ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÌA ELÉCTRICA Y ELECTRÒNICA

DETERMINACIÓN DEL CALIBRE ÓPTIMO DE CONDUCTORES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSELECTRIC S.A. DEL PERÍODO 2007-2016

PROYECTO PREVIA A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO

NARANJO ALDAS HOMERO ALBERTO

DIRECTOR: JESÚS JÁTIVA, Ph.D.

Quito, octubre 2007

DECLARACIÓN

Yo, Homero Alberto Naranjo Aldas, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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.

Homero Alberto Naranjo Aldas

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Homero Alberto Naranjo Aldas, bajo mi supervisión.

Jesús Játiva, Ph.D.

DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Deseo manifestar mi agradecimiento a todos aquellos que con su ayuda han hecho posible la realización de este trabajo y en particular al Dr. Jesús Játiva, ya que además de su apoyo técnico en el desarrollo de este proyecto supo brindarme su amistad y confianza, al personal del área de Planificación y Estudios de Transelectric S.A., Ing. Luis Garrido, Ing. Mario González, Ing. Luis Ruales por el apoyo, la amistad y la confianza brindada a mi persona, y la infraestructura adecuada para realizar la simulación en el programa Power Factory de Digsilent; y a toda la familia Aldas Palacios por su continuo apoyo.

DEDICATORIA

A mi familia, a mis padres por el infinito apoyo y esfuerzo brindado para mi desarrollo personal y académico, especialmente a mi madre la Sra. Mary Aldas Palacios por todo el cariño, compresión y confianza, a mi padre por haberme guiado y dirigido en los andares de la vida, a mi hermano por su cariño y apoyo, a mis tíos, el Dr. Guido Aldas Palacios, la Lcda. Sonnia Aldas Palacios, el Lcdo. Galo Aldas Palacios, al Ing. Luis Garzón ya que sin ellos no hubiera sido posible seguir este sueño debido a su total apoyo incondicional en cualquier momento de mi vida, a mis primas Crhistina, Paola por su cariño y apoyo, a mi novia, y a todas las personas que siempre estuvieron allí.

Homero Alberto

CONTENIDO

DECLARACIÓN i
CERTIFICACIÓN ii
AGRADECIMIENTOS iii
CONTENIDO v
RESUMEN viii
PRESENTACIÓN ix
CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN 1
1.1. GENERALIDADES 1
1.2. OBJETIVOS 2
1.2.1. OBJETIVO GENERAL 2
1.2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS 2
1.3. ALCANCE 3
1.4. JUSTIFICACIÓN 3
1.4.1. JUSTIFICACIÓN TEÓRICA 3
1.4.2. JUSTIFICACIÓN METODOLÓGICA 3
1.4.3. JUSTIFICACIÓN PRÁCTICA 4
CAPÍTULO 2: ANTECEDENTES 5
2.1. El SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO 5
2.1.1. COMPONENTES DEL S.N.I. 5
2.2. PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN 9
2.3. CRITERIOS PARA EL DESARROLLO DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL S.N.T. 11
2.3.1. METODOLOGÍA 12
2.3.2. ESCENARIOS DE DEMANDA 13
2.3.3. DESARROLLO DEL PLAN DE EXPANSIÓN PARA EL AÑO HORIZONTE 14
2.3.4. DETERMINACIÓN DE LA UBICACIÓN EN EL TIEMPO DE LOS PROYECTOS DE TRANSMISIÓN 14
2.3.5. ANÁLISIS DE LOS PROYECTOS DE TRANSMISIÓN 14
2.3.6. EXIGENCIAS REGULATORIAS 15
2.3.7. INCUMPLIMIENTO DE LAS NORMAS 16
2.3.8. INCLUSIÓN DE OBRAS 16
2.3.9. ANÁLISIS DE RENTABILIDAD DE LOS PROYECTOS 17
CAPÍTULO 3: SELECCIÓN DEL TIPO DE CONDUCTOR 18
3.1. METALES CONDUCTORES 18
3.2. COMPARACIÓN ENTRE EL COBRE Y EL ALUMINIO PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN 19
3.2.1. COMPARACIÓN ENTRE LAS SECCIONES DE LOS CONDUCTORES 20
3.2.2. COMPARACIÓN ENTRE LOS PESOS DE LOS CONDUCTORES 20
3.2.3. COMPARACIÓN ENTRE LAS RESISTENCIAS MECÁNICAS A LA TRACCIÓN 21
3.2.4. COMPARACIÓN DE COSTOS ENTRE LOS CONDUCTORES 22
3.2.5. COMPARACIÓN ENTRE LOS CALORES ALMACENADOS POR CADA MATERIAL 23
3.2.6. VENTAJAS E INCONVENIENTES 24
3.2.7. CONDUCTORES DE ALUMINIO 25
3.3. CARACTERÍSTICAS DE LOS CONDUCTORES DE ALUMINIO DESNUDOS USADOS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 28
3.3.1. CONDUCTOR DE ALEACIÓN DE ALUMINIO (A.A.A.C.) 28
3.3.2. CONDUCTOR DE ALUMINIO CON REFUERZO DE ACERO (A.C.S.R.) 29
3.3.3. CONDUCTOR DE ALUMINIO, CLASES AA, A, B, C (A.A.C.) 32

3.3.4. CONDUCTOR DE ALEACIÓN DE ALUMINIO CON REFUERZO DE ACERO (A.A.C.S.R.)... 33
3.3.5. CONDUCTOR DE ALUMINIO CON REFUERZO DE ALEACIÓN (A.C.A.R.)... 33
3.4. PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LOS CONDUCTORES A.C.S.R. Y A.C.A.R. 34
3.4.1. COMPOSICIÓN DE LOS CABLES... 34
3.4.2. PUREZA DEL ALUMINIO DE LOS CABLES MIXTOS... 35
3.4.3. CARACTERÍSTICAS DEL ALMA DE ACERO... 39
3.5. ANÁLISIS MECÁNICO... 40
3.5.1. GENERALIDADES... 40
3.6. DETERMINACIÓN DE LA MEJOR ALTERNATIVA DE CONDUCTOR... 45

CAPÍTULO 4: CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN... 47
4.1. CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN... 47
4.1.1. RESISTENCIA... 47
4.1.2. INDUCTANCIA... 56
4.1.3. CAPACITANCIA... 58
4.1.4. CONDUCTANCIA... 62
4.2. CÁLCULO ELÉCTRICO... 64
4.2.1. MÉTODO EXACTO... 64
4.2.2. CONSTANTES AUXILIARES DE LAS LÍNEAS... 65
4.2.3. SIGNIFICADO FÍSICO DE LAS CONSTANTE AUXILIARES... 65
4.2.4. CÁLCULO DE LAS CONSTANTES AUXILIARES... 68
4.3. FACTORES QUE LIMITAN LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE POTENCIA... 69
4.3.1. GENERALIDADES... 69
4.3.2. ESTABILIDAD... 69
4.3.3. REGULACIÓN DE VOLTAJE... 72
4.3.4. LÍMITE TÉRMICO... 73
4.3.5. EFECTO CORONA... 73
4.3.6. PÉRDIDAS JOULE... 83
4.3.7. CAPACIDAD DE CORTOCIRCUITO... 86
4.4. CÁLCULO DE LA SECCIÓN DEL CONDUCTOR... 88
4.5. MORSETERÍA Y AISLADORES... 92
4.5.1. DEFINICIÓN... 92
4.5.2. CLASIFICACIÓN... 92
4.5.3. COSTO DE LA MORSETERÍA... 93
4.5.4. AISLADORES... 93
4.6. DISPOSICIÓN DE CONDUCTORES Y TIPOS DE ESTRUCTURAS... 100
4.6.1. CONDUCTORES SIMPLES Y MÚLTIPLES... 100
4.6.2. DISPOSICIÓN DE CONDUCTORES... 101
4.6.3. FUNCIÓN DE LAS ESTRUCTURAS... 102
4.6.4. ESFUERZOS SOBRE LA ESTRUCTURA... 105
4.6.5. MATERIALES PARA ESTRUCTURAS... 106
4.6.6. ESTRUCTURAS UTILIZADAS EN EL PAIS... 106

CAPÍTULO 5: OBTENCIÓN DE RESULTADOS... 109
5.1. DATOS AL PROGRAMA POWER FACTORY... 109
5.2. RESULTADOS OBTENIDOS... 116
5.2.1. LÍNEA DE TRANSMISIÓN 4 ESQUINAS – SAN CAYETANO... 117
5.2.2. LÍNEA DE TRANSMISIÓN LAGO DE CHONGÓN - SANTA ELENA... 117
5.2.3. LÍNEA DE TRANSMISIÓN BAÑOS - PUYO... 118
5.2.4. LÍNEA DE TRANSMISIÓN TRINITARIA - SALITRAL... 119
5.2.5. LÍNEA DE TRANSMISIÓN MILAGRO - MACHALA... 120
5.2.6. LÍNEA DE TRANSMISIÓN QUEVEDO - SAN CAYETANO (PORTOVIEJO)... 121
5.2.7. LÍNEA DE TRANSMISIÓN PAUTE (ZHORAY) – CUENCA (SININCAY)... 121
5.2.8. LÍNEA DE TRANSMISIÓN POMASQUI – FRONTERA... 122
5.2.9. LÍNEA DE TRANSMISIÓN SANTA ROSA – POMASQUI... 123
5.2.10. LÍNEA DE TRANSMISIÓN MILAGRO - LAS ESCLUSAS... 124
5.2.11. LÍNEA DE TRANSMISIÓN TOTORAS – QUEVEDO... 124

5.2.12. LÍNEA DE TRANSMISIÓN TRINITARIA – LAS ESCLUSAS 125
5.2.13. LÍNEA DE TRANSMISIÓN PIFO – YAGUACHI 126
5.3. ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITOS 127
5.3.1. CÁLCULO DE CORTOCIRCUITOS EN EL PROGRAMA DIGSILENT 128

CAPÍTULO 6: IMPLEMENTACIÓN DEL SEGUNDO CIRCUITO DE LA L/T CUENCA - LOJA, 138 kV 133
6.1. ANTECEDENTES 133
6.2. DESCRIPCIÓN TÉCNICA 133
6.2.1. UBICACIÓN 133
6.2.2. DESCRIPCIÓN 134
6.2.3. CARACTERÍSTICAS DE LOS MATERIALES UTILIZADOS 134
6.3. SITUACIÓN ACTUAL 136
6.4. ANÁLISIS TÉCNICO - ECONÓMICO 137
6.4.1. OBJETIVO 137
6.4.2. SELECCIÓN DEL TIPO DE CONDUCTOR 138
6.4.3. MONTAJE DEL SEGUNDO CIRCUITO CON CALIBRE DEL CONDUCTOR BRANT 397,5 ACSR 138
6.4.4. MONTAJE DEL SEGUNDO CIRCUITO CON CALIBRE DEL CONDUCTOR 550 ACAR 139
6.4.5. MONTAJE DEL SEGUNDO CIRCUITO CON CALIBRE DEL CONDUCTOR 450 ACAR 140
6.4.6. COMPARACIÓN DE LAS DIFERENTES ALTERNATIVAS 140
6.4.7. DETERMINACIÓN DE LA MEJOR ALTERNATIVA 141

CAPÍTULO 7: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 146
7.1. CONCLUSIONES 146
7.2. RECOMENDACIONES 147

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 149

RESUMEN

En el presente trabajo se realiza un estudio para la selección óptima del calibre de conductores, a través de una metodología que represente las exigencias establecidas en las regulaciones vigentes del Plan de Expansión de Transelectric S.A. 2007 – 2016, en base a la mejor alternativa técnico – económica.

Para trasportar la energía eléctrica desde los centros de generación hasta los centros de consumo con el menor nivel de pérdidas en el Sistema Nacional de Transmisión S.N.T., es fundamental seleccionar el calibre óptimo de los conductores para las líneas de transmisión de acuerdo a las características y requerimientos técnicos en cada zona del Ecuador.

Esta metodología se implementará en el programa computacional de estudios eléctricos Power Factory de Digsilent.

Se determina que el tipo ACAR (Conductor de Aluminio con Refuerzo de Aleación de Aluminio) presenta las mejores características eléctrico-mecánicas para conformar los conductores eléctricos de las nuevas líneas del S.N.T.

Además se establece que las pérdidas de energía representan el mayor porcentaje con respecto a las pérdidas de potencia, efecto corona y corrientes de fuga.

Para la optimización de conductores se desarrolla una ecuación que relaciona los costos totales de los conductores con los costos totales de pérdidas en una línea de transmisión, traídos a valor presente.

PRESENTACIÓN

En el capítulo 1 se realiza una introducción del trabajo, detallando los objetivos, el alcance y la justificación del mismo.

En el capítulo 2 se describe la organización del S.N.I. en su aspecto físico y los parámetros que rigen el Plan de Expansión de Transelectric S.A. a fin de conocer detalladamente el sistema nacional.

En el capítulo 3 se selecciona el tipo de conductor analizando las características de los diferentes materiales usados en líneas de transmisión.

En el capítulo 4 se describen las características y el comportamiento de la línea de transmisión en un sistema eléctrico de potencia y se elabora la metodología a ser implementada para la selección del calibre óptimo de conductores para las líneas de transmisión a ser incorporadas en el S.N.T.

En el capítulo 5 se describe el proceso de ingreso en el programa Power Factory de Digsilent de la metodología encontrada, además se realizan los estudios de cortocircuito y se muestran los resultados obtenidos.

En el capítulo 6 se desarrolla el análisis técnico - económico de la implementación del segundo circuito de la línea Cuenca - Loja a 138 kV, caso particular debido a que las estructuras y el primer circuito de esta línea ya se encuentran instalados.

En el capítulo 7 se presentan las conclusiones a las que se llegó luego de realizar el estudio y se sugieren recomendaciones con el fin de aportar nuevos lineamientos para este tipo de análisis.

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1. GENERALIDADES

Los sistemas eléctricos de potencia S.E.P. están conformados por lo subsistemas de generación, transmisión y distribución y son los encargados de llevar la energía eléctrica desde los centros de generación hasta los centros de consumo.

El diseño de una línea de transmisión eléctrica es un proyecto electromecánico cuya optimización esta ligada a diferentes aspectos, esta tarea es relativamente compleja por los varios temas que relaciona, en cada tema debe observarse atentamente la vinculación que tiene con los otros, lograr ir estableciendo la interrelación es la tarea fundamental que llevará a obtener el diseño óptimo de la línea de transmisión relacionando el buen funcionamiento eléctrico de la línea con los costos que esta conlleva.

El S.N.T. es el encargado de transportar la energía desde los centros de generación hasta los centros de consumo, para cumplir con este objetivo se establece un plan a mediano plazo que es el Plan de Expansión del S.N.T., este es el encargado de encontrar las mejores alternativas para satisfacer las demandas futuras de energía en el país, garantizando con esto la confiabilidad del sistema y mejorando la calidad del servicio de suministro de energía eléctrica a las empresas distribuidoras.

Dentro de los elementos que integran el S.N.T., las líneas de transmisión son el elemento principal, ya que sirven de camino a la energía que se genera, por tal motivo debe preverse de una metodología que sirva para la selección óptima del calibre de conductores para las líneas de transmisión, para conseguir óptimas trasferencias de potencia, a un costo bajo, con el mínimo porcentaje de pérdidas y la mayor rentabilidad posible.

1.2. OBJETIVOS

1.2.1. OBJETIVO GENERAL

Determinar el conductor económico requerido para las líneas de transmisión en el Plan de Expansión de Transmisión del período 2007-2016, con el fin de prestar el servicio de transmisión de energía eléctrica a los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) con un mínimo porcentaje de pérdidas, un mínimo costo, calidad y confiabilidad, enmarcada en las regulaciones del sector eléctrico.

1.2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Encontrar la mejor alternativa en la selección de conductores que permita garantizar en forma óptima la operación del S.N.T. en función de las exigencias establecidas en las regulaciones vigentes del Plan de Expansión 2007-2016 de Transelectric mediante el paquete computacional Power Factory de DigSilent, para los períodos hidrológicos de estiaje y lluvia para los tres tipos de demanda: valle, medio y punta.

- Minimizar el nivel de pérdidas de energía y los costos financieros anuales, para un determinado valor y característica de la carga, voltaje en las redes de transmisión con niveles admisibles y cargabilidad, enmarcados en las regulaciones vigentes para el Plan de Expansión del S.N.T. 2007-2016.

- Actualizar la base de datos de conductores disponibles en el mercado que contenga valores estándares específicos de líneas y cables, niveles de voltaje, bandas no permitidas de voltaje que soporta la red de transmisión, cargabilidad máxima y límites de sobrecarga.

- Encontrar los niveles máximos de cortocircuitos en las barras del S.N.T. con las nuevas líneas de transmisión a ser incorporadas según el Plan de Expansión 2007-2016 de Transelectric.

1.3. ALCANCE

El trabajo se centra en analizar el correcto desempeño del S.N.T. año a año según el Plan de Expansión en los próximos 10 años, mediante el programa Power Factory para los períodos de estiaje y lluvia en los tres tipos de demanda valle, media, y punta, con dos tipos de conductores, en función de las exigencias establecidas en las regulaciones vigentes.

1.4. JUSTIFICACIÓN

1.4.1. JUSTIFICACIÓN TEÓRICA

El aumento de la demanda de energía y potencia en nuestro país es un tema que afecta tanto a los centros generación como a la topología del S.N.T., razón por la cual es necesario tener un estudio del Plan de Expansión del S.N.T. lo más completo posible, dedicándose encontrar el calibre de conductor óptimo para las diferentes líneas de transmisión del S.N.T.

Debido a que la línea de transmisión es el enlace de transporte de energía y potencia desde los centros de generación hasta los centros de consumo, es necesario realizar un minucioso estudio de la implementación de conductores adecuados en las nuevas líneas de transmisión que satisfagan el crecimiento de la demanda futura, manteniendo una efectiva operación y alta disponibilidad de los elementos del S.N.T.

1.4.2. JUSTIFICACIÓN METODOLÓGICA

Para realizar este tipo de estudios de selección de calibre óptimo de conductores eléctricos para líneas de transmisión en sistemas eléctricos de potencia se requiere de desarrollos matemáticos complejos por lo que es necesario utilizar paquetes computacionales especializados que faciliten el análisis. En este caso como en nuestro país el CENACE, CONELEC, y Transelectric han adquirido el programa Power Factory de la empresa Digsilent se realizará el estudio en dicho programa.

El empleo de estos paquetes computacionales se ha implementado en las empresas del sector eléctrico ecuatoriano que realizan diferentes estudios de flujos de carga, estabilidad, confiabilidad, etc., logrando así obtener resultados más precisos en tiempos reducidos.

La simulación que se utilizará es la que está disponible en la compañía Transelectric ya que en dicha compañía se elabora el Plan de Expansión del S.N.T.

1.4.3. JUSTIFICACIÓN PRÁCTICA

El lograr elegir el calibre del conductor más apropiado para las líneas de transmisión del S.N.T. nos permite mejorar el desempeño del S.N.I., ya que se logra disminuir las pérdidas en las líneas de transmisión, aumentar las ventas de energía y potencia en el MEM, mejorar la calidad del servicio, la confiabilidad, etc.

EL presente estudio tiene como objetivo determinar la metodología para encontrar el calibre del conductor más apropiado para los diferentes sistemas de transmisión que se implementarán en distintas zonas de nuestro país de acuerdo al Plan de Expansión de Transelectric.

CAPÍTULO 2

ANTECEDENTES

2.1. El SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

En el Ecuador el S.N.I. es el sistema que permite la producción, transferencia y distribución de la energía eléctrica. Este está conformado por las Empresas Generadoras, el Sistema Nacional de Transmisión S.N.T. y las Empresas Distribuidoras.

El S.N.I. cuenta con una potencia de generación instalada nominal de 3573,32 MW, con una potencia efectiva de 3336,5 MW. Las pérdidas de potencia en el S.N.T. constituido por líneas y subestaciones estuvieron alrededor del 3,1 % (103,43 MW).

El S.N.I. tuvo su apogeo entre los años de 1970 y 1990, en esta época se desarrollaron los más grandes proyectos de generación y transmisión eléctrica, desde entonces el crecimiento del sector eléctrico ha sido limitado debido a la incursión en el sector de partidos políticos que no han permitido la construcción de nuevos proyectos de generación razón por la cuál el país en la actualidad sufre un déficit energético que se lo ha enmendado mediante la compra de energía a los países vecinos en desigualdad de condiciones.

2.1.1. COMPONENTES DEL S.N.I.

2.1.1.1. Parque Generador

El parque generador del S.N.I. es de tipo hidroeléctrico y térmico, posee el 88,6 % de la potencia nominal instalada en el país, con 3165,91 MW, de los cuáles 1715,32 MW (54,18 %) corresponden a generación hidroeléctrica y 1450,59 MW (45,82 %) corresponden a generación térmica. Cabe mencionar que se está empezando a usar energía fotovoltaica pero en un bajísimo porcentaje. En las tablas 2.1 y 2.2 se pueden ver los detalles de la capacidad de generación nominal y efectiva del Sector Eléctrico Ecuatoriano.

Tabla 2.1. Potencia Nominal de Generación del Sector Eléctrico Ecuatoriano

PROPIETARIO	POTENCIA NOMINAL (MW)				TOTAL (%)
	Hidroeléctrica	Térmica	Fotovoltaica	Total	
S.N.I.	1715,32	1450,59	0,00	3165,91	88,60
Autoproductores	44,43	192,45	0,00	236,88	6,63
No Incorporados	4,41	166,11	0,02	170,54	4,77
Total MW	1764,16	1809,15	0,02	3573,33	100,0

Tabla 2.2. Potencia Efectiva de Generación del Sector Eléctrico Ecuatoriano

PROPIETARIO	POTENCIA EFECTIVA (MW)				TOTAL (%)
	Hidroeléctrica	Térmica	Fotovoltaica	Total	
S.N.I.	1703,01	1275,72	0,00	2978,73	89,28
Autoproductores	43,22	172,24	0,00	215,46	6,46
No Incorporados	3,54	138,76	0,02	142,32	4,26
Total MW	1749,77	1586,72	0,02	3336,51	100,0

En la generación termoeléctrica, existen tres tipos de centrales: Térmicas a Gas, Térmicas a Vapor y Motores de Combustión Interna M.C.I., estas últimas corresponden a máquinas con más de 20 años de uso, razón por la cuál trabajan a factores de planta y rendimientos muy bajos, causando que sus costos variables de producción sean altos, este tipo de generación deberá salir de servicio en forma progresiva durante los siguientes años, sea por obsolescencia o al ser desplazadas en el mercado por la incorporación de unidades de generación más eficientes [1].

Tabla 2.3. Generación térmica en el S.N.I. y No Incorporados

Tipo De Central	Nominal (MW)	%	Efectiva (MW)	%	Combustible
Térmica a Gas	755,84	46,75	701,5	49,59	Diesel, Nafta, Gas Natural
Térmica M.C.I.	414,86	25,66	269,98	19,09	Bunker, Diesel
Térmica a Vapor	446,00	27,59	443,0	31,32	Bunker
TOTAL	1616,7	100,0	1414,48	100,0	

De las interconexiones con Colombia y Perú se dispone de 400 MW nominales, de los cuáles 340 MW son efectivos, 250 MW nominales a través de la línea a 230 kV

excepto el de la S/E Policentro y los patios de maniobra de las centrales Paute, Agoyán y Trinitaria, que son de tipo en SF6. El S.N.T. dispone de bancos de capacitores, en el terciario de los transformadores.

Tabla 2.4. Subestaciones con bancos de capacitores

Subestación	MVAr
Ibarra	12
Machala	12
Milagro	18
Policentro	12
Tulcán	3
TOTAL	57

Para controlar los altos niveles de voltaje que se producen en condiciones de demanda mínima, el S.N.T. cuenta con 100 MVAr en bancos de reactores en derivación (Shunt), instalados en el terciario de los transformadores (13,8 kV), de las subestaciones del anillo de transmisión de 230 kV.

Tabla 2.5. Subestaciones con bancos de reactores

Subestación	MVAr
Pascuales	-20
Paute	-20
Quevedo	-10
Riobamba	-10
Santa Rosa	-20
Santo Domingo	-10
Totoras	-10
TOTAL	-100

2.1.1.3. Empresas Distribuidoras

Las Empresas Distribuidoras son las encargadas de la distribución y comercialización de la energía eléctrica a los abonados, estas deben garantizar la calidad y continuidad del servicio.

Existen 20 Empresas Eléctricas de las cuáles 19 están conformadas como Sociedades Anónimas, administradas casi en su totalidad por el Fondo de Solidaridad, y una, la empresa CATEG-D que es de propiedad privada.

Solamente ELECGALÁPAGOS que se encuentra totalmente aislada del S.N.I. se encarga de la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica en las cuatro islas con población de la provincia insular.

Este sector es el que más problemas tiene debido a diferentes circunstancias como:

- Alta cartera vencida.
- Administración con influencias políticas y de grupos de poder.
- Ampliaciones y modificaciones del sistema sin la suficiente planificación y optimización técnico – económica.
- Excesivas pérdidas de potencia y energía eléctrica.
- Falta de información actualizada y confiable sobre las redes eléctricas.
- Protecciones de sobrecorriente y sobrevoltaje sin adecuada coordinación.

Todos estos factores conllevan a altas pérdidas económicas, calidad, confiabilidad y seguridad mínima en varios puntos del sistema. En el Anexo A. 4 se presenta el detalle de las empresas de distribución del S.N.I.

2.1.1.4. Grandes Consumidores

Son aquellos consumidores cuyas características de consumo le facultan para acordar libremente con un Generador o Distribuidor el suministro y precio de energía eléctrica para consumo propio. En el Anexo A. 5 se presenta una lista de los grandes consumidores.

2.2. PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN

El comportamiento de la demanda de energía y potencia en los últimos seis años ha tenido una tendencia de incremento razón por la cual se debe proyectar nuevos estudios de sistemas de transmisión para satisfacer estos requerimientos.
Este incremento de la demanda se debe a que en los últimos seis años ha existido una situación económica estable, lo cuál ha permitido un mejor tratamiento metodológico de las proyecciones de la demanda eléctrica para los nuevos sistemas de transmisión.

Las proyecciones de la demanda de electricidad deben ser el resultado de la aplicación coordinada de los modelos econométricos sectoriales y de estimación nacional, estos deben considerar cuatro aspectos importantes:

- Análisis de tendencias y comportamiento de los sectores a escala nacional.
- Estudio de cargas específicas de importancia nacional.
- Actualización anual de las solicitudes formales de servicio e investigaciones particulares acerca del mercado nacional.
- Estimaciones sobre los proyectos de autoabastecimiento con mayor probabilidad de realización.

Una red confiable para transmitir electricidad permite integrar y aprovechar eficientemente los recursos de generación del país. Al planificar el S.N.T. se efectúa un balance entre el desarrollo de la generación y la transmisión para lograr la confiabilidad del suministro de energía eléctrica.

El objetivo es diseñar un sistema que en condiciones normales y ante contingencias sencillas opere con las siguientes características:

- Con los controles apropiados para dar flexibilidad a la operación.
- Con capacidad de transferencia entre regiones para compartir la reserva de generación.
- Dentro de los rangos de voltaje establecidos.
- Sin sobrecargas.
- Sin problemas de estabilidad angular.
- Sin necesidad de interrumpir la demanda a los usuarios.

Con el transcurrir del tiempo, el S.N.T. se ha robustecido más con la implementación de nuevas líneas y por ende es más mallado, con dificultades en la región norte y sur del país ya que tiene en estas regiones una estructura radial donde se presenta la mayor debilidad del sistema, actualmente se está fortaleciendo el desarrollo de estas regiones con la entrada de una nueva línea de interconexión con Colombia en la región norte del país, y en la región sur con la pronta puesta en operación de la línea con Perú.

Con el desarrollo de interconexiones entre áreas del sistema se intenta conseguir de manera amplia los siguientes beneficios:

- Reducir el requerimiento de capacidad instalada, ya que se aprovecha la diversidad de las demandas y se comparten reservas de capacidad.
- Hacer posible el intercambio de energía entre regiones con el fin de lograr menores costos de producción para todo el conjunto.
- Incrementar la fiabilidad del suministro ante condiciones de emergencia.

De acuerdo con la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (L.R.S.E.), la prestación del servicio público de transmisión de energía eléctrica desde los centros de generación hasta los centros de consumo, le corresponde a la única empresa de transmisión constituida con los activos del S.N.T.

Transelectric es la empresa encargada de realizar esta prestación de servicio, 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, por parte de los Generadores, Distribuidores y Grandes Consumidores, condicionado al pago del correspondiente peaje.

El transmisor no puede comercializar energía eléctrica, ni otorgar y ofrecer ventajas o preferencias en el acceso a sus instalaciones. Además tiene la obligación de expandir el sistema basándose en planes decenales preparados por él y aprobados anualmente por el CONELEC [2].

2.3. CRITERIOS PARA EL DESARROLLO DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL S.N.T.

El objetivo del Plan de Expansión es establecer el plan de equipamiento requerido por el S.N.T. para los próximos 10 años, este considera el equipamiento necesario para garantizar la operación de la red de transmisión en función de las exigencias establecidas en las regulaciones vigentes [3].

La información que se utiliza para realizar este plan proviene de:

- CENACE: Despachos energéticos de las unidades de generación que participan en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), de estudios realizados para la determinación del Precio Referencial de Generación.

- CONELEC: Entrega de información de la proyección de la demanda anual de potencia y energía prevista para el período 2007 - 2016 y los cuadros actualizados de disponibilidades futuras de generación para servicio público con las fechas estimadas de entrada en operación de los proyectos tramitados por el CONELEC. Los valores utilizados corresponden a la demanda no coincidente correspondiente a un escenario de crecimiento medio y constan en el Anexo A. 6.

  Sobre la base de esta proyección, con la información estadística de operación que suministra el CENACE y la proyección de demanda de algunas Distribuidoras, se determina la demanda en cada una de las barras del S.N.T. para los tres tipos de demanda, que se presenta en el Anexo A. 7. Las centrales de generación futuras consideradas se indican en el Anexo A. 8. La topología del S.N.T. a mayo de 2006, se muestra en el Anexo A. 9.

- Empresas Eléctricas Distribuidoras: Planes de Expansión facilitados por algunas de ellas. Aproximadamente el 50% de ellas entregaron sus planes.

- Regulaciones del sector eléctrico ecuatoriano vigentes a la fecha, entre las que se incluye la Regulación No. CONELEC 002/06, referente a "Calidad del Transporte de Potencia y del Servicio de Conexión en el S.N.I.".

2.3.1. METODOLOGÍA

El objetivo principal en la etapa de planificación del S.N.T. es determinar un Plan de Expansión de costo mínimo que satisfaga criterios técnicos y de rentabilidad. Este Plan de Expansión debe cumplir con las regulaciones vigentes del sector eléctrico ecuatoriano, con cálculos de mínimo costo. Todas las alternativas deben ser evaluadas económicamente, considerando: inversión, operación, mantenimiento, restricciones y pérdidas.

2.3.1.1. Análisis de Mínimo Costo

El análisis de mínimo costo garantiza que los proyectos de transmisión propuestos para prestar el servicio requerido constituyan la mejor alternativa desde un punto de vista económico.

2.3.1.2. Análisis de Rentabilidad

El análisis de rentabilidad cuantifica los beneficios de los planes con el objeto de garantizar que la inversión asociada tenga una rentabilidad atractiva, con una relación beneficio / costo mayor a uno y una Tasa Interna de Retorno (T.I.R.) superior a la de descuento.

El Plan de Expansión permite definir y/o confirmar las adiciones a la infraestructura, teniendo en cuenta la incertidumbre asociada a los escenarios de generación y demanda que se estiman anualmente.

Para determinar un Plan de Expansión de mínimo costo se comparan opciones equivalentes en el horizonte de planeación, mediante el cálculo del Valor Presente V.P. de los costos asociados a cada uno de ellos, considerando los de operación y mantenimiento así como las pérdidas eléctricas. La alternativa más económica es aquella cuyo V.P. resulta menor.

Para establecer el Plan de Expansión se siguen tres etapas:

- Definición de escenarios de generación y demanda.
- Determinación del Plan de Expansión de Transmisión para el año horizonte.
- Incorporación de proyectos en cada año del período de estudio.

2.3.2. ESCENARIOS DE DEMANDA

Para planificar el Plan de Expansión del S.N.T. se consideran tres escenarios estrechamente relacionados con la actividad económica del país. En el país tenemos tres tipos de demanda: Punta, Media y Valle, presentándose estás en dos períodos que son el lluvioso y el de estiaje.

2.3.3. DESARROLLO DEL PLAN DE EXPANSIÓN PARA EL AÑO HORIZONTE

Año horizonte es el último período de análisis, para este se toma en cuenta:

- La topología del sistema del año en curso.
- Los proyectos de transmisión en la etapa de construcción.

En el análisis sobre el sistema de transmisión se evalúan diferentes condiciones base para el despacho de generación, demanda y puntos de operación.

El Plan de Expansión para el año horizonte debe cumplir con los siguientes criterios de planificación:

- Mínimo costo.
- Confiabilidad.
- Seguridad en la operación.
- Calidad de servicio.

2.3.4. DETERMINACIÓN DE LA UBICACIÓN EN EL TIEMPO DE LOS PROYECTOS DE TRANSMISIÓN

Se sitúan los proyectos de transmisión en cada período de acuerdo a la necesidad de prioridad que cumpla con los criterios ya mencionados. Además se identifican los refuerzos para el corto plazo en cada escenario de generación.

2.3.5. ANÁLISIS DE LOS PROYECTOS DE TRANSMISIÓN

Una vez cubiertas todas estas etapas, se analizan las obras para cada plan de transmisión y se evalúan con base en:

- Confiabilidad a corto y mediano plazo.
- Flexibilidad ante diferentes escenarios de generación.
- Costo del Plan de Transmisión a corto y largo plazo.

2.3.6. EXIGENCIAS REGULATORIAS

Con estas se establecen los parámetros de calidad, seguridad y confiabilidad que deben ser observados por Transelectric y los demás agentes del MEM. Los aspectos más relevantes para este trabajo son los siguientes:

2.3.6.1. Estado Estacionario [4]

2.3.6.1.1. Voltaje

Es responsabilidad del transmisor:

Declarar al CENACE los equipos para control de voltaje y suministro de potencia reactiva que pone a disposición del MEM.

Mantener los niveles de voltaje, en las barras de las subestaciones, con variaciones no mayores a los límites establecidos por el CONELEC sobre la base de los estudios presentados por el CENACE y el Transmisor tomando como referencia el Plan de Expansión del Transmisor y el Plan de Operación del MEM. Como uno de los resultados de dichos estudios, se obtendrá el listado de nodos del S.N.I. y períodos donde no se pueda cumplir con el control de voltaje y potencia reactiva.

Corregir o levantar las restricciones en los nodos en donde no se pueda cumplir con el control de voltaje dentro de los plazos establecidos en los estudios.

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

Según lo establecido por el CONELEC en julio de 2006, el transmisor deberá mantener los niveles de voltaje en las barras de 230 kV entre el +5 % / -5 % del voltaje nominal, para 138 kV entre el +5 % / -7 % del voltaje nominal, para el caso de las barras de 69, 46 y 34,5 kV entre el +3 % / -3 % del voltaje nominal [5].

2.3.6.1.2. Cargabilidad

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

En el análisis de estado estacionario se consideran solo simples contingencias en las líneas de transmisión y en los bancos de transformadores 230/138 kV o 230/69 kV.

2.3.6.2. Parámetros de Calidad y Seguridad [6]

2.3.6.2.1. Confiabilidad

El S.N.I. debe permanecer estable sin afectar la demanda de los usuarios ante la contingencia de uno de los circuitos a 230 kV.

El S.N.I. debe permanecer estable ante la contingencia de los circuitos de una línea de transmisión que ocupen la misma torre. Para este caso el CENACE podrá implementar esquemas de desconexión automática de carga por baja frecuencia con el objeto de preservar la estabilidad.

El S.N.I. debe permanecer estable sin afectar la demanda de los usuarios ante la salida de la unidad de mayor capacidad que tenga el S.N.I.

2.3.7. INCUMPLIMIENTO DE LAS NORMAS [7]

Las sanciones y compensaciones económicas a los Agentes del MEM por incumplimiento de las normas de calidad, continuidad y confiabilidad, así como el objeto y destino de las mismas, se establecerán de acuerdo a lo indicado en el reglamento de Despacho y Operación del S.N.I. y el Reglamento de Suministro de Servicio de Electricidad. El pago de sanciones y compensaciones no exime al Transmisor o Agente, de las obligaciones de solucionar las causas que las originan.

2.3.8. INCLUSIÓN DE OBRAS

En el plan de obras del S.N.T. no se incluye las obras de transmisión requeridas por las centrales de generación que tienen concesión o permiso otorgado por el CONELEC.

En los estudios eléctricos efectuados para determinar el equipamiento requerido por el S.N.T. se utiliza un esquema de transmisión asociado a los proyectos de generación futuros. Los esquemas utilizados son referenciales toda vez que son de responsabilidad del agente generador determinar el punto del Sistema de Transmisión y el esquema de conexión correspondiente.

2.3.9. ANÁLISIS DE RENTABILIDAD DE LOS PROYECTOS

Este análisis se efectúa con base en:

- Tasa interna de retorno.
- Relación beneficio / costo.

El cálculo de los beneficios y costos del Plan de Expansión de Transmisión se evalúa a nivel global por su impacto en el sistema eléctrico, mientras que los proyectos de subtransmisión se estudian de manera individual, ya que la influencia de este tipo de obras está limitada a un área de influencia específica.

CAPÍTULO 3

SELECCIÓN DEL TIPO DE CONDUCTOR

3.1. METALES CONDUCTORES

Los metales utilizados en la construcción de líneas de transmisión aéreas de energía eléctrica deben poseer tres características fundamentales:

1. Presentar una baja resistencia eléctrica por lo tanto bajas pérdidas Joule.
2. Presentar elevada resistencia mecánica, de manera de ofrecer una elevada resistencia a los esfuerzos permanentes o accidentales.
3. Tener un costo limitado debido a que este factor es uno de los más importantes al momento de la elección del material.

Los metales que cumplen con por lo menos dos o más de las condiciones anteriores son el cobre, el aluminio, aluminio - acero, aleación de aluminio.

Además se debe tomar en cuenta:

- Peso específico.
- Resistividad: resistencia específica.
- Coeficiente de temperatura.
- Módulo de elasticidad.
- Coeficiente de alargamiento.
- Carga de rotura.
- Límite de elasticidad.
- Coeficiente de dilatación lineal.
- Calor específico.
- Alargamiento a la rotura (AR): dado por la siguiente expresión:

$$AR\% = \frac{l - l_o}{S_o} 100 \tag{3.1}$$

donde:

l = Longitud después de la rotura.

l_o = Longitud inicial.

S_o = Sección transversal inicial.

La conductividad del cobre merece especial mención por ser la adoptada por la C.E.I. en 1913 como base de la norma IACS., esta definió como patrón de la conductividad eléctrica a:

Un hilo de cobre de 1 metro de longitud y un gramo de masa, que da una resistencia de 0,15388 Ω a 20° C tiene una conductividad eléctrica de 100 % I.A.C.S. A toda aleación de cobre con una conductividad mayor que 100 % IACS se le denomina de alta conductividad (H.C. por sus siglas inglesas) [8].

3.2. COMPARACIÓN ENTRE EL COBRE Y EL ALUMINIO PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

Para escoger el material con que debe ser hecho el conductor de la línea de transmisión compararemos las propiedades más importantes de cada material.

Para este análisis se considera tres aspectos:

- La longitud del conductor para los materiales será la misma.
- La resistencia eléctrica del conductor será la misma para los materiales.
- La temperatura a la que se encuentra el conductor es la misma para los materiales.

Tabla 3.1. Características del Aluminio y Cobre [9]

	Cobre	Aluminio	Unidades
Resistividad a 20 ° C (ρ)	0,018	0,02808	$\Omega mm^2/m$
Densidad (d)	8,8	2,7	kg/cm^3
Carga de rotura (σ)	25	10,5-15	kg/mm^2

Calor específico (c)	0,09	0,22	Cal/g°C
Precio (p)	6,67511	2,81363	$/kg

3.2.1. COMPARACIÓN ENTRE LAS SECCIONES DE LOS CONDUCTORES

La resistencia eléctrica de cada conductor esta dada por:

$$R_{Al} = \frac{L_{Al}}{S_{Al}} \rho_{Al} \tag{3.2}$$

$$R_{Cu} = \frac{L_{Cu}}{S_{Cu}} \rho_{Cu} \tag{3.3}$$

donde:

R_{Al}, R_{Cu}: Resistencia eléctrica del aluminio y cobre.

ρ_{Al}, ρ_{Cu}: Resistividad del aluminio y cobre.

L_{Al}, L_{Cu}: Longitud del conductor de la línea de aluminio y cobre.

S_{Al}, S_{Cu}: Sección de los conductores de aluminio y cobre.

Como:

$$R_{Al} = R_{Cu} = R \text{ y } L_{Al} = L_{Cu} = L$$

Igualando la ecuación (3.2) y (3.3) se tiene que:

$$\frac{L}{S_{Al}} \rho_{Al} = \frac{L}{S_{Cu}} \rho_{Cu}$$

Despejando S_{Al} se obtiene:

$$S_{Al} = \frac{0{,}02808}{0{,}018} S_{Cu}$$

Por lo tanto:

$$S_{Al} = 1{,}56 S_{Cu} \tag{3.4}$$

De acuerdo a esto la sección del conductor aluminio es 1,56 veces mayor que la sección del conductor de cobre, esto supone un inconveniente para el conductor de aluminio, ya que la acción del viento le perjudicara más.

3.2.2. COMPARACIÓN ENTRE LOS PESOS DE LOS CONDUCTORES

El peso para cada material esta dado por:

$$P_{Al} = V_{Al} \cdot d_{Al} = S_{Al} \cdot L \cdot d_{Al} \tag{3.5}$$

$$P_{Cu} = V_{Cu} \cdot d_{Cu} = S_{Cu} \cdot L \cdot d_{Cu} \tag{3.6}$$

donde:

P_{Al}, P_{Cu}: Peso del aluminio y cobre.

V_{Al}, V_{Cu}: Volumen del aluminio y cobre.

d_{Al}, d_{Cu}: Densidades del aluminio y cobre.

S_{Al}, S_{Cu}: Sección de los conductores de aluminio y cobre.

Dividiendo ambas expresiones y usando la relación encontrada en el anterior punto:

$$\frac{P_{CU}}{P_{Al}} = \frac{S_{Cu}}{S_{Al}} \frac{d_{Cu}}{d_{Al}}$$

$$\frac{P_{CU}}{P_{Al}} = \frac{1}{1,56} \frac{8,8}{2,7}$$

Despejando el peso del conductor de aluminio resulta:

$$P_{Al} = 0,47863 P_{Cu} \tag{3.7}$$

Por lo tanto, el conductor de aluminio pesa el 47 % del peso del conductor del cobre, por lo que en este aspecto el aluminio es muy ventajoso.

3.2.3. COMPARACIÓN ENTRE LAS RESISTENCIAS MECÁNICAS A LA TRACCIÓN

La tensión máxima a tracción que puede soportar un conductor de aluminio y uno de cobre esta dado por:

$$T_{Al} = S_{Al} \sigma_{Al} \tag{3.8}$$

$$T_{Cu} = S_{Cu} \sigma_{Cu} \tag{3.9}$$

donde:

T_{Al}, T_{Cu} : Tensión máxima a tracción del aluminio y cobre.

σ_{Al}, σ_{Cu} : Carga de rotura del aluminio y cobre.

S_{Al}, S_{Cu} : Sección de los conductores de aluminio y cobre.

Dividiendo ambas expresiones y utilizando la relación encontrada en el punto 3.2.1. se obtiene:

$$\frac{T_{Cu}}{T_{Al}} = \frac{S_{Cu}}{S_{Al}} \frac{\sigma_{Cu}}{\sigma_{Al}}$$

$$\frac{T_{Cu}}{T_{Al}} = \frac{1}{1{,}56} \frac{25}{15}$$

Por lo tanto:

$$T_{Al} = 1{,}068 T_{Cu} \tag{3.10}$$

La ecuación anterior da como resultado que la tensión máxima a tracción para el conductor de aluminio es muy semejante a la del conductor de cobre.

3.2.4. COMPARACIÓN DE COSTOS ENTRE LOS CONDUCTORES

Las ecuaciones para representar el costo de cada material para la fabricación del conductor esta dada por:

$$C_{Cu} = P_{Cu} p_{Cu} \tag{3.11}$$

$$C_{Al} = P_{Al} p_{Al} \tag{3.12}$$

donde:

C_{Al}, C_{Cu} : Costo del aluminio y el cobre.

P_{Al}, P_{Cu} : Peso del aluminio y el cobre.

p_{Al}, p_{Cu} : Pecio unitario del aluminio y cobre.

Los precios de los conductores de cobre en el año 2006 han llegado hasta triplicarse con respecto al aluminio en algunos meses, estos costos variables se deben a una sobredemanda en el mercado, debido sobretodo a la culminación de la central Las Tres Gargantas en China.

Tabla 3.2. Precios de materiales para conductores de L/T en el año 2006 [10]

Mes	Aleación de Aluminio	Aluminio	Cobre
$/kg	$/kg	$/kg	$/kg
Enero	2,03443	2,37786	4,73433
Febrero	2,33405	2,45533	4,98240

Marzo	2,35004	2,42913	5,10285
Abril	2,42783	2,62158	6,38778
Mayo	2,63748	2,86148	8,04586
Junio	2,34923	2,47734	7,19761
Julio	2,28938	2,51271	7,71210
Agosto	2,19523	2,45993	7,69566
Septiembre	2,18057	2,47288	7,60236
Octubre	2,20582	2,65459	7,50039
Noviembre	2,24509	2,70280	7,02918
Diciembre	2,28726	2,81363	6,67511

Dividiendo ambas expresiones, y utilizando la relación obtenida en el punto 3.2.2. se obtiene:

$$\frac{C_{Cu}}{C_{Al}} = \frac{P_{Cu}p_{Cu}}{P_{Al}p_{Al}}$$

$$\frac{C_{Cu}}{C_{Al}} = 2{,}0892\frac{6{,}67511}{2{,}81363}$$

$$C_{Al} = 0{,}202C_{Cu} \tag{3.13}$$

3.2.5. COMPARACIÓN ENTRE LOS CALORES ALMACENADOS POR CADA MATERIAL

La ecuación del calor específico para cada relación esta dada por:

$$Q_{Cu} = M_{Cu}C_{Cu}t = S_{Cu}Ld_{Cu}C_{Cu}t \tag{3.14}$$

$$Q_{Al} = M_{Al}C_{Al}t = S_{Al}Ld_{Al}C_{Al}t \tag{3.15}$$

donde:

Q_{Al}, Q_{Cu} : Cantidad de calor del aluminio y el cobre.

C_{Al}, C_{Cu} : Calor específico del aluminio y el cobre.

d_{Al}, d_{Cu} : Densidad de los dos materiales.

t : Temperatura aleatoria.

L : Longitud de la línea.

Utilizando la relación encontrada en el punto 3.2.1. y dividiendo ambas expresiones se obtiene:

$$\frac{Q_{Cu}}{Q_{Al}} = \frac{S_{Cu} L d_{Cu} C_{Cu} t}{S_{Al} L d_{Al} C_{Al} t}$$

$$\frac{Q_{Cu}}{Q_{Al}} = \frac{1}{1,56} \frac{8,8}{2,7} \frac{0,09}{0,22}$$

Por tanto se obtiene que:

$$Q_{Al} = 1,17 Q_{Cu} \tag{3.16}$$

Con esto se determina que el conductor de aluminio tiene la capacidad de almacenar más calor que el conductor de cobre, desventaja respecto al cobre pero no es importante debido al alto nivel de refrigeración que tienen las líneas de transmisión debido al efecto del viento.

Tabla 3.3. Resultados entre el aluminio y cobre

Parámetros	Resultados
Sección	$S_{Al} = 1,56 S_{Cu}$
Peso	$P_{Al} = 0,47863 P_{Cu}$
Resistencia mecánica a la tracción	$T_{Al} = 1,068 T_{Cu}$
Costo a Diciembre de 2006	$C_{Al} = 0,202 C_{Cu}$
Calor específico almacenado	$Q_{Al} = 1,17 Q_{Cu}$

3.2.6. VENTAJAS E INCONVENIENTES

Del análisis realizado se obtiene las siguientes conclusiones:

- El aluminio es el material más recomendable para el conductor de las líneas de transmisión de energía eléctrica.

- El costo del aluminio representa el 20 % del costo del cobre, punto muy importante para la selección del conductor ya que el costo nos indica si el proyecto es o no factible.

- El peso del aluminio es el 47 % del peso del cobre, punto muy importante ya que ayuda a disminuir el costo de las estructuras, disminuyendo el peso de estas y por ende el costo del sistema de transmisión.

- Los ácidos, la sal y los sulfatos atacan mucho más al aluminio que al cobre. Se tendrá en cuenta que la vida media de una línea aérea de alto voltaje es de unos 40 años, y que el aluminio puede soportar durante todo ese tiempo las condiciones adversas anteriormente citadas.

- El cobre tiene un elevado peso específico, lo que, supone grandes flechas en cuanto la distancia entre apoyos es importante. Se necesitan, por tanto, apoyos de gran altura a fin de que el punto más bajo de la catenaria que forma el conductor quede suficientemente separado del terreno o de la máxima cota de agua alcanzada por un río que se haya de atravesar, etc.

- A pesar de la conductividad y del bajo peso específico de los conductores de aluminio, el principal inconveniente de estos es su pequeña carga de rotura.

- A igualdad de longitud de vano, la flecha vertical que adquiere el conductor, es proporcional a su peso propio, pensándose utilizar materiales lo más ligeros posible que sean de gran resistencia mecánica, a fin de que puedan ser tendidos en vanos largos.

- Las aleaciones de aluminio mejoran las características de este metal, y estas son utilizadas en los conductores eléctricos de líneas de transmisión, mejorando su carga de rotura, para igual peso y disminuyendo su precio respecto del aluminio en un 23 %.

3.2.7. CONDUCTORES DE ALUMINIO

La vida útil al igual que los del cobre es ilimitada, incluso en desfavorables condiciones no se han producido fallas por destrucción de los conductores.

Los conductores de aluminio son siempre cables formados por varios hilos, al cabo de algún tiempo después del tendido, la superficie de los conductores se cubre con una fina capa de óxido de aluminio muy adherente e impermeable, que les protege contra ataques posteriores.

Debido a la tensión mecánica que todo conductor sufre al estar suspendido entre dos puntos, los hilos constitutivos quedan fuertemente apretados unos contra otros, de modo que el aire y los agentes atmosféricos casi nunca llegan hasta la superficie de

los mismos, esta es la razón para que los hilos interiores se conserven libres de la oxidación.

La duración del aluminio es función principalmente de su pureza. Un aluminio con gran cantidad de cobre se descompone aunque tenga ya formada a su alrededor la película de óxido autoprotectora, ya que en estas circunstancias de impureza, no es capaz de impedir el progreso de la descomposición hacia el interior del metal. Por esta razón debe emplearse únicamente un aluminio de primera calidad con un grado de pureza de por lo menos 99 %.

3.2.7.1. Resistencia Mecánica [11]

Un hilo de aluminio de gran carga de rotura presenta una mayor resistencia eléctrica que otro en el que aquella carga sea pequeña. Las cargas de rotura de rotura más favorables se obtienen con hilos de diámetros menores de 3 mm, este valor es alrededor de 15 kg/mm^2.

Estas son las razones por las cuáles se fabrican las secciones pequeñas de los conductores de aluminio con cables constituidos por varios hilos, obteniéndose mediante el cableado de varios hilos de pequeña sección un conductor mucho más flexible que si se empleara un hilo único. En la práctica los cables de aluminio están formados por varios hilos convenientemente cableados, cuyos diámetros oscilan entre 2 y 4 mm.

3.2.7.2. Características Eléctricas

Su resistividad varía muy poco según la dureza, los hilos recocidos tienen mayor resistividad que los denominados duros. Algunos valores propuestos por la C.E.I. para la resistividad del aluminio son:

- 284,5 $\mu\Omega \cdot m/m$ (60,6 % del cobre patrón) para el aluminio duro a 20 ºC.
- 278 $\mu\Omega \cdot m/m$ (62 % del cobre patrón) para el aluminio recocido a 20 ºC.

Además los hilos componentes no deberán ser de una carga de rotura inferior a 15 kg/mm^2 para todos los hilos de menores o iguales a 3,5 mm de diámetro, y desde 3,5 a 5 mm serán de por lo menos 18 kg/mm^2.

El límite de elasticidad no debe ser menor a $11 kg/mm^2$, el alargamiento a la rotura para los hilos debe ser mayor al 2 % siendo medido en un tramo de longitud $s\sqrt{66,67}$ y bajo la carga de rotura, donde ***s*** es la sección del hilo que se ensaya.

Tabla 3.4. Propiedades de los conductores de aluminio

Características	Hilos		Unidad
	Duro	Recocido	
Peso específico	2,70	2,70	gr/cm^3
Resistividad a 20 °C	2,845	2,803	$\mu\Omega/cm$
Coeficiente de temperatura	0,00400	0,00406	
Carga de rotura	16 a 20	8	kg/mm^2
Límite de elasticidad	11 a 12	0,2	kg/mm^2
Alargamiento a la rotura	30	2	
Coeficiente de dilatación lineal	23×10^{-6}	23×10^{-6}	

3.2.7.3. Conductores de Cable de Aluminio

La densidad relativa de los cables de aluminio es 2,754 es decir 1,02 veces la del aluminio.

En relación a la resistividad relativa si se admite que los hilos están aislados eléctricamente los unos de los otros por la película de aluminio que los cubre, se ve que la resistividad de un cable, referida a la sección útil, es superior a la resistividad teórica del aluminio.

Para el coeficiente de alargamiento ***1/E*** se adopta un valor superior en un 20 % del coeficiente del conductor macizo, la razón de esto es la de dar al cable una flecha de tendido algo inferior a la que precisaría el hilo macizo, y que un cable suspendido, aunque se le deje tendido incluso varios días antes de tensarlo, no toma inmediatamente su alargamiento definitivo de forma que el cálculo mecánico basado sobre el coeficiente ***1/E*** de los hilos macizos no se presentará más que al cabo de

algunas semanas, adquiriendo entonces, una flecha excesiva, este fenómeno ya no ocurre o queda muy atenuado si el cable ha estado instalado anteriormente en otra línea durante algún tiempo.

Al calcular mecánicamente los conductores aceptar esta condición supondría alguna complicación, y a fin de evitar esto lo que se hace normalmente es determinar las flechas por defecto, tanto menos cuánto mayor sea el vano.

La carga de rotura puede obtenerse multiplicando la suma de las cargas de rotura de los hilos componentes por los coeficientes que son valores medios de un gran número de experiencias.

Tabla 3.5. Coeficientes para obtener las carga de rotura de los hilos

Cables de	Coeficientes
3 hilos	0,95
7 hilos	0,93
19 hilos	0,90
37 hilos	0,88
61 hilos y más	0,85

3.3. CARACTERÍSTICAS DE LOS CONDUCTORES DE ALUMINIO DESNUDOS USADOS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN [12]

Existen algunos tipos de conductores en el mercado para la fabricación de líneas de transmisión:

- A.A.A.C.: Conductor de Aleación de Aluminio
- A.C.S.R.: Conductor de Aluminio con Refuerzo de Acero
- A.A.C.: Conductor de Aluminio, Clases AA, A, B, C
- A.A.C.S.R.: Conductor de Aleación de Aluminio con Refuerzo de Acero
- A.C.A.R.: Conductor de Aluminio con Refuerzo de Aleación

3.3.1. CONDUCTOR DE ALEACIÓN DE ALUMINIO (A.A.A.C.)

Este conductor es fabricado usando aleación de aluminio de alta fortaleza proporcionando así, una alta relación resistencia / peso. La aleación de aluminio del cable A.A.A.C. ofrece mayor resistencia a la corrosión que el cable A.C.S.R.

Los conductores de aluminio son fabricados según el estándar 6201-T81 conforme a la especificación ASTM B-399 son similares a otros conductores conocidos comercialmente como Ardival, Aldrey o Almelec. Son desarrollados para cubrir la necesidad de un conductor económico para líneas de transmisión que requieren una fortaleza mayor que la proporcionada por los conductores de aluminio 1350, pero sin contener un núcleo de acero.

La resistencia DC a 20 º C de los conductores 6201-T81 y el A.C.S.R. estándar del mismo diámetro es aproximadamente la misma. Los conductores de aleaciones 6201 J81 son más fuertes y, por ende, tienen mayor resistencia a la abrasión que los conductores de aluminio 1350-H 19.

Estos conductores se utilizan cuando se necesita un esfuerzo de tensión elevado y una elevada relación esfuerzo mecánico-peso para la optimización de las flechas en vanos largos. Estos conductores son útiles para instalaciones en zonas costeras o de alta corrosión ambiental, donde los A.C.S.R. no pueden ser utilizados.

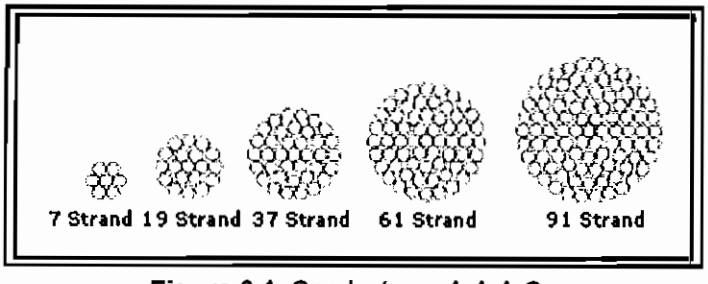


Figura 3.1. Conductores A.A.A.C.

3.3.2. CONDUCTOR DE ALUMINIO CON REFUERZO DE ACERO (A.C.S.R.)

Este conductor es utilizado sobretodo en tramos largos debido a su alta resistencia mecánica pero no deben usarse en lugares corrosivos por los efectos galvánicos entre el acero y el aluminio, lo cual debilita el conductor provocando su falla. El cableado con núcleo variable de acero permite alcanzar la dureza deseada sin perjudicar la corriente máxima que puede soportar el cable.

Es un conductor, cableado concentricamente, compuesto por una o más capas de alambre de aleación de aluminio 1350H19 cableado con un núcleo de acero de alta resistencia.

Estos conductores están compuestos de varios alambres de aluminio, de igual o diferente diámetro nominal, y de alambres de acero galvanizado. Los alambres van cableados en capas concéntricas.

Este tipo de conductores tiene un inconveniente con respecto a los de aluminio exclusivamente, es su mayor peso. No obstante, tienen una mayor resistencia mecánica, logrando disminuir con ello el número de apoyos y de aisladores al poderse aumentar la longitud de los vanos.

Las proporciones de aleación de aluminio y acero pueden ser ajustadas para obtener la relación conductividad / fortaleza que mejor se ajuste al uso final del cable. Es posible agregar protección adicional anti-corrosión aplicando grasa al núcleo o al cable completo. Existen además otros tipos de cables ACSR:

- A.C.S.R./AW: Conductor de Aluminio con Refuerzo de Acero Aluminizado
- A.C.S.R./TW: Conductor de Aluminio con Refuerzo de Acero
- A.C.S.R./AE: Conductor de Aluminio con Refuerzo de Acero
- A.C.S.R./T-2, A.A.C./T-2 & A.A.A.C./T-2

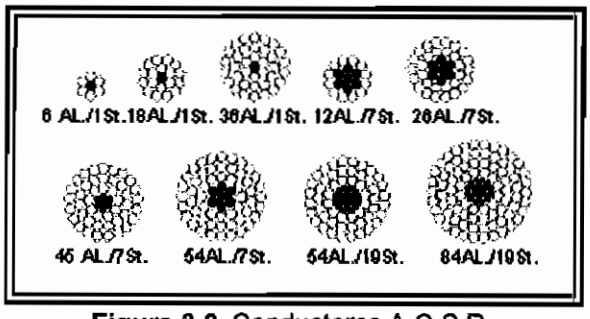


Figura 3.2. Conductores A.C.S.R.

3.3.2.1. Conductor de Aluminio con Refuerzo de Acero Aluminizado (A.C.S.R./AW)

El conductor A.C.S.R./AW ofrece las mismas características de fortaleza del A.C.S.R. pero la corriente máxima que puede soportar el cable y su resistencia a la corrosión son mayores debido al aluminizado del núcleo de acero.

Provee mayor protección en lugares donde las condiciones corrosivas del ambiente son severas.

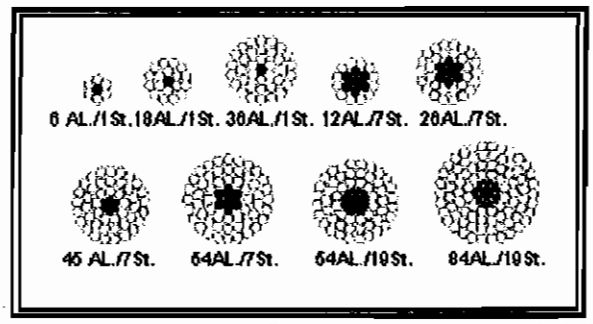


Figura 3.3. Diferentes tamaños de conductores A.C.S.R./AW

3.3.2.2. Conductor de Aluminio con Refuerzo de Acero (A.C.S.R./TW)

El conductor A.C.S.R./TW es ideal para recablear líneas de transmisión ya que ofrece el mismo diámetro que el A.C.S.R. pero soporta una mayor corriente. Las estructuras a utilizar deben ser evaluadas cuidadosamente debido al gran peso de este conductor.

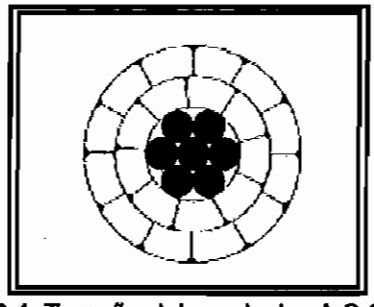


Figura 3.4. Tamaño del conductor A.C.S.R./TW

3.3.2.3. Conductor de Aluminio con Refuerzo de Acero (A.C.S.R./AE)

Como su nombre lo indica, el A.C.S.R./AE (Air Expanded) A.C.S.R. es un conductor cuyo diámetro ha sido incrementado o expandido por espacios de aire entre las capas exteriores de aluminio y el núcleo de acero.

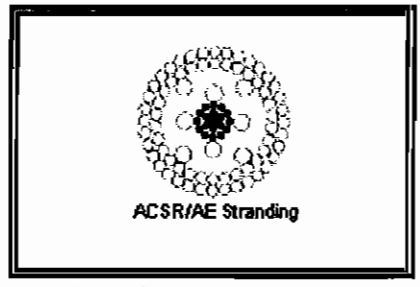


Figura 3.5. Tamaño del conductor A.C.S.R./AE

3.3.2.4. A.C.S.R./T-2, A.A.C./T-2 & A.A.A.C./T-2

Este nuevo conductor resiste el efecto galloping por causas eólicas y proporciona baja vibración en las líneas de transmisión.

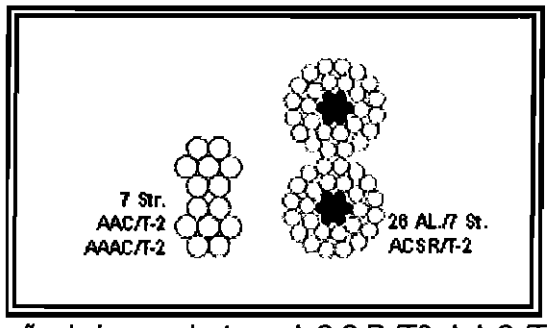


Figura 3.6. Tamaño de los conductores A.C.S.R./T2, A.A.C./T-2, A.A.A.C./T-2

3.3.3. CONDUCTOR DE ALUMINIO, CLASES AA, A, B, C (A.A.C.)

Los conductores de aluminio, clases AA, A, B, C pueden ser también conductores de cableado compactos para uso en líneas de transmisión aérea y para ser recubiertos con aislamientos específicos, cuando por razones de diseño de la línea, la capacidad de corriente debe ser mantenida y se desea un conductor más liviano que el A.C.S.R. y la resistencia a la tracción o esfuerzo de tensión mecánico máximo no es un factor crítico.

