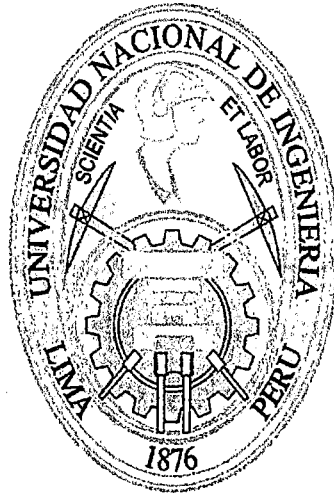


**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA**



**“APLICACIONES DE LA EXTRA ALTA TENSIÓN DE  
500kV EN LA MEJORA DEL SISTEMA ELÉCTRICO  
INTERCONECTADO NACIONAL”**

**TESIS**

**PARA OPTAR POR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:  
INGENIERO MECÁNICO – ELECTRICISTA**

**JUAN MARCELO VIVANCO VALLEJOS**

**PROMOCIÓN 2010-I**

**LIMA – PERÚ  
2012**

**Digitalizado por:**

**Consortio Digital del  
Conocimiento MebLatam,  
Hemisferio y Dalse**

## ÍNDICE

<b>PRÓLOGO</b> .....	<b>1</b>
<b>CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>3</b>
1.1 ANTECEDENTES	3
1.2 OBJETIVOS	4
1.2.1 Objetivos Generales.....	4
1.2.2 Objetivos Específicos.....	5
1.3 ALCANCE	6
1.4 LIMITACIONES	7
1.5 ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO	8
1.5.1 Ubicación Geográfica .....	8
1.5.2 Condiciones Climatológicas.....	10
1.5.3 Topografía y Suelo.....	10
1.5.4 Vías de Acceso y Comunicación.....	11
1.5.5 Demografía.....	11
<b>CAPÍTULO II: ASPECTOS CONCEPTUALES Y CRITERIOS TÉCNICOS DE LA EXTRA ALTA TENSIÓN</b> .....	<b>13</b>
2.1 CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE EXTRA ALTA TENSIÓN	13
2.1.1 Extra Alta Tensión (EAT).....	13
2.1.2 Características de los Conductores .....	14
2.1.3 Modelamiento de Líneas de Transmisión de Extra Alta Tensión .....	20
2.1.4 Análisis Operativo de Líneas de Transmisión.....	34

2.1.5	Campos Eléctricos y Magnéticos producidos por líneas de Extra Alta Tensión.....	42
2.1.6	Fenómenos Físicos debidos a la Extra Alta Tensión.....	50
2.1.7	Coordinación del Aislamiento en Extra Alta Tensión.....	52
2.1.8	Sistemas de Compensación Reactiva.....	69
2.2	<b>CRITERIOS TÉCNICOS Y ECONÓMICOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN</b>	82
2.2.1	Tensión de la Línea.....	83
2.2.2	Sección de los Conductores.....	87
2.2.3	Tipo de Soportes.....	93
2.2.4	Trazo de Ruta y Vano de la Línea.....	94
2.3	<b>¿POR QUÉ CAMBIAR DE 220kV A 500kV EN EL SEIN?</b>	96
2.3.1	Aspectos Técnicos para el Nivel de Tensión.....	97
2.3.2	Aprovechamiento de las Economías de Escala.....	99
2.3.3	Conclusiones.....	103
2.4	<b>REQUERIMIENTOS DE LOS NUEVOS PROYECTOS DE TRANSMISIÓN</b>	104
2.4.1	Tensión.....	105
2.4.2	Frecuencia.....	105
2.4.3	Sobrecargas.....	106
2.4.4	Estabilidad Transitoria y Pequeña Señal.....	106
 <b>CAPÍTULO III: ANÁLISIS DE LA INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA</b>		
<b>CENTRO – SUR MEDIO – SUR Y ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN EN EL</b>		
<b>LARGO PLAZO ANTE LA PROBLEMÁTICA QUE SE PRESENTA ..... 108</b>		
3.1	<b>SITUACIÓN DEL SEIN HASTA EL AÑO 2010</b>	108
3.1.1	Operación en el Año 2008.....	108
3.1.2	Operación en el Período 2009 – 2010.....	109
3.1.3	Principales Sub-sistemas Eléctricos y Líneas de Transmisión.....	110
3.1.4	Características de la Interconexión Centro – Sur Medio – Sur y principales líneas de transmisión de enlace.....	115
3.2	<b>PROYECCIONES DEL SEIN PARA EL PERÍODO 2011 – 2020</b>	117

3.3	PROBLEMÁTICA DE TRANSMISIÓN EN LA INTERCONEXIÓN CENTRO – SUR MEDIO – SUR	118
3.3.1	Límites de Transmisión del Enlace Centro – Sur Medio – Sur.....	118
3.3.2	Problemática que se presenta .....	121
3.4	ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN	122
3.4.1	Alternativa N° 01: Línea de Transmisión 220kV Chilca – Socabaya .....	122
3.4.2	Alternativa N° 02: Línea de Transmisión 400kV Chilca – Montalvo .....	123
3.4.3	Alternativa N° 03: Línea de Transmisión 500kV Chilca – Montalvo .....	124
3.5	EVALUACIÓN TÉCNICO – ECONÓMICA DE LAS ALTERNATIVAS	125
3.5.1	Características de las Alternativas .....	125
3.5.2	Evaluación Técnica de las Alternativas .....	125
3.5.3	Evaluación Económica de las Alternativas .....	130
3.6	SELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA DE SOLUCIÓN MÁS CONVENIENTE	135
<b>CAPÍTULO IV: ASPECTOS DE DISEÑO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN 500KV CHILCA – MARCONA – OCOÑA – MONTALVO .....</b>		<b>137</b>
4.1	DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO	137
4.1.1	Características Generales de la Línea de Transmisión .....	138
4.1.2	Configuración de las Líneas de Transmisión y Subestaciones Eléctricas .....	139
4.2	SELECCIÓN DEL TRAZO DE RUTA	140
4.2.1	Criterios para la Selección del Trazo de Ruta de la Línea de Transmisión .....	140
4.2.2	L.T. 500kV Chilca – Marcona Nueva (L1).....	140
4.2.3	L.T. 500kV Marcona Nueva – Ocoña (L2).....	145
4.2.4	L.T. 500kV Ocoña – Montalvo 2 (L3).....	147
4.3	CONDICIONES DE DISEÑO	150
4.3.1	Normas aplicables.....	150
4.3.2	Condiciones de Diseño.....	151
4.3.3	Tipo de Conductor .....	154

4.3.4	Tipos de Estructuras.....	155
4.3.5	Tipos de Cadenas de Aisladores.....	158
4.4	<b>DISEÑO ELÉCTRICO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN</b>	160
4.4.1	Selección de los Conductores.....	160
4.4.2	Cálculo de los Parámetros Eléctricos.....	178
4.4.3	Coordinación del Aislamiento.....	187
4.4.4	Selección del Sistema de Compensación Reactiva.....	201
 <b>CAPÍTULO V: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL EQUIPAMIENTO</b>		
<b>ELECTROMECAÁNICO .....</b>		<b>212</b>
5.1	<b>ESTRUCTURAS METÁLICAS</b>	212
5.1.1	Normas aplicables.....	212
5.1.2	Tipos de Estructuras.....	212
5.1.3	Prestaciones de cada Estructura.....	213
5.1.4	Requerimientos de Fabricación.....	214
5.1.5	Ensayos e Inspección.....	215
5.2	<b>CONDUCTORES DE FASE</b>	218
5.2.1	Normas aplicables.....	218
5.2.2	Características de los Conductores de Fase.....	218
5.2.3	Requerimientos de Fabricación.....	219
5.2.4	Inspecciones y Pruebas.....	220
5.3	<b>CABLE DE GUARDA TIPO OPGW</b>	221
5.3.1	Normas aplicables.....	221
5.3.2	Características del Cable de Guarda Tipo OPGW.....	222
5.3.3	Componentes principales.....	223
5.3.4	Requerimientos de Fabricación.....	224
5.3.5	Inspecciones y Pruebas.....	225
5.4	<b>CABLE DE GUARDA TIPO ALUMOWELD</b>	226
5.4.1	Normas aplicables.....	226

5.4.2	Características del Cable de Guarda Tipo Alumoweld.....	226
5.4.3	Requerimientos de Fabricación.....	226
5.4.4	Inspecciones y Pruebas.....	227
5.5	<b>AISLADORES DE VIDRIO</b>	228
5.5.1	Normas aplicables.....	228
5.5.2	Características de los Aisladores.....	228
5.5.3	Requerimientos de Fabricación.....	230
5.5.4	Inspecciones y Pruebas.....	232
	<b>CAPÍTULO VI: METRADO Y PRESUPUESTO.....</b>	<b>235</b>
6.1	INGENIERÍA	235
6.2	SUMINISTRO DE MATERIALES	236
6.3	TRANSPORTE	238
6.4	OBRAS CIVILES	239
6.5	MONTAJE ELECTROMECAÁNICO	240
6.6	RESUMEN GENERAL	240
	<b>CAPÍTULO VII: EVALUACIÓN ECONÓMICA – FINANCIERA DEL PROYECTO.....</b>	<b>242</b>
7.1	INVERSIÓN REALIZADA	243
7.2	COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	243
7.3	INGRESOS ANUALES PROYECTADOS	244
7.4	EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO	249
7.4.1	Flujo de Caja Económico.....	249
7.4.2	Indicadores de Rentabilidad.....	250
7.5	PLAN FINANCIERO DEL PROYECTO	253
7.6	EVALUACIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO	254
7.6.1	Flujo de Caja Financiero.....	254
7.6.2	Indicadores de Rentabilidad.....	255

7.7	RESULTADOS OBTENIDOS	257
	<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>258</b>
	<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>263</b>
	<b>PLANOS .....</b>	<b>266</b>
	<b>APÉNDICE.....</b>	<b>267</b>
	ANEXO N° 01: CONSIDERACIONES DEL DISEÑO MECÁNICO DE LA L.T. 500kV CHILCA – MARCONA – OCOÑA - MONTALVO	268
	ANEXO N° 02: PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS Y LOS ENLACES EN 220kV CON EL SEIN	284
	ANEXO N° 03: MÉTODO DE HOUSE & TUTTLE PARA EL CÁLCULO DE CONDUCTORES POR AMPACIDAD	304
	ANEXO N° 04: PRESUPUESTO DE SUBESTACIONES Y ENLACES EN 220kV	309

### LISTA DE TABLAS

Tabla N° 1.1	Coordenadas Geográficas del Área de Influencia del Proyecto.....	9
Tabla N° 1.2	Condiciones Climatológicas en Área de Influencia del Proyecto.....	10
Tabla N° 1.3	Población que habita el Área de Influencia del Proyecto.....	12
Tabla N° 2.1	Valores máximos admisibles de campos eléctricos y magnéticos .....	48
Tabla N° 2.2	Valores de BIL para niveles de Alta y Extra Alta Tensión.....	54
Tabla N° 2.3	Grados de contaminación según la norma IEC 60815 .....	65
Tabla N° 2.4	Secciones mínimas de conductores según el nivel de tensión.....	97
Tabla N° 3.1	Líneas de Transmisión de Enlace.....	115

Tabla N° 3.2 Características de la L.T. 220kV Mantaro – Cotaruse – Socabaya.....	116
Tabla N° 3.3 Características de la L.T. 220kV Independencia – Ica – Marcona.....	117
Tabla N° 3.4 Balance Oferta – Demanda del SEIN, período 2011 – 2020.....	118
Tabla N° 3.5 Límites de Transmisión de la L.T. 220kV Mantaro – Cotaruse – Socabaya .....	119
Tabla N° 3.6 Límites de Transmisión de la L.T. 220kV Independencia – Ica – Marcona .....	120
Tabla N° 3.7 Características Generales de las alternativas de solución .....	125
Tabla N° 3.8 Tensiones recomendables para el sistema.....	126
Tabla N° 3.9 Secciones mínimas de los conductores .....	127
Tabla N° 3.10 Subestaciones asociadas a la Alternativa 01 .....	132
Tabla N° 3.11 Subestaciones asociadas a la Alternativa 02 .....	133
Tabla N° 3.12 Líneas de enlace asociadas a la Alternativa 02 .....	134
Tabla N° 3.13 Subestaciones asociadas a la Alternativa 03 .....	134
Tabla N° 3.14 Líneas de enlace asociadas a la Alternativa 03 .....	135
Tabla N° 4.1 Vértices del Tramo Chilca – Marcona Nueva (L1).....	141
Tabla N° 4.2 Vértices del Tramo Marcona Nueva – Ocoña (L2).....	145
Tabla N° 4.3 Vértices del Tramo Ocoña – Montalvo 2 (L3).....	148
Tabla N° 4.4 Condición de diseño N° 01: Hasta 1,000m.s.n.m.....	153
Tabla N° 4.5 Condición de diseño N° 02: Por encima de 1,000m.s.n.m.....	154
Tabla N° 4.6 Tipo de estructura arriostrada a emplear según altitud.....	158
Tabla N° 4.7 Características de los Aisladores Standard.....	159
Tabla N° 4.8 Características de los Aisladores Anti-fog.....	159
Tabla N° 4.9 Cálculo por Ampacidad de conductores hasta 1,000m.s.n.m.....	163



Tabla N° 4.10 Temperatura en conductores a Potencia de Diseño, hasta 1,000m.s.n.m.....	163
Tabla N° 4.11 Cálculo por Ampacidad de conductores por encima de 1,000m.s.n.m. .....	165
Tabla N° 4.12 Temperatura en conductores a Potencia de Diseño, por encima de 1,000m.s.n.m.....	165
Tabla N° 4.13 Pérdidas en el tramo Chilca – Marcona Nueva.....	168
Tabla N° 4.14 Pérdidas en el tramo Marcona Nueva – Montalvo 2.....	168
Tabla N° 4.15 Gradiente crítico ( $kV_{rms}/cm$ ) por altura y calibre de conductor ACAR .....	170
Tabla N° 4.16 Gradiente superficial de conductores por tipo de estructura.....	174
Tabla N° 4.17 Comparación de Gradiente Superficial y Crítico en los conductores .....	174
Tabla N° 4.18 Pérdidas por Efecto Joule por tramos.....	176
Tabla N° 4.19 Resistencia equivalente de la línea.....	180
Tabla N° 4.20 Reactancia por tipo de conductor.....	180
Tabla N° 4.21 Reactancia equivalente de la línea.....	181
Tabla N° 4.22 Susceptancia por tipo de conductor.....	181
Tabla N° 4.23 Susceptancia equivalente de la línea.....	182
Tabla N° 4.24 Número de aisladores para el Grado de Contaminación II (20mm/kV) .....	188
Tabla N° 4.25 Número de aisladores para el Grado de Contaminación III (25mm/kV) .....	188

Tabla N° 4.26 Número de aisladores para el Grado de Contaminación IV (31mm/kV)	189
Tabla N° 4.27 Tensión Crítica de Flameo Corregida a Frecuencia Industrial ( $CFOC_{FI}$ )	189
Tabla N° 4.28 Número de aisladores por cadena debido a sobretensiones a frecuencia industrial	190
Tabla N° 4.29 Tensión Crítica de Flameo Corregida a Sobretensión de Tipo Maniobra ( $CFOC_{SM}$ )	190
Tabla N° 4.30 Número de aisladores por cadena debido a sobretensiones de tipo maniobra	191
Tabla N° 4.31 Tensión Crítica de Flameo Corregida a Sobretensión de Impulso Tipo Rayo ( $CFOC_{IR}$ )	192
Tabla N° 4.32 Número de aisladores por cadena debido a sobretensiones de impulso tipo rayo	192
Tabla N° 4.33 Aisladores seleccionados para la Línea de Transmisión 500kV Chilca – Marcona – Ocoña – Montalvo	194
Tabla N° 4.34 Distancias eléctricas mínimas fase – tierra en la estructura, a frecuencia industrial	195
Tabla N° 4.35 Distancias eléctricas mínimas fase – tierra en la estructura, por sobretensión tipo maniobra	196
Tabla N° 4.36 Valores de $K_S$ en función al ángulo de oscilación	197
Tabla N° 4.37 Distancias mínimas entre fases a medio vano	198
Tabla N° 4.38 Resumen de ángulos de oscilación	200
Tabla N° 4.39 Distancias mínimas del conductor al suelo	201

Tabla N° 4.40 Composición del Sistema de Compensación Reactiva.....	211
Tabla N° 5.1 Prestaciones por cada tipo de estructura.....	213
Tabla N° 5.2 Características del conductor ACAR 700MCM.....	218
Tabla N° 5.3 Características del conductor ACAR 750MCM.....	219
Tabla N° 5.4 Características del Cable de Guarda OPGW tipo 1.....	222
Tabla N° 5.5 Características del Cable de Guarda OPGW tipo 2.....	222
Tabla N° 5.6 Características del Cable de Guarda tipo Alumoweld.....	226
Tabla N° 5.7 Características del Aislador 160kN estándar.....	228
Tabla N° 5.8 Características del Aislador 120kN anti-fog (Tipo 1).....	229
Tabla N° 5.9 Características del Aislador 120kN anti-fog (Tipo 2).....	229
Tabla N° 5.10 Características del Aislador 160kN anti-fog .....	230
Tabla N° 6.1 Metrado y Presupuesto de Ingeniería.....	235
Tabla N° 6.2a Metrado y Presupuesto de Suministro de Materiales (1).....	236
Tabla N° 6.2b Metrado y Presupuesto de Suministro de Materiales (2).....	237
Tabla N° 6.2c Metrado y Presupuesto de Suministro de Materiales (3).....	237
Tabla N° 6.3 Metrado y Presupuesto de Transporte.....	238
Tabla N° 6.4 Metrado y Presupuesto de Obras Civiles .....	239
Tabla N° 6.5 Metrado y Presupuesto de Montaje Electromecánico .....	240
Tabla N° 6.6 Presupuesto de Línea de Transmisión 500kV Chilca – Montalvo .....	240
Tabla N° 6.7 Presupuesto Total del Proyecto Línea de Transmisión 500kV Chilca – Montalvo y Subestaciones .....	241
Tabla N° 7.1 Precios en Barra de Energía en Subestaciones Chilca, Marcona y Montalvo.....	245

Tabla N° 7.2 Precios en Barra de Potencia en Subestaciones Chilca, Marcona y Montalvo.....	246
Tabla N° 7.3 Peajes por Conexión del Sistema de Transmisión – Año 2013.....	246
Tabla N° 7.4 Peajes por Conexión Unitario del Sistema de Transmisión.....	247
Tabla N° 7.5 Ingresos Anuales Proyectados.....	249
Tabla N° 7.6 Flujo de Caja Económico del Proyecto.....	250
Tabla N° 7.7 Flujo de Financiamiento del Proyecto.....	254
Tabla N° 7.8 Flujo de Caja Financiero del Proyecto.....	255
Tabla N° A1.1 Cálculo de tensiones y flechas para conductor ACAR 700MCM...	271
Tabla N° A1.2 Cálculo de tensiones y flechas para conductor ACAR 750MCM...	272
Tabla N° A1.3 Cálculo de tensiones y flechas para OPGW.....	272
Tabla N° A1.4 Combinaciones de carga para Estructuras de Suspensión.....	275
Tabla N° A1.5 Combinaciones de carga para Estructuras de Anclaje.....	276
Tabla N° A1.6 Combinaciones de carga para Estructuras de Remate.....	277
Tabla N° A1.7 Factores de sobrecarga para las estructuras.....	278
Tabla N° A1.8 Capacidad Electromecánica de Aisladores de Suspensión en kg....	282
Tabla N° A1.9 Capacidad Electromecánica de Aisladores de Suspensión en kN... 282	
Tabla N° A1.10 Capacidad Electromecánica de Aisladores de Anclaje en kg.....	283
Tabla N° A1.11 Capacidad Electromecánica de Aisladores de Anclaje en kN.....	283
Tabla N° A3.1 Viscosidad, densidad y conductividad térmica del aire.....	307
Tabla N° A3.2 Altitud y azimuth del Sol (en grados) a varias latitudes.....	307
Tabla N° A3.3 Calor total recibido por una superficie a nivel del mar.....	308
Tabla N° A3.4 Factor de multiplicación del calor solar, para grandes altitudes.....	308
Tabla N° A4.1 Presupuesto de Subestaciones y Enlaces en 220kV.....	309

## LISTA DE FIGURAS

Figura N° 1.1 Ubicación Geográfica del Área de Influencia del Proyecto.....	9
Figura N° 2.1 Conductor trenzado ACSR 30/7 (30 hilos conductores, 7 hilos en núcleo).....	16
Figura N° 2.2 Tipos de fases múltiples más empleadas .....	17
Figura N° 2.3 Disposiciones típicas de los conductores.....	19
Figura N° 2.4 Ciclo de transposición en una línea de transmisión.....	23
Figura N° 2.5 Representación del Efecto Tierra en una línea de transmisión.....	27
Figura N° 2.6 Modelo $\Pi$ de una línea de transmisión de mediana longitud.....	31
Figura N° 2.7 Modelo de parámetros distribuidos de una línea de transmisión de gran longitud .....	33
Figura N° 2.8 Variación de la tensión para los distintos regímenes de operación de una línea de transmisión.....	38
Figura N° 2.9 Curva de Estabilidad.....	41
Figura N° 2.10 Curva de P-V.....	41
Figura N° 2.11 Representación de los conductores y sus imágenes.....	44
Figura N° 2.12 Representación gráfica de la Ley de Biot-Savart.....	47
Figura N° 2.13 Formas de onda normalizadas.....	55
Figura N° 2.14 Clasificación de las sobretensiones según su origen.....	59
Figura N° 2.15 Elementos de un sistema eléctrico y niveles de aislamiento.....	61
Figura N° 2.16 Coordinación entre pararrayos (descargador) y aislamiento.....	63

