 10, N°1. Woodrow Wilson School, Princeton University.
- [23] FARRAG, M. A.; EL-METWALLY, M. M. New Method for Transmission Planning Using Mixed-Integer Programming. IEE Proceedings, Vol. 135, Pt. C, N°4, July 1988.
- [24] BUYGI, M.O; SHANECHI, H.M.; BALZER, G.; SHAHIDEHPOUR, M.; PARIZ N. Network Planning in Unbundled Power Systems. Power Systems, IEEE Transactions on Volume 21, Issue 3, Aug. 2006.
- [25] Plan Maestro de Electricidad 2009 – 2020.



- [26] Tutorial programa computacional NEPLAN (Archivo de Ayuda de HTML compilado).
- [27] Plan de Expansión de Transmisión período 2010-2020. Elaborado por CELEC EP – Transelectric. Versión Mayo del 2009.
- [28] PORRAS ORTIZ, Augusto Fabricio. Planificación integral de redes de transmisión y subtransmisión del Sistema Nacional Interconectado. Quito 2010.

## **ANEXOS**

ANEXO No. 1  
TABLAS DE ELEMENTOS

TABLA DE ELEMENTOS (LÍNEA DC)				
Columna	Nombre	Tipo	Línea DC	Descripción
1	id	N2	14	
2	l1	L	Suiche 1	Estado del interruptor (abierto o cerrado), en el primer nodo
3	l2	L	Suiche 2	Estado del interruptor (abierto o cerrado), en el segundo nodo
6	c1	C8	Nom. No 1	Nombre del nodo 1
7	c2	C8	Nom. No 2	Nombre del nodo 2
9	c4	C8	Nom. Elemento	Nombre del elemento
13	r1	N8	Vn	Voltaje nominal del nodo.
19	r7	N8	R	Resistencia de secuencia positiva en Ohm/km o ver unidades.
21	r9	N8	I <sub>r</sub> mín	Corriente nominal mínima en A. La cargabilidad de la línea se calculará de acuerdo a I <sub>r</sub> mín o I <sub>r</sub> máx.
22	r10	N8	I <sub>r</sub> máx	Corriente nominal máxima en A. La cargabilidad de la línea se calculará de acuerdo a I <sub>r</sub> mín o I <sub>r</sub> máx.
23	r11	N8	Unidades*	0:Ohm/km 1:Ohm/milla 2: Ohm/1000pies
32	r20	N8	Longitud	Longitud de la línea en km, millas o 1000 pies.
67	c12	C31	Zona	Define la zona a la cual pertenece el Nodo.
68	c13	C31	Área	Define el área al cual pertenece el Nodo.

(\*) Información descubierta en el desarrollo de esta investigación.

TABLA DE ELEMENTOS (CONVERSOR)				
Columna	Nombre	Tipo	Convers	Descripción
1	id	N2	13	
2	l1	L	Suiche 1	Estado del interruptor (abierto o cerrado), en el primer nodo
3	l2	L	Suiche 2	Estado del interruptor (abierto o cerrado), en el segundo nodo
5	l4	L	Trans in	Transformador integrado: Indica si el transformador del convertidor se debe incluir en el convertidor. Si se marca, no se debe definir un transformador externo, ya que el convertidor representa un convertidor más un transformador.
6	c1	C8	Nom. AC	Nombre del nodo AC
7	c2	C8	Nom. DC	Nombre del nodo DC
9	c4	C8	Nom. Elemento	Nombre del elemento

13	r1	N8	Vn1	Voltaje nominal del nodo 1.
14	r2	N8	Vn2	Voltaje nominal del nodo 2.
19	r7	N8	lobj	Valor de ajuste para la regulación de corriente en kA.
20	r8	N8	Pobj	Valor de ajuste para la regulación de potencia en MW.
21	r9	N8	Vobj	Valor de ajuste para la regulación de voltaje en kV. En caso de regulación de potencia, Vobj denota el valor de voltaje que se utiliza para calcular el nuevo valor de ajuste, en el cambio de modo de control.
22	r10	N8	Vmodo	Voltaje mínimo para la regulación de potencia (para voltajes por debajo de Vmodo, el control cambia a corriente constante con $lobj = Pobj/Vobj$ ).
23	r11	N8	Xc	Reactancia de conmutación en Ohm.
24	r12	N8	No. De Puentes	Número de puentes convertidores trifásicos en serie.
25	r13	N8	Im	Margen de corriente en % del valor de ajuste de la corriente lobj.
26	r14	N8	R pérdid	Equivalente de las pérdidas totales de potencia activa en las válvulas y auxiliares en Ohm. Este parámetro sólo se toma en cuenta en los cálculos de Flujo de Carga con el método de Newton Raphson Extendido.
27	r15	N8	Vcaída	Caída de voltaje a través de las válvulas, en V. Este parámetro sólo se toma en cuenta en los cálculos de Flujo de Carga con el método de Newton Raphson Extendido.
28	r16	N8	Theta obj..º	Valor de ajuste para el ángulo de margen del inversor o de disparo del rectificador en º. Este valor sólo es válido para el convertidor regulado "A + U".
29	r17	N8	TetaMín	Valor mínimo del ángulo de margen del inversor o de disparo del rectificador en º.
30	r18	N8	TetaMáx	Valor máximo del ángulo de margen del inversor o de disparo del rectificador en º.
32	r20	N8	Rectif	Indica si el convertidor es un -Rectificador - Inversor
34	r22	N8	Tr	
35	r23	N8	T	Relación nominal del tap del transformador del convertidor en pu, desde el lado DC al AC.
36	r24	N8	dT	Paso de tap del transformador del convertidor, en pu.
37	r25	N8	TapMín	Valor mínimo en pu, de la relación del tap del transformador del convertidor.

38	r26	N8	TapMáx	Valor máximo en pu, de la relación del tap del transformador del conversor.
39	r27	N8	Rg	Rg: Resistencia de puesta a tierra en Ohm.
41	r29	N8	ImDisrt	Factor de participación del conversor en %, en caso de un sistema multiterminal. Si el orden de corriente en cualquier rectificador se reduce, los órdenes de corriente de los conversores restantes se modificarán proporcionalmente a dichos factores.
67	c12	C31	Zona	Define la zona a la cual pertenece el Nodo.
68	c13	C31	Área	Define el área al cual pertenece el Nodo.

TABLA DE ELEMENTOS (EQ. SERIE)				
Columna	Nombre	Tipo	Eq. Serie	Descripción
1	id	N2	11	
2	l1	L	Suiche 1	Estado del interruptor (abierto o cerrado), en el primer nodo
3	l2	L	Suiche 2*	Estado del interruptor (abierto o cerrado), en el segundo nodo
4	l3	L	TipoEcu	1:FC
6	c1	C8	Nom. No 1	Nombre del nodo 1
7	c2	C8	Nom. No 2	Nombre del nodo 2
9	c4	C8	Nom. Elemento	Nombre del elemento
13	r1	N8	Vn1	Voltaje nominal del sistema en kV en "Desde Nodo"
14	r2	N8	Vn2	Voltaje nominal del sistema en kV en "Hasta Nodo"
19	r7	N8	R12(1)	Resistencia de transferencia de secuencia positiva de "Desde Nodo" hasta "Hasta Nodo", en Ohm.
20	r8	N8	X12(1)	Reactancia de transferencia de secuencia positiva de "Desde Nodo" hasta "Hasta Nodo", en Ohm.
21	r9	N8	R21(1)	Resistencia de transferencia de secuencia positiva de "Hasta Nodo" hasta "Desde Nodo", en Ohm.
22	r10	N8	X21(1)	Reactancia de transferencia de secuencia positiva de "Hasta Nodo" hasta "Desde Nodo", en Ohm.
67	c12	C31	Zona	Define la zona a la cual pertenece el Nodo.
68	c13	C31	Área	Define el área al cual pertenece el Nodo.

TABLA DE ELEMENTOS (EQ. PARALELO FC)				
Columna	Nombre	Tipo	Eq. Paralelo	Descripción
1	id	N2	12	
2	l1	L	Suiche 1	Estado del interruptor (abierto o cerrado), en el primer nodo
4	l3	L	TipoEcu	1:FC
6	c1	C8	Nom. No 1	Nombre del nodo 1
9	c4	C8	Nom. Elemento	Nombre del elemento
13	r1	N8	Vn	Voltaje nominal del sistema en kV en "Desde Nodo"
19	r7	N8	R (1)	Resistencia shunt de secuencia positiva, en Ohm.
20	r8	N8	X (1)	Reactancia shunt de secuencia positiva, en Ohm.
25	r13	N8	P gen	Potencia real generada, en MW. El signo debe ser negativo.
26	r14	N8	Q gen	Potencia reactiva "generada", en MVar. El signo debe ser negativo para generación (generador sobreexcitado). El signo debe ser positivo para consumo (generador subexcitado).
27	r15	N8	P car	Potencia real consumida, en MW. El signo debe ser positivo.
28	r16	N8	Qcar	Potencia reactiva "consumida", en MVar. El signo debe ser negativo para generación (motor sobreexcitado). El signo debe ser positivo para consumo (motor subexcitado).
67	c12	C31	Zona	Define la zona a la cual pertenece el Nodo.
68	c13	C31	Área	Define el área al cual pertenece el Nodo.

(\*) Información descubierta en el desarrollo de esta investigación.

TABLA DE ELEMENTOS (EQ. SERIE RLC)				
Columna	Nombre	Tipo	Eq. Serie RLC	Descripción
1	id	N2	56	
2	l1	L	Suiche 1	Estado del interruptor (abierto o cerrado), en el primer nodo
6	c1	C8	Nom. No 1	Nombre del nodo 1
9	c4	C8	Nom. Elemento	Nombre del elemento
13	r1	N8	VUn	Voltaje nominal.
16	r4	N8	Vr	Voltaje nominal en kV.
20	r8	N8	L	Inductancia en mH.
23	r11	N8	Rv	Resistencia en Ohm.
30	r18	N8	C	Capacitancia en $\mu\text{F}$ .
67	c12	C31	Zona	Define la zona a la cual pertenece el Nodo.
68	c13	C31	Área	Define el área al cual pertenece el Nodo.

*En esta tabla se ha encontrado errores de digitación en el Tutorial, en cuanto a la resistencia, capacitancia e inductancia.*



TABLA DE ELEMENTOS (RLC PARALELO)				
Columna	Nombre	Tipo	RLC Paralelo	Descripción
1	id	N2	7	
2	l1	L	Suiche 1	Estado del interruptor (abierto o cerrado), en el primer nodo
3	l2	L	Suiche 2	Estado del interruptor (abierto o cerrado), en el segundo nodo
6	c1	C8	Nom. No 1	Nombre del nodo 1
7	c2	C8	Nom. No 2	Nombre del nodo 2
9	c4	C8	Nom. Elemento	Nombre del elemento
13	r1	N8	Vn	Voltaje nominal del nodo.
16	r4	N8	Vr	Voltaje nominal en kV.
19	r7	N8	Sr	Potencia de rendimiento del filtro de baja frecuencia, en kVA.
20	r8	N8	L	Inductancia del filtro de baja frecuencia en mH.
22	r10	N8	p	Reactancia nominal del filtro, en %.
23	r11	N8	Rv	Resistencia del filtro de baja frecuencia, en Ohm.
27	r15	N8	f0	Frecuencia de resonancia o de cierre del filtro, en Hz.
28	r16	N8	G	Factor Q del filtro, en pu.
30	r18	N8	C	Capacitancia del filtro de baja frecuencia, en $\mu\text{F}$ .
67	c12	C31	Zona	Define la zona a la cual pertenece el Nodo.
68	c13	C31	Área	Define el área al cual pertenece el Nodo.

*En esta tabla se ha encontrado errores de digitación en el Tutorial, en cuanto a la resistencia, capacitancia e inductancia.*

TABLA DE ELEMENTOS (FILTRO)				
Columna	Nombre	Tipo	Filtro	Descripción
1	id	N2	55	
2	l1	L	Suiche 1	Estado del interruptor (abierto o cerrado), en el primer nodo
6	c1	C8	Nom. No 1	Nombre del nodo 1
9	c4	C8	Nom. Elemento	Nombre del elemento
13	r1	N8	Vn	Voltaje nominal del nodo.
16	r4	N8	Vr	Voltaje nominal en kV.
19	r7	N8	Qr	Potencia reactiva de secuencia positiva del Filtro, en kVAr. La potencia se debe dar como un valor positivo, aún cuando ésta sea capacitiva.
20	r8	N8	L	Inductancia del Filtro, en mH.
23	r11	N8	Rv	Resistencia del Filtro, en Ohm. Se representan las pérdidas.
27	r15	N8	f0	Frecuencia de resonancia, en Hz.
28	r16	N8	G	Factor Q del Filtro en pu.
30	r18	N8	C1	Capacitancia principal del Filtro, en $\mu\text{F}$ .
67	c12	C31	Zona	Define la zona a la cual pertenece el Nodo.
68	c13	C31	Área	Define el área al cual pertenece el Nodo.

*En esta tabla se ha encontrado errores de digitación en el Tutorial, en cuanto a la resistencia, capacitancia e inductancia.*

TABLA DE ELEMENTOS (RLC SERIE)				
Columna	Nombre	Tipo	Serie	Descripción
1	id	N2	6	
2	l1	L	Suiche 1	Estado del interruptor (abierto o cerrado), en el primer nodo
3	l2	L	Suiche 2	Estado del interruptor (abierto o cerrado), en el segundo nodo
6	c1	C8	Nom. No 1	Nombre del nodo 1
7	c2	C8	Nom. No 2	Nombre del nodo 2
9	c4	C8	Nom. Elemento	Nombre del elemento
13	r1	N8	Vn	Voltaje nominal del nodo.
16	r4	N8	Vr	Voltaje nominal en kV.
20	r8	N8	L	Inductancia en mH.
23	r11	N8	Rv	Resistencia en Ohm.
30	r18	N8	C	Capacitancia en $\mu$ F.
67	c12	C31	Zona	Define la zona a la cual pertenece el Nodo.
68	c13	C31	Área	Define el área al cual pertenece el Nodo.