Conductores trenzados de mayor flexibilidad clases B y C son usados en aplicaciones para conexiones o puentes de equipos eléctricos, en subestaciones, etc. Cada clase está relacionada con el cableado y son un indicativo de la flexibilidad relativa del conductor, siendo AA la menos flexible y C la de mayor flexibilidad. Los conductores de aluminio 1350 se clasifican de la siguiente forma:

Tabla 3.6. Clases de conductores de aluminio A.A.C.

Clase	Uso
AA	Conductores normalmente usados en líneas de transmisión aéreas.
A	Conductores a ser recubiertos por materiales resistentes al clima y conductores desnudos con alta flexibilidad.
B	Conductores a ser aislados con diversos materiales y conductores que requieren mayor flexibilidad.
C	Conductores que requieren la más alta flexibilidad.

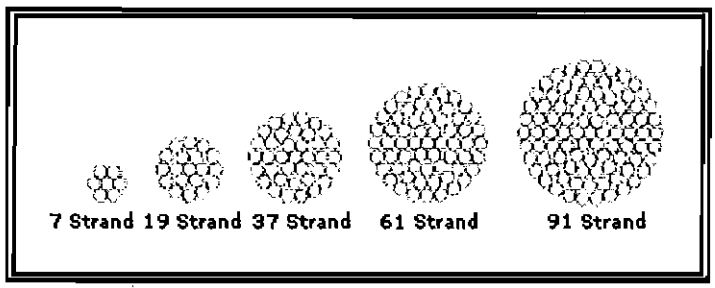


Figura 3.7. Diferentes tamaños de conductores A.A.C.

3.3.4. CONDUCTOR DE ALEACIÓN DE ALUMINIO CON REFUERZO DE ACERO (A.A.C.S.R.)

El A.A.C.S.R. es un conductor, cableado concentricamente, compuesto por una o más capas de alambre de aleación de aluminio 6201-T81 cableado con un núcleo de acero de alta resistencia. El núcleo puede estar conformado por un alambre de acero simple o por varios, cableados, dependiendo del tamaño.

Conductor normalmente usado como cable aéreo desnudo para líneas de transmisión de energía y para distribución de energía eléctrica primaria y secundaria.

El conductor A.A.C.S.R. ofrece una fortaleza óptima para el diseño de líneas de transmisión. El cableado con núcleo variable de acero permite alcanzar la dureza deseada sin disminuir la corriente máxima que puede soportar el cable.

Las proporciones de aleación de aluminio y acero pueden ser ajustadas para obtener la relación conductividad / fortaleza que mejor se ajuste al uso final del cable. Es posible agregar protección adicional anticorrosión aplicando grasa al núcleo o al cable completo.

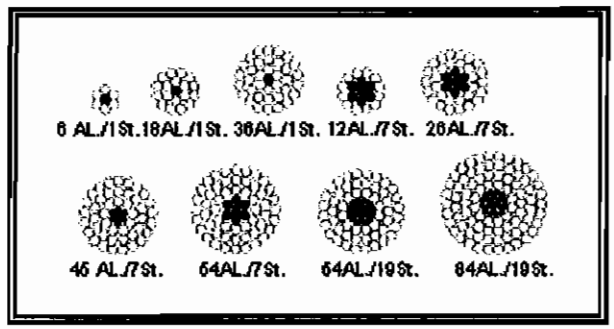


Figura 3.8. Diferentes tamaños de conductores A.A.C.S.R.

3.3.5. CONDUCTOR DE ALUMINIO CON REFUERZO DE ALEACIÓN (A.C.A.R.)

Su buena relación resistencia-peso lo hacen un cable recomendable en aplicaciones en las que tanto la corriente máxima que puede soportar el cable como su fortaleza son consideraciones de importancia en el diseño de las líneas de transmisión.

Estos conductores ofrecen una buena resistencia a la tracción y una excelente relación esfuerzo de tensión - peso, para el diseño de estas líneas cuando tanto la

capacidad de corriente como la resistencia mecánica son factores críticos a ser considerados en el mismo. El alma de aleación de aluminio de estos conductores está disponible en diversas formaciones, de acuerdo al esfuerzo de tensión deseado. Además a igual peso, los conductores A.C.A.R. ofrecen mayor resistencia mecánica y capacidad de corriente que el A.C.S.R.

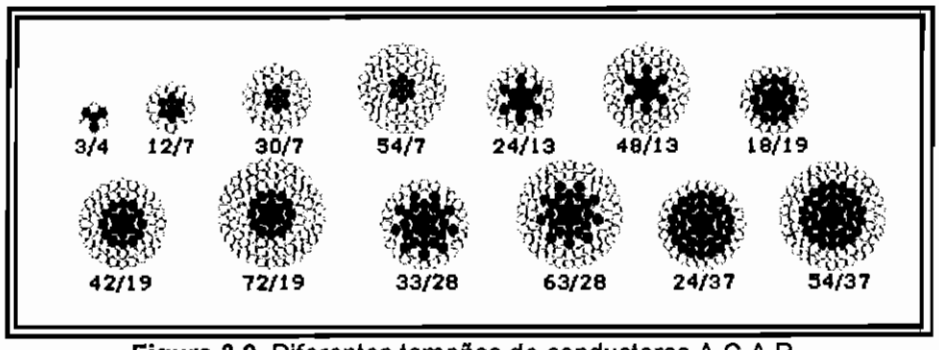


Figura 3.9. Diferentes tamaños de conductores A.C.A.R.

3.4. PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LOS CONDUCTORES A.C.S.R. Y A.C.A.R.

3.4.1. COMPOSICIÓN DE LOS CABLES

Los conductores ACSR están constituidos por hilos de aluminio y de acero de igual diámetro, mientras que los conductores ACAR están formados por hilos de aluminio y de aleación de aluminio. La relación de la sección de aluminio a la de acero o a la de aleación de aluminio se designa por ***n***, por ejemplo para un cable de 37 hilos se tiene que:

$$n = \frac{S_{Al}}{S_{Ac}} = \frac{30}{7} = 4{,}29 \qquad (3.17)$$

Para el ACSR este conductor se utiliza para secciones útiles de aluminio de hasta 300 mm^2, para más de 300 mm^2 suele emplearse el tipo de 61 hilos (7 de acero y 54 de aluminio).

Entre los cables de 7 y 37 hilos se fabrican composiciones intermedias, en las cuáles el diámetro de los hilos de acero es distinto de los de aluminio, así por ejemplo para el de 33 hilos que esta compuesto por 7 hilos de acero y 26 hilos de aluminio se tiene que: *Diámetro hilo de aluminio / Diámetro de un hilo de acero=1,275.*

Tabla 3.7. Características principales de los cables ACSR [13]

CARACTERÍSTICAS DE LOS CABLES					
Número de hilos	Aluminio	6	26	30	54
	Acero	1	7	7	7
	Total	7	33	37	61
Diámetro hilo de aluminio/Diámetro de un hilo de acero		1	1,275	1	1
$n = S_{Al} / S_{Ac}$		6	6,04	4,29	7,72
Peso del Al en % del peso total del cable		67,7	68,6	60	73,2
Módulo de elasticidad del cable kg/mm^2		8700	8700	9400	8260
Coeficiente de dilatación lineal del cable		18,8μ	18,9μ	17,9μ	19,5μ

3.4.2. PUREZA DEL ALUMINIO DE LOS CABLES MIXTOS

Los hilos de aluminio en estos cables mixtos podrán ser de una carga de rotura menor y, por tanto, de una pureza mayor que en el caso de los cables homogéneos de aluminio.

Los cables mixtos poseen características ficticias de densidad, resistencia mecánica, módulo de elasticidad y coeficiente de dilatación que permiten asimilarlos a cables homogéneos, para el cálculo mecánico de conductores es preciso determinarlas.

3.4.2.1. Diámetro Total

El cálculo del diámetro interesa para el cálculo mecánico de conductores ya que al valorar la acción del viento sobre los mismos, es preciso tener en cuenta su diámetro total o aparente que será la suma del hilo central, más los hilos que componen cada una de las capas de hilos multiplicados por 2.

3.4.2.2. Densidad

La densidad δ del cable mixto se obtiene en función de las de sus componentes esta dada por:

$$\delta = \frac{\delta_{Al} S_{Al} + \delta_{Ac} S_{Al}}{S_{Al} + S_{Al}}$$

donde:

S_{Al} = Sección útil de aluminio

S_{Ac} = Sección útil de acero

δ_{Al} = Densidad del aluminio

δ_{Ac} = Densidad del acero

Para tener en cuenta el efecto del cableado se aumenta en un 2% la densidad calculada, con lo cuál se tiene:

$$\delta = 1{,}02\frac{\delta_{Al}S_{Al} + \delta_{Ac}S_{Al}}{S_{Al} + S_{Al}} \tag{3.18}$$

Reemplazando la ecuación 3.17. en la 3.18. se tiene que:

$$\delta = 1{,}02\frac{n\delta_{Al} + \delta_{Ac}}{n+1} \tag{3.19}$$

3.4.2.3. Resistencia Mecánica

La resistencia a la tracción de un cable aluminio-acero expresada en función de la resistencia de los hilos componentes puede expresarse mediante la ecuación 3.19., todas estas cargas se refieren a las de los hilos antes del cableado.

$$K = 0{,}98K_{Al} + 0{,}85K_{Ac} \tag{3.20}$$

Prácticamente pueden suponerse los siguientes:

7 hilos.....de 26 a 31 kg/mm^2

37 hilos.....de 30,5 a 35 kg/mm^2

3.4.2.4. Módulo de Elasticidad

Este viene dado por la siguiente expresión:

$$E = \frac{nE_{Al} + E_{Ac}}{n+1} \tag{3.21}$$

donde:

E = Módulo de elasticidad de cable aluminio-acero.

E_{Al} = Módulo de elasticidad del aluminio.

E_{Ac} = Módulo de elasticidad del acero.

Todos los cálculos mecánicos de tensado del cable se realizarán con un valor de 8700 kg/mm^2 para el módulo elástico.

3.4.2.5. Coeficiente de Dilatación

Ya que el coeficiente de dilatación del aluminio es mucho mayor que el del acero, los hilos del aluminio tenderán bajo la influencia de una elevación de temperatura a alargarse más que los de acero. Sin embargo experimentalmente se ha comprobado que en los cables en servicio no se presenta ningún deslizamiento de las capas de aluminio respecto al alma de acero, este hecho se atribuye al gran frotamiento que se produce siempre entre el aluminio y acero por el cableado helicoidal.

La tendencia a una mayor dilatación del aluminio, tendrá por efecto aumentar la tensión mecánica del alma de acero, y la tensión del aluminio se encontrará a su vez disminuida por la tendencia a una menor dilatación del alma de acero.

Se expresa mediante una fórmula esta doble acción, al elevarse un grado la temperatura, el alargamiento que experimentará el alma será:

$$\alpha_{Ac} + \frac{\Delta t_{Ac}}{E_{Ac}} \tag{3.22}$$

donde:

α = Coeficiente de dilatación del cable aluminio-acero

α_{Al} = Coeficiente de dilatación del aluminio.

α_{Ac} = Coeficiente de dilatación del acero.

Δt_{Ac} = Aumento de la tensión en el alma de acero.

La disminución de tensión en el aluminio como consecuencia del alargamiento del acero será $\Delta t_{Ac} / n$ ya que la sección de aluminio es ***n*** veces mayor que la de acero. El alargamiento del aluminio tendrá por expresión:

$$\alpha_{Al} - \frac{\Delta t_{Ac}}{nE_{Al}} \tag{3.23}$$

Igualando la ecuación (3.22) con la ecuación (3.23) se tiene que:

$$\Delta t_{Ac} = \frac{n(\alpha_{Al} - \alpha_{Ac})E_{Al}E_{Ac}}{nE_{Al} + E_{Ac}} \tag{3.24}$$

El alargamiento del cable aluminio-acero, será a su vez igual al alargamiento del aluminio y al del acero, entonces se tendrá:

$$\alpha = \alpha_{Ac} + \frac{n(\alpha_{Al} - \alpha_{Ac})E_{Al}}{nE_{Al} + E_{Ac}} = \alpha_{Al} - \frac{(\alpha_{Al} - \alpha_{Ac})E_{Al}}{nE_{Al} + E_{Ac}} \tag{3.25}$$

3.4.2.5.1. Variación de las Tensiones en el Aluminio y Acero en Función de la Temperatura.

Partiendo de:

$$t = \frac{t_{AC} + nt_{Al}}{n+1} \tag{3.26}$$

Como los alargamientos son iguales y se pueden deslizar:

$$\frac{t}{E} = \frac{t_{Al}}{E_{Al}} = \frac{t_{Ac}}{E_{Ac}}$$

$$t_{Al} = t_{Ac}\frac{E_{Al}}{E_{Ac}}$$

Entonces se tiene:

$$t_{Al} = \frac{t(n+1)E_{Al}}{nE_{Al} + E_{Ac}} \tag{3.27}$$

Suponiendo una variación $\Delta\theta$ en la temperatura, en vez de un grado que antes se consideró se tiene que:

$$\Delta t_{Al} = \frac{\Delta t_{Ac}}{n} = \frac{(\alpha_{Al} - \alpha_{Ac})E_{Al}E_{Ac}\Delta\theta}{nE_{Al} + E_{Ac}} \tag{3.28}$$

donde:

$\Delta\theta$ = Variación de temperatura.

t = Tensión en el cable aluminio-acero en kg/mm^2 a la temperatura θ.

t_{Al} = Tensión en el aluminio.

t_{Ac} = Tensión en el acero.

3.4.2.5.2. Temperatura Crítica

Cuando Δt_{Al}, debido a la variación de temperatura, sea igual a t_{Al}, la tensión en el aluminio será nula, entonces se tiene que:

$$\frac{t(n+1)E_{Al}}{nE_{Al}+E_{Ac}} = \frac{(\alpha_{Al}-\alpha_{Ac})E_{Al}E_{Ac}\Delta\theta}{nE_{Al}+E_{Ac}} \tag{3.29}$$

$$\Delta\theta = \frac{t(n+1)}{(\alpha_{Al}-\alpha_{Ac})E_{Ac}} \tag{3.30}$$

La temperatura correspondiente es la llamada crítica, conociendo la tensión media ***t*** en el cable a la temperatura τ la crítica θ_c se obtendrá sumando a τ, la cantidad $\Delta\theta$ de la anterior ecuación.

Al calcular mecánicamente los conductores, se conoce la temperatura para la cual ***t*** es máxima, es la que corresponde a la hipótesis de cargas más desfavorables; entonces se puede determinar θ_c.

Es preciso observar que la influencia de la sobrecarga debida al viento no debe intervenir en cálculo de la temperatura crítica. En efecto, esta temperatura solo interviene en el cálculo de la flecha máxima vertical que tiene lugar en ausencia de viento.

Este cambio brusco de constantes a la temperatura crítica, proviene de que el aluminio no puede ejercer esfuerzo sobre el acero más que si su tensión le permite aplicarse al alma.

3.4.3. CARACTERÍSTICAS DEL ALMA DE ACERO

El alma, o núcleo se halla protegida por un doble galvanizado al fuego. La cubierta de aluminio se adapta fuertemente al mismo mediante el cableado ya citado.

De este modo, el alma queda muy protegida contra la acción de los agentes externos, puesto que se impide la penetración de la humedad, y al mismo tiempo la delgada película de óxido de aluminio que se forma alrededor del metal exterior bajo la acción

del aire actúa de aislante oponiéndose a las pequeñas corrientes eléctricas locales que puedan presentarse.

Tabla 3.8. Características medias del acero del núcleo

Características Principales	
Peso Específico	$\omega = 7{,}8\ gr/cm^3$
Resistividad a 20ºC	$\rho_{20ºC} = 14 \times 10^{-6} \Omega \cdot cm$
Coeficiente de temperatura	$\gamma = 0{,}006$
Módulo de elasticidad	$E = 22000\ kg/mm^2$
Carga de rotura	130 a 145 kg/mm^2
Límite de elasticidad	95 kg/mm^2
Alargamiento a la rotura	5 a 7 %
Coeficiente de dilatación Lineal	$\alpha = 11{,}5 \times 10^{-6}$

El diámetro de los hilos del alma casi nunca excede de 4 mm, dado que el acero tiene una rigidez mucho mayor que la del aluminio. Además para diámetros mayores, es difícil tener una carga de rotura de más de 130 kg/mm^2, esta es la razón de que se empleen en muchas ocasiones hilos de uno y otro metal de distintos diámetros. En los cálculos eléctricos se considera a efectos de conductibilidad tan solo como sección útil, la del aluminio envolvente, tal que la de este último metal es 4,5 veces mayor que la del acero.

3.5. ANÁLISIS MECÁNICO

3.5.1. GENERALIDADES [14]

En el análisis mecánico influye de manera significativa el cálculo de la tensión y la flecha, para esto se analizará el comportamiento de los distintos tipos de conductores tendidos en condiciones comparables y con distintos vanos a fin de obtener información significativa. Para esto los conductores serán de igual capacidad de transporte, se tomará un valor mayor a 400 A.

Tabla 3.9. Datos de conductores de diferentes materiales

Material	Sección [mm^2]	Diámetro [mm]	Corriente [A]	Resistencia [Ω/km]
Cobre	120	14,25	440	0,153

Aluminio	150	15,75	455	0,194
Aleación de aluminio	150	15,75	425	0,234
Aluminio-Acero	140	14,60	410	0,237

Los vanos a estudiar se han fijado en 50, 100, 200, 400 metros, representativos de líneas de bajo hasta extra alto voltaje, las condiciones climáticas se definen para los distintos estados de tendido en que el conductor se podría encontrar.

Tabla 3.10. Diferentes estados climáticos

Estado	Temperatura [ºC]	Viento [km/h]	Hielo [mm]	Tensión [kg/mm²]
Eds	16	0	0	20 % rotura
Viento máximo	10	130	0	Límite 0.2
Temperatura mínima	-7	30	0	Límite 0.2
Temperatura máxima	80	0	0	

El estado eds (every days stress) representa la tensión de todos los días, y se recomienda una tensión mecánica relativamente reducida. El conductor tensado tiende a vibrar a causa de los torbellinos de Von Karman, que se desprenden de su superficie, este fenómeno se presenta con vientos modestos, y a la tensión debida al tiro se le suma la tensión de flexión que causa la fatiga de los alambres del cable, este efecto se reduce disminuyendo la tensión debida al tiro.

En condiciones de viento máximo, o temperatura mínima se trata de no superar el límite elástico del conductor que es 0,2, evitándose así las deformaciones permanentes.

La condición de temperatura máxima, que conduce a la máxima flecha, es dimensionante de la altura de las torres, el punto de suspensión del conductor estará a una altura suficiente para que en esa condición la distancia al suelo no impida la libre circulación. La máxima flecha también es dimensionante de la distancia horizontal entre conductores, que finalmente define el cabezal de la torre. La flecha a temperatura mínima define la posición del cable de guarda, que en alguna medida debe mantener el paralelismo con los conductores (o al menos no reducir la distancia a ellos que arriesgue el aislamiento).

En la tabla 3.11. se observa la importancia que toma la flecha a medida que el vano aumenta, para vanos de 200 m o más, la altura de la torre es notablemente influenciada por la flecha, se observa que el cobre exige las mayores alturas de torres; la aleación de aluminio es más conveniente que el aluminio, y que para vanos de 400 m la aleación de aluminio es sin duda más convenientemente que el aluminio con alma de acero (representa 3 m menos de torre).

Al observar los tiros máximos se nota que con conductores de aleación de aluminio se alcanza mayores tiros que con otros materiales, pero se debe tener presente la menor altura de la torre, que compensa el mayor tiro.

Tabla 3.11. Flechas para diferentes vanos

Flecha en Condición Eds (m)						
Vano m	**Diámetro**	**Peso kg/m**	**50**	**100**	**200**	**400**
Cobre	14.25	0.8906	0,36	1,43	5,72	22,87
Aluminio	15,75	0.4180	0,21	0,84	3,38	13,50
Aleación de Aluminio	15,75	0.4186	0,12	0,48	1,93	7,72
Aluminio-Acero	14,60	0.5906	0,18	0,73	2,92	11,67
Flecha con Temperatura Máxima (m)						
Cobre	14.25	0.8906	0,86	2,25	6,82	24,13
Aluminio	15,75	0.4180	0,96	2,16	5,43	16,22
Aleación de Aluminio	15,75	0.4186	0,67	1,59	4,03	11,18
Aluminio-acero	14,60	0.5906	0,76	1,78	4,65	14,07
Flecha con Temperatura Mínima (m)						
Cobre	14.25	0.8906	0,24	1,13	5,28	22,40
Aluminio	15,75	0.4180	0,12	0,53	2,58	12,44
Aleación de Aluminio	15,75	0.4186	0,09	0,35	1,45	6,50
Aluminio-acero	14,60	0.5906	0,12	0,51	2,31	10,74

Las torres de retención, terminales y angulares soportan el tiro de los conductores, por lo que su peso y costo aumenta al aumentar el tiro y la altura, pero el peso crece más que proporcionalmente con la altura es decir la base de la torre es más fuerte, entonces parece más conveniente reducir altura que tiro.

Las torres de suspensión soportan el empuje del viento sobre los conductores, que depende del diámetro del conductor, y de la altura, el empuje del viento sobre la

misma torre, para las torres de suspensión, es muy importante, y también para estas la reducción de altura influye en modo notable el peso, y costo.

En la tabla 3.12. el signo menos que precede al tiro indica que este se presenta con la temperatura mínima, el signo más es con viento máximo.

Tabla 3.12. Tiros máximos para diferentes vanos.

Tiros Máximos en kg						
Vano m	**Diámetro**	**Peso kg/m**	**50**	**100**	**200**	**400**
Cobre	14.25	0.8906	-1419	-1215	1248	1266
Aleación de Aluminio	15,75	0.4186	-1495	-1476	1579	1951
Aluminio-Acero	14,60	0.5906	-1269	-1212	1419	1658
Aluminio	15,75	0.4180	-1043	979	1191	1387
Peso vertical del conductor en kg						
Cobre	14.25	0.8906	55.0	110	220	440
Aleación de Aluminio	15,75	0.4186	20.0	40	80	160
Aluminio-Acero	14,60	0.5906	24.5	49	98	196
Aluminio	15,75	0.4180	20.5	41	82	164

Otro elemento que influye en el dimensionamiento de la torre es el peso vertical de los conductores, observándose que aluminio y aleación son los más livianos.

3.5.1.1. Dimensionamiento

El conductor está sometido a distintas condiciones de carga, y en cada condición no se debe superar cierto límite de tensión mecánica, la norma VDE 0210 fija los siguientes límites:

Tabla 3.13. Tensiones mecánicas en N/mm^2

Material	Tensión Máxima Admisible	Media Admisible	Prolongada Admisible
Cobre	175	85	300
Aleación de Aluminio	140	44	240
Aluminio-Acero	240-120-80	90-56-35	401-208-130
Aluminio	70	30	120
Acero	160-550	120-150	320-1100

La componente horizontal de la tensión de tracción no debe superar la máxima tensión de tracción admisible de la tabla en las siguientes condiciones:

- Temperatura -5 ° C y cargas adicionales normales (hielo).
- Temperatura -20 ° C sin cargas adicionales ni viento.
- Temperatura 5 ° C y carga del viento.

Debe verificarse que la tensión de tracción en el punto de suspensión del conductor no supere el valor máximo admisible en más del 5 % (esto se presenta con flechas menores del 4 %).

La carga adicional en los aisladores es 50 N/m de cadena, para otros elementos se supone una capa de 1 cm con hielo de 0,0075 N/cm^3. La carga del viento sobre el conductor es:

$$W = \frac{C_f dLV^2}{1600} \tag{3.31}$$

donde:

C_f = Coeficiente aerodinámico.

d = Diámetro.

L = Vano.

V = Velocidad del viento.

Para vanos mayores de 200 m, el vano por razones de viento se considera reducido según la expresión: $80 + 0.6L$. Por ejemplo para el vano de 400 m queda de 320 m.

La norma VDE fija la presión dinámica en función de la altura, el valor característico para líneas hasta 40 m de altura es 0,53 kN/m^2, que corresponde a 29,1 m/s, 105 km/h. El máximo para 200 m de altura es 0,95 kN/m^2, 140 km/h.

Las corrientes de aire laminares inducen vibraciones en los conductores que pueden conducir finalmente a rotura por fatiga del conductor, la frecuencia e intensidad de las vibraciones dependen del material, formación y sección del conductor, el valor de la tensión de tracción en el estado de temperatura media anual, de las condiciones locales de terreno y viento, de la conformación de los puntos de apoyo y de los accesorios utilizados, magnitud del vano y altura del conductor sobre el terreno.

Respetando la tensión de tracción media e.d.s. se minimiza el riesgo de daños al conductor, cuando además las condiciones ambientes no son extremas y la conformación de los puntos de suspensión es adecuada.

Cuando se presentan vibraciones se puede utilizar dispositivos antivibrantes adicionales, los conductores de aleación de aluminio o de aluminio-acero con reducido porcentaje de acero, con diámetros mayores de 25 mm, y con vanos mayores de 500 m presentan mayor tendencia a las vibraciones.

De acuerdo a lo mencionado anteriormente vemos que el vano promedio que se tomará es de 300 m con factores de sobrecarga incluidos, presentándose los valores de flechas de los conductores ACAR en el Anexo B.1.

3.6. DETERMINACIÓN DE LA MEJOR ALTERNATIVA DE CONDUCTOR

Dependiendo del lugar donde se vaya a colocar la línea de transmisión se elegirá el metal más ventajoso, teniendo en cuenta las siguientes observaciones:

Los conductores homogéneos de aluminio debido a sus bajas características mecánicas tienen un campo de aplicación limitado, ya que vanos relativamente grandes llevarían a flechas importantes que obligarían a aumentar la altura de los soportes, como también fijar distancias notables entre las fases originando cabezales de grandes dimensiones, entonces este tipo de conductor se debe utilizar para vanos de las estaciones eléctricas o en las líneas con vanos cortos.

Los conductores de aleación de aluminio, o de aluminio-acero, tiene características mecánicas elevadas, cuando las trazas son rectilíneas permiten hacer trabajar a los conductores con los máximos esfuerzos que le son permitidos. Esto da por resultado grandes vanos que conlleva al ahorro de torres, aisladores, morseteria y fundaciones.

Entre los conductores de aluminio-acero la mejor alternativa es el A.C.S.R. por su menor precio ente los demás de este tipo, con semejantes características eléctricas y mecánicas.

Los conductores de aleación de aluminio presentan algunas ventajas respecto de los de aluminio-acero:

Mayor dureza superficial, lo que explica la más baja probabilidad de daños superficiales durante las operaciones de tendido, este punto es muy importante en las líneas de muy alto voltaje, ya que como consecuencia se tendrán menos pérdidas corona, y menor perturbación radioeléctrica.

Menor peso, para una igual altura de torres, flecha y vanos iguales, el ser más liviano, da como resultado menor peso en las torres terminales y angulares, por el menor esfuerzo mecánico, esto influye en la economía especialmente cuando la traza es quebrada.

Cuando las trazas son rectilíneas, a una misma tensión mecánica de tendido, se tiene menor flecha para igual vano, y como consecuencia menor altura de las torres de suspensión.

Una desventaja que debe señalarse para la aleación de aluminio es que por ser sus características mecánicas consecuencia de tratamientos térmicos, el conductor es sensible a las altas temperaturas, esto quiere decir que no debe superarse el límite de 120° C por lo que debe prestarse especial atención al verificar la sección para las sobrecorrientes y tener en cuenta la influencia del cortocircuito.

CAPÍTULO 4

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

4.1. CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

La línea de transmisión de energía eléctrica tienen un funcionamiento diferente dependiendo de su geometría, de los materiales utilizados para los conductores y para el dieléctrico, así mismo, la frecuencia de la señal determina también en parte el comportamiento que tendrá la línea de transmisión.

Este análisis se lo realiza con el estudio de la línea de transmisión desde el punto de vista de la teoría de circuitos clásica, pero considerando que, en la línea, las constantes no se encuentran concentradas, sino distribuidas a lo largo de la longitud de la línea.

Para que sea válida la teoría de los circuitos, las constantes deben ser concentradas, o dicho de otro modo, la longitud de onda λ debe ser mayor que las dimensiones del circuito bajo análisis.

Este modelo se caracteriza por cuatro parámetros principales que afectan a su función como parte del sistema eléctrico de potencia, estos son la resistencia y la inductancia que forman la impedancia serie, la capacitancia y conductancia que forman la admitancia paralelo.

4.1.1. RESISTENCIA

La causa de las pérdidas de potencia en la línea de transmisión es la resistencia efectiva de los conductores, que se determina a partir de:

$$R = \frac{P}{I^2} \tag{4.1}$$

donde:

R = Resistencia efectiva del conductor.

P = Pérdidas de potencia en el conductor.

I = Corriente que fluye a través del conductor.

Las pérdidas P tienen que ser mínimas, lo cuál depende de un diseño óptimo de la línea, tomando en cuenta factores como el calibre de los conductores, números de los mismos por fase, tipo de material e influencia del medio ambiente.

4.1.1.1. Resistencia de Corriente Directa

La resistencia efectiva es igual a la resistencia de corriente directa solo si la corriente está distribuida en toda la sección transversal del conductor. La resistencia de un conductor homogéneo a la corriente continua y a la temperatura de referencia que es 20 °C esta dada por:

$$R_o = 10\frac{\rho \cdot l}{A} \tag{4.2}$$

donde:

R_o = Resistencia en ohms.

ρ = Resistividad del conductor expresada en $\mu\Omega \cdot cm^2 / cm$.

l = Longitud del conductor en km.

A = Sección del conductor en mm^2; en el caso de cables, es la suma de las secciones rectas de los hilos componentes.

La resistencia de corriente directa de conductores trenzados es mayor que el valor que se calcula mediante la ecuación (4.2), debido a que la colocación en espiral de los hilos los hace más largos que el conductor mismo. Para cada milla de conductor, la corriente en todos los hilos, excepto en el del centro, fluye en más de una milla de conductor. El incremento en la resistencia debido al trenzado se estima de 1% para conductores de 3 hilos y de 2% para conductores concéntricamente trenzados [16].

4.1.1.2. Efecto de la Temperatura Sobre la Resistencia

Un cambio en la temperatura provoca una variación en la resistencia debido al transporte de corriente en el conductor, las pérdidas también son causa del

incremento de temperatura sobre el ambiente. Esta variación se da en forma prácticamente lineal dentro del margen normal de operación de la línea de transmisión.

$$\frac{R_2}{R_1} = \frac{T + t_2}{T + t_1} \tag{4.3}$$

donde:

R_1 = Resistencia del conductor a temperatura t_1.

R_2 = Resistencia del conductor a temperatura t_2.

t_1 = Temperatura inicial del conductor en grados Celsius.

t_2 = Temperatura final del conductor en grados Celsius.

T = Temperatura a la cual la resistencia del conductor se hace cero, depende del material conductor.

Algunos valores de la constante T en grados Celsius son:

228° C = Para el aluminio estirado en frío con 61 % de conductividad.
234,5° C = Para el cobre recocido con 100 % de conductividad.
241° C = Para el cobre estirado en frío con 97.3 % de conductividad.

El cobre comercial estirado en frío tiene el 97,3 % y el aluminio el 61 % de la conductividad estándar del cobre recocido, ρ es 17 $[\Omega \cdot \text{cmil}/\text{pie}]$ o $2{,}83 \times 10^{-8} [\Omega \cdot \text{m}]$. Otro factor de incremento de la resistencia es el efecto skin o piel y el efecto de proximidad.

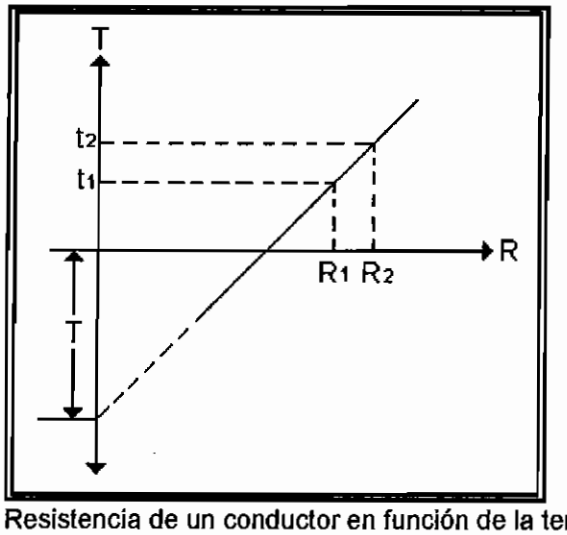


Figura 4.1. Resistencia de un conductor en función de la temperatura

4.1.1.3. Efecto Skin

Sólo en corriente continua la distribución de corriente en la sección del conductor es uniforme. En corriente alterna y a medida que aumenta la frecuencia, las diferencias entre la densidad de corriente en las distintas zonas de la sección transversal del conductor se hacen más notorias. Para este análisis se considera lo siguiente:

1. En la figura 4.2. se muestra un conductor seccionalizado transversalmente, en el cuál se ha dibujado dos filamentos hipotéticos iguales además del centro.

2. Las dimensiones del conductor son uniformes, es decir, si se secciona el conductor en diferentes tramos, todas las secciones transversales resultarán ser iguales.

3. La corriente será la misma para toda la longitud del conductor, esto es, la corriente que entra por un extremo del conductor, será la misma que saldrá por el otro extremo.

4. Apoyándose en las dos suposiciones anteriores, se puede decir que cualquier sección transversal del conductor será una superficie equipotencial.

Al medir una caída de voltaje en cada uno de los filamentos, ésta será la misma para ambos (punto 4). En corriente directa, la condición anterior se satisface con la densidad de corriente uniforme que resultará en caídas de voltaje por resistencia uniformes. Si se trata de corriente alterna, además de la caída de voltaje por resistencia, existirá un voltaje inducido en cada filamento, resultante del campo magnético variante producido por la corriente en el propio conductor.

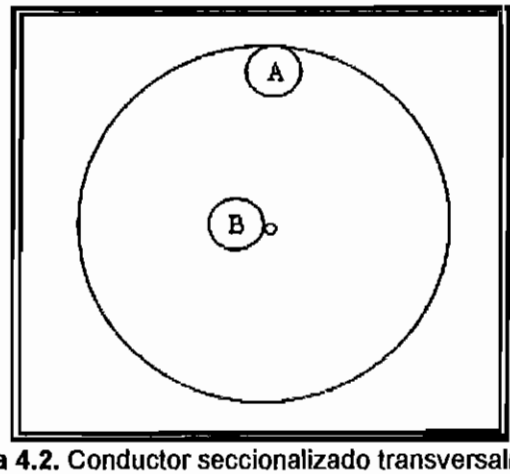


Figura 4.2. Conductor seccionalizado transversalmente.

Las líneas de flujo de este campo magnético circularán de acuerdo al eje conductor y algunas encerrarán al filamento B sin hacerlo con el A, debido a la posición geométrica de ambos. Las reactancias alejadas del centro (filamento A), serán menores que las de los filamentos alrededor del centro del conductor (filamento B). Por lo tanto, para producir caídas de voltaje iguales, las densidades de corriente deben ser mayores cerca de la periferia del conductor, para compensar la reactancia menor.

El resultado final es que la energía electromagnética no se transmite en el interior del conductor sino que viaja en las regiones que rodean el conductor debido a que la distribución de densidades de corriente a través de la sección transversal del conductor no es uniforme, siendo este fenómeno el cuál causa que la resistencia de corriente directa se incremente ligeramente. Esta es la llamada resistencia de c.a. Además la inductancia debida al flujo interno en el conductor se verá disminuida.

Por la ley de Lenz, el voltaje inducido se opone a los cambios corriente que lo producen, y los voltajes inducidos más elevados, que actúan sobre los hilos internos, causan una mayor densidad de corriente cerca de la superficie, entonces se tiene una mayor resistencia efectiva.

Entonces la distribución de corriente en el conductor, en corriente alterna no es uniforme por influencia de los hilos de corriente de un conductor, también conforme se aumenta la frecuencia de la corriente alterna, la no uniformidad de la distribución se hace más pronunciada, generalmente la densidad de corriente en un conductor circular se incrementa desde el interior hacia la superficie.

Sin embargo para conductores de radios suficientemente grandes, se puede obtener una densidad de corriente oscilatoria con respecto a la distancia radial desde el centro.

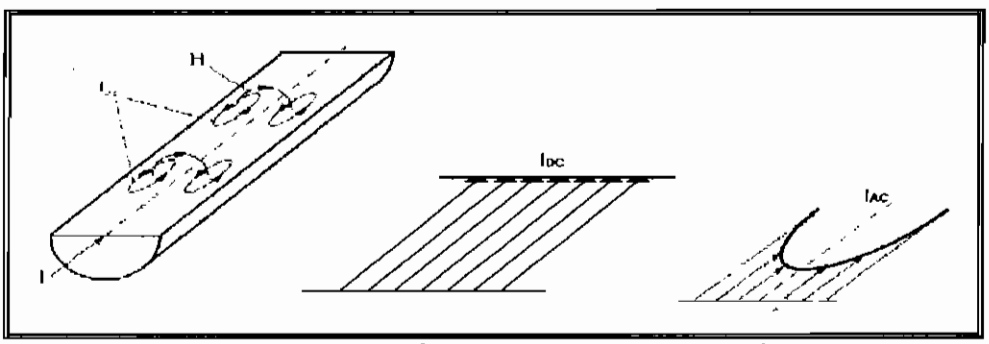


Figura 4.3. Distribución de corrientes para un conductor

Cuando este efecto se da por influencia de otros conductores próximos, se denomina el efecto de proximidad.

En la figura 4.4. se muestra el efecto de proximidad con corrientes de sentido contrario, para un haz de conductores, las corrientes son de igual sentido.

La corrección del efecto pelicular o skin, teniendo en cuenta el número de subconductores del haz es:

$$R_2 = \frac{R_1 \cdot kskin}{nsc} \tag{4.4}$$

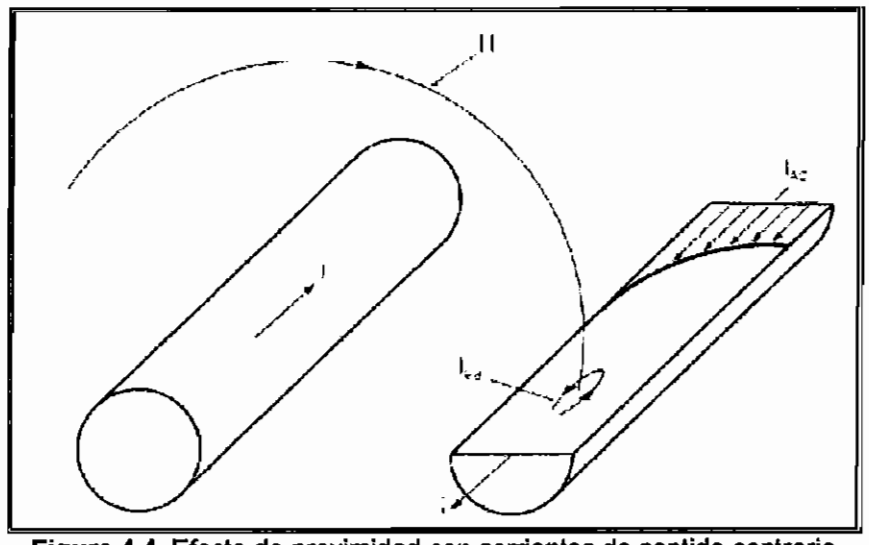


Figura 4.4. Efecto de proximidad con corrientes de sentido contrario

El valor kskin surge del cálculo del efecto pelicular, se determina un valor auxiliar:

$$x = 0{,}063598\sqrt{\frac{\mu \cdot f}{1{,}609R_1}}$$

donde:

μ = Permeabilidad, en materiales no magnéticos es igual a 1.

R_1 = Resistencia en ohmios por milla.

f = Frecuencia en Hz.

$$kskin = 1 + \frac{x^4}{192 + 0{,}8x^4} \tag{4.5}$$

Este valor kskin también viene dado en tablas, esta se muestra en el Anexo C. 1.

El valor de resistencia determinado R_2 quizás no coincide con la resistencia efectiva, además también se inducen corrientes en los cables de guarda y todas estas pérdidas atribuidas a los conductores incrementan aun más su resistencia.

Partiendo de las ecuaciones de Maxwell se obtiene la ecuación general de onda que describe el comportamiento general de un campo electromagnético [17]:

$$\vec{\nabla}^2\vec{E} - \mu\varepsilon\frac{\partial^2\vec{E}}{\partial t^2} = \mu\frac{\partial\vec{J}}{\partial t} + \vec{\nabla}\frac{\rho}{\varepsilon} \tag{4.6}$$

Esta ecuación rige el caso general, al particularizar para un medio material que sea buen conductor, ya que no hay densidad volumétrica de carga, ρ/ε es cero. Por otra parte, en un medio conductor lineal, homogéneo e isótropo se verifica que $\vec{J} = \sigma\vec{E}$, por lo que la ecuación anterior queda de la forma:

$$\vec{\nabla}^2\vec{E} - \mu\varepsilon\frac{\partial^2\vec{E}}{\partial t^2} - \mu\sigma\frac{\partial\vec{E}}{\partial t} = 0$$

Al ser un buen conductor, las corrientes de conducción son muy superiores a las de desplazamiento, es decir, σ es mucho mayor que ε, por lo que se desprecia el término correspondiente y se sustituye E por su valor $E = J/\sigma$.

$$\vec{\nabla}^2\vec{J} - \mu\sigma\frac{\partial\vec{J}}{\partial t} = 0$$

Resolviendo la ecuación para la dirección z se obtiene:

$$J = J_O e^{-az} e^{j(\omega t - az)}$$

El término de $e^{j(\omega t - az)}$ indica la variación senoidal de la onda, pero como solamente interesa la atenuación, se trabaja con:

$$J = J_O e^{-az} \tag{4.7}$$

donde:

J = Densidad de corriente en el interior del conductor.

J_O = Densidad de corriente en la superficie del conductor.

z = Distancia a la superficie del conductor.

a = Constante de atenuación dada por:

$$a = \sqrt{\frac{\omega\mu\sigma}{2}} = \sqrt{\pi f \mu \sigma}$$

donde:

ω = Pulsación.

f = Frecuencia.

μ = Permeabilidad magnética

σ = Conductividad.

En la superficie del conductor J es igual a Jo, pero a medida que se llega al interior del conductor, la densidad de corriente disminuye de forma exponencial.

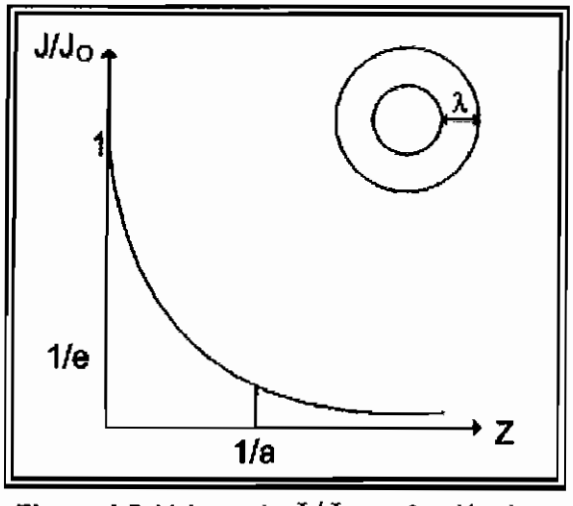


Figura 4.5. Valores de J/J_O en función de z

De la gráfica se define la distancia de penetración λ como el valor en que se produce una atenuación de $1/e$, es decir, de un 63 % del valor en la superficie. Por lo tanto:

$$\lambda = \frac{1}{a} = \sqrt{\frac{1}{\pi f \mu \sigma}} \tag{4.8}$$

La distancia de penetración λ varía significativamente con la frecuencia, y como se comprueba en la fórmula, si la frecuencia aumenta, λ disminuye. Esto origina que para el transporte de energía a frecuencias situadas en el rango de las telecomunicaciones se emplee conductores huecos, pues toda la corriente circulará por la superficie.

Entonces para conductores cuyo radio sea superior a 3λ, toda la corriente circulará por la corona comprendida entre la superficie y la distancia λ representada en la figura 4.5.

Para un conductor de aluminio y una frecuencia industrial de 60 Hz se tiene un valor de λ de 10,68 mm., por lo que en los conductores que no superen este radio existirá una distribución de la corriente bastante uniforme. Por el contrario, en conductores de mayor radio se acentuará la concentración en las zonas periféricas en comparación con las zonas centrales.

Dado este mal aprovechamiento del conductor se produce un aumento de la resistencia efectiva en comparación con la resistencia en corriente continua.

Los conductores empleados en las líneas de transmisión aéreas de alto voltaje no tienen radios superiores a 3λ, se cometería un error al afirmar que toda la corriente circula por la corona de espesor λ. Por este motivo, para comparar las resistencias en corriente alterna y en corriente continua, se aplicara la fórmula de Rayleigh que se obtiene al desarrollar adecuadamente la expresión (4.7):

$$R = \left[1 + \frac{10^{-8}}{12}\left(\frac{2\pi f\mu}{R_o}\right)^2 - \frac{10^{-16}}{180}\left(\frac{2\pi f\mu}{R_o}\right)^4\right]R_o \qquad (4.9)$$

donde:

$R =$ Resistencia en Ω/km.

$R_o =$ Resistencia en corriente continua Ω/km.

$f =$ Frecuencia de trabajo Hz.

$\mu =$ Permeabilidad magnética $= 4\pi \times 10^{-4}\left[\frac{\text{Wb}}{\text{A}\cdot\text{km}}\right]$.

Mediante la ecuación 4.9. se observa que para conductores de líneas de transmisión se obtienen diferencias apreciables entre la resistencia de corriente alterna y en continua, esto es debido al mayor diámetro, mientras que para conductores de menor diámetro la diferencia es despreciable, este caso se presenta en las líneas de distribución.

4.1.2. INDUCTANCIA

4.1.2.1. Coeficiente de Autoinducción Aparente [18]

En líneas trifásicas, el coeficiente de autoinducción por fase es:

$$\xi_A = \left(\frac{1}{2n} + 2\ln\frac{d'}{r'}\right)10^{-4} \text{ H/km} \tag{4.10}$$

donde:

n = Número de conductores por fase.

d' = Distancia media geométrica entre ejes de fases, en [mm].

r' = Radio ficticio en [mm], definido por:

$$r' = \left(nrR^{n-1}\right)^{1/n} \tag{4.11}$$

donde:

r = Radio del conductor en [mm].

R = Radio de la circunferencia que pasa por los centros de los conductores que forman la fase, en [mm].

4.1.2.1.1. Líneas de Transmisión con Dos, Tres y Cuatro Conductores por Fase.

Los conductores por fase en una línea de transmisión pueden ser dos, tres o cuatro, tal y como se muestra en la figura 4.6.:

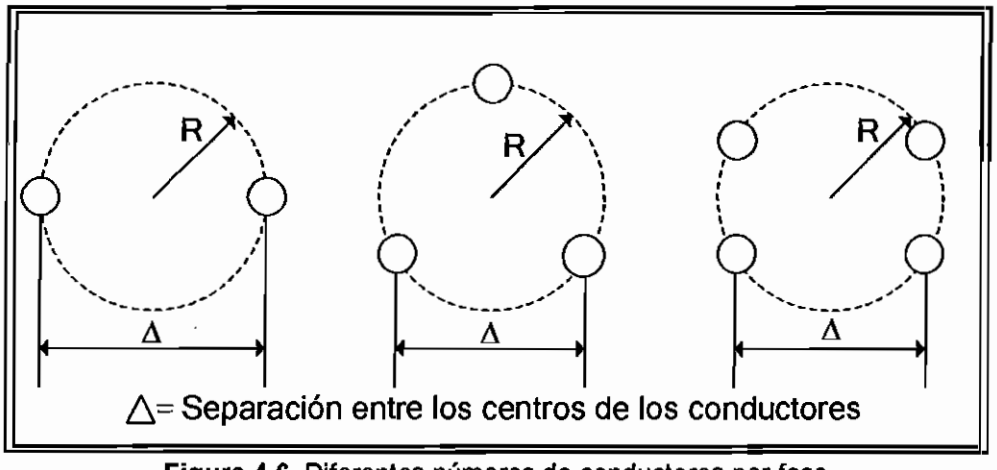


Figura 4.6. Diferentes números de conductores por fase

Tabla 4.1. Características geométricas para 1, 2, 3, 4 conductores por fase

Conductores por Fase	Δ [m]	R' [m]	Coeficiente de Autoinducción [H]
1	-	r	$\left[\frac{\mu}{2}+4{,}6\log\frac{D}{R'}\right]L\times10^{-4}$
2	2R	$(r\Delta)^{1/2}$	$\left[0{,}25+4{,}6\log\frac{D}{R'}\right]L\times10^{-4}$
3	$\sqrt{3}R$	$(r\Delta^2)^{1/3}$	$\left[0{,}166+4{,}6\log\frac{D}{R'}\right]L\times10^{-4}$
4	$\sqrt{2}R$	$(r\sqrt{2}\Delta^3)^{1/4}$	$\left[0{,}125+4{,}6\log\frac{D}{R'}\right]L\times10^{-4}$

4.1.2.1.2. Líneas No Simétricas

La disposición de los conductores no es siempre en triángulo equilátero, sino que se presentan otras formas. Una disposición normal de los conductores se muestra en la figura 4.7.:

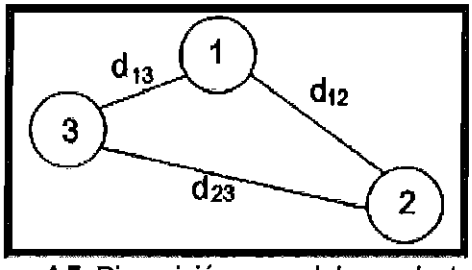


Figura 4.7. Disposición normal de conductores.

La distancia media geométrica d' será:

$$d' = [d_{12}d_{23}d_{13}]^{1/3} \tag{4.12}$$

4.1.2.1.3. Líneas con Dos Circuitos en Hexágono

Hasta ahora se ha considerado líneas trifásicas con un solo circuito. En el caso de haber dos circuitos se adopta la disposición de un hexágono casi regular como se ve en la figura 4.8:

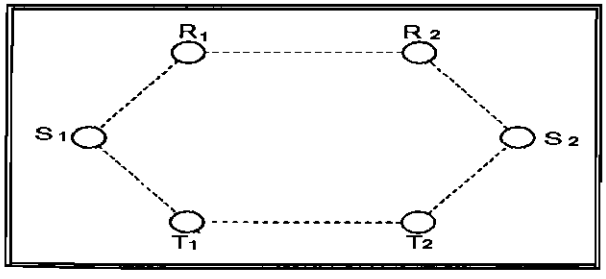


Figura 4.8. Disposición de conductores en hexágono

La distancia media geométrica es:

$$d_1 = \frac{(d_{12}d_{15}d_{13}d_{16})^{1/2}}{d_{14}}$$

$$d_2 = \frac{(d_{21}d_{24}d_{23}d_{26})^{1/2}}{d_{25}}$$

$$d_3 = \frac{(d_{31}d_{34}d_{32}d_{35})^{1/2}}{d_{36}}$$

$$d' = (d_1 d_2 d_3)^{1/3} \tag{4.13}$$

4.1.3. CAPACITANCIA

Los conductores de una de línea de transmisión eléctrica, aislados entre sí y de tierra, desde el punto de vista eléctrico son equivalentes a las armaduras de un capacitor, y cuando están a potenciales distintos, toman una carga eléctrica que dependerá de los valores relativos de dichos potenciales, entre sí y respecto a tierra.

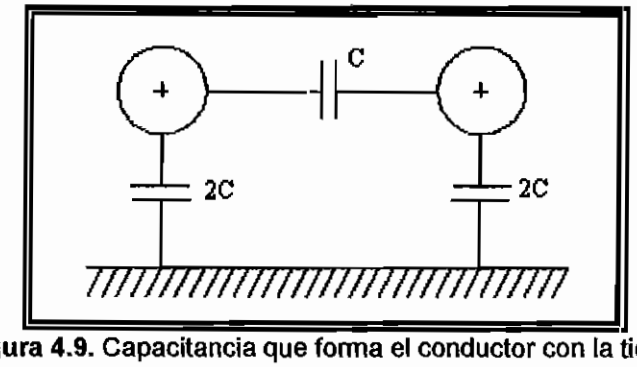


Figura 4.9. Capacitancia que forma el conductor con la tierra

La capacitancia en el hilo neutro o la tierra forma dos condensadores en serie, cuya capacitancia será 2C, para que al sumarlos se obtenga C.

Por lo tanto, la capacitancia respecto a un hilo neutro en una línea monofásica es 2 veces la capacitancia del sistema:

$$C = 2\frac{0{,}027}{\ln\frac{2d}{D}} \quad \left[\frac{\mu F}{km}\right] \tag{4.14}$$

En una línea trifásica la capacitancia de cada fase respecto de un hilo neutro, es 2C, ya que la capacitancia C en cada fase es igual a dos capacitancias de valor 2C colocados en serie.

La capacitancia por unidad de longitud depende del diámetro del conductor y de la separación entre estos. En las líneas de bajo voltaje las secciones serán pequeñas y las distancias entre conductores serán medianas, por lo que la capacitancia tendrá valores pequeños. En las líneas de alto voltaje, las secciones son más elevadas, pero la separación es muy grande por lo que se obtendrán valores muy pequeños. El efecto de la capacitancia se nota más en las líneas subterráneas, ya que los conductores están muy juntos y separados por dieléctricos.

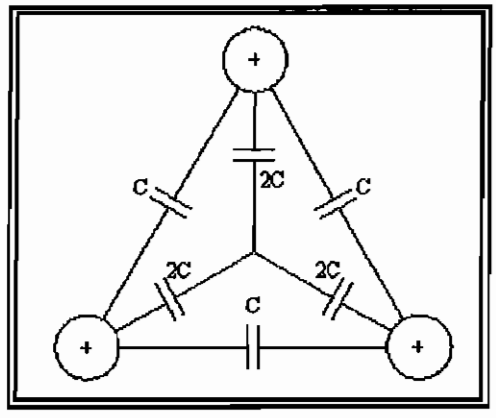


Figura 4.10. Capacitancias entre líneas y respecto a tierra para una línea trifásica

En las líneas de alto voltaje, aunque la capacitancia es relativamente baja, la corriente inyectada tiene valores significativos. Por el contrario, en las líneas de bajo voltaje la capacitancia es más alta, pero al ser bajo el voltaje, la corriente inyectada es despreciable. La máxima importancia del efecto de la capacitancia se notará en líneas muy largas o en las instalaciones subterráneas.

Las principales características de los conductores utilizados en la optimización se presentan en el Anexo C. 2.

4.1.3.1. Fórmula Generalizada de la Capacitancia

En una línea trifásica cualquiera, la capacitancia por fase es:

$$C = \frac{0{,}055}{\ln \frac{d'}{r'}} \quad \left[\frac{\mu F}{km}\right] \tag{4.15}$$

donde:

d' = Distancia media geométrica entre ejes de fases, generalmente en milímetros.

r' = Radio ficticio, generalmente en milímetros, definido en la ecuación (4.11).

Los valores de d' y de r' se calculan según lo expresado para el coeficiente de autoinducción generalizado.

4.1.3.2. Efecto de la Capacitancia en una Línea Abierta [19]

Este efecto se lo analiza mediante un estudio vectorial de línea, suponiendo una línea trifásica, se toma una fase cualquiera y el hilo neutro.

Se divide la línea en partes finitas e iguales, de longitudes L_1, L_2 y L_3, y suponemos concentradas las capacitancias de los tramos en los centros de los mismos, lo que da una serie de puntos suficientes para determinar la curva de variación del valor eficaz del voltaje y de la corriente a lo largo de la línea. Cuanto más pequeños sean los tramos mayor será la aproximación del procedimiento. En la práctica se consideran tramos de 40 a 50 km. de línea. La línea de transmisión real es prácticamente semejante a la de la figura 4.11.

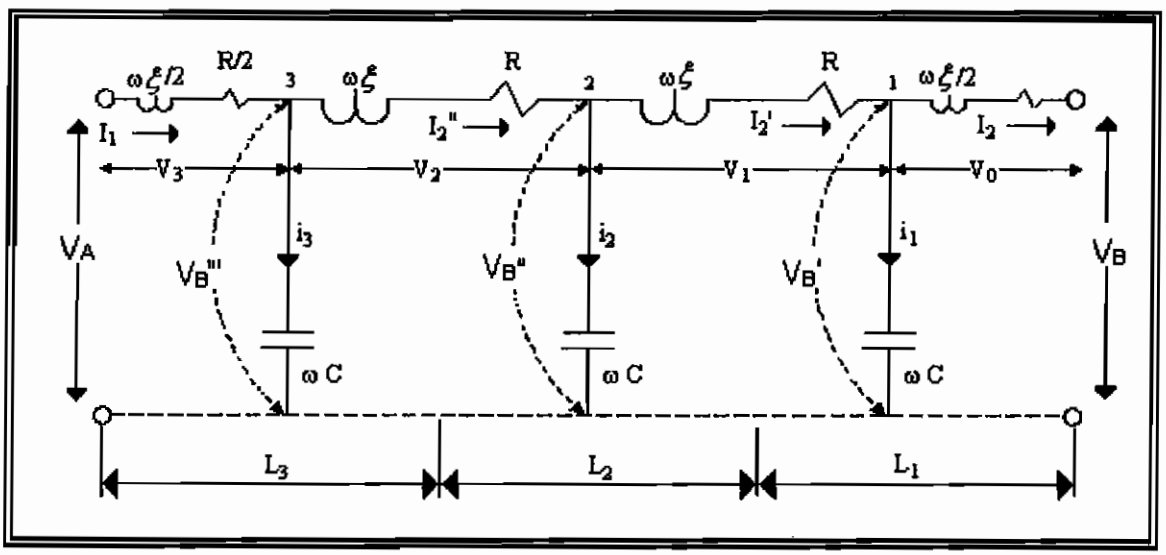


Figura 4.11. División de una línea de transmisión en partes finitas

De la figura anterior siendo V_A el voltaje de partida de la línea y V_B el voltaje en el punto de entrega que esta abierto, se tiene que $\vec{I}_2 = 0$ ya que la línea se encuentra abierta por lo que la caída de voltaje en el primer tramo será $V_0 = 0$.

En relación a las corrientes y los voltajes se tiene que: $\vec{I}_2' = \vec{i}_1 + \vec{I}_2 = \vec{i}_1$, $\vec{I}_2'' = \vec{i}_2 + \vec{I}_2'$, $\vec{I}_1 = \vec{i}_3 + \vec{I}_2''$; $\vec{V}'_B = \vec{V}_O + \vec{V}_B = \vec{V}_B$, $\vec{V}''_B = \vec{V}_1 + \vec{V}_B'$, $\vec{V}'''_B = \vec{V}_2 + \vec{V}_B''$, $\vec{V}_A = \vec{V}_3 + \vec{V}_B'''$.

Siendo V_3, V_2 y V_1 las caídas de voltaje en cada tramo debidas a R y ξ, se tiene que:

$$V = X_C I = \frac{I}{\omega C} \tag{4.16}$$

Por lo que despejando I se tiene:

$$I = V\omega C$$

Entonces las corrientes quedan expresadas de la siguiente forma:

$i_1 = V'_B \omega C$; desfasada $\pi/2$ respecto a V'_B

$i_2 = V''_B \omega C$; desfasada $\pi/2$ respecto a V''_B

$i_3 = V'''_B \omega C$; desfasada $\pi/2$ respecto a V'''_B

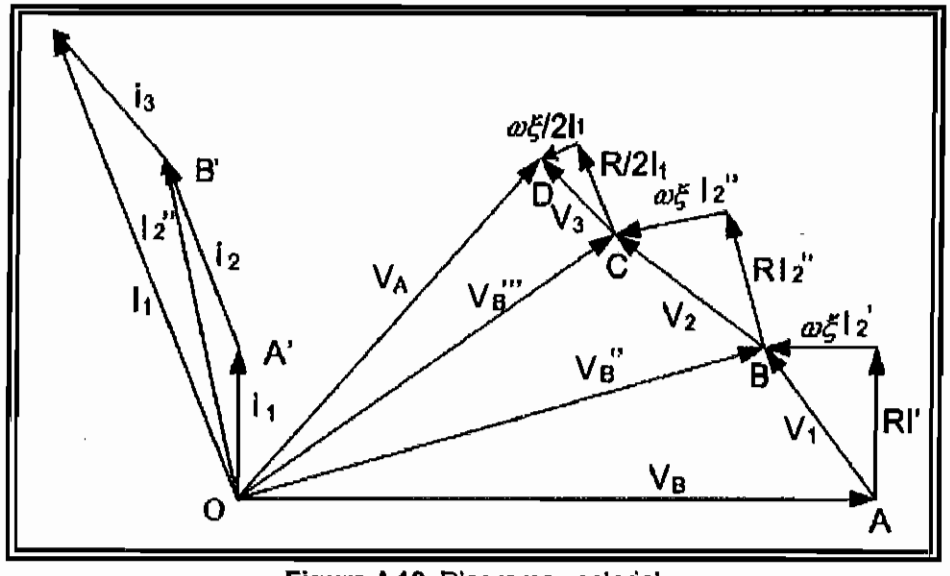


Figura 4.12. Diagrama vectorial

Al valor de la corriente de carga al principio de la línea suele llamarse corriente de carga de la línea, ya que si bien ésta es variable a lo largo de la misma, dicho valor es el más interesante de todos, no solo por ser el máximo, sino porque ésta es la intensidad que ha de ser suministrada por los generadores de la central. De la construcción anterior se deduce:

1.- Para mantener el voltaje V_2 al final de la línea, ésta absorbe una corriente de intensidad eficaz $I_1 = OC'$.

2.- Por los capacitores ficticios se deriva una corriente capacitiva que es beneficiosa en el sentido que contrarresta en alguna medida el efecto inductivo, pues lo deseable es trabajar con un factor de potencia $\cos\varphi = 1$.

3.- Uniendo los puntos A', B' y C', se obtiene una curva que se la considera como el lugar geométrico de los extremos de los vectores que representan la corriente de carga en los distintos puntos de la línea. Como estos vectores varían, las corrientes tienen distinto valor eficaz y distinta fase en los diferentes puntos de la línea. Los puntos A, B, C y D, determinan la curva del lugar geométrico de los extremos de los vectores de los voltajes en los distintos puntos de la línea. Estos voltajes vendrán dadas por dicha curva y también serán de distintos valores eficaces y de diferentes fases. La diferencia de fase entre el voltaje y la corriente es variable de un punto a otro de la línea, aunque es constante en el tiempo, para cada punto.

4.- El voltaje V_2 puede ser notablemente superior a V_1, es decir, la capacitancia da lugar a una caída de voltaje negativa. Este efecto se denomina efecto Ferranti.

5.- Como la corriente en una línea abierta está adelantada con relación al voltaje, refuerza el campo magnético de los generadores, por consiguiente, estos necesitan de una corriente de excitación mucho más pequeña para producir el voltaje normal cuando están en comunicación con una línea abierta, que si están aislados de la misma y funcionando en vacío. En algunos casos esta corriente puede dar lugar a la autoexcitación de los generadores. El refuerzo del campo por la corriente de capacitancia puede producir un sobrevoltaje en el caso de una disminución brusca de la potencia transportada.