Figura N° 2.17 Coordinación de aislamiento mediante método estadístico .....	63
Figura N° 2.18 Circuito monofásico equivalente y diagrama fasorial de una línea de transmisión con reactor shunt .....	72
Figura N° 2.19 Circuito monofásico equivalente y diagrama fasorial de una línea de transmisión con capacitor shunt.....	73
Figura N° 2.20 Circuito monofásico equivalente y diagrama fasorial de una línea de transmisión con capacitor serie.....	74
Figura N° 2.21 Diversas configuraciones de compensación serie.....	74
Figura N° 2.22 Compensador síncrono conectado a la barra de un Sistema Eléctrico .....	75
Figura N° 2.23 Representación de un sistema SVC .....	76
Figura N° 2.24 Característica V/I de un SVC.....	77
Figura N° 2.25 Característica V/I de un Sistema de Potencia .....	77
Figura N° 2.26 Característica V/I de un Sistema de Potencia con SVC.....	78
Figura N° 2.27 Curva empírica para selección de Tensión de una Línea de Transmisión.....	86
Figura N° 2.28 Curva de costos asociados a un conductor.....	90
Figura N° 2.29 Curva de costos asociados al vano promedio.....	96
Figura N° 2.30 Potencia Natural según el nivel de tensión .....	98
Figura N° 2.31 Aporte de Potencia Reactiva según el nivel de tensión .....	99
Figura N° 2.32 Costo de Inversión vs Capacidad de Transmisión .....	101
Figura N° 2.33 Pérdidas de Potencia según el nivel de tensión.....	102
Figura N° 2.34 Análisis de Mínimo Costo (Anual).....	103
Figura N° 3.1 Ubicación de los Sub-sistemas Eléctricos del SEIN.....	112

Figura N° 3.2 Líneas de Transmisión de Enlace entre Sub-sistemas del SEIN.....	114
Figura N° 3.3 Diagrama Unifilar de la Alternativa N° 01 .....	123
Figura N° 3.4 Diagrama Unifilar de la Alternativa N° 02.....	124
Figura N° 3.5 Diagrama Unifilar de la Alternativa N° 03.....	125
Figura N° 3.6 Potencia Natural en las Líneas de Transmisión .....	128
Figura N° 3.7 Pérdidas de Potencia en Máxima Demanda.....	129
Figura N° 3.8 Potencia Reactiva en las Líneas de Transmisión.....	130
Figura N° 3.9 Costo de Inversión vs Capacidad de las Líneas de Transmisión.....	131
Figura N° 3.10 Análisis de Mínimo Costo (Anual) de las alternativas .....	135
Figura N° 4.1 Trazo de la L.T. 500kV Chilca – Marcona Nueva (L1).....	144
Figura N° 4.2 Trazo de la L.T. 500kV Marcona Nueva – Ocoña (L2).....	146
Figura N° 4.3 Trazo de la L.T. 500kV Ocoña – Montalvo 2 (L3).....	150
Figura N° 4.4 Ubicación de las zonas y áreas de carga en el Perú.....	152
Figura N° 4.5 Curva Temperatura vs Corriente – Conductor ACAR 750MCM.....	164
Figura N° 4.6 Curva Temperatura vs Corriente – Conductor ACAR 700MCM.....	166
Figura N° 4.7 Geometría de torre tipo “Cross Rope” .....	171
Figura N° 4.8 Geometría de torres auto-soportadas (aplica para torre tipo.....	171
Figura N° 4.9 Sistema de coordenadas para cálculo de gradiente superficial .....	173
Figura N° 4.11 Diagrama de Operación de la L.T. 500kV Chilca – Marcona Nueva .....	183
Figura N° 4.12 Diagrama de Operación de la L.T. 500kV Marcona Nueva – Montalvo 2.....	184
Figura N° 4.13 Diagrama de Pérdidas de la L.T. 500kV Chilca – Marcona Nueva	185

Figura N° 4.14 Diagrama de Pérdidas de la L.T. 500kV Marcona Nueva – Montalvo 2.....	186
Figura N° 7.1 Esquema del Flujo de Financiamiento del Proyecto.....	253
Figura N° A1.1 Árbol de carga para las estructuras .....	279



## **PRÓLOGO**

El desarrollo económico que ha ido experimentando el Perú implica un incremento progresivo de la demanda de energía eléctrica para satisfacer las necesidades de la minería e industria, entre otros. Para poder abastecer esta demanda creciente es necesario un incremento en la capacidad de las instalaciones del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), a través de proyectos de Generación, Transmisión y Distribución de energía eléctrica y empleando nuevas tecnologías para optimizar la operación de los sistemas eléctricos. Una de estas nuevas tecnologías incluye el empleo de la Extra Alta Tensión y el presente trabajo pretende demostrar la factibilidad, ventajas, consideraciones de diseño y rentabilidad del empleo de este nuevo nivel de tensión en el Perú.

En el Capítulo I “Introducción” se sitúa el proyecto dentro del sector de Transmisión de Energía Eléctrica del Perú y se define el alcance, objetivos y limitaciones de la tesis. En el Capítulo II “Aspectos conceptuales y criterios técnicos de la Extra Alta Tensión” se hace una revisión de los parámetros más importantes de las líneas de transmisión y se definen cuáles son los más determinantes para un nivel de Extra Alta Tensión; asimismo se presenta un sustento técnico – económico para el reemplazo de la tensión actual de 220kV por 500kV. En el Capítulo III “Análisis de la Interconexión Eléctrica Centro – Sur Medio – Sur y alternativas de solución en el

largo plazo ante la problemática que se presenta” se presenta la situación actual del SEIN, se identifica la problemática existente en el Enlace Centro – Sur y se plantean y evalúan tres alternativas de solución, resultando la más favorable la correspondiente al enlace en 500kV.

A partir del Capítulo IV “Aspectos de diseño de la Línea de Transmisión 500kV Chilca – Marcona – Ocoña – Montalvo” el trabajo se centra en el mencionado proyecto, como aplicación directa de la Extra Alta Tensión al SEIN; en este capítulo se definen las Condiciones y se realiza el Diseño Eléctrico Básico de la línea de transmisión. En el Capítulo V “Especificaciones Técnicas del equipamiento electromecánico” se presentan las características básicas de los principales componentes del sistema de transmisión a implementar, mientras que en el Capítulo VI “Metrado y Presupuesto” se estima el Presupuesto necesario para implementar el Proyecto, a partir de un Metrado Preliminar.

Finalmente, en el Capítulo VII “Evaluación Económica – Financiera del Proyecto” se realiza un análisis para verificar la rentabilidad de llevar a cabo el Proyecto, estimando los ingresos futuros que generará la Línea de Transmisión y verificando la necesidad de aplicar un adecuado Plan de Financiamiento.

# **CAPÍTULO I**

## **INTRODUCCIÓN**

### **1.1 ANTECEDENTES**

En el sector de la Transmisión de Energía Eléctrica, a partir de la segunda mitad de la última década, se ha venido impulsando un gran número de proyectos de líneas de transmisión y subestaciones eléctricas. Los hitos más importantes fueron los siguientes:

- “Ley para asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica”. D.L. N° 28832 – Julio 2006.
- “Reglamento de Transmisión”. D.S. N° 027-2007-MEM – Mayo 2007.
- “Criterios y Metodología para la Elaboración del Primer Plan de Transmisión”. R.M. N° 129-2009-MEM/DM – Marzo 2009.
- “Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN – Período 2011-2020”. Informe DP-01-2009 COES – Junio 2009.
- “Plan Referencial de Electricidad 2008-2017” – Marzo 2010.

A partir del Informe DP-01-2009 del COES se logra tener una visión clara de la situación del SEIN y se plantean algunas alternativas de desarrollo para la Transmisión, las cuales se ven incluidas en el “Plan Referencial de Electricidad

2008-2017”. En dicha publicación se incluye el Proyecto “Línea de Transmisión 500kV Chilca – Marcona” para el año 2011.

Posteriormente, en Abril de 2009, se incluye el Proyecto “Refuerzo de la Interconexión Centro – Sur Medio – Sur en 500kV” – Línea de Transmisión 500kV Chilca – Marcona – Caravelí en el Plan Transitorio de Transmisión.

Finalmente, en Enero de 2010, se modifica el alcance del Proyecto, denominándose ahora “Línea de Transmisión SGT 500kV Chilca – Marcona – Montalvo” y se lleva a cabo el Proceso de Licitación.

## **1.2 OBJETIVOS**

### **1.2.1 Objetivos Generales**

- Plantear y realizar la evaluación técnico-económica de las posibles alternativas para reforzar el Sistema de Transmisión Nacional, dados los futuros incrementos de demanda de energía eléctrica en el SEIN y las limitaciones de capacidad de transmisión del sistema actual; se introducirá el uso de EAT (500kV) como alternativa para el reforzamiento del SEIN.
- Detallar los aspectos de diseño de una línea de transmisión para el reforzamiento de la Interconexión Eléctrica Centro – Sur Medio – Sur del SEIN, según la alternativa de solución que resulte más favorable técnica y económicamente.

- Realizar una Evaluación Económica – Financiera del Proyecto, a partir del Presupuesto proyectado y de los ingresos previstos en la etapa de Operación.

### **1.2.2 Objetivos Específicos**

- Establecer los conceptos fundamentales y criterios técnico-económicos para la planificación y diseño de una línea de transmisión de EAT.
- Analizar la problemática existente en la Interconexión Centro – Sur Medio – Sur del SEIN y comparar las posibles alternativas de solución.
- Detallar los aspectos de diseño de una línea de transmisión en 500kV entre las subestaciones Chilca, Marcona, Ocoña y Montalvo, la cual resulta ser la alternativa de solución más conveniente.
- Elaborar el Presupuesto del Proyecto, a partir del Metrado General y de los precios unitarios de diseño de ingeniería, suministro de materiales y partidas de trabajo; asimismo, detallar las especificaciones técnicas de los materiales a emplear en la construcción de la línea de transmisión.
- Realizar la Evaluación Económica – Financiera del Proyecto, haciendo uso de indicadores económicos y elaborando los flujos de caja del mismo.

### **1.3 ALCANCE**

El presente trabajo pretende plasmar la experiencia real de planificación y diseño de sistemas eléctricos de EAT, dentro de las restricciones propias que tiene la geografía peruana por donde se desea implementar líneas de transmisión de 500kV para el refuerzo del SEIN. Bajo esta premisa se ha desarrollado la primera etapa del Proyecto “Línea de Transmisión SGT 500kV Chilca – Marcona – Montalvo”, abarcando principalmente la Evaluación Preliminar, la Ingeniería Básica y la Evaluación Económica – Financiera.

En primer lugar se presenta un consolidado de aspectos conceptuales referentes a EAT y criterios técnico-económicos de líneas de transmisión, que servirán para identificar cuáles son los factores determinantes en la planificación y diseño de una Línea de Transmisión de 500kV.

Como paso siguiente se analizará la situación del SEIN al año 2010, reconociendo cuáles son sus principales limitaciones en lo que respecta a la Transmisión de Energía Eléctrica. Para ello se tomará en cuenta los estudios realizados por el COES para el período 2011-2020 y, en función a sus resultados, se plantearán alternativas de solución para la problemática existente en la Interconexión Centro – Sur Medio – Sur. Una vez realizado el análisis técnico-económico de las alternativas, se mostrará cuáles han sido las condiciones que determinan que la alternativa de solución más favorable es la Línea de Transmisión en 500kV Chilca – Marcona – Ocoña – Montalvo.

Más adelante se detallarán los aspectos de diseño de la Línea de Transmisión en 500kV, para lo cual se emplearán los criterios técnicos determinantes para el diseño de líneas de transmisión de EAT, así como las pautas establecidas en el Código Nacional de Electricidad Suministro 2011 y otras normas aplicables.

Posteriormente se elaborará el Metrado General y el Presupuesto del Proyecto a partir de los resultados obtenidos del diseño y algunas estimaciones realizadas bajo criterios aceptables, basados en experiencias pasadas en obras de este tipo. Asimismo, se describirán las especificaciones técnicas del equipamiento electromecánico de la Línea de Transmisión, tomando como referencia los resultados obtenidos del diseño y los datos disponibles en el mercado nacional e internacional.

Finalmente se realizará una Evaluación Económica – Financiera del proyecto con la finalidad demostrar la viabilidad del mismo; para ello se hará uso de indicadores económicos (VAN, TIR) y del flujo de caja del proyecto.

#### **1.4 LIMITACIONES**

Las principales limitaciones del presente trabajo son las siguientes:

- **Diseño Mecánico de la Línea de Transmisión.** El presente trabajo pretende abarcar los temas más relevantes para el diseño de líneas de transmisión de EAT. El diseño mecánico para esta línea de transmisión en 500kV no difiere mucho del correspondiente a líneas de transmisión en 220kV, por lo que se ha preferido priorizar el diseño eléctrico que sí presenta consideraciones particulares para el nivel de EAT. En el Anexo N° 01 se presenta, a manera

de resumen, las consideraciones y resultados del diseño mecánico de la línea de transmisión.

- **Diseño de Subestaciones y Enlaces en 220kV.** Se tuvo que prescindir del diseño de las subestaciones Marcona Nueva, Ocoña y Montalvo 2, de las ampliaciones de las subestaciones existentes Chilca, Marcona y Montalvo y de las líneas de interconexión al SEIN en 220kV debido a la extensión del trabajo. En el Anexo N° 02 se presentan las características principales de las S.S.E.E. mencionadas y de las L.L.T.T. en 220kV.
- **Ingeniería de Detalle.** El alcance del presente se enfoca en la Ingeniería Básica de la Línea de Transmisión.

## **1.5 ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO**

### **1.5.1 Ubicación Geográfica**

El área de influencia del proyecto abarca gran parte de la costa sur del Perú, entre las regiones de Lima y Moquegua. La altitud máxima sobre el nivel del mar alcanza los 1,700m.

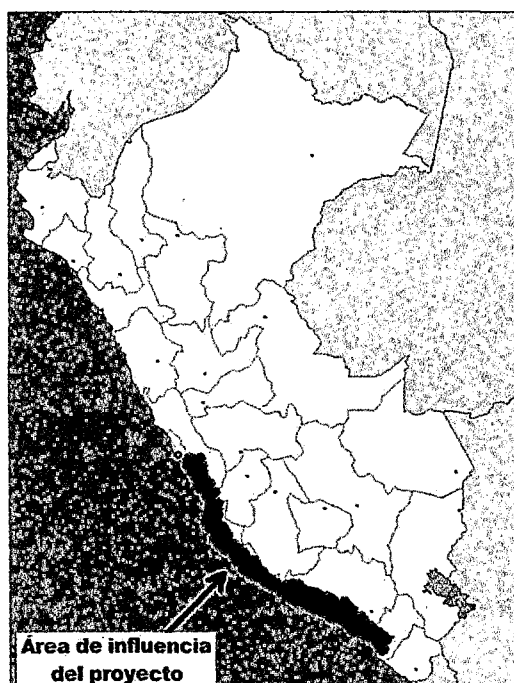
En total, las Líneas de Transmisión atraviesan la provincia de Cañete en la Región Lima, las provincias de Chincha, Pisco, Ica, Palpa y Nazca en la Región Ica, las provincias de Caylloma, Caravelí, Camaná, Arequipa e Islay en la Región Arequipa y la provincia de Mariscal Nieto en la Región Moquegua.



El área de influencia del proyecto se ubica aproximadamente en las coordenadas que indica la Tabla N° 1.1.

**Tabla N° 1.1 Coordenadas Geográficas del Área de Influencia del Proyecto**

	Coordenadas UTM		
	Este	Norte	Zona
<b>Tramo 1: L.T. 500kV Chilca Existente - Marcona Nueva</b>			
S.E. Chilca Existente	312539	8618202	18L
S.E. Marcona Nueva	494174	8336751	18L
<b>Tramo 2: L.T. 500kV Marcona Nueva - Ocoña Nueva</b>			
S.E. Marcona Nueva	494480	8336441	18L
S.E. Ocoña Nueva	709821	8181230	18L
<b>Tramo 3: L.T. 500kV Ocoña Nueva - Montalvo 2</b>			
S.E. Ocoña Nueva	710152	8180774	18L
S.E. Montalvo 2	287183	8098220	19K
<b>Tramo 4: L.T. 220kV Marcona Nueva - Marcona Existente</b>			
S.E. Marcona Nueva	494274	8336398	18L
S.E. Marcona Existente	480922	8319058	18L
<b>Tramo 5: L.T. 220kV Montalvo 2 - Montalvo Existente</b>			
S.E. Montalvo 2	287570	8098358	19K
S.E. Montalvo Existente	289197	8097709	19K



**Figura N° 1.1 Ubicación Geográfica del Área de Influencia del Proyecto**

### 1.5.2 Condiciones Climatológicas

Según el SENAMHI, las condiciones climatológicas que se presentan en el área de influencia del proyecto se muestran en la Tabla N° 1.2.

**Tabla N° 1.2 Condiciones Climatológicas en Área de Influencia del Proyecto**

Región	Provincia	Distrito	Altitud [m]	Temperatura máxima [°C]	Temperatura media [°C]	Temperatura mínima [°C]	Velocidad del viento [m/s]	Humedad [%]	Estación Meteorológica
Lima	Cañete	Imperial	116.00	23.52	19.32	16.36	2.93	94.49%	Cañete (000616)
Ica	Pisco	Huayav	294.00	25.59	19.90	15.11	2.84	93.66%	Hacienda Bernales (000650)
Ica	Nazca	Vista Alegre	600.00	30.61	22.44	13.33	4.93	86.98%	Copara (000727)
Arequipa	Caraveli	Lomas	20.00	22.05	18.25	14.76	4.73	96.33%	Lomas (000890)
Arequipa	Caraveli	Atico	20.00	21.37	18.66	15.82	6.17	94.28%	Punta Atico (000830)
Arequipa	Camaná	Samuel Pastor	15.00	22.12	19.59	16.59	13.23	92.90%	Camaná (000832)
Arequipa	Arequipa	La Jova	1,292.00	27.16	18.91	9.65	4.95	86.33%	La Jova (000804)
Moquegua	Mariscal Nieto	Moquegua	1,274.00	25.68	18.37	12.46	3.64	51.38%	Moquegua (4723F1BE)

Fuente: Senamhi - Oficina de Estadística

### 1.5.3 Topografía y Suelo

La mayor parte del trazo de ruta de las Líneas de Transmisión abarca zona desértica, de vegetación escasa y adaptada a condiciones de extrema aridez. Sin embargo en los valles se observa abundante vegetación cerca a las riberas de los ríos, así como campos de cultivo.

Los suelos son arenosos y poco profundos en lugares planos y desérticos. A medida que la línea asciende las estribaciones andinas el suelo se vuelve más superficial y existe la presencia de afloramientos rocosos.

#### **1.5.4 Vías de Acceso y Comunicación**

Las principales vías de acceso y comunicación con las que cuenta el área de influencia del proyecto se clasifican en dos grupos: vías aéreas y vías terrestres.

##### **1.5.4.1 Vías Aéreas**

- Ruta Lima – Pisco
- Ruta Lima – Arequipa
- Ruta Lima – Tacna

##### **1.5.4.2 Vías Terrestres**

- Carretera Panamericana Sur: Lima – Ica – Camaná – Moquegua
- Carretera San Juan de Marcona – Alto Grande

#### **1.5.5 Demografía**

Según el Censo Nacional realizado en el año 2007, la población que habita el área de influencia del proyecto es de 2'064,668 habitantes, distribuidos en 11 provincias.

**Tabla N° 1.3 Población que habita el Área de Influencia del Proyecto**

Región	Provincia	N° Habitantes	Total Región - Proyecto
Lima	Cañete	200,662	200,662
Ica	Chincha	194,315	711,932
	Pisco	125,879	
	Ica	321,332	
	Palpa	12,875	
	Nazca	57,531	
Arequipa	Caylloma	73,718	1,079,225
	Caraveli	35,928	
	Camaná	53,065	
	Arequipa	864,250	
	Islay	52,264	
Moquegua	Mariscal Nieto	72,849	72,849
<b>Total - Proyecto</b>			<b>2,064,668</b>

## **CAPÍTULO II**

### **ASPECTOS CONCEPTUALES Y CRITERIOS TÉCNICOS DE LA EXTRA ALTA TENSIÓN**

#### **2.1 CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE EXTRA ALTA TENSIÓN**

##### **2.1.1 Extra Alta Tensión (EAT)**

La Extra Alta Tensión abarca los niveles de tensión que se encuentran por encima de los 220kV. Una Línea de Transmisión de EAT tiene asociados muchos beneficios, tales como el incremento considerable de la capacidad de transmisión, el aumento de potencia reactiva o la importante reducción de las pérdidas de energía, mejorando la eficiencia del sistema. Sin embargo también trae consigo algunos riesgos que deben ser mitigados, tales como la aparición del Efecto Corona o las sobretensiones peligrosas debidas al Efecto Ferranti en Líneas de Transmisión

A continuación se describirán algunos conceptos importantes de las líneas de transmisión, enfocándolos principalmente a la EAT.