*En esta tabla se ha encontrado errores de digitación en el Tutorial, en cuanto a la resistencia, capacitancia e inductancia.*

TABLA DE ELEMENTOS (UNIDAD PS)				
Columna	Nombre	Tipo	Unid Ps	Descripción
1	id	N2	54	
2	l1	L	Suiche 1	Estado del interruptor (abierto o cerrado), en el primer nodo
3	l2	L	Turbo ?	Nombre del nodo 2
6	c1	C8	Nom. No 1	Nombre del nodo 1
9	c4	C8	Nom. Elemento	Nombre del elemento
13	r1	N8	Vn1	Voltaje nominal del nodo 1.
14	r2	N8	Vn2	Voltaje nominal del nodo 2.
67	c12	C31	Zona	Define la zona a la cual pertenece el Nodo.
68	c13	C31	Área	Define el área al cual pertenece el Nodo.

TABLA DE ELEMENTOS (MÁQUINA ASINCRÓNICA)				
Columna	Nombre	Tipo	Asincron	Descripción
1	id	N2	53	
2	l1	L	Suiche 1	Estado del interruptor (abierto o cerrado), en el primer nodo
6	c1	C8	Nom. No 1	Nombre del nodo 1
9	c4	C8	Nom. Elemento	Nombre del elemento
13	r1	N8	Vn	Voltaje nominal del nodo.
15	r3	N8	P oper.	Potencia Activa de Operación Punto de operación P..MW
24	r12	N8	Q oper	Potencia Reactiva de Operación Punto de operación Q..MVAr
27	r15	N8	Sr	Potencia nominal en MVA. Este valor se calcula con Vr e Ir.
30	r18	N8	Cos (Phi)	Factor de Potencia
67	c12	C31	Zona	Define la zona a la cual pertenece el Nodo.
68	c13	C31	Área	Define el área al cual pertenece el Nodo.

TABLA DE ELEMENTOS (MÁQUINA SINCRÓNICA)				
Columna	Nombre	Tipo	Sincron.	Descripción
1	id	N2	52	
2	l1	L	Suiche 1	Estado del interruptor (abierto o cerrado), en el primer nodo
6	c1	C8	Nom. No 1	Nombre del nodo 1
7	c2	C8	Turbo	Nombre del nodo 2
9	c4	C8	Nom. Elemento	Nombre del elemento
13	r1	N8	Vn	Voltaje nominal del nodo.
33	r21	N8	Pmín	Potencia activa mínima permisible, en MW.
34	r22	N8	Pmáx	Potencia activa máxima permisible en MW.
35	r23	N8	Qmín	Potencia reactiva mínima permisible Q, en MVAr.
36	r24	N8	Qmáx	Potencia reactiva máxima permisible Q, en MVAr.
67	c12	C31	Zona	Define la zona a la cual pertenece el Nodo.
68	c13	C31	Área	Define el área al cual pertenece el Nodo.

TABLA DE ELEMENTOS (EQUIVALENTE DE RED)				
Columna	Nombre	Tipo	Equi.Red	Descripción
1	id	N2	51	
2	l1	L	Suiche 1	Estado del interruptor (abierto o cerrado)
6	c1	C8	Nom. No 1	Nombre del nodo 1
9	c4	C8	Nom. Elemento	Nombre del elemento
13	r1	N8	Vn	Vn: Voltaje nominal del nodo.
67	c12	C31	Zona	Define la zona a la cual pertenece el Nodo.
68	c13	C31	Área	Define el área al cual pertenece el Nodo.

*“Los datos de los Equivalentes de Red sólo se exportan si el módulo de reducción de red está disponible”.*

TABLA DE ELEMENTOS (PARALELO)				
Columna	Nombre	Tipo	Paralelo	Descripción
1	id	N2	50	
2	l1	L	Suiche 1	Estado del interruptor (abierto o cerrado)
3	l2	L	regul ?	F: Fijo T: Continuo y Discreto (Modo de control)
6	c1	C8	Nom. No 1	Nombre del nodo 1
9	c4	C8	Nom. Elemento	Nombre del elemento
13	r1	N8	Vn	Voltaje nominal del nodo.
16	r4	N8	Vr	Voltaje nominal en kV.
19	r7	N8	P(1)	Potencia activa de secuencia positiva en MW.
31	r19	N8	Q(1)	Potencia reactiva de secuencia positiva en MVar.
67	c12	C31	Zona	Define la zona a la cual pertenece el Nodo.
68	c13	C31	Área	Define el área al cual pertenece el Nodo.

TABLA DE ELEMENTOS (TRANSF. 3D)				
Columna	Nombre	Tipo	Trans.3D	Descripción
1	id	N2	5	
2	l1	L	Suiche 1	Estado del interruptor (abierto o cerrado), en el primer nodo
3	l2	L	Suiche 2	Estado del interruptor (abierto o cerrado), en el segundo nodo
4	l3	L	Suiche 3	Estado del interruptor (abierto o cerrado), en el tercer nodo
6	c1	C8	Nom. No 1	Nombre del nodo 1
7	c2	C8	Nom. No 2	Nombre del nodo 2
8	c3	C8	Nom. No 3	Nombre del nodo 3
9	c4	C8	Nom. Elemento	Nombre del elemento
13	r1	N8	Vn1	Voltaje nominal del nodo del devanado 1.
14	r2	N8	Vn2	Voltaje nominal del nodo del devanado 2.
15	r3	N8	Vn3	Voltaje nominal del nodo del devanado 3.
16	r4	N8	Vr1	Voltaje nominal del devanado 1, con base en la relación de transformación.
17	r5	N8	Vr2	Voltaje nominal del devanado 2, con base en la relación de transformación.
18	r6	N8	Vr3	Voltaje nominal del devanado 3, con base en la relación de transformación.
19	r7	N8	Sk12	Potencia a la cual se hace la prueba de cortocircuito, en MVA. 12: Entre dev. 1 y dev. 2
20	r8	N8	Zcc(1)12	Voltaje nominal de cortocircuito (impedancia de cortocircuito) de secuencia positiva.
21	r9	N8	Zcc(1)23	Voltaje nominal de cortocircuito (impedancia de cortocircuito) de secuencia positiva.
22	r10	N8	Zcc(1)13	Voltaje nominal de cortocircuito (impedancia de cortocircuito) de secuencia positiva.
23	r11	N8	R(1)12	Pérdidas nominales en el cobre de secuencia positiva, en %.
24	r12	N8	R(1)23	Pérdidas nominales en el cobre de secuencia positiva, en %.
25	r13	N8	R(1)13	Pérdidas nominales en el cobre de secuencia positiva, en %.
33	r21	N8	Sk23	Potencia a la cual se hace la prueba de cortocircuito, en MVA. 23: Entre dev. 2 y dev. 3.
34	r22	N8	Sk31	Potencia a la cual se hace la prueba de cortocircuito, en MVA.

				31: Entre dev. 3 y dev. 1.
<b>37</b>	r25	N8	Ladoreg.	Indica si el cambiador de taps se encuentra en el lado del dev. 1, del dev. 2 o del dev. 3 (1ra regulación)
<b>38</b>	r26	N8	Delta V	Magnitud del cambio del voltaje por paso de tap, en el lado de ubicación del tap.
<b>39</b>	r27	N8	Tap mín	Ajuste mínimo del tap del transformador regulador.
<b>40</b>	r28	N8	Tap máx	Ajuste máximo del tap del transformador regulador.
<b>41</b>	r29	N8	Tap nom	Ajuste nominal del tap.
<b>42</b>	r30	N8	Tap oper	Posición actual del tap. Este valor se utiliza para calcular la relación de transformación del transformador. Para el cálculo del tap.
<b>47</b>	r31	N8	I0	Corriente de circuito abierto en %, con respecto a Sr12 y Vr1.
<b>48</b>	r32	N8	Pfe	Pérdidas en el núcleo (hierro) en kW.
<b>67</b>	c12	C31	Zona	Define la zona a la cual pertenece el Nodo.
<b>68</b>	c13	C31	Área	Define el área al cual pertenece el Nodo.

TABLA DE ELEMENTOS (TRANSF. 2D)				
Columna	Nombre	Tipo	Trans.2D	Descripción
1	id	N2	4	
2	l1	L	Suiche 1	Estado del interruptor (abierto o cerrado), en el primer nodo
3	l2	L	Suiche 2	Estado del interruptor (abierto o cerrado), en el segundo nodo
6	c1	C8	Nom. No 1	Nombre del nodo 1
7	c2	C8	Nom. No 2	Nombre del nodo 2
9	c4	C8	Nom. Elemento	Nombre del elemento
13	r1	N8	Vn1	Voltaje nominal del nodo del devanado 1.
14	r2	N8	Vn2	Voltaje nominal del nodo del devanado 2.
15	r3	N8	Delta V	Magnitud del cambio del voltaje por paso de tap en el lado de ubicación del tap (lado del tap).
16	r4	N8	Vr1	Voltaje nominal del devanado 1, con base en la relación de transformación.
17	r5	N8	Vr2	Voltaje nominal del devanado 2, con base en la relación de transformación.
18	r6	N8	Beta	Ángulo en ° del voltaje adicional en el lado de ubicación del tap.
19	r7	N8	Sr	Potencia a la cual se hace la prueba de cortocircuito, en MVA.
20	r8	N8	Zcc(1)	Voltaje de cortocircuito nominal de secuencia positiva en %.
22	r10	N8	Ladoreg.	Indica si el cambiador de taps se encuentra en el lado del devanado 1 ó el 2. (Además indica el Nodo controlado)
23	r11	N8	R(1)	Pérdidas nominales en el cobre de secuencia positiva en los devanados 1 y 2 en % .
25	r13	N8	Tap oper	Posición actual del tap.
30	r18	N8	I0	Corriente de circuito abierto en % con respecto a Sr y Vr1.
31	r19	N8	Tap mín	Ajuste de tap mínimo del transformador regulador.
32	r20	N8	Tap máx	Ajuste de tap máximo del transformador regulador.
33	r21	N8	P Fe	Pérdidas en el núcleo (hierro) en kW.
34	r22	N8	Tap nom	Ajuste nominal del tap.
35	r23	N8	Pobj %	
67	c12	C31	Zona	Define la zona a la cual pertenece el Nodo.
68	c13	C31	Área	Define el área al cual pertenece el Nodo.



TABLA DE ELEMENTOS (REACTOR)				
Columna	Nombre	Tipo	Reactor	Descripción
1	id	N2	3	
2	l1	L	Suiche 1	Estado del interruptor (abierto o cerrado), en el primer nodo
3	l2	L	Suiche 2	Estado del interruptor (abierto o cerrado), en el segundo nodo
6	c1	C8	Nom. No 1	Nombre del nodo 1
7	c2	C8	Nom. No 2	Nombre del nodo 2
9	c4	C8	Nom. Elemento	Nombre del elemento
13	r1	N8	Vn	Voltaje nominal del nodo.
16	r4	N8	Vr1	Voltaje nominal en kV
20	r8	N8	Zcc(1) %	Impedancia en % de $S_r = \sqrt{3} \cdot V_r \cdot I_r$
23	r11	N8	Rr(1)	Pérdidas en el cobre en % de $S_r = \sqrt{3} \cdot V_r \cdot I_r$
30	r18	N8	I <sub>r</sub>	Corriente nominal en A
67	c12	C31	Zona	Define la zona a la cual pertenece el Nodo.
68	c13	C31	Área	Define el área al cual pertenece el Nodo.

TABLA DE ELEMENTOS (ACOPLE)				
Columna	Nombre	Tipo	Acople	Descripción
1	id	N2	2	
2	l1	L	Suiche 1	Estado del interruptor (abierto o cerrado)
6	c1	C8	Nom. No 1	Nombre del nodo 1
7	c2	C8	Nom. No 2	Nombre del nodo 2
9	c4	C8	Nom. Elemento	Nombre del elemento
13	r1	N8	Vn	Voltaje nominal
26	r14	N8	Y(1)	Admitancia de acople.
67	c12	C31	Zona	Define la zona a la cual pertenece el Nodo.
68	c13	C31	Área	Define el área al cual pertenece el Nodo.

TABLA DE ELEMENTOS (LINEA)				
Columna	Nombre	Tipo	Línea	Descripción
1	id	N2	1	
2	l1	L	Suiche 1	Estado del interruptor (abierto o cerrado), en el primer nodo
3	l2	L	Suiche 2	Estado del interruptor (abierto o cerrado), en el segundo nodo
6	c1	C8	Nom. No 1	Nombre del nodo 1
7	c2	C8	Nom. No 2	Nombre del nodo 2
9	c4	C8	Nom. Elemento	Nombre del Elemento
13	r1	N8	Vn	Voltaje nominal (kV)
14	r2	N8	Q1(1)*	Compensación Q(1) MVAR Devanado 1
16	r4	N8	P1(1)*	Compensación P(1) MW Devanado 1
19	r7	N8	Ir máx	Corriente nominal máxima en A.
20	r8	N8	X(1)	Reactancia de secuencia positiva.
23	r11	N8	R(1)	Resistencia de secuencia positiva.
27	r15	N8	Número	Número de líneas en paralelo entre los nodos de inicio y finalización.
28	r16	N8	Ir mín	Corriente nominal mínima en A.
29	r17	N8	fac.red	Factor de Reducción.
30	r18	N8	C(1)	Capacitancia de secuencia positiva.
32	r20	N8	Longit.	Longitud de la línea.
33	r21	N8	Q2(1)*	Compensación Q(1) MVAR Devanado 2
36	r24	N8	Unids.	Unidades para los valores de entrada siguientes. Las unidades posibles son: - "1" Ohm/km: Ohm, $\mu$ S, $\mu$ F por km - "2" Ohm/millas: Ohm, $\mu$ S, $\mu$ F por millas - "3" Ohm/1000pies: Ohm, $\mu$ S, $\mu$ F por 1000 pies
37	r25	N8	P2(1)*	Compensación P(1) MW Devanado 2
39	r27	N8	G(1)*	
67	c12	C31	Zona	Define la zona a la cual pertenece el Nodo.
68	c13	C31	Área	Define el área al cual pertenece el Nodo.