4.1.4. CONDUCTANCIA

Si el aislamiento de las líneas fuera perfecto, no habría corriente alguna entre los conductores y el apoyo, esta corriente puede circular por la superficie de los aisladores o a través de su masa.

Este parámetro resulta de la observación de las corrientes de fuga describiendo una de trayectoria de las fases a tierra.

Principalmente, estas corrientes fluyen a través del aislador hacia la torre, siendo función de la eficiencia del aislador, la cuál varía significativamente con el calor, humedad atmosférica, contaminación, salinidad del ambiente, número de aisladores por cadena, del de apoyos por km de línea, del voltaje entre otros factores. Por esta razón obtener un modelo matemático de este fenómeno resulta una tarea compleja. Por otra parte, es común despreciar el efecto de estas corrientes de fuga, debido a que representan un porcentaje muy pequeño con respecto a las corrientes nominales de la línea.

La intensidad de corriente debida a la conductancia será:

$$I = \frac{V}{R} \tag{4.17}$$

donde:

I = Intensidad de corrientes en amperios.
V = Diferencia de potencial en voltios, entre el conductor y tierra (apoyos de la línea).
R = Resistencia del aislamiento en ohmios.

Se llama conductancia o perditancia al valor inverso de dicha resistencia:

$$G = \frac{1}{R} = \frac{I}{V} \tag{4.18}$$

La intensidad $I = GV$ de la corriente de pérdida estará en fase con el voltaje y, siendo activa, dará lugar a una pérdida de potencia (perditancia) que valdrá:

$$p = IV = GV^2 \tag{4.19}$$

Entonces se tiene que:

$$G = \frac{p}{V^2} \ [S] \tag{4.20}$$

La pérdida p será la que se producirá en cada fase de la línea, por lo que en un circuito trifásico la total será 3p, el valor de la conductancia G puede variar mucho según el grado de humedad atmosférica. En una línea bien aislada y con tiempo seco, es prácticamente nula.

El efecto de la corriente de pérdida, aunque prácticamente despreciable y cuando sea sólo debido a la conductancia del aislamiento, deberá ser tenido en cuenta en un estudio riguroso para obtener la intensidad total de corriente en diversos puntos de una línea. Por ejemplo para un aislador de suspensión, de tipo normal se tiene los siguientes valores:

Tabla 4.2. Pérdidas para un aislador de suspensión

Tiempo	Conductancia [S/km]	Pérdidas [W]
Seco	Desde 1×10^{-8} hasta 10×10^{-8}	De 1 a 3.
Húmedo	Hasta 30×10^{-8}	De 5 a 20.

4.2. CÁLCULO ELÉCTRICO

4.2.1. MÉTODO EXACTO

Si en la línea se cuenta distancias parciales l en km a partir del extremo receptor, la caída de voltaje $d\overline{V}$ y la variación de la intensidad de corriente $d\overline{I}$ en un elemento dl será:

$$d\overline{V} = [R + jX]\cdot \overline{I}dl = \overline{Z}\overline{I}dl \tag{4.21}$$

$$d\overline{I} = [G + jB]\overline{V}dl = \overline{Y}\overline{V}dl \tag{4.21a}$$

Derivando respecto a l, igualando y resolviendo para el valor de la corriente se tiene que:

$$\overline{I} = \overline{K}_1 e^{l\sqrt{\overline{Z}\overline{Y}}} + \overline{K}_2 e^{-l\sqrt{\overline{Z}\overline{Y}}} \tag{4.22}$$

Y el voltaje será:

$$\overline{V} = \sqrt{\frac{\overline{Z}}{\overline{Y}}}\left[\overline{K}_1 e^{l\sqrt{\overline{Z}\overline{Y}}} - \overline{K}_2 e^{-l\sqrt{\overline{Z}\overline{Y}}}\right] \tag{4.23}$$

Las constantes arbitrarias complejas $\overline{K}_1, \overline{K}_2$ se determinan fijando condiciones en cualquiera de los extremos de la línea, para el extremo receptor l=0, se tiene que:

$$\overline{K}_1 = \frac{1}{2}\left[\overline{I}_2 + \overline{V}_2\sqrt{\frac{\overline{Y}}{\overline{Z}}}\right]$$

$$\overline{K}_2 = \frac{1}{2}\left[\overline{I}_2 - \overline{V}_2\sqrt{\frac{\overline{Y}}{\overline{Z}}}\right] \tag{4.24}$$

Utilizando las funciones hiperbólicas, se tendrá que el voltaje y la corriente en el extremo inicial de la línea se puede calcular mediante:

$$\overline{V}_1 = \overline{V}_2 \text{Cosh}\sqrt{\overline{Z}\overline{Y}} + \overline{I}_2\sqrt{\frac{\overline{Z}}{\overline{Y}}}\text{Senh}\sqrt{\overline{Z}\overline{Y}}$$

$$\overline{I}_1 = \frac{\overline{V}_2}{\sqrt{\frac{\overline{Z}}{\overline{Y}}}}\text{Senh}\sqrt{\overline{Z}\overline{Y}} + \overline{I}_2\text{Cosh}\sqrt{\overline{Z}\overline{Y}} \tag{4.25}$$

Mientras que para el extremo final se tiene que:

$$\overline{V}_2 = \overline{V}_1 \text{Cosh}\sqrt{\overline{Z}\overline{Y}} - \overline{I}_1\sqrt{\frac{\overline{Z}}{\overline{Y}}}\text{Senh}\sqrt{\overline{Z}\overline{Y}}$$

$$\overline{I}_2 = \overline{I}_1\text{Cosh}\sqrt{\overline{Z}\overline{Y}} - \frac{\overline{V}_1}{\sqrt{\frac{\overline{Z}}{\overline{Y}}}}\text{Senh}\sqrt{\overline{Z}\overline{Y}} \tag{4.26}$$

4.2.2. CONSTANTES AUXILIARES DE LAS LÍNEAS

Las ecuaciones (4.25) y (4.26) son llamadas ecuaciones de propagación que mediante las constantes auxiliares se escriben de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \overline{V}_1 &= \overline{A}\overline{V}_2 + \overline{B}\overline{I}_2 \\ \overline{I}_1 &= \overline{C}\overline{V}_2 + \overline{D}\overline{I}_2 \\ \overline{V}_2 &= \overline{D}\overline{V}_1 - \overline{B}\overline{I}_1 \\ \overline{I}_2 &= \overline{A}\overline{I}_1 - \overline{C}\overline{V}_1 \end{aligned} \tag{4.27}$$

De donde se encuentra que $\overline{A} = \overline{D}$.

4.2.3. SIGNIFICADO FÍSICO DE LAS CONSTANTE AUXILIARES

Para analizar estas constantes se dibujará los diagramas vectoriales de voltajes y corrientes según las expresiones (4.27) para vacío y cortocircuito.

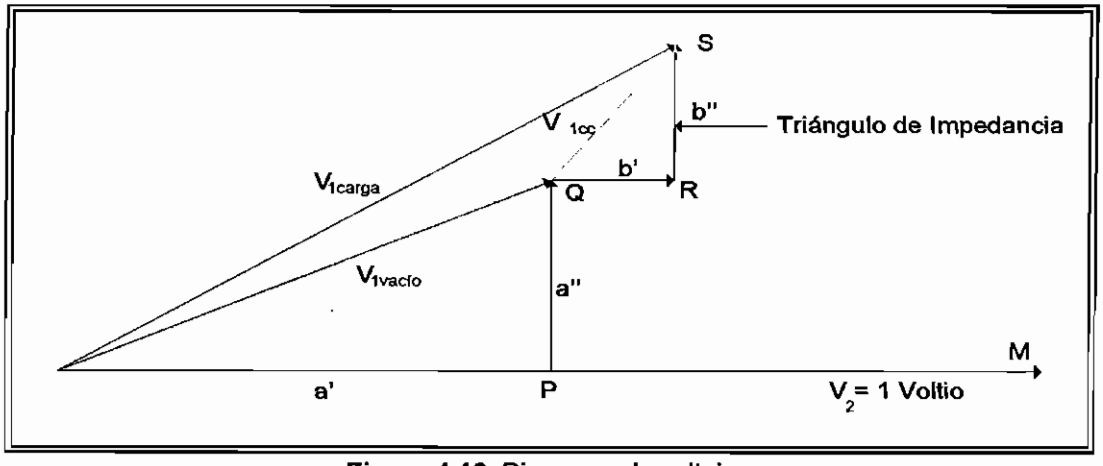


Figura 4.13. Diagrama de voltajes

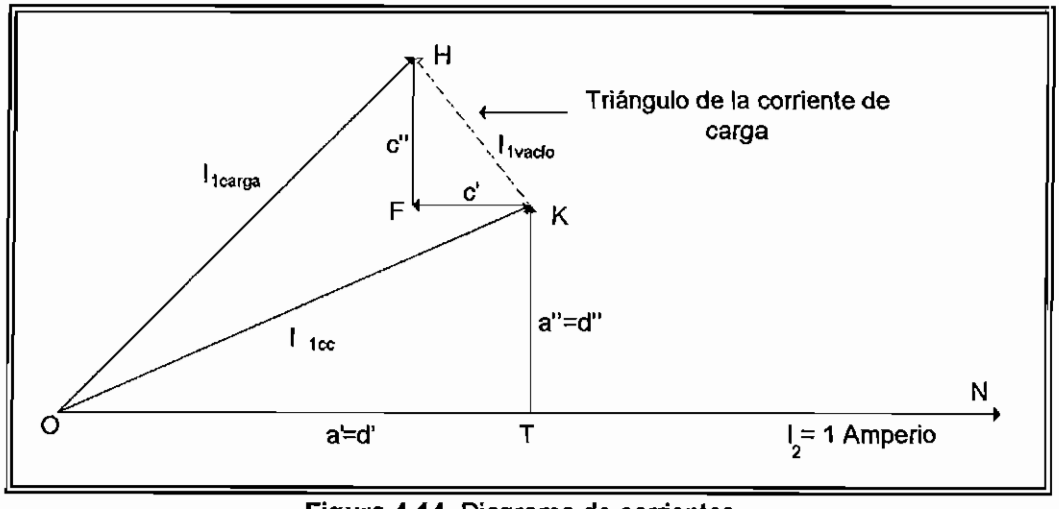


Figura 4.14. Diagrama de corrientes

4.2.3.1. Constantes a' y a''

En una línea de pequeña longitud, con corriente capacitiva despreciable los voltajes en el extremo generador y receptor, en vacío, son prácticamente iguales, $\overline{V}_{1v} = \overline{V}_2$.

Entonces la primera expresión de (4.27) en vacío dará que $\overline{A} = 1$; y que $a' = 1$ y $a'' = 0$; con lo que el punto Q de la figura 4.13. estará en M.

En una línea de gran longitud, la corriente capacitiva no es despreciable, y el voltaje en el extremo generador, en vacío, es menor que en el extremo receptor; las constantes a' y a'' son las que determinan su magnitud y fase.

Para $V_2 = 1[V]$, la constante a'' representa la caída de voltaje debida a la corriente capacitiva, única que circula por la línea en vacío, a través de la resistencia R de la

línea y paralela, por consiguiente a dicha corriente, es decir en cuadratura con el voltaje final por ser capacitiva.

Además el vector $PM = 1 - a'$ representa la caída de voltaje debida a la corriente capacitiva a través de la reactancia X de la línea, que será coincidente con la dirección de $\overline{V}_2$, puesto que la corriente capacitiva adelanta 90º respecto al voltaje, se retrasa 90º al pasar por una inductancia, quedando así en fase con dicho voltaje, entonces tenemos que: $\overline{A} = a' + ja'' = OQ$ representa el voltaje en el extremo generador, en vacío, para $V_2 = 1[V]$.

4.2.3.2. Constantes b' y b''

Las constantes b' y b'' representan respectivamente, la resistencia y la reactancia de la línea, ya que R y X se hallan uniformemente repartidas a lo largo de la longitud de la misma. En la figura 4.13. el vector $\overline{B} = b' + jb'' = QS$ que es homogéneo con una impedancia representa el voltaje V_{1cc} en el extremo generador, con la línea en cortocircuito en el receptor, y para $I_2 = 1[A]$.

4.2.3.3. Constantes c' y c''

Las constantes c' y c'' representan respectivamente, los valores que toman la conductancia y la susceptancia supuestas uniformemente distribuidas a lo largo de la línea.

Los valores de estas constantes multiplicados por el voltaje en el extremo receptor V_2, dan las intensidades de corrientes absorbidas, respectivamente por la conductancia y la susceptancia. Para valores de G negativos como es normal, c' es negativo. En la figura 4.14. el vector $\overline{C} = c' + jc'' = KH$ que es homogéneo con una admitancia, representa la intensidad de corriente $\overline{I}_{1v}$ en el extremo generador, con la línea en vacío, para $V_2 = 1[V]$, que es la corriente a través de las pérdidas y la de capacidad de la línea para un voltaje unitario en el extremo receptor.

4.2.3.4. Constantes d' y d''

Para una línea de un solo circuito estas constantes son respectivamente iguales a las a' y a''.

Para líneas largas puestas en cortocircuito en su final, la intensidad de corriente en el origen es menor que en el final $\bar{I}_{1cc} < \bar{I}_2$ y las constantes d' y d'', menores que la unidad, determinan aquella en magnitud y fase. En la figura 4.14. el vector $TK = d''$ representa la variación en cuadratura de la intensidad entre los extremos origen y final, y el vector $TN = 1 - d'$ representa la variación en fase de la misma intensidad entre dichos extremos de la línea, siempre para $I_2 = 1[A]$. En la figura 4.14. el vector $\bar{D} = d' + jd'' = OK$ representa, por tanto, la intensidad de corriente $\bar{I}_{1cc}$ en el origen de la línea cuando esté en cortocircuito en su final, para un valor de la intensidad receptora igual a la unidad.

4.2.4. CÁLCULO DE LAS CONSTANTES AUXILIARES [20]

El cálculo de las constantes auxiliares se lo puede hacer por medio de funciones hiperbólicas y circulares o por el desarrollo en serie de las funciones hiperbólicas.

El desarrollo en serie de las funciones hipérbólicas es el más usado en la práctica, los desarrollos en serie de las funciones hiperbólicas $\operatorname{senh}\bar{\theta}$ y $\cosh\bar{\theta}$ mediante la fórmula de Mac-Laurin, son convergentes en todo el plano de la variable imaginaria $\bar{\theta}$. Su forma es la siguiente:

$$\operatorname{senh}\bar{\theta} = \bar{\theta} + \frac{\bar{\theta}^3}{\angle 3} + \frac{\bar{\theta}^5}{\angle 5} + \frac{\bar{\theta}^7}{\angle 7} + \ldots\ldots + \frac{\bar{\theta}^{2n+1}}{\angle 2n+1} + \ldots$$

$$\cosh\bar{\theta} = 1 + \frac{\bar{\theta}^2}{\angle 2} + \frac{\bar{\theta}^4}{\angle 4} + \frac{\bar{\theta}^6}{\angle 6} + \ldots\ldots + \frac{\bar{\theta}^{2n}}{\angle 2n} + \ldots$$

Si el valor modular de $\bar{\theta}$ es $|\theta| < 0{,}1$, y se limita el desarrollo exclusivamente, al primer término de cada uno, tenemos que $\operatorname{senh}\bar{\theta} = \bar{\theta}$ y $\cosh\bar{\theta} = 1$, el error que se comete en la función $\operatorname{senh}\bar{\theta}$ es inferior a 1/600, mientras que en la función $\cosh\bar{\theta}$ es inferior a 1/200.

Si $0.1 < |\theta| < 0{,}5$ y se limita el desarrollo a sus dos primeros términos, se tiene que el error en la función $\operatorname{senh}\bar{\theta}$ es inferior a 1/2000 mientras que en la función $\cosh\bar{\theta}$ es inferior a 1/480.

De acuerdo a la longitud de la línea, si la línea es menor a 300 km se toman los dos primeros términos de la series, mientras que si la longitud de la línea es mayor a 300 km se tomarán tres términos de las series.

Tabla 4.3. Expresiones para el cálculo de las constantes auxiliares

Longitud	Constantes			
	A	B	C	D
≤ 300 km	$1+\frac{\bar{Z}\bar{Y}}{\angle 2}$	$\bar{Z}+\frac{\bar{Z}^2\bar{Y}}{\angle 3}$	$\bar{Y}+\frac{\bar{Z}\bar{Y}^2}{\angle 3}$	$1+\frac{\bar{Z}\bar{Y}}{\angle 2}$
> 300 km	$1+\frac{\bar{Z}\bar{Y}}{\angle 2}+\frac{(\bar{Z}\bar{Y})^2}{\angle 4}$	$\bar{Z}+\frac{\bar{Z}^2\bar{Y}}{\angle 3}+\frac{\bar{Z}^3\bar{Y}^2}{\angle 5}$	$\bar{Y}+\frac{\bar{Z}\bar{Y}^2}{\angle 3}+\frac{\bar{Z}^2\bar{Y}^3}{\angle 5}$	$1+\frac{\bar{Z}\bar{Y}}{\angle 2}+\frac{(\bar{Z}\bar{Y})^2}{\angle 4}$

4.3. FACTORES QUE LIMITAN LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE POTENCIA

4.3.1. GENERALIDADES

La capacidad de transporte de potencia de los conductores de líneas de transmisión se determina para condiciones de operación normal y para condiciones de contingencias momentáneas sin pérdida de las propiedades mecánicas y eléctricas que puedan ocurrir como son cortocircuitos, sobrecarga temporal e inestabilidad transitoria.

Entre los factores más importantes se tiene: estabilidad, regulación de voltaje, límite térmico, capacidad de cortocircuito y pérdidas por transporte de energía.

4.3.2. ESTABILIDAD [21]

Existen factores eléctricos y mecánicos que afectan la estabilidad de un S.E.P. Dentro de los factores mecánicos están:

- Torque de entrada de la turbina.

- Inercia de la turbina y del generador.
- Inercia del motor y carga en el eje.
- Torque de salida de la carga en el eje

Dentro de los factores eléctricos están:

- Voltaje interno del generador.
- Reactancia del sistema (generador, motor y línea).
- Voltaje interno del motor síncrono.

4.3.2.1. Estabilidad de Estado Estable

Analizar la estabilidad de un S.E.P. es algo complicado, para este análisis se usará un sistema simple de dos máquinas (motor y generador) y la línea de transmisión, además se desprecia las pérdidas.

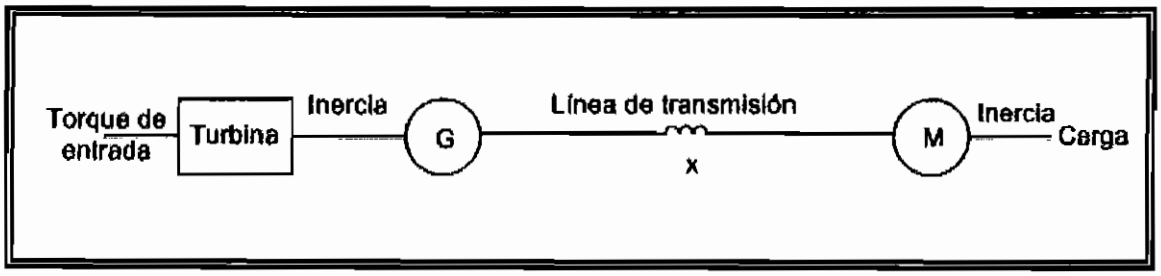


Figura 4.15. Esquema de un S.E.P. simple.

La transferencia de potencia es:

$$P = \frac{V_g \cdot V_m \cdot \text{sen}\delta}{x} \tag{4.28}$$

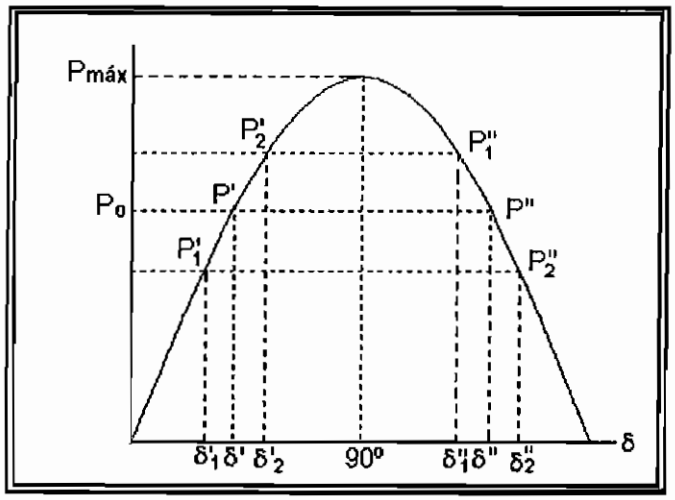


Figura 4.16. Curva de Transferencia de Potencia.

El límite de estabilidad de estado estable es la potencia máxima que puede transmitirse, esto sucede cuando $\delta = 90°$, teóricamente es el valor máximo del ángulo de transmisión que mantiene la estabilidad, es decir que para ángulos menores de 90° estará asegurada la estabilidad, y para ángulos mayores de 90° es inestable.

$$P_{máx} = \frac{V_g Vm}{x}$$

En la práctica los sistemas de potencia nunca operan en el límite de estabilidad de estado estable, debido a que cualquier perturbación fácilmente haría perder la estabilidad del sistema.

4.3.2.2. Límite de Estabilidad en Estado Transitorio

El límite de estabilidad en estado transitorio se refiere a la cantidad de potencia que podría ser transmitida sin perder la estabilidad, cuando el sistema esta sometido a perturbaciones sorpresivas.

Existen tres tipos principales de perturbaciones que merecen mucha atención en estudios de estabilidad, estos son:

- Incremento de carga.
- Operaciones de conexión o desconexión (maniobras).
- Fallas con desconexión de la parte fallada.

En la figura 4.16. el punto P' y δ' es el punto de operación del sistema, si se disminuye el ángulo hasta δ_1', la potencia disminuirá hasta P_1' en estas condiciones y además que el torque de entrada de la turbina no ha disminuido, la potencia eléctrica de salida en el generador es menor que la potencia mecánica de entrada, esto produce un aceleramiento del rotor del generador, que tiende a incrementar el ángulo δ entre los terminales de envío y recepción; por otra parte la potencia de entrada al motor ahora es P'_1 menor que la potencia de salida, esto hace que se retarde el rotor del motor produciendo también un incremento del ángulo δ. El sistema reacciona ante una perturbación desarrollando fuerzas que tienden a llevarlo al punto de operación inicial δ'.

Si no existieran pérdidas el sistema estaría oscilando alrededor del punto δ, pero las pérdidas siempre están presentes, esto hace que las oscilaciones se amortigüen y finalmente el sistema llegue a estabilizarse, lo mismo sucede si se incrementa el ángulo a δ_2.

Un punto de interés es el correspondiente al ángulo δ'', si aumenta ligeramente a δ_2'', la potencia eléctrica de salida es menor que la potencia mecánica de entrada en el generador, y la potencia eléctrica de entrada al motor es menor que la potencia mecánica de salida en el eje, esto ocasiona que el ángulo δ_2'' se incrementa aún mas, no logrando volver al punto inicial de operación, llegando de esta manera a perder la estabilidad del sistema; lo mismo ocurre si se disminuye el ángulo a δ''_1, este punto es conocido como el punto crítico de oscilación del sistema.

Para hacer estudios de estabilidad se requiere de muchos factores como: velocidad de despeje de los interruptores, tipo y localización de las fallas, tipo y velocidad del sistema de excitación, etc., y además criterios basados en la experiencia. Existen criterios que aceptan cargar una línea de transmisión con el 80 % del valor de la potencia máxima, con esto se da un buen margen de seguridad para mantener la estabilidad.

4.3.3. REGULACIÓN DE VOLTAJE

Uno de los factores que se consideran en la calidad del servicio eléctrico es la regulación de voltaje.

$$\%R = \frac{V_E - V_R}{V_R} \cdot 100 \qquad (4.29)$$

La regulación puede ser positiva o negativa dependiendo del ángulo de la corriente con respecto al voltaje de recepción, la impedancia de la línea es la causa de la regulación del voltaje.

El modelo matemático de la línea de transmisión depende de su longitud y de la clase de estudio que se desea realizar, las líneas se dividen en líneas cortas (hasta 50 km) y líneas largas (mas de 50 km).

4.3.4. LÍMITE TÉRMICO

Este límite es el último en superarse, este implica hacer consideraciones de temperatura de operación del conductor que produce la máxima flecha permisible o quizás la pérdida máxima aceptada de la resistencia mecánica a la tracción durante el tiempo de vida útil previsto para el conductor.

Para condiciones de estado estable, la ecuación de equilibrio térmico es:

$$Q_S + Q_J + Q_{mg} - K_1 Q_1 = Q_{cn} + Q_{rd} + Q_{ev} \tag{4.30}$$

Se despreciará el calentamiento magnético Q_{mg} y el enfriamiento por evaporación Q_{ev} debido ya que son muy complejos de calcular y además no representan una fuente considerable de calor frente a los demás elementos de la ecuación.

4.3.5. EFECTO CORONA

Aunque este fenómeno no afecta a la resistencia en una forma directa, sí influye en la eficiencia de operación de la línea de transmisión, debido a que su existencia producirá pérdidas adicionales.

El resultado de la acumulación de cargas en las regiones puntiagudas de un conductor cargado es la creación de un campo E muy intenso capaz de producir la ruptura dieléctrica del aire en las inmediaciones de estas regiones.

Esto sucede ya que en el aire siempre hay electrones e iones de ambos signos, en mayor o menor concentración dependiendo de las condiciones atmosféricas, que al ser atraídos por el conductor cargado lo neutraliza parcialmente. Estos iones en el aire se producen por la radiación natural, la combustión, fenómenos atmosféricos, etc.

Las moléculas de aire excitadas por las colisiones emiten luz en las zonas próximas al lugar donde se producen las descargas y un sonido característico.

El efecto corona como se ha visto es función de dos elementos: el gradiente de potencial en la superficie del conductor y la rigidez dieléctrica en la superficie, valor que a su vez depende de la presión atmosférica y la temperatura.

En un campo uniforme a 25 ºC y 760 mm de presión, la ionización por choque aparece al tener un valor máximo de 30 kV/cm (21,1 kV/cm rms). En el caso de las líneas de transmisión, se ha demostrado que el fenómeno depende del radio del conductor. El valor del gradiente de potencial para el cuál aparece la ionización en la superficie del conductor se llama gradiente superficial crítico y su expresión es:

$$g_o = 30(1 - 0{,}7r)\ [\mathrm{kV/cm}]_{\mathrm{eficaz}} \tag{4.31}$$

donde:

r = Radio del conductor en cm.

g_o = Gradiente superficial crítico

Existen fórmulas que dan este valor en función de la presión barométrica y la temperatura ambiente, pero estas sirven para conductores de sección circular y perfectamente lisa. Los conductores de líneas aéreas están formados por varios alambres cableados y enrollados en hélice y tienen raspaduras propias de su fabricación e instalación. Esto hace aumentar el gradiente crítico, por encima de las estimaciones teóricas.

Con esto se concluye que el efecto corona es la pérdida de carga producida por la ionización del aire que rodea a los conductores de alto voltaje. Este fenómeno tiene lugar cuando el gradiente eléctrico supera la rigidez dieléctrica del aire y se manifiesta en forma de pequeñas chispas o descargas a escasos centímetros de los conductores.

Las líneas de transmisión se diseñan para que el efecto corona sea mínimo, puesto que también suponen una pérdida en su capacidad de transporte de energía; en su aparición e intensidad influyen los siguientes condicionantes:

- Voltaje de línea: Mientras más alto sea el voltaje de operación de la línea, mayor será el gradiente eléctrico en la superficie de los conductores, y por tanto, mayor el efecto corona. En realidad solo se produce en líneas de voltaje superior a 80 kV.

- La humedad relativa del aire: Una mayor humedad, especialmente en caso de lluvia o niebla, incrementa de forma importante el efecto corona. Cuando la

humedad relativa es elevada, por ejemplo cuando llueve, el efecto corona aumenta considerablemente, dando lugar a un incremento importante del ruido audible. Sin embargo, este ruido generalmente queda opacado por el producido por las gotas de lluvia golpeando en el suelo, tejados, ropa, etc., que provoca un nivel acústico superior. En condiciones de niebla también aumenta el efecto corona y el ruido audible, pero la existencia de ésta frena la propagación del ruido, es decir, se oye más al lado de la línea pero se deja de percibir a mayor distancia.

- El estado de la superficie del conductor: las rugosidades, irregularidades, defectos, impurezas adheridas, etc., incrementan el efecto corona.

- Número de subconductores: el efecto corona será menor mientas más subconductores tenga cada fase de línea.

4.3.5.1. Pérdidas Corona con Buen Tiempo

Las pérdidas por efecto corona dependen principalmente de la diferencia de potencial entre los conductores y tierra, más exactamente del gradiente de potencial en la superficie de los conductores y de las condiciones climáticas a lo largo de la línea.

Las pérdidas son nulas con buen tiempo y alcanzan valores elevados con lluvias intensas, es evidente que una buena evaluación de estas pérdidas requiere conocimiento de las condiciones meteorológicas de las regiones que la línea atraviesa, registros climáticos de muchos años, de los cuáles con procedimientos estadísticos se extrae el número de horas de lluvia que finalmente permite efectuar la evaluación de las pérdidas anuales.

Puede adoptarse un valor medio de pérdidas corona en líneas de una misma clase que atraviesan regiones con condiciones meteorológicas similares, cuando no se cuenta con datos se pueden adoptar los valores de líneas que en el mundo son buen ejemplo y que están comprendidos entre 2 y 8 kW/km al variar el voltaje entre 220, 230 kV y 500, 550 kV.

Estos datos tienen razonable precisión en cálculos económicos preliminares, siendo usados frecuentemente.

4.3.5.2. Pérdidas de Potencia Bajo Lluvia

Las pérdidas por efecto corona empiezan a producirse desde el momento en que la tensión crítica disruptiva sea menor que la de la línea, esta se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$V_{C\,L-L} = 84 m_c \delta m_t r \lg \frac{D}{r} \tag{4.32}$$

donde:

$V_{C\,L-L}$ = Voltaje crítico compuesto en kV para la que empiezan las pérdidas por efecto corona.

m_C = Coeficiente de rugosidad del conductor:

- 1 para hilos de superficie lisa.
- De 0,93 a 0,98, para hilos oxidados o rugosos.
- De 0,83 a 0,87 para cables.

m_t = Coeficiente meteorológico, para tener en cuenta el efecto que produce la humedad (lluvia, niebla, nieve, escarcha) haciendo disminuir el valor del voltaje crítico disruptivo:

- 1 para tiempo seco.
- 0,8 para tiempo húmedo.

r = Radio del conductor en cm.

D = Distancia media geométrica entre fases, en centímetros.

δ = Factor de corrección de la densidad del aire, función de la altura sobre el nivel del mar.

Este factor δ es directamente proporcional a la presión barométrica e inversamente a la temperatura absoluta del aire, se determina con la siguiente expresión:

$$\delta = \frac{3{,}921 h}{273 + \theta} \tag{4.33}$$

donde:

h= Presión barométrica en centímetros de columna de mercurio.

θ = Temperatura en °C, correspondiente a la altitud del punto que se considere.

Las pérdidas de potencia por efecto corona para cada conductor es:

$$p = \frac{241}{\delta}(f + 25)\sqrt{\frac{r}{D}}\left[\frac{V_{máx}}{\sqrt{3}} - \frac{V_C}{\sqrt{3}}\right]^2 10^{-5} \quad \text{kW/km} \qquad (4.34)$$

donde:

δ = Factor de corrección de la densidad del aire.

f = Frecuencia del sistema.

$V_{máx}$ = Voltaje más elevado establecido en las regulaciones vigentes.

Tabla 4.4. Condiciones climáticas promedio en el Ecuador [22]

Zona	Región	Temperatura Media	% de Lluvia en c/km	Horas de Lluvia	Días de Lluvia
1	Costa	24,975 °C	4	3	43
2	Sierra	14,083 °C	4	1,5	176

4.3.5.3. Radio Interferencia [23]

Uno de los efectos de gran importancia en líneas de transmisión, es el Efecto Corona, y es a raíz de este que se desarrollan fenómenos tales como la Radio Interferencia (RI) y el Ruido Audible (RA), los cuales con el aumento del voltaje de operación se hacen cada vez más notorios, aumentado así la posibilidad de que tanto personas como equipos puedan ser afectados o interferidos debido a las propiedades electromagnéticas que se generan en los alrededores de la línea de transmisión, surgiendo así los problemas denominados de Compatibilidad Electromagnética (CEM).

Las descargas corona dan origen a una serie de perturbaciones en una gama de frecuencias que incluye las bandas de radio frecuencia y ruido audible. Esto debido a la naturaleza pulsante del campo electromagnético generado en los alrededores de los conductores al darse las descargas, estos fenómenos se propagan tanto en el conductor como en el espacio, alcanzando niveles que podrían afectar la recepción de otras señales en cercanías de la línea de transmisión, causar irritación a personas debido a los altos niveles de Ruido Audible generado, y en algunos casos ser tan intensas las descargas que logren distorsionar la misma onda senoidal transportada por los conductores.

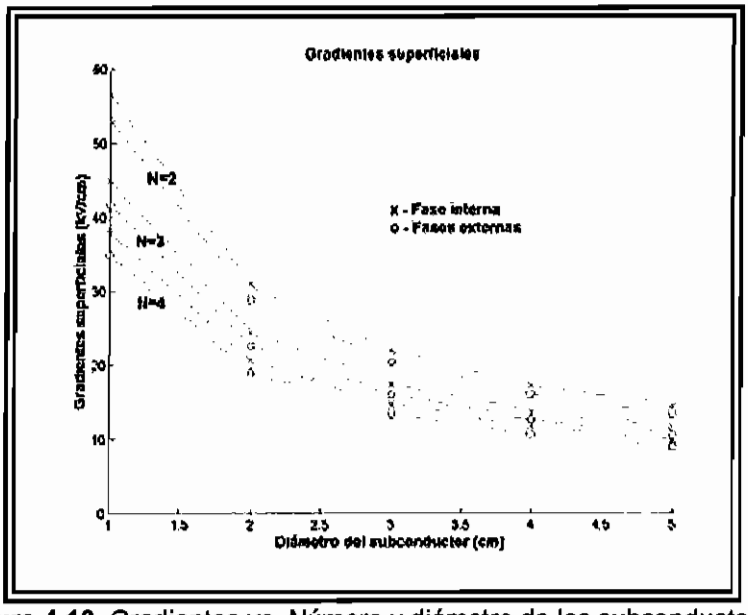


Figura 4.18. Gradientes vs. Número y diámetro de los subconductores

4.3.5.3.2. Gradientes vs Tensión y subconductores

En la figura 4.19, para la misma configuración, se observa la variación de los gradientes superficiales, dependiendo del voltaje y número de subconductores, mostrándose el porqué en alto voltaje es usual trabajar con varios subconductores por haz. Cabe destacar que al voltaje de 500 kV es más factible que se supere la rigidez dieléctrica del aire, ya que, como se muestra, los gradientes son de magnitudes muy significativas.

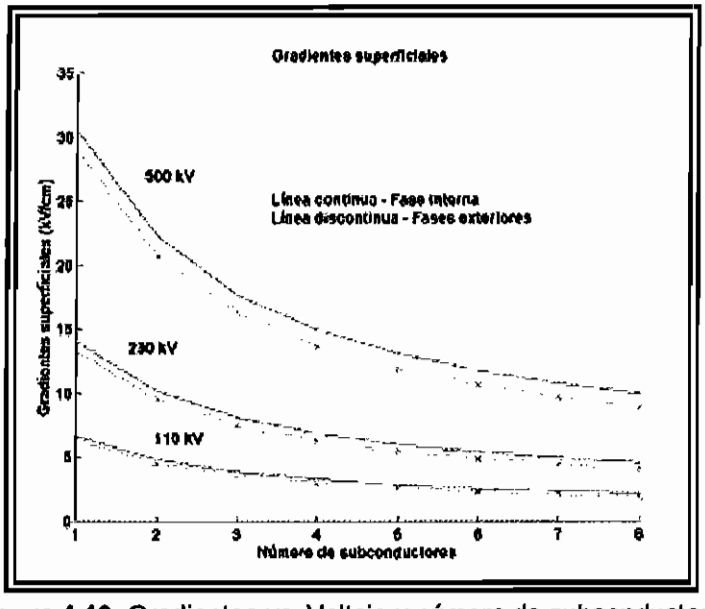


Figura 4.19. Gradientes vs. Voltaje y número de subconductores

Para el caso de dos subconductores por haz, voltaje de operación de 500 kV y conservando la geometría de la línea de transmisión establecida con anterioridad, el RA en condiciones de lluvia fuerte será:

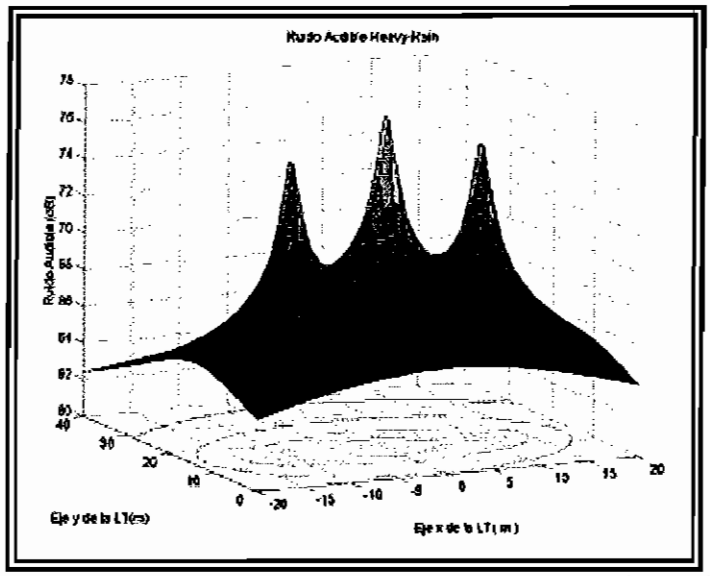


Figura 4.20. Niveles de ruido audible en el espacio vecino a ella

En la figura 4.20. se puede apreciar el comportamiento de los conductores como fuentes de generación de ondas esféricas de sonido, propagadas en el espacio; y la variación de los niveles de RA alcanzados en los alrededores de la línea de transmisión, obteniéndose magnitudes que podrían ser perjudiciales o incómodas para el oído, estas magnitudes están clasificadas dependiendo del lugar donde se encuentre la línea de transmisión.

4.3.5.3.3. RA vs Voltaje

Manteniendo las condiciones anteriores (*N*=2), se obtendría para un voltaje de 110 kV, RA y RI negativo, cuya interpretación es que los gradientes superficiales están muy por debajo del gradiente crítico que daría inicio a las descargas parciales, ver figura 4.26, por lo tanto no habría efecto corona ni sus manifestaciones. A 230 kV, apenas empezará a ser percibido el RA en el umbral auditivo humano, mientras que a 500 kV, el RA ya sí es notorio.

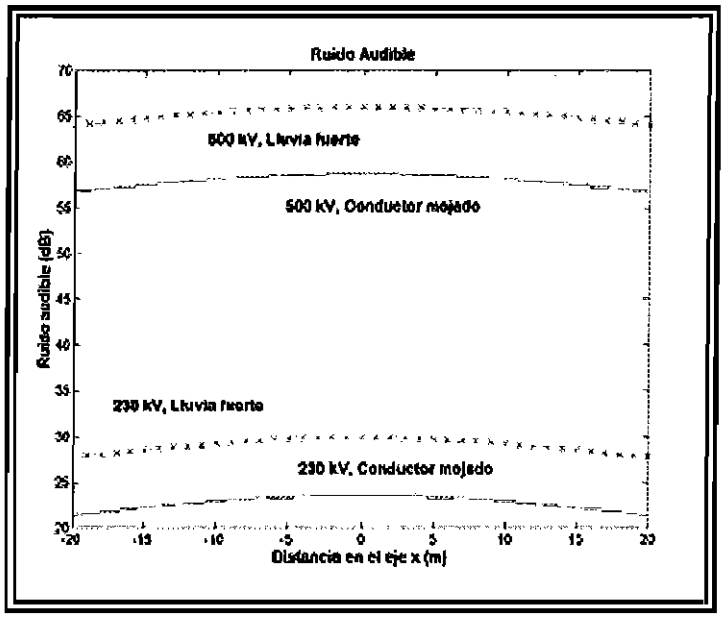


Figura 4.21. Ruido Audible vs. Distancia horizontal, para diferentes voltajes

4.3.5.3.4. RI vs Voltaje

Manteniendo las condiciones iguales al caso anterior, y teniendo en cuenta que los valores aceptados de RI, dependen de la señal a perturbar y de la distancia a la que se encuentren las fuentes de éstas señales, que principalmente son las de AM, las simulaciones a 1000 kHz y a una altura sobre el suelo de 1,5 m, entregaron los siguientes resultados:

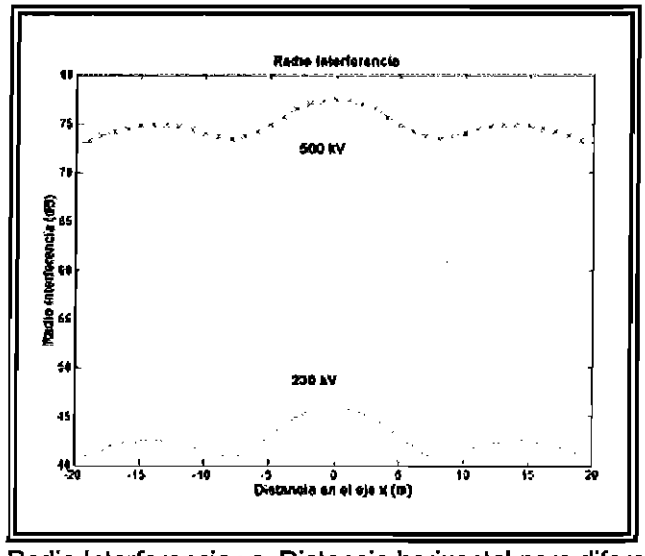


Figura 4.22. Radio Interferencia vs. Distancia horizontal para diferentes voltajes

Se confirma así, que los fenómenos de RA y RI, se hacen más notorios, a medida que se aumenta el voltaje de operación.

4.3.5.4. Consecuencias [24]

Como consecuencia del efecto corona se produce una emisión de energía acústica y energía electromagnética en el rango de las radiofrecuencias, de forma que los conductores pueden generar ruido e interferencias en la radio y televisión, otra consecuencia es la producción de ozono y óxidos de nitrógeno.

El ruido provocado por el efecto corona consiste en un zumbido de baja frecuencia básicamente de 100 Hz, provocado por el movimiento de los iones, y un chisporroteo producido por las descargas eléctricas entre 0,4 y 16 kHz. Son ruidos de pequeña intensidad que en muchos casos apenas son perceptibles, únicamente cuando el efecto corona sea elevado se percibirán en la proximidad inmediata de las líneas de muy alto voltaje, disminuyendo rápidamente al aumentar la distancia de la línea.

Hay que tener en cuenta que el nivel de ruido - ambiente para un área rural varía entre los 20 y 35 dB (A), que puede llegar a ser muy superiores en el caso de uso de maquinarias agrícolas o presencia de carreteras. A modo de ejemplo, el nivel alcanzado por el efecto corona es similar al producido por un "rumor" y este puede variar entre 10 y 20 dB, una lluvia moderada provoca un ruido de alrededor de 50 dB(A), e incluso una conversación en un local cerrado se sitúa en 60 dB(A).

Tabla 4.5. Valores límites recomendados para distintos ambientes

Tipo de Ambiente	Período	Leq db (A)
Laboral	8 horas	75
Doméstico, auditorio, aula	-	45
Dormitorio	Noche	35
Exterior Diurno	Día	55

Entonces se puede deducir que el ruido originado por el funcionamiento de la línea de transmisión eléctrica es similar al valor medio del ruido que existe en medios rurales o residenciales.

En relación a las radiointerferencias, como consecuencia del efecto corona se produce una emisión de energía en forma de ondas electromagnéticas en el rango de las radiofrecuencias que podrían crear interferencias en la radio y la televisión.

La intensidad de estas radiofrecuencias es máxima a 0,5 MHz de frecuencia y decrecen según aumenta la frecuencia hasta ser inapreciable a partir de 30 MHz. Por lo tanto, no pueden interferir en las emisiones de radio comercial en frecuencia modulada (entre 87 y 108 MHz), pero sí podría afectar a las emisiones radiofónicas en onda media en casos particulares, sobre todo cuando la antena esté situada a una distancia cercana a la línea eléctrica.

Tampoco afectan a la emisión o recepción de televisión, puesto que en VHF la banda baja va de 50 a 80 MHz, la banda alta va de 180 a 210 MHz; y las emisiones de UHF se realizan entre 500 y 800 MHz. Para asegurar una buena recepción, el nivel de perturbación aparece por encima de 50 dB, valor que no se alcanza ni en malas condiciones atmosféricas. Sólo en líneas de voltaje mayores a 400 kV pueden aparecer efectos parásitos en las transmisiones de radio o televisión.

Al ionizar el aire circundante, genera unas cantidades insignificantes de ozono; y en mucha menor medida, óxidos de nitrógeno, un contaminante atmosférico producido principalmente por hornos de alta temperatura (industrias, centrales térmicas, etc.). En condiciones de laboratorio se ha determinado que la producción de ozono en una línea de alto voltaje oscila entre 0,5 y 5 g por kW/h disipado en efecto corona, dependiendo de las condiciones meteorológicas. Aún en el caso más desfavorable, esta producción de ozono es insignificante, y se disipa en la atmósfera inmediatamente después de crearse, por lo que su impacto sobre la atmósfera se considera nulo.

En conclusión se ha determinado que ninguno de estos efectos son suficientemente importantes para afectar la salud.

4.3.6. PÉRDIDAS JOULE

La fuente principal de calentamiento del conductor es el calentamiento por efecto Joule, este se produce por la resistencia que ofrece el conductor al paso de la corriente eléctrica.

Cuando se proyecta una línea se debe considerar que es una obra de gran duración, 40 años o más. Se debe entonces elaborar un estudio de evolución de la carga que la línea transportará, si se trata de una línea de transmisión o de distribución se debe

determinar como evolucionará la demanda, siendo correcto pensar que esta crece con cierta continuidad. El crecimiento de la demanda hace que anualmente se transporte más energía, y esta crece hasta que se satura la capacidad de transmisión de la línea.

La línea inicia transportando cierta potencia inicial Po, y se alcanza una cierta potencia final Ps, por lo que existe un valor medio de potencia Pm que permite determinar la energía total transmitida a lo largo de los años que se estudian.

$$E = P_m n \tag{4.35}$$

La potencia P_i alcanzada después de i años es:

$$P_i = P_0 (1+t)^i \tag{4.36}$$

donde:

P_0 = Potencia inicial transportada por la línea.

t = Tasa de crecimiento de la demanda, se puede determinar el número de años en los que se alcanza la saturación con la siguiente expresión:

$$i = \frac{\log \frac{P_s}{P_0}}{\log(1+t)}$$

Siendo P_m la potencia media transmitida en n años, la potencia de pérdidas será:

$$P_{Pérdidas} = 3RI_m{}^2$$

Estas pérdidas se las valora económicamente en dos partes, las pérdidas por energía y las pérdidas por potencia. La energía pérdida en MWh por año es entonces:

$$E_{Pérdida} = (P_A \cdot h_A + P_B \cdot h_B + P_C \cdot h_C)\frac{52 \text{ semanas}}{1 \text{ año}} \cdot \frac{7 \text{ días}}{1 \text{ semana}} \tag{4.37}$$

donde:

P_A = Potencia en demanda máxima.

h_A = Tiempo en horas al día que dura el periodo de demanda máxima.

P_B = Potencia en demanda media

h_B = Tiempo en horas al día que dura el periodo de demanda media.

P_C = Potencia en demanda mínima.

h_C = Tiempo en horas al día que dura el periodo de demanda mínima.

El cálculo de las pérdidas de potencia se lo valora determinando en que demanda se obtienen las mayores pérdidas en la línea de transmisión. Este valor será considerado constante para cada año, este dato se lo obtiene al correr el flujo de potencia.

Además existen otro tipo de pérdidas que son menores a las producidas por efecto corona, estas pérdidas son por calentamiento solar, pérdidas de calor por convección, por radiación,

Para calcular los costos totales que nos significan estas pérdidas, estos costos totales de las pérdidas son la suma de los costos de pérdidas por potencia más los costos de pérdidas por energía más los costos de pérdidas por efecto corona.

Los costos de pérdidas por energía se calculan para cada año, luego estos valores se deben pasar a valor presente para poder sumarlos, esto se realiza con las siguientes expresiones:

$$C_{PE} = P_{E\ AÑO} \cdot PRG \cdot 1000 \tag{4.38}$$

donde:

C_{PE} : Costos de pérdidas por energía en $/año.

$P_{E\ AÑO}$: Total de pérdidas por energía en kWh/año.

PRG : Precio Referencial de Generación establecido en 0,0469 $/kWh.

$$VP_{C_{PE}} = \sum_{n=1}^{40} \frac{C_{PE}}{(1+i)^n} \tag{4.39}$$

donde:

i: 7,5 %. Interés de transmisión.

$VP_{C_{PE}}$: Valor presente de los costos de pérdidas por energía.

Para los costos de pérdidas de potencia se calcula en la demanda donde exista mayor pérdidas para este caso es en demanda máxima, esto se calcula con el P.R.P.D.

$$C_{PP} = P_P \cdot 1000 \cdot 12 \cdot \text{P.R.P.D.} \tag{4.40}$$

donde:

C_{PP} : Costo de pérdidas por potencia en $/año.

P_P : Pérdidas de potencia en la demanda donde sean mayores en kW.

P.R.P.D. : Potencia remunerable Puesta a Disposición establecida en 5,705 $kW/mes.

Estos valores también se deberán pasar a valor presente.

$$VP_{C_{PP}} = \sum_{n=1}^{40} \frac{C_{PP}}{(1+i)^n} \tag{4.41}$$

4.3.7. CAPACIDAD DE CORTOCIRCUITO

Al diseñar una línea de transmisión se debe considerar también la posibilidad de que los conductores tengan que soportar el paso de corrientes de cortocircuito en caso de falla y de sobrecarga temporal en periodos de emergencia.

4.3.7.1. Cortocircuito

Las condiciones de cortocircuito para las que debe diseñarse los conductores son generalmente de cortocircuito trifásico y de falla monofásica a tierra, debido a que los otros tipos de fallas no son muy frecuentes.

Con corrientes transitorias y de gran amplitud el calentamiento es esencialmente adiabático, de modo que se desprecia el calentamiento solar, corona y las pérdidas de calor por convección, radiación y evaporización. La ecuación del calor esta dada por:

$$\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(\lambda r \frac{\partial T}{\partial r}\right) + Q_V - \gamma_C \frac{\partial T}{\partial t} = 0 \tag{4.42}$$

Las propiedades termofísicas, γ, λ, c dependen de la temperatura y Q_V es el calor generado por unidad de volumen y por unidad de tiempo, varía con la temperatura y

con la densidad de corriente. La ecuación es bastante compleja y solo puede resolverse por métodos numéricos, generalmente se hacen algunas simplificaciones prácticas para su empleo en los cálculos.

Para cálculos de conductores de fase debe tenerse en cuenta, la distancia libre de la tierra al conductor en el momento que está pasando la corriente de falla, la temperatura que puede soportar el conductor estará determinada por la sección del conductor y el vano.

Para cables de guarda lo más importante es proporcionarle distancia suficiente respecto de los conductores de fase para que las oscilaciones del conductor a causa de las fuerzas magnéticas entre conductores de fase y guarda no ocasiones daños térmicos por choque.

Además no se debe olvidar los límites de temperatura con la corriente de régimen, y con la máxima solicitación de cortocircuito, no se debe alcanzar una temperatura tal que provoque una disminución no admisible de la resistencia mecánica del conductor.

A continuación se muestra una tabla con la temperatura límite que pueden soportar los diferentes materiales utilizados en la construcción de conductores para líneas de transmisión de energía eléctrica para condiciones de cortocircuito:

Tabla 4.6. Temperatura Límite para Cortocircuito [25]

Material	Temperatura [°C]
Acero	200
Cobre	170
Aluminio-Acero	160
Aleación de aluminio	160
Aluminio	130

4.3.7.2. Sobrecarga temporal

Existen circunstancias en las cuáles los conductores de las líneas de transmisión están obligados a transportar corrientes más elevadas que la normal (o a veces menores) estas sobrecargas o bien cargas menores que la normal, se presentan ocasionalmente y son de corta duración, pero producen aumento de temperatura en el primer caso y disminución en el segundo, como consecuencia de ello la línea va a

sufrir cambios en todo lo que tiene ver con temperatura y corriente, razón por la cual merece ser considerada en el momento del diseño.

4.4. CÁLCULO DE LA SECCIÓN DEL CONDUCTOR

La sección de los conductores, por una parte depende de:

- Su costo, que constituye siempre uno de los puntos de mayor importancia.
- Su resistencia eléctrica, que provoca la energía perdida en ellos por efecto Joule.
- La caída de voltaje que influye en el buen funcionamiento del punto de abastecimiento.

Además, la sección del conductor debe ser la adecuada para la intensidad de la corriente determinada, esto para cuando se produzca una elevación de temperatura significante que dañe el conductor.

Cualquiera que sea la naturaleza del conductor, sus condiciones de enfriamiento dependen del modo de estar instalado (desnudo, cubierto, aéreo, subterráneo, etc.) por tanto, también de ello depende la cantidad de calor desarrollada por efecto Joule para que el conductor alcance la temperatura máxima admisible, es decir, la sección mínima que puede tolerarse para un valor dado de la corriente.

Pero, si bien no se debe dar una sección inferior, sí se puede dar una mayor, ya sea con el fin de disminuir la pérdida de energía hasta el valor conveniente, para que la economía resultante de la explotación e instalación sea máxima, o bien atendiendo a que la caída de voltaje no pase de un cierto límite, compatible con el buen funcionamiento del punto de recepción.

Tres son los conceptos a tener en cuenta en el cálculo de la sección de los conductores:

- Sección atendiendo a la elevación de temperatura, o densidad máxima admitida.
- Sección atendiendo a la caída de voltaje.
- Sección más económica.

Estos tres criterios son independientes y el más desfavorable de ellos será el que, en definitiva, fije el valor de la sección.

Teniendo en cuenta que el calentamiento del conductor es independiente de la longitud de este, lo que no ocurre con la caída de voltaje, el criterio que marcará el valor de la sección en conductores de gran longitud será el segundo mientras que el primer criterio será el dominante en el cálculo de conductores de reducida longitud.

De todas formas, en el caso de muy altos voltajes, la mínima sección de los conductores viene impuesta, en general, por la condición de no dar lugar al efecto corona.

La densidad de corriente máxima que pueden soportar los distintos conductores, de las líneas aéreas se muestra en la tabla 4.7.

Tabla 4.7. Densidad de corriente para distintos conductores

Sección (mm^2)	Cobre (A/mm^2)	Aluminio (A/mm^2)	Aleación de Aluminio (A/mm^2)
10	8,75	-	-
15	7,60	6,00	5,60
25	6,35	5,00	4,65
35	5,75	4,55	4,25
50	5,10	4,00	3,70
70	4,50	3,55	3,30
95	4,05	3,20	3,00
125	3,70	2,90	2,70
160	3,40	2,70	2,50
200	3,20	2,50	2,30
250	2,90	2,30	2,15
300	2,75	2,15	2,00
400	2,50	1,95	1,80
500	2,30	1,80	1,70
600	2,10	1,65	1,55

Para cables de aluminio-acero se tomará en la tabla el valor de la densidad de corriente correspondiente a su sección como si fuera de aluminio y su valor se multiplicará por un coeficiente de reducción que según la composición será de:

- 0,902 para la composición (30+7).
- 0,926 para la composición (6+1) o (26+7).
- 0,941 para la composición (54+7).

Para los cables de aleación de aluminio-acero se procederá de forma análoga partiendo de la densidad de corriente correspondiente a la aleación de aluminio, empleándose los mismos coeficientes de reducción en función de la composición.
La sección de los conductores viene dada en la mayoría de los casos por la máxima caída de voltaje permitida.

En el Ecuador dependiendo del voltaje de transmisión se tiene un valor máximo de caída de voltaje, en líneas de 230 kV es del 5 %, mientras que en 138 kV, se permite hasta un 7%. De acuerdo a esto se podría determinar una sección mínima. Por lo tanto:

$$S = \frac{q \cdot L \cdot I}{\Delta V \cdot V} \tag{4.43}$$

donde:

q = 2 para sistemas trifásicos.
L = longitud del conductor en km.
I = Corriente en amperios
V = Voltaje fase – fase.
ΔV = Variación de voltaje, establecida en un 5%.

Para encontrar la sección mínima y máxima se podría variar la caída de voltaje, obteniéndose la sección mínima con una caída de voltaje del 5 %, mientras que la sección máxima estaría dada con una caída de voltaje que tienda a cero por ejemplo 0,5.

En teoría aparentemente funcionaría, pero se ve que este intervalo es demasiado grande, obteniéndose valores de secciones mínimas que están por debajo de los datos de catálogos técnicos de diferentes empresas de fabricación de conductores de líneas de transmisión, mientras que la sección máxima nos dará valores demasiados grandes.

Es más práctico que estos límites estén dados por las empresas de fabricación de conductores eléctricos para líneas de transmisión, tomando esta decisión y habiendo

determinado el ACAR como conductor se ha determinado que el límite estará dado por los siguientes valores:

$$166{,}72\ \text{mm}^2 \leq \text{Sección} \leq 1009{,}41\ \text{mm}^2 \tag{4.44}$$

Para cada conductor que este dentro de este intervalo se determinarán las pérdidas totales por energía, potencia, efecto corona y corriente de fuga para un periodo de 40 años, es decir para la vida útil del conductor, este resultado trayéndolo a valor presente (año en que se vaya a ejecutar la obra) se lo comparará con el costo que significa adquirir los conductores.

$$VP = \sum_{n=1}^{40} (CP_{ENERGÍA} + CP_{POTENICIA} + CP_{CORONA} + CP_{CORRIENTES\ DE\ FUGA}) \tag{4.45}$$

El conductor óptimo será aquel que se encuentre dentro del siguiente intervalo:

$$VP_{CPT} - (0{,}1\ VP_{CPT}) \leq VP_{cc} \leq VP_{CPT} + (0{,}2\ VP_{CPT}) \tag{4.46}$$

donde:

VP_{CPT} = Valor presente de los costos de pérdidas totales.

VP_{CC} = Valor presente del costo de adquisición de los conductores.

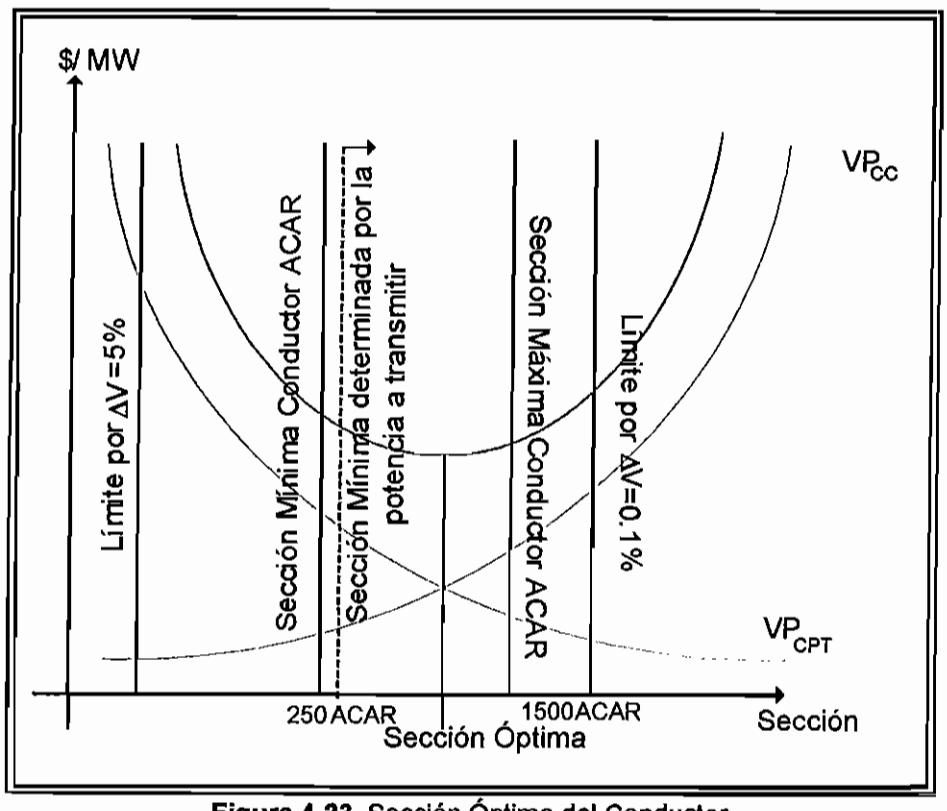


Figura 4.23. Sección Óptima del Conductor

El límite de pérdidas en las líneas de transmisión no se debe mayor al 3 % de la potencia transmitida.

4.5. MORSETERÍA Y AISLADORES

4.5.1. DEFINICIÓN

Con el nombre de morsetería se designa el conjunto de dispositivos y accesorios que cumplen los siguientes propósitos principales:

- La fijación en suspensión o amarre, de los conductores e hilos de guarda a las estructuras.
- La unión mecánica y/o eléctrica de los conductores, hilos de guarda y puestas a tierra.
- La protección mecánica de los conductores, aisladores e hilos de guarda.

4.5.2. CLASIFICACIÓN

De acuerdo a la función específica que cumplen en una línea, se puede clasificar la morsetería de la siguiente manera:

1. Morsetería de Suspensión: Permite fijar el conductor o el haz de conductores al aislamiento de una línea, soportando los conductores de vanos adyacentes, análogamente para el hilo de guarda.

2. Morsetería de Retención: Permite fijar el conductor o haz de conductores al aislamiento de la línea, soportando todo el tiro de los mismos, en estructuras terminales o de retención.

3. Manguito de Empalme: Dispositivo apto para asegurar la continuidad eléctrica y mecánica del conductor o hilo de guarda, su aplicación típica se da en la unión de conductores de distintas bobinas en las operaciones de tendido.

4. Manguito de Reparación: Dispositivo apto para restituir la continuidad eléctrica cuando un conductor ha sufrido daños en los alambres de su capa externa.

5. Ecualizadores de Potencial: Los dispositivos cuya función es lograr una mejor distribución del potencial a lo largo de la cadena de aisladores, y también proteger al conductor y morsetería de los efectos de un arco de potencia.

6. Separadores: Componente que asegura y mantiene a los conductores de un haz en su posición relativa. Pueden ser rígidos, aunque la tendencia es construirlos de modo que cumplan funciones antivibratorias.

4.5.3. COSTO DE LA MORSETERÍA

La incidencia del costo de la morsetería en el costo total de la línea es de aproximadamente un 5 %, evidentemente su importancia económica no es proporcional a su función como factor de seguridad.

Por esta razón, sin perder de vista la buena práctica profesional, cuyo objetivo es lograr diseños económicos, es importante considerar que ahorros aparentemente significativos en la morsetería, se traducirán en porcentajes muy modesto en el costo total, pero podrán generar gastos de mantenimiento mayores, o daños materiales e interrupciones de servicio que en definitiva excederán en mucho los aparentes ahorros logrados.

En este aspecto, y con más razón cuanto mayor sea la importancia de la línea conviene poner el acento en la calidad del material a emplear.