## **2.1.2 Características de los Conductores**

### **2.1.2.1 Conductores de aluminio**

Los conductores de fase empleados en líneas aéreas de EAT son principalmente conductores de aluminio. Las principales ventajas que presenta el aluminio con respecto cobre (conductor por excelencia en baja tensión) son su menor peso unitario y su menor costo, los cuales son los factores determinantes para su aplicación en líneas de transmisión de gran longitud. Su desventaja es la relativamente alta resistencia óhmica que presenta, lo cual se deriva en un mayor nivel de pérdidas.

Los tipos de conductores de aluminio más utilizados son los siguientes:

- **AAC (All Aluminium Conductor).**- Conductor de aluminio, con alta conductividad eléctrica pero que no soporta grandes esfuerzos mecánicos, por lo que principalmente es utilizado en líneas de media tensión.
- **AAAC (All Aluminium Alloy Conductor).**- Conductor de aleación de aluminio. Tiene menor conductividad eléctrica que el tipo AAC, pero soporta mayores esfuerzos mecánicos.
- **ACSR (Aluminium Conductor Steel Reinforced).**- Conductor de aluminio con refuerzo de acero. Consiste en un núcleo central de alambres de acero rodeado por capas de alambre de aluminio. Este conductor es el que soporta mayores esfuerzos mecánicos, lo que le permite admitir mayores vanos. Sin embargo, tiene la gran desventaja de que en ambientes agresivos o cercanos al mar (como el área de

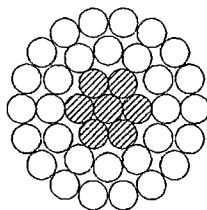
influencia del presente proyecto) el núcleo de acero puede verse afectado seriamente por corrosión, por lo que no se recomienda este tipo de conductor.

- **ACAR (Aluminium Conductor Alloy Reinforced).**- Conductor de aluminio con refuerzo de aleación. Consiste en un núcleo central de aluminio de alta resistencia rodeado por capas de conductores de aluminio tipo especial. Dicho de otro modo, este tipo de conductor combina la buena conductividad de los conductores AAC con la resistencia mecánica de los conductores AAAC, además de presentar una excelente resistencia a la corrosión.

#### 2.1.2.2 Cables trenzados

Los conductores trenzados para líneas de transmisión consisten en capas de alambres o hilos enrollados en direcciones opuestas con el fin de prevenir desenrollados y hacer que el radio externo de una capa coincida con el radio interno de la siguiente.

El trenzado en conductores permite que estos sean más flexibles, inclusive con grandes secciones transversales, facilitando en gran medida el proceso constructivo. Asimismo, mitiga considerablemente el Efecto Skin (que se explicará más adelante) al incrementar la zona de conducción efectiva.



**Figura N° 2.1 Conductor trenzado ACSR 30/7 (30 hilos conductores, 7 hilos en núcleo)**

#### 2.1.2.3 Fases múltiples y Radio Medio Geométrico (RMG)

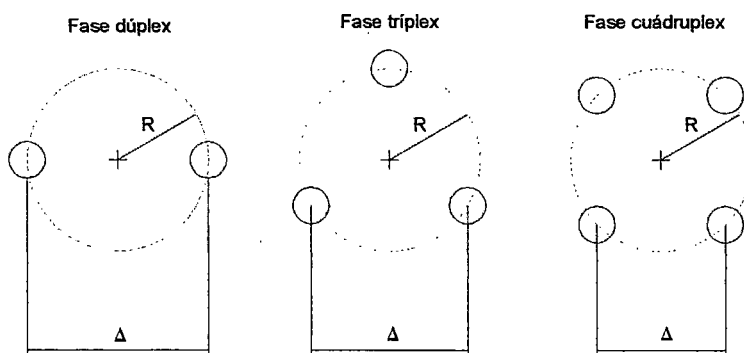
El uso de fases múltiples en líneas de transmisión consiste en instalar dos o más conductores (sub-conductores) por cada fase de la terna (R-S-T).

El empleo de fases múltiples trae consigo muchas ventajas, entre las que se pueden señalar las siguientes:

- Aumento de la capacidad de transmisión al disminuir la reactancia de la línea.
- Menor incidencia del Efecto Skin al incrementar la zona de conducción efectiva.
- Menor probabilidad de aparición del Efecto Corona, ya que al aumentar el radio equivalente de la fase se incrementa el valor de la tensión crítica disruptiva (que se definirá más adelante) y por lo tanto se minimizan las pérdidas.
- Menores efectos de radio interferencia.



Las fases múltiples más empleadas son las del tipo dúplex, tríplex y cuádruplex.



**Figura N° 2.2 Tipos de fases múltiples más empleadas**

Siendo  $\Delta$  la separación entre los centros de los sub-conductores, se cumple:

$$\Delta = 2R \dots \text{en una fase dúplex}$$

$$\Delta = R\sqrt{3} \dots \text{en una fase tríplex}$$

$$\Delta = R\sqrt{2} \dots \text{en una fase cuádruplex}$$

Para representar el radio equivalente de una fase múltiple se introduce el concepto de Radio Medio Geométrico (RMG), el cual es un valor ficticio que representaría el radio que tendría un solo conductor equivalente a los sub-conductores que conforman la fase.

El RMG, para fases múltiples, está definido por la siguiente ecuación:

$$RMG = \sqrt[n]{n \cdot r \cdot R^{n-1}} \dots (2.1)$$

Donde:

$n$  : número de sub-conductores por fase

$r$  : radio de cada sub-conductor [mm]

$R$  : radio de la circunferencia que pasa por los centros de los sub-conductores [mm]

Por lo tanto, para las disposiciones dúplex, tríplex y cuádruplex (mostradas en la Figura N° 2.2) el RMG está dado por:

$$RMG_{dúplex} = \sqrt{r \cdot \Delta} \dots (2.1a)$$

$$RMG_{tríplex} = \sqrt[3]{r \cdot \Delta^2} \dots (2.1b)$$

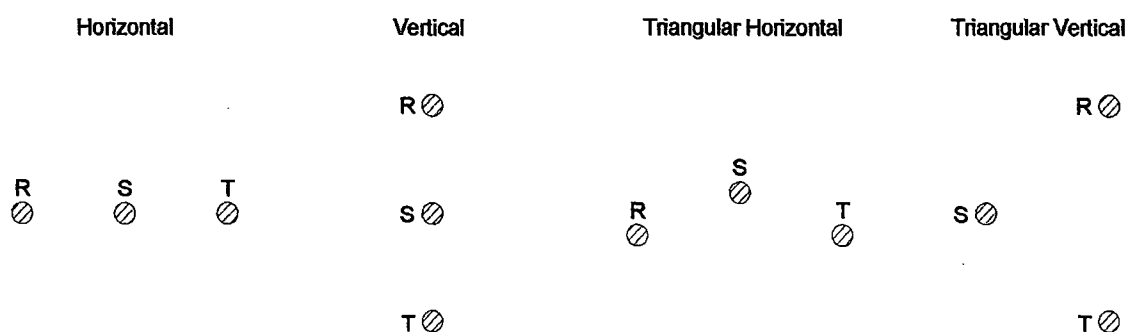
$$RMG_{cuádruplex} = \sqrt[4]{r\sqrt{2} \cdot \Delta^3} \dots (2.1c)$$

#### 2.1.2.4 Disposición de los conductores y Distancia Media Geométrica (DMG)

Las líneas de transmisión trifásicas (R-S-T) presentan normalmente cuatro disposiciones básicas de los conductores:

- **Disposición Horizontal.-** Minimiza la altura de las estructuras, aunque requiere una franja de servidumbre ancha. Es la disposición típica de las líneas de EAT, con simple terna y grandes vanos.
- **Disposición Vertical.-** Brinda la máxima altura a las estructuras y requiere una franja de servidumbre relativamente estrecha. Esta disposición tiene como valor agregado que permite conformar líneas de transmisión de doble terna.

- **Disposición Triangular Horizontal.-** Proporciona alturas intermedias y franjas de servidumbre más anchas que la disposición vertical. Se utiliza bastante en media tensión, con aisladores rígidos.
- **Disposición Triangular Vertical.-** Proporciona alturas mayores que la disposición triangular horizontal y suele emplearse en niveles de alta tensión.



**Figura N° 2.3 Disposiciones típicas de los conductores**

Para representar la distancia media entre las fases R, S y T se introduce el concepto de Distancia Media Geométrica (DMG), la cual está dada, en general, por la siguiente expresión:

$$DMG = \sqrt[3]{D_{RS} \cdot D_{ST} \cdot D_{TR} \dots} \quad (2.2)$$

Donde:

$D_{RS}$  : distancia media geométrica entre las fases R y S [mm]

$D_{ST}$  : distancia media geométrica entre las fases S y T [mm]

$D_{TR}$  : distancia media geométrica entre las fases T y R [mm]

## **2.1.3 Modelamiento de Líneas de Transmisión de Extra Alta Tensión**

### **2.1.3.1 Parámetros principales**

Una línea de transmisión es modelada a partir de cuatro parámetros principales: resistencia óhmica, reactancia inductiva, perditancia y susceptancia. Los dos primeros (parámetros longitudinales) afectan directamente a la caída de tensión y a las pérdidas por Efecto Joule, mientras que los dos últimos (parámetros transversales) se relacionan con el aporte de reactivos y las pérdidas por Efecto Corona.

#### **a. Resistencia Óhmica ( $R_L$ )**

Representa el grado de oposición que presentan los conductores eléctricos ante el paso de la corriente y es la principal causa de las pérdidas en las líneas de transmisión. La resistencia depende fundamentalmente del material de los conductores y de sus dimensiones, tales como longitud y sección.

La resistencia eléctrica tiene comportamiento diferente ante el paso de corriente continua y corriente alterna. Ante el paso de corriente continua, la densidad de corriente es constante en toda la sección del conductor y la resistencia unitaria (en  $\Omega/\text{km}$ ) está dada por la siguiente expresión:

$$r_{DC-0} = \frac{\rho}{A} \dots (2.3)$$

Donde:

$\rho$  : resistividad del material [ $\Omega\text{-mm}^2/\text{km}$ ]. Para el aluminio:  $\rho = 28.9$

$A$  : sección del conductor [ $\text{mm}^2$ ]

La resistencia varía linealmente con la temperatura del conductor. Por lo tanto, la resistencia eléctrica en corriente continua de un conductor a una temperatura cualquiera está dada por:

$$r_{DC} = r_{DC-0}[1 + \alpha(t - t_0)] \dots (2.4)$$

Donde:

$\alpha$  : coeficiente térmico del conductor [ $^{\circ}\text{C}^{-1}$ ]. Para Aluminio:  $\alpha = 0.004$

$t_0$  : temperatura correspondiente a  $r_{DC-0}$  [ $^{\circ}\text{C}$ ] (usualmente  $20^{\circ}\text{C}$  o  $25^{\circ}\text{C}$ ).

$t$  : temperatura del conductor [ $^{\circ}\text{C}$ ]

Ante el paso de corriente alterna la densidad de corriente es mayor en la periferia del conductor debido a la aparición del Efecto Skin. Por tal motivo la resistencia en corriente alterna es mayor que en corriente continua y se puede estimar mediante la fórmula de Rayleigh:

$$F_K = \left[ 1 + \frac{10^{-8}}{12} \left( \frac{2 \cdot \pi \cdot f \cdot \mu}{r_{DC}} \right)^2 - \frac{10^{-16}}{180} \left( \frac{2 \cdot \pi \cdot f \cdot \mu}{r_{DC}} \right)^4 \right]$$

$$r_{AC} = F_K \cdot r_{DC} \dots (2.5)$$

Donde:

$F_K$  : factor de corrección por Efecto Skin

$f$  : frecuencia del sistema [Hz]

$\mu$  : permeabilidad magnética relativa del material. Para el aluminio

$$\mu = 1$$

Finalmente, la resistencia de la línea  $R_L$  (en  $\Omega$ ) está dada por:

$$R_L = \frac{r_{AC}}{n} \cdot l \dots (2.6)$$

Donde:

l : longitud de la línea de transmisión [km].

n : número de sub-conductores por fase.

b. Reactancia Inductiva ( $X_L$ )

Representa la oposición al paso de la corriente alterna que ofrece la inductancia de una línea de transmisión, la cual almacena y libera energía en forma de campo magnético.

Toda variación de la intensidad de corriente en un circuito produce una alteración en el flujo magnético que abarca dicho circuito, generando la aparición de una fuerza electromotriz (o fuerza de autoinducción) en el mismo. El coeficiente de autoinducción “L” (también llamado inductancia), por lo tanto, se define como la relación entre el flujo magnético “ $\phi$ ” y la intensidad de la corriente “i” que lo genera.

$$L = \frac{\phi}{i} \rightarrow \phi = Li$$

La fuerza electromotriz “e” (f.e.m.), según la ley de Lenz, viene dada por:

$$e = -\frac{d\phi}{dt} = -\frac{dLi}{dt}$$

Por lo tanto, si “L” es constante:

$$e = -L \frac{di}{dt}$$

Lo cual nos permite para definir la inductancia como la relación, con signo cambiado, entre la f.e.m. inducida y la velocidad de variación de la intensidad de corriente.

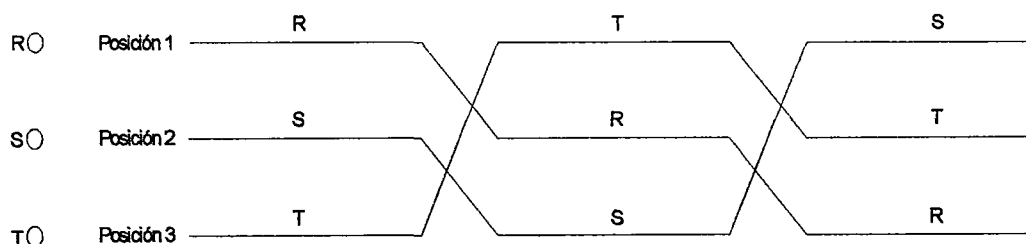
La inductancia depende de la disposición geométrica de la línea de transmisión y del material de los conductores. Su expresión general para conductores de aluminio (en H/km) está dada por:

$$L = \left( \frac{1}{2n} + 2Ln \frac{DMG}{RMG} \right) \times 10^{-4} \dots (2.7)$$

Finalmente, la reactancia inductiva de la línea  $X_L$  (en  $\Omega$ ) está dada por:

$$X_L = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot L \cdot l \dots (2.8)$$

Es importante señalar que para disposiciones asimétricas de los conductores de líneas de transmisión, tales como la disposición horizontal, vertical o triangular horizontal, la inductancia es distinta para cada fase y el circuito estaría desbalanceado. El balance de las tres fases puede lograrse intercambiando la posición de los conductores dentro de tres tramos similares a lo largo de la línea. Este cambio en las posiciones de los conductores se llama “transposición”.



**Figura N° 2.4 Ciclo de transposición en una línea de transmisión**

c. Perditancia ( $G_L$ )

También llamada conductancia, representa todas aquellas pérdidas que se presentan en la línea de transmisión debido a la presencia de corrientes de fuga. Dichas corrientes aparecen por diversas causas, tales como los defectos en el aislamiento, la contaminación en el conductor, el medio ambiente agresivo y la ionización del aire alrededor del conductor por Efecto Corona.

Debido a que los factores más importantes que intervienen en las pérdidas transversales de la línea de transmisión son el deterioro del aislamiento y el Efecto Corona, la perditancia unitaria (en S/km) se puede estimar de la siguiente manera:

$$g = \frac{P_A + P_C}{V^2} \dots (2.9)$$

Donde:

$P_A$  : pérdidas por deterioro de aislamiento [MW/km]

$P_C$  : pérdidas por Efecto Corona [MW/km]

$V$  : tensión de fase de la línea de transmisión [kV]

Los valores de " $P_A$ " y " $P_C$ " se obtienen a partir de la experiencia y ecuaciones empíricas; también se pueden obtener a partir de tablas.

Finalmente, la perditancia de la línea  $G_L$  (en S) está dada por:

$$G_L = g \cdot l \dots (2.10)$$



d. Susceptancia ( $B_L$ )

Representa la oposición al paso de la corriente eléctrica que ofrece la capacitancia de una línea de transmisión, la cual almacena y libera energía en forma de campo eléctrico.

La capacitancia en un circuito eléctrico se define como la cantidad de carga eléctrica almacenada “q” para una tensión “v” dada:

$$C = \frac{q}{v} \rightarrow q = Cv$$

En otras palabras, la capacitancia representa el campo eléctrico que aparece entre los conductores de línea, y entre estos y tierra, debido a la presencia de carga eléctrica en ellos.

La intensidad de corriente eléctrica “i” en cualquier sistema eléctrico está dada por:

$$i = \frac{dq}{dt} = \frac{dCv}{dt}$$

Por lo tanto, si “C” es constante:

$$i = C \frac{dv}{dt}$$

La capacitancia depende de la disposición geométrica de la línea de transmisión y del medio que rodea a los conductores. Su expresión general para conductores aéreos al aire libre (en F/km) está dada por:

$$C = \frac{55.6}{Ln \frac{DMG}{RMG}} \times 10^{-9} \dots (2.11)$$

Finalmente, la susceptancia de la línea  $B_L$  (en S) está dada por:

$$B_L = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C \cdot l \dots (2.12)$$

Debido a que la tensión alterna aplicada a una línea de transmisión ocasiona que la carga de los conductores, en cualquier punto, varíe con la variación de la tensión en dicho punto, se produce una corriente denominada “corriente de carga”. Esta corriente fluye por la línea incluso cuando esta se encuentre en vacío e influye directamente en el aporte de potencia reactiva “ $Q_C$ ” (en MVAR) que se inyecta a la línea.

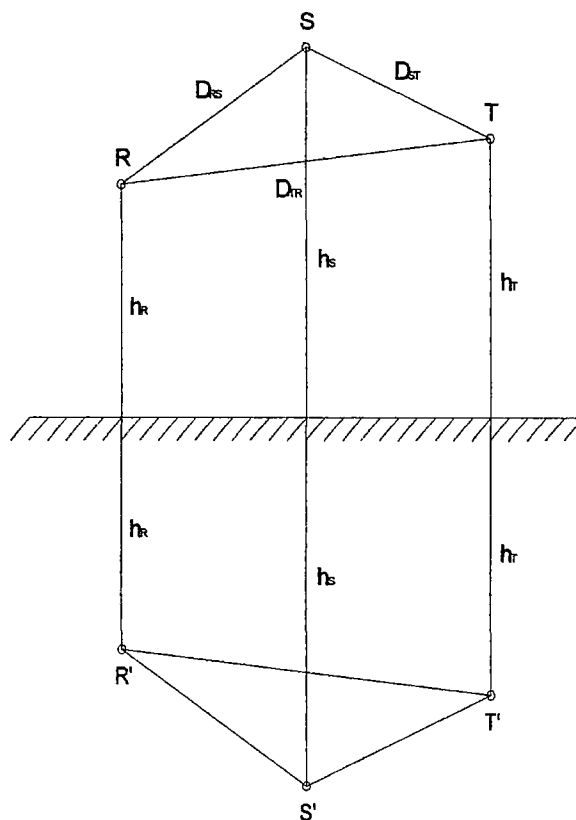
$$Q_C = U_N^2 B_L \dots (2.13)$$

Donde:

$U_N$  : tensión nominal de línea [kV]

#### Efecto Tierra sobre la capacitancia de las líneas de transmisión

La ecuación (2.11) es aplicable para líneas en las que la distancia entre conductores es mucho menor que la distancia entre conductores y tierra. Sin embargo, para las líneas de EAT la distancia entre fases es del mismo orden que la distancia a tierra y la presencia de la tierra produce un ligero aumento en la capacitancia, debido a que su presencia modifica el campo eléctrico de la línea. El Efecto Tierra se puede simular a través de un conductor con carga de signo contrario, situado exactamente debajo del conductor original y equidistante del plano de tierra.



**Figura N° 2.5 Representación del Efecto Tierra en una línea de transmisión**

La capacitancia de una línea de transmisión tomando en cuenta el Efecto Tierra está dada, según la Figura 2.5, por:

$$C = \frac{55.6}{\ln\left(\frac{DMG}{RMG} F_{ET}\right)} \times 10^{-9} \dots (2.14)$$

Donde:

$$F_{ET} = \frac{2 \cdot HMG}{\sqrt{4 \cdot HMG^2 + DMG^2}}$$

HMG : altura media geométrica [mm]

$$HMG = \sqrt[3]{h_R h_S h_T}$$

h : altura media [mm].

Se puede considerar:

$$h = h_s - 0.7f \dots (2.14a)$$

Donde:

$h_s$  : altura del conductor en el punto de soporte (aislador) [mm]

$f$  : flecha del conductor [mm]

e. Parámetros derivados: Impedancia ( $Z_L$ ) y Admitancia ( $Y_L$ )

La impedancia serie y la admitancia paralelo son magnitudes complejas (fasores) que agrupan los parámetros longitudinales ( $R_L$  y  $X_L$ ) y transversales ( $G_L$  y  $B_L$ ), respectivamente.