(\*) Información descubierta en el desarrollo de esta investigación.

ANEXO No. 2  
TABLAS DE NODOS

<b>TABLA DE NODOS (BARRAS)</b>				
<b>Columna</b>	<b>Nombre</b>	<b>Tipo</b>	<b>Nodo</b>	<b>Descripción</b>
<b>1</b>	c1	C8	Nombre del Nodo	
<b>2</b>	c2	C2	Tipo FC	Tipo de nodo para los cálculos de Flujo de Carga. Valores posibles: - "PQ": Nodo P,Q. Es obligatoria la entrada de los valores de "P" y "Q".
<b>3</b>	p1	L	AT/BT	Indica si los valores P, Q e I se dan para alto o para bajo voltaje.
<b>6</b>	r3	N8	Vmín	Voltaje mínimo permisible en %. Si el voltaje cae por debajo de Vmín durante los cálculos, este valor se mantendrá (sólo es válido para el método de Newton – Raphson).
<b>7</b>	r4	N8	Vmáx	Voltaje máximo permisible en %. Si el voltaje aumenta por encima de Vmáx durante los cálculos, éste valor se mantendrá (sólo es válido para el método de Newton – Raphson).
<b>25</b>	p4	L	No.Info	Indica si sólo se lee el voltaje nominal del nodo, la Zona o el Área
<b>28</b>	c6	C31	Zona	Define la zona a la cual pertenece el Nodo.
<b>29</b>	c7	C31	Área	Define el área al cual pertenece el Nodo.
<b>30</b>	p5	L	compens	Indica si es compensador (T) o Carga (F)
<b>31</b>	p6	L	elem AC	Indica si el elemento es de AC (T) o de DC (F)

TABLA DE NODOS (CARGA)				
Columna	Nombre	Tipo	Nodo	Descripción
1	c1	C8	Nombre del Nodo	
2	c2	C2	Tipo FC	Tipo de nodo para los cálculos de Flujo de Carga. Valores posibles: - "PQ": Nodo P,Q. - "PC": Nodo P,C. - "IC": Nodo I,C. - "PI": Nodo P,I. - "SC": Nodo S,C. - "EC": Nodo E,C. Es obligatoria la entrada de los valores de "P" y "Q", los valores correspondientes al resto de Tipos FC son calculados automáticamente por el NEPLAN.
3	p1	L	AT/BT	Indica si los valores P, Q e I se dan para alto o para bajo voltaje.
4	r1	N8	Poper ent	Potencia activa de operación
5	r2	N8	Qoper ent	Potencia reactiva de operación
6	r3	N8	Vmín	Voltaje mínimo permisible en %. Si el voltaje cae por debajo de Vmín durante los cálculos, este valor se mantendrá (sólo es válido para el método de Newton – Raphson).
7	r4	N8	Vmáx	Voltaje máximo permisible en %. Si el voltaje aumenta por encima de Vmáx durante los cálculos, éste valor se mantendrá (sólo es válido para el método de Newton –Raphson).
10	c3	N8	Nombre elemento conectado	Nombre elemento conectado
11	r8	N8	Fact.Si.P	Indica el factor de escalamiento total para la potencia activa de la carga. Se calcula mediante el producto del factor de escalamiento la red, de la zona, del calculado y del asignado para P: $ftP=frP*fzP*fc*faP$
17	r12	N8	Unid. Redicenc.	Número de unidades residenciales
23	p3	L	Suiche	Indica si la carga está conectada (T) o no (F)
25	p4	L	No.Info	Indica si sólo se lee el voltaje nominal del nodo, la Zona o el Área
28	c6	C31	Zona	Define la zona a la cual pertenece el Nodo.
29	c7	C31	Área	Define el área al cual pertenece el Nodo.
30	p5	L	compens	Indica si es compensador (T) o Carga (F)

31	p6	L	elem AC	Indica si el elemento es de AC (T) o de DC (F)
32	r20	L	ModelCarga	(0): Exponencial; (1): Modelo de la Carga Compuesto; (2) Ninguno
50	r38	N8	Fact.Sim.Q	Indica el factor de escalamiento total para la potencia reactiva de la carga. Se calcula mediante el producto del factor de escalamiento de la red, de la zona, del calculado y del asignado para Q: $ftQ=frQ* fzQ*fc*faQ$

TABLA DE NODOS (BLOQUE PS)				
Columna	Nombre	Tipo	Nodo	Descripción
2	c2	C2	Tipo FC	Tipo de nodo para cálculos de Flujo de Carga Valores posibles: - "PQ": Nodo P,Q. Es obligatoria la entrada de los valores "P" y "Q". - "PV": Nodo P,V Es obligatoria la entrada de los valores "Voper" y "P".
4	r1	N8	Poper ent	Potencia activa de operación
5	r2	N8	Qoper ent	Potencia reactiva de operación
22	r17	N8	Vreg	Voltaje regulado o nominal del nodo

TABLA DE NODOS (MÁQUINA ASICRÓNICA)				
Columna	Nombre	Tipo	Nodo	Descripción
2	c2	C2	Tipo FC	Tipo de nodo para los cálculos de Flujo de Carga. Valores posibles: - "Mcargo" - "PQoper" - "PC"
4	r1	N8	Poper ent	Potencia activa de operación
5	r2	N8	Qoper ent	Potencia reactiva de operación

TABLA DE NODOS (MÁQUINA SINCRÓNICA)				
Columna	Nombre	Tipo	Nodo	Descripción
1	c1	C8	Nombre del Nodo	
2	c2	C2	Tipo FC	Tipo de nodo para cálculos de Flujo de Carga Valores posibles: - "PQ": Nodo P,Q. Es obligatoria la entrada de los valores "PGen" y "QGen". - "PV": Nodo P,V Es obligatoria la entrada de los valores "Voper" y "PGen". - "SL": Nodo Slack. Es obligatoria la entrada del valor "Voper" (ver abajo). El ángulo del voltaje se ajusta en 0. - "PC": Nodo P,C. Es obligatoria la entrada de "PGen" y "Cosphi oper".
3	p1	L	AT/BT	Indica si los valores P, Q e I se dan para alto o para bajo voltaje. Valores posibles:
4	r1	N8	Poper ent	Potencia activa de operación
5	r2	N8	Qoper ent	Potencia reactiva de operación
6	r3	N8	Vmín	Voltaje mínimo permisible en %. Si el voltaje cae por debajo de Vmín durante los cálculos, este valor se mantendrá (sólo es válido para el método de Newton – Raphson).
7	r4	N8	Vmáx	Voltaje máximo permisible en %. Si el voltaje aumenta por encima de Vmáx durante los cálculos, éste valor se mantendrá (sólo es válido para el método de Newton – Raphson).
8	r5	N8	V	Voltaje de operación, solo para la barra Slack
10	c3	N8	Nombre elemento conectado	Nombre elemento conectado
22	r17	N8	Vreg	Voltaje regulado o nominal del nodo.
23	p3	L	Suiche	Indica si la carga está conectada (T) o no (F)
25	p4	L	No.Info	Indica si sólo se lee el voltaje nominal del nodo, la Zona o el Área
28	c6	C31	Zona	Define la zona a la cual pertenece el Nodo.
29	c7	C31	Área	Define el área al cual pertenece el Nodo.
30	p5	L	compens	Indica si es compensador (T) o Carga (F)
31	p6	L	elem AC	Indica si el elemento es de AC (T) o de DC (F)

*El voltaje de la Barra Oscilante (Slack) se lo debe ubicar en la columna 8 (r5) ya que en la columna 22 –Vreg – (r17) no es importado y se lo asume como 100%.*

TABLA DE NODOS (EQUIVALENTE DE RED)				
Columna	Nombre	Tipo	Nodo	Descripción
2	c2	C2	Tipo FC	Tipo de nodo para los cálculos de Flujo de Carga. Los valores posibles son: - "SL": Nodo Slack. Es obligatoria la entrada de los valores "V oper" y "Vw oper". - "PQ": Nodo P,Q. Es obligatoria la entrada de los valores "P oper" y "Q oper".
3	p1	L	AT/BT	Indica si los valores P, Q e I se dan para alto o para bajo voltaje. Valores posibles:
4	r1	N8	Poper ent	Potencia activa de operación
5	r2	N8	Qoper ent	Potencia reactiva de operación
8	r5	N8	Voper..%	Voltaje de operación.
9	r6	N8	Vw oper..°	Ángulo de operación.
22	r17	N8	Vreg	Voltaje regulado o nominal del nodo.
23	p3	L	Suiche	Indica si la carga está conectada (T) o no (F)
28	c6	C31	Zona	Define la zona a la cual pertenece el Nodo.
29	c7	C31	Área	Define el área al cual pertenece el Nodo.
25	p4	L	No.Info	Indica si sólo se lee el voltaje nominal del nodo, la Zona o el Área
30	p5	L	compens	Indica si es compensador (T) o Carga (F)
31	p6	L	elem AC	Indica si el elemento es de AC (T) o de DC (F)

*“Los datos de los Equivalentes de Red sólo se exportan si el módulo de reducción de red está disponible”.*



<b>TABLA DE NODOS (PARALELO)</b>				
<b>Columna</b>	<b>Nombre</b>	<b>Tipo</b>	<b>Nodo</b>	<b>Descripción</b>
<b>1</b>	c1	C8	Nombre del Nodo	
<b>2</b>	c2	C2	Tipo FC	Tipo de nodo para los cálculos de Flujo de Carga. Valores posibles: - "PQ": Nodo P,Q. Es obligatoria la entrada de los valores de "P" y "Q".
<b>3</b>	p1	L	AT/BT	Indica si los valores P, Q e I se dan para alto o para bajo voltaje. Valores posibles:
<b>5</b>	r2	N8	Qoper ent	Potencia reactiva de operación
<b>6</b>	r3	N8	Vmín	Voltaje mínimo permisible en %. Si el voltaje cae por debajo de Vmín durante los cálculos, este valor se mantendrá (sólo es válido para el método de Newton – Raphson).
<b>7</b>	r4	N8	Vmáx	Voltaje máximo permisible en %. Si el voltaje aumenta por encima de Vmáx durante los cálculos, éste valor se mantendrá (sólo es válido para el método de Newton – Raphson).
<b>10</b>	c3	N8	Nombre elemento	Nombre elemento conectado
<b>23</b>	p3	L	Suiche	Indica si la carga está conectada (T) o no (F)
<b>25</b>	p4	L	No.Info	Indica si sólo se lee el voltaje nominal del nodo, la Zona o el Área
<b>28</b>	c6	C31	Zona	Define la zona a la cual pertenece el Nodo.
<b>29</b>	c7	C31	Área	Define el área al cual pertenece el Nodo.
<b>30</b>	p5	L	compens	Indica si es compensador (T) o Carga (F)
<b>31</b>	p6	L	elem AC	Indica si el elemento es de AC (T) o DC (F)

ANEXO No. 3

NOMENCLATURA DE LAS TABLAS DE ELEMENTOS Y NODOS

Cada campo de datos se describe por medio de un nombre y un tipo. Existen los siguientes tipos:

N2:	Campo numérico (valor entero)
L:	Campo lógico (T = Verdadero, F = Falso)
C8:	Campo de caracteres
C10:	Campo de caracteres
C24:	Campo de caracteres
C31:	Campo de caracteres
N8:	Campo numérico (valor flotante)

El primer campo de datos, "id", indica el tipo de elemento.

Los suiches lógicos se graban en L y significan lo siguiente.

L:	"T" significa:	Suiche cerrado (elemento conectado al nodo 1, 2 o 3).
L:	"F" significa:	Suiche abierto.

El campo p1 indica si el valor numérico se da para bajo (kVA, A, V) o alto (MVA, kA, kV) voltaje:

p1:	"T" significa:	Entrada para alto voltaje.
p1:	"F" significa:	Entrada para bajo voltaje.

ANEXO No. 4

DATOS FALTANTES EN LOS ARCHIVOS DE TEXTO

Estos son los datos que no se encuentran en los archivos \*.edt y \*.ndt, que son necesarios para la simulación de flujos de potencia en NEPLAN.