4.5.4. AISLADORES

Los aisladores cumplen la función de sujetar mecánicamente el conductor manteniéndolo aislado de tierra y de otros conductores. Deben soportar la carga mecánica que el conductor transmite a la torre a través de ellos.
Deben aislar eléctricamente el conductor de la torre, soportando el voltaje en condiciones normales y anormales, y sobrevoltajes que los estudios de coordinación del aislamiento definen con cierta probabilidad de ocurrencia.

El voltaje debe ser soportado tanto por el material aislante propiamente dicho, como por su superficie y el aire que rodea al aislador. La falla eléctrica del aire se llama contorneo, y el aislador se proyecta para que esta falla sea mucho más probable que la perforación del aislante sólido.

Surge la importancia del diseño, de la geometría para que en particular no se presenten en el cuerpo del aislador campos intensos que inicien una crisis del sólido aislante.

4.5.4.1. Materiales de los Aisladores

Históricamente se han utilizado distintos materiales, porcelana, vidrio y actualmente materiales compuestos, y la evolución ha ocurrido en la búsqueda de mejores características y reducción de costos.

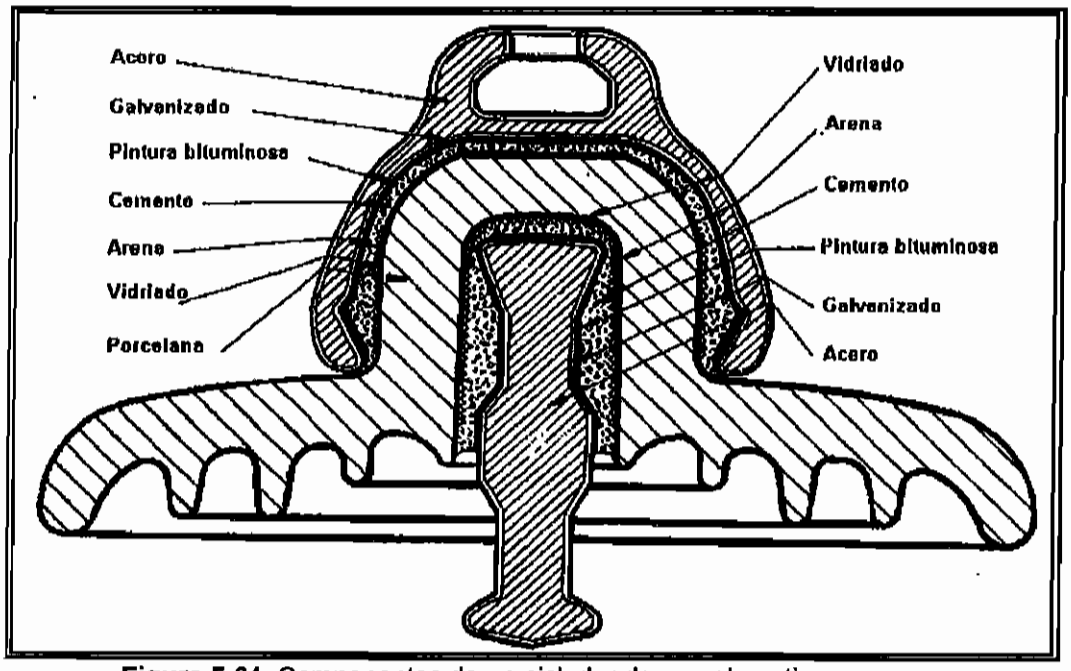


Figura 5.24. Componentes de un aislador de porcelana tipo campana

4.5.4.2. Características Mecánicas

Los aisladores de cadena deben soportar solo cierta tracción 7000, 16000 o más kg. Los aisladores rígidos deben soportar cierta compresión, y/o cierta flexión.

Los ensayos de características mecánicas se hacen con solicitación eléctrica simultánea.

Al estar sometidos a las inclemencias del tiempo una característica muy importante es la resistencia al choque térmico (que simula el pasar del pleno sol a la lluvia). También por los sitios donde se instalan, los aisladores son sometidos a actos

vandálicos (tiros con armas, proyectiles pétreos o metálicos arrojados), es entonces importante cierta resistencia al impacto.

Frente a estas solicitaciones el comportamiento de los tres tipos de materiales es totalmente distinto, el vidrio puede estallar, siendo una característica muy importante que la cadena no se corte por este motivo.

La porcelana se rompe perdiendo algún trozo pero generalmente mantiene la integridad de su cuerpo, mecánicamente no pierde características, solo son afectadas sus características eléctricas. Con los aisladores compuestos por su menor tamaño es menos probable que la agresión acierte al blanco, los materiales flexibles no se rompen por los impactos y las características del aislador no son afectadas.

4.5.4.3. Características Eléctricas

Los aisladores deben soportar voltaje de frecuencia industrial e impulso (de maniobra y/o atmosféricos), tanto en seco como bajo lluvia. Influyen en la tensión resistida la forma de los electrodos extremos del aislador.

Una característica importante es la radiointerferencia, ligada a la forma del aislador, a su terminación superficial, y a los electrodos (morsetería).
En las cadenas de aisladores, especialmente cuando el número de elementos es elevado la repartición del voltaje debe ser controlada con electrodos adecuados, o al menos cuidadosamente estudiada a fin de verificar que en el extremo crítico las solicitaciones que se presentan sean correctamente soportadas.

La geometría del perfil de los aisladores tiene mucha importancia en su buen comportamiento en condiciones normales, bajo lluvia, y en condiciones de contaminación salina que se presentan en las aplicaciones reales cerca del mar o desiertos, o contaminación de polvos cerca de zonas industriales.

La contaminación puede ser lavada por la lluvia, pero en ciertos lugares no llueve suficiente para que se produzca este efecto beneficioso, o la contaminación es muy elevada, no hay duda de que la terminación superficial del aislante es muy importante para que la adherencia del contaminante sea menor, y reducir el efecto (aumentar la duración). Una característica interesante de los materiales compuestos siliconados es un cierto rechazo a la adherencia de los contaminantes y/o al agua. La resistencia a

la contaminación exige aumentar la línea de fuga superficial del aislador, esta se mide en mm / kV fase-tierra, y se recomiendan valores que pasan de 20, 30 a 60, 70 mm / kV según la clasificación de la posible contaminación ambiente.

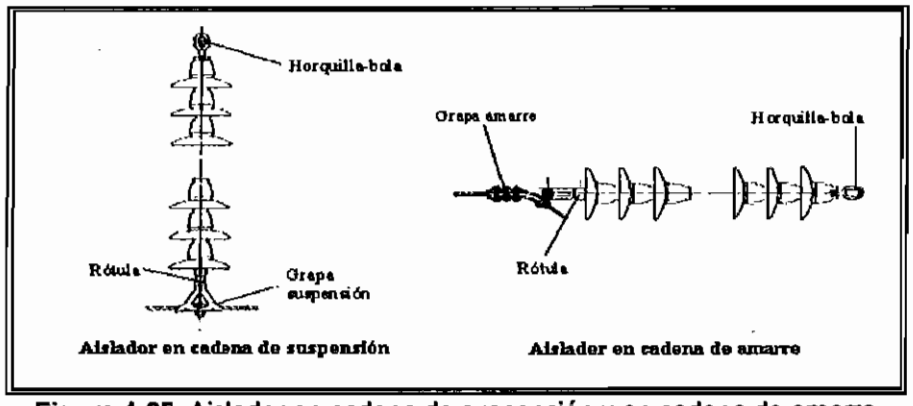


Figura 4.25. Aislador en cadena de suspensión y en cadena de amarre

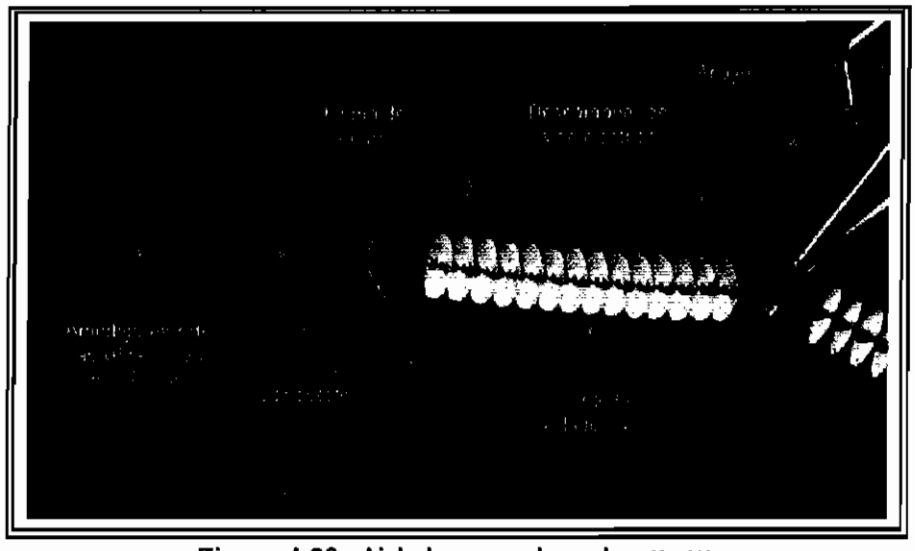


Figura 4.26. Aislador en cadena de amarre

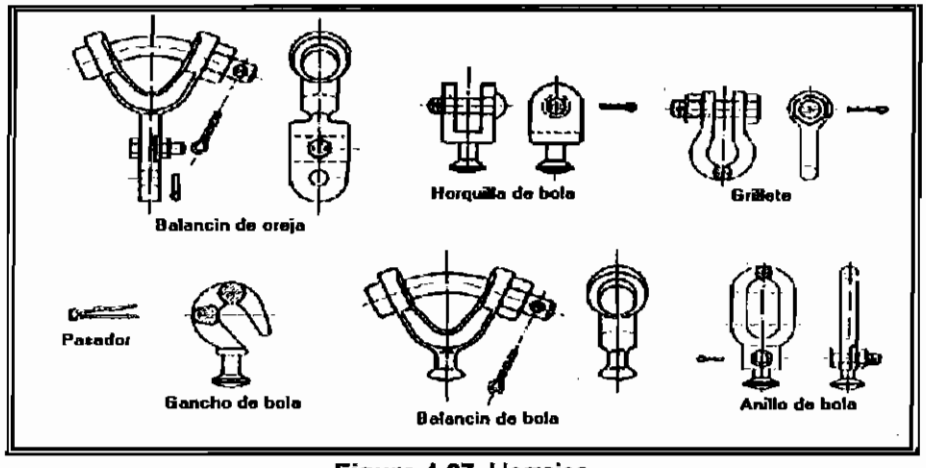


Figura 4.27. Herrajes

En el Anexo C.3 se presentan las características de los aisladores para 138 kV, 230 kV y 500 kV.

4.5.4.4. Nivel de Aislamiento

El nivel de aislamiento es la relación entre la longitud de la línea de fuga de un aislador (o la de la cadena de aisladores) y el voltaje entre fases de la línea eléctrica.

La longitud de la línea de fuga de un aislador se mide sobre la superficie del mismo. La de una cadena de aisladores es la de un solo aislador multiplicada por el número de los que la componen.

El voltaje entre fases de la línea de transmisión es 1.05 veces el voltaje nominal. Los niveles de voltaje recomendados, según sean las zonas que atraviesen las líneas, son los siguientes:

Tabla 4.8. Niveles de aislamiento recomendados

Zonas	Niveles de Aislamiento
Forestales y Agrícolas	De 1,7 a 2 cm/kV
Industriales y próximas al mar	De 2,2 a 2,5 cm/kV
Industriales y muy próximas al mar	De 2,6 a 3,2 cm/kV
Industriales y muy próximas al mar, con fábricas de cemento, productos químicos, centrales térmicas, etc.	Superior a 3,5 cm/kV

Los aisladores que se utilizan en la actualidad son de vidrio ya que permiten visualizar cuando ha existido algún problema, a continuación se muestra los datos de aisladores de la empresa VICASA:

Tabla 4.9. Datos de aisladores para el cálculo eléctrico

Cadena de	Tipo del Aislador	Longitud de Línea de Fuga	Pérdidas
Suspensión	Nº E 120/146	286 mm	5 W
Amarre	NºE E 160/146	300 mm	5 W

4.5.4.5. Cadenas de Aisladores

La posición de los conductores respecto de la torre depende de los tipos de aisladores adoptados.

El punto de sujeción del conductor puede ser fijo (aislador rígido) o presentar algún grado de libertad (cadena de aisladores).

Las cadenas de aisladores se utilizan para grandes vanos y grandes esfuerzos.

Las cadenas de retención están dispuestas según el eje del conductor y su momento es insignificante.

Las cadenas simples de suspensión tienen un grado de libertad transversal al conductor, y giran libremente alrededor del punto de ataque a la torre.

Cuando es de interés impedir este movimiento se utilizan cadenas de suspensión en V, es importante notar que siempre ambas cadenas deben trabajar a tracción, por lo que la abertura de las cadenas (ángulo entre ellas) debe ser verificado (será mayor a mayor vano).

Las cadenas de suspensión V permiten reducir la faja de servidumbre en la disposición coplanar vertical, en cambio en la disposición coplanar horizontal (o triangular) la fase central con cadena V permite reducir la ventana de la torre, para las fases laterales la cadena en V incide en la menor servidumbre.

4.5.4.6. Cálculo Eléctrico

Para determinar el número de aisladores tanto para la cadena de suspensión como para la de amarre para líneas trifásicas de alto voltaje se aplicado diferentes métodos basados fundamentalmente en relaciones empíricas consagradas por la práctica y la experiencia. En base a esto y a datos experimentales dados en normas y manuales técnicos la expresión (4.47) se utiliza para calcular el número de aisladores a nivel del mar:

$$n \geq 0{,}0645 V_{nominal} - 0{,}143 \qquad (4.47)$$

Para localizaciones a mayores altitudes, los valores de diseño deben ajustarse para tener en cuenta la influencia que sobre la tensión de contorneo ejerce la disminución de la presión atmosférica media.

En este aspecto se puede aplicar a la longitud de la cadena de aisladores determinada por la expresión 4.47 igual corrección que la recomendada para las distancias disruptivas en aire, por las normas usuales. Según la práctica europea (por ejemplo: normas VDE y CEI) esta corrección será de la forma:

$$n(A) = n[1 + 0{,}125 \cdot (A - 1)] \tag{4.48}$$

donde:

n(A) = Cantidad de aisladores para una cadena a la altitud A.
A = Altitud, en km sobre el nivel del mar.

De (4.47) y (4.48) se tiene que:

$$n(A) \geq [0{,}0645 V_{nominal} - 0{,}143] \cdot [1 + 0{,}125 \cdot (A - 1)] \tag{4.49}$$

A la frecuencia de servicio, el aislamiento de la línea debe soportar todas las solicitaciones a las que se encuentre sometida sin que existan descargas del conductor a la torre, ni contorneo de los aisladores.

Dependiendo de la zona de implante de la línea se debe considerar el nivel de contaminación para determinar el aislamiento efectivo de la cadena. En la figura 4.28 se encuentra en función de la densidad del depósito de sal, y del tipo de cadena, la tensión resistida por cada metro de aislación para aisladores convencionales, a partir de la cual se determina la cantidad mínima de elementos que tendrá la cadena.

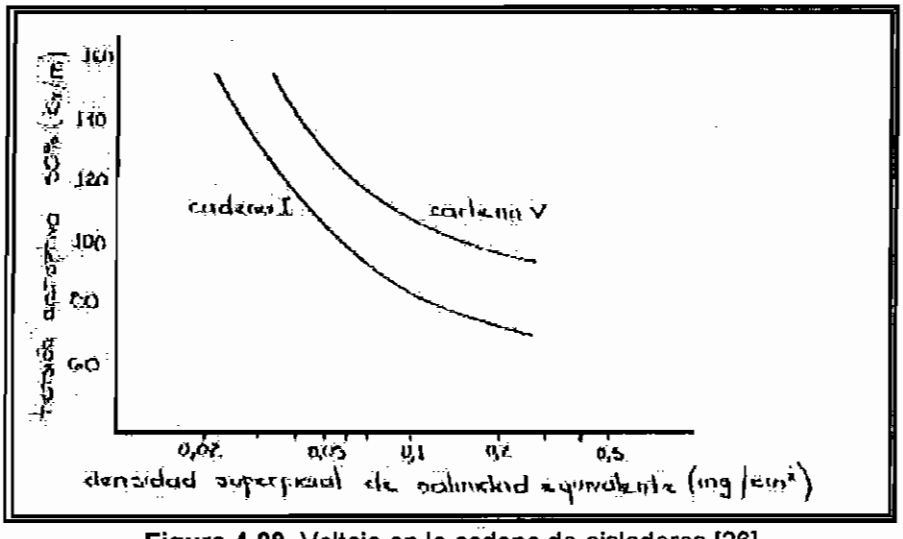


Figura 4.28. Voltaje en la cadena de aisladores [26]

En la figura anterior se tiene el voltaje soportado por la cadena de aisladores con contaminación expresado en kV/cm de la longitud de la cadena con aisladores. Para comprobar el nivel de aislamiento.

$$NA = \frac{n \cdot l}{1{,}05\ V_{nominal}} \tag{4.50}$$

donde:

NA = Nivel de aislamiento.
n= Número de aisladores
l= Longitud de la línea de fuga

4.5.4.7. Cálculo Mecánico

Realizado el cálculo eléctrico de las cadenas de los aisladores es necesario comprobar si mecánicamente el coeficiente no es menor a 3, esto se lo calcula con la siguiente expresión:

$$x = \frac{CRA}{CR} \tag{4.51}$$

donde:

x = Coeficiente de seguridad mecánica, debe ser mayor a 3.
CRA = Carga de Rotura del aislador.
CR = Carga de rotura de los demás elementos.

4.6. DISPOSICIÓN DE CONDUCTORES Y TIPOS DE ESTRUCTURAS

4.6.1. CONDUCTORES SIMPLES Y MÚLTIPLES

La sección de los conductores debe ser suficiente para transportar la potencia con cierta densidad de corriente, de manera que el calor Joule sea disipado alcanzándose en el conductor temperaturas moderadas.

En alguna medida este criterio fija una sección mínima del conductor, y un diámetro correspondiente.

Surge inmediatamente la conveniencia de aumentar la superficie de disipación utilizando conductores huecos, y esto se intentó, pero las líneas aéreas naturalmente se deben hacer con conductores llenos.

Otra idea que ayuda a aumentar la superficie de disipación es utilizando conductores en haz.

Cuando el transporte se hace a voltajes elevados, el campo eléctrico en la superficie de los conductores comienza ser dimensionante del diámetro de los mismos. Aquí se hace evidente la conveniencia de utilizar conductores en haz (múltiple) separados convenientemente (15 a 20 veces su diámetro).

El haz de conductores equivale para el campo eléctrico a un solo conductor de diámetro relativamente grande, y para la conducción de corriente se observa, como dicho, una superficie de disipación mayor que con un conductor solo de igual sección total.

4.6.2. DISPOSICIÓN DE CONDUCTORES

Las líneas muestran tres disposiciones básicas de los conductores:

- Coplanar horizontal
- Coplanar vertical
- Triángulo

4.6.2.1. Coplanar Horizontal

Minimiza la altura, corresponde mayor ancho, y en consecuencia mayor faja de servidumbre; se utiliza en altos voltajes y grandes vanos (las torres bajas son solicitadas por menor momento y resultan de tamaños y pesos menores que con otras disposiciones. Es el diseño natural en sistemas de circuito simple, si se requiere doble se hacen dos líneas independientes.

4.6.2.2. Coplanar Vertical

Da máxima altura, se utiliza para corredores estrechos, y da por resultado torres más altas, presenta entonces alto impacto visual. Como ventaja permite circuitos dobles en una única torre, debiendo considerarse atentamente que esto en rigor no es

equivalente a dos líneas, ya que la probabilidad de que ambas ternas fallen es mayor que cuando se tienen estructuras independientes.

4.6.2.3. Triangular

Da alturas intermedias, los corredores son un poco más anchos, las alturas algo menores que para el caso anterior. En voltajes más bajos (medios) con aisladores rígidos, la disposición es triángulo con base horizontal, en voltajes mayores también se observan disposiciones con base vertical.

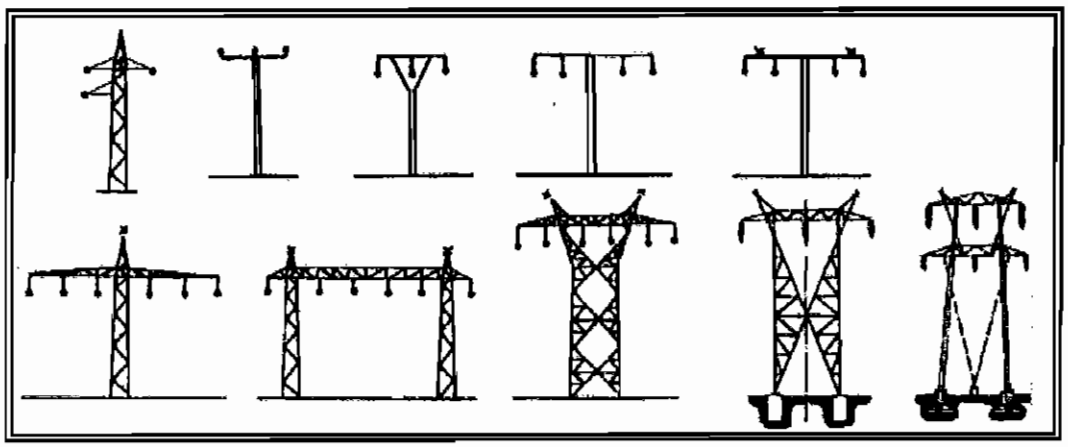


Figura 4.29. Diferentes tipos de disposiciones de conductores en estructuras

4.6.3. FUNCIÓN DE LAS ESTRUCTURAS [27]

Las estructuras de una línea pueden ser clasificadas en relación a su función, la forma de resistir los esfuerzos, y los materiales constructivos. Por su función se clasifican en:

4.6.3.1. Estructuras de Suspensión

Los conductores están suspendidos mediante cadenas de aisladores, que cuelgan de las ménsulas de las torres.

Resisten las cargas verticales de todos los conductores (también los cables de guarda) y la acción del viento transversal a la línea, tanto sobre conductores como sobre la misma torre. No están diseñadas para soportar esfuerzos laterales debidos al tiro de los conductores, por eso se les llama también de alineamiento.

4.6.3.2. Estructuras de Retención

Básicamente se distinguen tres tipos:

TERMINAL: La disposición de los conductores es perpendicular a las ménsulas, la torre se dimensional para soportar fundamentalmente el tiro de todos los conductores de un solo lado, y en general es la estructura más pesada de la línea. Soportan las tensiones producidas por la línea; son su punto de anclaje de mayor resistencia.

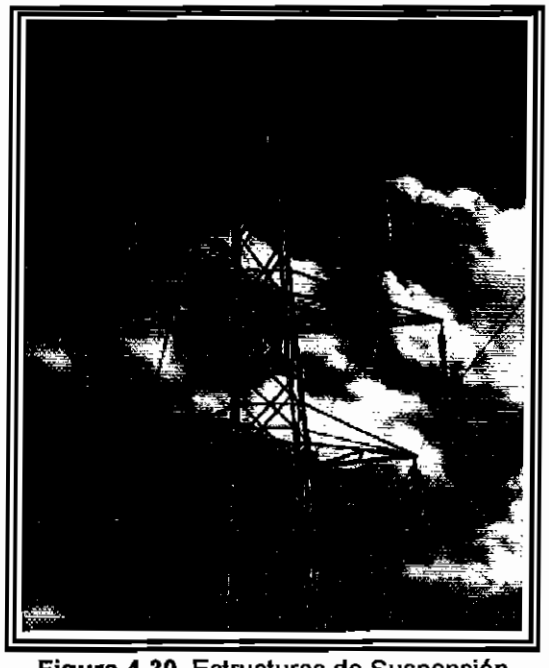


Figura 4.30. Estructuras de Suspensión

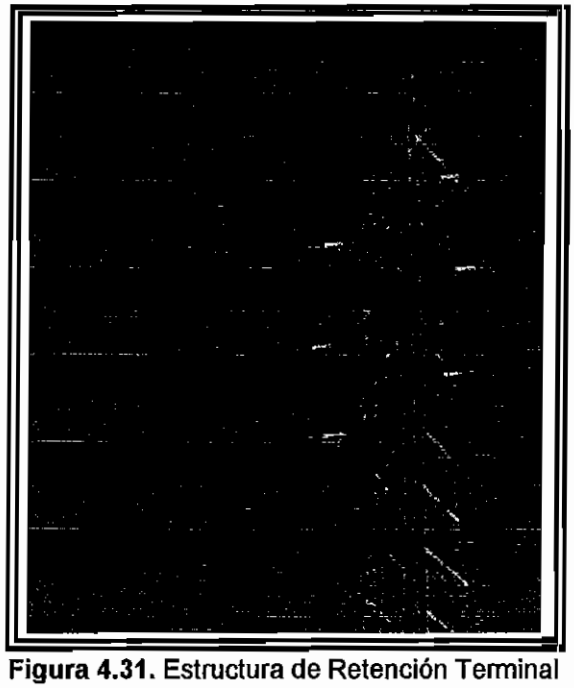


Figura 4.31. Estructura de Retención Terminal

ANGULAR: Se ubica en los vértices cuando hay cambio de dirección de la línea, la carga más importante que soporta es la componente del tiro (debida al ángulo) de todos los conductores.

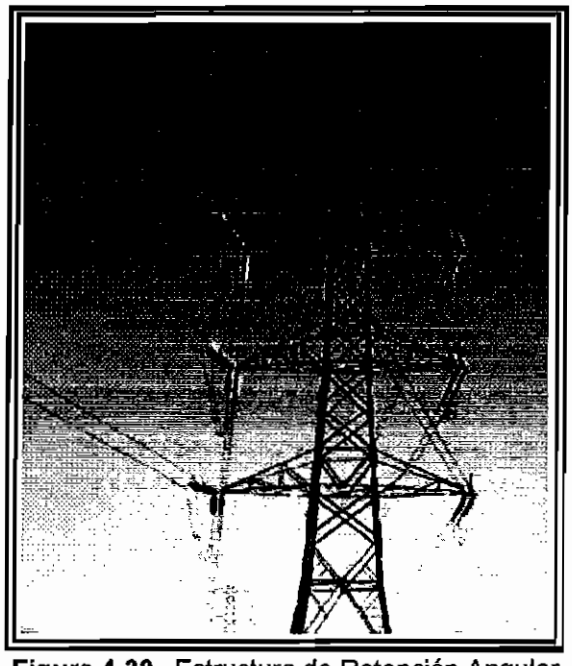


Figura 4.32. Estructura de Retención Angular

Es empleada para sustentar los conductores y cables de tierra en los vértices o ángulos que forma la línea en su trazado. Además de las fuerzas propias de flexión, en esta clase de apoyos aparece la composición de las tensiones de cada dirección.

ROMPETRAMOS o ANCLAJE: Algunas normas de cálculo sugieren el uso de estas estructuras con la finalidad básica de limitar la caída en cascada (dominó) de las estructuras de suspensión, y para facilitar el tendido cuando los tramos rectilíneos son muy largos. Cuando el diseño de las suspensiones se hace con criterio de evitar la caída en cascada (de acuerdo con las normas IEC) el uso de estructuras rompetramo se hace innecesario.

Su finalidad es proporcionar puntos firmes en la línea, que limiten e impidan la destrucción total de la misma cuando por cualquier causa se rompa un conductor o apoyo.

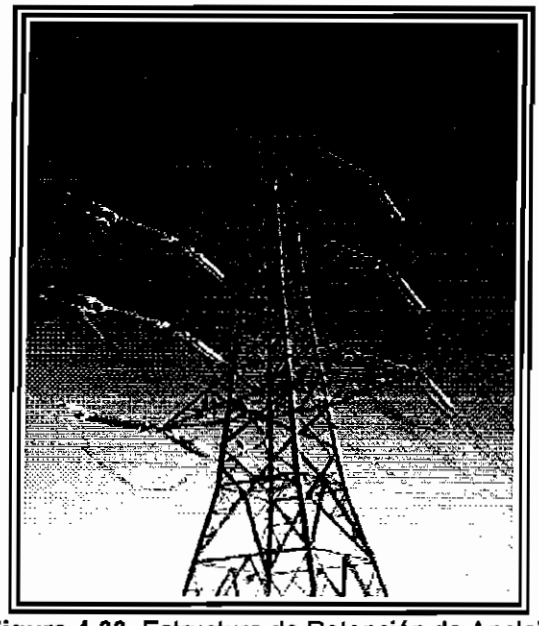


Figura 4.33. Estructura de Retención de Anclaje

ESPECIALES: Su función es diferente a las enumeradas anteriormente; pueden ser, por ejemplo, cruce sobre ferrocarril, vías fluviales, líneas de telecomunicación o una bifurcación.

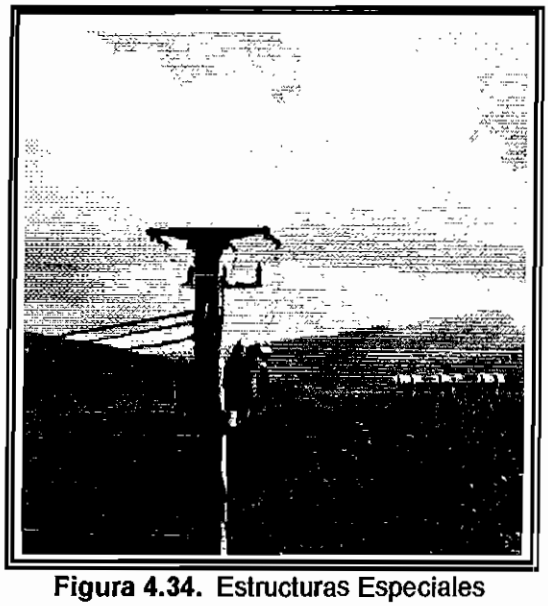


Figura 4.34. Estructuras Especiales

4.6.4. ESFUERZOS SOBRE LA ESTRUCTURA

Las estructuras de la línea resisten en general tres tipos de esfuerzos en condiciones normales:

- Cargas verticales debidas al peso propio, conductores, aisladores.
- Cargas transversales debidas al viento sobre estructuras y conductores.

- Cargas longitudinales debidas al tiro de los conductores.

En condiciones excepcionales (rotura de un conductor, y en condiciones de montaje) la torre debe soportar esfuerzo de torsión.

De lo dicho se deduce que una torre se asimilará a una viga empotrada en el suelo, que debe calcularse para soportar pandeo y esfuerzos de flexotorsión.

Por la manera de resistir estos esfuerzos se les clasifica en estructuras autoportantes y arriendadas.

ESTRUCTURAS AUTOPORTANTES: Son verdaderas vigas empotradas en el suelo y que transmiten los esfuerzos a las fundaciones, pudiendo ser a su vez:

- AUTOPORTANTES RÍGIDAS: Se dimensionan para resistir los esfuerzos normales y excepcionales sin presentar deformaciones elásticas perceptibles, son estructuras pesadas, fabricadas en acero (reticulados) o en hormigón pórticos atirantados.

- AUTOPORTANTES FLEXIBLES: Resisten las cargas normales sin deformaciones perceptibles, y frente a sobrecargas presentan grandes deformaciones, los postes metálicos tubulares, y los pórticos no atirantados son ejemplos de este tipo de estructuras.

ESTRUCTURAS ARRIENDADAS: Son estructuras flexibles que transmiten a la fundación casi exclusivamente esfuerzos verticales (peso) y los esfuerzos transversales y longitudinales son absorbidos por las riendas, son estructuras muy convenientes en zonas de grandes vientos.

4.6.5. MATERIALES PARA ESTRUCTURAS

Los materiales empleados usualmente para realizar la estructura son: madera, hormigón, acero y en zonas de difícil acceso en algunos casos se emplea el aluminio.

4.6.6. ESTRUCTURAS UTILIZADAS EN EL PAIS

La geometría de la torre esta condicionada por factores como la flecha del conductor, la cadena de aisladores que permite cierto grado de libertad, que determinan el diseño que finalmente se adopta.

Tanto la estructura en aire como el aislador deben soportar distintas solicitaciones como:

- Voltaje aplicado permanentemente.
- Sobrevoltajes a frecuencia industrial.
- Sobrevoltajes de maniobra.
- Sobrevoltajes de tipo atmosférico.

La adopción de cadenas de aisladores y distancias en aire (de aislación) de líneas aéreas es entonces una acción fundamental para su dimensionamiento geométrico.

Para la determinación de los parámetros de las líneas es necesario tener las distancias mínimas de colocación de los conductores para fase y para guarda en las estructuras. Para esto el Ecuador se encuentra dividido en 2 zonas: zona 1 para la Costa y zona 2 para la Sierra. Las distancias en las estructuras para 230 kV y 138 kV dependiendo de la zona son las siguientes:

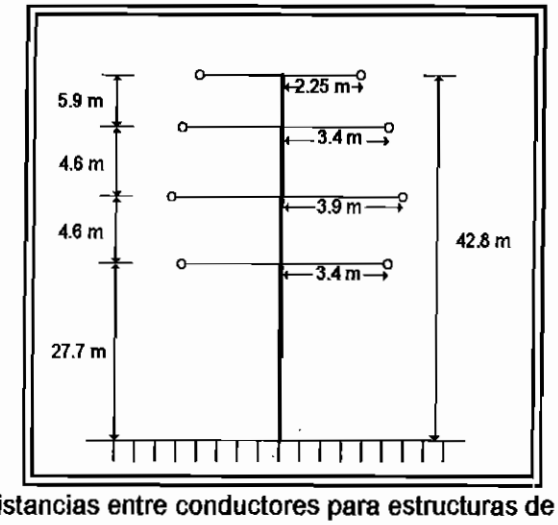


Figura 4.35. Distancias entre conductores para estructuras de 230 kV, zona 1

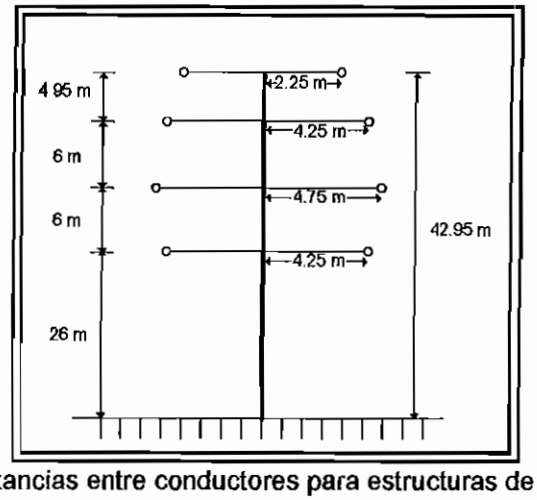


Figura 4.36. Distancias entre conductores para estructuras de 230 kV, zona 2

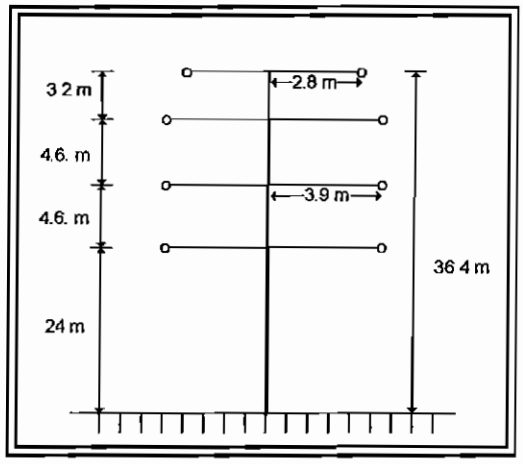


Figura 4.37. Distancias entre conductores para estructuras de 138 kV, zona 1 y 2

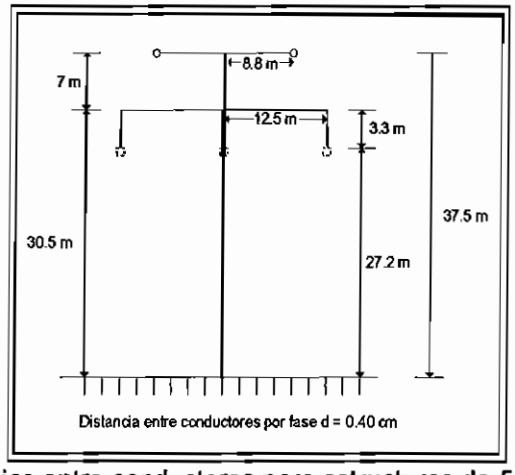


Figura 4.38. Distancias entre conductores para estructuras de 500 kV, zona 1 y 2

La distribución del tipo de apoyos se puede dar de la siguiente manera:

Tabla 4.10. Distribución de Apoyos en una Línea de Transmisión

Apoyos	Distribución	Cadenas de Aisladores por Apoyo
De alineación	$\geq 92\%$	3
De Ángulo	$\geq 4{,}36\%$	3 * 2 = 6
De Anclaje	$\geq 2{,}9\%$	3 * 2 = 6
De Fin de Línea	$\geq 1\%$	3 * 2 = 6
Total	100 %	

En el Anexo C.4 se presentan los tipos de estructuras utilizadas para líneas de transmisión. El conductor para el cable de guarda es de las siguientes características:

Tabla 4.11. Características cable de guarda.

Código	Diámetro	Resistencia	Vano del Conductor
3/8 H.S. 7	9,14 mm	0,4219 Ω/km	90 % del conductor de fase

CAPÍTULO 5

OBTENCIÓN DE RESULTADOS

5.1. DATOS AL PROGRAMA POWER FACTORY

El primer paso es crear una base de datos de conductores, el tipo de conductor que se estableció es el ACAR, a más de este se usará el ACSR para simular las líneas ya implementadas en el S.N.I.

Para esto en el proyecto de Digsilent Power Factory se crea una carpeta, como se muestra en la figura 5.1.

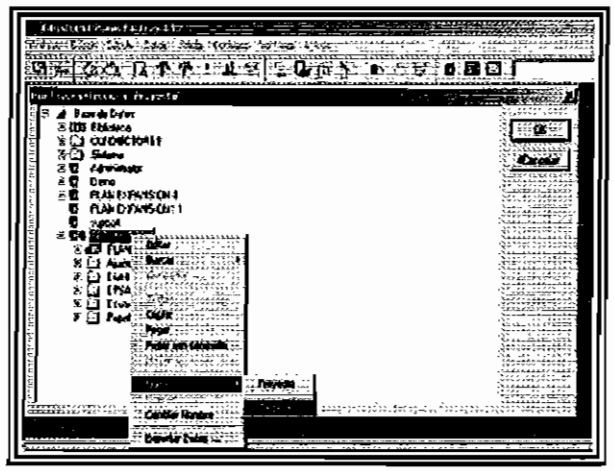


Figura 5.1. Creación de una carpeta en Digsilent Power Factory

Dentro de esta carpeta que se llamará conductores, se crean tres carpetas con el nombre de ACAR, ACSR y TORRES, en estas se crean tres carpetas para los tres diferentes niveles de voltaje que se usarán, estos son: 138 kV, 230 kV, 500 kV., para esto se seguirá el siguiente proceso que se detalla a continuación en las figuras 5.2, 5.3 y 5.4.

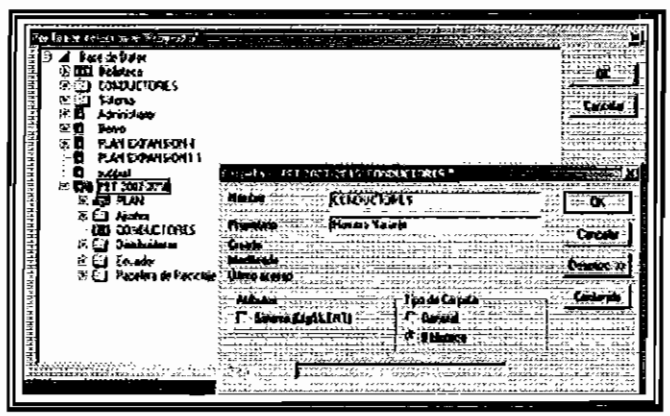


Figura 5.2. Definición de la Carpeta Conductores

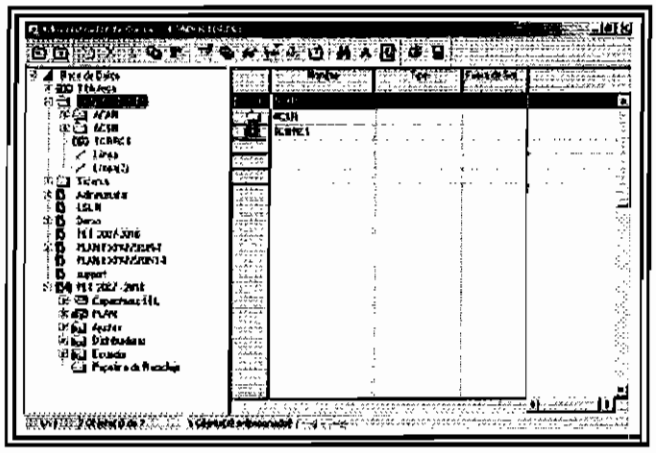


Figura 5.3. Creación de carpetas ACAR, ACSR y TORRES

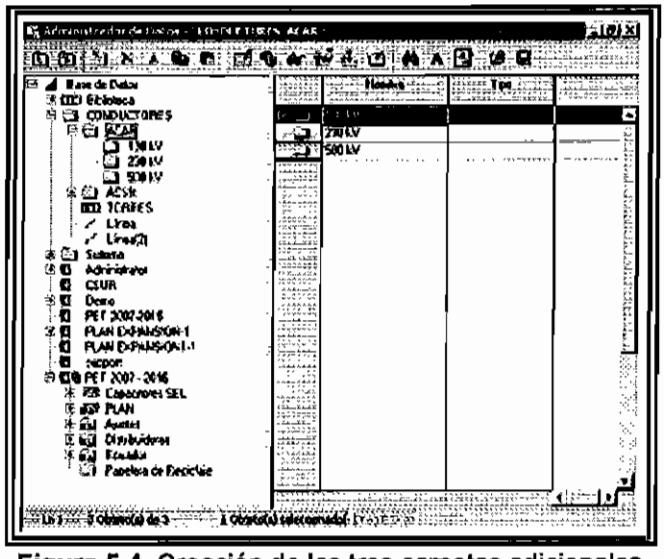


Figura 5.4. Creación de las tres carpetas adicionales

En la carpeta conductores, se pondrá los tipos de líneas correspondientes, para esto se sigue el proceso descrito en la figura 5.5, 5.6 y 5.7.

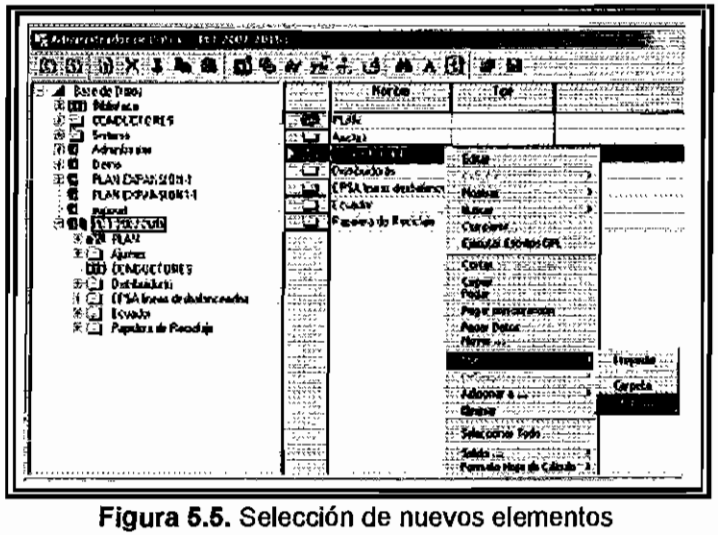


Figura 5.5. Selección de nuevos elementos

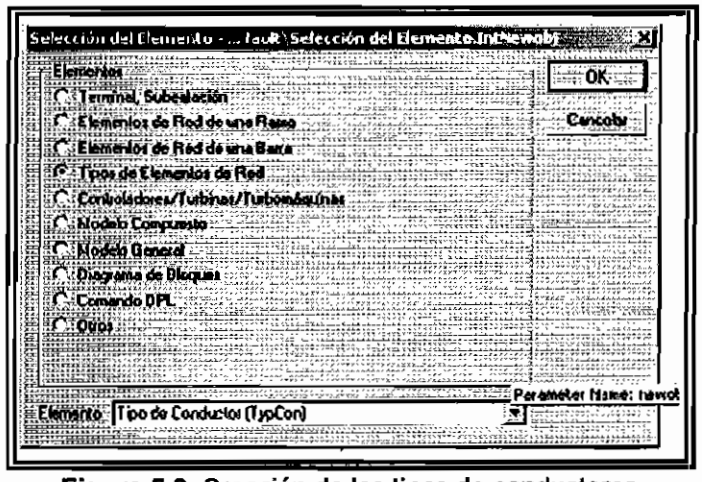


Figura 5.6. Creación de los tipos de conductores

En la figura 5.7. se muestra los datos que se deben ingresar para tener el tipo de conductor, los datos se obtienen de las tablas de empresas dedicadas a la fabricación de conductores eléctricos. Además se debe habilitar la opción de "Efecto skin" para el cálculo, esta opción habilita la ecuación descrita en el anterior capítulo.

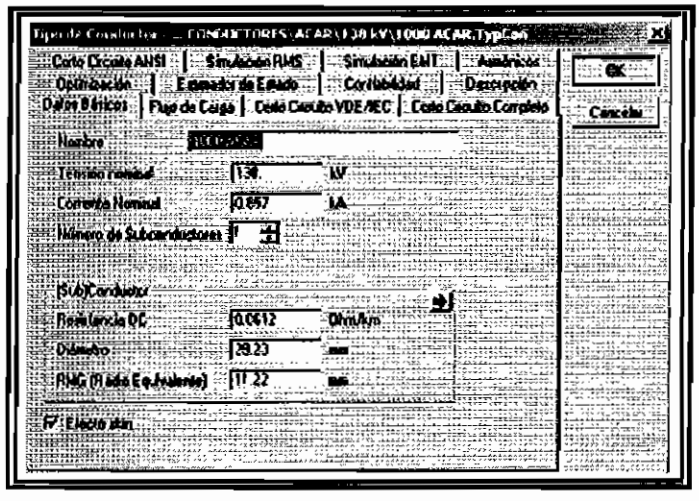


Figura 5.7. Datos conductor 1000 ACAR

En la librería TORRES se creará dos tipos de torres necesarios para calcular los parámetros de las líneas, el primero es el "TypGeo" y el otro es "TypTow", de la siguiente manera:

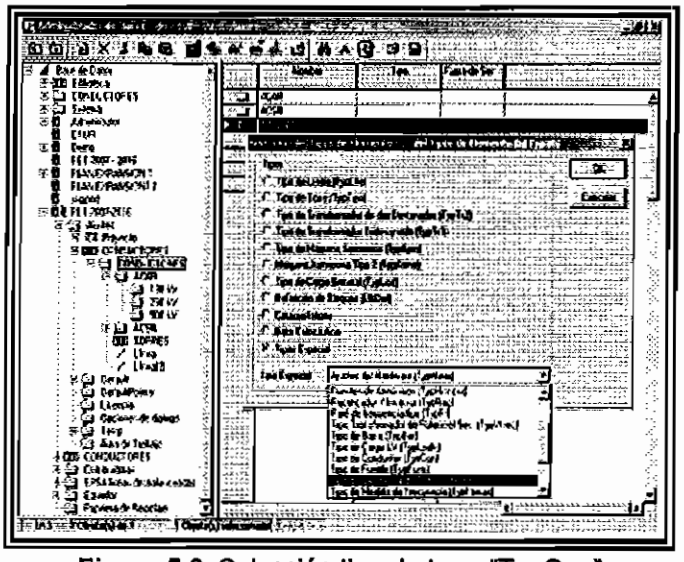


Figura 5.8. Selección tipo de torre "TypGeo"

En esta opción se pondrá las distancias de los conductores en las torres para 138 kV, 230 kV, y 500 kV., aquí también debe constar la distancia del cable de guarda respecto del suelo.

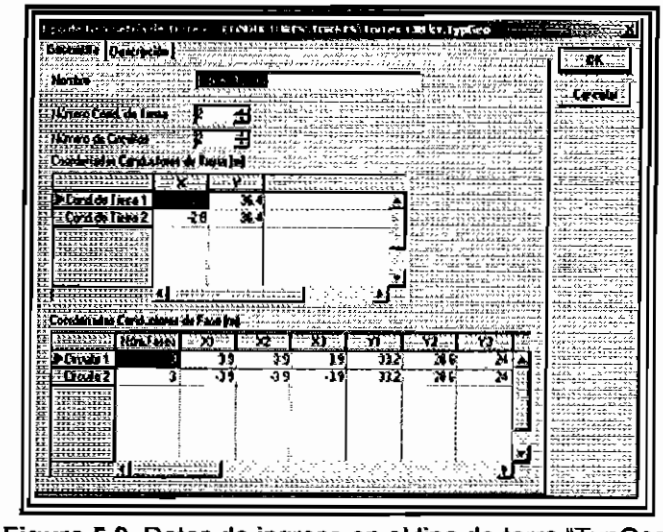


Figura 5.9. Datos de ingreso en el tipo de torre "TypGeo"

Con esto se tendrá cuatro tipos de torre, dos para 230 kV, una para 138 kV y una para 500 kV, para cada nivel se debe poner las respectivas distancias.

Ahora se escogerá "TypTow", donde se pondrá los tipos de conductores que se desee, el número de cables de guarda, y se presionará "Calcular" para obtener los parámetros de resistencia, inductancia, susceptancia de la línea.

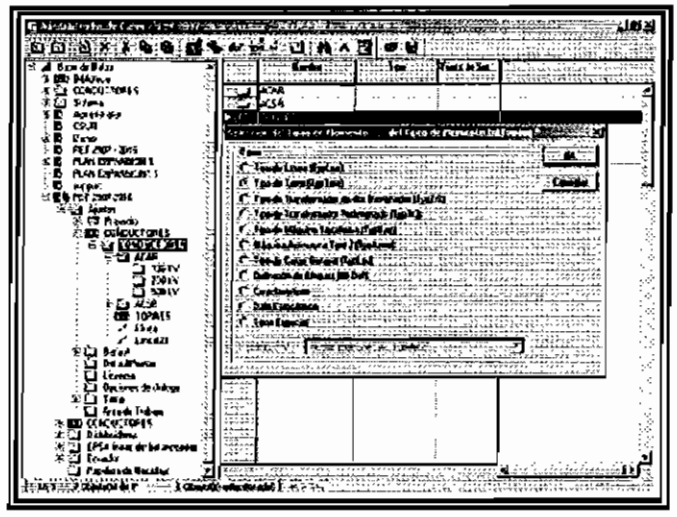


Figura 5.10. Selección de la opción "TypTow"

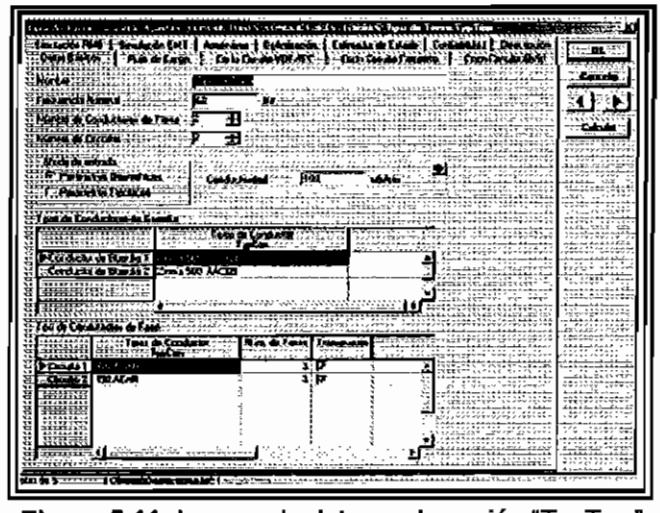


Figura 5.11. Ingreso de datos en la opción "TypTow"

Al hacer click en la viñeta se debe poner otra vez las distancias de los conductores al suelo.

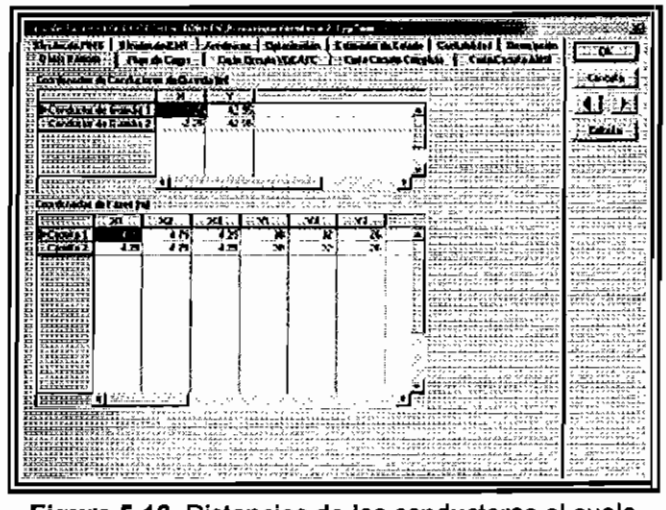


Figura 5.12. Distancias de los conductores al suelo

Se presiona "Calcular" y se determinarán los parámetros de la línea, al hacer click en "Flujo de Carga" se encontrará todos los parámetros de la línea calculados, se podrá elegir las componentes de fase abc o componentes simétricas 012.

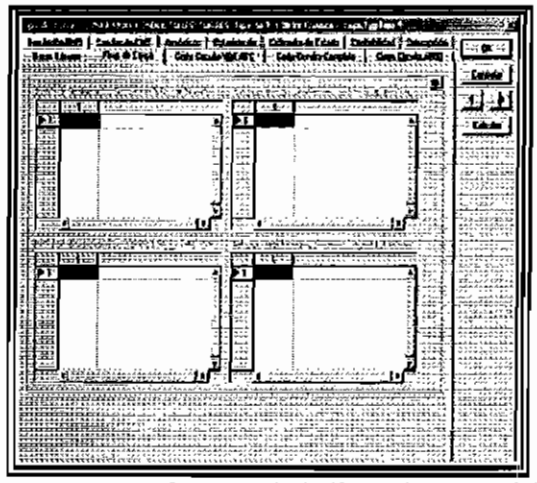


Figura 5.13. Parámetros de la línea de transmisión

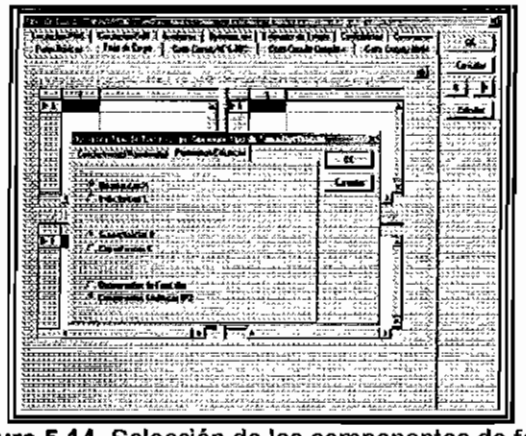


Figura 5.14. Selección de las componentes de fase

Ahora en el año de entrada de operación de la línea de transmisión, en el caso base se señalará la línea con un click y se escogerá la opción "Líneas Acopladas".

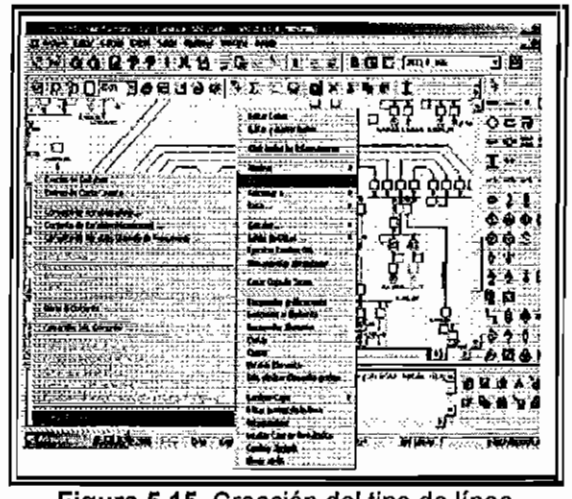


Figura 5.15. Creación del tipo de línea

Al ingresar en líneas acopladas se mostrará la siguiente pantalla:

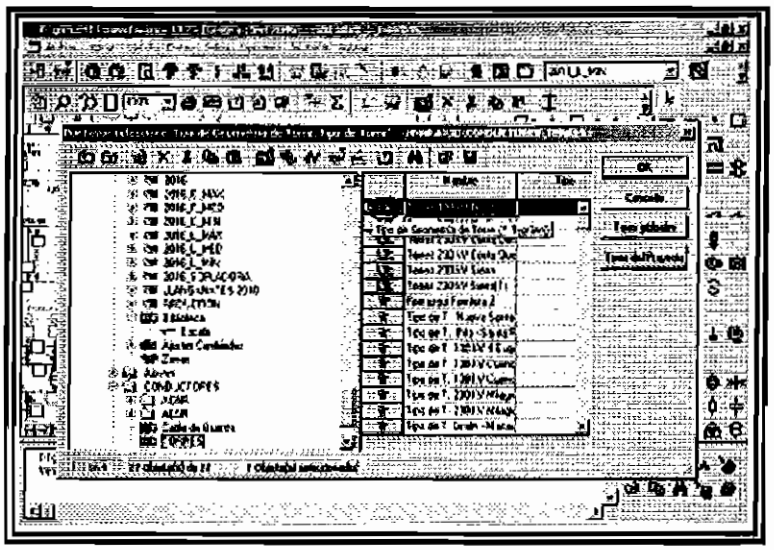
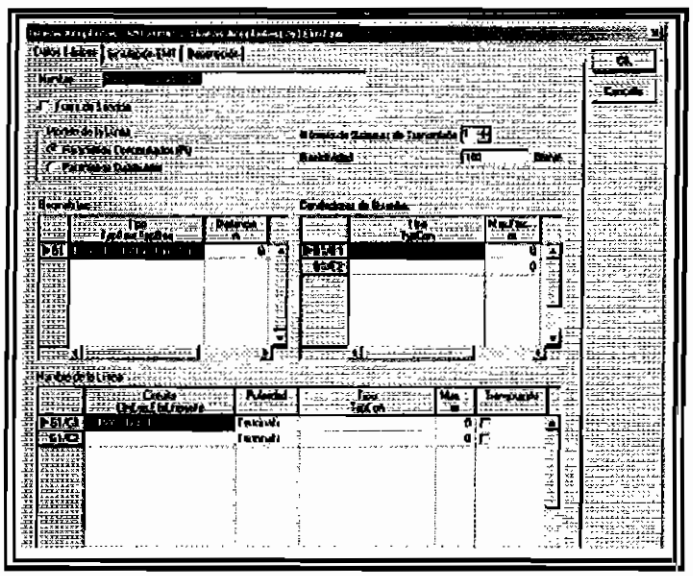


Figura 5.16. Selección de la torre y distancia de conductores

Se debe hacer click en el círculo rojo, y después presionar "OK", con esto se desplegará una pantalla en la que se deberá indicar el tipo de conductor que se requiere para el conductor por fase y para el cable de guarda; se debe colocar la flecha para ambos conductores; definir si se requiere poner línea transpuesta o no; y además definir si se trabaja con parámetros concentrados o distribuidos.



.**Figura 5.17.** Definición de parámetros mecánicos y eléctricos de la línea

Al terminar este proceso se habrá definido la línea y se desplegará la siguiente pantalla.

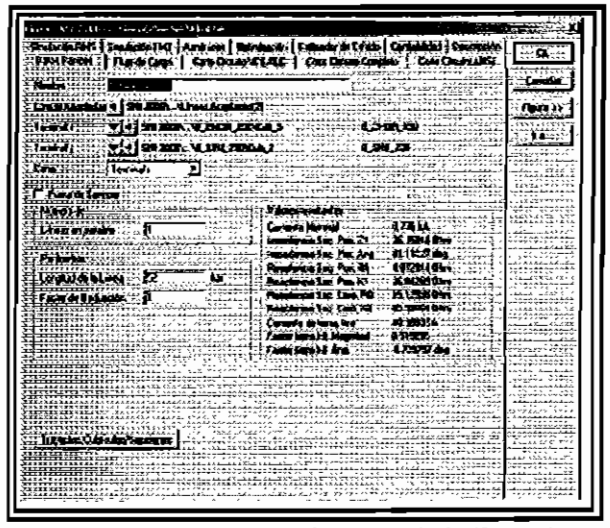


Figura 5.18. Despliegue de los parámetros de la línea de transmisión

Este procedimiento se debe repetir para cada línea de transmisión a implementarse y en las ya implementadas.

5.2. RESULTADOS OBTENIDOS

Con los pasos anteriormente realizados, se procederá a determinar las pérdidas en cada conductor y comparar con el costo de implementarlas, cuando se cumpla la ecuación 4.46. se tendrá el conductor óptimo y será el que se implementará.

Para obtener las pérdidas por energía, potencia, efecto corona y conductancia de cada línea de transmisión se realizo los flujos de potencia en los periodos de estiaje y lluvia para los tres tipos de demanda punta, media y valle, en total para cada línea de transmisión se corrió 60 flujos de potencia en el programa Power Factory de Digsilent.

Con respecto al límite por caída de voltaje todos los conductores para todas las líneas de transmisión están dentro del intervalo de operación. Además todos los valores están pasados a valor presente en este caso sería para el año 2007.

En el Anexo D.1. se presentan los costos incluidos precios de los aisladores y estructuras para todos las líneas incluidas en el proceso de optimización. El rendimiento, cargabilidad, y porcentaje de pérdidas para todas las líneas incluidas en el proceso de optimización se presentan en el Anexo D.2.

En el Anexo D.3. se presentan los costos por kilómetro de cada conductor ACAR. En el Anexo D.4. se presenta la ubicación exacta y características de los nuevos sistemas de transmisión a implementarse.

5.2.1. LÍNEA DE TRANSMISIÓN 4 ESQUINAS – SAN CAYETANO

Los datos principales son:

Tabla 5.1. Características Principales

Características		
Longitud	8	km
Número de Circuitos	1	
Nivel de Voltaje	138	kV
Potencia a transmitir (2016)	42	MW
Zona	1	

La corriente que circulará por el conductor será de 317,03 A, por el límite de capacidad de transporte de potencia se analiza desde el conductor 250 ACAR.

Realizando el análisis del conductor óptimo se presentan los siguientes resultados:

Tabla 5.2. Análisis de Conductor Óptimo

Calibre Conductor	Pérdidas [$]				Costo Conductor [$]
	Energía	Potencia	Efecto Corona y Conductancia	Totales	
350 ACAR	88112,53	42588,87	59,29	130760,69	53712
400 ACAR	67883,84	28380,10	40,90	96304,84	61608
450 ACAR	65816,51	28216,41	40,90	94073,82	69192
500 ACAR	64622,85	25734,98	40,90	90398,73	76776
550 ACAR	51752,98	21617,61	40,90	73411,49	84672
600 ACAR	50472,08	20897,48	40,90	71410,46	92256

De la tabla anterior el conductor a elegir es el 550 ACAR debido a que los costos de las pérdidas totales (73411,49) se aproximan más al costo del conductor (84672) de acuerdo a la ecuación 4.46.

5.2.2. LÍNEA DE TRANSMISIÓN LAGO DE CHONGÓN - SANTA ELENA

Los datos principales son:

Tabla 5.3. Características Principales

Características		
Longitud	81,3	km
Número de Circuitos	2	
Nivel de Voltaje	138	kV
Potencia a transmitir (2016)	38	MW
Zona	1	

La corriente que circulará por el conductor será de 286,84 A, por el límite de capacidad de transporte de potencia se analiza desde el conductor 4/0, este tipo de conductor no es utilizado en líneas de transmisión por lo que se empezará el análisis a partir del 250 ACAR.