La impedancia unitaria “ $z$ ” (en  $\Omega/\text{km}$ ) y la admitancia unitaria “ $y$ ” (en  $\text{S}/\text{km}$ ) están dadas por:

$$\begin{aligned} z &= r + j\omega L \\ y &= g + j\omega C \dots (2.15) \end{aligned}$$

Finalmente, la impedancia “ $Z_L$ ” (en  $\Omega$ ) y la admitancia “ $Y_L$ ” (en  $\text{S}$ ) están dadas por:

$$\begin{aligned} Z_L &= R_L + jX_L \\ Y_L &= G_L + jB_L \dots (2.16) \end{aligned}$$

### 2.1.3.2 Parámetros secundarios

Los parámetros secundarios o auxiliares son importantes en el modelamiento de líneas de gran longitud, como es el caso de líneas de EAT. Estos parámetros son el ángulo característico “ $\gamma$ ” y la impedancia característica “ $Z_C$ ”.

a. Ángulo Característico ( $\gamma$ )

El ángulo característico es una magnitud compleja que, en una línea, determina el valor y la fase de la tensión y de la intensidad de corriente. Se obtiene (por unidad kilométrica) mediante la siguiente expresión:

$$\begin{aligned} \gamma &= \sqrt{z \cdot y} \\ \theta &= \gamma \cdot l \quad \dots (2.17) \end{aligned}$$

Donde:

$\theta$  : ángulo de la línea

De otra forma:

$$\gamma = \alpha + j\beta$$

Donde:

$\alpha$  : constante de atenuación [neper/km]. Afecta la magnitud de la tensión y la corriente.

$\beta$  : constante de fase [rad/km]. Produce una variación en el ángulo de fase.

b. Impedancia Característica ( $Z_C$ ) y Potencia Natural ( $P_N$ )

La impedancia característica o natural es la relación entre la tensión y la intensidad de corriente en todos los puntos de una línea de longitud infinita y tiene un valor constante a lo largo de la misma. Asimismo, cuando una línea trabaja sobre su impedancia característica (como carga), la relación entre la tensión y la corriente es constante e igual a  $Z_C$  en todos los puntos de la línea.

La impedancia característica es independiente de la longitud de la línea y se obtiene (en  $\Omega$ ) mediante la siguiente expresión:

$$Z_C = \sqrt{\frac{z}{y}} = \sqrt{\frac{r+j\omega L}{g+j\omega C}} \dots (2.18)$$

En líneas de transmisión aéreas, el valor de  $Z_C$  toma valores alrededor de  $375 \Omega$ , mientras que en las del tipo subterráneo, el valor de  $Z_C$  oscila alrededor de los  $50 \Omega$  (debido a la menor DMG entre conductores en dichas líneas).

La impedancia característica es un valor representativo de toda línea de transmisión. La potencia que transmite la línea, correspondiente a  $Z_C$ , se denomina potencia natural o característica y está dada por:

$$P_N = \frac{V_N^2}{Z_C} \dots (2.19)$$

Una línea de transmisión que transmite su potencia natural, funcionará con factor de potencia constante a lo largo de toda la línea. Asimismo, el funcionamiento de una línea con potencia natural supone las condiciones óptimas de operación.

### 2.1.3.3 Circuito “II” equivalente y Modelo de Parámetros Distribuidos

Las líneas de transmisión se representan mediante modelos que aplican según la longitud de la línea. Por ejemplo, para líneas de corta longitud el modelo equivalente sólo implica los parámetros longitudinales (resistencia y

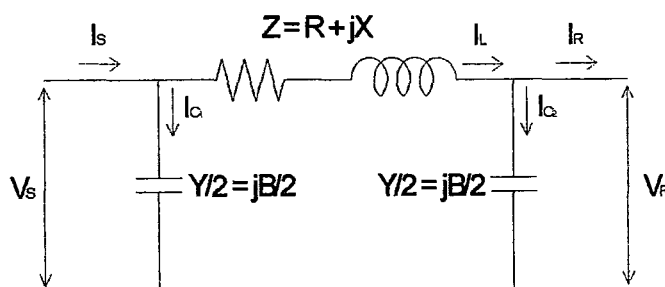
reactancia inductiva), este modelo sólo aplica a líneas de BT y MT, las cuales no son relevantes en el presente trabajo. Por otro lado, las líneas de AT y EAT se representan mediante el modelo “ $\Pi$ ” y el modelo de parámetros distribuidos, respectivamente.

a. Modelo “ $\Pi$ ”

El modelo “ $\Pi$ ” emplea el circuito “ $\Pi$ ” equivalente para sistemas eléctricos de potencia. Este modelo aplica para líneas de longitud entre 80km y 260km y son generalmente líneas de 138kV o 220kV.

El modelo “ $\Pi$ ”, para líneas de transmisión, tiene las siguientes particularidades:

- Se considera el aporte de reactivos a la línea distribuido en los extremos.
- Si las pérdidas por Efecto Corona son bajas no se considera la perditancia.
- El análisis se realiza mediante parámetros concentrados.



**Figura N° 2.6 Modelo  $\Pi$  de una línea de transmisión de mediana longitud**

De la 1° Ley de Kirchhoff se tiene:

$$\begin{aligned} I_S &= I_L + I_{C1} = I_L + V_S \cdot \frac{Y}{2} \\ I_R &= I_L - I_{C2} = I_L - V_R \cdot \frac{Y}{2} \dots (\alpha) \end{aligned}$$

De la 2° Ley de Kirchhoff se tiene:

$$V_S = V_R + Z \cdot I_L \dots (\beta)$$

De las ecuaciones  $(\alpha)$  y  $(\beta)$  se obtiene:

$$\begin{aligned} V_S &= \left(\frac{ZY}{2} + 1\right) V_R + (Z) I_R \\ I_S &= \left(1 + \frac{ZY}{4}\right) Y \cdot V_R + \left(\frac{ZY}{2} + 1\right) I_R \dots (2.20) \end{aligned}$$

Expresado en forma matricial:

$$\begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} \rightarrow \begin{aligned} V_S &= A \cdot V_R + B \cdot I_R \\ I_S &= C \cdot V_R + D \cdot I_R \end{aligned} \dots (2.21)$$

Donde:

$$\begin{aligned} A &= D = 1 + \frac{ZY}{2} \\ B &= Z \\ C &= Y \left(1 + \frac{ZY}{4}\right) \end{aligned}$$

#### b. Modelo de Parámetros Distribuidos

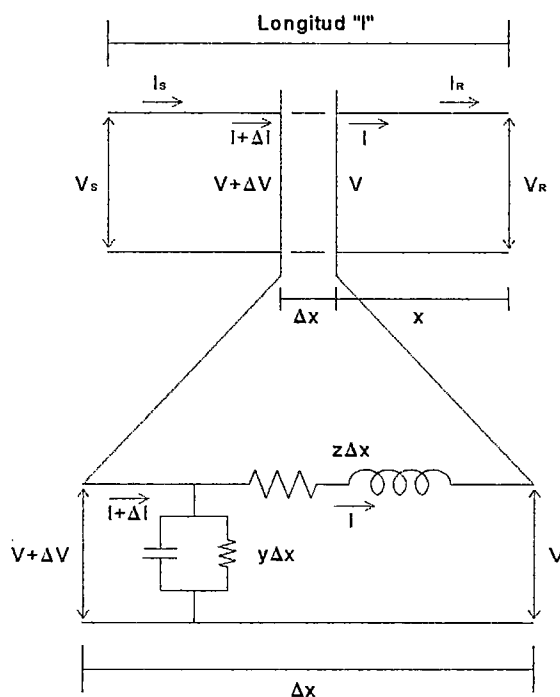
Este modelo aplica para líneas de longitudes mayores a 260km y son generalmente líneas de EAT (330kV, 500kV, 750kV).

El modelo de parámetros distribuidos tiene las siguientes particularidades:

- El análisis del comportamiento de la línea se realiza mediante parámetros distribuidos (parámetros por unidad de longitud).
- Se hace uso de ecuaciones generales para su modelamiento.



- La línea se debe descomponer en segmentos conectados en serie.



**Figura N° 2.7 Modelo de parámetros distribuidos de una línea de transmisión de gran longitud**

De la Figura N° 2.7 se deduce lo siguiente:

$$\Delta V = I \cdot z \cdot \Delta x \rightarrow \frac{dV}{dx} = I \cdot z$$

$$\Delta I = V \cdot y \cdot \Delta x \rightarrow \frac{dI}{dx} = V \cdot y$$

Tomando derivadas y reemplazando se obtiene:

$$V_x = A \cdot e^{\sqrt{z \cdot y} \cdot x} + B \cdot e^{-\sqrt{z \cdot y} \cdot x}$$

$$I_x = \frac{1}{\sqrt{z}} [A \cdot e^{\sqrt{z \cdot y} \cdot x} - B \cdot e^{-\sqrt{z \cdot y} \cdot x}]$$

Evalúando para  $x = 0$  y considerando la impedancia característica “ $Z_C$ ” y el ángulo característico “ $\gamma$ ”, se obtienen finalmente las expresiones de tensión y corriente en cualquier punto de la línea:

$$\begin{aligned} V_x &= \cosh \gamma x \cdot V_R + Z_C \cdot \sinh \gamma x \cdot I_R \\ I_x &= \frac{\sinh \gamma x}{Z_C} \cdot V_R + \cosh \gamma x \cdot I_R \end{aligned} \quad \dots (2.22)$$

Tomando como referencia  $x = l$  se obtiene la tensión y corriente en el extremo emisor:

$$\begin{aligned} V_S &= \cosh \gamma l \cdot V_R + Z_C \cdot \sinh \gamma l \cdot I_R \\ I_S &= \frac{\sinh \gamma l}{Z_C} \cdot V_R + \cosh \gamma l \cdot I_R \end{aligned} \quad \dots (2.23)$$

Siendo las constantes A, B, C y D:

$$\begin{aligned} A &= D = \cosh \gamma l \\ B &= Z_C \cdot \sinh \gamma l \\ C &= \frac{\sinh \gamma l}{Z_C} \end{aligned}$$

#### **2.1.4 Análisis Operativo de Líneas de Transmisión**

Las líneas de transmisión son parte fundamental de todo sistema eléctrico en operación. Por ello, tienen asociadas variables de régimen, denominadas también parámetros de operación, que permiten calificar la calidad de servicio que se brinda, así como colaborar con la toma de decisiones técnicas y operativas para un óptimo funcionamiento del sistema.

Los parámetros de operación fundamentales de una línea de transmisión son:

- Regulación de Tensión
- Eficiencia de Transmisión

- Caída de Tensión
- Pérdidas de Potencia

Asimismo, resulta importante analizar la variación de la tensión en líneas de transmisión largas, como las líneas de EAT, así como las opciones técnicas para regularla y controlarla. Es importante también evaluar la capacidad de transmisión del sistema, a fin de que se pueda atender la demanda sin inconvenientes.

#### 2.1.4.1 Parámetros de Operación

##### a. Regulación de Tensión

La regulación de tensión establece un margen porcentual entre la variación de tensión en la línea de transmisión (antes que llegue a la carga) y la tensión de envío:

$$\%Regulación = \frac{V_R - V_S}{V_S} \times 100 \dots (2.24)$$

La regulación de tensión determina el uso de alternativas que controlen la variación de tensión en la línea, tales como la compensación capacitiva o el uso de sistemas SVC. En el Perú, la regulación de tensión admisible no debe superar el 5% (como valor absoluto).

##### b. Eficiencia de Transmisión

La eficiencia de transmisión representa la relación entre la potencia realmente entregada y la potencia de envío de la línea (incluyendo las pérdidas):

$$\%Eficiencia = \frac{P_R}{P_R + Pérdidas} \times 100 \dots (2.25)$$

En el Perú, la eficiencia de transmisión debe ser mayor o igual a 95%.

c. Caída de Tensión

La caída de tensión  $\Delta U_C$  en una línea de transmisión se debe principalmente a la diferencia de potencial que aparece en la impedancia serie de la misma. A nivel de línea está dada (en kV) por la siguiente expresión:

$$\Delta U_C = \frac{P \cdot R_L + Q \cdot X_L}{U} \dots (2.26)$$

Donde:

P : potencia activa de la línea [MW]

Q : potencia reactiva de la línea [MVAR]

El valor máximo de  $\Delta U_C$  no debe sobrepasar al 5% de  $U_N$ .

d. Pérdidas de Potencia

Son disipaciones de calor producidas por el paso de la corriente en el conductor, representando un costo adicional para la operación del sistema.

Las pérdidas de potencia activa  $\Delta P$  se producen tanto en la resistencia  $R_L$  como en la perditancia  $G_L$  (pérdidas por falla en aislamiento y por Efecto Corona) mientras que las pérdidas de potencia reactiva  $\Delta Q$  se presenta sólo en la reactancia  $X_L$ , ya que la susceptancia  $B_L$  implica más bien un aporte de reactivos  $Q_C$ .

Los valores de  $\Delta P$  y  $\Delta Q$  (en MW y MVAR, respectivamente) están dados por:

$$\begin{aligned}\Delta P &= 3I^2 R_L = \frac{P^2+Q^2}{U^2} \cdot R_L = \frac{S^2}{U^2} \cdot R_L \\ \Delta Q &= 3I^2 X_L = \frac{P^2+Q^2}{U^2} \cdot X_L = \frac{S^2}{U^2} \cdot X_L \quad \dots (2.27)\end{aligned}$$

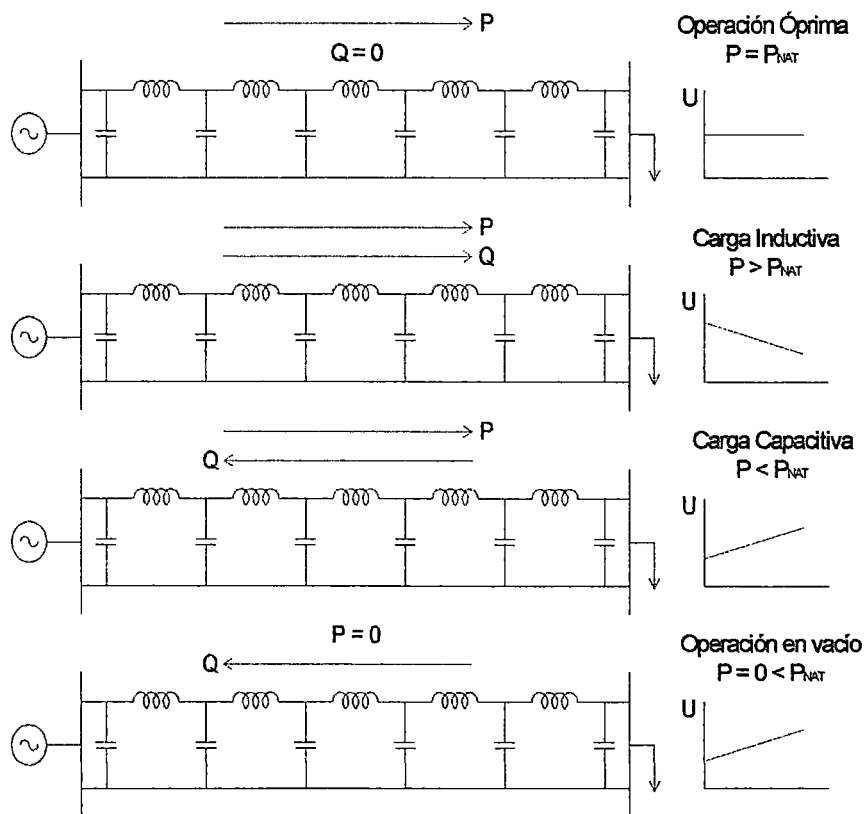
#### 2.1.4.2 Variación de Tensión en líneas largas

La variación de la tensión en una línea de transmisión, para una línea de transmisión, depende fundamentalmente del flujo de potencia reactiva.

En una línea de transmisión ideal (sin pérdidas) la potencia reactiva tiene componente inductiva (en la carga) y capacitiva (como aporte de reactivos por la capacitancia):

$$\begin{aligned}Q_C &= U^2 \cdot B_L = U^2 \cdot \omega \cdot C \\ Q_L &= I^2 \cdot X = I^2 \cdot \omega \cdot L \\ Q &= Q_L - Q_C = \omega(I^2 \cdot L - U^2 \cdot C)\end{aligned}$$

Por lo tanto se puede concluir que el flujo de potencia reactiva origina un aumento en la corriente y una disminución de la tensión, en el sentido del flujo.



**Figura N° 2.8 Variación de la tensión para los distintos regímenes de operación de una línea de transmisión**

De la Figura N° 2.8 resalta el aumento de tensión que se presenta en una línea aun operando en vacío, conocido también como Efecto Ferranti.

#### 2.1.4.3 Regulación y control de Tensión

La regulación y control de tensión se lleva a cabo modificando los parámetros que intervienen en la caída de tensión en la línea. De la ecuación (2.26) se puede apreciar que, para un mismo nivel de tensión “U” y una misma potencia transmitida “P”, los parámetros a modificar son la resistencia “ $R_L$ ”, la potencia reactiva “Q” y la reactancia “ $X_L$ ”.

a. Regulación mediante conductores múltiples

Al introducir un circuito adicional la resistencia serie “ $R_L$ ” disminuye a la mitad. Suponiendo que la variación de la reactancia “ $X_L$ ” no es considerable, la ecuación (2.26) quedaría de la siguiente forma:

$$\Delta U_c = \frac{P \cdot \left(\frac{R_L}{2}\right) + Q \cdot X_L}{U}$$

b. Regulación con capacitores Shunt

Cuando se instalan capacitores en paralelo en los extremos de la línea, la potencia capacitiva de los mismos “ $Q_{SC}$ ” genera una disminución en la potencia reactiva de la línea, disminuyendo a su vez la caída de tensión:

$$\Delta U_c = \frac{P \cdot R_L + (Q - Q_{SC}) \cdot X_L}{U}$$

c. Regulación mediante capacitores serie

El empleo de capacitores serie en la línea de transmisión “ $X_{CS}$ ” mejora considerablemente su operación, ya que al disminuir la reactancia total no sólo mejora la caída de tensión, sino que también incrementa la capacidad de transmisión.

$$\Delta U_c = \frac{P \cdot R_L + Q \cdot (X_L - X_{CS})}{U}$$

#### 2.1.4.4 Capacidad de Transmisión

La capacidad de transmisión de una línea está condicionada por el límite térmico del conductor, por la estabilidad del sistema eléctrico de potencia al que pertenece y por el límite crítico de tensión, previo al colapso de tensión.

##### a. Capacidad de transmisión por Límite Térmico

El límite térmico “ $TL_P$ ” es el nivel potencia activa límite que puede fluir por la línea de transmisión sin causar daños permanentes a la instalación.

$$TL_P = P_{\text{límite}} = \sqrt{3} \cdot U_N \cdot I_{\text{límite}} \cdot \cos \phi \dots (2.27a)$$

Donde:

$I_{\text{límite}}$  : corriente límite admisible en el conductor [A].

$\cos \phi$  : factor de potencia, el cual depende de la potencia reactiva “Q”.

La corriente límite admisible “ $I_{\text{límite}}$ ” es una propiedad característica de cada tipo de conductor.

##### b. Capacidad de transmisión por estabilidad

En una línea la capacidad de transmisión por estabilidad está determinada por la longitud de la misma y depende de la diferencia angular entre los ángulos de tensión en los extremos.

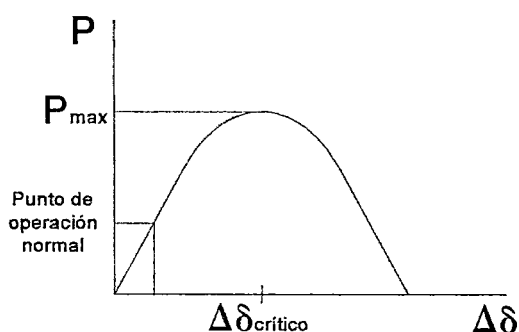
$$P = P_{\text{max}} \cdot \sin \Delta\delta \dots (2.28)$$

$$\Delta\delta = \delta_S - \delta_R$$

Donde:

$\Delta\delta$  : diferencia angular [rad].



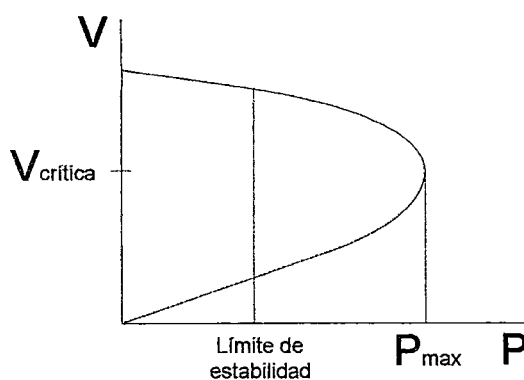


**Figura N° 2.9 Curva de Estabilidad**

Para líneas cortas, la capacidad de transmisión es determinada principalmente por el límite térmico, mientras que en líneas largas el factor determinante es el límite por estabilidad.

c. Capacidad de transmisión por tensión

La capacidad de transmisión por estabilidad es un límite de tensión inicial establecido para evitar el límite crítico de tensión. Por lo tanto, la capacidad de transmisión representa el límite crítico previo al colapso de tensión en el sistema.



**Figura N° 2.10 Curva de P-V**

## **2.1.5 Campos Eléctricos y Magnéticos producidos por líneas de Extra**

### **Alta Tensión**

Toda línea de transmisión genera en su entorno campos eléctricos (relacionados con la tensión) y magnéticos (relacionados con la corriente) de baja frecuencia. La aparición de dichos campos tiene un rol muy importante en las etapas de diseño y operación, ya que el empleo de la EAT tiene algunas consecuencias en el entorno de la línea.

Por otro, las líneas eléctricas de EAT tienen asociado el problema de la aparición del Efecto Corona, el cual genera la aparición de ruido audible y campos electromagnéticos. Estos campos electromagnéticos tienen frecuencias que van desde Hz a GHz y su principal consecuencia es la interferencia en las telecomunicaciones.