Elemento	Pestaña	Dato
Bloque PS	Parámetro	Tipo FC
Bloque PS	Parámetro	V oper..%
Eq. de Red	Parámetro	Porc de Slack
Filtro	Parámetro	Cs
Filtro	Parámetro	Fact amortig
Filtro	Parámetro	Rd
Línea	Parámetro	IEr max..A:
Línea	Parámetro	Suicheable
Línea	Parámetro	Temp de oper °
Línea DC	Parámetro	Número de líneas
Máquina Asíncrona	Límites	Límites para control de cosphi
Máquina Asíncrona	Punto de Operación	Máquina Asíncrona doble alimentación
Máquina Asíncrona	Punto de Operación	Pmec. ..MW
Máquina Asíncrona	Punto de Operación	Tipo FC
Máquina Síncrona	Parámetro	Costos de Generación
Máquina Síncrona	Punto de Operación	(Control cosphi Tipo FC "PC") Capacitivo
Máquina Síncrona	Punto de Operación	Calcular factor de escala P
Máquina Síncrona	Punto de Operación	Calcular factor de escala Q
Máquina Síncrona	Punto de Operación	Estatís...Hz/MW
Máquina Síncrona	Punto de Operación	Porc de Slack..%
Paralelo	Parámetro	(Control de Voltaje) Nodo Control Remotam
Paralelo	Parámetro	Vobj..%
Transformador 2Dev	Límites	Ir1 máx..A
Transformador 2Dev	Límites	Ir1 mín..A
Transformador 2Dev	Límites	Ir2 máx..A
Transformador 2Dev	Límites	Ir2 mín..A
Transformador 2Dev	Límites	Sr máx..MVA
Transformador 2Dev	Límites	Sr mín..MVA
Transformador 2Dev	Regulación	(Compuesto) Activo
Transformador 2Dev	Regulación	(Compuesto) Imáx..%
Transformador 2Dev	Regulación	(Compuesto) Imín..% Compuesto
Transformador 2Dev	Regulación	(Compuesto) Vmín..%
Transformador 2Dev	Regulación	V obj..%
Transformador 2Dev	Regulación	Zcc(1)..% A Tap máx
Transformador 2Dev	Regulación	Zcc(1)..% A Tap mín
Transformador 3Dev	Límites	Ir1 max (high)..A
Transformador 3Dev	Límites	Ir1 max (low)..A
Transformador 3Dev	Límites	Ir2 max (high)..A
Transformador 3Dev	Límites	Ir2 max (low)..A
Transformador 3Dev	Límites	Ir3 max (high)..A
Transformador 3Dev	Límites	Ir3 max (low)..A
Transformador 3Dev	Límites	Sr1 max (high)..A
Transformador 3Dev	Límites	Sr1 max (low)..A
Transformador 3Dev	Límites	Sr2 max (high)..A
Transformador 3Dev	Límites	Sr2 max (low)..A
Transformador 3Dev	Límites	Sr3 max (high)..A
Transformador 3Dev	Límites	Sr3 max (low)..A
Transformador 3Dev	Parámetro	Camb Tap bajo carga
Transformador 3Dev	Regulación	(1ra regulación) Pobj..%
Transformador 3Dev	Regulación	(1ra regulación) Beta..°
Transformador 3Dev	Regulación	(1ra regulación) Vobj..%
Transformador 3Dev	Regulación	(2da regulación) Beta..°
Transformador 3Dev	Regulación	(2da regulación) dV..%
Transformador 3Dev	Regulación	(2da regulación) Lado del Tap
Transformador 3Dev	Regulación	(2da regulación) Tap máx
Transformador 3Dev	Regulación	(2da regulación) Tap mín
Transformador 3Dev	Regulación	(2da regulación) Tap nom
Transformador 3Dev	Regulación	(2da regulación) Tap oper
Transformador 3Dev	Regulación	Zcc12..% A Tap máx
Transformador 3Dev	Regulación	Zcc12..% A Tap mín
Transformador 3Dev	Regulación	Zcc23..% A Tap máx
Transformador 3Dev	Regulación	Zcc23..% A Tap mín
Transformador 3Dev	Regulación	Zcc31..% A Tap máx
Transformador 3Dev	Regulación	Zcc31..% A Tap mín

ANEXO No. 5  
MARCO REGULATORIO

El Art. 33 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, Obligaciones del Transmisor establece: *“El transmisor tendrá la obligación de expandir el sistema en base a planes preparados por él y aprobados por el CONELEC”*.

El Art. 62 del Reglamento de la Ley del Sector Eléctrico señala: *“La expansión del sistema de transmisión para atender el crecimiento de la demanda en forma confiable y para corresponder al Plan Maestro de Electrificación, será planificada obligatoriamente por el transmisor y aprobada por el CONELEC”*.

En sesión de 27 de noviembre de 2008, el Directorio del CONELEC aprobó la Regulación CONELEC 013/08, identificada como: “REGULACIÓN COMPLEMENTARIA No.1 PARA LA APLICACIÓN DEL MANDATO CONSTITUYENTE No.15”, y mediante Resolución del Directorio No. 018/10, de 6 de mayo de 2010 “La aplicación de los numerales 29 y 31 de la presente regulación, para el año 2010, tendrán como fechas y plazos los siguientes:

#### 29. ESTUDIOS DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN.

La expansión del Sistema Nacional de Transmisión, para atender el crecimiento de la demanda, cumpliendo con los requerimientos de confiabilidad, seguridad, calidad y economía, que se establezcan en la normativa regulatoria aplicable, será planificada obligatoriamente por la empresa encargada de la prestación del servicio público de transmisión, en coordinación con el CENACE, con un horizonte de diez (10) años y una vez aprobada por el CONELEC, formará parte del Plan Maestro de Electrificación.

El plan de expansión deberá ser remitido al CONELEC, con fines de aprobación, hasta el 31 de mayo de 2010.

#### 31. EVALUACIÓN POR PARTE DEL CONELEC.

El CONELEC, en un plazo de treinta (30) días posteriores a la fecha límite para que las empresas de transmisión y distribución presenten sus planes de expansión, evaluará los estudios recibidos, cuyas observaciones, en caso de existir, serán entregadas al involucrado para que proceda a realizar los ajustes o aclaraciones respectivos.

El involucrado tendrá un plazo de quince (15) días, a partir de la notificación de las observaciones por parte del CONELEC, para que presente nuevamente el estudio ajustado.

En un plazo de quince (15) días, una vez recibido el estudio ajustado, el CONELEC evaluará y aprobará el mismo.



ANEXO No. 6  
TABLAS DE TOPOLOGÍA

<b>TABLA DE TOPOLOGÍA (MÁQUINA SINCRÓNICA)</b>	
<b>Columna</b>	<b>Descripción</b>
<b>1</b>	
<b>2</b>	"GENERATOR"
<b>3</b>	Nombre del Elemento
<b>4</b>	Estado del Interruptor: 1: Cerrado 0: Abierto

<b>TABLA DE TOPOLOGÍA (CARGA )</b>	
<b>Columna</b>	<b>Descripción</b>
<b>1</b>	
<b>2</b>	"LOAD"
<b>3</b>	Nombre del Elemento
<b>4</b>	Estado del Interruptor: 0= abierto 1= cerrado

<b>TABLA DE TOPOLOGÍA (TRANSF. 2D)</b>	
<b>Columna</b>	<b>Descripción</b>
<b>1</b>	Vacía
<b>2</b>	"TRANSFORMER"
<b>3</b>	Nombre del Elemento
<b>4</b>	Estado del interruptor del primer terminal: 0= 1= cerrado abierto
<b>5</b>	Estado del interruptor del segundo terminal: 0= abierto 1= cerrado
<b>6</b>	Posición del Tap

<b>TABLA DE TOPOLOGÍA (TRANSF. 3D)</b>	
<b>Columna</b>	<b>Descripción</b>
<b>1</b>	Vacía
<b>2</b>	"3W-TRANSFORMER"
<b>3</b>	Nombre del Elemento
<b>4</b>	Estado del interruptor del primer terminal: 0= abierto 1= cerrado
<b>5</b>	Estado del interruptor del segundo terminal: 0= abierto 1= cerrado
<b>6</b>	Estado del interruptor del tercer terminal: 0= abierto 1= cerrado
<b>7</b>	Posición del Tap

<b>TABLA DE TOPOLOGÍA (LÍNEA)</b>	
<b>Columna</b>	<b>Descripción</b>
<b>1</b>	Vacía
<b>2</b>	"LINE"
<b>3</b>	Nombre del Elemento
<b>4</b>	Estado del interruptor del primer terminal: 0= abierto 1= cerrado
<b>5</b>	Estado del interruptor del segundo terminal: 0= abierto 1= cerrado
<b>6</b>	Porcentaje activado de la Compensación paralelo en el terminal 1
<b>7</b>	Porcentaje activado de la Compensación paralelo en el terminal 2

TABLA DE TOPOLOGÍA (ACOPLE)	
Columna	Descripción
1	Vacía
2	"COUPLING"
3	Nombre del Elemento
4	Estado del interruptor del primer terminal: 0= abierto 1= cerrado
5	Estado del interruptor del segundo terminal: 0= abierto 1= cerrado

TABLA DE TOPOLOGÍA (PARALELO)	
Columna	Descripción
1	Vacía
2	"SHUNT"
3	Nombre del Elemento
4	Estado del interruptor: 0= abierto 1= cerrado

"\_" Los caracteres dentro de comillas quieren decir que hay que ingresar esta palabra de forma obligatoria para que el programa interprete que tipo de elemento se está editando su topología.

La asignación del primer y segundo terminal, depende del orden de conexión al momento de realizar el gráfico. En el NEPLAN el orden de los terminales son conocidos como Desde=1ero; Hasta=2do terminales.

ANEXO No. 7  
TABLAS DE CARGABILIDAD

<b>TABLA DE CARGABILIDAD (CARGA)</b>	
<b>Columna</b>	<b>Descripción</b>
<b>1</b>	
<b>2</b>	"LOAD"
<b>3</b>	Nombre del Elemento
<b>4</b>	Potencia Activa (+)
<b>5</b>	Potencia Reactiva (+)
<b>6</b>	Corriente I (kA)
<b>7</b>	Cosphi()
<b>8</b>	Tipo FC
<b>9</b>	Factor de escalamiento efectivo para P
<b>10</b>	Por defecto es 1
<b>11</b>	Unidades Residenciales, por defecto es 0
<b>12</b>	Potencia aparente S
<b>13</b>	Modelo dependencia de voltaje Exponencial: xP
<b>14</b>	Modelo dependencia de voltaje Exponencial: xQ
<b>15</b>	P(0)..MW
<b>16</b>	Q(0)..MVAr
<b>17</b>	Por defecto es 0
<b>18</b>	E..MWh
<b>19</b>	Factor Velander 1
<b>20</b>	Factor Velander 2
<b>21</b>	Es el número de factores de escalamiento definidos por el usuario
<b>22</b>	Nombre del décimo factor de escalamiento
<b>23</b>	Porcentaje del décimo factor de escalamiento
<b>24</b>	Factor de escalamiento efectivo para Q, ó Nombre del décimo-segundo factor de escalamiento, es este último si se ha ingresado un número de factores de escalamiento definidos por el usuario
<b>25</b>	Porcentaje del décimo-segundo factor de escalamiento
<b>26</b>	Nombre del undécimo factor de escalamiento
<b>27</b>	Porcentaje del undécimo factor de escalamiento
<b>28</b>	Nombre del décimo-tercer factor de escalamiento
<b>29</b>	Porcentaje del décimo-tercer factor de escalamiento
<b>30</b>	Nombre del décimo-cuarto factor de escalamiento

31	Porcentaje del décimo-cuarto factor de escalamiento
32	Nombre del décimo-quinto factor de escalamiento

TABLA DE CARGABILIDAD (MÁQUINA SINCRÓNICA)	
Columna	Descripción
1	
2	"SM"
3	Nombre del Elemento
4	Potencia Activa (-)
5	Potencia Reactiva (-)
6	Voltaje de Operación (%)
7	Tipo FC
8	Costo de Generación: a. factor cuadrático en unidad de moneda (Moneda/MW <sup>2</sup> /h)
9	Costo de Generación: b. factor lineal en unidad de moneda (Moneda/MW/h.)
10	Costo de Generación: c. factor constante en unidad de moneda (Moneda/h)
11	Número de factores de escalamiento definidos por el usuario. Por defecto es 0
12	Factor de multiplicación en Costos de Generación (no se usa para Flujos de potencia), y en caso de que se ingrese factores de escalamiento definidos por el usuario será: El Nombre del primer factor de escalamiento
13	Cosphi de operación "Control cosphi (Tipo FC "PC")", en caso de que haya factores de escalamiento definidos por el usuario será el Porcentaje del primer factor de escalamiento
14	Nombre del último factor de escalamiento
15	Porcentaje del último factor de escalamiento
16	Nombre del segundo factor de escalamiento
17	Porcentaje del segundo factor de escalamiento

"\_" Los caracteres dentro de comillas quieren decir que hay que ingresar esta palabra de forma obligatoria para que el programa interprete que tipo de elemento se está editando su topología.

ANEXO No. 8

SIMULACIÓN DEL SNT 2009

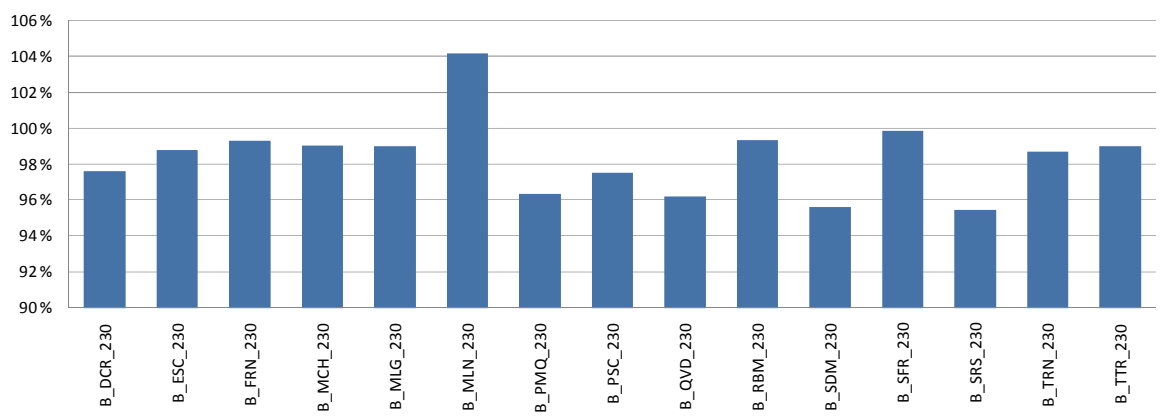
– DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE Y PERIODO SECO –