Tabla 5.4. Análisis de Conductor Óptimo

Calibre Conductor	Pérdidas [$]				Costo Conductor [$]
	Energía	Potencia	Efecto Corona y Conductancia	Totales	
550 ACAR	2914581,26	702374,52	748,93	3617704,71	2581437,60
600 ACAR	2668866,99	644320,54	748,93	3313936,46	2812654,80
650 ACAR	2456890,98	595754,38	748,93	3053394,29	3043872,00
700 ACAR	2284206,39	549315,50	748,93	2834270,82	3284601,30
750 ACAR	2135107,65	510412,74	748,93	2646269,32	3515818,50

De la tabla anterior el conductor a elegir es el 650 ACAR debido a que los costos de las pérdidas totales (3053394,29) se aproximan más al costo del conductor (3043872,00) de acuerdo a la ecuación 4.46.

5.2.3. LÍNEA DE TRANSMISIÓN BAÑOS - PUYO

Los datos principales son:

Tabla 5.5. Características Principales

Características		
Longitud	54,2	km
Número de Circuitos	1	
Nivel de Voltaje	138	kV
Potencia a transmitir (2016)	47	MW
Zona	2	

La corriente que circulará por el conductor será de 354,77 A, entonces por el límite de capacidad de transporte de potencia se analiza desde el conductor 250 ACAR. Realizando el análisis del conductor óptimo se presentan los siguientes resultados:

Tabla 5.6. Análisis de Conductor Óptimo

Calibre Conductor	Pérdidas [$]				Costo Conductor [$]
	Energía	Potencia	Efecto Corona y Conductancia	Totales	
600 ACAR	662830,77	156975,84	911,90	820718,51	625034,40
650 ACAR	624968,47	149167,11	509,61	774645,19	676416,00
700 ACAR	584904,66	136181,74	336,18	721422,58	729911,40
750 ACAR	547332,50	126725,69	370,79	674428,98	781293,00

De la tabla anterior el conductor a elegir es el 700 ACAR debido a que los costos de las pérdidas totales (721422,58) se aproximan más al costo del conductor (729911,40) de acuerdo a la ecuación 4.46.

5.2.4. LÍNEA DE TRANSMISIÓN TRINITARIA - SALITRAL

Los datos principales son:

Tabla 5.7. Características Principales

Características		
Longitud	12	km
Número de Circuitos	2	
Nivel de Voltaje	138	kV
Potencia a transmitir (2016)	88	MW
Zona	1	

La corriente que circulará por el conductor será de 664,25 A, entonces por el límite de capacidad de transporte de potencia se analiza desde el conductor 650 ACAR. Realizando el análisis del conductor óptimo se presentan los siguientes resultados:

Tabla 5.8. Análisis de Conductor Óptimo

Calibre Conductor	Pérdidas [$]				Costo Conductor [$]
	Energía	Potencia	Efecto Corona y Conductancia	Totales	
700 ACAR	990582,80	248961,38	117,58	1239661,76	484812
750 ACAR	935926,67	234811,96	117,58	1170856,21	518940

1100 ACAR	647662,44	157573,07	117,58	805353,10	760644
1200 ACAR	606866,38	148295,56	117,58	755279,53	830304

De la tabla anterior el conductor a elegir es el 1100 ACAR debido a que los costos de las pérdidas totales (805353,10) se aproximan más al costo del conductor (760644) de acuerdo a la ecuación 4.46.

5.2.5. LÍNEA DE TRANSMISIÓN MILAGRO - MACHALA

Los datos principales son:

Tabla 5.9. Características Principales

Características		
Longitud	135	km
Número de Circuitos	2	
Nivel de Voltaje	230	kV
Potencia a transmitir (2016)	140	MW
Zona	1	

La corriente que circulará por el conductor será de 634,06 A, entonces por el límite de capacidad de transporte de potencia se analiza desde el conductor 600 ACAR. Realizando el análisis del conductor óptimo se presentan los siguientes resultados:

Tabla 5.10. Análisis de Conductor Óptimo

Calibre Conductor	Pérdidas [$]				Costo Conductor [$]
	Energía	Potencia	Efecto Corona y Conductancia	Totales	
850 ACAR	8155365,33	1692150,33	47099,40	9894615,06	6314193
1000 ACAR	7144834,13	1430238,97	24949,04	8600022,14	7904763
1100 ACAR	6414925,44	1316949,03	14866,57	7746741,04	8684019
2 * 650 ACAR	5910407,18	1221242,37	1679,21	7133328,76	10258560
2 * 700 ACAR	5494195,15	1121168,22	1679,21	6617042,58	11069874

De la tabla anterior el conductor a elegir es el 1000 ACAR debido a que los costos de las pérdidas totales (8600022,14) se aproximan más al costo del conductor (7904763) de acuerdo a la ecuación 4.46.

5.2.6. LÍNEA DE TRANSMISIÓN QUEVEDO - SAN CAYETANO (PORTOVIEJO)

Los datos principales son:

Tabla 5.11. Características Principales

Características		
Longitud	110	km
Número de Circuitos	2	
Nivel de Voltaje	230	kV
Potencia a transmitir (2016)	130	MW
Zona	1	

La corriente que circulará por el conductor será de 588.77 A, entonces por el límite de capacidad de transporte de potencia se analiza desde el conductor 550 ACAR.

Realizando el análisis del conductor óptimo se presentan los siguientes resultados:

Tabla 5.12. Análisis de Conductor Óptimo

Calibre Conductor	Pérdidas [$]				Costo Conductor [$]
	Energía	Potencia	Efecto Corona y Conductancia	Totales	
650 ACAR	9022800,21	1915458,76	64737,07	11002996,04	4118400
700 ACAR	8447673,29	1789653,98	55453,26	10292780,53	4444110
750 ACAR	7890728,14	1686486,69	47159,87	9624374,70	4756950
1000 ACAR	5762096,93	1206563,32	16897,29	6985557,54	6346890
1100 ACAR	5274335,38	1105606,38	9742,31	6389684,07	6972570

De la tabla anterior el conductor a elegir es el 1000 ACAR debido a que los costos de las pérdidas totales (6985557,54) se aproximan más al costo del conductor (6346890) de acuerdo a la ecuación 4.46.

5.2.7. LÍNEA DE TRANSMISIÓN PAUTE (ZHORAY) – CUENCA (SININCAY)

Los datos principales son:

Tabla 5.13. Características Principales

Características		
Longitud	52	km
Número de Circuitos	2	

Nivel de Voltaje	230	kV
Potencia a transmitir (2016)	74	MW

La corriente que circulará por el conductor será de 335,15 A, entonces por el límite de capacidad de transporte de potencia se analiza desde el conductor 250 ACAR. Realizando el análisis del conductor óptimo se presentan los siguientes resultados:

Tabla 5.14. Análisis de Conductor Óptimo

Calibre Conductor	Pérdidas [$]				Costo Conductor [$]
	Energía	Potencia	Efecto Corona y Conductancia	Totales	
550 ACAR	707273,24	312497,42	55620,88	1075391,54	550368
600 ACAR	737536,64	271749,68	51879,04	1061165,36	599664
650 ACAR	601737,24	254641,61	48287,88	904666,73	648960
700 ACAR	548542,65	235914,00	44896,88	829353,53	700284
750 ACAR	509809,54	223026,60	41711,88	774548,02	749580

De la tabla anterior el conductor a elegir es el 750 ACAR debido a que los costos de las pérdidas totales (774548,02) se aproximan más al costo del conductor (749580) de acuerdo a la ecuación 4.46.

5.2.8. LÍNEA DE TRANSMISIÓN POMASQUI – FRONTERA

Los datos principales son:

Tabla 5.15. Características Principales

Características		
Longitud	137	km
Número de Circuitos	2	
Nivel de Voltaje	230	kV
Potencia a transmitir (2016)	115	MW
Zona	2	

La corriente que circulará por el conductor será de 520,83 A, entonces por el límite de capacidad de transporte de potencia se analiza desde el conductor 450 ACAR. Realizando el análisis del conductor óptimo se presentan los siguientes resultados:

Tabla 5.16. Análisis de Conductor Óptimo

Calibre Conductor	Pérdidas [$]				Costo Conductor [$]
	Energía	Potencia	Efecto Corona y Conductancia	Totales	
700 ACAR	8411100,30	3173136,23	327380,20	11911616,73	5534937
800 ACAR	7741899,41	2919153,60	289890,65	10950943,66	6314193
1100 ACAR	5677516,68	2138818,77	194438,77	8010774,22	8684019
1200 ACAR	5276493,47	1990987,28	168506,94	7435987,69	9479304

De la tabla anterior el conductor a elegir es el 1100 ACAR debido a que los costos de las pérdidas totales (8010774,22) se aproximan más al costo del conductor (8684019) de acuerdo a la ecuación 4.46.

5.2.9. LÍNEA DE TRANSMISIÓN SANTA ROSA – POMASQUI

Los datos principales son:

Tabla 5.17. Características Principales

Características		
Longitud	65	km
Número de Circuitos	2	
Nivel de Voltaje	230	kV
Potencia a transmitir (2016)	170	MW
Zona	2	

La corriente que circulará por el conductor será de 769,93 A, entonces por el límite de capacidad de transporte de potencia se analiza desde el conductor 850 ACAR. Realizando el análisis del conductor óptimo se presentan los siguientes resultados:

Tabla 5.18. Análisis de Conductor Óptimo

Calibre Conductor	Pérdidas [$]				Costo Conductor [$]
	Energía	Potencia	Efecto Corona y Conductancia	Totales	
900 ACAR	4037591,27	1203126,42	121155,20	5361872,89	3373110
1000 ACAR	3845325,02	1145834,68	105852,12	5097011,82	3750435
1100 ACAR	3662214,31	1091271,13	92252,53	4845737,97	4120155
1200 ACAR	3487823,15	1039305,84	79949,11	4607078,10	4497480

De la tabla anterior el conductor a elegir es el 1200 ACAR debido a que los costos de las pérdidas totales (4607078,10) se aproximan más al costo del conductor (4497480) de acuerdo a la ecuación 4.46.

5.2.10. LÍNEA DE TRANSMISIÓN MILAGRO - LAS ESCLUSAS

Los datos principales son:

Tabla 5.19. Características Principales

Características		
Longitud	60	km
Número de Circuitos	2	
Nivel de Voltaje	230	kV
Potencia a transmitir (2016)	166	MW
Zona	1	

La corriente que circulará por el conductor será de 751,82 A, entonces por el límite de capacidad de transporte de potencia se analiza desde el conductor 800 ACAR. Realizando el análisis del conductor óptimo se presentan los resultados:

Tabla 5.20. Análisis de Conductor Óptimo

Calibre Conductor	Pérdidas [$]				Costo Conductor [$]
	Energía	Potencia	Efecto Corona y Conductancia	Totales	
1000 ACAR	6092489,13	1400505,94	3059,50	7496054,57	3461940
1100 ACAR	5621026,27	1289032,47	1204,17	6911262,91	3803220
1200 ACAR	5225836,87	1201224,27	821,75	6427882,89	4151520
2 * 600 ACAR	6398004,14	1461533,99	821,75	7860359,88	4151520
2 * 750 ACAR	5215335,41	1197156,70	821,75	6413313,86	5189400
2 * 850 ACAR	4658900,10	1065948,85	821,75	5725670,70	5886000

De la tabla anterior el conductor a elegir es el 850 ACAR, 2 conductores por fase debido a que los costos de las pérdidas totales (5725670,70) se aproximan más al costo del conductor (5886000) de acuerdo a la ecuación 4.46.

5.2.11. LÍNEA DE TRANSMISIÓN TOTORAS – QUEVEDO

Los datos principales son:

Tabla 5.21. Características Principales

Características		
Longitud	155	Km
Número de Circuitos	2	
Nivel de Voltaje	230	kV
Potencia a transmitir (2016)	121	MW
Zona	1 y 2	

La corriente que circulará por el conductor será de 548,01 A, entonces por el límite de capacidad de transporte de potencia se analiza desde el conductor 550 ACAR. Realizando el análisis del conductor óptimo se presentan los siguientes resultados:

Tabla 5.22. Análisis de Conductor Óptimo

Calibre Conductor	Pérdidas [$]				Costo Conductor [$]
	Energía	Potencia	Efecto Corona y Conductancia	Totales	
1000 ACAR	11705434,93	2448865,30	7352,28	14161652,51	8943345
1100 ACAR	10827693,68	2278220,68	2893,73	13108808,09	9824985
1200 ACAR	10055814,80	2117201,46	1974,75	13107889,11	10724760
2 * 650 ACAR	10862232,25	2288030,83	1974,75	13152237,83	11606400
2 * 700 ACAR	10668395,98	2233281,23	1974,75	12903651,96	12524310
2 * 750 ACAR	10624528,99	2234344,00	1974,75	12860847,74	13405950

De la tabla anterior el conductor a elegir es el 700 ACAR, dos conductores por fase debido a que los costos de las pérdidas totales (12903651,96) se aproximan más al costo del conductor (12524310) de acuerdo a la ecuación 4.46.

5.2.12. LÍNEA DE TRANSMISIÓN TRINITARIA – LAS ESCLUSAS

Los datos principales son:

Tabla 5.23. Características Principales

Características		
Longitud	6	km
Número de Circuitos	2	
Nivel de Voltaje	230	kV
Potencia a transmitir (2016)	127	MW
Zona	1	

La corriente que circulará por el conductor será de 575,18 A, entonces por el límite de capacidad de transporte de potencia se analiza desde el conductor 550 ACAR. Realizando el análisis del conductor óptimo se presentan los siguientes resultados:

Tabla 5.24. Análisis de Conductor Óptimo

Calibre Conductor	Pérdidas [$]				Costo Conductor [$]
	Energía	Potencia	Efecto Corona y Conductancia	Totales	
1000 ACAR	540490,82	118409,84	338,71	659239,37	346194
1100 ACAR	484712,83	106417,70	139,26	591269,79	380322
1200 ACAR	449690,94	101210,21	98,15	550999,30	415152
2 * 650 ACAR	507281,95	109927,46	98,15	617307,56	449280
2 * 750 ACAR	442360,07	93568,94	98,15	536027,16	518940
2 * 800 ACAR	432530,40	92667,69	98,15	525296,24	553068

De la tabla anterior el conductor a elegir es el 750 ACAR, 2 conductores por fase debido a que los costos de las pérdidas totales (536027,16) se aproximan más al costo del conductor (518940) de acuerdo a la ecuación 4.46.

5.2.13. LÍNEA DE TRANSMISIÓN PIFO – YAGUACHI

Los datos principales son:

Tabla 5.25. Características Principales

Características		
Longitud	300	km
Número de Circuitos	4	
Nivel de Voltaje	500	kV
Potencia a transmitir (2016)	290	MW
Zona	1 y 2	

La corriente que circulará por el conductor será de 604,17 A, entonces por el límite de capacidad de transporte de potencia se analiza desde el conductor 600 ACAR. Realizando el análisis del conductor óptimo se presentan los siguientes resultados:

Tabla 5.26. Análisis de Conductor Óptimo

Calibre Conductor	Pérdidas [$]				Costo Conductor [$]
	Energía	Potencia	Efecto Corona y Conductancia	Totales	
4 *700 ACAR	3124226,35	649731,80	3939,72	3777897,87	24240600

4 *750 ACAR	2898597,32	600894,54	3939,72	3503431,58	25947000
4 * 800 ACAR	2722053,14	564489,57	3939,72	3290482,43	27653400
4 * 850 ACAR	2581832,64	534794,78	3939,72	3120567,14	29430000
4 * 900 ACAR	2452575,41	507871,85	3939,72	2964386,98	31136400

De la tabla anterior el conductor a elegir es el 750 ACAR, 4 conductores por fase.

5.3. ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITOS

El análisis de cortocircuitos es muy importante ya que permite calibrar adecuadamente las protecciones, además de tener las capacidades de interruptores y otros aparatos para el despeje de fallas.

Contribuyen a la corriente de cortocircuito los generadores, motores (sincrónicos y asincrónicos), compensadores sincrónicos, mientras que la limitan las líneas de transmisión, los transformadores, los autotransformadores, las barras, los arcos.

La corriente de cortocircuito se caracteriza por los siguientes valores:

- Valor de cresta: Es el valor de la primer variación durante el período transitorio del establecimiento de la corriente; éste valor depende del instante de establecimiento de la corriente en relación al voltaje.

- Componente aperiódica, o componente continua de la corriente: Es la que decrece exponencialmente, su valor puede determinarse en distintos instantes.

- Componente periódica, o componente alterna de la corriente: Es la amplitud de la onda sinusoidal que superpuesta a la componente aperiódica da la corriente de cortocircuito.

Cuando la amplitud de la componente periódica no es constante se definen las componentes transitoria y subtransitoria mediante envolventes exponenciales de la corriente.

El problema parece muy complejo, pero su resolución es posible realizando algunas hipótesis simplificativas, en general son aceptables las siguientes hipótesis:

- Las corrientes en cuadratura pueden no tenerse en cuenta.
- La componente subtransitoria se extingue en tiempos muy breves.
- La componente transitoria no sufre variación apreciable durante tiempos correspondientes a la interrupción de las corrientes de falla.

La corriente de cortocircuito simétrica, basada en éstas hipótesis simplificativas puede determinarse calculando la corriente de cortocircuito subtransitoria y transitoria en base a las impedancias correspondientes.

El valor de cresta puede determinarse suponiendo la corriente subtransitoria sin decremento, y determinado el tiempo que corresponde en base a la relación R/X para el punto de falla.

La componente aperiódica de la corriente inicia con el valor de la corriente subtransitoria y decrece con la constante de tiempo que corresponde a la relación R/X para el punto de falla.

El valor de la componente alterna inicial es el valor de la corriente subtransitoria, y una vez extinguida ésta componente se considera el valor de la corriente transitoria.

El porcentaje de componente aperiódica se mide en cada instante como relación entre la componente aperiódica y el valor de cresta de la componente periódica.
Para disminuir las corrientes de cortocircuito se pueden instalar reactores en serie en determinados puntos de la red. Los reactores que se instalan con este fin son en general en aire, sin núcleo magnético, monofásicos.

Sus características se determinan en base a la corriente de cortocircuito que hay en el punto de instalación, y la que quiere obtenerse.

5.3.1. CÁLCULO DE CORTOCIRCUITOS EN EL PROGRAMA DIGSILENT

El DigSilent Power Factory presenta los siguientes 4 métodos para cálculo de cortocircuitos:

- Normas Alemanas VDE 0102.
- Normas Internacionales IEC 909.
- Método Completo.

- Normas ANSI y IEEE C37.

Las Normas que se utilizarán por se las utilizadas alrededor del mundo son las IEC 9009.

Para el cálculo de la potencia aparente subtransitoria se utiliza la expresión:

- En caso de falla simétrica:

$$S_k'' = \sqrt{3} V_n |I_k''| \tag{5.1}$$

- En caso de falla asimétrica:

$$S_k'' = \frac{V_n |I_k''|}{\sqrt{3}} \tag{5.2}$$

donde:

S_k'' = Potencia aparente de cortocircuito.

I_k'' = Corriente subtransitoria de cortocircuito.

V_n = Voltaje nominal.

La corriente pico de cortocircuito es calculada de la siguiente manera:

$$i_p = \sqrt{2} \cdot k \cdot I_k'' \tag{5.3}$$

$$k = 1.02 + 0.98e^{-3R/X}$$

La falla se calculará en el 50 % de la línea (mitad de la línea). A continuación se muestra las corrientes máximas de cortocircuito para las nuevas líneas de transmisión. Los valores máximos de corrientes de cortocircuitos para las líneas de transmisión se presentaron en el período lluvioso, demanda máxima.

Tabla 5.27. Línea de Transmisión Cuenca – Loja 138 kV

Corrientes Máximas de Cortocircuito			
	Falla Monofásica	**Falla Trifásica**	
S_k''	169,64	607,12	MVA
I_k''	2,13	2,540	kA
I_p	4,62	5,511	kA

Tabla 5.28. Línea de Transmisión 4 Esquinas - San Cayetano, 138 kV

Corrientes Máximas de Cortocircuito			
	Falla Monofásica	**Falla Trifásica**	
S_k''	582.37	1539.57	MVA
I_k''	7.31	6.441	kA
I_p	17.52	15.441	kA

Tabla 5.29. Línea de Transmisión Lago de Chongón - Santa Elena, 138 kV

Corrientes Máximas de Cortocircuito			
	Falla Monofásica	**Falla Trifásica**	
S_k''	286,46	984,88	MVA
I_k''	3,60	4,120	kA
I_p	8,17	9,363	kA

Tabla 5.30. Línea de Transmisión Baños – Puyo, 138 kV

Corrientes Máximas de Cortocircuito			
	Falla Monofásica	**Falla Trifásica**	
S_k''	292,89	975,86	MVA
I_k''	3,68	4,080	kA
I_p	8,61	9,556	kA

Tabla 5.31. Línea de Transmisión Trinitaria – Salitral, 138 kV

Corrientes Máximas de Cortocircuito			
	Falla Monofásica	**Falla Trifásica**	
S_k''	1314,31	3890,77	MVA
I_k''	16,50	16,278	kA
I_p	41,65	41,101	kA

Tabla 5.32. Línea de Transmisión Milagro – Machala, 230 kV

Corrientes Máximas de Cortocircuito			
	Falla Monofásica	**Falla Trifásica**	
S_k''	670,73	2497,65	MVA
I_k''	5,05	6,270	kA
I_p	12,50	15,518	kA

Tabla 5.33. Línea de Transmisión Quevedo – San Cayetano, 230 kV

Corrientes Máximas de Cortocircuito			
	Falla Monofásica	**Falla Trifásica**	
S_k''	537,08	1884,54	MVA
I_k''	4,04	4,731	kA
I_p	9,77	11,423	kA

Tabla 5.34. Línea de Transmisión Zhoray – Sinincay, 230 kV

Corrientes Máximas de Cortocircuito			
	Falla Monofásica	**Falla Trifásica**	
S_k''	891,28	3052,31	MVA
I_k''	6,71	7,662	kA
I_p	16,30	18,606	kA

Tabla 5.35. Línea de Transmisión Pomasqui – Frontera, 230 kV

Corrientes Máximas de Cortocircuito			
	Falla Monofásica	**Falla Trifásica**	
S_k''	442,99	1819,25	MVA
I_k''	3,34	4,567	kA
I_p	8,26	11,312	kA

Tabla 5.36. Línea de Transmisión Pomasqui – Santa Rosa, 230 kV

Corrientes Máximas de Cortocircuito			
	Falla Monofásica	**Falla Trifásica**	
S_k''	982,92	3392,07	MVA
I_k''	7,40	8,515	kA
I_p	18,43	21,205	kA

Tabla 5.37. Línea de Transmisión Milagro – Las Esclusas, 230 kV

Corrientes Máximas de Cortocircuito			
	Falla Monofásica	**Falla Trifásica**	
S_k''	1316,55	4633,16	MVA
I_k''	9,91	11,630	kA
I_p	25,00	29,326	kA

Tabla 5.38. Línea de Transmisión Totoras – Quevedos, 230 kV

Corrientes Máximas de Cortocircuito			
	Falla Monofásica	**Falla Trifásica**	
S_k''	599,44	2515,30	MVA
I_k''	4,51	6,314	kA
I_p	11,00	15,392	kA

Tabla 5.39. Línea de Transmisión Trinitaria – Las Esclusas 230 kV

Corrientes Máximas de Cortocircuito			
	Falla Monofásica	**Falla Trifásica**	
S_k''	2393,91	6157,20	MVA
I_k''	18,03	15,456	kA
I_p	46,09	39,512	kA

Tabla 5.40. Línea de Transmisión Pifo – Yaguachi 500 kV

Corrientes Máximas de Cortocircuito			
	Falla Monofásica	**Falla Trifásica**	
S_k''	1048,30	3692,85	MVA
I_k''	3,63	4,264	kA
I_p	9,60	11,270	kA

Las corrientes máximas de cortocircuito se muestran en el Anexo D.5.

CAPÍTULO 6

IMPLEMENTACIÓN DEL SEGUNDO CIRCUITO DE LA L/T CUENCA - LOJA, 138 kV

6.1. ANTECEDENTES

Para cubrir el suministro de energía al sur del país se consideró la instalación de la línea de transmisión Cuenca - Loja a 138 kV, de 134,2 km de longitud, con montaje inicial del primer circuito en el año de 1985.

Actualmente el suministro de energía a la parte sur del país se la realiza en parte por medio de la generación interna de este sector es decir por medio de la empresa distribuidora Centro Sur, y las Empresas generadoras Elecaustro y últimamente por la central de generación Hidroabanico.

La potencia efectiva de esta generación interna esta formada en un 64,53 % de generación hidroeléctrica y un 35,47 % de generación térmica M.C.I.

6.2. DESCRIPCIÓN TÉCNICA

6.2.1. UBICACIÓN

La línea de transmisión Cuenca - Loja a 138 kV (simple circuito), forma parte del S.N.T. y se origina en la subestación Cuenca ubicada al sur de la ciudad de Cuenca (sector Rayoloma) provincia del Azuay a 2600 m.s.n.m.

La ruta de la línea de transmisión en mención, partiendo de la subestación Cuenca, sigue hacia el Sur atravesando las siguientes zonas:

- Gualaceo, por la loma San Miguel (V -3) y Guillanshapa V -4.
- Sigsig, por la loma Capac V -6 y loma La Guaría V -7.
- Girón, por el cerro Chimborazo sector Yabán V -8.
- Yaritzagua, sector Tinajillas, Loma Quilosica, Coop. La Paz (vértices V -9, V -10 y V -12 respectivamente.
- Nabón, sector Totorillas V -13, Loma Yarushca V -16 y Tablón Pamba V -17.

- Saraguro, sector Hda. El Prado V -18, loma León Dormido V -19, Loma Cuyapamba V -20, de allí continua al sur por las zonas de Santiago, Las Juntas hasta llegar al vértice V -25 localizado en el sector de Leonpamba, para continuar al sur hasta la subestación Loja, localizada en la zona norte de la ciudad de Loja.

La línea alcanza una altura máxima de 3300 m.s.n.m. en el sector de la ciudad de Oña.

6.2.2. DESCRIPCIÓN

La línea de transmisión Cuenca - Loja está construida con aislamiento para nivel de zona 2, sobre estructuras auto-soportadas de Acero Galvanizado, con conductor ACSR 397,5 MCM, código Brant, cable de guarda de Acero Galvanizado de diámetro 3/8" H.S. y accesorios galvanizados apropiados para los conductores.

Esta línea de transmisión tiene una longitud de 134,2 km y una capacidad de transmisión normal de 99,5 MVA y una capacidad emergente de 141 MW.

Tabla 6.1. Características principales montaje primer circuito

Número de Torres	Número de Hilos de Guarda	Aisladores por Cadena		Longitud	Zona
		Suspensión	Retención	km	
299	2	13	14	134,2	2

6.2.3. CARACTERÍSTICAS DE LOS MATERIALES UTILIZADOS

A continuación se presentan las principales características del conductor, cable de guarda, estructuras, aisladores y accesorios.

Tabla 6.2. Características del conductor

Conductor ACSR		Hilos de Aluminio	Hilos de Acero	Diámetro Exterior	Área de Aluminio
Código	Calibre			mm	mm^2
Brant	397,5 MCM	24	7	19,61	201,42
Área de Acero	Área total	Peso Unitario	Tensión de rotura	Resistencia eléctrica a 20 ° C	
mm^2	mm^2	kg/km	kg	Ω/km	
26,13	227,55	762	6622	0.1428	

Tabla 6.3. Características del cable de guarda

Grado del Acero	Hilos de Acero	Diámetro Nominal	Diámetro Exterior	Área de Acero	Peso Unitario	Tensión de Rotura
		pulg	mm	mm^2	kg/km	kg
H.S.	7	3/8	9,15	51,14	407	7000

Tabla 6.4. Características y tipos de estructuras

Tipo de Torre	Número de Torres	Zona	Vano Máximo	Angulo Máximo	Observaciones
SL2-2	198	2	650 m	1°	Suspensión Liviana
SP2-2	69	2	1150 m	9°	Suspensión Pesada
SL2	6	2	600 m	2°	Suspensión Liviana
AL2-2	17	2	850 m	25°	Anclaje Liviano
AR2-2	6	2	1000 m	50°	Anclaje y Remate
AT2-2	3	2	850 m	25°	Anclaje Terminal

Tabla 6.5. Características mecánicas de los aisladores

DATOS MECÁNICOS				
Fabricante	**Catálogo del aislador**	**Tipo**	**Norma que cumple**	**Tipo de acoplamiento**
NGK	CA – 515 MC	Ball & Socket	ANSI C29.2	B
Diámetro del disco	**Espaciamiento (altura)**	**Distancia de fuga**	**Resistencia electromecánica**	**Tensión mecánica de prueba**
pulg.	**Pulg.**	**pulg.**	**lb**	**Lb**
10"mm	5 - 3/4 "mm	11-½"mm	15000 kg	7500 kg

Tabla 6.6. Valores eléctricos de los aisladores

Voltaje de Descarga para Onda de Impulso		Voltaje de Descarga a Baja Frecuencia 60 Hz.		Voltaje de Perforación	Voltaje Máximo de Radiointrferencia	
Onda +	Onda -	En seco	Húmedo		Valor a 1MHz.	Voltaje de prueba a tierra
kV	kV	kV	kV	kV	kV	kV
125	130	80	50	110	50	10

Los accesorios para los ensamblajes tanto de suspensión como de retención para el conductor y cable de guarda respectivamente, están fabricados con aceros de alta

resistencia y/o aleaciones que cumplen con todas las características de dimensiones y galvanizado requeridas por las normas ANSI y ASTM para éste tipo de materiales.

El conjunto de accesorios que conforman los sub ensamblajes de suspensión retención del conductor tienen una resistencia mecánica mínima de 15000 lb, esto es la resistencia mecánica de los aisladores empleados.

Los empalmes tanto para el conductor como para el cable de guarda garantizan mínimo el 95 % de la tensión de rotura de los mismos, y a su vez, tienen una conductividad no menor a la de los conductores.

6.3. SITUACIÓN ACTUAL

La línea actualmente se encuentra transmitiendo 45 MW en demanda máxima, para ambos periodos lluvioso y de estiaje, siendo esta potencia insuficiente para el suministro de energía a la provincia de Loja a pesar de que la capacidad de la línea es de 99,5 MVA, la razón de esta situación se debe a que al transmitirse los 45 MW los perfiles de voltaje empiezan a caer, impidiendo transferir más MW a este sector del país. De acuerdo a esto la línea se encuentra subutilizada ya que solo se logra transferencias de potencia del 50 % de su capacidad, en el capítulo anterior se concluyó que una línea de transmisión puede transferir hasta un 80 % de su capacidad en condiciones óptimas sin que existan problemas de estabilidad del sistema eléctrico.

Como solución parcial para mejorar los niveles de voltaje se dispuso la instalación de 12 MVAr en capacitores que ayudan a sostener los perfiles de voltaje en la subestación Loja.

Otro problema que enfrenta este sector del país es que la demanda de la distribuidora sobrepasa la capacidad de transformación del transformador 138/69 kV para el suministro de energía a la ciudad de Cuenca.

Además se debe señalar que la confiabilidad del sistema en este sector del país es prácticamente nula, debido a que una falla en esta zona provocaría el corte de suministro de energía a la provincia de Loja, debido a que solo existe un circuito para satisfacer la demanda, es decir es un sistema radial.

La proyección del crecimiento de la demanda, los bajos niveles de voltaje en la barra de 138 kV de la subestación Loja, han hecho necesaria la implementación del segundo circuito, para el cuarto trimestre del 2007 según el Plan de Expansión de Transmisión desarrollado por Transelectric.

La carga mecánica para esta estructura fue establecida para dos circuitos, con calibre de conductores ACSR 397,5. Desde los tiempos en que fue hecho este estudio por el Ex - INECEL hasta la actualidad han existido cambios en la estructura de la formación de conductores para líneas de transmisión aéreas. Con el aumento de la demanda en los próximos años en este sector del país será insostenible cumplir con el suministro de energía la ciudad de Loja, provocándose cortes de energía. La tabla muestra que los valores de la demanda superan los 45 MW que se pueden transmitir por la línea, causando graves problemas a este sector del país en el futuro.

Tabla 6.7. Proyección de la Demanda Anual de Potencia en la Barra Sur - Loja

AÑO	DEMANDA (MW)		
	Mínima	Media	Punta
2007	19,3	26,7	46,0
2008	20,0	27,6	47,5
2009	20,6	28,4	49,0
2010	21,2	29,3	50,5
2011	22,0	30,3	52,3
2012	19,6	27,1	46,7
2013	20,2	27,8	48,0
2014	20,7	28,6	49,3
2015	21,4	29,5	50,9
2016	22,1	30,5	52,5

Un punto de vista diferente para solucionar este problema sería el de considerar el ingreso de generación en la provincia de Loja, solo de esta manera tendríamos un sentido de flujo diferente, y la capacidad de transferencia por esta línea estaría determinada por la cantidad de potencia instalada por dicha generación.

6.4. ANÁLISIS TÉCNICO - ECONÓMICO

6.4.1. OBJETIVO

Debido a la falta de abastecimiento a esta zona del país se hace primordial el montaje del segundo circuito sobre las estructuras ya establecidas para el primer circuito.

6.4.2. SELECCIÓN DEL TIPO DE CONDUCTOR

Al encontrarse el primer circuito instalado con conductores Brant 397,5 ACSR se presentan tres alternativas posibles de solución:

- Montaje del segundo circuito con calibre del conductor Brant 397,5 ACSR igual al calibre del primer circuito.
- Montaje del segundo circuito con calibre del conductor 550 ACAR equivalente al peso del conductor ACSR.
- Montaje del segundo circuito con calibre del conductor 450 ACAR equivalente a la capacidad de transferencia de potencia del ACSR.

Con estas tres alternativas se realizará el análisis para ver cuál es la mejor solución.

6.4.3. MONTAJE DEL SEGUNDO CIRCUITO CON CALIBRE DEL CONDUCTOR BRANT 397,5 ACSR

Al escoger el mismo conductor que se utilizó en el primer circuito para el montaje del segundo se estaría utilizando adecuadamente la estructura montada, esto en relación a la carga que soporta la estructura.

Aquí se tiene que los 45 MW se distribuirían igualmente por los dos circuitos, es decir para el 2007 por cada circuito pasarían 23 MW, ya que se tendrían los mismos parámetros de resistencia y reactancia.

La máxima capacidad por este circuito sería la misma que por el primer circuito, es decir 99,5 MVA, pero con el mismo problema de que al aumentar la demanda a 45 MW por cada circuito se tendría el problema de voltajes antes mencionado.

Entonces vemos que la capacidad de transferencia por el circuito no está determinada por el calibre del conductor.

Tabla 6.8. Características del conductor Brant 397,5 ACSR

# de Hilos		Carga a la Rotura	Hilos de Aluminio por cada capa	Diámetro Exterior	Peso Nominal	Resistencia a 20 ° C	Corriente
Al	Ac	kg		mm	kg/km	Ω / km	A
24	7	6640	9 + 15	19,61	762	0,1434	586

Para calcular los parámetros de este doble circuito se ingreso los datos en el programa Power Factory de Digsilent obteniendo los siguientes resultados.

Tabla 6.9. Resultados obtenidos en el programa Power Factory

Resistencia	Reactancia	Susceptancia
Ω/km	Ω/km	mho/km
0,161908	0,476848	$3{,}48897 \times 10^{-6}$

6.4.4. MONTAJE DEL SEGUNDO CIRCUITO CON CALIBRE DEL CONDUCTOR 550 ACAR

Al tener un conductor equivalente en peso al 397,5 ACSR también se estaría utilizando convenientemente las estructuras instaladas. Al utilizar el conductor 550 ACAR, tendríamos mayor capacidad, además al tener mayor sección el conductor tendrá menor resistencia es decir las pérdidas I^2R serán menores respecto a las del ACSR.

La ventaja de elegir este conductor es que las pérdidas son menores, y la capacidad, pero eso no interesa ya que lo máximo que se podrá transferir son los 45 MW debido a los problemas de voltaje anteriormente mencionados.

Tabla 6.10. Características del conductor 550 ACAR

# de Hilos		Carga a la Rotura	Diámetro Exterior	Peso Nominal	Resistencia a 20 ° C	Corriente
Aluminio	Aleación de Aluminio	kgf	mm	kg/km	Ω/km	A
12	7	5878	21,61	767,4	0,109	598

Ahora se calcula la nueva impedancia de este doble circuito, para esto se presenta los datos encontrados en el programa Power Factory de Digsilent.

Tabla 6.11. Resultados obtenidos en el programa Power Factory

Resistencia	Reactancia	Susceptancia
Ω/km	Ω/km	mho/km
0,109308	0,474073	$3{,}54670 \times 10^{-6}$

6.4.5. MONTAJE DEL SEGUNDO CIRCUITO CON CALIBRE DEL CONDUCTOR 450 ACAR

Al escoger un conductor de igual capacidad que el ACSR 397,5, se tendría un circuito de menor peso que el del primer circuito, entonces tendríamos una estructura sobredimensionada. Al tener un circuito de menor sección se tendría una mayor resistencia es decir mayores pérdidas I^2R. Este conductor presenta una resistencia muy parecida a la del 397,5 ACSR.

El que este segundo circuito sea de igual capacidad que el primer circuito no nos afectaría ya que solo se podrán transmitir 45 MW. En cambio las pérdidas podrían aumentar.

Tabla 6.12. Características del conductor 450 ACAR

# de Hilos		Carga a la Rotura	Diámetro Exterior	Peso Nominal	Resistencia a 20 ° C	Corriente
Aluminio	Aleación de Aluminio	kgf	mm	kg/km	Ω/km	A
12	7	4809	19,54	627,8	0,133	527

Ahora se calcula la nueva impedancia de este doble circuito, para esto se presenta los datos encontrados en el programa Power Factory de Digsilent.

Tabla 6.13. Resultados obtenidos en el programa Power Factory

Resistencia	Reactancia	Susceptancia
Ω/km	Ω/km	mho/km
0,133308	0,481619	$3{,}48692 \times 10^{-6}$

6.4.6. COMPARACIÓN DE LAS DIFERENTES ALTERNATIVAS

En la tabla 6.14. se resaltan aspectos de las alternativas presentadas en relación al conductor Brant 397,5 ACSR:

Tabla 6.14. Diferencias de los conductores ACAR con respecto al ACSR

	Carga a la Rotura	Diámetro mm	Peso Nominal	Resistencia	Corriente A
450 ACAR	0,7242	0,9964	0,8238	0,9274	0,8993
550 ACAR	0,8852	1,100	1,0070	0,7601	1,0204

De la tabla 6.14. se obtiene las siguientes conclusiones:

En relación al conductor 450 ACAR los puntos más relevantes son:

- El peso del conductor ACAR es menor en un 20 % con respecto al 397,5 ACSR.
- La capacidad de corriente representa un 89,93 % del conductor ACSR.
- La resistencia de este conductor representa un 92,74 % de la del conductor ACSR, a primera vista nos dice que las pérdidas van a ser muy parecidas con estos dos conductores.

En relación al conductor ACAR 550 los aspectos más relevantes son:

- El diámetro de este conductor representa un 10 % más que el conductor ACSR, es decir representa un aumento de 2 cm, esto no representa problemas por efecto Joule o efecto corona, ya que el conductor en su vida útil llegará a cargarse máximo hasta un 50 % de su capacidad.
- La resistencia de este conductor representa un 76 % del conductor ACSR, es decir existirá menores pérdidas.

6.4.7. DETERMINACIÓN DE LA MEJOR ALTERNATIVA

La determinación de la mejor alternativa se la hará considerando la vida útil del conductor que es de aproximadamente 40 a 50 años, se tomará 40 años ya que tiene un 98 % de exactitud. Los pasos a seguir son los siguientes:

1. Correr flujos de potencia con las tres alternativas anteriormente presentadas y calcular las pérdidas por los circuitos de esta línea, esto se hará en el programa Power Factory de Digsilent para periodo lluvioso en demanda punta, media y valle.

No se realiza el estudio en periodo de estiaje debido a que las demandas son las mismas que para el periodo lluvioso. Los resultados con las tres alternativas se presentan tabulados en el Anexo E.1.

2. Se obtienen las pérdidas totales de la línea en cada caso, es decir se suman las pérdidas de cada circuito de acuerdo a la demanda en que se encuentre. Los resultados se muestran en el Anexo E.2.

3. Se obtiene un diferencial de pérdidas, para esto se toma como referencia a las pérdidas del conductor Brant 397,5 ACSR, cabe señalar que se puede tomar como referencia a las pérdidas de cualquier conductor del análisis. Los resultados se muestran en el Anexo E.3.

4. Se determinar el número de horas en que se presentan los tres tipos de demanda en esta zona del país, esto se debe hacer para los 5 días laborables, como para los fine de semana.

Tabla 6.15. Horas en que se presentan los tres tipos de demanda

	Lunes a Viernes		
	Demanda		
	Máxima	**Media**	**Mínima**
Intervalo	De 17 a 21 horas	De 07 a 17 horas	De 21 a 07 horas
Horas	4	10	10
	Fin De Semana		
		Media	**Mínima**
Intervalo		De 07 a 21 horas	De 21 a 07 horas
Horas		14	10

5. Se calculan los MWh/año de pérdidas para cada caso. Para esto primero se calculan las pérdidas por día con la siguiente fórmula:

Para los días laborables de la semana:

$$\text{MWh / día} = h_{d.mác} \cdot \Delta_{Pd\ máx} + h_{d.med} \cdot \Delta_{Pd.med} + h_{d.min} \cdot \Delta_{Pd.min} \tag{6.1}$$

Para los fines de semana:

$$\text{MWh / día} = h_{d.med} \cdot \Delta_{Pd.med} + h_{d.min} \cdot \Delta_{Pd.min} \tag{6.2}$$

Para calcular los MWh/año de pérdidas se utiliza la siguiente ecuación:

$$\text{MWh / año} = \text{MWh / día} \cdot \text{semanas / año} \cdot \text{días / semana} \tag{6.3}$$

Entonces las pérdidas totales serán la suma de los MWh/año de los días laborables más los MWh/año de los fines de semana.

Los resultados se muestran en el Anexo E.4.

6. Se calcula los costos totales que nos significan estas pérdidas, estos costos totales de las pérdidas son la suma de los costos de pérdidas por potencia más los costos de pérdidas por energía.

Los costos de pérdidas por energía se calculan para cada año, luego estos valores se deben pasar a valor presente para poder sumarlos, esto se realiza con las siguientes expresiones:

$$C_{PE} = P_{E\ AÑO} \cdot PRG \cdot 1000 \tag{6.4}$$

donde:

C_{PE} : Costos de pérdidas por energía en $/año.

$P_{E\ AÑO}$: Total de pérdidas por energía en kWh/año.

PRG : Precio Referencial de Generación establecido en 0,0469 $/kWh.

$$VP_{C_{PE}} = \frac{C_{PE}}{(1+i)^n} \tag{6.5}$$

donde:

i: 7,5 %. Interés de transmisión.

$VP_{C_{PE}}$: Valor presente de los costos de pérdidas por energía.

Para los costos de pérdidas de potencia se calcula en la demanda donde exista mayor pérdidas para este caso es en demanda máxima, esto se calcula con el P.R.P.D.

$$C_{PP} = P_P \cdot 1000 \cdot 12 \cdot P.R.P.D. \tag{6.6}$$

donde:

C_{PP} : Costo de pérdidas por potencia en $/año.

P_P : Pérdidas de potencia en la demanda donde sean mayores en kW.

P.R.P.D. : Potencia remunerable Puesta a Disposición establecida en 5,705 $kW/mes.

Estos valores también se deberán pasar a valor presente.

$$VP_{C_{PP}} = \frac{C_{PP}}{(1+i)^n} \tag{6.7}$$

De igual manera para las pérdidas por efecto corona, y corrientes de fuga. Para los costos totales se tiene que:

$$C_T = VP_{C_{PE}} + VP_{C_{PP}} + VP_{C_{PEC}} + VP_{C_{CF}} \tag{6.8}$$

Los beneficios que se obtienen en ahorros de los costos totales de pérdidas de los conductores 550 y 450 ACAR respecto al conductor Brant 397,5 ACSR se muestran en la tabla 6.16.

Tabla 6.16. Resultados Obtenidos

Alternativa	Costos por Energía [$]	Costos por Potencia [$]	Costos por Efecto Corona y Conductancia [$]	Total [$]
Conductor 550 ACAR para el segundo circuito.	557359,5338	279675,5868	272,.09	837307,.2106
Conductor 450 ACAR para el segundo circuito.	282377,5030	151515,2796	272,.09	434164,.8726

Las conclusiones que se obtienen de la Tabla 6.16. son que el montaje del segundo circuito con conductor 550 ACAR ahorra $ 837307,.2106 respecto al montaje del segundo circuito con conductor 397,.5 ACSR.

Tabla 6.17. Costo de los Conductores para Montaje del Segundo Circuito

Cantidad m	Fases	Descripción	Precios [$/m]	Valor Total [$]
135000	3	ACSR 397,5 KCMIL Brant	3,360	1360800
135000	3	ACAR 450	2,940	1190700
135000	3	ACAR 550	3,600	1458000

Tabla 6.18. Número de Aisladores para Montaje del Segundo Circuito

Número de Torres	Aisladores por Cadena		Costo Unitario [$]	
	Suspensión	Retención	Suspensión	Retención
299	13	14	17	25

Tabla 6.19. Costo de los Aisladores para Montaje del Segundo Circuito

Costo Total $		Total $
Suspensión	Retención	
198237	313950	512187

Tabla 6.20. Costo Total Inversión

Conductor	Precio Conductores	Precio Aisladores	Valor Total [$]
ACSR 397,5 KCMIL Brant	1360800	512187	1872987
ACAR 450	1190700	512187	1702887
ACAR 550	1458000	512187	1970187

Tabla 6.21. Relación Costo - Beneficio

Conductor	Inversión	Ahorro en Costos de Pérdidas	Valor Total [$]
ACSR 397,5 KCMIL Brant	1872987		1872987
ACAR 450	1702887	434164,8726	2137051,8726
ACAR 550	1970187	837307,2106	2807494,2106

De acuerdo a la tabla 6.21. el análisis técnico económico nos indica que para el montaje del segundo circuito la mejor alternativa es utilizar el conductor 550 ACAR.

CAPÍTULO 7

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1. CONCLUSIONES

- Del estudio realizado y la información obtenida para el presente trabajo, se ha determinado el conductor económico requerido para las líneas de transmisión en el Plan de Expansión de Transmisión de la Compañía Nacional de Transmisión Transelectric S.A., en el periodo 2007 - 2016 según las regulaciones del sector eléctrico.

- Los conductores ACAR permiten tener una mayor capacidad de corriente con respecto a los conductores ACSR, de igual especificación, manteniendo la misma temperatura límite de cortocircuito que alcanza hasta los 160 °C.

- Los conductores seleccionados, tipo ACAR, permiten tener una mayor dureza superficial, disminuyendo así la probabilidad de daños superficiales durante las operaciones de tendido, obteniendo como consecuencia menores pérdidas por efecto corona.

- Otra ventaja que presentan los conductores ACAR es su menor peso, menor precio y menor flecha para igual vano con respecto a los conductores ACSR, lo que conlleva a tener torres de menor peso y altura, ayudando a la economía del proyecto, especialmente cuando se trata de trazas quebradas.

- La longitud de la flecha toma importancia a partir de vanos de 200 m para los conductores analizados. La altura de la torre es influenciada por esta variable desde vanos de 400 m. La altura de la torre requerida con conductores ACAR representa 3 m menos que con conductores ACSR.
- El análisis del conductor óptimo permite minimizar los costos de pérdidas y lograr un mayor rendimiento de la línea de transmisión, permitiendo así un mejor un mejor funcionamiento económico del sistema.

- Al realizar el estudio del conductor óptimo, la región en donde se presenta el mayor porcentaje de pérdidas es la Costa, esto principalmente por la disipación calórica que es menor en esta región del país por efectos de las condiciones climáticas propias de esta región, por tal motivo en la mayoría de líneas a implementarse en esta región ha sido necesario seleccionar dos conductores por fase, pese a que el nivel de voltaje es de 230 kV. Lo más usual para este nivel de voltaje es usar un conductor por fase, por no existir problemas de efecto corona.

- Para niveles de voltaje de 500 kV, el problema de efecto corona determina el calibre del conductor y el número de conductores por fase. Del estudio realizado, con cuatro conductores por fase y con un radio de cada conductor de 2,5 cm, no se supera el límite de gradiente superficial de 21 kV/cm.

- De la información disponible el ruido audible para una línea a 500 kV puede llegar a tener valores, en condición de lluvia, de hasta 65 dB, mientras que en clima seco puede llegar hasta 57 dB, en comparación con líneas de 230 kV que en el peor de los casos alcanza los 30 dB. El límite permitido por la Organización Mundial de la Salud es de 75 dB, por lo que no existe impedimento por razones audibles para construir líneas de 500 kV en las regiones del Ecuador.

- Al determinar las pérdidas de energía, potencia, efecto corona y corrientes de fuga en los aisladores, aquellas por energía son las más significativas llegando a representar hasta el 74 % de las pérdidas totales de la línea de transmisión.

7.2. RECOMENDACIONES

- Se recomienda seguir una metodología base para el análisis del conductor económico con el objeto de profundizar en todos los aspectos, manteniendo el mismo lineamiento.

- Se recomienda realizar estudios profundos a fin de disminuir el porcentaje de pérdidas en las líneas de transmisión en la región Costa y desvincular los intereses políticos del sector energético para lograr una mayor eficiencia y rentabilidad.

- Al crear una base de datos con todos los tipos de conductores usados en líneas de transmisión de energía, se tiene una gama más amplia para la selección de la mejor alternativa, evitándose así procesos repetitivos de recolección de datos de los diferentes conductores, disminuyendo por tanto el tiempo de análisis.

- Para la nueva línea a implementarse en el año 2015, Pifo - Yaguachi a 500 kV, se recomienda realizar estudios de efecto corona sobre la traza de la línea, que permitan determinar las zonas de mayor conflicto con este fenómeno.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] CONELEC, "Plan de Electrificación 2006 – 2015", 2006.

[2] Congreso Nacional del Ecuador, "Ley del Régimen del Sector Eléctrico", Suplemento del Registro Oficial Nº 43, Jueves 10 de Octubre de 1996.

[3] TRANSELECTRIC S.A., "Plan de Expansión de Transmisión período 2007 - 2016".

[4] CONELEC, "Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM", Regulación No. CONELEC 004/02.

[5] CONELEC, "Procedimientos de Operación y Despacho", Regulación No. CONELEC 006/00.

[6] CONELEC, "Procedimientos de Operación y Despacho", Regulación No. CONELEC 006/00.

[7] CONELEC, "Calidad de Transporte de Potencia y del Servicio de Conexión en el S.N.I.", Regulación No. 002/06.

[8] IACS, "Patrón de la conductividad eléctrica", Internacional Annealed Cooper Standard, Comisión Electrotécnica Internacional, 1913.

[9] PROCABLES, "Características de los conductores de aluminio", Informe Febrero 2006.

[10] LONDON METAL EXCHANGE, "Precios oficiales del cobre y aluminio", página web del Internet, diciembre 2006.

[11] CENTELSA, "Empresa de fabricación de conductores para líneas de transmisión", página web del Internet, diciembre 2006.

[12] CENTELSA, "Características de los conductores de aluminio desnudo usados para líneas de transmisión de energía eléctrica", página web del Internet, diciembre 2006.

[13] INSTITUTO TECNOLÒGICO DE MORELIA, "Características de los conductores ACAR y ACSR", página web del Internet.

[14] RIFALDI, Alfredo, "Cálculo Mecánico de Líneas de Transmisión", página web del Internet.

[15] GRAINGER, John - STEVENSON, William, "Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia", 2000, McGraw - Hill, Interamericana de México S.A. de C.V.

[16] HAYT, William, "Teoría Electromagnética", Cuarta Edición, 2006, McGraw Hill Interamericana.

[17] DIGSILENT GmbH Germany, "Overhead Lines and Cables", Documentación Técnica, 16 de Septiembre de 2005.

[18] ENRIQUEZ, Harper, "Introducción a los Sistemas Eléctricos de Potencia", Segunda Edición, 1990, Editorial LIMUSA.

[19] PÉREZ, Juan Manuel, "Las funciones Hiperbólicas", página web del Internet, Septiembre de 2003.

[20] JÁTIVA, Jesús,"Criterios de estabilidad de sistemas eléctricos de potencia".

[21] INAMHI, Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología, "Valores de condiciones climáticas en el Ecuador", enero 2007.

[22] HERNÁNDEZ Esteban - MORENO, Germán, "Radio Interferencia y Ruido Audible Generado por el Efecto Corona en líneas de transmisión" documento de Internet.

[23] SIEPAC, "Proyectos de líneas de transmisión de energía eléctrica de 230 kV", Documento de Impacto Ambiental, 223, Nicaragua.

[24] CENTELSA, "Temperatura máxima para conductores utilizados en líneas de transmisión", página web del Internet, diciembre 2006.

[25] PIEDMONT BUSHINGS AND INSULATORS, LLC, "Catálogo de Materiaes y procesos de fabricación de aisladores"

[26] UNIZAR, "Función y clasificación de estructuras para líneas de transmisión de energía eléctrica", página web del Internet.

ANEXO A

CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

ANEXO A

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

1. Parque Generador Del S.N.I.

ANEXO A. 1	EMPRESAS GENERADORAS						1 de 4
Empresa	Tipo de Central	Unidades	Potencia Nominal MW	Potencia Efectiva MW	Total Potencia Nominal MW	Total Potencia Efectiva MW	Total Unidades
CATEG - G	Térmica Gas	2	201,6	172,5	236,1	205,5	3
	Térmica Vapor	1	34,5	33,0			
Ecoluz	Hidráulica	1	6,6	6,2	6,6	6,2	1
Elecaustro	Hidráulica	4	39,0	38,4	69,8	64,8	6
	Térmica M.C.I.	2	30,8	26,4			
Electroguayas	Térmica Gas	2	128,3	116,0	407,3	395,0	4
	Térmica Vapor	2	279,0	279,0			
Electroquil	Térmica Gas	1	181,0	181,0	181,0	181,0	1
EMAAP – Q	Hidráulica	1	8,4	8,2	8,4	8,2	1
Hidroagoyán	Hidráulica	2	233,0	224,0	233,0	224,0	2
Hidronación	Hidráulica	1	213,0	213,0	213,0	213,0	1
Hidropaute	Hidráulica	1	1075,0	1075,0	1075,0	1075,0	1
Intervisa Trade	Térmica Gas	1	105,0	102,0	105,0	102,0	1
Machala Power	Térmica Gas Natural	1	140,0	130,0	140,0	130,0	1
Termoesmeraldas	Térmica Vapor	1	132,5	131,0	132,5	131,0	1
Termopichincha	Térmica M.C.I.	2	82,5	82,2	82,5	82,2	2
Ulysseas Inc.	Térmica M.C.I.	1	30,0	27,5	30,0	27,5	1
				Total Generadora	2920,2	2845,4	26

ANEXO A. 1	EMPRESAS DISTRIBUIDORAS						2 de 4
Empresa	Tipo de Central	Unidades	Potencia		Total Potencia		Total Unidades
			Nominal MW	Efectiva MW	Nominal MW	Efectiva MW	
Ambato	Hidráulica	1	3,0	2,9	16,1	6,2	4
	Térmica M.C.I.	3	13,1	3,3			
Bolívar	Hidráulica	1	1,9	1,5	4,4	2,8	2
	Térmica M.C.I.	1	2,5	1,3			
Centro Sur	Térmica M.C.I.	1	4,8	2,7	4,8	2,7	1
Cotopaxi	Hidráulica	2	9,4	9,2	9,4	9,2	2
El Oro	Térmica M.C.I.	2	15,9	12,9	15,9	12,9	2
Esmeraldas	Térmica M.C.I.	1	8,8	-	8,8	-	1
Los Ríos	Térmica M.C.I.	1	11,5	-	11,5	-	1
Manabí	Térmica M.C.I.	1	50,6	15,0	50,6	15,0	1
Milagro	Térmica M.C.I.	1	15,0	-	15,0	-	1
Norte	Hidráulica	4	12,5	12,3	15,0	14,1	5
	Térmica M.C.I.	1	2,5	1,8			
Santa Elena	Térmica M.C.I.	3	31,9	8,4	31,9	8,4	3
Quito	Hidráulica	5	96,9	96,9	140,3	137,2	7
	Térmica M.C.I.	2	43,4	40,3			
Riobamba	Hidráulica	3	14,2	13,0	17,3	15,0	5
	Térmica M.C.I.	2	3,1	2,0			
Sur	Hidráulica	1	2,4	2,4	22,7	17,6	2
	Térmica M.C.I.	1	20,3	15,2			
				Total Distribuidora	363,7	241,1	37

Anexo A. 1	INTERCONEXIÓN						3 de 4
Empresa	Tipo de Central	Unidades	Potencia		Total Potencia		Total Unidades
			Nominal MW	Efectiva MW	Nominal MW	Efectiva MW	
Colombia	Importación	2	290,0	240,0	290,0	240,0	2
Perú	Importación	1	110,0	100,0	110,0	100,0	1
				Total Interconexión	400,0	340,0	3

ANEXO A. 1	EMPRESAS AUTOPRODUCTORAS						4 de 4
Empresa	Tipo de Central	Unidades	Potencia		Total Potencia		Total Unidades
			Nominal MW	Efectiva MW	Nominal MW	Efectiva MW	
Agua y Luz de Sillunchi	Hidráulica	2	0,4	0,4	0,4	0,4	2
Ecolelectric	Térmica Vapor	1	6,0	5,5	6,0	5,5	1
Ecoluz	Hidráulica	1	2,3	2,1	2,3	2,1	1
Electroandina	Hidráulica	2	0,9	0,8	0,9	0,8	2
EMAAP - Q	Hidráulica	2	14,8	14,6	14,8	14,6	2
Famiproduct	Térmica M.C.I.	1	3,8	3,4	3,8	3,4	1
Hidroabanico	Hidráulica	1	15,0	14,9	15,0	14,9	1
Hidroimbabura	Hidráulica	2	0,8	0,7	0,8	0,7	2
I.M. Mejía	Hidráulica	1	2,8	2,8	2,8	2,8	1
La Internacional	Hidráulica	1	3,0	2,8	3,0	2,8	1
Lucega	Térmica vapor	1	29,8	27,6	29,8	27,6	1
Molinos La Unión	Hidráulica	1	1,7	1,7	1,7	1,7	1
Perlaba	Hidráulica	1	2,7	2,5	2,7	2,5	1
San Carlos	Térmica M.C.I.	1	35,0	28,0	35,0	28,0	1
				Total Autoproductora	119,0	107,8	18

NO INCORPORADOS AL S.N.I.