#### **2.1.5.1 Campo Eléctrico**

Un campo eléctrico es un campo físico vectorial dentro del cual una carga eléctrica experimenta una fuerza eléctrica de atracción o repulsión, en el la dirección de dicho campo. Toda línea de transmisión genera campos eléctricos en su entorno, siendo los más relevantes en su superficie (Efecto Corona) y al nivel del suelo (efectos secundarios en personas y medio ambiente).

a. Campo eléctrico en la superficie de los conductores

También denominado gradiente superficial, es calculado por el Método de Markt y Mengele, mediante el cual la carga distribuida en la superficie de los conductores es sustituida por líneas de carga. Para el cálculo se considera que no hay carga libre en el espacio, que la permitividad del aire es uniforme y su conductividad es cero, y que la tierra es plana y perfectamente conductora. Asimismo, se considera el Efecto Tierra introduciendo “conductores imagen” y se debe tomar en cuenta la presencia del(los) cable(s) de guarda. La magnitud de las cargas por unidad de longitud, de cada conductor (o cable), está dada por la siguiente ecuación matricial:

$$[\lambda] = [P]^{-1} \cdot [V] \dots (2.29)$$

Donde:

$[\lambda]$  : vector columna de cargas eléctricas por unidad de longitud [C/m]

$[V]$  : vector columna de los voltajes fase – tierra de cada punto [kV]

$[P]$  : matriz de coeficientes de potencial [m/F]

Cada elemento de la matriz  $[P]$  se calcula de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} p_{ii} &= \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \operatorname{Ln} \left( \frac{2h_i}{r_i} \right) \\ p_{ij} &= \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \operatorname{Ln} \left( \frac{D'_{ij}}{D_{ij}} \right) \dots (2.30) \end{aligned}$$

Donde:

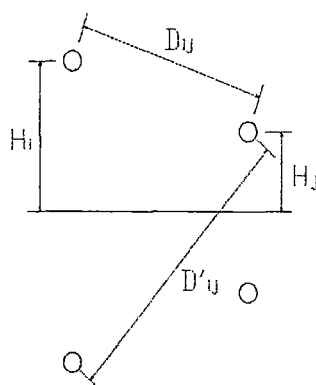
$h_i$  : altura del conductor “i” sobre tierra [mm]

$r_i$  : radio del conductor “i” [mm]

$D'_{ij}$  : distancia entre el conductor "i" y la imagen del conductor "j" [mm]

$D_{ij}$  : distancia entre el conductor "i" y el conductor "j" [mm]

$\epsilon_0$  : permitividad en el vacío, igual a  $8.85 \times 10^{-12}$  [F/m]



**Figura N° 2.11 Representación de los conductores y sus imágenes**

Si el conductor está compuesto por haces de sub-conductores (fases múltiples) el valor de  $r_i$  es el radio medio geométrico (RMG), dado según la ecuación (2.1):

$$RMG = \sqrt[n]{n \cdot r \cdot R^{n-1}}$$

El campo eléctrico medio en la superficie de los conductores pertenecientes al haz, en [kV/m], está dado por:

$$E_m = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \cdot \frac{\lambda}{n \cdot 0.1r} \dots (2.31)$$

Finalmente, el campo eléctrico máximo en los conductores pertenecientes al haz, en [kV/m], está dado por:

$$E_{max} = E_m \left[ 1 + (n - 1) \frac{r}{R} \right] \dots (2.32)$$

b. Campo eléctrico crítico

También denominado gradiente crítico, es el valor del gradiente de potencial superficial a partir del cual se produce la ruptura de la rigidez dieléctrica del aire, ocasionando que se comience a producir el Efecto Corona.

El campo eléctrico crítico, en [kV/m] se calcula mediante la fórmula de Peek:

$$E_C = mE_0\delta \left[ 1 + \frac{0.301}{\sqrt{0.1 \cdot \delta \cdot r}} \right] \dots (2.33)$$

Donde:

$E_0$  : gradiente crítico disruptivo del aire a 25°C y 760mmHg  
[21.1kV<sub>rms</sub>/cm]

$r$  : radio del conductor [mm]

$m$  : coeficiente de estado superficial

$m = 1.00$ , para un conductor liso ideal

$m = 0.95$ , para un conductor cableado nuevo

$m = 0.70 - 0.80$ , para un conductor cableado envejecido

$m = 0.50 - 0.70$ , para un conductor deficiente

$m < 0.60$ , para cualquier conductor bajo lluvia

$\delta$  : densidad relativa del aire dada por:

$$\delta = \frac{0.3921 \cdot P}{273 + T} \dots (2.33a)$$

$T$  : temperatura [°C]

$P$  : presión del aire [mmHg], calculada mediante la fórmula de Halley:

$$\text{Log} \frac{P}{10} = \text{Log} 76 - \frac{h}{18,336} \dots (2.33b)$$

h : altura sobre el nivel del mar [m]

c. Campo eléctrico a nivel del suelo

Una vez obtenidas las cargas unitarias en los conductores mediante la ecuación (2.29), se calcula el campo eléctrico “E”, en [kV/m], en cualquier punto de coordenadas (x,y), a partir de las siguientes expresiones:

$$\begin{aligned} E_x &= \sum_{i=1}^N \frac{\lambda_i}{2\pi\epsilon_0} \left( \frac{x-x_i}{D_i^2} - \frac{x-x_i}{D_i'^2} \right) \\ E_y &= \sum_{i=1}^N \frac{\lambda_i}{2\pi\epsilon_0} \left( \frac{y-y_i}{D_i^2} - \frac{y+y_i}{D_i'^2} \right) \dots \quad (2.34) \end{aligned}$$

Donde:

$E_x$  : componente horizontal de campo eléctrico en punto de cálculo [kV/m]

$E_y$  : componente vertical de campo eléctrico en punto de cálculo [kV/m]

(x,y) : punto de cálculo [m]

( $x_i, y_i$ ) : localización del conductor “i” [m]

$D_i$  : distancia del conductor “i” al punto de cálculo [m]

$D_i'$  : distancia del conductor imagen “i” al punto de cálculo [m]

$\lambda_i$  : carga eléctrica por unidad de longitud del conductor “i” [C/m]

N : número de conductores y cables de guarda

Para el cálculo del campo eléctrico a nivel del suelo se emplea la altura mínima de los conductores al suelo.

### 2.1.5.2 Campo Magnético

Un campo magnético representa la región del espacio dentro de la cual una carga eléctrica puntual que se desplaza con cierta velocidad es afectada por una fuerza perpendicular a su trayectoria y a dicho campo.

El cálculo del campo magnético que produce una línea de transmisión está regido por la ley de Biot-Savart, la cual permite calcular el campo magnético “B” en un punto P cualquiera, en [T] creado por un circuito cualquiera recorrido por una corriente de intensidad “I”:

$$\vec{B} = \frac{\mu_0 I}{4\pi} \int_{A_1}^{A_2} \frac{d\vec{l} \times d\vec{r}}{r^3} \dots (2.35)$$

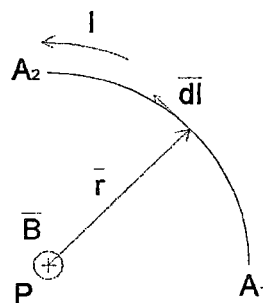
Donde:

$\mu_0$  : permeabilidad en el vacío, igual a  $4\pi \times 10^{-7}$  [T-m/A]

$A_1$  y  $A_2$  : punto inicial y final de la trayectoria del circuito [m]

$d\vec{l}$  : vector diferencial de longitud de trayectoria del circuito [m]

$r$  : vector de posición del circuito respecto al punto P [m]



**Figura N° 2.12 Representación gráfica de la Ley de Biot-Savart**

Para calcular el campo magnético bajo una línea de transmisión, dependiendo de la disposición de los conductores, se aplica el principio de superposición: se calcula el campo magnético que origina cada conductor por separado, mediante la ley de Biot-Savart dada en la ecuación (2.35), y luego se realiza la suma vectorial de los campos parciales, obteniéndose el campo magnético total en el punto elegido.

#### 2.1.5.3 Valores límite establecidos por el Código Nacional de Electricidad

Según el CNE Suministro 2011 se establecen los valores máximos admisibles de los campos eléctricos y magnéticos a 60Hz, de tal manera que se tengan controlados los posibles riesgos para las personas. Se establecen valores límite tanto para zonas de trabajo temporal (exposición ocupacional) como para lugares públicos (exposición poblacional).

**Tabla N° 2.1 Valores máximos admisibles de campos eléctricos y magnéticos**

Tipo de Exposición	Intensidad de Campo Eléctrico (kV/m)	Densidad de Flujo Magnético ( $\mu$ T)
Poblacional	4.2	83.3
Ocupacional	8.3	416.7

#### 2.1.5.4 Efectos de los campos eléctricos y magnéticos en el cuerpo humano

En las líneas de transmisión y subestaciones asociadas, el efecto del campo magnético en las personas es mayor que el campo eléctrico, a pesar que este último induce mayores valores de corriente. Esto se debe a que el campo



magnético induce corrientes en todo el cuerpo de la persona, mientras que el campo eléctrico sólo induce corrientes en la superficie del cuerpo.

La exposición de una persona ante un campo eléctrico producido por una línea de transmisión podría generar pequeñas descargas al contacto con objetos conductores o tierra, lo cual está asociado a la aparición de un campo eléctrico inducido en la superficie corporal. Sin embargo, hasta la fecha no se han registrado efectos negativos para la salud por exposición a los campos eléctricos de una línea de transmisión. Por otro lado, los campos eléctricos de líneas de EAT sí producen algunos efectos negativos para las instalaciones eléctricas y al medio ambiente, tales como quemaduras en los postes de madera (hasta 345kV), quemaduras en árboles secos (sin vida), daños en las copas de los árboles por las corrientes inducidas (flashover) y la presencia de Efecto Corona en objetos conectados a tierra.

La exposición de una persona ante el campo magnético producido por una línea de transmisión genera la aparición de corrientes inducidas dentro del cuerpo. Según algunos estudios epidemiológicos habrían indicios de que los campos magnéticos están asociados al riesgo de aparición de leucemia en niños pequeños, sin embargo no hay pruebas concretas. De todos modos algunos países establecen precauciones y recomendaciones para las personas, ante la proximidad a un campo magnético.

### **2.1.6 Fenómenos Físicos debidos a la Extra Alta Tensión**

La aplicación de la Extra Alta Tensión en sistemas de transmisión trae consigo muchas ventajas en la operación de los mismos; sin embargo, este nuevo nivel de tensión ocasiona la aparición de algunos fenómenos físicos que afectan el funcionamiento de los sistemas. Entre los fenómenos más importantes que se presentan se encuentran el Efecto Corona y el Efecto Ferranti.

#### **2.1.6.1 Efecto Corona**

El Efecto Corona es un fenómeno físico que consiste en colisiones aleatorias de cargas eléctricas libres, producto de la ionización del aire que rodea a los conductores eléctricos de las líneas de alta o extra alta tensión, como consecuencia de la acción del campo eléctrico alterno que produce la línea. El Efecto Corona se manifiesta en forma de pequeñas chispas o descargas luminosas (de color azulado) alrededor de ellos.

La ionización del aire se produce cuando el campo eléctrico superficial de los conductores supera cierto valor crítico, el cual está dado por diversas condiciones del aire, como presión, humedad o temperatura. En otras palabras se origina cuando el campo eléctrico  $E_{max}$ , según la ecuación (2.32), supera el valor del campo eléctrico crítico  $E_C$ , dado por la ecuación (2.33).

$$Si E_{max} > E_C \rightarrow Efecto Corona$$

El Efecto Corona tiene las siguientes consecuencias negativas en una línea de transmisión:

- Pérdidas de energía
- Oscilaciones electromagnéticas de alta frecuencia (radio frecuencia)
- Ruido audible
- Deterioro del material
- Producción de compuestos contaminantes (ozono, óxido nitroso y ácido nítrico)

Debido a lo anterior, se tienen que buscar opciones técnicas para reducir la probabilidad de ocurrencia del Efecto Corona. Las tres alternativas más comunes son las siguientes:

- Aumentar el diámetro del conductor
- Usar conductores huecos (implica mayor costo y mayor sección)
- Emplear líneas con fases múltiples

#### 2.1.6.2 Efecto Ferranti

El Efecto Ferranti es una elevación de tensión que se produce en las líneas de transmisión largas funcionando en régimen de vacío (o con una carga muy pequeña), debido al efecto capacitivo de las mismas. Esto se debe principalmente a que la línea se comporta como si estuviera conformada por infinitos capacitores, los cuales hacen las veces de fuentes, produciendo un “efecto amplificador” en la tensión, el cual resulta peligroso al momento de

reconectar la línea nuevamente (peligro de destrucción del equipamiento electromecánico por sobretensión).

Este fenómeno está representado gráficamente en el último ejemplo de la Figura N° 2.8 y será más acentuado cuanto más larga sea la longitud de la línea, y mayor la tensión aplicada. Para contrarrestarlo de reactores de potencia para control de tensión en sistemas de transmisión, los cuales absorben la potencia capacitiva que produce la elevación de tensión.

### **2.1.7 Coordinación del Aislamiento en Extra Alta Tensión**

La coordinación del aislamiento es la selección de la tensión normalizada que deben soportar los equipos de un sistema eléctrico teniendo en cuenta las sobretensiones que pueden aparecer en dicho sistema, así como las características de los dispositivos de protección disponibles y las condiciones ambientales de la zona, con la finalidad que la probabilidad de falla se reduzca a un nivel económica y operacionalmente aceptable.

#### **2.1.7.1 Definiciones**

##### **a. Aislamiento**

El aislamiento es la propiedad que posee un material de presentar una elevada resistencia al movimiento de electrones (rigidez dieléctrica), cuando es sometido a una diferencia de potencial.

El aislamiento de los equipos eléctricos se puede clasificar en dos categorías: auto-regenerable y no auto-regenerable:

- **Aislamiento Auto-regenerable.-** Recupera sus propiedades cuando desaparece el contorneo y las causas que lo han provocado. Son auto-regenerables los aislamientos líquidos y gaseosos.
- **Aislamiento No Auto-regenerable.-** Queda parcial o totalmente averiado después de una descarga disruptiva. Son no auto-regenerables los aislamientos sólidos.

Una segunda clasificación del aislamiento distingue entre aislamiento interno y externo.

- **Aislamiento Interno.-** Representa al medio aislante que no está en contacto con el medio ambiente. Por ejemplo: Aislamiento interno de un interruptor ( $\text{SF}_6$ ), aceite aislante de un transformador, etc.
- **Aislamiento Externo.-** Representa al medio aislante que está en contacto directo con el medio ambiente. Por ejemplo: Cadenas de aisladores en líneas de transmisión, aislamiento de un seccionador, etc.

b. Nivel Básico de Aislamiento (BIL)

El BIL (Basic Insulation Level) es el valor pico de la onda de sobretensión por rayo (impulso de rayo normalizado) que puede soportar, como máximo, un aislante sin que se produzca la ruptura de la rigidez dieléctrica del mismo, generando descargas disruptivas a través de él.

El BIL representa un nivel de referencia para medir el aislamiento y tiene valores dados para cada nivel de tensión. En la Tabla N° 2.2 se muestran los valores normalizados de BIL para distintos niveles de tensión, según el CNE Suministro 2011.

**Tabla N° 2.2 Valores de BIL para niveles de Alta y Extra Alta Tensión**

<b>Tensión Nominal [kV]</b>	69	115	138	161	230	230	230	345	345	345	500	500
<b>BIL [kV]</b>	350	550	650	750	825	900	1,050	1,050	1,175	1,300	1,550	1,800

c. Tensión Crítica de Flameo (CFO)

La CFO (Critical Flashover Voltage) es la tensión obtenida en forma experimental con una probabilidad de flameo (descarga) del 50%, ya sea por efecto del impulso tipo rayo o por maniobra.

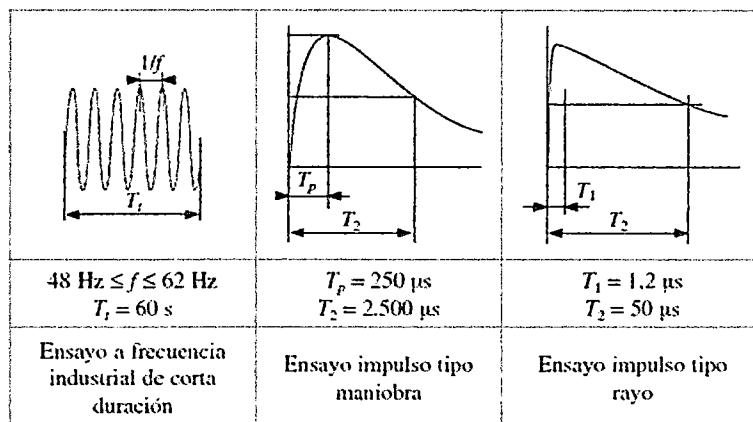
La CFO se emplea directamente en la selección del aislamiento en líneas de transmisión, comparando este valor con las tensiones máximas que pueden soportar los distintos aisladores, según su diseño.

d. Formas de onda normalizadas

Son formas de onda de referencia, según la norma UNE-EN 60071-1, que representan los distintos tipos de sobretensiones que se presentan en un sistema y sirven para verificar en el laboratorio el comportamiento del aislamiento frente a ellas.

Se definen tres tipos de onda normalizada:

- **Tensión normalizada de corta duración a frecuencia industrial.-**  
Es una tensión sinusoidal, de frecuencia comprendida entre 48 y 62Hz y una duración igual a 60s.
- **Impulso de tensión tipo maniobra.-** Impulso de tensión con tiempo de frente de  $250\mu\text{s}$  y tiempo de cola de  $2,500\mu\text{s}$ .
- **Impulso de tensión tipo rayo.-** Impulso de tensión con tiempo de frente de  $1.2\mu\text{s}$  y tiempo de cola de  $50\mu\text{s}$ .



**Figura N° 2.13 Formas de onda normalizadas**

Fuente: Coordinación de Aislamiento en Redes Eléctricas de Alta Tensión

### 2.1.7.2 Sobretensiones en líneas de transmisión

Una sobretensión es una elevación de tensión que supera el valor pico de la tensión más elevada en operación normal de un sistema eléctrico. Las sobretensiones pueden causar graves daños a los equipos conectados a la línea

de transmisión, desde su envejecimiento prematuro hasta la destrucción de los mismos.

El cálculo de las sobretensiones es un paso vital para el diseño de líneas de transmisión, ya que permite escoger el nivel de aislamiento y de las protecciones de los equipos.

Las sobretensiones se caracterizan por su magnitud, su tiempo de duración y su probabilidad de ocurrencia. Se pueden clasificar según su origen (interno y externo) o según su forma de onda y duración.

a. Clasificación de las sobretensiones según su origen

- **Sobretensiones de origen interno.-** Son causadas por el propio sistema y se clasifican a su vez en sobretensiones temporales y de maniobra.
  - **Sobretensiones temporales.-** Sus características principales son la larga duración de las mismas y el poco o nulo amortiguamiento que presentan. Estas sobretensiones se presentan debido a las siguientes causas:
    - **Cambios de topología del sistema:** Puntos de operación distintos desencadenan la acción de los reguladores de tensión y frecuencia (sobretensión: de 1.4 p.u. hasta 2.5 p.u. cuando existen generadores o motores).

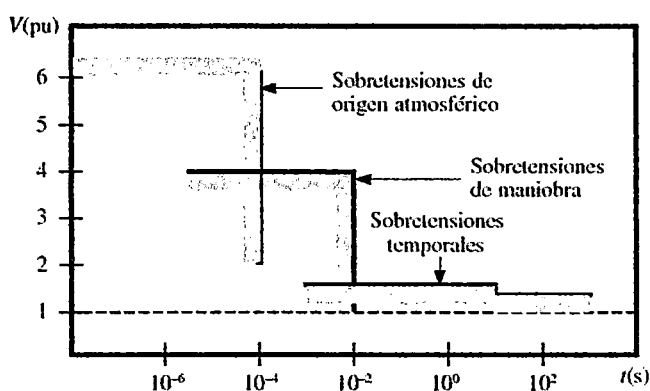


- **Fallas en el sistema:** La más común es la falla monofásica que genera una elevación de tensión en las fases sanas (sobretensión: de 1.4 p.u. para sistemas aterrizados hasta 1.7 p.u. para sistemas aislados).
  - **Efecto Ferranti:** Elevación de tensión en el extremo receptor de una línea en circuito abierto debido al efecto capacitivo de la misma (sobretensión: >1.5 p.u.).
  - **Resonancia:** En un sistema con resonancia eléctrica (impedancia mínima debido a que reactancia inductiva se anula con reactancia capacitiva) se puede producir una elevación de tensión en las siguientes situaciones: resonancia entre cables de elevada capacitancia y reactores limitadores de corriente, resonancia entre la inductancia lineal y la capacitancia de una línea con carga, ferro-resonancia entre reactancia de transformadores de tensión y capacitancia entre devanados de transformador de potencia y ferro-resonancia en sistemas que contienen elementos saturables y filtros armónicos.
- **Sobretensiones de maniobra.-** Son sobretensiones de origen interno debido a la operación errónea de un equipo de maniobra o a una falla de aislamiento que genera cambios en la topología del sistema. Sus características principales son su corta duración y su alto nivel de amortiguamiento. Estas sobretensiones se presentan debido a las siguientes causas:

- **Energización y Re-energización:** La elevación de tensión depende de varios parámetros tales como longitud de la línea, pérdidas, potencia de cortocircuito, grado de aterramiento (Y D), tiempo de inserción, carga residual ante el re-cierre de la línea, etc.
- **Maniobras de capacitores y reactores:** Los reactores y capacitores almacenan energía. La apertura de estos equipos genera sobretensiones, sobre todo en bancos de capacitores, debido a la carga almacenada en ellos.
- **Aplicación y despeje de fallas:** La elevación de tensión depende de la naturaleza de la falla, longitud de la línea, grado de compensación y localización de la falla (sobretensión: 1.7 p.u.)
- **Rechazo de carga:** Las sobretensiones tienen dos etapas, la etapa transitoria (luego de ocurrido el evento, sobretensiones menores) y la etapa estacionaria (evolución del sistema en estado estable luego del evento, sobretensiones mayores).
- **Energización de transformadores:** Altas sobretensiones debido a naturaleza no lineal del núcleo, lo que genera transitorios electromagnéticos al energizar el transformador en vacío.
- **Sobretensiones de origen externo.-** Son causadas por causas ajenas al sistema, principalmente por el impacto de rayos, y son conocidas

también como sobretensiones atmosféricas. Sus características principales son su muy corta duración y su alto nivel de amortiguamiento.