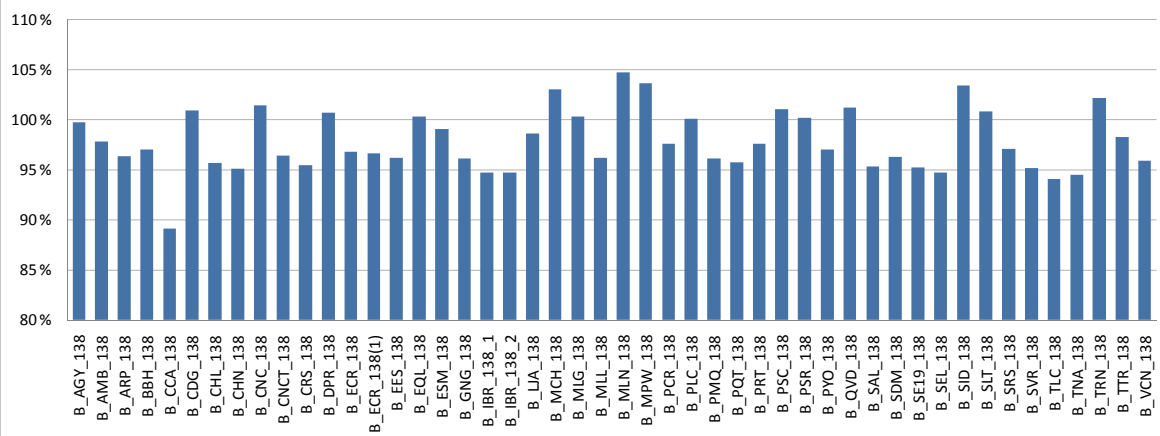
ANEXO No. 9

VOLTAJES EN BARRAS DEL SNT 2009

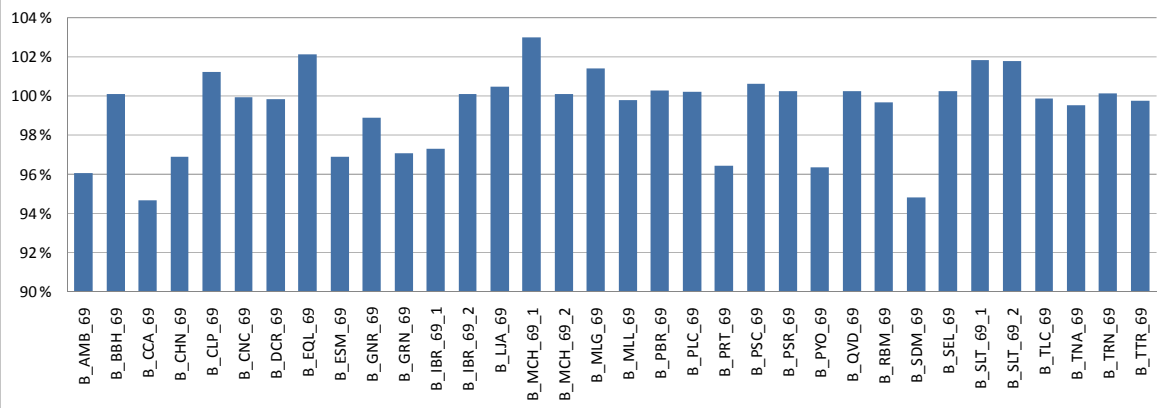
### VOLTAJES EN BARRAS DE 230 kV



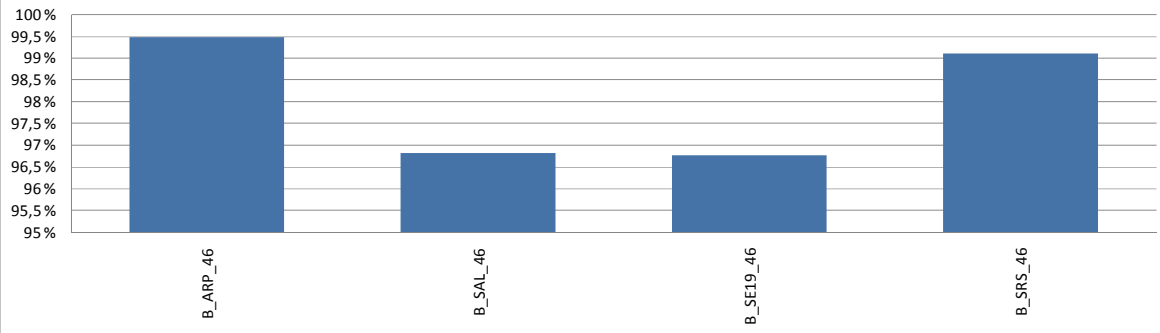
### VOLTAJES EN BARRAS DE 138 kV



### VOLTAJES EN BARRAS DE 69 kV



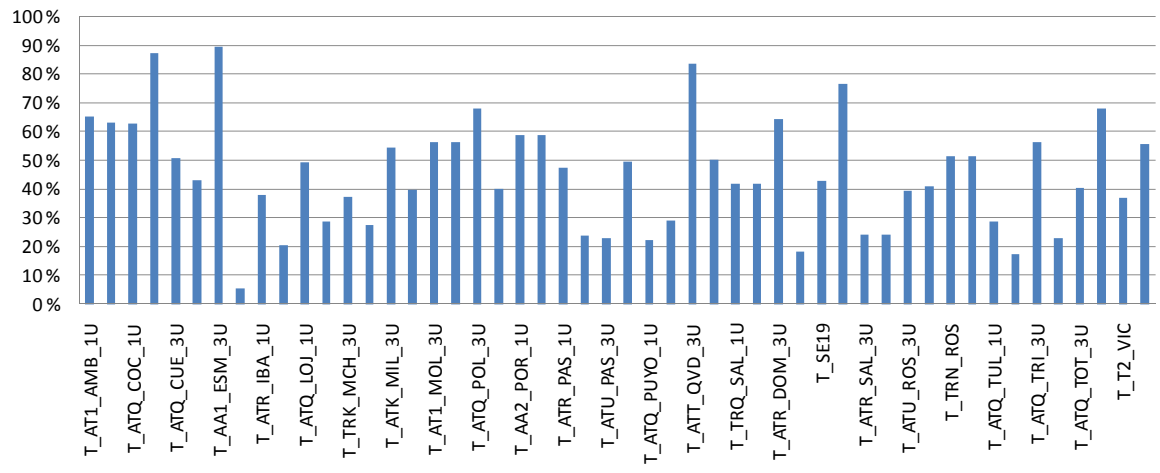
### VOLTAJES EN BARRAS DE 46 kV



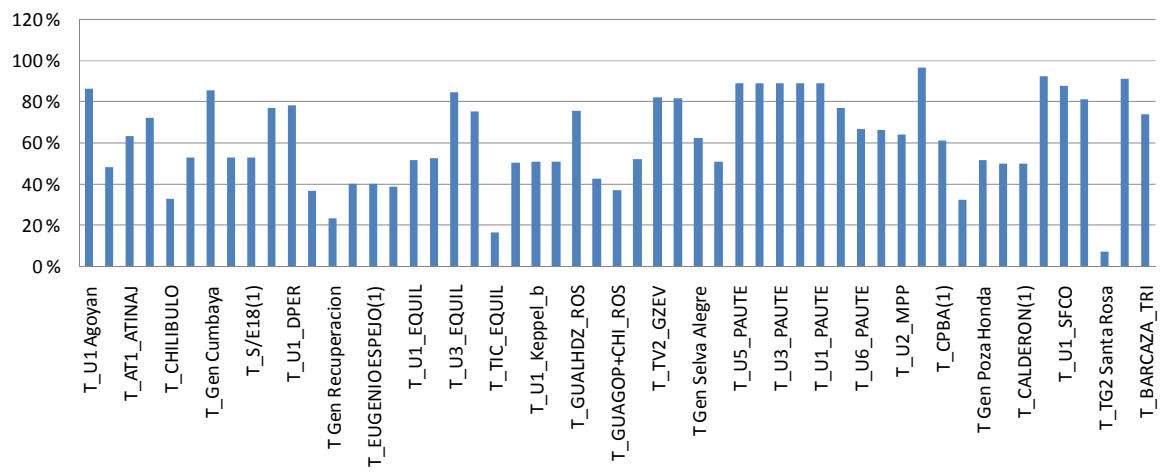
ANEXO No. 10

CARGABILIDAD DE ELEMENTOS EN EL SNT 2009

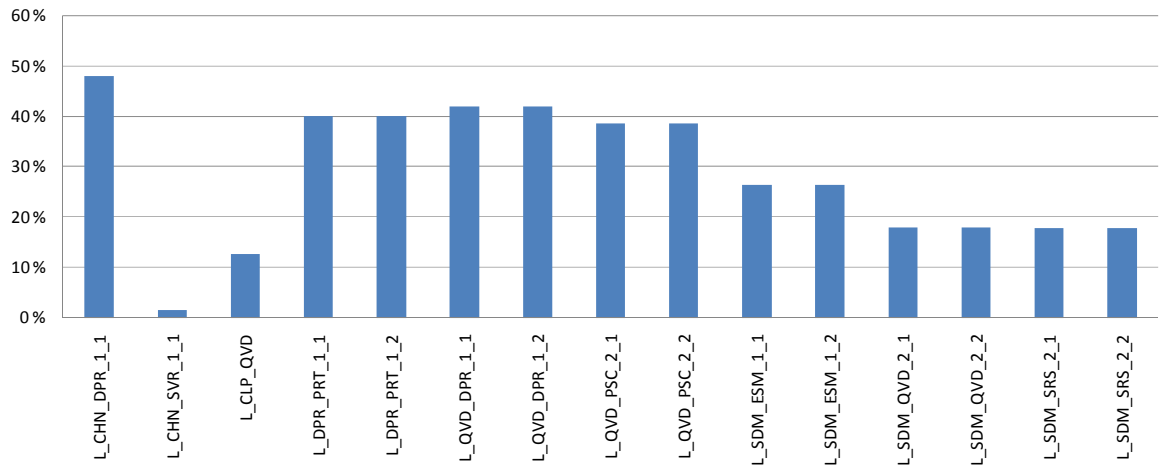
### CARGABILIDAD TRANSFORMADORES DE 3 DEVANADOS



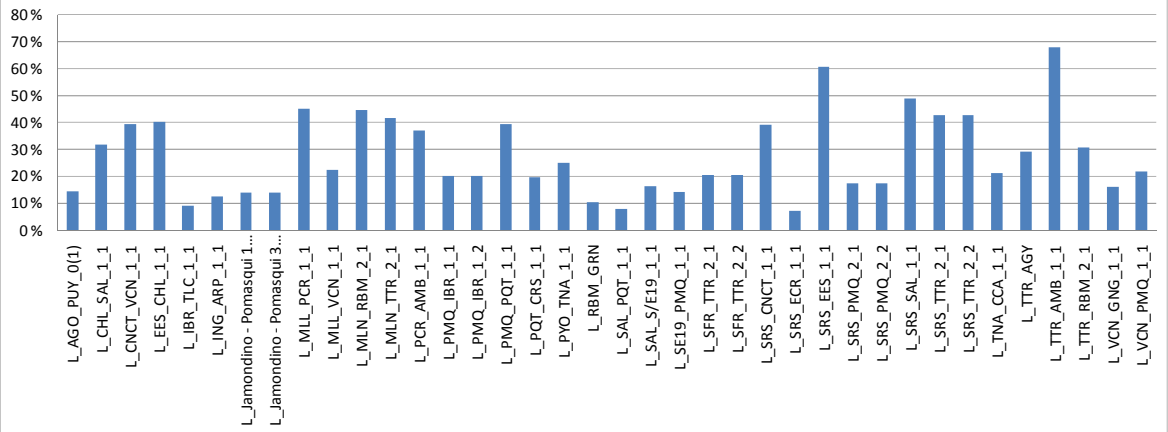
### CARGABILIDAD TRANSFORMADORES DE 2 DEVANADOS



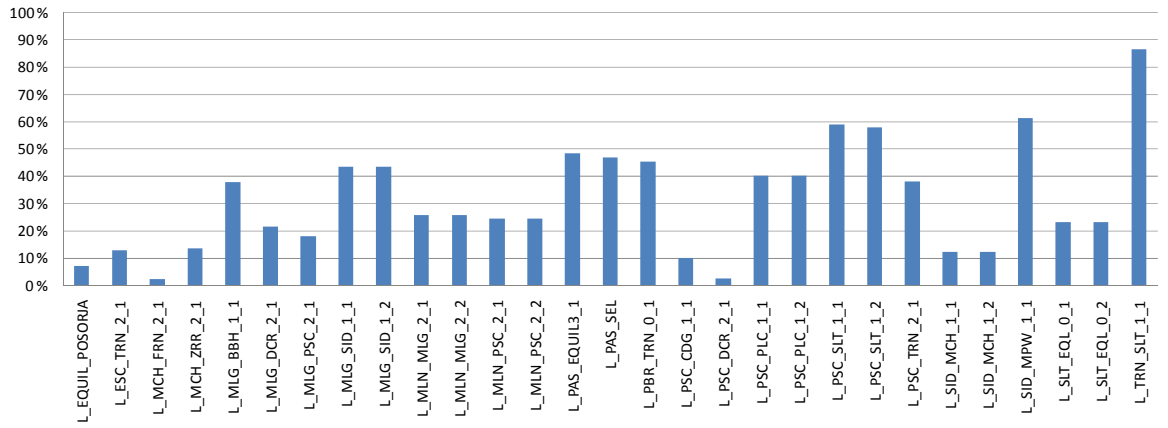
### CARGABILIDAD DE LÍNEAS ZONA NOROCCIDENTAL