ANEXO A. 1	EMPRESAS DISTRIBUIDORAS						1 de 2
Empresa	Tipo de Central	Unidades	Potencia		Total Potencia		Total Unidades
			Nominal MW	Efectiva MW	Nominal MW	Efectiva MW	
Centro Sur	Térmica M.C.I.	1	0,3	0,2	0,3	0,2	1
Cotopaxi	Hidráulica	3	2,8	2,7	2,8	2,7	3
El Oro	Térmica M.C.I.	4	0,5	0,3	0,5	0,3	4
Esmeraldas	Térmica M.C.I.	4	1,2	1,0	1,2	1,0	4
Galápagos	Térmica M.C.I.	4	9,9	7,8	9,9	7,8	5
	Fotovoltaica	1	0,0	0,0			
Guayas - Los Ríos	Térmica M.C.I.	2	1,9	1,6	1,9	1,6	6
Norte	Hidráulica	2	0,3	-	0,3	-	2
Quito	Hidráulica	1	0,1	0,1	0,1	0,1	1
Riobamba	Hidráulica	1	0,3	0,3	0,3	0,3	1
Sucumbíos	Hidráulica	1	0,42	0,2	33,9	19,5	12
	Térmica M.C.I.	11	33,5	19,3			
Sur	Hidráulica	2	0,4	0,3	1,7	1,2	5
	Térmica M.C.I.	3	1,3	0,9			
				Total Distribuidoras	52,9	34,7	44

Anexo A. 1	Empresas AUTOPRODUCTORAS						2 de 2
Empresa	Tipo de Central	Unidades	Potencia		Total Potencia		Total Unidades
			Nominal MW	Efectiva MW	Nominal MW	Efectiva MW	
AGIP	Térmica M.C.I.	2	30,2	27,4	30,2	27,4	2
OCP	Térmica M.C.I.	7	21,5	19,6	21,5	19,6	7
Petroproducción	Térmica Gas Natural	4	26,0	21,4	63,5	58,1	9
	Térmica M.C.I.	5	37,5	36,7			
Repsol YPF	Térmica M.C.I.	1	2,7	2,7	2,7	2,7	1
				Total Distribuidoras	117,9	107,8	19

ANEXO A. 1	TOTAL GENERACIÓN SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO		1 de 1
Sistema	Total Potencia		Total Unidades
	Nominal MW	Efectiva MW	
S.N.I.	3802,9	3534,3	84
No incorporados	170,8	142,5	63
Total Sector Eléctrico Ecuatoriano	3973,7	3676,8	147

2. CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LAS SUBESTACIONES DEL S.N.T. (a Dic-06)

ANEXO A. 2							1 de 1
Subestación	Relación de Transformación	Número de Transformadores	Capacidad (MVA)			Tipo	LTC
			OA	FA	FOA		
Paute	230/138/13.8	6+1	450	600	750	auto- 1f	no
Pascuales	230/138/13.8	6	450	600	750	auto- 1f	no
Sta. Rosa	230/138/13.8	6+1	450	600	750	auto- 1f	no
Sto. Domingo	230/138/13.8	3+1	100	133	167	auto- 1f	no
Quevedo	230/138/13.8	3+1	100	133	167	auto- 1f	no
Totoras	230/138/13.8	3+1	60	80	100	auto- 1f	no
Riobamba	230/69/13.8	3+1	60	80	100	traf- 1f	si
Milagro	230/69/13.8	3+1	100	133	167	auto- 1f	no
Milagro	230/138/13.8	1	135	180	225	auto- 3f	no
Trinitaria	230/138/13.7	1	135	180	225	auto- 3f	no
Pomasqui	230/138/13.8	1	180	240	300	auto- 3f	no
Dos Cerritos	230/69/13.8	3+1	100	133	167	auto- 1f	si
Machala	230/69/13.8	3+1	100	133	167	auto- 1f	si
Tulcán	138/69/13.8	1	20	27	33	auto- 3f	si
Ibarra	138/69/13.8	1	20	27	33	auto- 3f	si
Ibarra	138/34.5/13.8	1	30	40	40	traf- 3f	no
Movil	138/69/46	1	30	32	32	traf- 3f	no
Vicentina	138/46/13.8	1	33	48	48	traf- 3f	no
Santa Rosa	138/46/13.8	1	45	60	75	traf- 3f	si
Mulalo	138/69/13.8	1	40	53	66	auto- 3f	si
Ambato	138/69/13.8	1	33	43	43	auto- 3f	no
Totoras	138/69/13.8	3+1	60	80	100	auto- 1f	no
Cuenca	138/69/13.8	3	60	80	100	auto- 1f	no
Loja	138/69/13.8	1	40	53	66	auto- 3f	si
Esmeraldas	138/69/13.8	1	45	60	75	auto- 3f	si
Sto. Domingo	138/69/13.8	3+1	60	80	100	auto- 1f	no
Quevedo	138/69/13.8	3+1	101	134	168	auto- 1f	si
Portovlejo	138/69/13.8	2	90	120	150	auto- 3f	si
Chone	138/69/13.8	1	40	50	60	auto- 3f	si
Pascuales	138/69/13.8	1	224	224	224	auto- 3f	si
Salitral	138/69/13.8	6+1	180	240	300	auto- 1f	no
Trinitaria	138/69/13.8	3+1	90	120	150	auto- 1f	si
Policentro	138/69/13.8	3+1	90	120	150	auto- 1f	si
Sta. Elena	138/69/13.8	1	40	53	66	auto- 3f	si
Posorja	138/69/13.8	1	20	27	33	auto- 3f	si
Babahoyo	138/69/13.8	1	40	53	66	auto- 3f	si
Machala	138/69/13.8	6	120	160	200	auto- 1f	SI
Tena	138/69/13.8	1	20	27	33	auto- 3f	SI
Coca	138/69/13.8	1	20	27	33	auto- 3f	SI
TOTAL (MVA)			4.011	5.263	6.479		

3. DATOS TÉCNICOS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN (a Dic-06)

ANEXO A. 3	Datos Técnicos de las Líneas de Transmisión					1 de 3
Nombre De La Línea	Voltaje kV	Longitud km	Capacidad de Transmisión (MVA)	Número de Circuitos	Conductor de Fases	
					Tipo	Calibre
Sta. Rosa – Sto. Domingo	230	78,34	342,0	2	ACSR	1113
Sto. Domingo - Quevedo	230	104,00	353,0	2	ACSR	1113
Quevedo – Pascuales	230	145,25	353.0	2	ACSR	1113
Milagro – Pascuales	230	52,70	353,0	2	ACSR	1113
Paute – Milagro	230	135,74	342,0	2	ACSR	1113
Sta. Rosa – Totoras	230	110,09	342,0	2	ACSR	1113
Totoras – Riobamba	230	42,88	342,0	2	ACSR	1113
Paute – Riobamba	230	157,30	342,0	2	ACSR	1113
Paute – Pascuales	230	188,43	342,0	2	ACSR	1113
Pascuales – Trinitaria	230	28,28	353,0	2	ACSR	1113
Santa Rosa – Pomasqui	230	45,90	340,0	2	ACAR	1200
Pomasqui – Frontera norte	230	137,20	340,0	2	ACAR	1200
Machala – Frontera sur	230	55,00	340,0	2	ACAR	1200
Total Líneas 230 kV		1281,11				

ANEXO A. 3	Datos Técnicos de las Líneas de Transmisión					2 de 3
Nombre De La Línea	Voltaje kV	Longitud km	Capacidad de Transmisión (MVA)	Número de Circuitos	Conductor de Fases	
					Tipo	Calibre
Pucará – Ambato	138	27,74	112,0	1	ACSR	477
Pucará – Mulaló	138	35,00	112,0	1	ACSR	477
Mulaló - Vicentina	138	74,00	112,0	1	ACSR	477
Vicentina – Guangopolo	138	7,00	112,0	1	ACSR	477
Sta. Rosa – Vicentina	138	18,50	112,0	1	ACSR	477
Vicentina – Ibarra	138	80,00	112,0	2	ACSR	477

Anexo A. 3	Datos Técnicos de las Líneas de Transmisión					2 de 3
Nombre De La Línea	Voltaje kV	Longitud km	Capacidad de Transmisión (MVA)	Número de Circuitos	Conductor de Fases	
					Tipo	Calibre
Ibarra – Tulcán	138	74,48	115,5	1	ACSR	477
Tulcán – Frontera	138	7,00	115,5	1	ACSR	477
Sto. Domingo – Esmeraldas	138	154,80	113,2	2	ACSR	397,5
Pascuales - Salitral	138	17,40	126,00	2	ACSR	477
Trinitaria - Salitral	138	12,00	126,00	2	ACSR	477
Pascuales – Policentro	138	15,10	126,00	2	ACSR	477
Quevedo – Daule Peripa	138	43,20	113,2	2	ACSR	397,5
Daule Peripa – Portoviejo	138	91,20	113,2	2	ACSR	397,5
Daule Peripa – Chone	138	63,20	113,2	1	ACSR	397,5
Milagro – Babahoyo	138	47,30	113,5	1	ACSR	397,5
Paute – Cuenca	138	67,08	99,5	2	ACSR	397,5
Cuenca – Loja	138	134,20	99,5	1	ACSR	397,5
Pascuales – Las Juntas	138	45,68	113,5	1	ACSR	397,5
Las Juntas – Sta. Elena	138	59,80	113,5	1	ACSR	397,5
Pascuales – Electroquil	138	38,03	113,5	1	ACSR	397,5
Electroquil – Las Juntas	138	35,24	113,5	1	ACSR	397,5
Las Juntas – Posorja	138	48,87	113,5	1	ACSR	397,5
Milagro - Machala	138	133,70	113,5	2	ACSR	397,5
Totoras – Agoyán	138	33,00	133,0	2	ACSR	636
Totoras – Ambato	138	7,00	99,5	1	ACSR	397,5
Tena - Coca	138	140,00	90,0	1	ACAR	300,0
Puyo – Tena	138	66,10	88,8	1	ACSR	266,8
Cuenca – Limón	138	60,60	88,8	1	ACSR	266,8
Loja – Cumbaratza	138	54,10	88,8	1	ACSR	266,8
Total Líneas 138 kV		1691,32				

4. EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN DEL S.N.I.

ANEXO A. 4	EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN DEL S.N.I.				1 de 1
Empresa	**Provincias a las que Sirve**	**Área de Concesión km^2**	**Número de Usuarios**	**Factor de Carga %**	**Demanda Máxima MW**
Ambato	Tungurahua, Pastaza, % Morona, % Napo	40805	169803	48,0	86,0
Azogues	% Cañar	1187	26156	61,4	15,3
Bolívar	Bolívar	3997	42878	43,7	13,5
CATEG - D	% Guayas	1399	427392	63,8	608,1
Centro Sur	Azuay, Cañar, % Morona	28962	247632	65,5	107,3
Cotopaxi	Cotopaxi	5556	85532	57,2	51,2
El Oro	El Oro, % Azuay	6745	152106	60,5	93,3
Esmeraldas	Esmeraldas	15366	74968	60,0	65,5
Galápagos	Galápagos	7942	6172	58,2	4,5
Guayas - Los Ríos	Guayas, Los Ríos, % Manabí, % Cotopaxi, % Azuay	10511	176186	60,1	153,6
Los Ríos	% Los Ríos, % Guayas, % Bolívar, % Cotopaxi	4059	73072	58,1	47,6
Manabí	Manabí	16865	203505	61,8	169,0
Milagro	% Guayas, % Cañar, % Chimborazo	6175	104112	56,5	74,5
Norte	Carchi, Imbabura, % Pichincha, % Sucumbíos	11979	161620	55,3	72,5
Quito	Pichincha, % Napo	14971	657947	61,0	551,3
Riobamba	Chimborazo	5940	122697	48,1	42,5
Sta. Elena	% Guayas	6774	82362	52,5	66,3
Sto. Domingo	% Pichincha, % Esmeraldas	6574	106244	57,6	56,6
Sucumbíos	Sucumbíos, Napo, Orellana	37842	35133	61,4	23,3
Sur	Loja, Zamora, % Morona	22721	123970	52,9	42,2
	TOTAL	256370	3079487	60,1	2344,1

5. Grandes Consumidores

ANEXO A. 5	CLIENTES NO REGULADOS			1 de 5
CARACTERÍSTICAS DE LOS GRANDES CONSUMIDORES A JUNIO DE 2006				
Número	**Nombre**	**Demanda Promedio (MW)**	**Carga Instalada (MVA)**	**Cliente en área de concesión de Distribuidora**
001	Compañía Industrias Guapán S.A.	7.80	17.30	Azogues
002	Aglomerados Cotopaxi S.A.	3.90	5.90	Cotopaxi
003	Ecuador Bottling Company	-	4.20	CATEG-D
004	Acerías Nacionales del Ecuador S.A. ANDEC	-	-	CATEG-D
005	Empresa Cantonal de Agua Potabe y Alcantarillado de Guayaquil	-	-	CATEG-D
006	Base Naval de Guayaquil	4.54	-	CATEG-D
007	AGA S.A.	2.51	3.00	CATEG-D
008	Acería del Ecuador C.A., ADELCA	6.73	20.00	Quito
009	Centro de Rehabilitación de Manabí. Estación de Bombeo de Severino	-	13.00	Manabí
010	Negocios Industriales Real S.A. "NIRSA S.A"	3.77	4.00	Sta. Elena
011	Kimberly-Klark (Ecuapapel S.A.)	0.75	-	Los Ríos
012	Empresa Papelera Nacional	7.52	12.50	Milagro
013	CEDEGE	-	-	Sta. Elena
014	Plásticos Industriales C.A. "PICA"	3.40	2.80	CATEG-D
015	Industrias Rocacem, Planta Cerro Blanco	-	-	CATEG-D
016	Enkador	2.85	5.00	Quito
017	Unilever Andina - Jabonería Nacional, planta Jabonería Nacional	1.75	4.00	CATEG-D
018	La Fabril S.A.	2.92	3.50	Manabí

Anexo A. 5	CLIENTES NO REGULADOS			2 de 5
CARACTERÍSTICAS DE LOS GRANDES CONSUMIDORES A JUNIO DE 2006				
Número	**Nombre**	**Demanda Promedio (MW)**	**Carga Instalada (MVA)**	**Cliente en área de concesión de Distribuidora**
019	Industrias Rocacem, Planta Cerro Blanco	-	-	CATEG-D
020	Enkador	2.85	5.00	Quito
021	Unilever Andina - Jabonería Nacional, planta Jabonería Nacional	1.75	4.00	CATEG-D
022	La Fabril S.A.	2.92	3.50	Manabí
023	Exportadora de Alimentos S.A. (EXPALSA)	3.88	3.80	Guayas-Los Ríos
024	Compañía Ecuatoriana del Caucho S.A. (Erco)	5.08	14.10	Centro Sur
025	Compañía de Cervezas Nacionales C.A.	4.76	3.02	CATEG-D
026	Industrias Rocacem, Planta San Rafael	4.65	4.57	Cotopaxi
027	Fundiciones Industriales S.A. (FISA)	2.45	2.14	CATEG-D
028	Amanco Plastigama S.A.	2.44	1.78	Guayas-Los Ríos
029	Corporación Ecuatoriana de Aluminio S.A. (Cedal)	1.83	2.07	Cotopaxi
030	Plasticaucho Industrial S.A.	2.25	1.83	Ambato
031	Plastiempaques S.A.	1.53	2.59	Guayas-Los Ríos
032	Plásticos Ecuatorianos S.A	1.74	3.10	CATEG-D
033	Promarisco S.A.	1.56	2.30	Guayas-Los Ríos
034	Graiman Cia. Ltda.	3.67	5.17	Centro Sur
035	Novopan del Ecuador S.A.	1.37	1.92	Quito
036	Empresa Pesquera Ecuatoriana S.A. (EMPESEC)	1.79	1.80	CATEG-D
037	Industrial Molinera S.A.	2.69	3.50	CATEG-D
038	Provefrut S.A.	2.13	1.60	Cotopaxi
039	Cemento Chimborazo S.A.	5.12	6.20	Riobamba
040	Textiles Río Blanco S.A.	-	2.96	Cotopaxi

Anexo A. 5	CLIENTES NO REGULADOS			3 de 5
CARACTERÍSTICAS DE LOS GRANDES CONSUMIDORES A JUNIO DE 2006				
Número	**Nombre**	**Demanda Promedio (MW)**	**Carga Instalada (MVA)**	**Cliente en área de concesión de Distribuidora**
041	Petroindustrial - Refinería Estatal de Esmeraldas	-	24.70	Esmeraldas
042	Productos Familia Sancela del Ecuador S.A.	4.51	9.27	Cotopaxi
043	Compañía de Elaborados de Café EL CAFÉ C.A.	2.70	4.00	CATEG-D
044	La Fabril S.A., Planta La Favorita	1.24	2.87	CATEG-D
045	Ecuador Bottling Company, planta de la ciudad de Quito	2.06	3.53	Quito
046	Delltex Industrial S.A.	2.15	6.00	Quito
047	C.A. Ecuatoriana de Cerámica	1.91	-	Riobamba
048	Italpisos S.A.	1.67	-	Centro Sur
049	Constructora Norberto Odebrecht S.A.	2.76	-	Ambato
050	Pronaca (planta ubicada en Guayas-Los Ríos)	3.13	-	Guayas-Los Ríos
051	Industrial Danec S.A.	1.58	-	Quito
052	Industria Cartonera Asociada S.A. Incasa	-	-	Quito
053	Sociedad Agricola e Industrial San Carlos	1.92	-	Milagro
054	Fábrica de Envases S.A. FADESA	2.12	-	CATEG-D
055	Tejidos Pin-tex S.A.	2.62	-	Quito
056	Bopp del Ecuador Cia. Ltda.	3.66	-	Quito
057	Hotel Colón Guayaquil S.A.	1.29	-	CATEG-D
058	Aquamar S.A.	1.33	-	Quito
059	Pronaca (Bucay)	2.01	-	Milagro
060	Pronaca (Sto. Domingo)	2.05	-	Sto. Domingo
061	Productos Químicos y Anexos PROQUIMSA S.A.	2.01	-	CATEG-D
062	Ecudos S.A.	0.88	-	Milagro

Anexo A. 5	CLIENTES NO REGULADOS			4 de 5
CARACTERÍSTICAS DE LOS GRANDES CONSUMIDORES A JUNIO DE 2006				
Número	**Nombre**	**Demanda Promedio (MW)**	**Carga Instalada (MVA)**	**Cliente en área de concesión de Distribuidora**
063	Empacadora Nacional C.A. (ENACA C.A.)	-	-	CATEG-D
064	Azucarera Valdez S.A.	1.77	-	Milagro
065	Plásticos del Litoral PLASTLIT S.A.	3.92	-	CATEG-D
066	NOVACERO ACEROPAXI	2.84	-	Cotopaxi
067	Hotel Oro Verde S.A. Hotver	1.07	-	CATEG-D
068	Solubles Instantáneos C.A. (SICA)	1.54	-	CATEG-D
069	Codana S.A. (CODANA)	0.84	-	Milagro
070	Empresa Municipal de Telecomunicaciones, Agua Potable, Alcantarillado y Saneamiento de Cuenca	-	-	Centro Sur
071	Compañía Agricola e Industrial (ECUAPLANTATION S.A.)	1.08	-	Guayas-Los Ríos
072	Naportec S.A. (NAPORTEC)	3.63	-	CATEG-D
073	Plastiguayas Cia. Ltda. (PLASTIGUAYAS)	1.08	-	CATEG-D
074	Plasticsacks Cia. Ltda. (PLASTICSACKS)	1.19		Quito
075	Sálica del Ecuador S.A. (SALICA)	1.50	-	Sta. Elena
076	Conservas Isabel Ecuatoriana S.A.	-	-	Manabí
077	Cerámica Rialto S.A.	0.98	-	Centro Sur
078	Lanafit S.A.	1.09	-	Quito
079	Cartorama C.A.	2.61	-	CATEG-D
080	The Tesalia Springs Company S.A. (TESALIA)	2.10	-	Quito
081	Productora Cartonera S.A. (PROCARSA)	1.02	-	Guayas-Los Ríos
082	Grasas Unicol	0.78	-	CATEG-D

Anexo A. 5	CLIENTES NO REGULADOS			5 de 5
CARACTERÍSTICAS DE LOS GRANDES CONSUMIDORES A JUNIO DE 2006				
Número	**Nombre**	**Demanda Promedio (MW)**	**Carga Instalada (MVA)**	**Cliente en área de concesión de Distribuidora**
083	Holcim Cementos S.A (Planta Cerro Blanco)	20.71	-	CATEG-D
084	Ajecuador S.A.	1.34	-	CATEG-D
085	Exporklore S.A	2.08	-	CATEG-D
086	Monterrey Azucarera Lojana	0.51	-	Sur
087	Industrial Surundu S.A.	-	-	CATEG-D
088	Electrocables S.A.	1.75	-	CATEG-D
089	Tecnoplast del Ecuador Cia. Ltda.	1.13	-	CATEG-D
090	Interfibra S.A.	-	-	Quito
091	Ecuajugos S.A.	-	-	Norte
092	Industrial Pesquera Santa Priscila S.A.	1.48	-	CATEG-D
093	Empagran S.A.	-	-	CATEG-D
094	Nestlé Ecuador S.A.	-	-	CATEG-D
095	Hilanderías Unidas S.A.	-	-	CATEG-D
096	Producargo S.A.	0.41	-	Milagro
097	Delltex Industrial S.A.	1.90	-	Quito
098	Seafman C.A.	0.84	-	Manabí
099	Omnibus B.B. Transporte	-	-	Quito
100	Petroindustrial – Refinería Estatal de Esmeraldas	-	-	Esmeraldas
101	Edesa S.A.	-	-	Quito
102	Sociedad de Destilación de Alcoheles S.A.	-	-	Milagro
103	Sacos Durán Reysac S. A.	0.91	-	CATEG-D
104	Compañía de Elaborados de Café EL CAFÉ C.A.	2.70	-	Manabí
105	Empresa Pesquera Ecuatoriana S.A. - Manta	-	-	Manabí
106	Industria Cartonera Asociada	1.15	-	Manabí
107	Molinos del Ecuador S.A.	-	-	CATEG-D

6. Proyección de la Demanda Anual de Potencia (MW) realizada por el CONELEC

ANEXO A. 6	ESCENARIO DE CRECIMIENTO MEDIO									1 de 2
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Ambato	89,5	93,0	96,7	100,3	104,5	108,3	112,3	116,7	121,5	126,3
Azogues	17,7	18,2	18,6	19,0	19,5	19,9	20,4	20,9	21,5	22,0
Bolívar	14,4	14,6	14,8	15,0	15,3	15,5	15,8	16,1	16,5	16,8
Categ-D	726,1	759,4	793,2	827,3	864,6	899,5	935,1	971,8	1011,8	1051,7
Centro Sur	132,8	139,3	145,8	152,3	159,8	166,6	173,7	181,3	189,9	198,5
Cotopaxi	58,3	60,8	62,8	64,9	67,4	69,7	72,0	74,6	77,5	80,3
El Oro	104,7	109,6	114,5	119,6	125,7	131,3	137,2	143,5	150,4	157,3
Esmeraldas	71,0	73,8	76,7	79,6	83,0	86,3	89,7	93,4	97,3	101,1
Guayas – Los Ríos	206,5	219,6	233,3	247,5	263,8	279,9	296,8	314,6	334,1	353,7
Los Ríos	55,9	58,7	61,4	64,4	67,9	71,1	74,5	78,1	82,1	86,0
Manabí	193,8	204,5	215,7	227,0	240,0	252,8	266,2	280,0	295,0	310,1
Milagro	102,1	107,5	113,1	119,0	126,0	132,5	139,2	146,1	153,8	161,4
Norte	78,3	80,8	83,3	85,7	88,4	90,9	93,5	96,0	98,9	101,8
Quito	605,7	631,0	656,5	683,5	713,8	742,3	771,6	801,6	834,9	868,3
Riobamba	50,0	51,2	52,4	53,5	54,8	55,9	57,0	58,2	59,6	60,9
Sta. Elena	80,0	83,4	86,7	90,2	94,3	98,0	101,8	105,8	110,4	115,0
Sto. Domingo	65,8	69,2	72,6	76,0	80,1	83,8	87,7	91,6	95,9	100,2
Sucumbíos	30,4	33,5	36,4	39,0	42,1	45,2	48,3	51,6	55,3	58,9
Sur	46,0	47,5	49,0	50,5	52,3	53,8	55,4	57,1	58,9	60,8

ANEXO A. 6	ESCENARIO DE CRECIMIENTO MEDIO									2 de 2
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Potencia Máxima No Coincidente SNI	2729,0	2855,6	2983,5	3114,3	3263,3	3403,3	3548,2	3699,0	3865,3	4031,1
Potencia Máxima Coincidente SNI	2647,1	2769,9	2894,0	3020,9	3165,4	3301,2	3441,8	3588,0	3749,3	3910,2
Galápagos (Sist. Aislado)	5,0	5,1	5,2	5,4	5,5	5,7	5,8	6,0	6,3	6,4
Potencia Máxima Coincidente Nacional	2652,1	2775,0	2899,2	3026,3	3170,9	3306,9	3447,6	3594,0	3755,6	3916,6

7. Escenarios de Crecimiento Medio (MW)

ANEXO A. 7	DEMANDA PUNTA (MÁXIMA)									1 de 7
Nombre de la barra	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**
Norte - Ibarra 69 kV	21,1	21,8	22,5	23,1	23,9	24,6	25,2	25,9	26,7	27,5
Norte - Ibarra 34.5 kV	14,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Norte - Ibarra móvil	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Norte - Ibarra nueva	27,4	42,8	44,1	45,4	46,9	48,2	49,5	50,9	52,4	54,0
Norte - Tulcán	15,7	16,2	16,7	17,1	17,7	18,2	18,7	19,2	19,8	20,4
EEQ - S. Rosa	120,3	124,6	129,1	133,6	138,7	143,3	147,7	152,6	158,0	164,3
EEQ - Vicentina	135,4	127,4	106,7	110,3	114,3	118,0	121,8	125,6	129,9	135,1
EEQ - S. Alegre	127,6	112,5	109,4	112,5	116,0	119,0	122,2	125,4	129,0	134,1
EEQ - E. Espejo	29,0	30,4	32,0	33,4	35,1	36,7	38,2	39,8	41,6	43,3
EEQ - S/E 19	51,1	53,4	50,7	52,8	55,2	52,9	55,0	57,1	59,4	61,8
EEQ - Pomasqui	41,8	44,2	47,0	49,7	52,7	47,5	50,1	47,4	50,1	52,1
EEQ - S/E 18	49,0	51,8	47,4	49,9	52,8	46,9	49,5	52,2	55,2	57,4
EEQ - Conocoto	11,0	11,5	12,1	12,7	13,4	14,0	14,8	15,5	16,3	17,0
EEQ - S. Rafael	27,4	29,1	30,9	32,8	34,9	37,0	39,1	41,4	43,8	45,6
EEQ - S/E 19 a 23 kV	13,2	13,9	14,6	15,3	16,2	17,0	17,8	18,7	19,7	20,5
EEQ - Chilibulo	-	18,8	19,3	19,8	20,4	20,9	21,4	21,9	22,5	23,4
EEQ - Aeropuerto	-	13,6	15,0	16,5	18,3	20,2	22,2	24,4	27,0	28,0
EEQ - Tumbaco	-	-	23,3	24,2	25,2	26,0	26,8	27,4	28,1	29,2
EEQ - Kennedy	-	-	19,1	19,9	20,9	30,3	31,6	32,9	34,4	35,7
EEQ - S. Antonio	-	-	-	-	-	12,7	13,2	19,2	20,0	20,8
Sto. Domingo	65,8	69,2	72,6	76,0	80,1	83,8	87,7	91,6	95,9	100,2
EECotopaxi - Mulalo	50,2	52,3	54,0	55,8	57,8	59,9	61,9	64,1	66,6	69,1
EECotopaxi - Ambato	8,2	8,5	8,8	9,1	9,4	9,8	10,1	10,4	10,8	11,2
Ambato - Ambato	17,9	18,6	19,3	20,1	20,9	21,7	22,5	23,3	24,3	25,3
Ambato - Totoras	58,6	60,9	63,4	65,7	68,4	70,9	73,6	76,4	79,6	82,7
Ambato - Puyo	7,6	7,9	8,2	8,5	8,9	9,2	9,5	9,9	10,3	10,7
Ambato - Tena	5,4	5,6	5,8	6,0	6,3	6,5	6,7	7,0	7,3	7,6
Riobamba	50,0	51,2	52,4	53,5	54,8	55,9	57,0	58,2	59,6	60,9
Bolívar	14,4	14,6	14,8	15,0	15,3	15,5	15,8	16,1	16,5	16,8
Centro Sur - Azogues	17,7	18,2	18,6	19,0	19,5	19,9	20,4	20,9	21,5	22,0
Centro Sur - Cuenca	117,1	122,8	128,6	134,4	140,9	146,9	153,2	159,9	167,5	175,1
Centro Sur - Gualaceo	8,4	8,8	9,2	9,6	10,1	10,5	10,9	11,4	12,0	12,5
Centro Sur - Macas	7,3	7,7	8,0	8,4	8,8	9,2	9,6	10,0	10,4	10,9
Sur - Loja	46,0	47,5	49,0	50,5	52,3	46,7	48,0	49,3	50,9	52,5
Sur - Cumbaratza	-	-	-	-	-	7,1	7,4	7,7	8,0	8,2
Esmeraldas	71,0	73,8	76,7	79,6	83,0	86,3	89,7	93,4	97,3	101,1
Manabí - Portoviejo	81,4	85,9	90,6	95,3	100,8	63,7	67,1	70,6	74,3	78,1
Manabí - Chone	46,5	49,1	51,8	53,3	58,4	46,5	49,0	51,5	54,3	57,0
Manabí - Manta	65,9	69,5	73,4	78,3	82,8	75,8	79,8	64,0	88,5	93,0
Manabí – S. Cayetano-Por	-	-	-	-	-	66,7	70,3	73,9	77,9	81,9
Categ - Pascuales	50,1	52,4	54,7	77,5	81,0	84,3	87,7	91,1	94,9	98,6

ANEXO A. 7	DEMANDA PUNTA (MÁXIMA)									2 de 7
Nombre de la barra	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**
Categ – Policentro	127,5	117,6	122,8	128,1	133,9	114,8	119,4	124,1	129,2	134,3
Categ - Salitral	268,9	242,2	229,9	239,8	250,6	312,8	325,2	338,0	351,9	365,8
Categ - Trinitaria	111,9	117,0	122,2	127,5	133,2	128,3	133,4	138,6	144,3	150,0
Categ - Perimetral	105,9	126,6	132,2	117,4	122,7	127,6	132,7	137,9	143,6	149,2
Categ - Caraguay	61,8	103,7	131,4	137,1	143,2	131,5	136,7	142,0	147,9	153,7
CEDEGE Pascuales	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Emelgur - Dos Cerritos	76,4	81,3	86,3	91,6	98,9	105,0	111,3	119,5	127,0	134,4
Emelgur - Milagro	12,4	13,2	14,0	14,8	15,8	16,8	17,8	18,9	20,0	21,2
Emelgur - Pascuales	57,8	61,5	65,3	69,3	73,9	78,4	83,1	88,1	93,6	99,0
Emelgur - Quevedo	59,9	63,7	67,6	71,8	75,2	79,8	84,6	88,1	93,6	99,0
E.E. Sta. Elena - Sta. Elena	60,8	63,4	65,9	68,6	71,7	74,5	77,4	80,4	83,9	87,4
E.E. Sta. Elena - Posorja	19,2	20,0	20,8	21,7	22,6	23,5	24,4	25,4	26,5	27,6
Babahoyo	55,9	58,7	61,4	64,4	67,9	71,1	74,5	78,1	82,1	86,0
Milagro	102,1	107,5	113,1	119,0	126,0	132,5	139,2	146,1	153,8	161,4
Machala	26,2	27,4	28,6	29,9	31,4	46,0	48,0	50,2	60,2	62,9
Machala Perú	78,5	82,2	85,9	89,7	94,2	85,4	89,2	93,3	90,3	94,4
Sucumbíos - Coca	9,1	10,1	10,9	11,7	12,6	13,5	14,5	15,5	16,6	17,7
Sucumbíos – Jivino	21,3	23,5	25,5	27,3	29,5	31,6	33,8	36,1	38,7	41,2
Manabí - E/B Severino	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Categ - Fca. Cemento HOLCIM	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0
Sucumbíos - Petroindustrial	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0
Potencia Máxima no Coincidente	2791,2	2918,1	3045,6	3176,3	3325,4	3465,3	3610,2	3761,1	3927,2	4093,2

ANEXO A. 7	DEMANDA MEDIÁ									3 de 7
Nombre De La Barra	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**
Norte - Ibarra 69 kV	14,0	14,4	14,8	15,3	15,8	16,2	16,7	17,1	17,6	18,1
Norte - Ibarra 34.5 kV	8,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Norte - Ibarra móvil	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Norte - Ibarra nueva	16,4	25,7	26,5	27,3	28,1	28,9	29,7	30,5	31,5	32,4
Norte - Tulcán	7,0	7,3	7,5	7,7	8,0	8,2	8,4	8,6	8,9	9,2
EEQ - S. Rosa	96,3	99,6	103,3	106,9	110,9	114,6	118,2	122,1	126,4	131,5
EEQ - Vicentina	108,3	101,9	85,4	88,2	91,4	94,4	97,4	100,5	103,9	108,0
EEQ - S. Alegre	102,1	90,0	87,5	90,0	92,8	95,2	97,6	100,3	103,2	107,3
EEQ - E. Espejo	23,2	24,3	25,6	26,7	28,1	29,3	30,6	31,9	33,3	34,6
EEQ - S/E 19	40,9	42,7	40,6	42,2	44,1	42,3	44,0	45,6	47,5	49,4
EEQ - Pomasqui	33,4	35,4	37,6	39,7	42,2	38,0	40,1	37,9	40,1	41,7
EEQ - S/E 18	39,2	41,4	37,9	39,9	42,2	37,5	39,6	41,8	44,1	45,9

ANEXO A. 7	DEMANDA MEDIÁ									4 de 7
Nombre De La Barra	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**
EEQ - Conocoto	8,8	9,2	9,7	10,1	10,7	11,2	11,8	12,4	13,1	13,6
EEQ - S. Rafael	21,9	23,3	24,7	26,2	27,9	29,6	31,3	33,1	35,0	36,5
EEQ - S/E 19 a 23 kV	10,5	11,1	11,7	12,3	12,9	13,6	14,3	15,0	15,7	16,4
EEQ - Chilibulo	-	15,0	15,4	15,8	16,3	16,7	17,1	17,6	18,0	18,8
EEQ - Aeropuerto	-	10,9	12,0	13,2	14,6	16,1	17,8	19,6	21,6	22,4
EEQ - Tumbaco	-	-	18,7	19,4	20,1	20,8	21,4	21,9	22,5	23,3
EEQ - Kennedy	-	-	15,3	16,0	16,7	24,2	25,3	26,3	27,5	28,6
EEQ - S. Antonio	-	-	-	-	-	10,1	10,6	15,4	16,0	16,7
Sto. Domingo	49,3	51,9	54,4	57,0	60,1	62,9	65,8	68,7	71,9	75,2
EECotopaxi - Mulalo	38,1	39,7	41,1	42,4	44,0	45,5	47,0	48,8	50,6	52,5
EECotopaxi - Ambato	5,7	6,0	6,2	6,4	6,6	6,8	7,1	7,3	7,6	7,9
Ambato – Ambato	11,6	12,1	12,6	13,0	13,6	14,1	14,6	15,2	15,8	16,4
Ambato - Totoras	42,8	44,5	46,3	48,0	50,0	51,8	53,7	55,8	58,1	60,4
Ambato - Puyo	4,4	4,6	4,8	4,9	5,2	5,3	5,5	5,8	6,0	6,2
Ambato - Tena	3,1	3,2	3,4	3,5	3,6	3,8	3,9	4,1	4,2	4,4
Riobamba	28,0	28,7	29,3	30,0	30,7	31,3	31,9	32,6	33,4	34,1
Bolívar	6,3	6,4	6,5	6,6	6,7	6,8	7,0	7,1	7,2	7,4
Centro Sur - Azogues	12,2	12,5	12,8	13,1	13,4	13,7	14,1	14,4	14,8	15,2
Centro Sur - Cuenca	80,8	84,8	88,7	92,7	97,2	101,4	105,7	110,3	115,6	120,8
Centro Sur - Gualaceo	5,8	6,1	6,3	6,6	6,9	7,2	7,5	7,9	6,3	8,6
Centro Sur - Macas	5,0	5,3	5,5	5,8	6,1	6,3	6,6	6,9	7,2	7,5
Sur - Loja	26,7	27,6	28,4	29,3	30,3	27,1	27,8	28,6	29,5	30,5
Sur - Cumbaratza	-	-	-	-	-	4,1	4,3	4,5	4,6	4,8
Esmeraldas	51,1	53,1	55,2	57,3	59,8	62,1	64,6	67,2	70,0	72,8
Manabí - Portoviejo	61,0	64,4	68,0	71,5	75,6	47,8	50,3	52,9	55,8	58,6
Manabí - Chone	26,5	28,0	29,5	30,4	32,1	26,5	27,9	29,4	30,9	32,5
Manabí - Manta	49,4	52,1	55,0	58,7	62,1	56,9	59,9	63,0	66,4	69,8
Manabí - S. Cayetano-Por	-	-	-	-	-	50,1	52,7	55,4	58,4	61,4
Categ - Pascuales	45,0	47,1	49,2	69,8	72,9	75,9	78,9	82,0	85,4	88,7
Categ – Policentro	114,7	105,8	110,6	115,3	120,5	103,4	107,5	111,7	116,3	120,9
Categ - Salitral	268,9	242,2	229,9	239,8	250,6	312,8	325,2	338,0	351,9	365,8
Categ - Trinitaria	82,8	86,6	90,5	94,3	98,5	95,0	98,7	102,6	106,6	111,0
Categ - Perimetral	95,4	113,9	118,9	105,6	110,4	114,9	119,4	124,1	129,2	134,3
Categ - Caraguay	52,6	88,2	111,7	116,5	121,8	111,8	116,2	120,7	125,7	130,7
CEDEGE Pascuales	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Emelgur - Dos Cerritos	55,8	59,3	63,0	66,8	72,2	76,6	81,2	87,3	92,7	98,1
Emelgur - Milagro	13,6	14,5	15,4	16,3	17,4	18,5	19,6	20,8	22,1	23,3
Emelgur - Pascuales	42,8	45,5	48,3	51,3	54,7	58,0	61,5	65,2	69,2	73,3
Emelgur - Quevedo	35,9	38,2	40,6	43,1	45,1	47,9	50,7	52,9	56,1	59,4
Babahoyo	38,0	39,9	41,8	43,8	46,2	48,3	50,7	53,1	55,8	58,5
Milagro	72,5	76,4	80,3	84,5	89,4	94,1	98,9	103,8	109,2	114,6

ANEXO A. 7	DEMANDA MEDIÁ									5 de 7
Nombre De La Barra	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**
E.E. Sta. Elena - Sta. Elena	42,6	44,4	46,1	48,0	50,2	52,1	54,2	56,3	58,7	61,2
E.E. Sta. Elena - Posorja	14,4	15,0	15,6	16,2	17,0	17,6	18,3	19,0	19,9	20,7
Machala	19,6	20,5	21,5	22,4	23,6	34,5	36,0	37,7	45,1	47,2
Machala Perú	58,9	61,6	64,4	67,3	70,7	64,0	66,9	70,0	67,7	70,8
Sucumbíos - Coca	5,5	6,0	6,5	7,0	7,6	8,1	8,7	9,3	9,9	10,6
Sucumbíos – Jivino	12,8	14,1	15,3	16,4	17,7	19,0	20,3	21,7	23,2	24,7
Manabí - E/B Severino	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4
Categ - Fca. Cemento HOLCIM	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0
Sucumbíos - Petroindustrial	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0

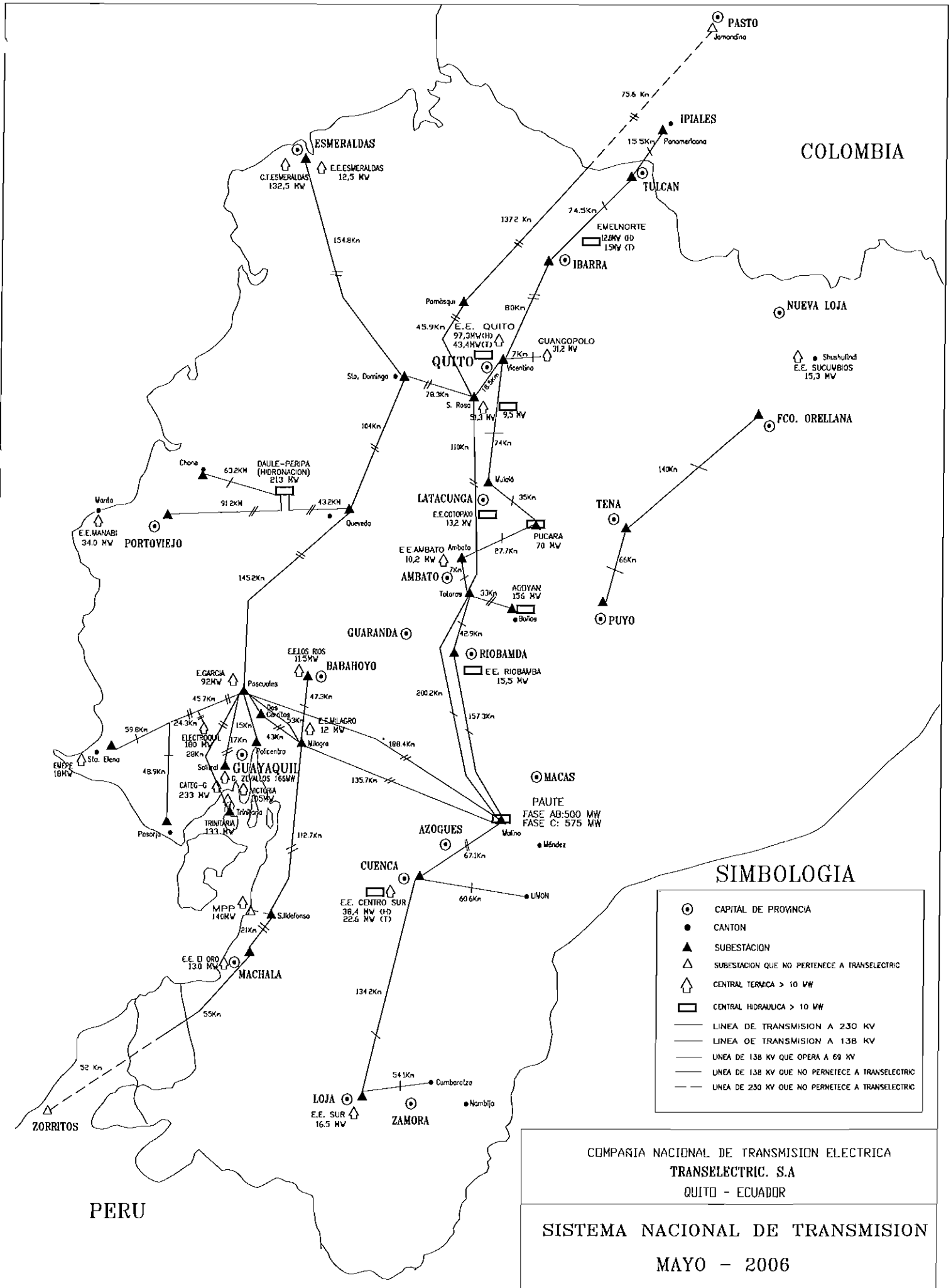
POTENCIA MÁXIMA NO COINCIDENTE	2186,3	2278,9	2374,1	2475,4	2589,9	2707,6	2819,3	2935,8	3063,7	3191,6

ANEXO A. 7	DEMANDA BASE (MÍNIMA)									6 de 7
Nombre de la barra	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**
Norte - Ibarra 69 kV	10,6	10,9	11,2	11,6	11,9	12,3	12,6	13,0	13,4	13,7
Norte - Ibarra 34.5 kV	7,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Norte - Ibarra nueva	10,7	16,7	17,2	17,7	18,3	18,8	19,3	19,9	20,5	21,0
Norte - Tulcán	4,7	4,9	5,0	5,1	5,3	5,5	5,6	5,8	5,9	6,1
EEQ - S. Rosa	54,2	56,0	58,1	60,1	62,4	64,5	66,5	68,7	71,1	73,9
EEQ - Vicentina	60,9	57,3	48,0	49,6	51,4	53,1	54,8	56,5	58,4	60,8
EEQ - S. Alegre	57,4	50,6	49,2	50,6	52,2	53,6	55,0	56,4	58,0	60,4
EEQ - E. Espejo	13,0	13,7	14,4	15,0	15,8	16,5	17,2	17,9	18,7	19,5
EEQ - S/E 19	23,0	24,0	22,8	23,8	24,8	23,8	24,7	25,7	26,7	27,8
EEQ - Pomasqui	18,8	19,9	21,1	22,4	23,7	21,4	22,6	21,3	22,6	23,5
EEQ - S/E 18	22,0	23,3	21,3	22,5	23,7	21,1	22,3	23,5	24,8	25,8
EEQ - Conocoto	4,9	5,2	5,4	5,7	6,0	6,3	6,6	7,0	7,3	7,6
EEQ - S. Rafael	12,3	13,1	13,9	14,8	15,7	16,7	17,6	18,6	19,7	20,5
EEQ - S/E 19 a 23 kV	5,9	6,2	6,6	6,9	7,3	7,6	8,0	8,4	8,9	9,2
EEQ - Chilibulo	-	8,4	8,7	8,9	9,2	9,4	9,6	9,9	10,1	10,5
EEQ - Aeropuerto	-	6,1	6,7	7,4	8,2	9,1	10,0	11,0	12,1	12,6
EEQ - Tumbaco	-	-	10,5	10,9	11,3	11,7	12,0	12,3	12,6	13,1
EEQ - Kennedy	-	-	8,6	9,0	9,4	13,6	14,2	14,8	15,5	16,1
EEQ - S. Antonio	-	-	-	-	-	5,7	5,9	8,6	9,0	9,4
Sto. Domingo	37,2	39,1	41,0	43,0	45,2	47,4	49,5	51,8	54,2	56,6
EECotopaxi - Mulalo	29,6	30,8	31,9	32,9	34,2	35,4	36,5	37,8	39,3	40,8
EECotopaxi - Ambato	4,3	4,5	4,7	4,8	5,0	5,2	5,3	5,5	5,7	6,0
Ambato - Ambato	7,3	7,6	7,9	8,2	8,6	8,9	9,2	9,6	10,0	10,4

ANEXO A. 7	DEMANDA BASE (MÍNIMA)									7 de 7
Nombre de la barra	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2016	2016
Ambato - Totoras	28,1	29,2	30,4	31,5	32,9	34,1	35,3	36,7	38,2	39,7
Ambato - Puyo	3,4	3,6	3,7	3,8	4,0	4,1	4,3	4,5	4,6	4,8
Ambato - Tena	2,4	2,5	2,6	2,7	2,8	2,9	3,0	3,2	3,3	3,4
Riobamba	22,5	23,1	23,6	24,1	24,7	25,2	25,7	26,2	26,8	27,4
Bolívar	5,9	6,0	6,1	6,2	6,3	6,4	6,5	6,6	6,7	6,9
Centro Sur - Azogues	9,0	9,3	9,5	9,7	9,9	10,2	10,4	10,7	10,9	11,2
Centro Sur - Cuenca	59,7	62,6	65,6	68,5	71,9	74,9	78,1	81,5	85,4	89,3
Centro Sur - Gualaceo	4,3	4,5	4,7	4,9	5,1	5,4	5,6	5,8	6,1	6,4
Centro Sur - Macas	3,7	3,9	4,1	4,3	4,5	4,7	4,9	5,1	5,3	5,6
Sur - Loja	19,3	20,0	20,6	21,2	22,0	19,6	20,2	20,7	21,4	22,1
Sur - Cumbaratza	-	-	-	-	-	3,0	3,1	3,3	3,4	3,5
Esmeraldas	40,5	42,1	43,7	45,4	47,3	49,2	51,1	53,2	55,4	57,6
Manabí - Portoviejo	48,8	51,5	54,4	57,2	60,5	38,2	40,2	42,3	44,6	46,9
Manabí - Chone	25,6	27,0	28,5	29,3	31,0	25,6	26,9	28,3	29,9	31,4
Manabí - Manta	39,5	41,7	44,0	47,0	49,7	45,5	47,9	50,4	53,1	55,8
Manabí - S. Cayetano	-	-	-	-	-	40,0	42,2	44,3	46,7	49,1
Categ - Pascuales	34,0	35,6	37,2	52,7	55,1	57,3	59,6	62,0	64,5	67,0
Categ – Policentro	76,5	70,6	73,7	76,9	80,3	68,9	71,7	74,5	77,5	80,6
Categ - Salitral	156,0	140,5	133,3	139,1	145,4	181,4	188,6	196,1	204,1	212,2
Categ - Trinitaria	67,1	70,2	73,3	76,5	79,9	77,0	80,0	83,2	86,6	90,0
Categ - Perimetral	68,9	82,3	85,9	76,3	79,7	83,0	86,2	89,6	93,3	97,0
Categ - Caraguay	37,1	62,2	78,8	82,2	85,9	78,9	82,0	85,2	88,7	92,2
CEDEGE Pascuales	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Emelgur - Dos Cerritos	52,7	56,1	59,5	63,2	68,3	72,4	76,8	82,5	87,6	92,7
Emelgur - Milagro	11,8	12,5	13,3	14,1	15,0	16,0	16,9	17,9	19,0	20,2
Emelgur - Pascuales	41,1	43,7	46,4	49,2	52,4	55,6	59,0	62,5	66,4	70,3
Emelgur - Quevedo	27,6	29,3	31,1	33,0	34,6	36,7	38,9	40,5	43,0	45,6
E.E. Sta. Elena - Sta. Elena	39,5	41,2	42,9	44,6	46,6	48,4	50,3	52,2	54,5	56,8
E.E. Sta. Elena - Posorja	14,4	15,0	15,6	16,2	17,0	17,6	18,3	19,0	19,9	20,7
Babahoyo	27,9	29,3	30,7	32,2	33,9	35,5	37,2	39,1	41,0	43,0
Milagro	60,3	63,4	66,7	70,2	74,3	78,2	82,2	86,2	90,7	95,2
Machala	14,7	15,3	16,0	16,7	17,6	25,7	26,9	28,1	33,7	35,2
Machala Perú	44,0	46,0	48,1	50,2	52,8	47,8	49,9	52,2	50,5	52,9
Sucumbíos - Coca	4,1	4,5	4,9	5,3	5,7	6,1	6,5	7,0	7,5	8,0
Sucumbíos – Jivino	9,6	10,6	11,5	12,3	13,3	14,2	15,2	16,3	17,4	18,6
Categ - Fca. Cemento HOLCIM	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0
Manabí - E/B Severino	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4
Sucumbíos - Petroindustrial	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0
Potencia Máxima no Coincidente	1560,4	1630,2	1701,2	1774,2	1856,5	1933,6	2013,6	2097,4	2189,2	2281,0

8. Centrales de Generación consideradas en los estudios de Expansión del S.N.T.

CENTRAL DE GENERACIÓN	POTENCIA INSTALADA (MW)	POSIBLE PUNTO DE INTERCONEXIÓN	FECHA DE INICIO DE OPERACIÓN
SIBIMBE	15	Babahoyo	Junio - 2006
TERMOGUAYAS (Barcazas Keppel)	150	Trinitaria (Esclusas)	Septiembre - 2006
ULYSEASS (Power Barge I y II)	30	Santa Elena	Octubre - 2006
	45		Octubre - 2006
ABANICO II	22,5	Cuenca	Enero - 2007
SALINAS - Eólico	10	Ibarra	Noviembre - 2007
INTERCONEXIÓN COLOMBIA	250	Pomasqui	Junio - 2007
OCAÑA	26	Cuenca	Febrero - 2009
TERMORIENTE	100	Fco. De Orellana	Diciembre - 2007
	170	Pifo	Agosto - 2009
SAN FRANCISCO	106	Totoras	Marzo - 2007
	106		Junio - 2007
MAZAR	95	Shoray	Febrero - 2009
	95		Marzo - 2009
MACHALA POWER II y III	95	San Idelfonso	Julio - 2008
	87		Marzo - 2011
LA ESPERANZA	6	Portoviejo	Junio - 2006
POZA HONDA	3	Portoviejo	Junio - 2006
CALOPE	15	Quevedo	Junio - 2006
AMPLIACIÓN I VALDEZ	30,5	Milagro	Diciembre - 2006
TOPO	22,8	Puyo	Octubre - 2007
JOSÉ DE TAMBO	8		Febrero - 2008
COCA C. SINCLAIR I	432	Pifo	Junio - 2015



COMPAÑIA NACIONAL DE TRANSMISION ELECTRICA
TRANSELECTRIC. S.A
QUITO - ECUADOR

SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION

MAYO - 2006

AREA: PLANIFICACION Y ESTUDIOS	Anexo A. 9	Gráfico 1

ANEXO B

CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS DE LOS CONDUCTORES ELÉCTRICOS PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

ANEXO B

1. **Valores de flechas de los conductores ACAR utilizados en el proceso de optimización de las líneas de transmisión.**

ANEXO B.1.	FLECHA PARA CONDICIONES NORMALES						1 de 3
Conductor	Carga de Rotura	Sección Total	Peso Total	ω	Vano	t_c	Flecha
Calibre	kg	mm^2	kg/km	$kg/m/mm^2$	m	kg/mm^2	m
550 ACAR	4903	369.15	768.5	0.002082	300	4.43	5.29
650 ACAR	5748	436.32	908.2	0.002081	300	4.39	5.33
700 ACAR	6191	469.90	978.1	0.002082	300	4.39	5.33
750 ACAR	6524	503.12	1048	0.002083	300	4.32	5.42
1000 ACAR	8889	672.88	1397	0.002076	300	4.40	5.30
1100 ACAR	9778	740.23	1537	0.002076	300	4.40	5.31
1200 ACAR	10495	807.27	1677	0.002077	300	4.33	5.39
2 * 700 ACAR	12382	15368.67	1956.2	0.000127	300	0.27	5.33
2 * 750 ACAR	13048	15902.74	2096	0.000132	300	0.27	5.42
2 * 850 ACAR	14542	16933.18	2376	0.000140	300	0.29	5.51
4 * 750 ACAR	26096	106323.30	4192	0.000039	300	0.08	5.42

ANEXO B.1.	FLECHA PARA CONDICIONES DE SOBRECARGA DE VIENTO							2 de 3
Conductor	Sección Total	Peso Total	m_D	ω	Vano	t_D	Sobrecarga de Viento	Flecha
Calibre	mm^2	kg/km		$kg/m/mm^2$	m	kg/mm^2	50 kg/m^2	m
550 ACAR	369.15	768.5	1.74	0.002082	300	5.57	90 km/h	7.336
650 ACAR	436.32	908.2	1.57	0.002081	300	5.10	90 km/h	7.206
700 ACAR	469.90	978.1	1.50	0.002082	300	4.98	90 km/h	7.072
750 ACAR	503.12	1048	1.45	0.002083	300	4.75	90 km/h	7.148
1000 ACAR	672.88	1397	1.27	0.002076	300	4.33	90 km/h	6.862
1100 ACAR	740.23	1537	1.23	0.002076	300	4.21	90 km/h	6.820
1200 ACAR	807.27	1677	1.20	0.002077	300	4.08	90 km/h	6.848
2 * 700 ACAR	15368.67	1956.2	1.15	0.000127	300	0.24	90 km/h	6.843
2 * 750 ACAR	15902.74	2096	1.13	0.000132	300	0.24	90 km/h	6.975
2 * 850 ACAR	16933.18	2376	1.10	0.000140	300	0.25	90 km/h	6.957
4 * 750 ACAR	106323.30	4192	1.03	0.000039	300	0.07	90 km/h	6.550

ANEXO B.1.	FLECHA PARA CONDICIONES DE TEMPERATURA MÁXIMA							3 de 3
Conductor	Carga de Rotura	Sección Total	Peso Total	ω	Vano	t_E	Temperatura Máxima	Flecha
Calibre	kg	mm^2	kg/km	$kg/m/mm^2$	m	kg/mm^2	°C	m
550 ACAR	4903	369.15	768.5	0.002082	300	2.810	45	8.335
650 ACAR	5748	436.32	908.2	0.002081	300	2.800	45	8.363
700 ACAR	6191	469.90	978.1	0.002082	300	2.800	45	8.363
750 ACAR	6524	503.12	1048	0.002083	300	2.780	45	8.429
1000 ACAR	8889	672.88	1397	0.002076	300	2.800	45	8342
1100 ACAR	9778	740.23	1537	0.002076	300	2.800	45	8.343
1200 ACAR	10495	807.27	1677	0.002077	300	2.780	45	8.407
2 * 700 ACAR	12382	15368.67	1956.2	0.000127	300	0.160	45	8.950
2 * 750 ACAR	13048	15902.74	2096	0.000132	300	0.170	45	8.722
2 * 850 ACAR	14542	16933.18	2376	0.000140	300	0.175	45	9.020
4 * 750 ACAR	26096	106323.3	4192	0.000039	300	0.050	45	8.871

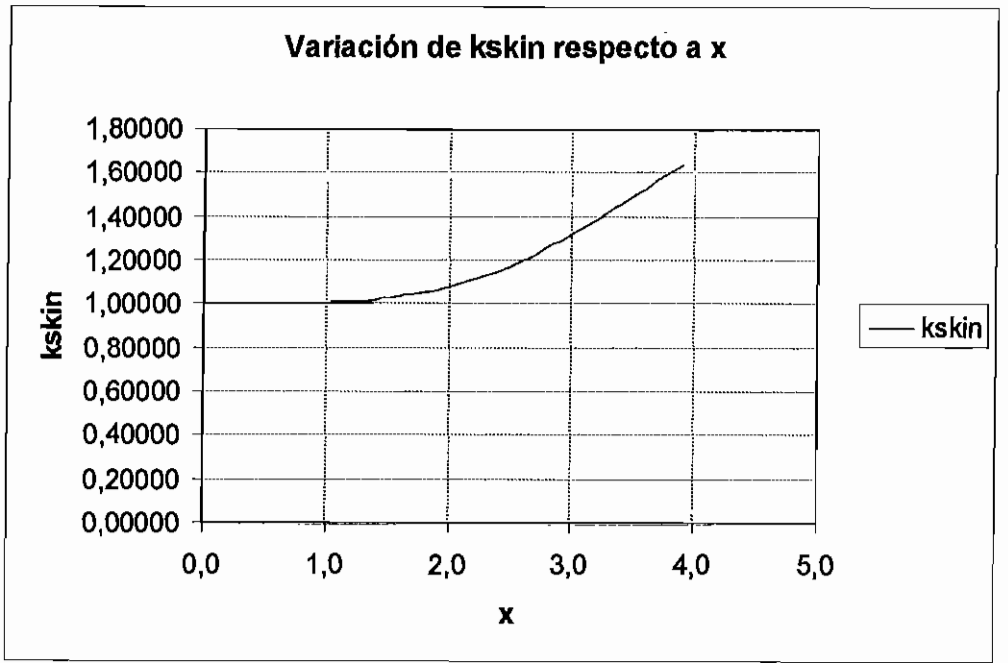
ANEXO C

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

1. Variación de kskin en función de x.

Anexo C.1.	
x	kskin
0,0	1,00000
0,1	1,00000
0,2	1,00001
0,3	1,00004
0,4	1,00013
0,5	1,00032
0,6	1,00067
0,7	1,00124
0,8	1,00212
0,9	1,00340
1,0	1,00519
1,1	1,00758
1,2	1,01071
1,3	1,01470
1,4	1,01969
1,5	1,02582
1,6	1,03323
1,7	1,04205
1,8	1,05240
1,9	1,06440
3,8	1,60314
3,9	1,64051

Anexo C.1.	
x	kskin
2,0	1,07816
2,1	1,09375
2,2	1,11126
2,3	1,13069
2,4	1,15207
2,5	1,17538
2,6	1,20056
2,7	1,22753
2,8	1,25620
2,9	1,28644
3,0	1,31809
3,1	1,35102
3,2	1,38504
3,3	1,41999
3,4	1,45570
3,5	1,49202
3,6	1,52879
3,7	1,56587
3,8	1,60314
3,9	1,64051
3,8	1,60314
3,9	1,64051



2. Características Conductores ACAR

ANEXO C.2	PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LOS CONDUCTORES SELECCIONADOS PARA LA OPTIMIZACIÓN												1 DE 4
Calibre AWG o kcmil	Número de Hilos		Diámetro Hilo	Área mm^2		Diámetro Conductor	Peso Conductor	Resistencia Eléctrica dc a 20 °C	Carga a La Rotura	Capacidad de Corriente	RMG	Reactancia Inductiva	Reactancia Capacitiva
	Aluminio	Aleación de Aluminio	mm	Aluminio	Aleación de Aluminio	mm	kg/km	ohm/km	kg	A	mm	ohm/km	ohm/km
250	12	7	2.914	80.01	46.67	14.57	348.8	0.239	2814	365	5.52	0.3024	0.1782
250	15	4	2.914	100.0	26.67	14.57	349.1	0.234	2488	369	5.52	0.3024	0.1782
300	12	7	3.192	96.01	56.00	15.96	418.6	0.199	3344	409	6.05	0.2956	0.1739
300	15	4	3.192	120.0	32.00	15.96	418.9	0.195	2947	413	6.05	0.2956	0.1739
350	12	7	3.448	112.0	65.34	17.24	488.3	0.171	3816	451	6.53	0.2898	0.1702
350	15	4	3.448	140.0	37.34	17.24	488.7	0.167	3389	455	6.53	0.2898	0.1702
400	12	7	3.686	128.0	74.67	18.43	558.1	0.150	4318	490	6.98	0.2847	0.1670
400	15	4	3.686	160.0	42.67	18.43	558.6	0.146	3821	495	6.98	0.2847	0.1670
450	12	7	3.909	144.0	84.01	19.54	627.8	0.133	4809	527	7.41	0.2803	0.1642
450	15	4	3.909	180.0	48.00	19.54	628.4	0.130	4240	532	7.41	0.2803	0.1642
500	12	7	4.121	160.0	93.34	20.60	697.6	0.120	5344	563	7.81	0.2763	0.1617
500	18	19	2.953	123.3	130.1	20.67	697.0	0.122	6001	559	7.94	0.2751	0.1615
500	24	13	2.953	164.3	89.02	20.67	697.7	0.119	5395	564	7.94	0.2751	0.1615
500	30	7	2.953	205.4	47.93	20.67	698.3	0.117	4901	570	7.94	0.2751	0.1615
500	33	4	2.953	226.0	27.39	20.67	698.6	0.115	4530	573	7.94	0.2751	0.1615
550	12	7	4.322	176.0	102.7	21.61	767.4	0.109	5878	598	8.19	0.2727	0.1594
550	15	4	4.322	220.0	58.67	21.61	768.0	0.106	5182	603	8.19	0.2727	0.1594
550	18	19	3.097	135.6	143.1	21.68	766.7	0.111	6555	593	8.32	0.2715	0.1593
550	24	13	3.097	180.8	97.92	21.68	767.4	0.109	5875	599	8.32	0.2715	0.1593
550	30	7	3.097	226.0	52.72	21.68	768.1	0.106	5317	605	8.32	0.2715	0.1593
550	33	4	3.097	248.6	30.13	21.68	768.5	0.105	4903	608	8.32	0.2715	0.1593
600	12	7	4.514	192.0	112.0	22.57	837.1	0.0997	6413	631	8.55	0.2694	0.1573
600	15	4	4.514	240.0	64.01	22.57	837.9	0.0974	5654	637	8.55	0.2694	0.1573
600	18	19	3.235	147.9	156.1	22.64	836.4	0.1020	7151	626	8.69	0.2682	0.1572
600	24	13	3.235	197.2	106.8	22.64	837.2	0.0995	6409	632	8.69	0.2682	0.1572
600	30	7	3.235	246.5	57.52	22.64	838.0	0.0971	5800	638	8.69	0.2682	0.1572
600	33	4	3.235	271.2	32.87	22.64	838.3	0.0960	5349	641	8.69	0.2682	0.1572
650	18	19	3.367	160.2	169.1	23.57	906.1	0.0941	7534	658	9.05	0.2652	0.1553

Anexo C.2	Principales Características de los Conductores Seleccionados para la Optimización												2 de 4
Calibre AWG o kcmil	Número de Hilos		Diámetro Hilo	Área mm^2		Diámetro Conductor	Peso Conductor	Resistencia Eléctrica dc a 20 °C	Carga a La Rotura	Capacidad de Corriente	RMG	Reactancia Inductiva	Reactancia Capacitiva
	Aluminio	Aleación de Aluminio	mm	Aluminio	Aleación de Aluminio	mm	kg/km	ohm/km	kg	A	mm	ohm/km	ohm/km
650	24	13	3.367	213.6	115.7	23.57	907.0	0.0918	6797	664	9.05	0.2652	0.1553
650	30	7	3.367	267.0	62.31	23.57	907.8	0.0897	6202	671	9.05	0.2652	0.1553
650	33	4	3.367	293.8	35.61	23.57	908.2	0.0886	5748	674	9.05	0.2652	0.1553
700	18	19	3.494	172.6	182.1	24.46	975.9	0.0874	8114	688	9.39	0.2624	0.1535
700	24	13	3.494	230.1	124.6	24.46	976.7	0.0853	7320	695	9.39	0.2624	0.1535
700	30	7	3.494	287.6	67.10	24.46	977.6	0.0833	6679	702	9.39	0.2624	0.1535
700	33	4	3.494	316.3	38.35	24.46	978.1	0.0823	6191	705	9.39	0.2624	0.1535
750	18	19	3.617	184.9	195.2	25.31	1046	0.0816	8631	718	9.72	0.2598	0.1519
750	24	13	3.617	246.5	133.5	25.31	1046	0.0796	7762	726	9.72	0.2598	0.1519
750	30	7	3.617	308.1	71.90	25.31	1047	0.0777	7056	733	9.72	0.2598	0.1519
750	33	4	3.617	338.9	41.08	25.31	1048	0.0768	6524	736	9.72	0.2598	0.1519
800	18	19	3.735	197.2	208.2	26.14	1115	0.0765	9206	748	10.04	0.2574	0.1503
800	24	13	3.735	262.9	142.4	26.14	1116	0.0746	8280	755	10.04	0.2574	0.1503
800	30	7	3.735	328.7	76.69	26.14	1117	0.0728	7526	762	10.04	0.2574	0.1503
800	33	4	3.735	361.5	43.82	26.14	1118	0.0720	6959	766	10.04	0.2574	0.1503
850	18	19	3.850	209.5	221.2	26.95	1185	0.0720	9711	776	10.35	0.2551	0.1489
850	24	13	3.850	279.4	151.3	26.95	1186	0.0702	8706	784	10.35	0.2551	0.1489
850	30	7	3.850	349.2	81.48	26.95	1187	0.0686	7882	791	10.35	0.2551	0.1489
850	33	4	3.850	384.1	46.56	26.95	1188	0.0678	7271	795	10.35	0.2551	0.1489
900	18	19	3.962	221.9	234.2	27.73	1255	0.0680	10282	804	10.65	0.2529	0.1475
900	24	13	3.962	295.8	160.2	27.73	1256	0.0663	9218	812	10.65	0.2529	0.1475
900	30	7	3.962	369.8	86.28	27.73	1257	0.0648	8346	819	10.65	0.2529	0.1475
900	33	4	3.962	406.7	49.30	27.73	1257	0.0640	7699	823	10.65	0.2529	0.1475
950	18	19	4.071	234.2	247.2	28.49	1324	0.0644	10853	831	10.94	0.2509	0.1462
950	24	13	4.071	312.2	169.1	28.49	1326	0.0628	9730	839	10.94	0.2509	0.1462
950	30	7	4.071	390.3	91.07	28.49	1327	0.0613	8810	847	10.94	0.2509	0.1462
950	33	4	4.071	429.3	52.04	28.49	1327	0.0606	8127	851	10.94	0.2509	0.1462
1000	18	19	4.176	246.5	260.2	29.23	1394	0.0612	11424	857	11.22	0.2489	0.1450
1000	24	13	4.176	328.7	178.0	29.23	1395	0.0597	10242	865	11.22	0.2489	0.1450
1000	30	7	4.176	410.8	95.86	29.23	1397	0.0583	9273	874	11.22	0.2489	0.1450
1000	33	4	4.176	451.9	54.78	29.23	1397	0.0576	8555	878	11.22	0.2489	0.1450
1000	33	28	3.253	274.1	232.6	29.27	1394	0.0607	10981	860	11.30	0.2484	0.1449