Según su magnitud (en p.u.) y su tiempo de duración, los rangos de las sobretensiones según su origen se pueden observar en la Figura N° 2.14.



**Figura N° 2.14 Clasificación de las sobretensiones según su origen**

Fuente: Coordinación de Aislamiento en Redes Eléctricas de Alta Tensión

- b. Clasificación de las sobretensiones según su forma de onda y duración
- **Sobretensiones de baja frecuencia.-** Son de larga duración y se originan con frecuencias próximas a la de operación. Se dividen en:
    - **Tensión permanente a frecuencia industrial:** Tensión a frecuencia de operación de la red, con valor eficaz constante y aplicada permanentemente.
    - **Sobretensión temporal:** Sobretensión a frecuencia industrial (igual o próxima a la frecuencia de la red) y duración

relativamente larga. Puede ser amortiguada o débilmente amortiguada.

- **Sobretensiones transitorias.-** Son de corta duración

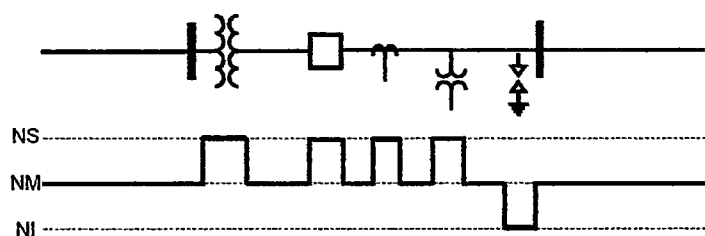
oscilatorias o unidireccionales y, generalmente, muy amortiguada. Se dividen en:

- **Sobretensión de frente lento:** Generalmente ocasionada por maniobras, oscilatoria, con un tiempo de frente entre 20 y 5,000 $\mu$ s y un tiempo de cola igual o inferior a 20ms.
- **Sobretensión de frente rápido:** Generalmente ocasionada por impulsos atmosféricos (rayos), unidireccional, con un tiempo de frente entre 0.1 y 20 $\mu$ s y un tiempo de cola igual o inferior a 300 $\mu$ s.
- **Sobretensión de frente muy rápido:** Generalmente ocasionada por fallas o maniobras (con re-cierre automático) en subestaciones con SF<sub>6</sub>, oscilatoria, con un tiempo de frente inferior a 0.1 $\mu$ s, una duración total inferior a 3ms y con oscilaciones superpuestas de frecuencias comprendidas entre 30kHz y 100MHz.

### 2.1.7.3 Niveles y métodos de coordinación de aislamiento

Para la coordinación del aislamiento se consideran tres niveles, los cuales están clasificados, en función al BIL, en:

- **Nivel Superior (NS).**- Consiste en el aislamiento interno no auto-regenerable de los equipos eléctricos: transformadores, interruptores, seccionadores, cables, etc.
- **Nivel Medio o de Seguridad (NM).**- Conformado por el aislamiento externo o auto-regenerable de los diferentes equipos: aisladores, bushings, distancias dieléctricas del aire, etc.
- **Nivel Inferior o de Protección (NI).**- Constituido por los equipos de protección contra sobretensiones: pararrayos, etc.



**Figura N° 2.15 Elementos de un sistema eléctrico y niveles de aislamiento**

Fuente: Coordinación del Aislamiento en Líneas de Transmisión

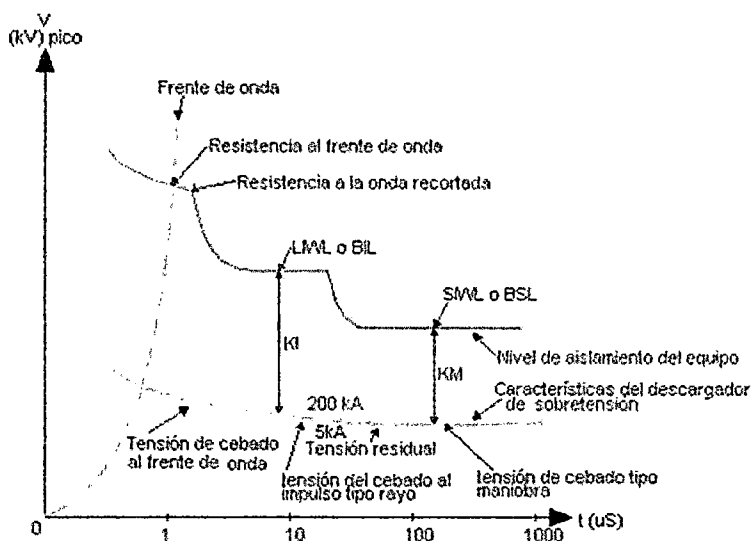
Para una óptima coordinación del aislamiento se recomienda que los intervalos entre los niveles de aislamiento sean:

- Entre NS y NM: 25% de NM
- Entre NM y NI: 15% de NI (si los pararrayos están muy lejanos, se recomienda 25%)

Para la coordinación del aislamiento en líneas de transmisión existen dos métodos: convencional (a aplicar en el presente trabajo) y estadístico.

- **Método Convencional.-** Consiste en la determinación de la máxima sobretensión a la que estará sometido el aislamiento y la mínima soportabilidad (según hoja técnica de datos) que debe presentar. Éste método es un poco arbitrario ya que los límites de soportabilidad y los valores de sobretensión son variables aleatorias.

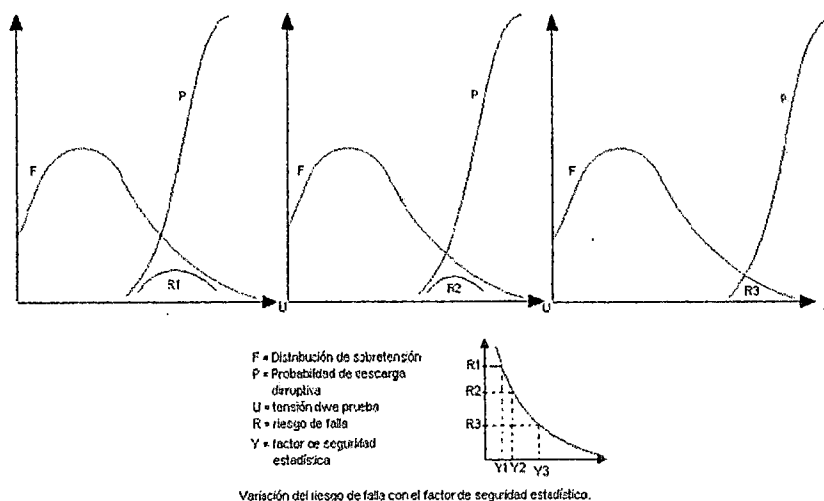
El criterio para la coordinación del aislamiento a través de éste método consiste en seleccionar una soportabilidad tal en los diferentes equipos, de tal manera que los que pertenecen al “NI” (como los pararrayos) sean los primeros en actuar ante sobretensiones, los que pertenecen al “NM” (como los aisladores) sean los siguientes y se busque evitar que actúen los que pertenecen al nivel superior “NS” (como los transformadores). En la Figura N° 2.16 se muestra un ejemplo de coordinación de aislamiento entre un pararrayos (NI) y el aislamiento externo de un equipo (NM).



**Figura N° 2.16 Coordinación entre pararrayos (descargador) y aislamiento**

Fuente: Coordinación del Aislamiento en Líneas de Transmisión

- Método Estadístico.-** Consiste en el cálculo del riesgo de falla basado en la distribución estadística de las sobretensiones, la cual es determinada por medio de cálculos teóricos o de medidas de la probabilidad de fallas del aislamiento mediante pruebas.



**Figura N° 2.17 Coordinación de aislamiento mediante método estadístico**

Fuente: Coordinación del Aislamiento en Líneas de Transmisión

#### 2.1.7.4 Selección del aislamiento en líneas de transmisión

La selección del aislamiento en líneas de transmisión se realiza tomando en cuenta cuatro aspectos:

- Distancia de fuga
- Sobretensión a frecuencia industrial
- Sobretensión de tipo maniobra
- Sobretensión de impulso tipo rayo

##### a. Diseño por distancia de fuga y grado de contaminación

La distancia de fuga de una cadena de aisladores se define como la distancia más corta, a lo largo de su superficie, que tendría que recorrer una corriente de falla para superar el aislamiento. La distancia de fuga mínima requerida por la cadena de aisladores “ $D_{fuga}$ ” [mm] se determina a partir del grado de contaminación de la zona donde se ubica la línea, mediante la siguiente expresión:

$$D_{fuga} = U_{max} D_{fo} \dots (2.36)$$

Donde:

$U_{max}$  : tensión máxima de operación del sistema [kV]

$D_{fo}$  : distancia de fuga mínima respectiva del grado de contaminación [mm/kV]

El valor de “ $D_{fo}$ ” está dado según el grado de contaminación del lugar, los cuales están comprendidos en la norma IEC 60815.



**Tabla N° 2.3 Grados de contaminación según la norma IEC 60815**

Grado de contaminación	Tipo de ambiente	Mínima distancia de fuga [mm/kV]
I - Insignificante	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Áreas no industriales y de baja cantidad de casas equipadas con equipos de calefacción</li> <li>- Áreas con baja densidad de industrias y o casas pero sometidas a frecuentes vientos y o lluvias</li> <li>- Áreas agrícolas</li> <li>- Áreas montañosas</li> <li>* Todas las áreas anteriores deben estar situadas al menos entre 10 y 20 km del mar y no estar sometidas a vientos provenientes del mismo</li> </ul>	16
II - Medio	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Áreas con industrias poco contaminantes y o con casas equipadas con plantas de calefacción</li> <li>- Áreas con alta densidad de industrias y o casas pero sujetas a frecuentes vientos y o lluvias</li> <li>- Áreas expuestas a vientos del mar pero no próximas a la costa</li> </ul>	20
III - Fuerte	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Áreas con alta densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con alta densidad de plantas de calefacción produciendo polución</li> <li>- Áreas próximas al mar o expuestas a vientos relativamente fuertes procedentes del mar</li> </ul>	25
IV - Muy fuerte	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Áreas sometidas a humos contaminantes que producen depósitos conductores espesos</li> <li>- Áreas muy próximas al mar sujetas a vientos muy fuertes</li> <li>- Áreas desiertas expuestas a vientos fuertes que contienen arena y sal</li> </ul>	31

Finalmente, el número de aisladores “N<sub>A</sub>” está dado por:

$$N_A = \frac{D_{fuga}}{D_{fuga-a}} \dots (2.37)$$

Donde:

D<sub>fuga-a</sub> : distancia de fuga del tipo de aislador seleccionado [mm]

**b. Diseño por sobretensión a frecuencia industrial**

**Sobretensión línea-tierra a frecuencia industrial “VFI” [kV]**

$$VFI = \frac{U_{Lm\acute{a}x}\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \times K_F \dots (2.38)$$

Donde:

U<sub>Lmáx</sub> : tensión máxima de línea [kV]

$K_F$  : factor de incremento de la tensión en las fases sanas durante una falla monofásica a tierra ( $K_F = 1.15$  p.u.)

### **Tensión crítica de flameo a frecuencia industrial “CFO<sub>FI</sub>” [kV]**

Según la IEC:

$$CFO_{FI} = \frac{V_{FI}}{(1-k\sigma)} \dots (2.39)$$

Donde:

$k$  : factor de desviación estándar para una probabilidad de descarga del 99.87% ( $k = 3$ )

$\sigma$  : desviación estándar (para frecuencia industrial  $\sigma = 6\%$ )

### **Tensión crítica de flameo corregida por factores ambientales “CFOC<sub>FI</sub>” [kV]**

$$CFOC_{FI} = \frac{CFO_{FI}}{\delta} \dots (2.40)$$

Donde:

$\delta$  : densidad relativa del aire (según altitud), según ecuación (2.33a).

### **Selección del aislamiento por sobretensión a frecuencia industrial**

Para seleccionar el número de aisladores que conforman la cadena se utiliza el catálogo de datos técnicos de aisladores, a partir de la tensión de sostenimiento a frecuencia industrial bajo lluvia (1 minuto) “VS<sub>FI</sub>” y considerando un número adecuado de aisladores. Se debe cumplir que el valor de “VS<sub>FI</sub>” de la cadena debe ser mayor a “CFOC<sub>FI</sub>”.

c. Diseño por sobretensión de tipo maniobra

**Sobretensión de maniobra máxima convencional “VSM” [kV]**

$$VSM = \frac{U_{SM}\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \times SM \dots (2.41)$$

Donde:

$U_{SM}$  : tensión de sostenimiento de maniobra [kV]

$SM$  : factor de seguridad en sobretensión tipo maniobra, igual a 1.15

**Tensión crítica de flameo por sobretensión tipo maniobra “CFO<sub>SM</sub>” [kV]**

Según la IEC:

$$CFO_{SM} = \frac{V_{SM}}{(1-k\sigma)} \dots (2.42)$$

Se considera  $k = 3$  y  $\sigma = 6\%$

**Tensión crítica de flameo corregida por factores ambientales “CFOC<sub>SM</sub>” [kV]**

$$CFOC_{SM} = \frac{CFO_{SM}}{\delta} \dots (2.43)$$

**Selección del aislamiento por sobretensión de tipo maniobra**

Para seleccionar el número de aisladores que conforman la cadena se utiliza el catálogo de datos técnicos de aisladores, a partir de la tensión de sostenimiento de maniobra “ $V_{SM}$ ” y considerando un número adecuado de aisladores. Se debe cumplir que el valor de “ $V_{SM}$ ” de la cadena debe ser mayor a “ $CFOC_{SM}$ ”.

d. Diseño por sobretensión de impulso tipo rayo

**Sobretensión de impulso tipo rayo máxima convencional “VIR” [kV]**

$$VIR = \frac{BIL\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \times IR \dots (2.44)$$

Donde:

BIL : nivel básico de aislamiento para sobretensión de impulso tipo rayo [kV]

IR : factor de seguridad en sobretensión de impulso tipo rayo, igual a 1.15

**Tensión crítica de flameo por sobretensión de impulso tipo rayo “CFO<sub>IR</sub>” [kV]**

Según la IEC:

$$CFO_{IR} = \frac{VIR}{(1-k\sigma)} \dots (2.45)$$

Se considera  $k = 3$  y  $\sigma = 6\%$

**Tensión crítica de flameo corregida por factores ambientales “CFOC<sub>IR</sub>” [kV]**

$$CFOC_{IR} = \frac{CFO_{IR}}{\delta} \dots (2.46)$$

### **Selección del aislamiento por sobretensión de impulso tipo rayo**

Para seleccionar el número de aisladores que conforman la cadena se utiliza el catálogo de datos técnicos de aisladores, a partir del BIL del aislador y considerando un número adecuado de aisladores. Se debe cumplir que el valor del BIL de la cadena debe ser mayor a “ $CFOC_{IR}$ ”.

### **2.1.8 Sistemas de Compensación Reactiva**

Para una operación eficiente y confiable en los sistemas de potencia se debe llevar a cabo un adecuado control de tensión y potencia reactiva que satisfaga los siguientes objetivos:

- Las tensiones en los terminales de todos los equipos deben estar dentro de los límites admisibles.
- La estabilidad del sistema debe ser aumentada para maximizar la utilización del sistema de transmisión.
- El flujo de potencia reactiva debe ser minimizado para reducir las pérdidas a valores admisibles que garanticen eficiencia.

#### **2.1.8.1 Producción o absorción de Potencia Reactiva**

La potencia reactiva es producida o absorbida por todos los componentes de un sistema eléctrico de potencia: generadores, transformadores, líneas de transmisión, cargas y equipos de compensación reactiva.

a. Generadores

Los generadores síncronos pueden producir o absorber potencia reactiva, dependiendo del grado de excitación (sobre-excitación: produce, sub-excitación: absorbe). Estos equipos están normalmente equipados con un regulador automático de tensión, el cual continuamente ajusta la excitación y la tensión.

b. Transformadores

Los transformadores de potencia siempre absorben potencia reactiva, en un orden de entre el 5% y 20% de la potencia aparente nominal.

c. Líneas de Transmisión

Las líneas de transmisión (aéreas) pueden producir o absorber potencia reactiva, dependiendo de la potencia activa transmitida. Tal como se observa en la Figura N° 2.8, para potencias superiores a la potencia natural la línea absorbe potencia reactiva, mientras que para potencias inferiores a la potencia natural la línea produce potencia reactiva (Efecto Capacitivo).

d. Cargas

Las cargas normalmente absorben potencia reactiva. Las grandes cargas industriales son altamente inductivas y provocan grandes caídas de tensión, lo cual incentiva la corrección del factor de potencia mediante la aplicación de capacitores shunt.

Las únicas cargas con la capacidad para producir potencia reactiva son los compensadores síncronos.

e. Equipos de Compensación Reactiva

Los dispositivos de compensación son usualmente empleados para producir o absorber potencia reactiva y, de esta manera, controlar el balance de potencia reactiva de una manera óptima.

2.1.8.2 Equipos de Compensación Reactiva

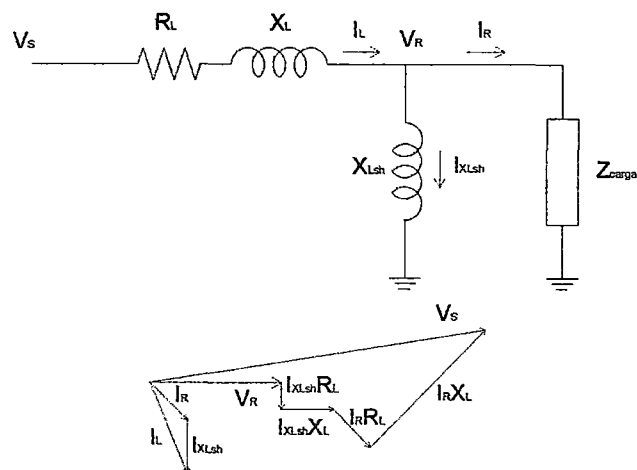
a. Reactores Shunt

Son dispositivos que absorben potencia reactiva y se emplean en líneas de transmisión EAT de gran longitud (>200km) para contrarrestar el efecto capacitivo de las mismas, cuando operan en vacío o con baja carga. Pueden ser maniobrados mecánicamente o mediante el disparo de un interruptor.

Los reactores pueden ser monofásicos o trifásicos y son, constructivamente, similares a los transformadores; la diferencia es que sólo poseen un devanado (por fase).

Un reactor shunt conectado permanentemente a una línea de transmisión permite limitar las sobretensiones temporales a frecuencia industrial (alrededor de 1.5 p.u.). También sirve para limitar las sobretensiones transitorias de energización. Asimismo, para mantener la tensión normal de operación bajo condiciones de mínima carga, se pueden emplear reactores

adicionales conectados a las barras o a los devanados terciarios de los transformadores adyacentes (en situaciones de carga máxima algunos de estos reactores pueden tener que ser desconectados).



**Figura N° 2.18 Circuito monofásico equivalente y diagrama fasorial de una línea de transmisión con reactor shunt**

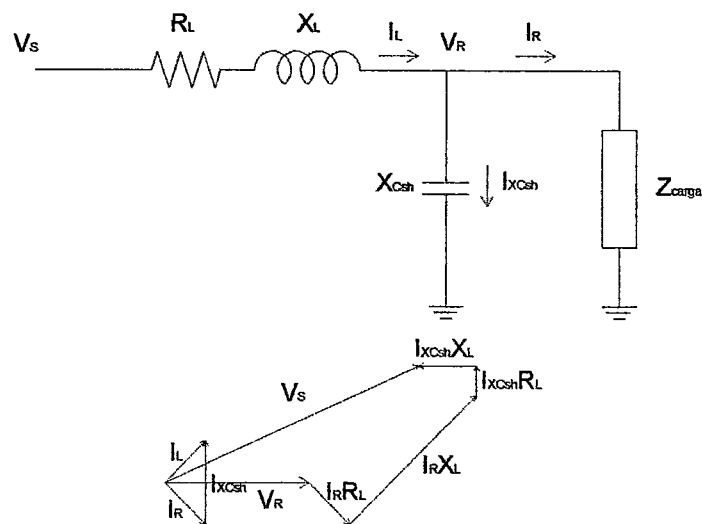
#### b. Capacitores Shunt

Son dispositivos que producen potencia reactiva y elevan la tensión de línea. Estos capacitores son usados a través del sistema, aplicados en un variado rango de tamaños y pueden estar fijos o maniobrados mecánicamente.

Sus principales ventajas son su bajo costo y su flexibilidad de instalación y operación. Su principal desventaja es que su valor de potencia reactiva depende del cuadrado de la tensión, haciéndolos poco prácticos para bajos niveles de tensión (justo cuando más se necesita su aporte).