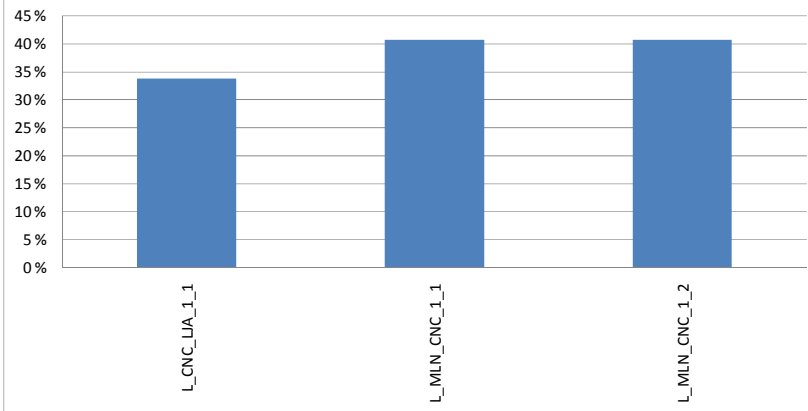
### CARGABILIDAD DE LÍNEAS ZONA NORTE



### CARGABILIDAD DE LÍNEAS ZONA OCCIDENTAL



### CARGABILIDAD DE LÍNEAS ZONA SUR



ANEXO No. 11

SIMULACIÓN DEL SNT 2011 – DEMANDA MÁXIMA Y PERIODO SECO –

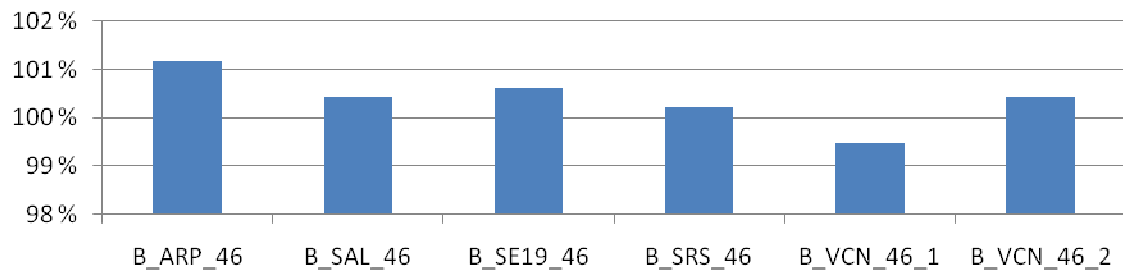


ANEXO No. 12

VOLTAJES EN BARRAS DEL SNT 2011



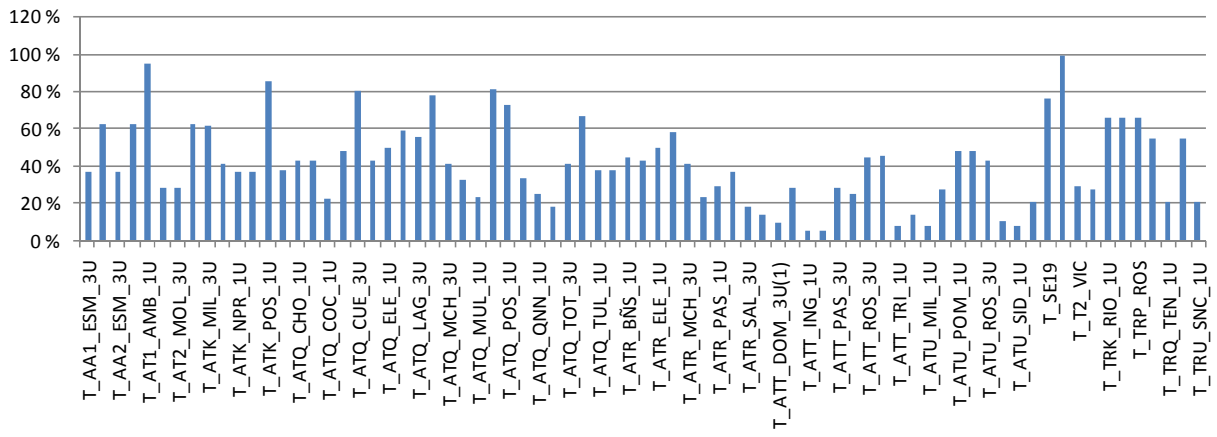
## VOLTAJES EN BARRAS DE 46 kV



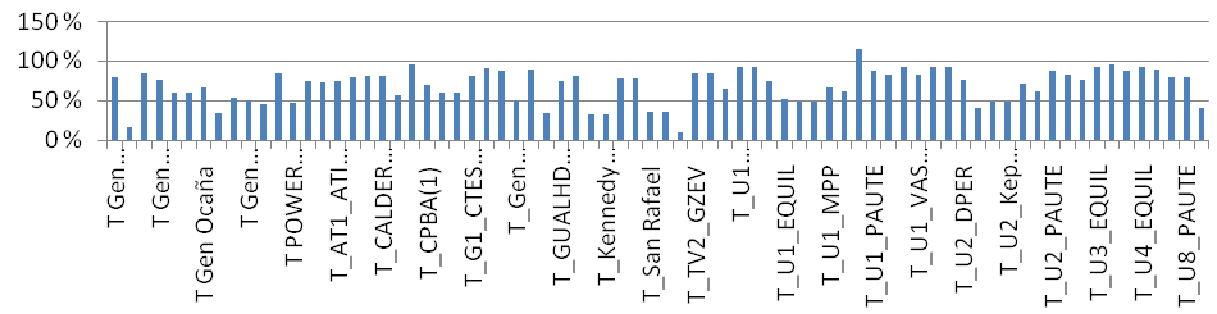
ANEXO No. 13

CARGABILIDAD DE ELEMENTOS EN EL SNT 2011

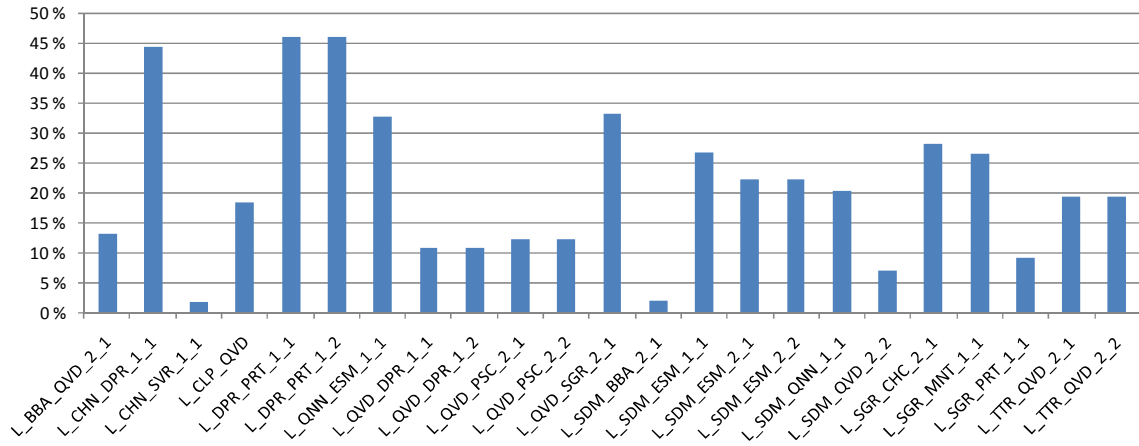
### CARGABILIDAD DE TRANSFORMADORES DE 3 DEVANDOS



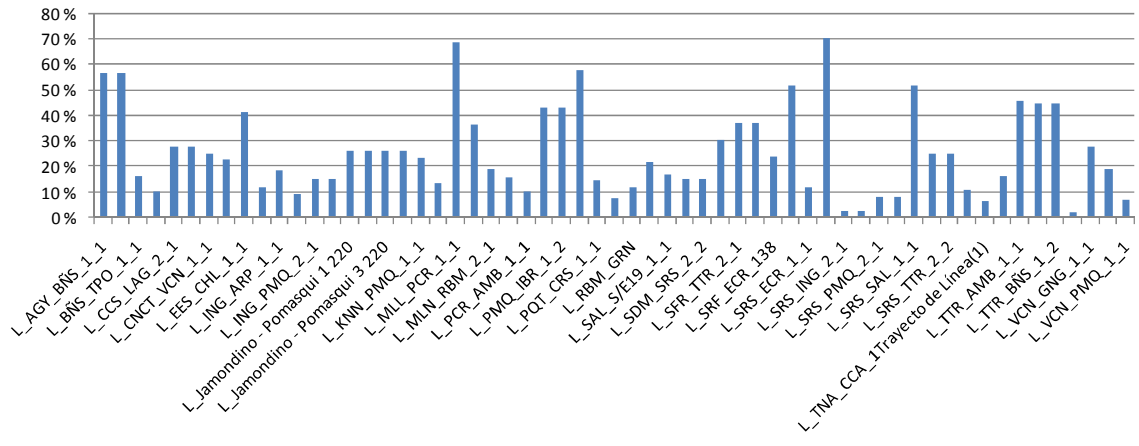
### CARGABILIDAD DE TRANSFORMADORES DE 2 DEVANDOS



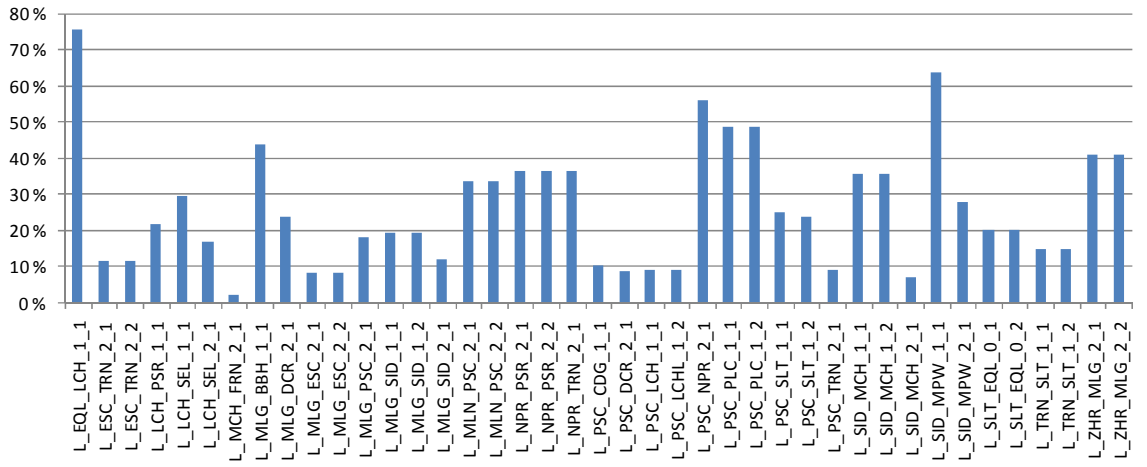
### CARGABILIDAD DE LÍNEAS ZONA NOROCCIDENTAL



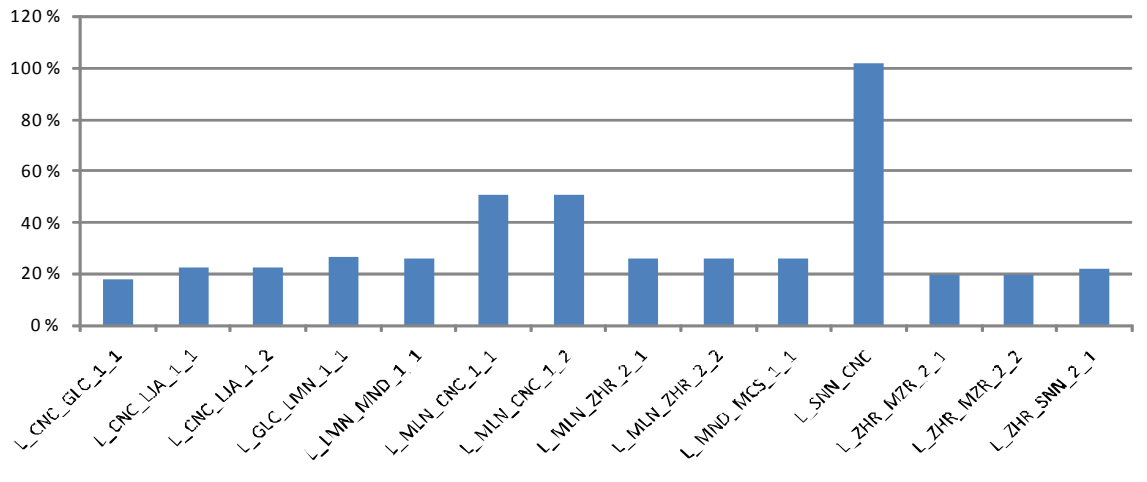
### CARGABILIDAD DE LÍNEAS ZONA NORTE



### CARGABILIDAD DE LÍNEAS ZONA OCCIDENTAL



### CARGABILIDAD DE LÍNEAS ZONA SUR



ANEXO No. 14

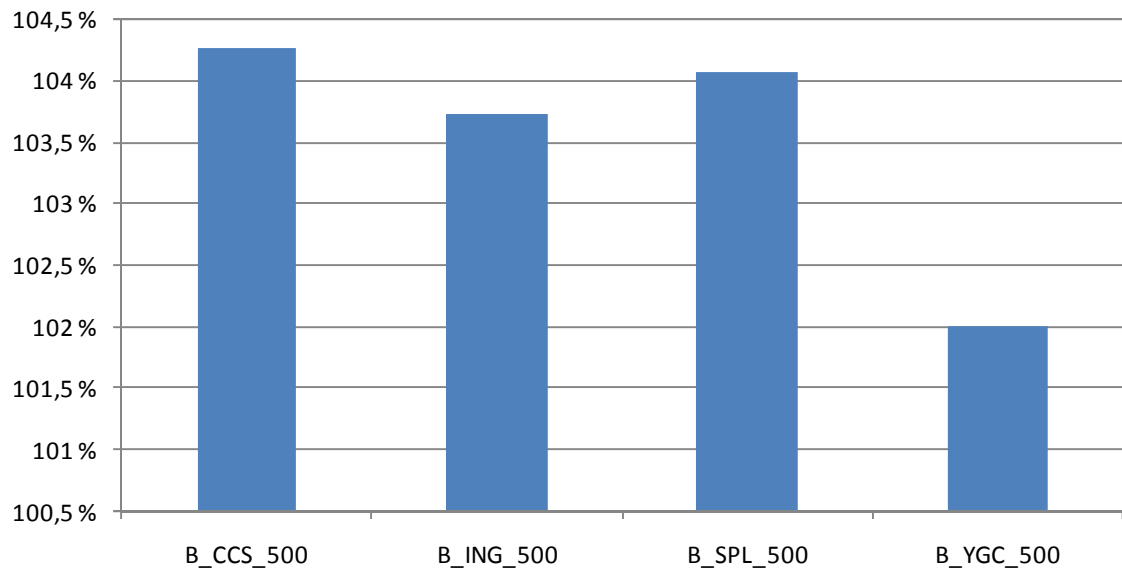
SIMULACIÓN DEL SNT 2015 – DEMANDA MÁXIMA Y PERIODO SECO –