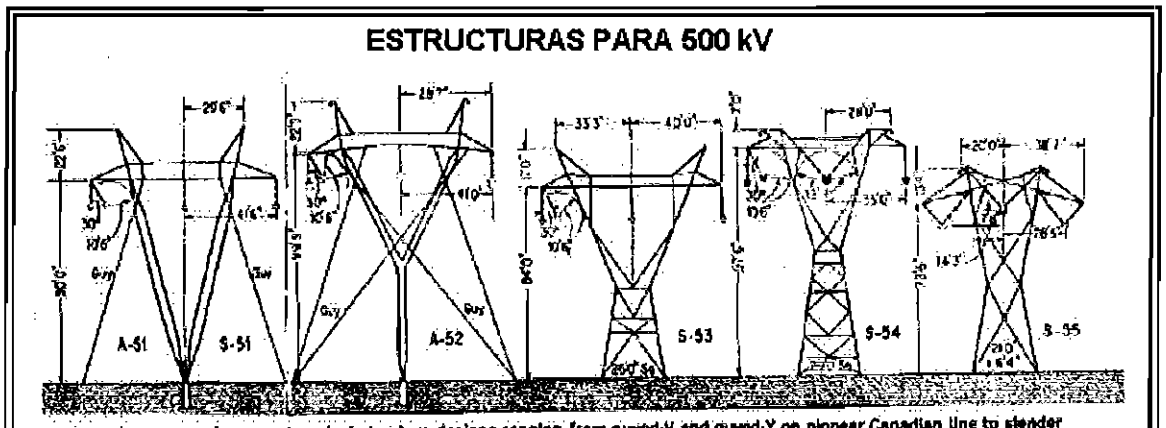
Anexo C.2	Principales Características de los Conductores Seleccionados para la Optimización												3 de 4
Calibre AWG o kcmil	Número de Hilos		Diámetro Hilo	Área mm^2		Diámetro Conductor	Peso Conductor	Resistencia Eléctrica dc a 20 °C	Carga a La Rotura	Capacidad de Corriente	RMG	Reactancia Inductiva	Reactancia Capacitiva
	Aluminio	Aleación de Aluminio	mm	Aluminio	Aleación de Aluminio	mm	kg/km	ohm/km	kg	A	mm	ohm/km	ohm/km
1000	42	19	3.253	348.9	157.8	29.27	1396	0.0593	10211	868	11.30	0.2484	0.1449
1000	48	13	3.253	398.7	108.0	29.27	1396	0.0585	9462	873	11.30	0.2484	0.1449
1000	54	7	3.253	448.6	58.15	29.27	1397	0.0577	8889	878	11.30	0.2484	0.1449
1100	18	19	4.380	271.2	286.2	30.66	1533	0.0556	12567	908	11.77	0.2453	0.1427
1100	24	13	4.380	361.5	195.8	30.66	1535	0.0543	11267	917	11.77	0.2453	0.1427
1100	30	7	4.380	451.9	105.4	30.66	1536	0.0530	10201	926	11.77	0.2453	0.1427
1100	33	4	4.380	497.1	60.26	30.66	1537	0.0524	9410	930	11.77	0.2453	0.1427
1100	33	28	3.411	301.5	255.8	30.70	1534	0.0552	12079	911	11.85	0.2449	0.1427
1100	42	19	3.411	383.8	173.6	30.70	1535	0.0539	11232	919	11.85	0.2449	0.1427
1100	48	13	3.411	438.6	118.8	30.70	1536	0.0532	10408	925	11.85	0.2449	0.1427
1100	54	7	3.411	493.4	63.96	30.70	1537	0.0524	9778	930	11.85	0.2449	0.1427
1200	18	19	4.575	295.8	312.2	32.02	1673	0.0510	13709	957	12.30	0.2421	0.1407
1200	24	13	4.575	394.4	213.6	32.02	1674	0.0497	12291	966	12.30	0.2421	0.1407
1200	30	7	4.575	493.0	115.0	32.02	1676	0.0486	11128	975	12.30	0.2421	0.1407
1200	33	4	4.575	542.3	65.74	32.02	1677	0.0480	10265	980	12.30	0.2421	0.1407
1200	33	28	3.563	328.9	279.1	32.06	1673	0.0506	13069	960	12.38	0.2416	0.1406
1200	48	13	3.563	478.5	129.6	32.06	1676	0.0487	11201	974	12.38	0.2416	0.1406
1200	54	7	3.563	538.3	69.78	32.06	1677	0.0480	10495	980	12.38	0.2416	0.1406
1250	18	19	4.669	308.1	325.3	32.68	1743	0.0489	14280	981	12.55	0.2405	0.1397
1250	24	13	4.669	410.8	222.5	32.68	1744	0.0478	12803	990	12.55	0.2405	0.1397
1250	30	7	4.669	513.6	119.8	32.68	1746	0.0466	11592	999	12.55	0.2405	0.1397
1250	33	4	4.669	564.9	68.47	32.68	1747	0.0461	10693	1004	12.55	0.2405	0.1397
1250	33	28	3.636	342.7	290.7	32.72	1743	0.0485	13614	984	12.63	0.2400	0.1396
1250	42	19	3.636	436.1	197.3	32.72	1745	0.0475	12621	993	12.63	0.2400	0.1396
1250	48	13	3.636	498.4	135.0	32.72	1746	0.0468	11668	998	12.63	0.2400	0.1396
1300	18	19	4.762	320.5	338.3	33.33	1812	0.0471	14852	1004	12.80	0.2390	0.1387
1300	24	13	4.762	427.3	231.4	33.33	1814	0.0459	13315	1014	12.80	0.2390	0.1387
1300	30	7	4.762	534.1	124.6	33.33	1816	0.0448	12056	1023	12.80	0.2390	0.1387
1300	33	4	4.762	587.5	71.21	33.33	1816	0.0443	11121	1028	12.80	0.2390	0.1387
1300	33	28	3.709	356.4	302.4	33.37	1813	0.0467	14158	1008	12.88	0.2386	0.1387
1300	42	19	3.709	453.5	205.2	33.37	1814	0.0456	13125	1016	12.88	0.2386	0.1387
1300	48	13	3.709	518.3	140.4	33.37	1815	0.0450	12134	1022	12.88	0.2386	0.1387

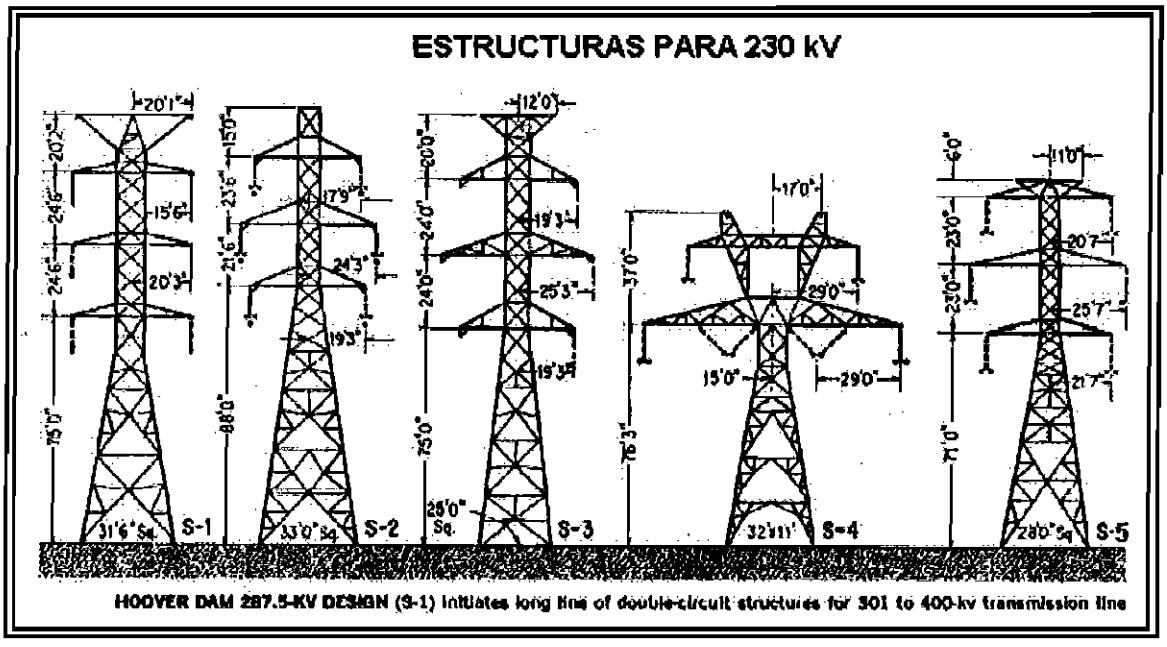
Anexo C.2	Principales Características de los Conductores Seleccionados para la Optimización												4 de 4
Calibre AWG o kcmil	Número de Hilos		Diámetro Hilo	Área mm^2		Diámetro Conductor	Peso Conductor	Resistencia Eléctrica dc a 20 °C	Carga a La Rotura	Capacidad de Corriente	RMG	Reactancia Inductiva	Reactancia Capacitiva
	Aluminio	Aleación de Aluminio	mm	Aluminio	Aleación de Aluminio	mm	kg/km	ohm/km	kg	A	mm	ohm/km	Ohm/km
1300	54	7	3.709	583.1	75.59	33.37	1816	0.0443	11369	1028	12.88	0.2386	0.1387
1400	33	28	3.848	383.8	325.6	34.63	1952	0.0433	15122	1053	13.37	0.2358	0.1369
1400	42	19	3.848	488.4	221.0	34.63	1954	0.0424	13975	1062	13.37	0.2358	0.1369
1400	48	13	3.848	558.2	151.2	34.63	1955	0.0418	12889	1068	13.37	0.2358	0.1369
1400	54	7	3.848	628.0	81.41	34.63	1956	0.0412	12043	1074	13.37	0.2358	0.1369
1500	33	28	3.984	411.2	348.9	35.85	2092	0.0404	16202	1097	13.84	0.2332	0.1353
1500	42	19	3.984	523.3	236.7	35.85	2093	0.0396	14974	1106	13.84	0.2332	0.1353
1500	48	13	3.984	598.1	162.0	35.85	2095	0.0390	13810	1112	13.84	0.2332	0.1353
1500	54	7	3.984	672.8	87.22	35.85	2096	0.0384	12903	1118	13.84	0.2332	0.1353

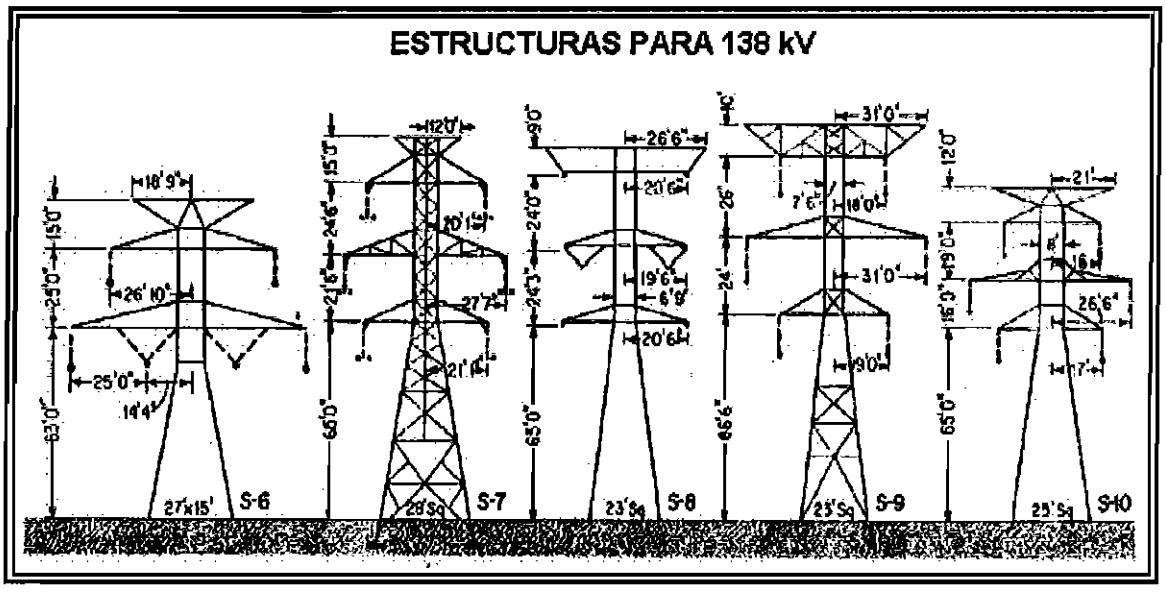
3. Características de los Aisladores para 138 kV, 230 kV y 500 kV.

ANEXO C.3. AISLADORES PARA 138 KV, 230 KV Y 500 KV			1 DE 1
Número de Catálogo	**Especificaciones**		
	9510138	**9510230**	**9510500**
Voltage Class, kV	138	230	500
Low Frequency Wet Flashover (kV)	300	395	740
Low Frequency Dry Flashover (kV)	330	450	920
Critical Impulse Flashover – Positive (kV)	550	1000	2250
Specified mechanical load (Lbs)	20000	20000	35000
Unit Length (inches)	48.82	88.19	175.2
Minimum Creepage Distance (inches)	113	198	496
Minimum Dry Arching Distance (inches)	42	74.8	157.5
Shed Material	Silicone	Silicone	Silicone
End Fitting Material	Forged Steel	Forged Steel	Forged Steel

4. Tipos de estructuras usadas en líneas de transmisión de energía eléctrica







ANEXO D

COSTOS TOTALES DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

ANEXO D

D.1. Total Apoyos y Aisladores usados en las Líneas de Transmisión, 138 kV.

Anexo D.1	L/T 4 esquinas - San Cayetano			1 de 4
Apoyos	**Cantidad**	**Cadena de Aisladores por Apoyo**	**Número de Aisladores por cadena**	**Total de Aisladores**
De Alineación	22	3	10	660
De Ángulo	2	6	10	120
De Anclaje	1	6	10	60
De Fin de Línea	2	6	10	120
TOTAL	27			960

Anexo D.1	L/T Lago de Chongón - Santa Elena			
Apoyos	**Cantidad**	**Cadena de Aisladores por Apoyo**	**Número de Aisladores por cadena**	**Total de Aisladores**
De Alineación	249	3 * 2	10	14940
De Ángulo	12	6 * 2	10	1440
De Anclaje	8	6 * 2	10	960
De Fin de Línea	2	6 * 2	10	240
	271			17580

Anexo D.1	L/T Baños - Puyo			
Apoyos	**Cantidad**	**Cadena de Aisladores por Apoyo**	**Número de Aisladores por cadena**	**Total de Aisladores**
De Alineación	166	3	13	6474
De Ángulo	8	6	13	624
De Anclaje	5	6	13	390
De Fin de Línea	2	6	13	156
	181			7644

Anexo D.1	L/T Trinitaria - Salitral			
Apoyos	**Cantidad**	**Cadena de Aisladores por Apoyo**	**Número de Aisladores por cadena**	**Total de Aisladores**
De Alineación	34	3 * 2	10	2040
De Ángulo	2	6 * 2	10	240
De Anclaje	2	6 * 2	10	240
De Fin de Línea	2	6 * 2	10	240
TOTAL	40			2760

2.- Total Apoyos y Aisladores usados en las Líneas de Transmisión, 230 kV.

Anexo D.1	L/T Milagro - Machala			2 de 4
Apoyos	**Cantidad**	**Cadena de Aisladores por Apoyo**	**Número de aisladores por cadena**	**Total de Aisladores**
De Alineación	414	3 * 2	16	39744
De Ángulo	20	6 * 2	16	3840
De Anclaje	14	6 * 2	16	2688
De Fin de Línea	2	6 * 2	16	384
TOTAL	450			46656

Anexo D.1	L/T Quevedo – San Cayetano			
Apoyos	**Cantidad**	**Cadena de Aisladores por Apoyo**	**Número de Aisladores por cadena**	**Total de Aisladores**
De Alineación	338	3 * 2	16	32448
De Ángulo	16	6 * 2	16	3072
De Anclaje	11	6 * 2	16	2112
De Fin de Línea	2	6 * 2	16	384
	367			38016

Anexo D.1	L/T Zhoray - Sinincay			
Apoyos	**Cantidad**	**Cadena de Aisladores por Apoyo**	**Número de Aisladores por cadena**	**Total de Aisladores**
De Alineación	159	3	23	10971
De Ángulo	7	6	23	966
De Anclaje	5	6	23	690
De Fin de Línea	2	6	23	276
	173			12903

Anexo D.1	L/T Pomasqui - Frontera			
Apoyos	**Cantidad**	**Cadena de Aisladores por Apoyo**	**Número de aisladores por cadena**	**Total de Aisladores**
De Alineación	421	3 *2	23	58098
De Ángulo	20	6 *2	23	5520
De Anclaje	14	6 *2	23	3864
De Fin de Línea	2	6 *2	23	552
TOTAL	457			68034

Anexo D.1	L/T Santa Rosa - Pomasqui			3 de 4
Apoyos	**Cantidad**	**Cadena de Aisladores por Apoyo**	**Número de aisladores por cadena**	**Total de Aisladores**
De Alineación	200	3 * 2	23	27600
De Ángulo	9	6 * 2	23	2484
De Anclaje	6	6 * 2	23	1656
De Fin de Línea	2	6 * 2	23	552
TOTAL	217			33292

Anexo D.1	L/T Milagro – Las Esclusas			
Apoyos	**Cantidad**	**Cadena de Aisladores por Apoyo**	**Número de aisladores por cadena**	**Total de Aisladores**
De Alineación	184	3 * 2	16	17664
De Ángulo	8	6 * 2	16	1536
De Anclaje	6	6 * 2	16	1152
De Fin de Línea	2	6 * 2	16	384
TOTAL	200			20736

Anexo D.1	L/T Totoras - Quevedo			
Apoyos	**Cantidad**	**Cadena de Aisladores por Apoyo**	**Número de aisladores por cadena**	**Total de Aisladores**
De Alineación	476	3 * 2	16	45696
De Ángulo	24	6 * 2	16	4608
De Anclaje	15	6 * 2	16	2880
De Fin de Línea	2	6 * 2	16	384
TOTAL	517			53568

Anexo D.1	L/T Trinitaria – Las Esclusas			
Apoyos	**Cantidad**	**Cadena de Aisladores por Apoyo**	**Número de aisladores por cadena**	**Total de Aisladores**
De Alineación	16	3 * 2	16	1536
De Ángulo	1	6 * 2	16	192
De Anclaje	1	6 * 2	16	192
De Fin de Línea	2	6 * 2	16	384
TOTAL	20			2304

3.- Total Apoyos y Aisladores usados en las Líneas de Transmisión, 500 kV.

Anexo D.1	L/T Pifo – Yaguachi			4 de 4
Apoyos	**Cantidad**	**Cadena de Aisladores por Apoyo**	**Número de aisladores por cadena**	**Total de Aisladores**
De Alineación	922	3	51	141066
De Ángulo	45	6	51	13770
De Anclaje	31	6	51	9486
De Fin de Línea	2	6	51	612
TOTAL	1000			164934

4. Costos De Aisladores y Estructuras para Las líneas de Transmisión a incorporarse.

Anexo D.1.	Línea de Transmisión 4 Esquinas – San Cayetano, 138 kV								1 de 13
	Torres				Aisladores		Precio Aisladores		Total Precio Aisladores
Apoyos	Cantidad	Cabeza de Torre con crucetas	Cuerpo principal de torre	Total	Suspensión	Retención	Suspensión	Retención	
De Alineación	22	3379	4028	162954	17	25	330	330	13860
De Ángulo	2	4174	5071	18490	17	25	60	60	2520
De Anclaje	1	4174	5071	9245	17	25	30	30	1260
De Fin de Línea	2	4174	5071	18490	17	25	60	60	2520
			Total	209179				Total	20160

Anexo D.1.	Línea de Transmisión Lago de Chongón – Santa Elena, 138 kV								2 de 13
	Torres				Aisladores		Precio Aisladores		Total Precio Aisladores
Apoyos	Cantidad	Cabeza de Torre con crucetas	Cuerpo principal de torre	Total	Suspensión	Retención	Suspensión	Retención	
De Alineación	249	3379	4028	1844343	17	25	7470	7470	313740
De Ángulo	12	4174	5071	110940	17	25	720	720	30240
De Anclaje	8	4174	5071	73960	17	25	480	480	20160
De Fin de Línea	2	4174	5071	18490	17	25	120	120	5040
			Total	2047733				Total	369180

Anexo D.1.	Línea de Transmisión Baños – Puyo, 138 kV								3 de 13
	Torres				Aisladores		Precio Aisladores		Total Precio Aisladores
Apoyos	Cantidad	Cabeza de Torre con crucetas	Cuerpo principal de torre	Total	Suspensión	Retención	Suspensión	Retención	
De Alineación	166	3379	4028	1229562	17	25	3237	3237	135954
De Ángulo	8	4174	5071	73960	17	25	312	312	13104
De Anclaje	5	4174	5071	46225	17	25	195	195	8190
De Fin de Línea	2	4174	5071	18490	17	25	78	78	3276
			Total	1368237				Total	160524

Anexo D.1.	Línea de Transmisión Trinitaria – Salitral, 138 kV								4 de 13
	Torres				Aisladores		Precio Aisladores		Total Precio Aisladores
Apoyos	Cantidad	Cabeza de Torre con crucetas	Cuerpo principal de torre	Total	Suspensión	Retención	Suspensión	Retención	
De Alineación	34	3379	4028	251838	17	25	1020	1020	42840
De Ángulo	2	4174	5071	18490	17	25	120	120	5040
De Anclaje	2	4174	5071	18490	17	25	120	120	5040
De Fin de Línea	2	4174	5071	18490	17	25	120	120	5040
			Total	307308				Total	57960

Anexo D.1.	Línea de Transmisión Milagro – Machala, 230 kV								5 de 13
	Torres				Aisladores		Precio Aisladores		Total Precio Aisladores
Apoyos	Cantidad	Cabeza de Torre con crucetas	Cuerpo principal de torre	Total	Suspensión	Retención	Suspensión	Retención	
De Alineación	414	3379	4028	3066498	17	25	19872	19872	834624
De Ángulo	20	4174	5071	184900	17	25	1920	1920	80640
De Anclaje	14	4174	5071	129430	17	25	1344	1344	56448
De Fin de Línea	2	4174	5071	18490	17	25	192	192	8064
			Total	3399318				Total	979776

Anexo D.1.	Línea de Transmisión Quevedo – San Cayetano, 230 kV								6 de 13
	Torres				Aisladores		Precio Aisladores		Total Precio Aisladores
Apoyos	Cantidad	Cabeza de Torre con crucetas	Cuerpo principal de torre	Total	Suspensión	Retención	Suspensión	Retención	
De Alineación	338	3379	4028	2503566	17	25	16224	16224	681408
De Ángulo	16	4174	5071	147920	17	25	1536	1536	64512
De Anclaje	11	4174	5071	101695	17	25	1056	1056	44352
De Fin de Línea	2	4174	5071	18490	17	25	192	192	8064
			Total	2771671				Total	798336

Anexo D.1.	Línea de Transmisión Zhoray – Sinincay, 230 kV								7 de 13
	Torres				Aisladores		Precio Aisladores		Total Precio Aisladores
Apoyos	Cantidad	Cabeza de Torre con crucetas	Cuerpo principal de torre	Total	Suspensión	Retención	Suspensión	Retención	
De Alineación	159	3379	4028	1177713	17	25	5485.5	5485.5	230391
De Ángulo	7	4174	5071	64715	17	25	483	483	20286
De Anclaje	5	4174	5071	46225	17	25	345	345	14490
De Fin de Línea	2	4174	5071	18490	17	25	138	138	5796
			Total	1307143				Total	270963

Anexo D.1.	Línea de Transmisión Pomasqui – Frontera, 230 kV								8 de 13
	Torres				Aisladores		Precio Aisladores		Total Precio Aisladores
Apoyos	Cantidad	Cabeza de Torre con crucetas	Cuerpo principal de torre	Total	Suspensión	Retención	Suspensión	Retención	
De Alineación	421	3379	4028	3118347	17	25	29049	29049	1220058
De Ángulo	20	4174	5071	184900	17	25	2760	2760	115920
De Anclaje	14	4174	5071	129430	17	25	1932	1932	81144
De Fin de Línea	2	4174	5071	18490	17	25	276	276	11592
			Total	3451167				Total	1428714

Anexo D.1.	Línea de Transmisión Santa Rosa – Pomasqui, 230 kV								9 de 13
	Torres				Aisladores		Precio Aisladores		Total Precio Aisladores
Apoyos	Cantidad	Cabeza de Torre con crucetas	Cuerpo principal de torre	Total	Suspensión	Retención	Suspensión	Retención	
De Alineación	421	3379	4028	3118347	17	25	29049	29049	1220058
De Ángulo	20	4174	5071	184900	17	25	2760	2760	115920
De Anclaje	14	4174	5071	129430	17	25	1932	1932	81144
De Fin de Línea	2	4174	5071	18490	17	25	276	276	11592
			Total	3451167				Total	1428714

Anexo D.1.	Línea de Transmisión Milagro – Las Esclusas, 230 kV								10 de 13
	Torres				Aisladores		Precio Aisladores		Total Precio Aisladores
Apoyos	Cantidad	Cabeza de Torre con crucetas	Cuerpo principal de torre	Total	Suspensión	Retención	Suspensión	Retención	
De Alineación	184	3379	4028	1362888	17	25	8832	8832	370944
De Ángulo	8	4174	5071	73960	17	25	768	768	32256
De Anclaje	6	4174	5071	55470	17	25	576	576	24192
De Fin de Línea	2	4174	5071	18490	17	25	192	192	8064
			Total	1510808				Total	435456

Anexo D.1.	Línea de Transmisión Totoras – Quevedo, 230 kV								11 de 13
	Torres				Aisladores		Precio Aisladores		Total Precio Aisladores
Apoyos	Cantidad	Cabeza de Torre con crucetas	Cuerpo principal de torre	Total	Suspensión	Retención	Suspensión	Retención	
De Alineación	476	3379	4028	3525732	17	25	22848	22848	959616
De Ángulo	24	4174	5071	221880	17	25	2304	2304	96768
De Anclaje	15	4174	5071	138675	17	25	1440	1440	60480
De Fin de Línea	2	4174	5071	18490	17	25	192	192	8064
			Total	3904777				Total	1124928

Anexo D.1.	Línea de Transmisión Trinitaria – Las Esclusas, 230 kV								12 de 13
	Torres				Aisladores		Precio Aisladores		Total Precio Aisladores
Apoyos	Cantidad	Cabeza de Torre con crucetas	Cuerpo principal de torre	Total	Suspensión	Retención	Suspensión	Retención	
De Alineación	16	3379	4028	118512	17	25	768	768	32256
De Ángulo	1	4174	5071	9245	17	25	96	96	4032
De Anclaje	1	4174	5071	9245	17	25	96	96	4032
De Fin de Línea	2	4174	5071	18490	17	25	192	192	8064
			Total	155492				Total	48384

Anexo D.1.	Línea de Transmisión Pifo – Yaguachi, 500 kV								13 de 13
	Torres				Aisladores		Precio Aisladores		Total Precio Aisladores
Apoyos	Cantidad	Cabeza de Torre con crucetas	Cuerpo principal de torre	Total	Suspensión	Retención	Suspensión	Retención	
De Alineación	922	3379	4028	6829254	17	25	70533	70533	2962386
De Ángulo	45	4174	5071	416025	17	25	6885	6885	289170
De Anclaje	31	4174	5071	286595	17	25	4743	4743	199206
De Fin de Línea	2	4174	5071	18490	17	25	306	306	12852
			Total	7550364				Total	3463614

5. Costos Totales de las Líneas de Transmisión a incorporarse

Anexo D.1.	Costos Totales			
Línea de Transmisión 4 Esquinas - San Cayetano				
Voltaje	Torres	Aisladores	Conductor	Total
138 kV	209179	20160	76776	306115
Línea de Transmisión Lago de Chongón - Santa Elena				
Voltaje	Torres	Aisladores	Conductor	Total
138 kV	2047733	369180	3043872	5460785
Línea de Transmisión Baños – Puyo				
Voltaje	Torres	Aisladores	Conductor	Total
138 kV	1368237	160524	729911.4	2258672.4
Línea de Transmisión Trinitaria – Salitral				
Voltaje	Torres	Aisladores	Conductor	Total
138 kV	307308	57960	760644	1125912
Línea de Transmisión Milagro – Machala				
Voltaje	Torres	Aisladores	Conductor	Total
230 kV	3399318	979776	8684019	13063113
Línea de Transmisión Quvedo – San Cayetano				
Voltaje	Torres	Aisladores	Conductor	Total
230 kV	2771671	798336	6346890	9916897
Línea de Transmisión Zhoray – Sinicay				
Voltaje	Torres	Aisladores	Conductor	Total
230 kV	1307143	270963	749580	2327686
Línea de Transmisión Pomasqui – Frontera				
Voltaje	Torres	Aisladores	Conductor	Total
230 kV	3451167	1428714	8684019	13563900
Línea de Transmisión Santa Rosa – Pomasqui				
Voltaje	Torres	Aisladores	Conductor	Total
230 kV	3451167	1428714	4497480	9377361
Línea de Transmisión Milagro - Las Esclusas				
Voltaje	Torres	Aisladores	Conductor	Total
230 kV	1510808	435456	5886000	7832264
Línea de Transmisión Totoras – Quevedo				
Voltaje	Torres	Aisladores	Conductor	Total
230 kV	3904777	1124928	12524310	17554015
Línea de Transmisión Trinitaria - Las Esclusas				
Voltaje	Torres	Aisladores	Conductor	Total
230 kV	155492	48384	518940	722816
Línea de Transmisión Pifo – Yaguachi				
Voltaje	Torres	Aisladores	Conductor	Total
500 kV	7550364	3463614	25947000	36960978

ANEXO D.2

1.- Características Principales de las Nuevas Líneas de Transmisión del Sistema Nacional de Transmisión.

ANEXO D.2.	PARÁMETROS PRINCIPALES DE LAS NUEVAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL S.N.T.					1 DE 2
Línea	Voltaje	Impedancia	Admitancia	Impedancia Natural	Potencia Natural	Corriente (Límite Térmico)
	kV	Ω	Ω^{-1}	Ω	MW	A
Cuenca - Loja	138	$69.8466\angle 74.1168°$	$0.000926\angle 88.4088°$	$274.6219\angle -7.1460°$	69.346	608
4 Esquinas - San Cayetano	138	$4.0242\angle 77.9518°$	$2.6754\times 10^{-5}\angle 88.3811°$	$387.7582\angle -5.2146°$	49.113	608
Lago de Chongón - Santa Elena	138	$19.4922\angle 79.3522°$	$0.00056\angle 88.6051°$	$185.1153\angle -4.6264°$	102.87	674
Baños - Puyo	138	$26.5487\angle 80.3274°$	$0.000184\angle 88.1340°$	$378.9181\angle -3.9033°$	50.258	705
Trinitaria - Salitral	138	$2.7262\angle 83.3779°$	$8.78238\times 10^{-5}\angle 88.5816°$	$176.1897\angle -2.6019°$	108.088	930
Milagro - Machala	230	$52.1175\angle 35.4730°$	$0.000995351\angle 89.2384°$	$228.8253\angle -26.8827°$	231.180	930
Quevedo - San Cayetano	230	$25.0434\angle 82.7199°$	$0.000804\angle 89.2321°$	$176.4569\angle -3.2561°$	299.789	878
Zhoray - Sinincay	230	$26.3294\angle 81.2758°$	$0.0001708\angle 88.7730°$	$392.5525\angle -3.7486°$	134.759	736
Pomasqui - Frontera	230	$53.6741\angle 36.6318°$	$0.000966\angle 88.8562°$	$235.6698\angle -26.1122°$	224.466	930
Santa Rosa - Pomasqui	230	$15.1690\angle 84.0972°$	$0.00046\angle 88.8289°$	$181.2241\angle -2.3658°$	291.903	980
Milagro - Las Esclusas	230	$8.8985\angle 83.4374°$	$0.00066\angle 89.4939°$	$115.6227\angle -3.0282°$	457.522	1590
Totoras - Quevedo	230	$23.339\angle 82.1463°$	$0.00169\angle 89.4874°$	$117.2457\angle -3.6705°$	451.189	1410
Trinitaria - Las Esclusas	230	$1.4564\angle 37.7232°$	$6.6016\times 10^{-5}\angle 89.4330°$	$297.7580\angle -41.6002°$	356.152	1472
Pifo - Yaguachi	500	$347.578\angle 6.1180°$	$0.0039\angle 89.3265°$	$297.7580\angle -41.6002°$	839.607	2944

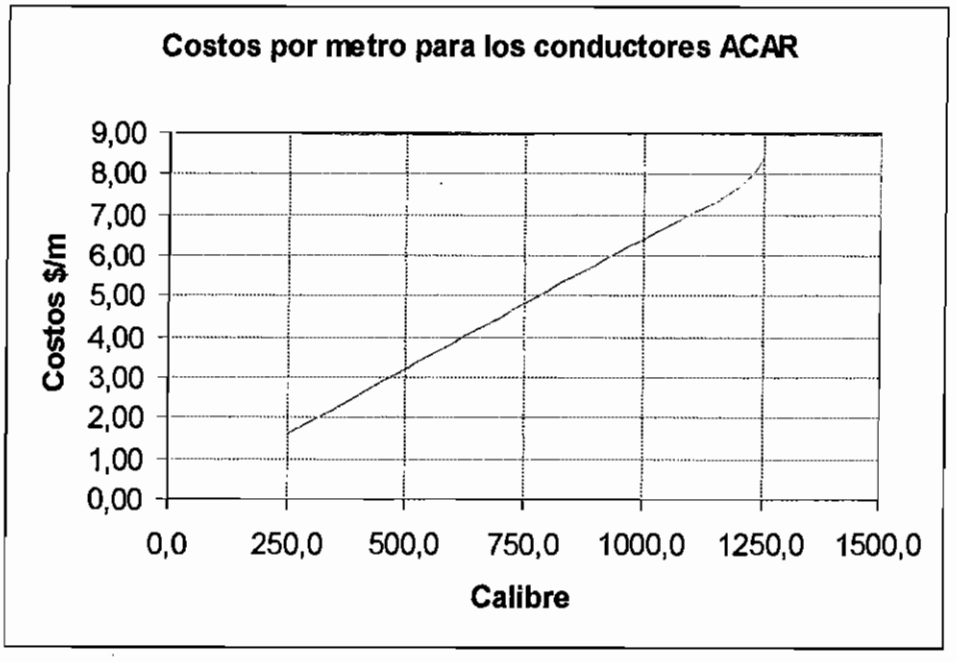
ANEXO D.2. CARACTERÍSTICAS DE LAS NUEVAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN PARA DEMANDA MÁXIMA AÑO 2016 **2 DE 2**

Línea	Voltaje	P. Activa	P. Reactiva	Cargabilidad	Pérdidas	Rendimiento
	kV	MW	MVAr	%	%	%
Cuenca - Loja	138	30.32	-2.01	23.98	2.8034	97.1966
4 Esquinas - San Cayetano	138	15.41	-4.39	7.48	0.0649	99.9351
Lago de Chongón - Santa Elena	138	21.94	3.45	14.48	0.8660	99.1340
Baños - Puyo	138	18.27	-12.36	12.73	0.5473	99.4527
Trinitaria - Salitral	138	28.25	12.18	13.92	0.1062	99.8938
Milagro - Machala	230	54.88	-3.49	15.28	0.6378	99.3622
Quevedo - San Cayetano	230	76.56	12.84	23.34	1.0188	98.9812
Zhoray - Sinincay	230	64.00	12.44	22.18	0.4844	99.5156
Pomasqui - Frontera	230	87.22	-7.81	23.21	1.7886	98.2114
Santa Rosa - Pomasqui	230	61.69	9.02	23.07	0.2756	99.7244
Milagro - Las Esclusas	230	114.55	-0.51	36.57	0.4627	99.5373
Totoras - Quevedo	230	108.29	-11.38	38.04	1.2651	98.7349
Trinitaria - Las Esclusas	230	96.79	7.62	33.59	0.0413	99.9587
Pifo - Yaguachi	500	181.16	-43.08	8.39	0.4140	99.5860

ANEXO D.3.

1. Costos por kilómetro de los conductores ACAR.

CONDUCTOR	$/M
250 ACAR	1.6060
300 ACAR	1.9220
350 ACAR	2.2338
400 ACAR	2.5670
450 ACAR	2.8830
500 ACAR	3.1990
550 ACAR	3.5280
600 ACAR	3.8440
650 ACAR	4.1600
700 ACAR	4.4890
750 ACAR	4.8050
800 ACAR	5.1210
850 ACAR	5.4500
900 ACAR	5.7660
950 ACAR	6.0820
1000 ACAR	6.4110
1100 ACAR	7.0430
1200 ACAR	7.6880
1250 ACAR	8.4220



ANEXO D.4.

PLAN DE EXPANSIÓN DEL S.N.T. PERÍODO 2007 - 2016

D.1. SISTEMA DE TRANSMISIÓN MILAGRO – MACHALA, 230 Kv

Los principales objetivos que persigue este proyecto es la atención en el suministro de energía eléctrica a la Provincia de El Oro; la posible exportación de energía al Perú y además aumentar la confiabilidad del sistema en la parte sur del país ya que el último evento ocurrido en la subestación Machala el 20 de mayo de 2005 dejo sin servicio a la ciudad de Machala debido a la quema del transformador 138/69 kV monofásico de 100 MVA.

En un principio este proyecto se incluyó en el Plan de Expansión de Transmisión 2004 - 2013 debido a que para octubre de 2005 se tenía previsto la entrada en operación de unidades de generación en un punto cercano a la población de Arenillas. Estas unidades pertenecen a las siguientes empresas:

- Termopichincha, esta tenía previsto trasladar las tres unidades de generación que están operando en Santa Rosa para generar 72 MW, e Intervisa Trade tenía previsto trasladar la central de generación de 104 MW, actualmente conectada a la subestación Trinitaria hasta una localidad cercana a la población de Arenillas para generar energía eléctrica utilizando gas natural procedente del norte del Perú.

Con esto se buscaba que tanto Termopichincha como Intervisa Trade reduzcan sus costos variables de producción, para que sus unidades se ubiquen entre las primeras para entrar en el despacho de energía realizado por el CENACE.

BPZ Energy, empresa que proveería de gas natural desde Perú, en el mes de septiembre de 2006 tenia previsto terminar de perforar el primer pozo de exploración, que permitiría comprobar la existencia de las suficientes reservas de gas natural, de ser esto así la fecha mas temprana en la cuál se dispondría de este combustible en el sector de Arenillas es para el cuarto trimestre del 2007.

De igual manera en el Plan de Expansión de Transmisión 2004 - 2013 para octubre de 2006 se tenía previsto que Machala Power incrementaría en 94 MW su capacidad instalada, para esto la central se conectaría a 230 kV en la subestación San Idelfonso.

La solución para evacuar esta potencia a ser instalada, 176 MW y la potencia instalada de Machala Power 312 MW, es la línea de transmisión desde Machala hacia la subestación Trinitaria en una primera etapa y hacia Milagro en una segunda etapa mediante líneas a 230 kV, doble circuito, además del sistema de transmisión requerido desde Arenillas hasta Machala.

La ejecución de la línea de transmisión Machala - Trinitaria a 230 kV, presenta las siguientes dificultades:

- El cruce por reservas ecológicas protegidas.
- El cruce del río Guayas, razones que no permiten un recorrido directo entre ellas.
- La incertidumbre de la disponibilidad del gas natural peruano en el sector de Arenillas.

Este proyecto de transmisión se complementará con la línea de transmisión Milagro - Las Esclusas -Trinitaria. Para el cuarto trimestre del 2007 se estima la entrada en operación de este sistema de transmisión.

Además, el CONELEC ratificó lo que Machala Power había indicado a Transelectric de que la entrada en operación de la tercera unidad de 94 MW sería en julio de 2008.

Al ingresar en operación esta tercera unidad de Machala Power será necesario implementar la barra de 230 kV en la subestación San Idelfonso, para seccionar la línea Milagro - Machala y con ello permitir la evacuación de la generación de Machala Power a nivel de 230 kV hacia el S.N.I.

Para llevar a cabo esto será necesaria la ampliación de la subestación San Idelfonso. Con este proyecto para el año 2007 se logrará transferencias de potencia desde la barra San Idelfonso 230 kV a la barra Milagro 230 kV de aproximadamente 139 MW en períodos de estiaje en demanda media, mientras que desde la barra San Idelfonso 230 kV a la barra Machala 230 kV se logrará una transferencia de potencia de aproximadamente 43 MW en período lluvioso en demanda máxima para el año 2008.

Cabe destacar que en período de estiaje se abre la línea que va desde la barra San Idelfonso 230 kV hasta la barra Machala 230 kV, en el lado de la barra de Machala 230 kV.

A la entrada de la cuarta unidad de generación de Machala Power prevista para el año 2011 que se conectará a nivel de 230 kV, se deberá montar el segundo circuito desde Bajo Alto hacia San Idelfonso y la correspondiente bahía de línea de 230 kV en esta última subestación.

D.2. SISTEMA DE TRANSMISIÓN QUEVEDO - PORTOVIEJO (S. CAYETANO), 230 kV

La inclusión de este proyecto en el S.N.I. se debe a tres aspectos: el primero es debido a que no es posible mantener el voltaje en 0.90 pu de acuerdo a las regulaciones vigentes en Portoviejo al producirse la salida de un circuito de la línea Daule - Peripa, 138 kV; el aumento de la demanda de potencia y energía en esta zona del país y la limitada capacidad de transmisión de la línea Quevedo - Daule Peripa - Portoviejo, ocasiona que los voltajes en el sistema eléctrico de EMELMANABI se encuentren por debajo de los admitidos en las regulaciones vigentes.

Debido a que los transformadores de la subestación Portoviejo serán sobrepasados en su capacidad de 150 MVA, Transelectric se encuentra construyendo la subestación San Cayetano 230/138 kV y 225 MVA de capacidad, que será alimentada por la nueva línea de transmisión Quevedo - Portoviejo a 230 kV, con esta línea se atenderá los requerimientos energéticos actuales y futuros de la provincia de Manabí, con esto se evitará los probables cortes de energía a las ciudades de Portoviejo, Manta y las zonas central y sur de la provincia.

Actualmente el suministro de energía a la zona norte de la provincia de Manabí se realiza a través de la subestación Chone donde se dispone de un transformador de 138/69 kV y 60 MVA de capacidad, la cual es alimentada desde la subestación Daule - Peripa mediante una línea de 138 kV simple circuito. El resto de la provincia es atendida desde la subestación Portoviejo, a través de dos transformadores de 138/69 kV y 75 MVA de capacidad cada uno, esta se encuentra ubicada en el sector de Cuatro Esquinas y es abastecida desde el S.N.I. mediante la línea de transmisión Quevedo - Daule Peripa - Portoviejo a 138 kV doble circuito. Esto produce bajos perfiles de voltaje en la barra de 138 kV de Portoviejo sobre todo en demanda máxima y mínima.

Como solución preventiva hasta la entrada en operación de este sistema en la subestación Portoviejo se instaló y puso en operación capacitores de 2×12 MVAr a

comienzos de enero de 2007, los cuáles han permitido mejorar los perfiles de voltaje en las ciudades de Portoviejo, Manta, Jipijapa, etc.

Además se energizará a su voltaje de diseño a 138 kV, la línea de transmisión Portoviejo - Manta, hoy operado a 69 kV y se deberá empezar la construcción de la subestación Manta 138/69 kV de 100 MVA de capacidad por parte de EMELMANABÍ. Con la entrada en operación de esta subestación, se descargarán los transformadores de Portoviejo y Chone, eliminando probables cortes de energía en la provincia de Manabí derivados de la falta de obras en este sector del país.

Estas obras permitirán seccionar la línea Portoviejo - Manta a 138 kV, 34 km de longitud, de propiedad de EMELMANABÍ a la altura de la subestación San Cayetano.

A mas de mejorar el nivel de voltaje en la barra 138 kV de la subestación Portoviejo, el suministro de energía a EMELMANABÍ se lo hará desde la línea Portoviejo - San Cayetano - Manta a 138 kV y desde la línea Quevedo - San Cayetano a 230 kV, cubriendo con esto la necesidad del suministro de energía a este sector del país.

Con esta línea se logrará una transferencia de potencia de Quevedo a San Cayetano de aproximadamente 65 MW en período de estiaje en demanda media para el año 2007.

D.3. SISTEMA DE TRANSMISIÓN PAUTE (ZHORAY) - CUENCA (SININCAY), 230 kV

La implementación de este Sistema de Transmisión nace por la necesidad de ampliar la capacidad de suministro de energía eléctrica a la ciudad de Cuenca. Para esto es necesario construir una subestación de seccionamiento en el sector de Zhoray, cerca del proyecto hidroeléctrico Paute con esto se seccionará los dos circuitos de la línea de transmisión Paute - Milagro a 230 kV.

Además con esta subestación de seccionamiento en el sector de Zhoray se conectará a esta el proyecto hidroeléctrico Mazar que aportará al sistema nacional 190 MW.

Desde esta subestación Zhoray saldrá una línea de transmisión a 230 kV hasta la nueva subestación en el sector de Sinincay en la ciudad de Cuenca.
La transferencia de potencia desde la subestación Zhoray hacia Sinincay para el año 2007 será de aproximadamente 42 MW en período lluvioso en demanda máxima y de 43 MW aproximadamente en período de estiaje en demanda máxima.

Una dificultad que se presenta en la Subestación Zhoray es el limitado espacio físico que tiene, debido a esto se utilizarán equipos con aislamiento en SF6.

Las dificultades que presentan estos equipos es que para la ampliación de las barras y bahías se deberá contratar el suministro y montaje de todas las bahías requeridas en el presente y en el mediano plazo, debiéndose tener todos los recursos económicos disponibles en el mínimo tiempo posible para realizar este desembolso.
La entrada en operación de este sistema se estima para el primer trimestre del año 2007.

D.4. INTERCONEXIÓN CON COLOMBIA 230 kV, SEGUNDA LÍNEA

Con esta segunda interconexión a 230 kV, entre ambas regiones, se duplicará la capacidad de transferencia de potencia desde Colombia a Ecuador a 500 MW. Al aumentar la cantidad de energía que se puede comprar a Colombia se estará disminuyendo el riesgo de posibles déficit energéticos en nuestro país, además esto permitirá la reducción de los costos marginales en el Mercado Eléctrico Mayorista MEM.

La entrada de esta nueva línea se la aprobó después de haberse realizado estudios por Transelectric, CENACE e ISA de Colombia, en estos estudios se concluyó que este proyecto es beneficioso para ambos países y contribuye a la consolidación del mercado Eléctrico de la Región Andina.

La compra de energía por parte de Ecuador a Colombia requiere de una renegociación ya que al haber diferencias de precios se han creado las rentas de congestión. Por ejemplo para hacer el despacho de energía cuando en el MEM existen unidades que van a entrar en el despacho a 0,05 $/kWh existe la energía de Colombia a 0,035 $/kWh, entonces entra la energía de Colombia al despacho por ser la mas barata pero a ellos se les pago el precio de la unidad que fue retirada es decir a 0,05 $/kWh ya que ese es nuestro precio spot, entonces se crean las rentas de congestión que son la diferencia de precios entre el país que exporta y el país que importa por el flujo de potencia que esté por ese vínculo (línea de interconexión). Las rentas de congestión según la CAN 536 no se asignan al dueño de la línea que en este caso es Transelectric sino que se asignan a la demanda del país exportador.

Un argumento que debería proponer Ecuador en lo referente a las rentas de congestión sería que Colombia modele la demanda de Ecuador como demanda y

además se compense el dinero obtenido por las rentas de congestión repartiéndose estos ingresos a cada país.

Para que no existan rentas de congestión y los precios spot se equilibren teóricamente diríamos que la línea de interconexión tenga una capacidad infinita.

El recorrido de la nueva línea Santa Rosa - Pomasqui se lo realizara por la zona de los valles orientales de la ciudad de Quito, esto permitirá a futuro disponer de un nuevo punto de alimentación a la capital ecuatoriana, cerca de las inmediaciones de Pifo. La entrada en operación de las obras esta prevista para junio de 2007.

D.5. SISTEMA DE TRANSMISIÓN MILAGRO - LAS ESCLUSAS - TRINITARIA, 230 kV

El objetivo de este Sistema de Transmisión se basa en tres aspectos importantes:

- La evacuación de la generación que está siendo instalada en el proyecto hidroeléctrico Mazar (190 MW), además de la entrada de la segunda y tercera etapa de Machala Power.
- Una nueva vía de inyección de energía económica hacia la principal carga del país que es la ciudad de Guayaquil.
- Disponer de un anillo eléctrico alrededor de la ciudad de Guayaquil, logrando con ello, una mayor confiabilidad, calidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica a la ciudad.

Con esto se evitará posibles colapsos del S.N.I. ante fallas en cualquiera de las líneas Milagro - Pascuales y Milagro - Dos Cerritos - Pascuales.

La ejecución de este proyecto de transmisión se hará en dos etapas:

- Línea de transmisión Trinitaria - Las Esclusas y subestación Las Esclusas.
- Línea de transmisión Milagro - Las Esclusas.

B.5.1. LÍNEA DE TRANSMISIÓN TRINITARIA - LAS ESCLUSAS, 230 KV.

Para el suministro de energía al sur de la ciudad de Guayaquil, la alcaldía de la ciudad dispuso que las barcazas de Termoguayas (Keppel) de 150 MW y de Intervisa Trade de 105 MW, se ubiquen en el sector de Las Esclusas, las cuales se conectarán al S.N.T. a nivel de 230 y 138 kV, respectivamente.

Por esta razón se debe construir una línea de 230 kV, doble circuito, de 6 km de longitud, operando uno de los circuitos a 138 kV, conectándose temporalmente en forma radial a la subestación Trinitaria en bahías existentes, mientras se amplia esta subestación, por cuanto dichas bahías están destinadas para otras líneas del S.N.T. en operación. Este tramo de línea, formará parte de la línea de transmisión Trinitaria - Milagro.

La solución definitiva estará disponible para finales del año 2007, la misma que consiste en la construcción de una subestación de 230/138 kV, en el sector de Las Esclusas. Estas instalaciones permitirán disponer de un nuevo punto de suministro de energía a la CATEG-D.

La máxima transferencia de potencia que se logrará mediante la línea de transmisión Trinitaria - Las Esclusas a 230 kV en el año 2007 es de aproximadamente 119 MW en período lluvioso demanda máxima y media.

B.5.2. LÍNEA DE TRANSMISIÓN MILAGRO - LAS ESCLUSAS, 230 KV.

El problema principal que afecta a esta línea es la ruta por donde irá, ya que debe cruzar por el río Guayas, con este enfoque se han planteado tres soluciones, de las cuales dos siguen en análisis mientras que la tercera se la ha desechado por su alto costo, las posibles soluciones son las siguientes:

- Cruce aéreo sobre el río Guayas, se considera que podría ser a la altura de "Sitio Nuevo" a 10 km al sur de Las Esclusas, aprovechando la presencia de un banco de arena en la mitad del cauce del río, lo que permitiría la utilización de una estructura intermedia pero de una considerable altura.
- Otra ruta aérea es cruzando la isla Santay.
- La tercera opción es cruzar el río Guayas mediante el uso de cable submarino, alternativa que encarecería el costo de la línea en alrededor de 12 millones de dólares.

Para el año 2008 la máxima transferencia de potencia es de 102 MW aproximadamente por cada circuito de la línea de transmisión Milagro - Las Esclusas a 230 kV, abasteciendo la carga de Caraguay (88 MW) a través de la línea de transmisión Esclusas - Caraguay a 138 kV, mientras que el flujo restante va para abastecer las cargas de trinitaria y Salitral.

La fecha estimada de entrada en operación, contemplando la primera solución es para el primer trimestre del año 2008.

Esta línea de transmisión es complementaria con la línea Milagro - Machala, y considerando que los resultados del pozo de gas natural en el norte del Perú sean positivos, se podría combinar estas dos soluciones mediante la construcción de una subestación de seccionamiento a unos 25 km al sur de Milagro en la vía hacia Machala, de tal forma de bifurcar (formar una Y) entre este sitio hacia Machala, Milagro y Las Esclusas.

D.6. SISTEMA DE TRANSMISIÓN TOTORAS - QUEVEDO, 230 kV

Los cambios que se han presentado en los últimos años en la parte norte del país han generado la necesidad de construir el sistema de transmisión Totoras - Quevedo a 230 kV:

- La presencia de la interconexión con Colombia que llegará a inyectar 500 MW hacia nuestro país con la entrada en operación de su segundo circuito.
- La construcción de la central San Francisco de 212 MW que entrará en operación a inicios del año 2007,
- La generación de Termoriente, que entregaría 270 MW para el año 2009.
- La presencia de Mazar con 190 MW y el reducido aporte de la central Daule - Peripa, especialmente en horas de demanda media y valle, provoca en el futuro inmediato un incremento sustancial en las pérdidas de potencia y energía en el S.N.I., llegándose inclusive a obtenerse valores de pérdidas mas altas en período de estiaje que en el período lluvioso, contrario con lo que ocurría hasta la presente fecha.
- Además en análisis anteriores se preveía la necesidad reforzar el sistema troncal de transmisión, mediante compensación capacitiva elevada.

Con la implementación de este sistema de transmisión se logra reducir las pérdidas de transmisión entre 8 y 10 MW durante el período lluvioso en los tres tipos de demanda: valle, media y punta y en el período de estiaje en demanda punta; y entre 2 y 6 MW para el resto de condiciones de demanda en período de estiaje. Esta reducción de pérdidas de potencia y energía, valorada a precios actuales, permite recuperar la inversión de la línea mencionada, en un período no mayor a catorce años, por lo cual se recomienda su implementación.

Otros beneficios adicionales que no se han cuantificado económicamente son: la mayor confiabilidad y seguridad en el transporte de la energía eléctrica, pues se forma un doble anillo de 230 kV en el S.N.I.; mejora sustancialmente los perfiles de voltaje en el área de Manabí, Esmeraldas, Pascuales, etc., pues la transferencia de potencia de Totoras hacia Quevedo es de aproximadamente 190 MW, descargando las líneas que salen desde Paute hacia Guayaquil y la línea Totoras - Santa Rosa; y, reduce o posterga la instalación de nueva compensación capacitiva que se programó en la anterior versión del Plan de expansión de Transelectric. La fecha propuesta de entrada en operación es el primer trimestre del año 2009.

D.7. SISTEMA DE TRANSMISIÓN CUENCA - LOJA, 138 kV (SEGUNDO CIRCUITO)

Este Sistema de Transmisión es una de los mas urgentes que deberá implementarse en el S.N.I. debido a que el primer circuito de la línea de transmisión Cuenca - Loja a 138 kV se encuentra sobre su capacidad operativa, razón por la cuál los perfiles de voltaje en la subestación Loja son bajos según las regulaciones vigentes en la barra de 138 kV, debido a esto se utilizó como solución parcial las instalación de 12 MVAr en capacitores que ayudarán a sostener los perfiles de voltaje en esta subestación, con una correcta posición de tap del transformador. Otro punto importante es que la demanda de la distribuidora sobrepasa la capacidad de transformación del transformador 138/69 kV para el suministro de energía a la ciudad de Cuenca.

Con la incorporación de esta nueva línea se logrará una transferencia de potencia en el año de 2008 de aproximadamente 25MW en demanda máxima por cada línea desde Cuenca hacia Loja. La fecha de entrada en operación esta prevista para el primer trimestre del 2008.

D.8. SISTEMA DE TRANSMISIÓN LAGO DE CHONGÓN - SANTA ELENA, 138 kV

El suministro de energía a Posorja actualmente se lo realiza desde la barra Electroquil 138 kV. Además en la barra de Santa Elena 138 kV en el período lluvioso en demanda máxima el perfil de voltaje de esta barra no cumple con las regulaciones vigentes, y en los demás demandas esta cerca de incumplir con estas.

Además la inclusión de este proyecto en el sistema nacional se debe a la probable ubicación de barcazas de generación en Posorja o en Santa Elena, así como la presencia de la derivación hacia Electroquil y la conexión de la generación y carga de

la Cemento Nacional (Holcim) a la barra de 138 kV de Electroquil. Con este proyecto la carga de Posorja podrá ser abastecida desde la barra Lago de Chongón 138 kV, además se mejora el perfil de voltaje en la barra de Santa Elena 138 kV en el período lluvioso a demanda máxima.

Tanto en el período lluvioso como en el de estiaje para el año 2007 se logrará una transferencia de potencia desde la barra Lago de Chongón 138 kV a Electroquil de aproximadamente 26 MW, excepto en demanda máxima en el período de estiaje que el flujo se invierte transportando aproximadamente 2 MW desde la barra de Electroquil 138 kV a la barra Lago de Chongón 138 kV. Además se retira la línea que va desde Posorja a Electroquil a 138 kV. La línea de transmisión estará aislada a 230 kV, operando a 138 kV, un circuito, 81,3 km de longitud.

Debido a las dificultades que existen en relación a los derechos de paso por varios sectores del país, se ha propuesto que esta línea se diseñe y construya a 230 kV, pero que en principio opere energizada a 138 kV. Cuando se requiera el cambio de voltaje de operación, se construirá una línea corta de 230 kV, de aproximadamente 20 km de longitud, entre las subestaciones Perimetral y Lago de Chongón, para completar la línea Perimetral - Santa Elena a 230 kV.

D.9. SISTEMA DE TRANSMISIÓN NORORIENTE, 138 kV

Para suministrar la demanda de energía a este sector del país se requiere construir todo el sistema de transmisión Agoyán - Puyo - Tena - Francisco de Orellana (Coca) energizado a 138 kV, en el año 2003 la línea de transmisión Tena - Francisco de Orellana (Coca) se energizó a 69 kV, en el año 2004 paso a operar a su voltaje de diseño debido a la construcción de las subestaciones Tena y Francisco de Orellana 138/69 kV de 33 MVA de capacidad cada una, logrando una transferencia de potencia de hasta 10 MW desde el S.N.I. hacia Francisco de Orellana.

En primera instancia se tenía previsto la ampliación de la subestación Agoyán pero se presentaron dificultades de suministro y montaje del equipo en SF6 por parte del oferente inicial ya que los equipos de esta subestación son antiguos.

Con estos antecedentes se planteó la alternativa de construir una subestación de maniobras de 138 kV (cinco bahías de línea y una de transferencia), ubicada aproximadamente a 3 km de Agoyán, que seccionará los dos circuitos de la línea Agoyán - Totoras y desde la cual partirá la línea hacia el Puyo. Esta obra contará con

equipamiento convencional y que en el futuro permitirá su ampliación, situación que no era factible en la opción anterior.

Con esta obra además se entregará la energía directamente desde Agoyán a la ciudad de Baños mejorando así el suministro de energía a esta ciudad, ya que actualmente la energía va desde Agoyán hacia Totoras - Pelileo y de ahí vuelve a Baños, con esto se evitarían problemas como el ocurrido debido a la erupción del volcán Tungurahua que dejó sin servicio de energía eléctrica a la ciudad de Baños por la salida de servicio de la línea Pelileo - Baños. Para el año 2007 la transferencia de potencia desde el S.N.I. hacia Coca es de aproximadamente 21 MW en el período lluvioso demanda máxima; mientras que período de estiaje demanda mínima la transferencia de potencia es de aproximadamente 43 MW desde Coca hacia el S.N.I. La entrada en operación de este proyecto es para finales del 2007.

D.10. SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRINITARIA - SALITRAL, 138 kV

Para mejorar el suministro de energía a la ciudad de Guayaquil se amplió la capacidad de transformación de las subestaciones Salitral 138/69 kV a 300 MVA y Pascuales 230/138 kV a 750 MVA, con estas 2 implementaciones el siguiente paso es disponer de un sistema de transmisión que permita dar una adecuada utilización a la capacidad instalada con un sistema de transmisión que garantice un nivel de seguridad aceptable para el servicio de energía eléctrica a la ciudad de Guayaquil.

Con este sistema de transmisión se mejora la capacidad de suministro de energía a la carga de Salitral, lográndose una transferencia de potencia por esta línea en período lluvioso demanda media de aproximadamente 63 MW, mejorando así la confiabilidad del sistema en este sector del país, además este proyecto se logra dar una potencia de 304 MW aproximadamente a la carga de Salitral siendo el aporte de este nuevo sistema de transmisión de 126 MW, 138 MW desde la línea Pascuales - Salitral y 40 MW de la unidad 2 de Gonzalo Cevallos.

D.11. SISTEMA DE TRANSMISIÓN QUITO - GUAYAQUIL, 500 kV

Debido a las modificaciones que se están dando en el S.N.I. sobretodo a la presencia de nueva generación en el norte del país, se ha visto que en determinados años se llega a reducirse a cantidades mínimas el despacho de la generación ubicada en la ciudad de Guayaquil, lo cual obliga a una mayor solicitación del sistema troncal de transmisión mediante el cual se atiende a esa zona del país, reflejándose en altas pérdidas de transmisión, bajos perfiles de voltaje, elevados requerimientos de

compensación capacitiva, riesgo de colapso del sistema nacional por contingencia en líneas, etc.

Además el aumento de generación mediante el desarrollo de los proyectos como el Coca Codo Sinclair, cuya capacidad podría llegar a 1500 MW, la empresa generadora Hidropaute ha mencionado su interés en desarrollar el proyecto hidroeléctrico Sopladora, ubicado aguas debajo de la central Molino.

Para evacuar estas grandes cantidades de potencia se llegó a la conclusión de que sería necesario la construcción de un sistema de transmisión de 500 kV, desde la subestación asociada a esta central de generación, a su vez interconectada con la subestación Molino a 230 kV hacia una subestación cerca de la ciudad de Guayaquil.

Además en este año se sabrá sobre la explotación del gas natural en el norte del Perú por parte de la empresa BPZ Energy, combustible que sería utilizado para generación tanto en Zorritos (Perú) como en la zona de Arenillas (Ecuador) y que, dependiendo del volumen de las reservas probadas, podría llegarse inclusive mediante un gasoducto a Guayaquil.

Con los antecedentes anteriores se ha estimado que esta línea debería unir los dos principales centros de carga que son Quito y Guayaquil con subestaciones que estarían ubicadas cerca de estas ciudades, que en principio se han estimado que podría ser en Pifo y en Yaguachi, respectivamente.

La ruta para esta línea de transmisión podría ser Quito (Pifo) - Ambato - Guaranda - Babahoyo - Guayaquil (Yaguachi), sitio último donde se ubicaría una subestación que seccionaría las líneas de 230 kV existentes, Paute - Pascuales y Milagro - Dos Cerritos - Pascuales. El recorrido propuesto presenta la menor distancia, lo cual reduce, pero no elimina, los requerimientos de reactores fijos en los extremos de la línea para no exceder de 1,10 pu el sobrevoltaje por efecto ferranti.

Dependiendo del desarrollo de nueva generación hidroeléctrica en el sur - oriente del país, no se descarta la posibilidad de que la referida línea de 500 kV pueda modificar su recorrido pasando cerca de la provincia de Cañar, lo cuál incrementará su longitud alrededor de 100 km y con ello mayores requerimientos de reactores de línea.

En total son 14 líneas de transmisión que se implementaran para cumplir con las necesidades de demanda del país, 1 línea a 500 kV, 8 líneas a 230 kV y 5 líneas a 138 kV.