En los sistemas de distribución los capacitores shunt son muy empleados para la corrección del factor de potencia y control de tensión de alimentadores. En los sistemas de transmisión son utilizados para compensar las pérdidas en la reactancia de la línea y para garantizar niveles de tensión óptimos durante períodos de alta demanda.

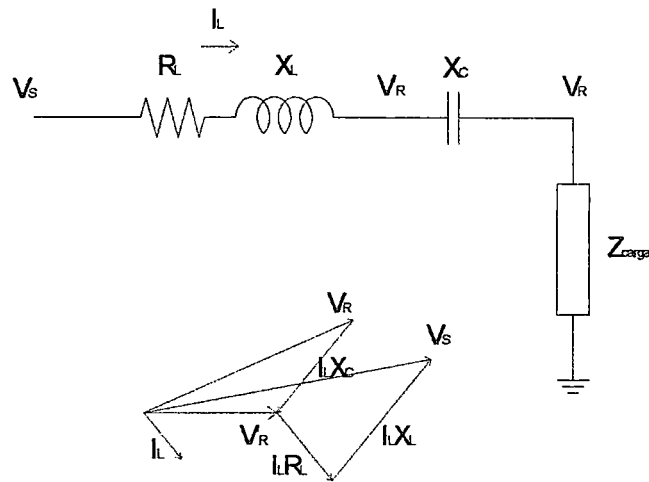


**Figura N° 2.19 Circuito monofásico equivalente y diagrama fasorial de una línea de transmisión con capacitor shunt**

### c. Capacitores Serie

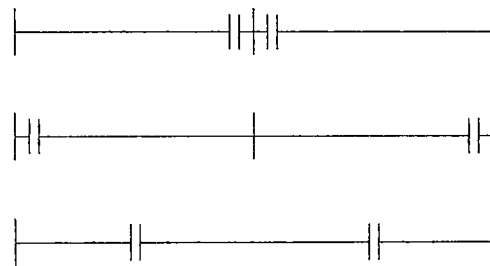
Son dispositivos que se conectan en serie con la línea de transmisión para compensar la reactancia inductiva de la línea y mejorar la estabilidad del sistema, para posibilitar el reparto de carga en líneas de varios circuitos. De esta manera se reduce la reactancia de transferencia entre subestaciones, incrementándose la máxima potencia que puede ser transferida y reduciéndose las pérdidas de potencia reactiva efectiva.

Los capacitores serie son equipos de compensación reactiva auto-regulantes, ya que incrementan su potencia reactiva cuando se incrementa la potencia transferida.



**Figura N° 2.20 Circuito monofásico equivalente y diagrama fasorial de una línea de transmisión con capacitor serie**

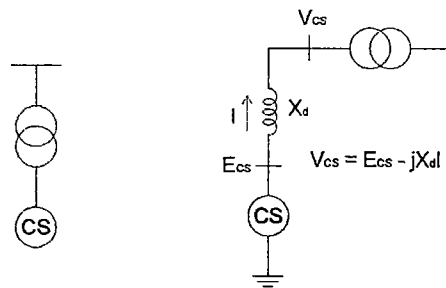
La selección de la configuración de la compensación serie requiere un análisis de mínimo costo que ofrezca la mayor confiabilidad, para cada caso en particular.



**Figura N° 2.21 Diversas configuraciones de compensación serie**

### 2.1.8.3 Compensador Síncrono

Un compensador (o condensador) síncrono es un motor síncrono que opera sin carga mecánica y que puede generar o absorber potencia reactiva de la barra a la cual está conectado. Entre las ventajas que presenta están el incremento de la potencia de cortocircuito en la red a la que está conectado, la mejora del factor de potencia y el control de la tensión.



**Figura N° 2.22 Compensador síncrono conectado a la barra de un Sistema Eléctrico**

Los compensadores síncronos representan en la actualidad una buena segunda opción para el control de potencia reactiva y voltaje, por detrás de los sistemas de compensación estática.

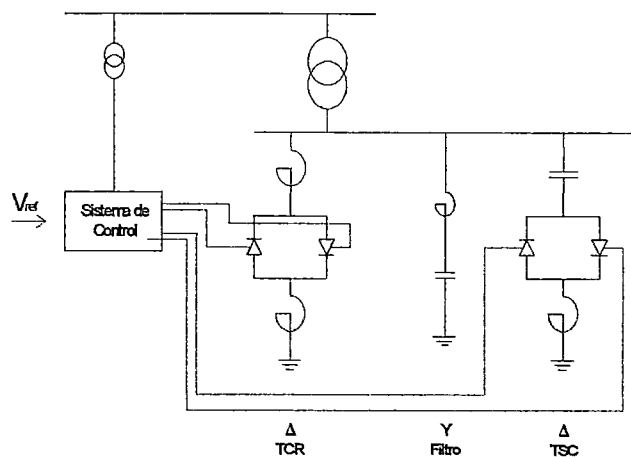
### 2.1.8.4 Sistemas de Compensación Estática (SVC)

Un sistema SVC está conformado por un transformador, reactores, capacitores, válvulas de tiristores bidireccionales y un sistema de control. Se les denomina “estáticos” debido a que, a diferencia de los compensadores síncronos, no poseen partes móviles.

Los principios de control más utilizados en los sistemas SVC son:

- TSC: Capacitores conmutados por tiristores.
- TCR: Reactores controlado por tiristores.

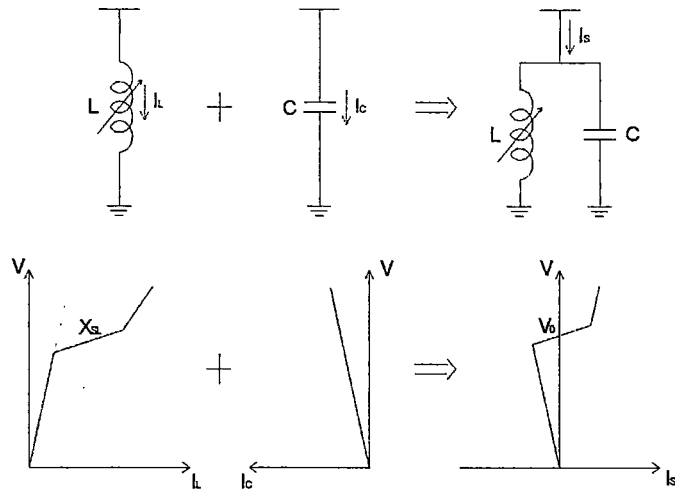
Un sistema SVC puede ser considerado como una reactancia variable, ya que el principio TSC representa una reactancia capacitiva que varía escalonadamente y el principio TCR representa una reactancia inductiva continuamente variable. Ambas configuraciones se conectan en Delta debido a la favorable utilización de tiristores (TSC) y para encerrar los armónicos de secuencia homopolar (TCR).



**Figura N° 2.23 Representación de un sistema SVC**

### Características de un SVC en un Sistema de Potencia

La característica  $V/I$  de un SVC se obtiene a partir de la suma de las características individuales de sus componentes, que en su caso más simple consisten en un reactor controlable y un capacitor fijo.

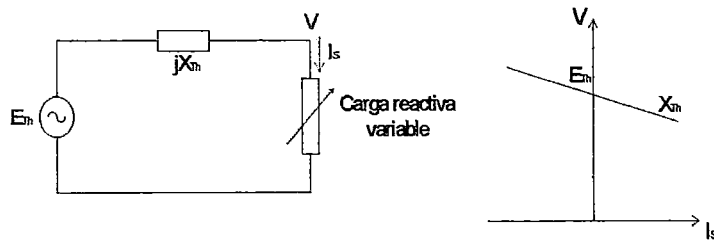


**Figura N° 2.24 Característica V/I de un SVC**

La característica V/I del SVC, dentro del rango de control definido por la reactancia pendiente  $X_{SL}$ , puede ser expresada de la siguiente forma:

$$V = V_0 + X_{SL} I_S \dots (2.47a)$$

La característica V/I de un Sistema de Potencia se determina a partir del circuito equivalente Thévenin, cuya tensión en bornes será regulada por el SVC.

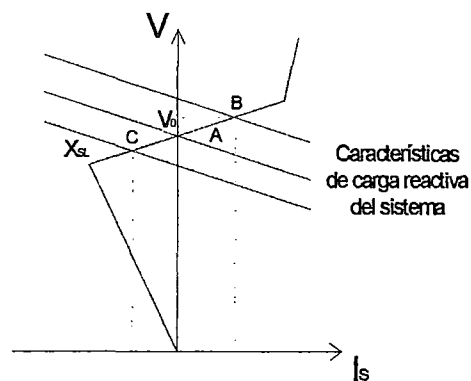


**Figura N° 2.25 Característica V/I de un Sistema de Potencia**

La característica V/I del Sistema de Potencia, para una condición dada, puede ser expresada como:

$$V = E_{Th} - X_{Th}I_S \dots (2.47b)$$

Finalmente, para un Sistema de Potencia con SVC, la curva característica viene a ser la que se muestra a continuación.



**Figura N° 2.26 Característica V/I de un Sistema de Potencia con SVC**

Cabe precisar que para cada condición operativa del sistema habrá una curva característica V/I, cuya intersección con la curva V/I del SVC representa el punto de operación del SVC.

#### 2.1.8.5 Principios de Compensación en Sistemas de Transmisión

El objetivo de la compensación en líneas de transmisión es obtener la tensión y las características deseadas a partir de la modificación de la impedancia característica " $Z_C$  y el ángulo de la línea " $\theta$ " (definidos en la sección 2.1.3.2).

### Principios de Compensación Shunt

Para una línea de transmisión con compensación shunt, con una susceptancia  $b_{sh}$  (en S/km), la susceptancia del sistema  $b'_C$  (en S/km) está dada por:

$$b'_C = b_C - b_{sh} = b_C(1 - k_{sh}) \dots(2.48)$$

Donde:

$k_{sh}$  : Grado de compensación shunt, el cual está definido por:

$$k_{sh} = \frac{b_{sh}}{b_C} \dots(2.49)$$

Este valor de  $k_{sh}$  es positivo para compensación inductiva y negativo para compensación capacitiva.

Finalmente, el valor de los parámetros secundarios del sistema con compensación shunt ( $Z'_C$  y  $\theta'$ ) se relacionan con  $k_{sh}$  de la siguiente manera:

De la ecuación (2.18):

$$Z'_C = \sqrt{\frac{r + jx}{g + jb'}} \approx \sqrt{\frac{x}{b'}} = \sqrt{\frac{x}{b(1 - k_{sh})}}$$

$$Z'_C = \frac{Z_C}{\sqrt{1 - k_{sh}}} \dots(2.50)$$

Además:

$$\theta' = \theta \sqrt{1 - k_{sh}} \dots(2.51)$$

Asimismo, la potencia natural del sistema con compensación shunt ( $P'_N$ ) se puede expresar a partir de la potencia natural del sistema sin compensación ( $P_N$ ) según la siguiente expresión:

$$P'_N = P_N \sqrt{1 - k_{sh}} \dots (2.52)$$

### **Principios de Compensación Serie**

Para una línea de transmisión con compensación serie, con una reactancia capacitiva  $x_{se}$  (en  $\Omega/\text{km}$ ), la reactancia del sistema  $x'_L$  (en  $\Omega/\text{km}$ ) está dada por:

$$x'_L = x_L - x_{se} = x_L(1 - k_{se}) \dots (2.53)$$

Donde:

$k_{sh}$  : Grado de compensación serie, el cual está definido por:

$$k_{se} = \frac{x_{se}}{x_L} \dots (2.54)$$

Este valor de  $k_{se}$  es positivo para compensación serie capacitiva.

Finalmente, el valor de los parámetros secundarios del sistema con compensación serie ( $Z'_C$  y  $\theta'$ ) se relacionan con  $k_{se}$  de la siguiente manera:

$$Z'_C = Z_C \sqrt{1 - k_{se}} \dots (2.55)$$

$$\theta' = \theta \sqrt{1 - k_{se}} \dots (2.56)$$



Asimismo, la potencia natural del sistema con compensación serie ( $P'_N$ ) se puede expresar a partir de la potencia natural del sistema sin compensación ( $P_N$ ) según la siguiente expresión:

$$P'_N = \frac{P_N}{\sqrt{1-k_{se}}} \dots (2.57)$$

### Compensación Shunt y Serie

Para sistemas con compensación shunt y serie a la vez, las expresiones de  $Z'_C$ ,  $\theta'$  y  $P'_N$  serán:

$$Z'_C = Z_C \sqrt{\frac{1-k_{se}}{1-k_{sh}}} \dots (2.58)$$

$$\theta' = \theta \sqrt{(1-k_{sh})(1-k_{se})} \dots (2.59)$$

$$P'_N = P_N \sqrt{\frac{1-k_{sh}}{1-k_{se}}} \dots (2.60)$$

### Efecto de la Compensación a Máxima Potencia

La potencia transferida por una línea de transmisión, que se muestra en ecuación (2.28), se puede expresar de la siguiente manera:

$$P = \frac{E_S E_R}{Z'_C \sin \theta'} \sin \delta \dots (2.61)$$

Donde:

$E_S$  : Tensión de envío [p.u.]

$E_R$  : Tensión de llegada [p.u.]

$Z'_C$  : Impedancia característica [p.u.]

$\delta$  : Diferencia angular [rad]

La máxima potencia de transferencia (correspondiente a  $\delta = 90^\circ$ ) puede ser incrementada, reduciendo los valores de  $Z'_C$  (impedancia) y  $\theta'$  (desfase). La compensación capacitiva shunt permite disminuir  $Z'_C$ , pero incrementa  $\theta'$ , la compensación inductiva shunt, por el contrario, permite disminuir  $\theta'$ , pero incrementa  $Z'_C$ . Sólo la compensación capacitiva serie contribuye a disminuir tanto  $Z'_C$  como  $\theta'$ .

## 2.2 CRITERIOS TÉCNICOS Y ECONÓMICOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Todo proyecto de líneas de transmisión debe ser viable tanto técnica como económicamente.

La viabilidad técnica permite que el sistema de transmisión proyectado garantice su operación dentro de los parámetros de seguridad, calidad y confiabilidad, que se detallan a continuación:

- **Seguridad.-** Propiedad del sistema eléctrico de mantener la suficiente capacidad de generación y transmisión para atender la demanda y conservar la estabilidad en el sistema. Un sistema seguro permite continuidad en el servicio, sin interrupción alguna, ante una eventual falla de algún equipo.
- **Calidad.-** Calidad del sistema eléctrico de mantener los valores de tensión y frecuencia dentro de los rangos admisibles ( $\pm 5\%$  para tensión y  $\pm 0.6\%$  para frecuencia).
- **Confiabilidad.-** Capacidad del sistema eléctrico de mantener controladas las tasas de falla y reposición del servicio. Esta propiedad garantiza que el

sistema continúe operando, durante un período de tiempo dado, aun cuando al menos uno de sus componentes se encuentre fuera de servicio (criterio n-1, etc.).

La viabilidad económica permite que el proyecto para implementar un sistema de transmisión sea atractivo para las inversiones y genere rentabilidad.

La transmisión de energía eléctrica se realiza a diferentes voltajes, dependiendo de la distancia y la potencia a transmitir. Por tal motivo, los criterios determinantes en todo proyecto de líneas de transmisión son los siguientes:

- Tensión de la Línea
- Sección de los conductores
- Tipo de soportes
- Trazo de ruta y vano de la Línea

### **2.2.1 Tensión de la Línea**

Todas las líneas de transmisión pertenecientes a un sistema eléctrico de potencia se caracterizan por su tensión de transmisión, la cual es determinante para definir las características técnicas de la infraestructura eléctrica, tales como el nivel de aislamiento, las distancias de seguridad o los sistemas de protección.

Según su nivel de tensión, el CNE Suministro 2011 clasifica las líneas de transmisión de la siguiente manera:

- Líneas de Baja Tensión (BT) : 220V, 380V, 440V
- Líneas de Media Tensión (MT) : 13.2kV, 19kV, 20kV, 22.9kV, 33kV
- Líneas de Alta Tensión (AT) : 60kV, 138kV, 220kV
- Líneas de Muy Alta Tensión (MAT): 500kV (también llamada Extra Alta Tensión)

Para la selección del nivel de tensión se debe procurar buscar una tensión normalizada, de tal manera que se pueda interconectar fácilmente al SEIN.

#### 2.2.1.1 Influencia de la tensión sobre la sección del conductor

Dado que para un mismo nivel de potencia (con el mismo factor de potencia) el valor de la tensión es inversamente proporcional a la corriente se puede establecer la siguiente relación:

$$I = \frac{k_1}{U} \dots (2.62a)$$

Por otro lado, a partir del cálculo de las pérdidas por Efecto Joule se establece que la resistencia eléctrica es inversamente proporcional al cuadrado de la corriente, de la siguiente manera:

$$R = \frac{k_2}{I^2} \dots (2.62b)$$

Además, se sabe que la resistencia es inversamente proporcional al área del conductor, es decir:

$$R = \frac{k_3}{A} \dots (2.62c)$$

Por lo tanto, de (2.62a), (2.62b) y (2.62c) se obtiene:

$$A = \frac{k}{U^2} \dots (2.62)$$

Se puede apreciar que si, por ejemplo, duplicamos el voltaje en una línea de transmisión el peso de los conductores se reduce a la cuarta parte (para una misma potencia transferida). Esto implica que el elevado costo de los equipos fabricados para un nivel mayor de tensión muchas veces sea compensado con el aumento de la capacidad de transmisión y con la reducción de la sección de los conductores.

### 2.2.1.2 Tensión en función a la potencia y la longitud de la línea

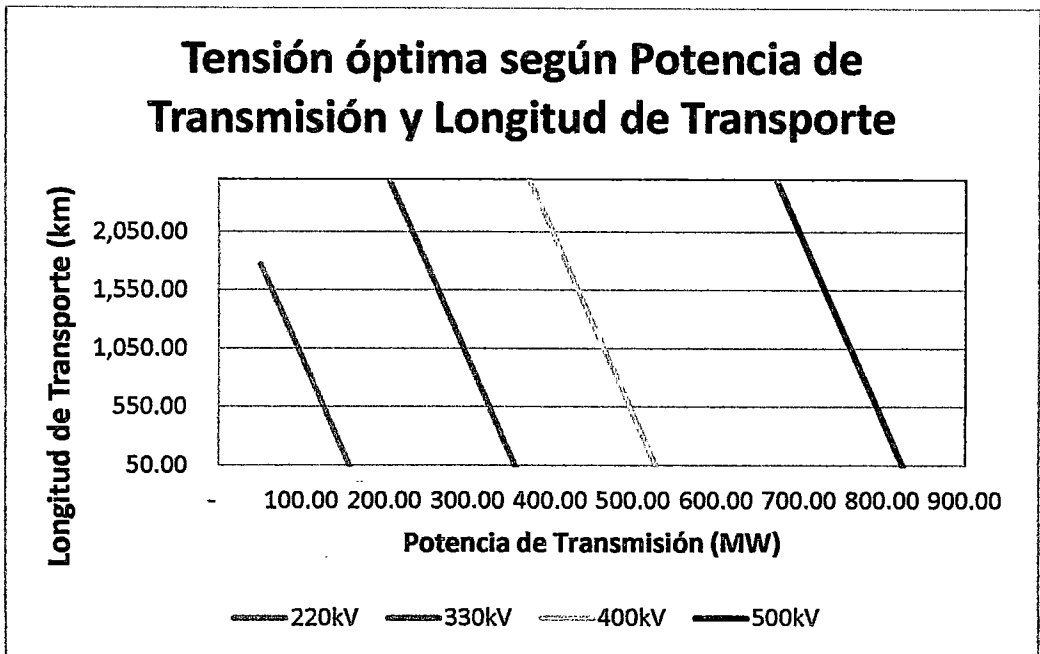
La tensión de una línea de transmisión depende de la potencia a transmitir y de su longitud. Para estimar dicha tensión se puede emplear la fórmula empírica de Alfred Still:

$$U = 5.5 \cdot \sqrt{0.621 \cdot L + \frac{P_N}{100}} \dots (2.63)$$

Donde:

$P_N$  : potencia a transmitir [kW]

$L$  : longitud de la línea [km]



**Figura N° 2.27 Curva empírica para selección de Tensión de una Línea de Transmisión**

### 2.2.1.3 Tensión económica

La tensión económica se obtiene a partir de las pérdidas de potencia por Efecto Joule admisibles (en el Perú: 5% $P_N$ ), es decir que la tensión debe ser tal que pueda garantizar eficiencia en el suministro de energía eléctrica.

Las pérdidas por Efecto Joule están dadas por:

$$\Delta P = 3 \cdot I^2 \cdot \frac{R}{n} = 3 \cdot I^2 \cdot \frac{\rho \cdot L}{A \cdot n}$$

Por otro lado:

$$\Delta P = p \cdot P_N = p \cdot \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos \phi$$

Donde:

p : pérdida porcentual [%]

$n$  : número de sub-conductores por fase

Igualando estas dos últimas expresiones e introduciendo el concepto de densidad de corriente económica (que se describirá en el punto 2.2.2.1) se obtiene la tensión económica de la línea de transmisión que garantiza unas pérdidas máximas iguales a “p”.

$$U_{eco} = \frac{\sqrt{3} \cdot J_{eco} \cdot \rho \cdot L}{p \cdot n \cdot \cos \phi} \dots (2.64)$$

Donde:

$J_{eco}$  : densidad de corriente económica [ $A/mm^2$ ]

$\rho$  : resistividad del conductor [ $\Omega \cdot mm^2/m$ ]

## **2.2.2 Sección de los Conductores**

La sección de los conductores de una línea de transmisión es un factor muy importante, ya que su costo representa entre el 22% y el 38% del costo total de la línea.