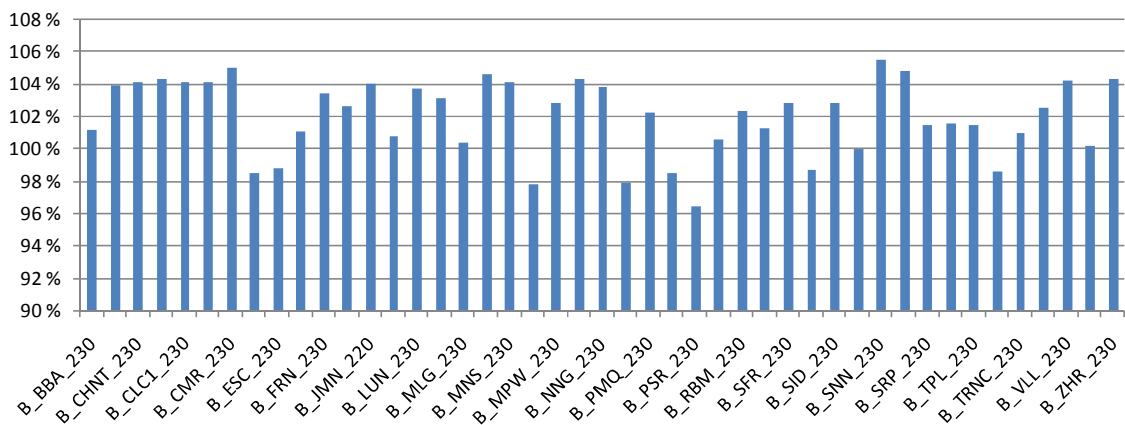
ANEXO No. 15

VOLTAJES EN BARRAS DEL SNT 2015

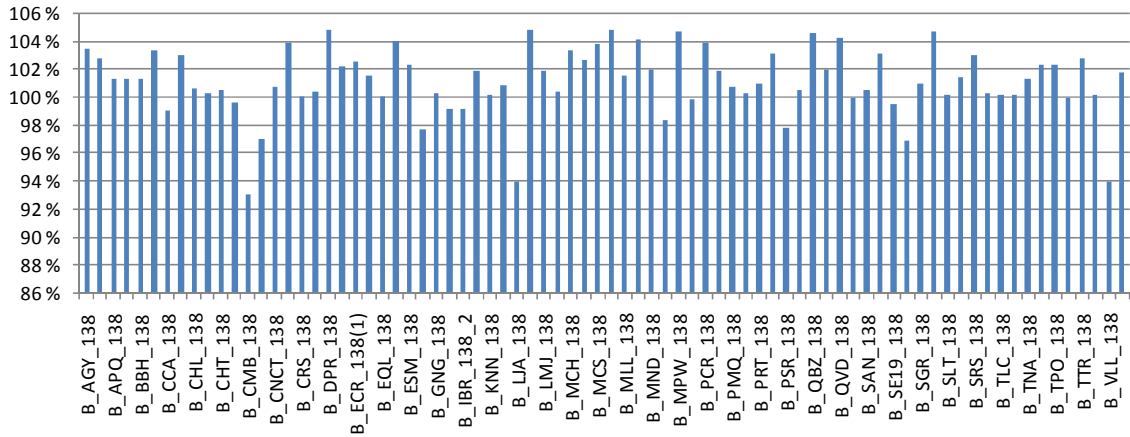
## VOLTAJES EN BARRAS DE 500 kV



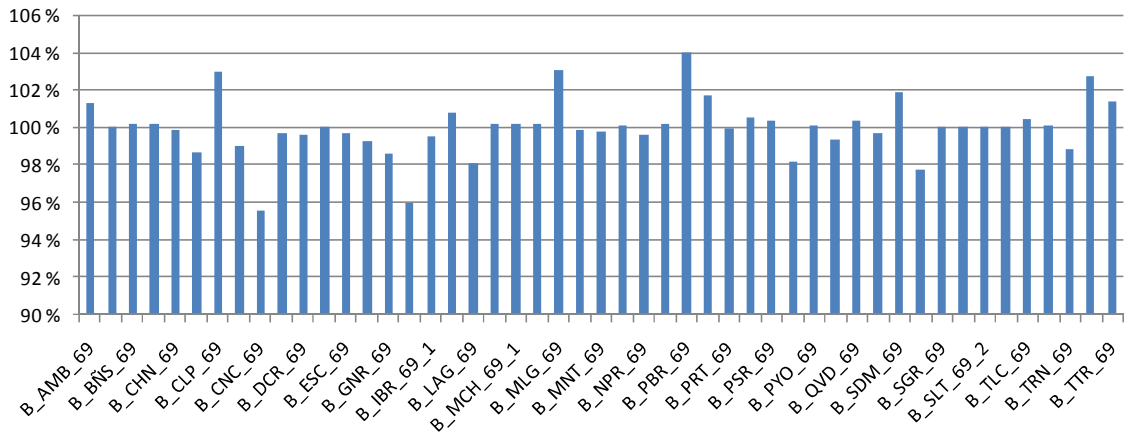
## VOLTAJES EN BARRAS DE 230 kV



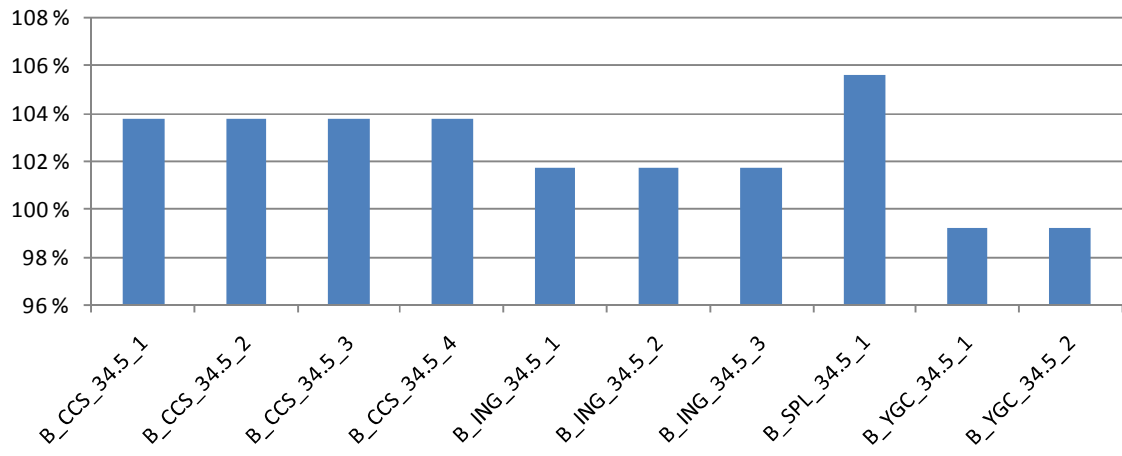
### VOLTAJES EN BARRAS DE 138 kV



### VOLTAJES EN BARRAS DE 69 kV



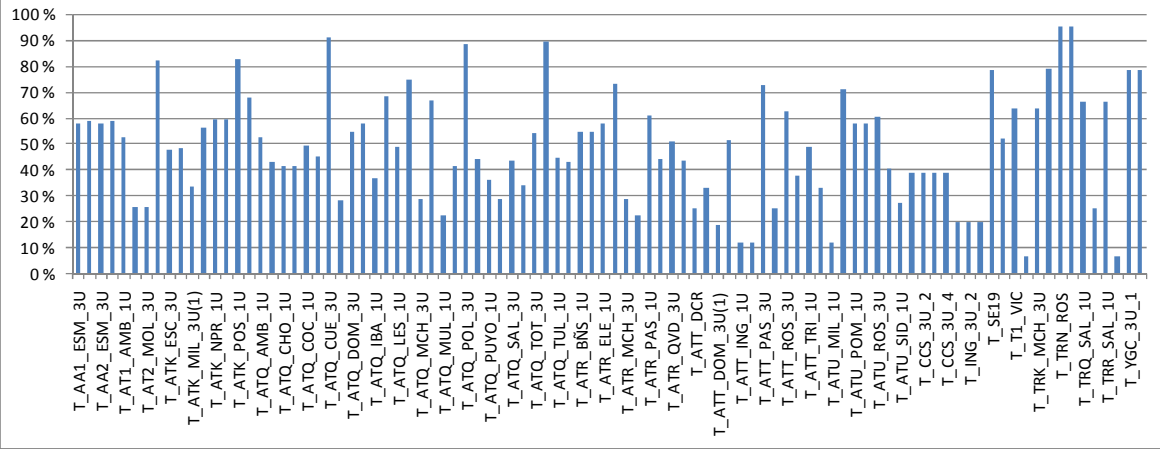
## VOLTAJES EN BARRAS DE 34,5 kV



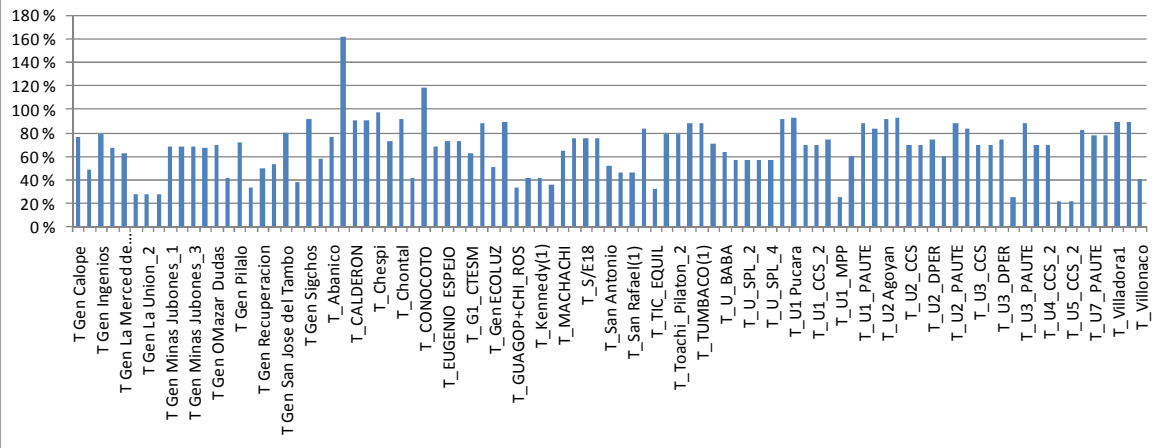
ANEXO No. 16

CARGABILIDAD DE ELEMENTOS EN EL SNT 2015

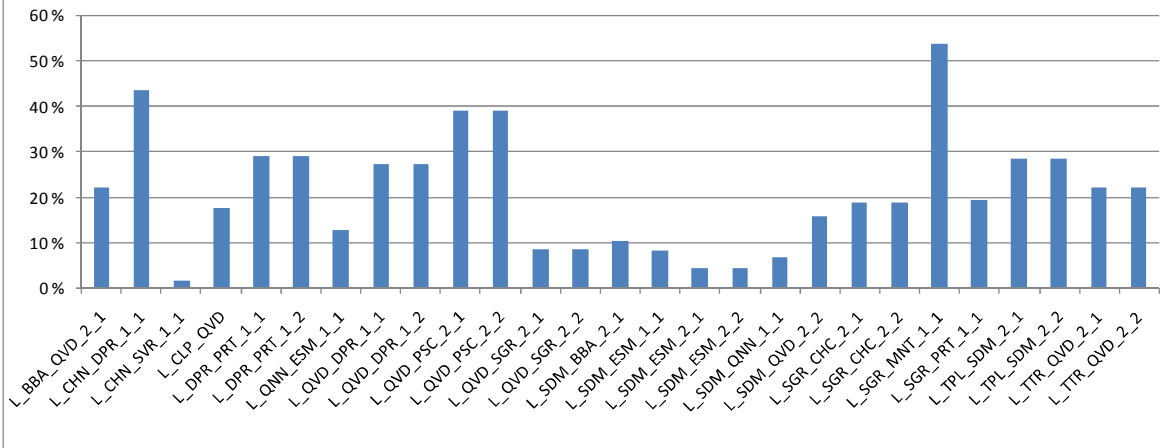
### CARGABILIDAD DE TRANSFORMADORES DE 3 DEVANADOS



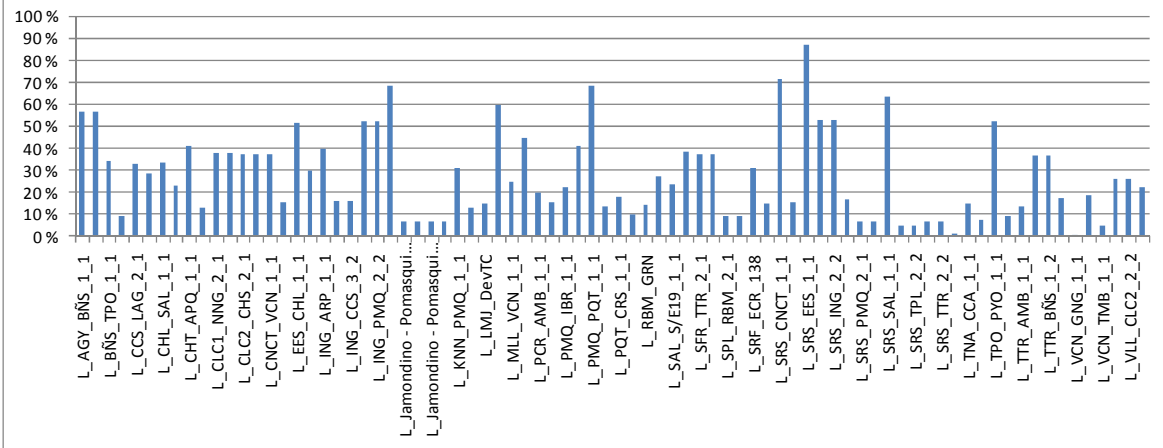
### CARGABILIDAD DE TRANSFORMADORES DE 2 DEVANADOS