ANEXO D.5

1. Máximos Niveles de Cortocircuito en las barras de 500 kV, del S.N.T.

ANEXO D.4	CORRIENTES MÁXIMAS DE CORTOCIRCUITOS		1 de 11
	Barra Reventador		
	Cortocircuito Monofásico	Cortocircuito Trifásico	Unidades
S_{kss}	1503.88	3738.81	MVA
I_{kss}	5.210	4.317	Ka
I_p	13.778	11.418	Ka
	Barra Pifo		
S_{kss}	1491.60	4519.62	MVA
I_{kss}	5.167	5.219	Ka
I_p	13.641	13.778	Ka
	Barra Yaguachi		
S_{kss}	1241.04	3937.36	MVA
I_{kss}	4.299	4.546	Ka
I_p	11.451	12.11	kA

2. Máximos Niveles de Cortocircuito en la barra de 230 kV, del S.N.T.

ANEXO D.4	Corrientes Máximas De Cortocircuitos		2 de 11
	Barra Reventador		
	Cortocircuito Monofásico	Cortocircuito Trifásico	Unidades
S_{kss}	1715.63	3622.95	MVA
I_{kss}	12.920	9.094	kA
I_p	34.402	24.216	kA
	Barra Pifo		
S_{kss}	1925.61	5418.01	MVA
I_{kss}	14.501	13.60	kA
I_p	36.543	34.273	kA
	Barra Tumbaco		
S_{kss}	139.13	347.03	MVA
I_{kss}	10.477	8.711	kA
I_p	28.055	23.326	kA
	Barra Santo Domingo		
S_{kss}	1077.84	3230.71	MVA
I_{kss}	8.117	8.110	kA
I_p	19.717	19.70	kA
	Barra Quevedo		
S_{kss}	1204.22	4082.49	MVA
I_{kss}	9.069	10.248	kA
I_p	22.24	25.132	kA

ANEXO D.5	Corrientes Máximas De Cortocircuitos		3 de 11
	Barra Pascuales		
	Cortocircuito Monofásico	**Cortocircuito Trifásico**	**Unidades**
S_{kss}	2541.64	6954.81	MVA
I_{kss}	19.140	17.458	kA
I_p	48.343	44.094	kA
	Barra Salitral		
S_{kss}	1930.22	5685.94	MVA
I_{kss}	14.536	14.273	kA
I_p	36.839	36.173	kA
	Barra Santa Rosa		
S_{kss}	1958.69	5434.21	MVA
I_{kss}	14.75	13.641	kA
I_p	36.791	34.025	kA
	Barra San Cayetano		
S_{kss}	637.46	1808.0	MVA
I_{kss}	4.80	4.538	kA
I_p	11.539	10.909	kA
	Barra Dos Cerritos		
S_{kss}	1774.95	5308.46	MVA
I_{kss}	13.367	13.325	kA
I_p	33.336	33.233	kA
	Barra Nueva Prosperita		
S_{kss}	1797.19	5291.14	MVA
I_{kss}	13.534	13.282	kA
I_p	33.869	33.238	kA
	Barra Yaguachi		
S_{kss}	2435.04	7088.77	MVA
I_{kss}	18.337	17.794	kA
I_p	46.49	45.113	kA
	Barra Esclusas		
S_{kss}	2607.58	6319.45	MVA
I_{kss}	19.637	15.863	kA
I_p	50.281	40.618	kA
	Barra Pomasqui		
S_{kss}	1713.93	5330.13	MVA
I_{kss}	12.907	13.38	kA
I_p	32.347	33.531	kA
	Barra Totoras		
S_{kss}	1440.70	4654.39	MVA
I_{kss}	10.849	11.684	kA
I_p	27.065	29.145	kA

ANEXO D.5	Corrientes Máximas De Cortocircuitos		4 de 11
	Barra Riobamba		
	Cortocircuito Monofásico	Cortocircuito Trifásico	Unidades
S_{kss}	627.82	2365.01	MVA
I_{kss}	4.728	5.937	kA
I_p	11.572	14.530	kA
	Barra Milagro		
S_{kss}	2293.32	6793.29	MVA
I_{kss}	17.27	17.053	kA
I_p	43.764	43.213	kA
	Barra Zhoray		
S_{kss}	2610.48	6684.79	MVA
I_{kss}	19.659	16.78	kA
I_p	50.155	42.812	kA
	Barra Mazar		
S_{kss}	2542.62	6286.30	MVA
I_{kss}	19.148	15.780	kA
I_p	48.767	40.190	kA
	Barra Molino		
S_{kss}	3609.0	7985.69	MVA
I_{kss}	27.178	20.046	kA
I_p	70.342	51.882	kA
	Barra San Idelfonso		
S_{kss}	1065.06	2989.36	MVA
I_{kss}	8.021	7.504	kA
I_p	20.211	18.909	kA
	Barra Machala Power		
S_{kss}	926.27	2621.27	MVA
I_{kss}	6.975	6.58	kA
I_p	17.609	16.61	kA
	Barra Sinincay		
S_{kss}	681.05	2193.40	MVA
I_{kss}	5.129	5.506	kA
I_p	12.427	13.341	kA

3. Máximos Niveles de Cortocircuito en las barras de 138 kV, del S.N.T.

ANEXO D.5	Corrientes Máximas De Cortocircuitos		5 de 11
	Barra Esmeraldas		
	Cortocircuito Monofásico	Cortocircuito Trifásico	Unidades
S_{kss}	512.94	986.96	MVA
I_{kss}	6.438	4.129	kA
I_p	15.585	9.996	kA

ANEXO D.5	Corrientes Máximas De Cortocircuitos		6 de 11
	Barra Santo Domingo		
	Cortocircuito Monofásico	**Cortocircuito Trifásico**	**Unidades**
S_{kss}	868.27	2148.24	MVA
I_{kss}	10.898	8.988	kA
I_p	27.299	22.514	kA
	Barra Tumbaco		
S_{kss}	405.04	1418.07	MVA
I_{kss}	5.084	5.933	kA
I_p	12.646	14.758	kA
	Barra Chone		
S_{kss}	177.77	491.39	MVA
I_{kss}	2.231	2.056	kA
I_p	4.546	4.188	kA
	Barra Severino		
S_{kss}	104.49	358.72	MVA
I_{kss}	1.311	1.501	kA
I_p	2.645	3.026	kA
	Barra Daule Peripa		
S_{kss}	905.35	1960.60	MVA
I_{kss}	11.363	8.203	kA
I_p	27.275	19.689	kA
	Barra Quevedo		
S_{kss}	825.22	825.22	MVA
I_{kss}	10.357	10.357	kA
I_p	26.071	26.071	kA
	Barra Portoviejo		
S_{kss}	547.99	547.99	MVA
I_{kss}	6.878	6.878	kA
I_p	16.347	16.347	kA
	Barra Sana Elena		
S_{kss}	357.98	934.44	MVA
I_{kss}	4.493	3.909	kA
I_p	10.540	9.171	kA
	Barra Lago de Chongón		
S_{kss}	749.71	2434.61	MVA
I_{kss}	9.41	10.186	kA
I_p	20.835	22.553	kA
	Barra CDG		
S_{kss}	559.88	2348.25	MVA
I_{kss}	7.027	9.824	kA
I_p	15.178	21.219	kA

ANEXO D.5	Corrientes Máximas De Cortocircuitos		7 de 11
	Barra Posorja		
	Cortocircuito Monofásico	**Cortocircuito Trifásico**	**Unidades**
S_{kss}	130.63	463.31	MVA
I_{kss}	1.64	1.938	kA
I_p	3.288	3.887	kA
	Barra Pascuales		
S_{kss}	2030.78	5296.44	MVA
I_{kss}	25.489	22.159	kA
I_p	64.81	56.343	kA
	Barra Electroquil		
S_{kss}	666.65	1495.11	MVA
I_{kss}	8.367	6.255	kA
I_p	18.003	13.459	kA
	Barra Salitral		
S_{kss}	1806.41	4753.96	MVA
I_{kss}	22.672	19.889	kA
I_p	57.069	50.063	kA
	Barra Pifo		
S_{kss}	825.58	2126.30	MVA
I_{kss}	10.362	8.896	kA
I_p	27.765	23.836	kA
	Barra Aeropuerto		
S_{kss}	506.68	1636.62	MVA
I_{kss}	6.359	6.847	kA
I_p	16.174	17.415	kA
	Barra San Cayetano		
S_{kss}	650.82	1616.96	MVA
I_{kss}	8.169	6.765	kA
I_p	19.755	16.36	kA
	Barra Manta		
S_{kss}	261.6	761.71	MVA
I_{kss}	3.283	3.187	kA
I_p	7.331	7.115	kA
	Barra Policentro		
S_{kss}	756.47	2704.67	MVA
I_{kss}	9.494	11.316	kA
I_p	21.534	25.664	kA
	Barra Trinitaria		
S_{kss}	1865.13	4551.99	MVA
I_{kss}	23.409	19.044	kA
I_p	60.441	49.171	kA

ANEXO D.5	Corrientes Máximas De Cortocircuitos		8 de 11
	Barra Selva Alegre		
	Cortocircuito Monofásico	**Cortocircuito Trifásico**	**Unidades**
S_{kss}	927.17	2910.25	MVA
I_{kss}	11.637	12.176	kA
I_p	27.763	29.048	kA
	Barra Coca		
S_{kss}	161.64	161.64	MVA
I_{kss}	2.029	2.029	kA
I_p	4.150	4.150	kA
	Barra Santa Rosa		
S_{kss}	1777.56	4391.96	MVA
I_{kss}	22.31	18.375	kA
I_p	56.289	46.441	kA
	Barra Las Esclusas		
S_{kss}	1217.58	2765.40	MVA
I_{kss}	15.282	11.57	kA
I_p	41.196	31.188	kA
	Barra Caraguay		
S_{kss}	914.59	2351.77	MVA
I_{kss}	11.479	9.839	kA
I_p	29.460	25.251	kA
	Barra Subestación 19		
S_{kss}	719.97	2428.80	MVA
I_{kss}	9.036	10.161	kA
I_p	21.303	23.956	kA
	Barra Chilibulo		
S_{kss}	669.03	2466.32	MVA
I_{kss}	8.397	10.318	kA
I_p	19.725	24.239	kA
	Barra Puyo		
S_{kss}	230.54	230.54	MVA
I_{kss}	2.894	2.894	kA
I_p	6.642	6.642	kA
	Barra Subestación 18		
S_{kss}	820.58	2825.39	MVA
I_{kss}	10.299	11.821	kA
I_p	24.578	28.209	kA
	Barra Vicentina		
S_{kss}	993.27	2920.3	MVA
I_{kss}	12.467	12.218	kA
I_p	29.249	28.665	kA

ANEXO D.5	Corrientes Máximas De Cortocircuitos		9 de 11
	Barra Conocoto		
	Cortocircuito Monofásico	**Cortocircuito Trifásico**	**Unidades**
S_{kss}	676.26	2542.24	MVA
I_{kss}	8.488	10.636	kA
I_p	19.295	24.179	kA
	Barra San Rafael		
S_{kss}	624.41	2374.0	MVA
I_{kss}	7.837	9.9320	kA
I_p	17.681	22.407	kA
	Barra Mulaló		
S_{kss}	348.03	1046.12	MVA
I_{kss}	4.368	4.377	kA
I_p	9.569	9.588	kA
	Barra Pucará		
S_{kss}	571.09	1346.57	MVA
I_{kss}	7.168	5.634	kA
I_p	16.542	13.001	kA
	Barra Ambato		
S_{kss}	586.43	1703.02	MVA
I_{kss}	7.36	7.125	kA
I_p	17.626	17.062	kA
	Barra Babahoyo		
S_{kss}	257.62	749.02	MVA
I_{kss}	3.233	3.134	kA
I_p	6.888	6.676	kA
	Barra Milagro		
S_{kss}	1013.18	2710.09	MVA
I_{kss}	12.716	11.338	kA
I_p	33.158	29.564	kA
	Barra Molino		
S_{kss}	2885.47	6309.74	MVA
I_{kss}	36.216	26.398	kA
I_p	95.126	69.338	kA
	Barra San Idelfonso		
S_{kss}	987.48	2619.07	MVA
I_{kss}	12.394	10.957	kA
I_p	31.265	27.641	kA
	Barra Cuenca		
S_{kss}	559.39	1782.10	MVA
I_{kss}	7.021	7.456	kA
I_p	16.161	17.162	kA

ANEXO D.5	Corrientes Máximas De Cortocircuitos		10 de 11
	Barra Gualaceo		
	Cortocircuito Monofásico	**Cortocircuito Trifásico**	**Unidades**
S_{kss}	226.93	988.20	MVA
I_{kss}	2.848	4.134	kA
I_p	5.772	8.378	kA
	Barra Machala Power		
S_{kss}	866.75	2234.65	MVA
I_{kss}	10.879	9.349	kA
I_p	28.218	24.25	kA
	Barra Macas		
S_{kss}	632.79	1788.40	MVA
I_{kss}	7.942	7.482	kA
I_p	18.739	17.654	kA
	Barra Cumbaratza		
S_{kss}	106.97	323.72	MVA
I_{kss}	1.343	1.354	kA
I_p	2.643	2.666	kA
	Barra Loja		
S_{kss}	189.22	560.94	MVA
I_{kss}	2.375	2.347	kA
I_p	5.291	5.228	kA
	Barra Macas		
S_{kss}	50.52	327.95	MVA
I_{kss}	0.634	1.372	kA
I_p	1.418	3.069	kA
	Barra Limón		
S_{kss}	80.58	453.04	MVA
I_{kss}	1.011	1.895	kA
I_p	2.024	3.793	kA
	Barra Gualaceo		
S_{kss}	226.93	988.20	MVA
I_{kss}	2.848	4.134	kA
I_p	5.772	8.378	kA
	Barra Agoyán		
S_{kss}	741.72	1638.01	MVA
I_{kss}	9.309	6.853	kA
I_p	22.942	16.888	kA
	Barra Baños		
S_{kss}	710.66	1667.98	MVA
I_{kss}	8.920	6.978	kA
I_p	21.976	17.193	kA

ANEXO E

ANÁLISIS LÍNEA DE TRANSMISIÓN CUENCA – LOJA 138 kV, SEGUNDO CIRCUITO

1. USANDO CONDUCTORES BRANT 397,5 ACSR.

Anexo E.1.	Potencia que sale de la Subestación Cuenca 138 kV					1 de 3
Año	Primer Circuito 397,5 ACSR			Segundo Circuito 397,5 ACSR		
	Demanda			Demanda		
	Máxima	Media	Mínima	Máxima	Media	Mínima
2008	23.44	13.00	9.10	23.44	13.00	9.10
2009	24.23	13.45	9.42	24.23	13.45	9.42
2010	25.03	13.90	9.74	25.03	13.90	9.74
2011	25.94	14.42	10.11	25.94	14.42	10.11
2012	26.77	14.89	10.46	26.77	14.89	10.46
2013	27.63	15.35	10.82	27.63	15.35	10.82
2014	28.49	15.87	11.18	28.49	15.87	11.18
2015	29.52	16.39	11.59	29.52	16.39	11.59
2016	30.50	17.02	12.00	30.50	17.02	12.00
2017	30.50	17.02	12.00	30.50	17.02	12.00
2018	30.50	17.02	12.00	30.50	17.02	12.00
2019	30.50	17.02	12.00	30.50	17.02	12.00
2020	30.50	17.02	12.00	30.50	17.02	12.00
2021	30.50	17.02	12.00	30.50	17.02	12.00
:	30.50	17.02	12.00	30.50	17.02	12.00
2047	30.50	17.02	12.00	30.50	17.02	12.00

Anexo E.1.	Potencia que llega a la Subestación Loja 138 kV					2 de 3
Año	Primer Circuito 397,5 ACSR			Segundo Circuito 397,5 ACSR		
	Demanda			Demanda		
	Máxima	Media	Mínima	Máxima	Media	Mínima
2008	22.83	12.81	9.00	22.83	12.81	9.00
2009	23.58	13.25	9.32	23.58	13.25	9.32
2010	24.33	13.69	9.63	24.33	13.69	9.63
2011	25.20	14.19	10.00	25.20	14.19	10.00
2012	25.98	14.64	10.33	25.98	14.64	10.33
2013	26.79	15.09	10.68	26.79	15.09	10.68
2014	27.59	15.59	11.03	27.59	15.59	11.03
2015	28.55	16.09	11.43	28.55	16.09	11.43
2016	29.45	16.70	11.83	29.45	16.70	11.83
2017	29.45	16.70	11.83	29.45	16.70	11.83
2018	29.45	16.70	11.83	29.45	16.70	11.83
2019	29.45	16.70	11.83	29.45	16.70	11.83
2020	29.45	16.70	11.83	29.45	16.70	11.83
2021	29.45	16.70	11.83	29.45	16.70	11.83
:	29.45	16.70	11.83	29.45	16.70	11.83
2047	29.45	16.70	11.83	29.45	16.70	11.83

Anexo E.1.	Pérdidas de potencia en la L/T Cuenca - Loja 138 kV					3 de 3
Año	Primer Circuito 397,5 ACSR			Segundo Circuito 397,5 ACSR		
	Demanda			Demanda		
	Máxima	Media	Mínima	Máxima	Media	Mínima
2008	0.61	0.19	0.10	0.61	0.19	0.10
2009	0.65	0.20	0.10	0.65	0.20	0.10
2010	0.70	0.21	0.11	0.70	0.21	0.11

2011	0.74	0.23	0.11	0.74	0.23	0.11
2012	0.79	0.25	0.13	0.79	0.25	0.13
2013	0.84	0.26	0.14	0.84	0.26	0.14
2014	0.90	0.28	0.15	0.90	0.28	0.15
2015	0.97	0.30	0.16	0.97	0.30	0.16
2016	1.05	0.32	0.17	1.05	0.32	0.17
2017	1.05	0.32	0.17	1.05	0.32	0.17
2018	1.05	0.32	0.17	1.05	0.32	0.17
2019	1.05	0.32	0.17	1.05	0.32	0.17
2020	1.05	0.32	0.17	1.05	0.32	0.17
2021	1.05	0.32	0.17	1.05	0.32	0.17
:	1.05	0.32	0.17	1.05	0.32	0.17
2047	1.05	0.32	0.17	1.05	0.32	0.17

2. USANDO CONDUCTORES 550 ACAR PARA EL MONTAJE DEL SEGUNDO CIRCUITO.

Anexo E.1.	Potencia que sale de la Subestación Cuenca 138 kV					1 de 3
Año	Primer Circuito 397,5 ACSR			Segundo Circuito 550 ACAR		
	Demanda			Demanda		
	Máxima	Media	Mínima	Máxima	Media	Mínima
2008	22.88	12.74	8.84	23.78	13.20	9.33
2009	23.66	13.19	9.16	24.56	13.64	9.64
2010	24.47	13.64	9.48	25.35	14.08	9.96
2011	25.38	14.16	9.85	26.24	14.59	10.33
2012	26.10	14.53	10.10	27.16	15.16	10.78
2013	26.97	14.99	10.46	28.00	15.62	11.14
2014	27.83	15.51	10.82	28.84	16.13	11.49
2015	28.86	16.04	11.23	29.83	16.65	11.90
2016	29.84	16.67	11.64	30.78	17.26	12.30
2017	29.84	16.67	11.64	30.78	17.26	12.30
2018	29.84	16.67	11.64	30.78	17.26	12.30
2019	29.84	16.67	11.64	30.78	17.26	12.30
2020	29.84	16.67	11.64	30.78	17.26	12.30
2021	29.84	16.67	11.64	30.78	17.26	12.30
:	29.84	16.67	11.64	30.78	17.26	12.30
2047	29.84	16.67	11.64	30.78	17.26	12.30

Anexo D.1.	Potencia que llega a la Subestación Loja 138 kV					2 de 3
Año	Primer Circuito 397,5 ACSR			Segundo Circuito 550 ACAR		
	Demanda			Demanda		
	Máxima	Media	Mínima	Máxima	Media	Mínima
2008	22.29	12.56	8.75	23.36	13.07	9.26
2009	23.04	13.00	9.06	24.11	13.5	9.57
2010	23.80	13.44	9.38	24.86	13.94	9.69
2011	24.67	13.94	9.74	25.72	14.43	10.25
2012	25.35	14.29	9.97	26.61	14.99	10.69
2013	26.16	14.74	10.32	27.41	15.44	11.04

2014	26.97	15.25	10.68	28.21	15.94	11.39
2015	27.93	15.75	11.08	29.16	16.44	11.79
2016	28.84	16.36	11.48	30.06	17.04	12.19
2017	28.84	16.36	11.48	30.06	17.04	12.19
2018	28.84	16.36	11.48	30.06	17.04	12.19
2019	28.84	16.36	11.48	30.06	17.04	12.19
2020	28.84	16.36	11.48	30.06	17.04	12.19
2021	28.84	16.36	11.48	30.06	17.04	12.19
:	28.84	16.36	11.48	30.06	17.04	12.19
2047	28.84	16.36	11.48	30.06	17.04	12.19

Anexo E.1.	Pérdidas de potencia en la L/T Cuenca - Loja 138 kV					3 de 3
Año	Primer Circuito 397,5 ACSR			Segundo Circuito 550 ACAR		
	Demanda			Demanda		
	Máxima	Media	Mínima	Máxima	Media	Mínima
2008	0.59	0.18	0.09	0.42	0.13	0.07
2009	0.62	0.19	0.10	0.45	0.14	0.07
2010	0.67	0.20	0.10	0.49	0.14	0.07
2011	0.71	0.22	0.11	0.52	0.16	0.08
2012	0.75	0.24	0.13	0.55	0.17	0.09
2013	0.81	0.25	0.14	0.59	0.18	0.10
2014	0.66	0.26	0.14	0.63	0.19	0.10
2015	0.93	0.29	0.15	0.67	0.21	0.11
2016	1.00	0.31	0.16	0.72	0.22	0.11
2017	1.00	0.31	0.16	0.72	0.22	0.11
2018	1.00	0.31	0.16	0.72	0.22	0.11
2019	1.00	0.31	0.16	0.72	0.22	0.11
2020	1.00	0.31	0.16	0.72	0.22	0.11
2021	1.00	0.31	0.16	0.72	0.22	0.11
:	1.00	0.31	0.16	0.72	0.22	0.11
2047	1.00	0.31	0.16	0.72	0.22	0.11

3. USANDO CONDUCTORES 450 ACAR PARA EL MONTAJE DEL SEGUNDO CIRCUITO.

Anexo D.1.	Potencia que sale de la Subestación Cuenca 138 kV					1 de 3
Año	Primer Circuito 397,5 ACSR			Segundo Circuito 450 ACAR		
	Demanda			Demanda		
	Máxima	Media	Mínima	Máxima	Media	Mínima
2008	23.26	12.93	9.01	23.50	13.03	9.17
2009	24.06	13.39	9.33	24.28	13.48	9.49
2010	24.87	13.84	9.65	25.06	13.92	9.81
2011	25.79	14.36	10.03	25.96	14.43	10.18
2012	26.56	14.77	10.32	26.83	14.95	10.58
2013	27.43	15.24	10.68	27.68	15.41	10.93
2014	28.29	15.77	11.04	28.52	15.93	11.29
2015	29.33	16.29	11.46	29.52	16.44	11.69

2016	30.32	16.92	11.87	30.48	17.06	12.10
2017	30.32	16.92	11.87	30.48	17.06	12.10
2018	30.32	16.92	11.87	30.48	17.06	12.10
2019	30.32	16.92	11.87	30.48	17.06	12.10
2020	30.32	16.92	11.87	30.48	17.06	12.10
2021	30.32	16.92	11.87	30.48	17.06	12.10
:	30.32	16.92	11.87	30.48	17.06	12.10
2047	30.32	16.92	11.87	30.48	17.06	12.10

Anexo E.1.	Potencia que llega a la Subestación Loja 138 kV					2 de 3
Año	Primer Circuito 397,5 ACSR			Segundo Circuito 450 ACAR		
	Demanda			Demanda		
	Máxima	Media	Mínima	Máxima	Media	Mínima
2008	22.66	12.75	8.91	22.99	12.88	9.09
2009	23.42	13.19	9.23	23.74	13.31	9.41
2010	24.18	13.63	9.55	24.49	13.75	9.72
2011	25.05	14.13	9.91	25.34	14.24	10.08
2012	25.77	14.53	10.19	26.18	14.75	10.47
2013	26.59	14.98	10.54	26.98	15.20	10.82
2014	27.40	15.49	10.90	27.78	15.70	11.17
2015	28.37	16.00	11.30	28.72	16.19	11.57
2016	29.29	16.60	11.70	29.62	16.79	11.96
2017	29.29	16.60	11.70	29.62	16.79	11.96
2018	29.29	16.60	11.70	29.62	16.79	11.96
2019	29.29	16.60	11.70	29.62	16.79	11.96
2020	29.29	16.60	11.70	29.62	16.79	11.96
2021	29.29	16.60	11.70	29.62	16.79	11.96
:	29.29	16.60	11.70	29.62	16.79	11.96
2047	29.29	16.60	11.70	29.62	16.79	11.96

Anexo D.1.	Pérdidas de potencia en la L/T Cuenca - Loja 138 kV					3 de 3
Año	Primer Circuito 397,5 ACSR			Segundo Circuito 450 ACAR		
	Demanda			Demanda		
	Máxima	Media	Mínima	Máxima	Media	Mínima
2008	0.60	0.18	0.10	0.51	0.15	0.08
2009	0.64	0.20	0.10	0.54	0.17	0.08
2010	0.69	0.21	0.10	0.57	0.17	0.09
2011	0.74	0.23	0.12	0.62	0.19	0.10
2012	0.79	0.24	0.13	0.65	0.20	0.11
2013	0.84	0.26	0.14	0.70	0.21	0.11
2014	0.89	0.28	0.14	0.74	0.23	0.12
2015	0.96	0.29	0.16	0.8	0.25	0.12
2016	1.03	0.32	0.17	0.86	0.27	0.14
2017	1.03	0.32	0.17	0.86	0.27	0.14
2018	1.03	0.32	0.17	0.86	0.27	0.14
2019	1.03	0.32	0.17	0.86	0.27	0.14
2020	1.03	0.32	0.17	0.86	0.27	0.14
2021	1.03	0.32	0.17	0.86	0.27	0.14
:	1.03	0.32	0.17	0.86	0.27	0.14
2047	1.03	0.32	0.17	0.86	0.27	0.14

ANEXO E. 2.

1. USANDO CONDUCTORES BRANT 397.5 ACSR EN EL MONTAJE DEL SEGUNDO CIRCUITO

Anexo E.2.	Pérdidas totales		1 de 3
	DEMANDA		
Año	Máxima	Media	Mínima
2008	1.22	0.38	0.20
2009	1.30	0.40	0.20
2010	1.40	0.42	0.22
2011	1.48	0.46	0.22
2012	1.58	0.50	0.26
2013	1.68	0.52	0.28
2014	1.80	0.56	0.30
2015	1.94	0.60	0.32
2016	2.10	0.64	0.34
2017	2.10	0.64	0.34
2018	2.10	0.64	0.34
2019	2.10	0.64	0.34
:	2.10	0.64	0.34
2047	2.10	0.64	0.34

2. USANDO CONDUCTORES 550 ACAR PARA EL MONTAJE DEL SEGUNDO CIRCUITO

Anexo E.2.	Pérdidas totales		2 de 3
	DEMANDA		
Año	Máxima	Media	Mínima
2008	1.01	0.31	0.16
2009	1.07	0.33	0.17
2010	1.16	0.34	0.17
2011	1.23	0.38	0.19
2012	1.30	0.41	0.22
2013	1.40	0.43	0.24
2014	1.49	0.45	0.24
2015	1.60	0.50	0.26
2016	1.72	0.53	0.27
2017	1.72	0.53	0.27
2018	1.72	0.53	0.27
2019	1.72	0.53	0.27
:	1.72	0.53	0.27
2047	1.72	0.53	0.27

3. USANDO CONDUCTORES 450 ACAR PARA EL MONTAJE DEL SEGUNDO CIRCUITO

Anexo E.2.	Pérdidas totales		3 de 3
	DEMANDA		
Año	Máxima	Media	Mínima
2008	1.11	0.33	0.18
2009	1.18	0.37	0.18
2010	1.26	0.38	0.19
2011	1.36	0.42	0.22
2012	1.44	0.44	0.24
2013	1.54	0.47	0.25
2014	1.63	0.51	0.26
2015	1.76	0.54	0.28
2016	1.89	0.59	0.31
2017	1.89	0.59	0.31
2018	1.89	0.59	0.31
2019	1.89	0.59	0.31
2020	1.89	0.59	0.31
2021	1.89	0.59	0.31
:	1.89	0.59	0.31
2047	1.89	0.59	0.31

ANEXO E. 3.

1. COMPARACIÓN DEL CONDUCTOR 397,5 ACSR CON EL 450 ACAR

Anexo E.3.	DEMANDA		1de 2
	Máxima	Media	Mínima
Año	$\Delta_{Pd.máx}$	$\Delta_{Pd.med}$	$\Delta_{Pd.min}$
2008	-0,11	-0,05	-0,02
2009	-0,12	-0,03	-0,02
2010	-0,14	-0,04	-0,03
2011	-0,12	-0,04	0.00
2012	-0,14	-0,06	-0,02
2013	-0,14	-0,05	-0,03
2014	-0,17	-0,05	-0,04
2015	-0,18	-0,06	-0,04
2016	-0,21	-0,05	-0,03
2017	-0,21	-0,05	-0,03
2018	-0,21	-0,05	-0,03
2019	-0,21	-0,05	-0,03
2020	-0,21	-0,05	-0,03
2021	-0,21	-0,05	-0,03
:	-0,21	-0,05	-0,03
2047	-0,21	-0,05	-0,03

2. COMPARACIÓN DEL CONDUCTOR 397.5 ACSR CON EL 550 ACAR

Anexo E.3.	DEMANDA		2 de 2
	Máxima	Media	Mínima
Año	$\Delta_{Pd.máx}$	$\Delta_{Pd.med}$	$\Delta_{Pd.min}$
2008	-0,21	-0,07	-0,04
2009	-0,23	-0,07	-0,03
2010	-0,24	-0,08	-0,05
2011	-0,25	-0,08	-0,03
2012	-0,28	-0,09	-0,04
2013	-0,28	-0,09	-0,04
2014	-0,31	-0,11	-0,06
2015	-0,34	-0,10	-0,06
2016	-0,38	-0,11	-0,07
2017	-0,38	-0,11	-0,07
2018	-0,38	-0,11	-0,07
2019	-0,38	-0,11	-0,07
:	-0,38	-0,11	-0,07
2047	-0,38	-0,11	-0,07

ANEXO E. 4.

1. PARA EL CASO ENTRE EL BRANT 397.5 ACSR Y EL 450 ACAR

Anexo E.4.	Pérdidas para los días laborables de la semana (Lunes a Viernes)			
	DEMANDA			1 de 5
Año	Máxima	Media	Mínima	MWh/día
2008	-0,44	-0,50	-0,20	-1,14
2009	-0,48	-0,30	-0,20	-0,98
2010	-0,56	-0,40	-0,30	-1,26
2011	-0,48	-0,40	0,00	-0,88
2012	-0,56	-0,60	-0,20	-1,36
2013	-0,56	-0,50	-0,30	-1,36
2014	-0,68	-0,50	-0,40	-1,58
2015	-0,72	-0,60	-0,40	-1,72
2016	-0,84	-0,50	-0,30	-1,64
2017	-0,84	-0,50	-0,30	-1,64
2018	-0,84	-0,50	-0,30	-1,64
2019	-0,84	-0,50	-0,30	-1,64
2020	-0,84	-0,50	-0,30	-1,64
2021	-0,84	-0,50	-0,30	-1,64
:	-0,84	-0,50	-0,30	-1,64
2047	-0,84	-0,50	-0,30	-1,64

Anexo E.4.	Pérdidas para los fines de semana (Sábado y Domingo)		
	DEMANDA		2 de 5
Año	Media	Mínima	MWh/día
2008	-0,70	-0,20	-0,90
2009	-0,42	-0,20	-0,62
2010	-0,56	-0,30	-0,86
2011	-0,56	0,00	-0,56
2012	-0,84	-0,20	-1,04
2013	-0,70	-0,30	-1.00
2014	-0,70	-0,40	-1,10
2015	-0,84	-0,40	-1,24
2016	-0,70	-0,30	-1.00
2017	-0,70	-0,30	-1.00
2018	-0,70	-0,30	-1.00
2019	-0,70	-0,30	-1.00
2020	-0,70	-0,30	-1.00
2021	-0,70	-0,30	-1.00
:	-0,70	-0,30	-1.00
2047	-0,70	-0,30	-1.00

Anexo E.4.				3 de 5
Pérdidas para los días laborables (Lunes a Viernes)				
Año	MWh/día	Semanas/Año	Días / Semana	MWh/año
2008	-1,14	52	5	-296,40
2009	-0,98			-254,80
2010	-1,26			-327,60
2011	-0,88			-228,80
2012	-1,36			-353,60
2013	-1,36			-353,60
2014	-1,58			-410,80
2015	-1,72			-447,20
2016	-1,64			-426,40
2017	-1,64			-426,40
2018	-1,64			-426,40
2019	-1,64			-426,40
2020	-1,64			-426,40
2021	-1,64			-426,40
:	-1,64			-426,40
2047	-1,64			-426,40

Anexo E.4.				4 de 5
Pérdidas para los fines de semana (Sábado y Domingo)				
Año	MWh/día	Semanas/Año	Días / Semana	MWh/año
2008	-0,90	52	2	-93,60
2009	-0,62			-64,48
2010	-0,86			-89,44
2011	-0,56			-58,24
2012	-1,04			-108,16
2013	-1.00			-104,00
2014	-1,10			-114,40
2015	-1,24			-128,96
2016	-1.00			-104,00
2017	-1.00			-104,00
2018	-1.00			-104,00
2019	-1.00			-104,00
2020	-1.00			-104,00
2021	-1.00			-104,00
:	-1.00			-104,00
2047	-1.00			-104,00

ANEXO D.4.			5 DE 5
Pérdidas totales (MWh/año)			
Año	MWh/Año	MWh/Año	Total Mwh/Año
	Días Laborables	Fines de semana	
2008	-296,40	-93,60	-390,00
2009	-254,80	-64,48	-319,28
2010	-327,60	-89,44	-417,04
2011	-228,80	-58,24	-287,04
2012	-353,60	-108,16	-461,76
2013	-353,60	-104,00	-457,60
2014	-410,80	-114,40	-525,20
2015	-447,20	-128,96	-576,16
2016	-426,40	-104,00	-530,40
2017	-426,40	-104,00	-530,40
2018	-426,40	-104,00	-530,40
2019	-426,40	-104,00	-530,40
2020	-426,40	-104,00	-530,40
2021	-426,40	-104,00	-530,40
:	-426,40	-104,00	-530,40
2047	-426,40	-104,00	-530,40

2. PARA EL CASO ENTRE EL BRANT 397.5 ACSR Y EL 550 ACAR

Anexo E.4.	Pérdidas para los días laborables de la semana (Lunes a Viernes)			
	DEMANDA			1 de 5
Año	Máxima	Media	Mínima	MWh/día
2008	-0,84	-0,70	-0,40	-1,94
2009	-0,92	-0,70	-0,30	-1,92
2010	-0,96	-0,80	-0,50	-2,26
2011	-1,00	-0,80	-0,30	-2,10
2012	-1,12	-0,90	-0,40	-2,42
2013	-1,12	-0,90	-0,40	-2,42
2014	-1,24	-1,10	-0,60	-2,94
2015	-1,36	-1,00	-0,60	-2,96
2016	-1,52	-1,10	-0,70	-3,32
2017	-1,52	-1,10	-0,70	-3,32
2018	-1,52	-1,10	-0,70	-3,32
2019	-1,52	-1,10	-0,70	-3,32
2020	-1,52	-1,10	-0,70	-3,32
2021	-1,52	-1,10	-0,70	-3,32
:	-1,52	-1,10	-0,70	-3,32
2047	-1,52	-1,10	-0,70	-3,32

Anexo E.4.	Pérdidas para los fines de semana (Sábado y Domingo)		
	DEMANDA		2 de 5
Año	Media	Mínima	MWh/día
2008	-0,98	-0,40	-1,38
2009	-0,98	-0,30	-1,28
2010	-1,12	-0,50	-1,62

2011	-1,12	-0,30	-1,42
2012	-1,26	-0,40	-1,66
2013	-1,26	-0,40	-1,66
2014	-1,54	-0,60	-2,14
2015	-1,40	-0,60	-2,00
2016	-1,54	-0,70	-2,24
2017	-1,54	-0,70	-2,24
2018	-1,54	-0,70	-2,24
2019	-1,54	-0,70	-2,24
2020	-1,54	-0,70	-2,24
2021	-1,54	-0,70	-2,24
:	-1,54	-0,70	-2,24
2047	-1,54	-0,70	-2,24

Anexo E.4.				3 de 5
Pérdidas para los días laborables (Lunes a Viernes)				
Año	MWh/día	Semanas/Año	Días / Semana	MWh/año
2008	-1,94	52	5	-504,40
2009	-1,92			-499,20
2010	-2,26			-587,60
2011	-2,10			-546,00
2012	-2,42			-629,20
2013	-2,42			-629,20
2014	-2,94			-764,40
2015	-2,96			-769,60
2016	-3,32			-863,20
2017	-3,32			-863,20
2018	-3,32			-863,20
2019	-3,32			-863,20
2020	-3,32			-863,20
2021	-3,32			-863,20
:	-3,32			-863,20
2047	-3,32			-863,20

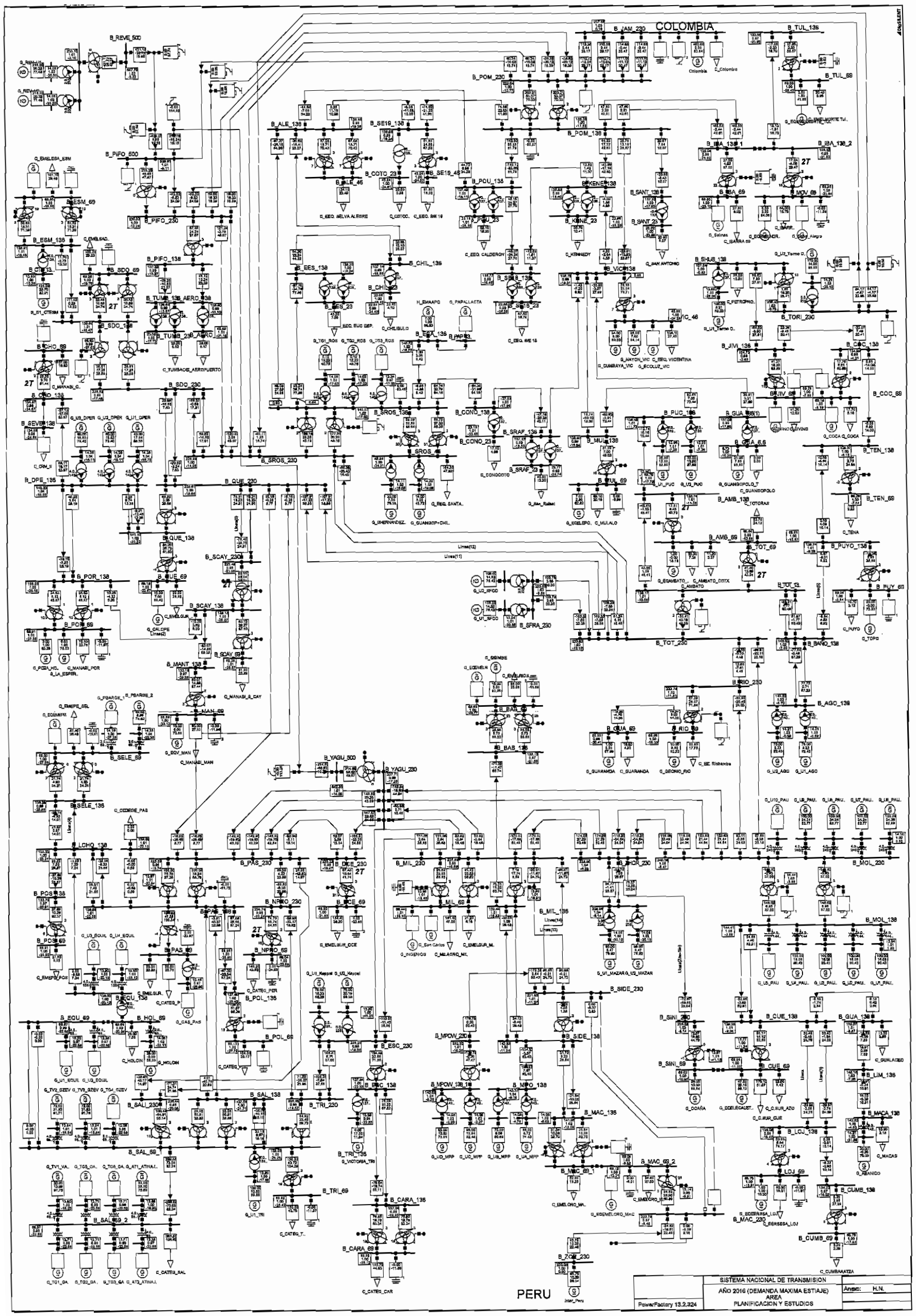
Anexo E.4.				4 de 5
Pérdidas para los fines de semana (Sábado y Domingo)				
Año	MWh/día	Semanas/Año	Días / Semana	MWh/año
2008	-1,38	52	2	-143,52
2009	-1,28			-133,12
2010	-1,62			-168,48
2011	-1,42			-147,68
2012	-1,66			-172,64
2013	-1,66			-172,64
2014	-2,14			-222,56
2015	-2,00			-208,00
2016	-2,24			-232,96
2017	-2,24			-232,96

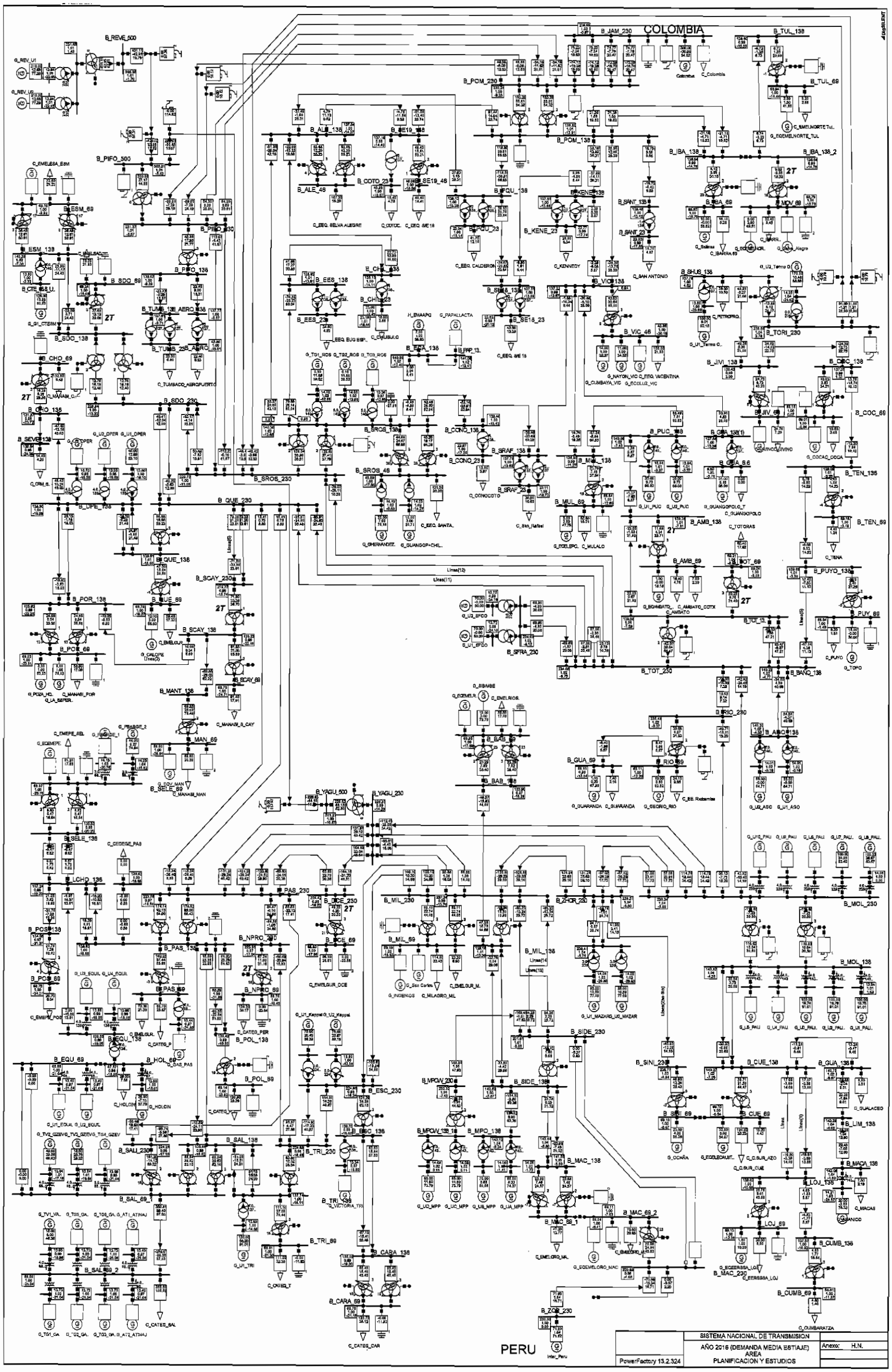
2018	-2,24			-232,96
2019	-2,24			-232,96
2020	-2,24			-232,96
2021	-2,24			-232,96
:	-2,24			-232,96
2047	-2,24			-232,96

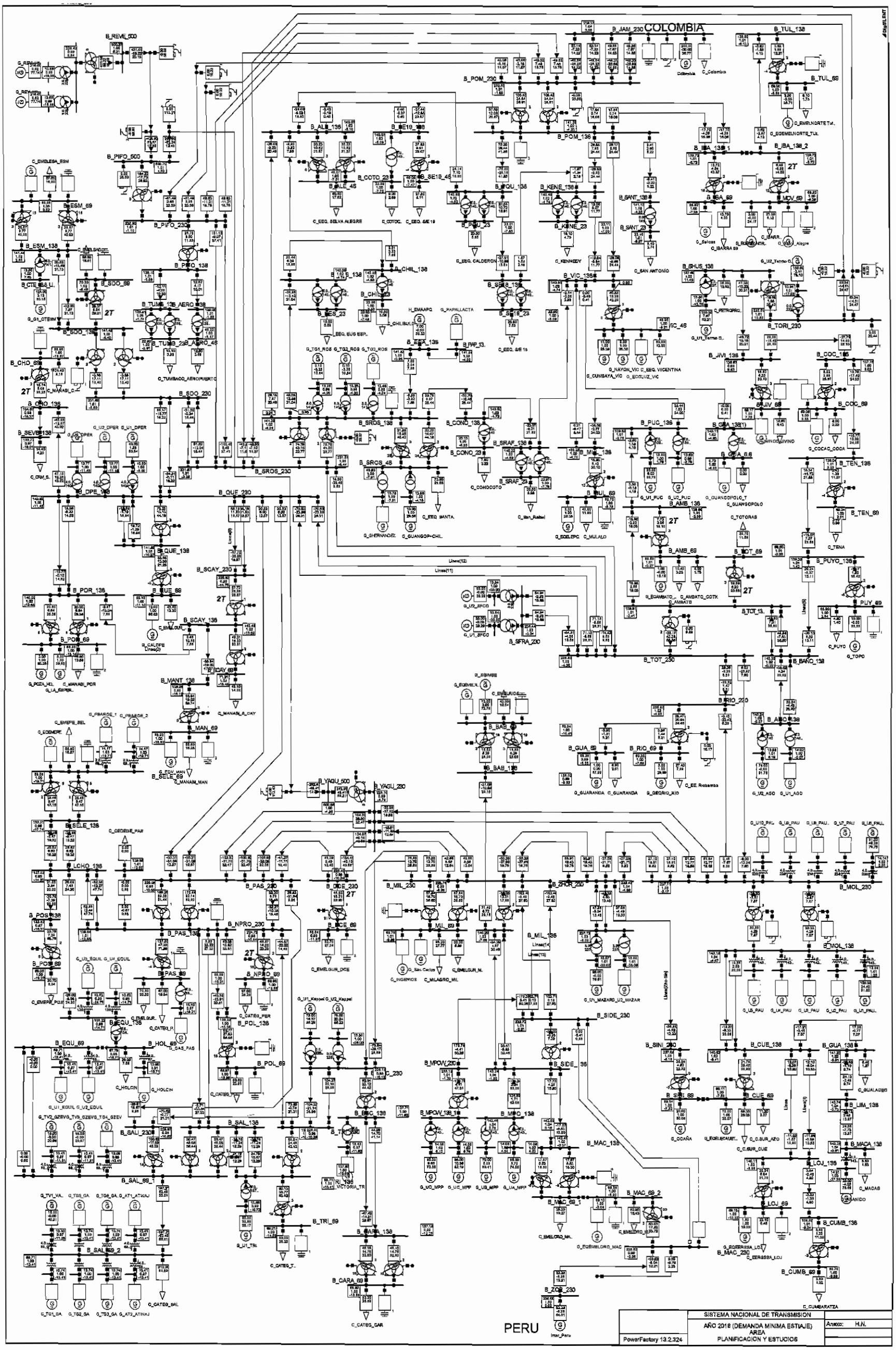
ANEXO E.4.			5 de 5
Pérdidas totales (MWh/año)			
Año	**MWh/Año**	**MWh/Año**	**Total Mwh/Año**
	Días Laborables	**Fines de semana**	
2008	-504,40	-143,52	-647,92
2009	-499,20	-133,12	-632,32
2010	-587,60	-168,48	-756,08
2011	-546,00	-147,68	-693,68
2012	-629,20	-172,64	-801,84
2013	-629,20	-172,64	-801,84
2014	-764,40	-222,56	-986,96
2015	-769,60	-208,00	-977,60
2016	-863,20	-232,96	-1096,16
2017	-863,20	-232,96	-1096,16
2018	-863,20	-232,96	-1096,16
2019	-863,20	-232,96	-1096,16
2020	-863,20	-232,96	-1096,16
2021	-863,20	-232,96	-1096,16
:	-863,20	-232,96	-1096,16
2047	-863,20	-232,96	-1096,16

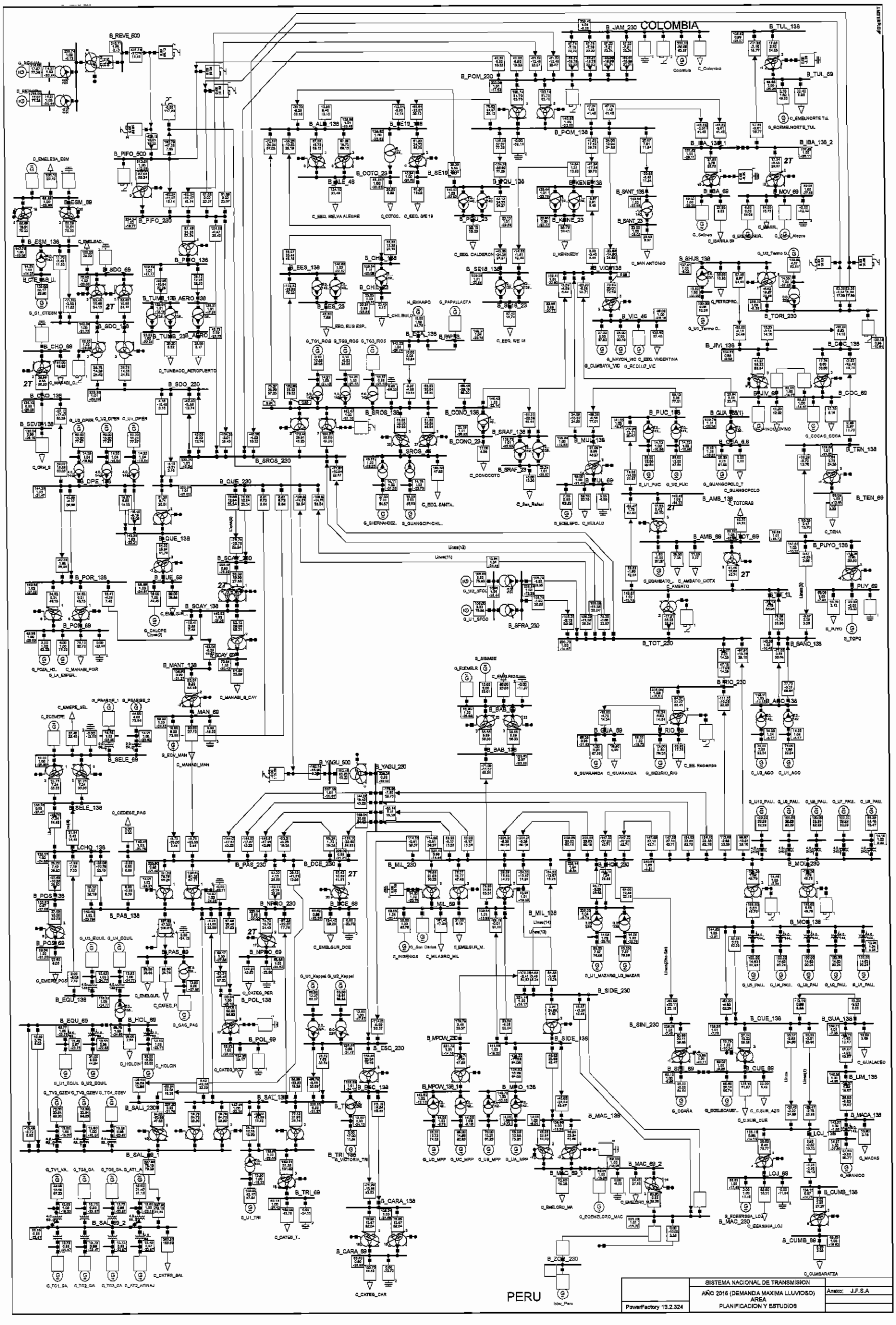
ANEXO F

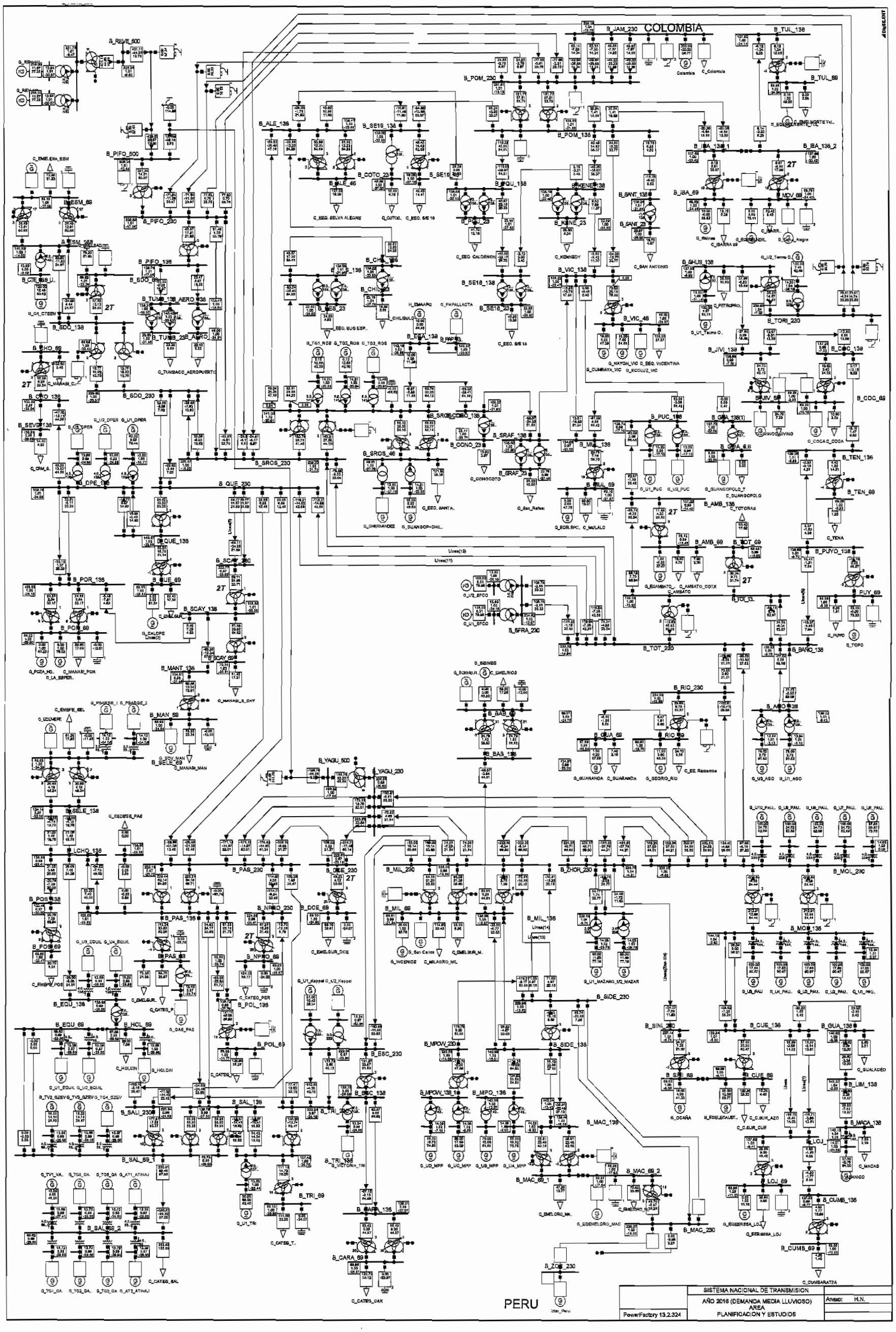
FLUJOS DE POTENCIA PARA EL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN AÑO 2016

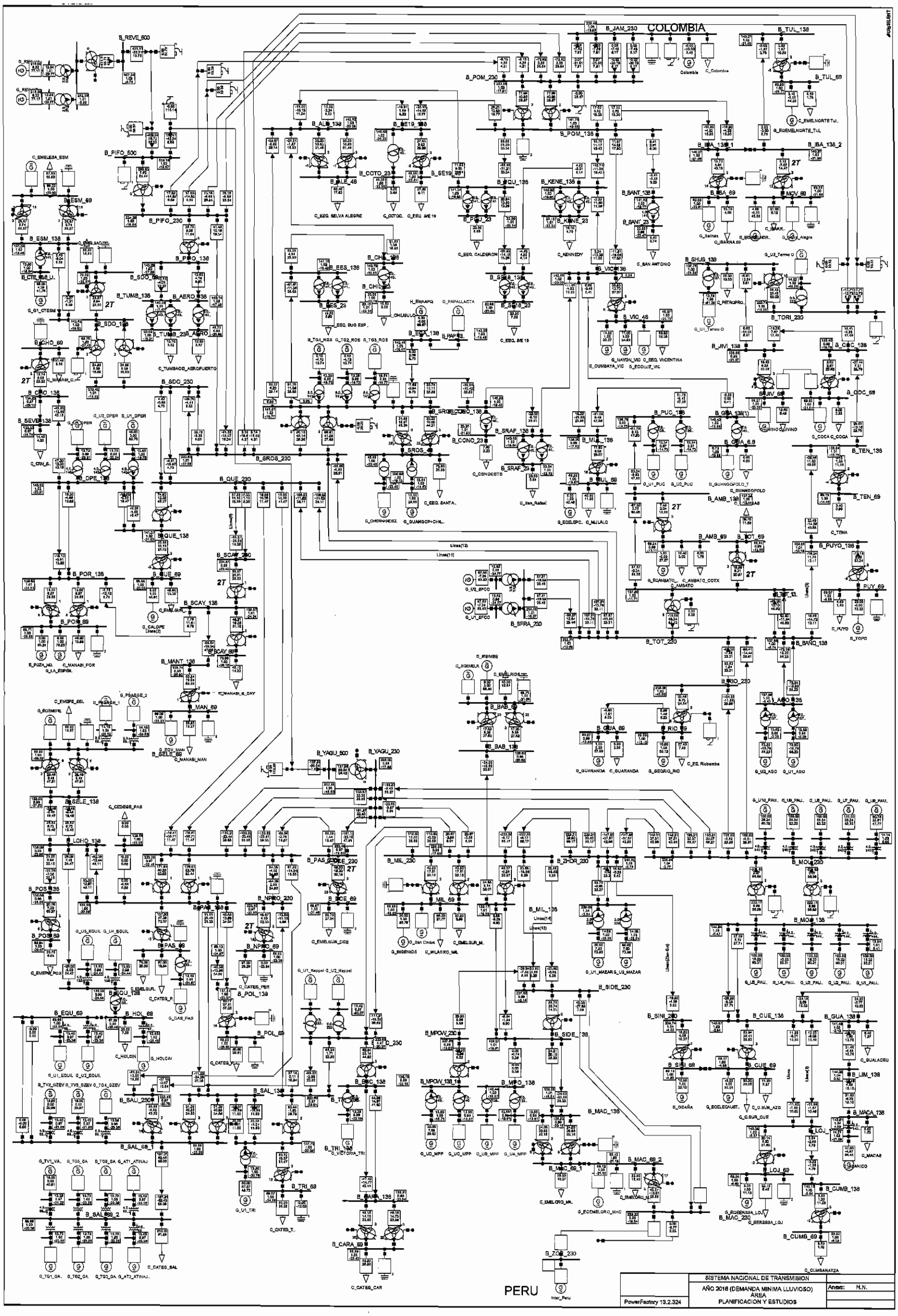

COLOMBIA
PERU
SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION
AÑO 2016 (DEMANDA MAXIMA ESTIAJE)
AREA
PLANIFICACION Y ESTUDIOS
Anexo: H.N.
PowerFactory 13.2.324


COLOMBIA
PERU
SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION
AÑO 2016 (DEMANDA MEDIA ESTIAJE)
AREA
PLANIFICACION Y ESTUDIOS
Anexo: H.N.
PowerFactory 13.2.324


COLOMBIA
PERU
SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION
AÑO 2018 (DEMANDA MINIMA ESTIAJE)
AREA
PLANIFICACION Y ESTUDIOS
PowerFactory 13.2.324
Anexo: H.N.


COLOMBIA
PERU
SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION
AÑO 2016 (DEMANDA MAXIMA LLUVIOSO)
AREA
PLANIFICACION Y ESTUDIOS
PowerFactory 13.2.324
Anexo: J.F.S.A


COLOMBIA
PERU
SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION
AÑO 2016 (DEMANDA MEDIA LLUVIOSO)
AREA
PLANIFICACION Y ESTUDIOS
Anexo: H.N.
PowerFactory 13.2.324


COLOMBIA
PERU
SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION
AÑO 2018 (DEMANDA MINIMA LLUVIOSO)
AREA
PLANIFICACION Y ESTUDIOS
Anexo: H.N.
PowerFactory 13.2.324

ANEXO G

GLOSARIO DE SIGLAS

ANEXO G

GLOSARIO DE SIGLAS

S.E.P.	Sistema Eléctrico de Potencia.
S.N.T.	Sistema Nacional de Transmisión
M.E.M.	Mercado Eléctrico Mayorista
S.N.I.	Sistema Nacional Interconectado
M.C.I.	Motores de Combustión Interna
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CONELEC	Consejo Nacional de Electricidad
L.R.S.E.	Ley de Régimen del Sector Eléctrico
P.R.G.	Precio Referencial de Generación
P.R.P.D.	Potencia Remunerable Puesta a Disposición
T.I.R.	Tasa Interna de Retorno
C.E.I.	Comisión Electrotécnica Internacional
R.A.	Ruido Audible
R.I.	Radio Interferencia