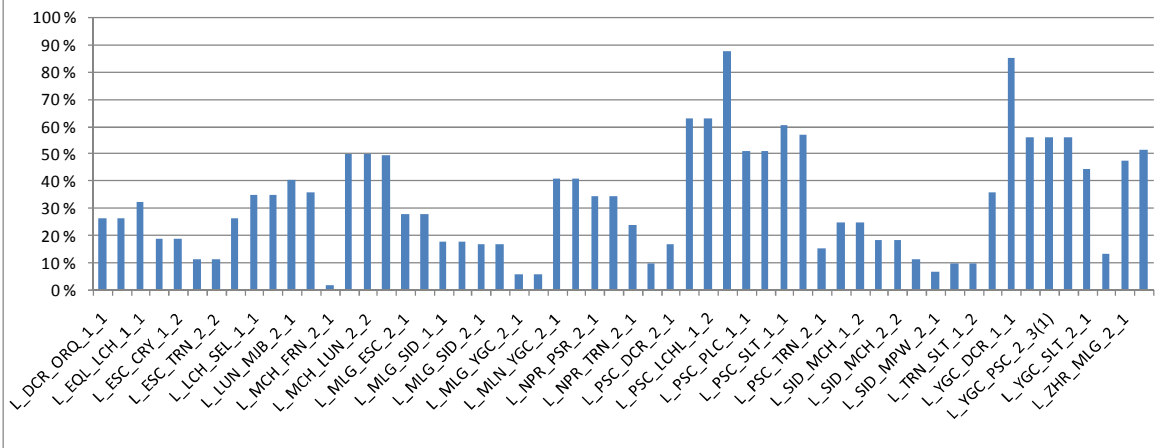
### CARGABILIDAD DE LÍNEAS ZONA NOROCCIDENTAL



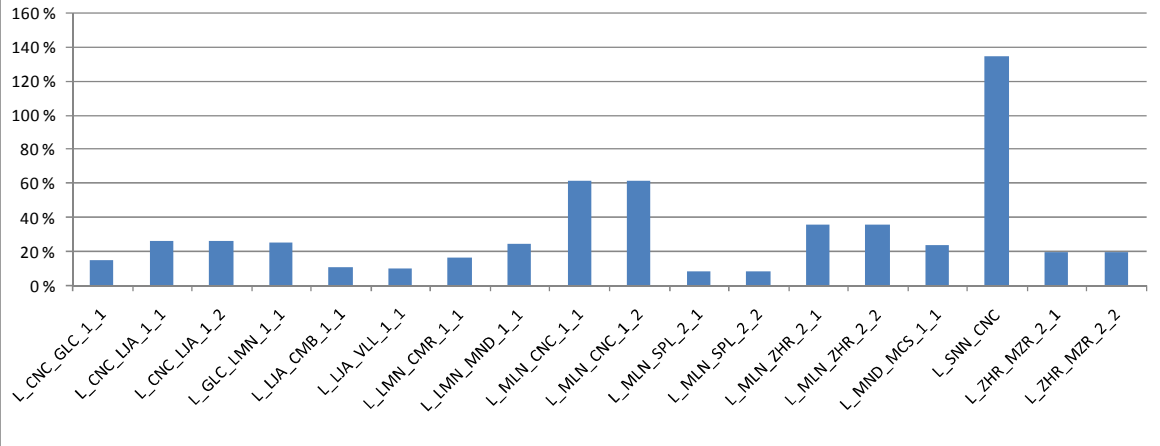
### CARGABILIDAD DE LÍNEAS ZONA NORTE



### CARGABILIDAD DE LÍNEAS ZONA OCCIDENTAL



### CARGABILIDAD DE LÍNEAS ZONA SUR





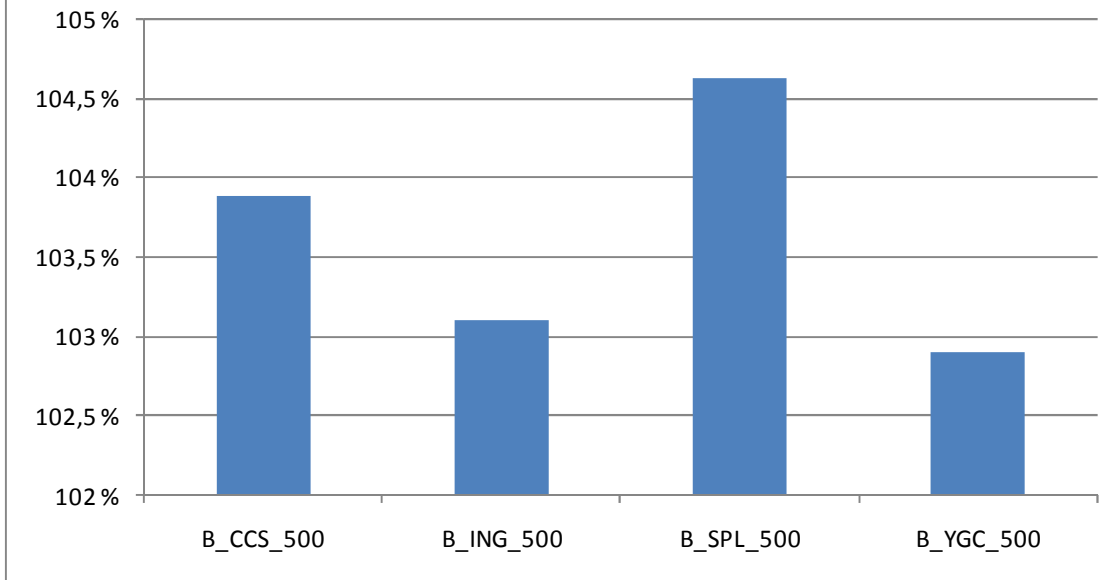
ANEXO No. 17

SIMULACIÓN DEL SNT 2020 – DEMANDA MÁXIMA Y PERIODO SECO –

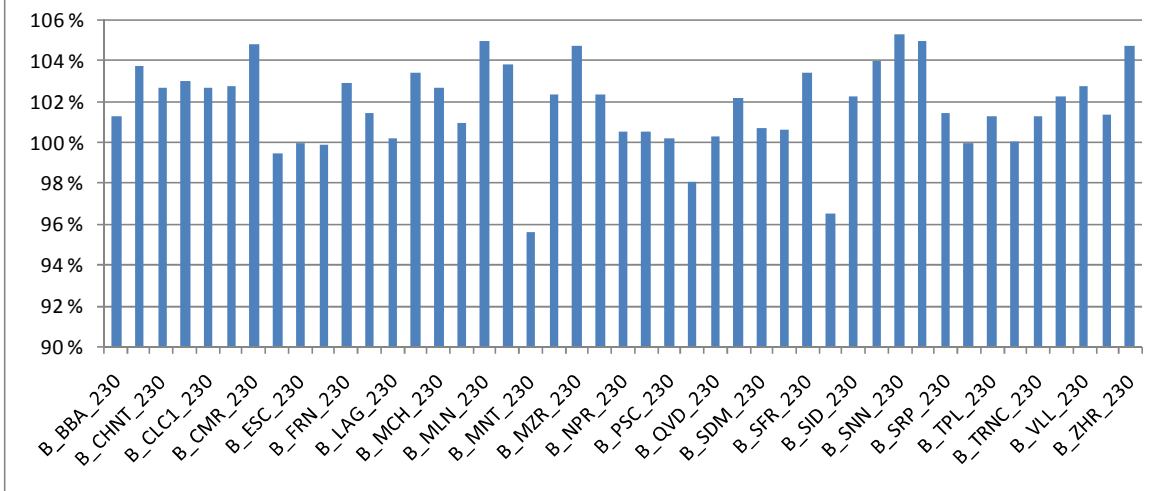
ANEXO No. 18

VOLTAJES EN BARRAS DEL SNT 2020

## VOLTAJES EN BARRAS DE 500 kV

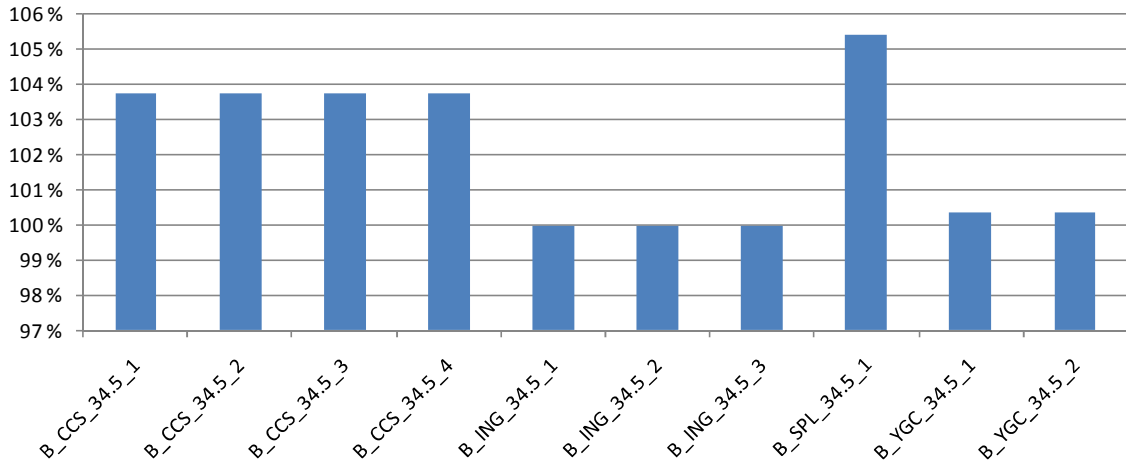


## VOLTAJES EN BARRAS DE 230 kV





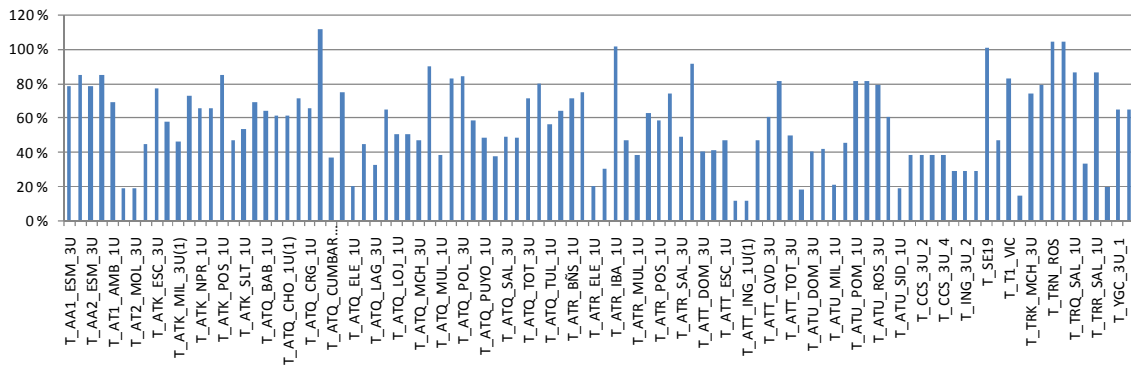
## VOLTAJES EN BARRAS DE 69 kV



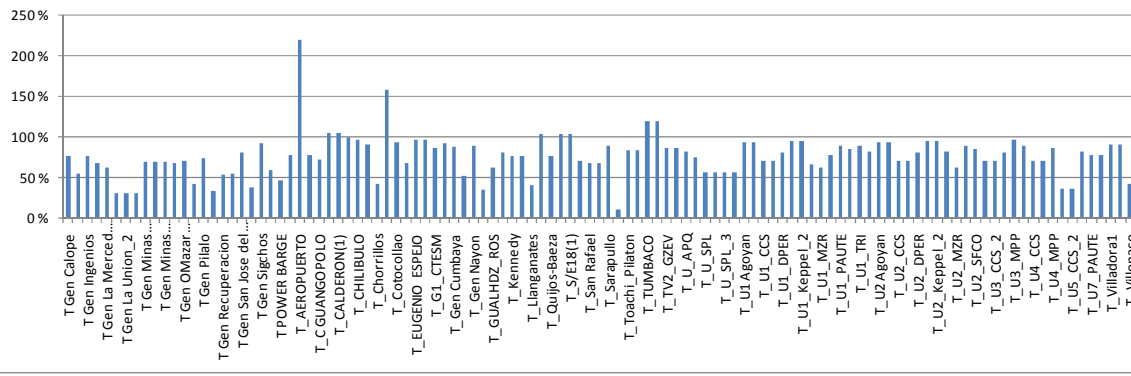
ANEXO No. 19

CARGABILIDAD DE ELEMENTOS EN EL SNT 2020

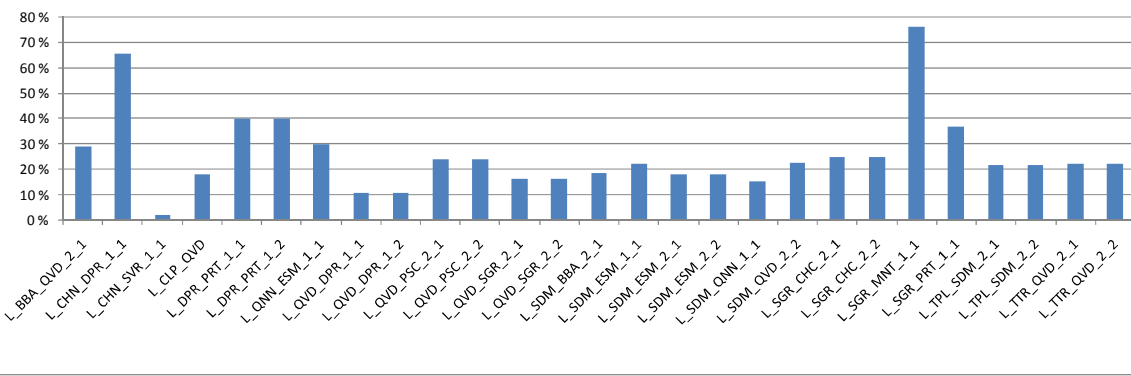
### CARGABILIDAD DE TRANSFORMADORES DE 3 DEVANADOS



### CARGABILIDAD DE TRANSFORMADORES DE 2 DEVANADOS



### CARGABILIDAD DE LÍNEAS ZONA NOROCCIDENTAL







ANEXO No. 20  
DIVISIÓN DE ZONAS EN EL ECUADOR