Para determinar la sección adecuada de los conductores se debe tener en cuenta los siguientes aspectos:

- La sección económica de un conductor viene dada por la comparación de los costos de inversión y los costos por pérdidas de energía.
- La capacidad de corriente que puede soportar un conductor (ampacidad) debe permitir transmitir su potencia prevista sin que se presente un incremento peligroso de temperatura.

- Para garantizar eficiencia en la línea de transmisión se debe seleccionar una sección tal que las pérdidas por Efecto Joule que se originen no superen el valor admisible.
- La caída de tensión que produce el conductor debe estar dentro del rango admisible.
- Para líneas de transmisión de EAT los conductores deben ser acotados por una sección mínima, a partir de la cual no se presente el Efecto Corona.

#### 2.2.2.1 Sección económica

La sección económica de un conductor se obtiene a partir de buscar una relación óptima entre el costo de inversión del conductores (costo financiero) y el costo asociado a las pérdidas por Efecto Joule (costo de pérdidas de energía), de tal manera que la suma de los gastos anuales de ambos conceptos sea lo menor posible.

El costo financiero anual  $C_F$  para una línea de transmisión es directamente proporcional a la sección del conductor y está dado por:

$$C_F = 3 \cdot n \cdot C_c \cdot A \cdot L \cdot @ \dots (2.65)$$

Donde:

$C_c$  : Costo del conductor [US\$/mm<sup>2</sup>-m]

$A$  : Sección del conductor [mm<sup>2</sup>]

$L$  : Longitud de la línea de transmisión [m]

$@$  : Anualidad de Inversión [%].



En el Perú @ = 12% (Ley de Concesiones Eléctricas, 2007, pág. 64)

El costo de las pérdidas de energía anuales  $C_P$  es inversamente proporcional a la sección del conductor y está dado por:

$$C_P = 3 \cdot n \cdot \left(\frac{I_e}{n}\right)^2 \cdot R \cdot \frac{8760}{1000} \cdot C_e = 3 \cdot I_e^2 \cdot \frac{\rho \cdot L}{A \cdot n} \cdot 8.76 \cdot C_e \dots (2.66)$$

Donde:

$I_e$  : Corriente equivalente anual [A]

$C_e$  : Costo de la energía [US\$/kW-h]

La corriente equivalente anual  $I_e$  depende del factor de carga y se estima de la siguiente manera:

$$I_e = I_{max} \sqrt{0.3f_c + 0.7f_c^2} \dots (2.67)$$

Donde:

$I_{max}$  : Corriente máxima anual [A]

$f_c$  : Factor de carga

Por lo tanto, calculando costo total anual de la línea de transmisión  $C_T$  y derivando con respecto a la sección (e igualando a 0 para obtener el mínimo  $C_T$ ), se obtiene la sección económica  $A_{eco}$ :

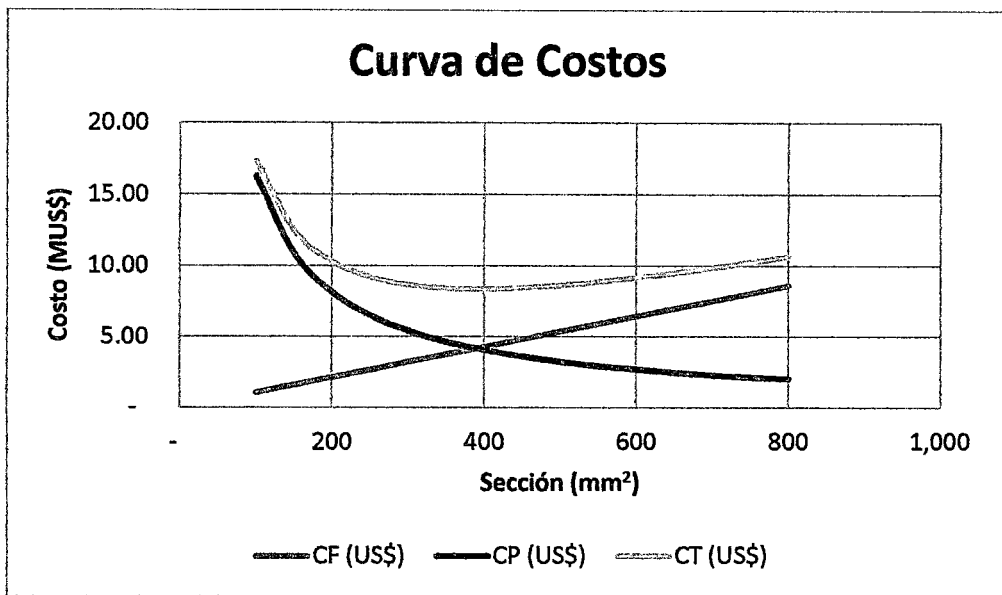
$$C_T = C_F + C_P = 3 \cdot n \cdot C_c \cdot A \cdot L \cdot @ + 3 \cdot I_e^2 \cdot \frac{\rho \cdot L}{A \cdot n} \cdot 8.76 \cdot C_e$$

$$\frac{dC_T}{dA} = 3 \cdot n \cdot C_c \cdot L \cdot @ - 3 \cdot I_e^2 \cdot \frac{\rho \cdot L}{A_{eco}^2 \cdot n} \cdot 8.76 \cdot C_e = 0$$

$$A_{eco} = \frac{I_e}{\sqrt{\frac{n^2 \cdot C_c \cdot @}{8.76 \cdot \rho \cdot C_e}}} \dots (2.68)$$

La densidad de corriente económica  $J_{eco}$  en  $(A/mm^2)$  está dada por:

$$J_{eco} = \frac{I_e}{A_{eco}} = \sqrt{\frac{n^2 \cdot C_c \cdot @}{8.76 \cdot \rho \cdot C_e}} \dots (2.69)$$



**Figura N° 2.28 Curva de costos asociados a un conductor**

#### 2.2.2.2 Sección en función al incremento de temperatura

El calentamiento de los conductores es independiente de la longitud de la línea de transmisión; por lo tanto, la determinación de la sección de un conductor en función al incremento de temperatura (cálculo por ampacidad) es un criterio muy importante en las redes de distribución eléctrica (en especial en las del tipo subterráneo), mas no en las líneas de transmisión de alta tensión.

Sin embargo, este cálculo se puede emplear como un método auxiliar para comprobar que la sección elegida de un conductor es capaz de transmitir su potencia de diseño sin alcanzar temperaturas muy elevadas que resulten peligrosas para su operación. Se considera óptimo que la temperatura máxima de operación del conductor no sobrepase los 75°C.

En el Capítulo IV se muestra el procedimiento cálculo de conductores por ampacidad empleando el método de House & Tuttle, obteniendo una relación corriente – temperatura a partir de un balance térmico del conductor.

### 2.2.2.3 Sección en función a las pérdidas por Efecto Joule

El incremento de temperatura en los conductores debido el paso de la corriente eléctrica genera pérdidas de energía en forma de calor, denominadas pérdidas por Efecto Joule. Con el objetivo de garantizar una eficiencia en el transporte de energía eléctrica, dichas pérdidas no deben exceder cierto límite, que usualmente es un porcentaje de la potencia nominal ( $P_N$ ). En el Perú, la pérdida de potencia admisible se considera, como máximo, 5% $P_N$ .

Según la ecuación (2.27), las pérdidas de potencia por Efecto Joule están dadas por:

$$\Delta P = \frac{S_N^2}{U_N^2} \cdot R_L = \frac{S_N^2}{U_N^2} \cdot \frac{R}{n} = \frac{S_N^2}{U_N^2} \cdot \frac{\rho \cdot L}{A \cdot n}$$

Por otro lado, las pérdidas de potencia admisibles están dadas por:

$$\Delta P \leq p \cdot P_N$$

Igualando estas dos últimas expresiones se obtiene la sección mínima del conductor para garantizar eficiencia en la transmisión:

$$A \geq \frac{S_N^2}{U_N^2} \times \frac{1}{p \cdot P_N} \times \frac{P \cdot L}{n} \dots (2.70)$$

#### 2.2.2.4 Sección en función a la caída de tensión

Según este criterio la sección de los conductores debe ser tal que la caída de tensión entre la carga y la fuente  $\Delta U$  no debe superar cierto límite, que usualmente es un porcentaje de la tensión nominal  $U_N$ . En el Perú, la caída de tensión admisible es  $5\%U_N$ .

Según la ecuación (2.26), la caída de tensión está dada por:

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_N}$$

Por lo tanto, se debe verificar la siguiente inecuación para garantizar un servicio eléctrico de calidad:

$$\Delta U(\%) = \frac{\Delta V}{U_N} \times 100 = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_N^2} \times 100 \leq 5\% \dots (2.71)$$

#### 2.2.2.5 Sección mínima por Efecto Corona

El riesgo latente de aparición del Efecto Corona en líneas de EAT ocasiona que se tenga que emplear diversos métodos para reducir su probabilidad. Los dos más utilizados son el uso de fases múltiples y el aumento de la sección del conductor; sin embargo, ambos métodos están acotados por una sección mínima que garantiza que no se presente el Efecto Corona.

En el Capítulo IV se realizará el cálculo de conductores por Efecto Corona empleando el método de Markt y Mengele, obteniendo las secciones mínimas que deben tener los conductores para que no se presente dicho fenómeno.

### **2.2.3 Tipo de Soportes**

La elección del tipo de soportes tiene una incidencia de 25% a 40% en el costo total de una línea. Asimismo, las dimensiones de los soportes también tienen participación, ya que soportes más largos (obviamente) tendrán un mayor costo.

La elección del tipo de soportes y su longitud dependen de la tensión de la línea, de la distancia entre soportes (vano) y del grado de seguridad.

Existen tipos de materiales que se emplean para soportes de líneas de transmisión:

- **Madera.-** Se emplean básicamente en líneas cortas de media tensión.
- **Concreto.-** Son más duraderos que los soportes de madera pero conllevan mayores costos asociados al material (concreto armado) y a los gastos de transporte debido a su peso. Se emplea principalmente en líneas de media longitud, de media y alta tensión.
- **Acero.-** Se clasifican a su vez en soportes tubulares, de perfiles laminados y de celosía. Estas estructuras son las más caras y son empleadas principalmente en líneas de alta, muy alta y extra alta

tensión, ya que permiten obtener alturas de más de 30 metros, en el caso de las estructuras de celosía con perfiles de acero.

#### **2.2.4 Trazo de Ruta y Vano de la Línea**

El costo total de una línea de transmisión también depende de la topografía del área de influencia del proyecto. Si el terreno es plano el vano se considera constante, mientras que si el terreno es accidentado el vano depende exclusivamente de la topografía del lugar.

Por otro lado, la selección del vano determina la cantidad de soportes y su altura. Un vano pequeño origina que haya más soportes, con sus respectivos aisladores, en la línea (mayor costo), pero determina que dichos soportes sean más cortos (menor costo). Por el contrario, un vano grande ocasiona que haya menos soportes y aisladores (menor costo), pero origina que se tengan que emplear soportes más altos para cumplir con las distancias de seguridad verticales (mayor costo).

Sin tener en cuenta los conductores eléctricos (cuyo análisis se realizó en el punto 2.2.2), el costo total de una línea de transmisión  $C_T$  está dado por la siguiente expresión:

$$C_T = (C_E + C_A) \times N_E$$

Donde:

$C_E$  : Costo unitario de la estructura metálica [US\$/torre]

$C_A$  : Costo unitario de los aisladores por estructura [US\$/torre]

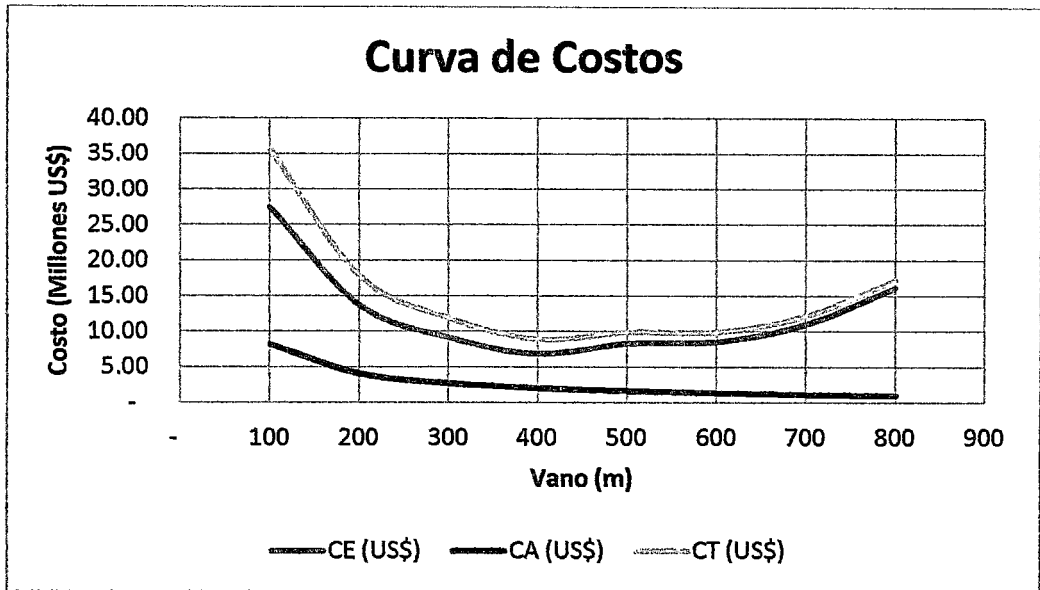
$N_E$  : Número de estructuras, el cual se puede obtener a partir de la longitud “L” y del vano promedio “ $a_p$ ”, tal como se muestra a continuación:

$$N_E = \frac{L}{a_p} + 1$$

Por lo tanto:

$$C_T = (C_E + C_A) \times \left( \frac{L}{a_p} + 1 \right) \dots (2.72)$$

El valor de  $C_A$  se puede considerar constante siempre y cuando no se varíe la tensión; sin embargo, el valor de  $C_E$  depende de las características del conductor y del vano a seleccionar. En primer lugar se establece la sección de los conductores según las características de la línea eléctrica, luego se procede a calcular la tensión mecánica máxima en los conductores, para un determinado vano “a” y finalmente, con estos datos, se obtiene la resistencia máxima de las estructuras y su costo. Aplicando este procedimiento para distintos vanos se obtiene una curva  $C_T = f(a)$ , la cual tendrá un valor mínimo, que representa al vano económico  $a_e$ .



**Figura N° 2.29 Curva de costos asociados al vano promedio**

### 2.3 ¿POR QUÉ CAMBIAR DE 220kV A 500kV EN EL SEIN?

La tensión nominal del SEIN es 220kV. Sin embargo, tal como se analizará con mayor detenimiento en el Capítulo III, el sistema eléctrico se encuentra en una etapa de expansión, para mejorar la competitividad de un país en crecimiento. Es debido a que dicha expansión del sistema implica llevar energía a través de grandes distancias y a zonas donde se dispone de poca capacidad de transmisión (o no existen líneas de transmisión), que se hace necesario analizar una nueva alternativa para el SEIN, que traiga consigo mejoras en los aspectos operativos y de eficiencia de transmisión.

Por tal motivo, la nueva alternativa para el reforzamiento del SEIN viene a ser la implementación de un nuevo nivel de transmisión: la Extra Alta Tensión. Para que esta alternativa sea factible debe sustentarse tanto técnica como económicamente, así como que esté ambientada para los escenarios de corto, mediano y largo plazo.



Las estimaciones que se realizarán a continuación para los diferentes niveles de tensión consideran enlaces de transmisión con capacidad aproximada de 300MW y longitud mínima de 200km.

### **2.3.1 Aspectos Técnicos para el Nivel de Tensión**

#### **2.3.1.1 Secciones mínimas de los conductores**

Las secciones mínimas de los conductores de alta tensión, son seleccionadas principalmente con el objetivo de garantizar una eficiencia en la operación en función a la capacidad de transmisión de las líneas de transmisión. Sin embargo, como se puede apreciar en la Tabla N° 2.4, cuando se ingresa al nivel de EAT, el factor determinante para seleccionar la sección mínima es la aparición del Efecto Corona, el cual origina que se tomen algunas medidas para mitigarlo, tales como el aumento de sección del conductor o el uso de fases múltiples.

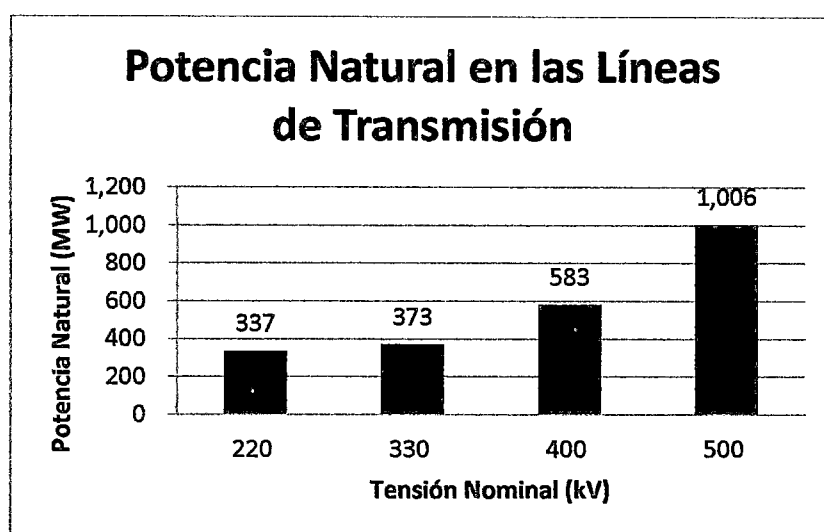
**Tabla N° 2.4 Secciones mínimas de conductores según el nivel de tensión**

	<b>220kV</b>	<b>330kV</b>	<b>400kV</b>	<b>500kV</b>
<b>Número de ternas</b>	2	1	1	1
<b>Número de conductores por fase</b>	2	2	3	4
<b>Corriente nominal (A)</b>	829	552	456	365
<b>Sección mínima por eficiencia de transmisión (mm<sup>2</sup>)</b>	329	292	133	64
<b>Sección mínima por Efecto Corona (mm<sup>2</sup>)</b>	220	494	314	346
<b>Sección mínima seleccionada (mm<sup>2</sup>)</b>	<b>330</b>	<b>500</b>	<b>320</b>	<b>350</b>

En caso de fases múltiples se considera una distancia entre conductores de fase de 400 - 600mm

### 2.3.1.2 Potencia Natural de las Líneas de Transmisión

Con las secciones mínimas definidas se determinan los parámetros de los conductores, según la configuración elegida para cada nivel de tensión (distancia entre conductores varía entre 7 y 11m). Una vez obtenidos dichos parámetros se calculan las potencias naturales de cada alternativa, cuyos resultados de muestran en la Figura N° 2.30.



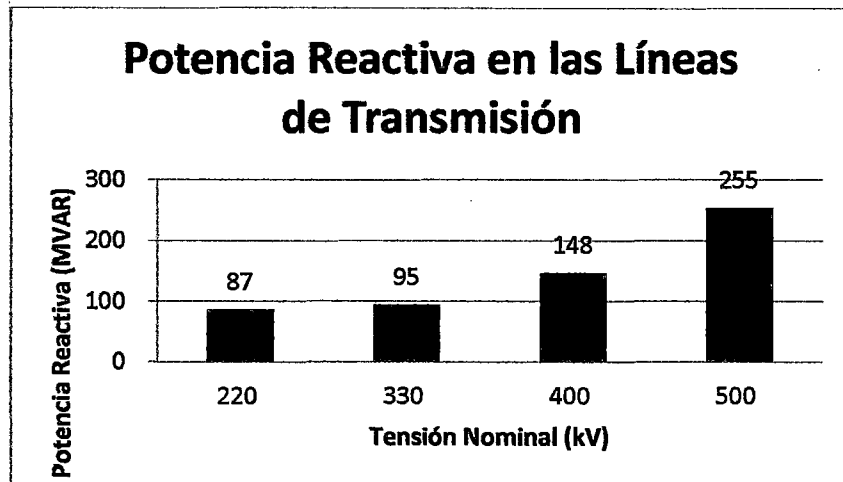
**Figura N° 2.30 Potencia Natural según el nivel de tensión**

Se puede apreciar que los niveles de 400kV y 500kV superan ampliamente el requerimiento de potencia de 300MW, lo cual nos indica que podrían soportar incrementos de carga mayores en el mediano y largo plazo.

### 2.3.1.3 Potencia Reactiva de las Líneas de Transmisión

En la Figura N° 2.31 se aprecia con claridad que el sistema actual de 220kV presenta un déficit de reactivos con solo 87MVAR, mientras que las opciones de EAT superan ampliamente dicho valor, evitando así los riesgos de déficit

de reactivos en máxima demanda. Sin embargo, las alternativas de EAT traen consigo problemas en escenarios de mínima demanda debido a que el exceso de reactivos puede provocar elevaciones de tensión peligrosas, debidas al Efecto Ferranti, lo impone la necesidad de instalar compensación reactiva.



**Figura N° 2.31 Aporte de Potencia Reactiva según el nivel de tensión**

## **2.3.2 Aprovechamiento de las Economías de Escala**

### **2.3.2.1 Ingresos Tarifarios y Peajes de Transmisión**

El aprovechamiento de las economías a escala en la expansión del SEIN implica realizar grandes inversiones en instalaciones eléctricas para aumentar considerablemente la capacidad de transmisión, originando que el costo medio por transportar un MW adicional se reduzca.

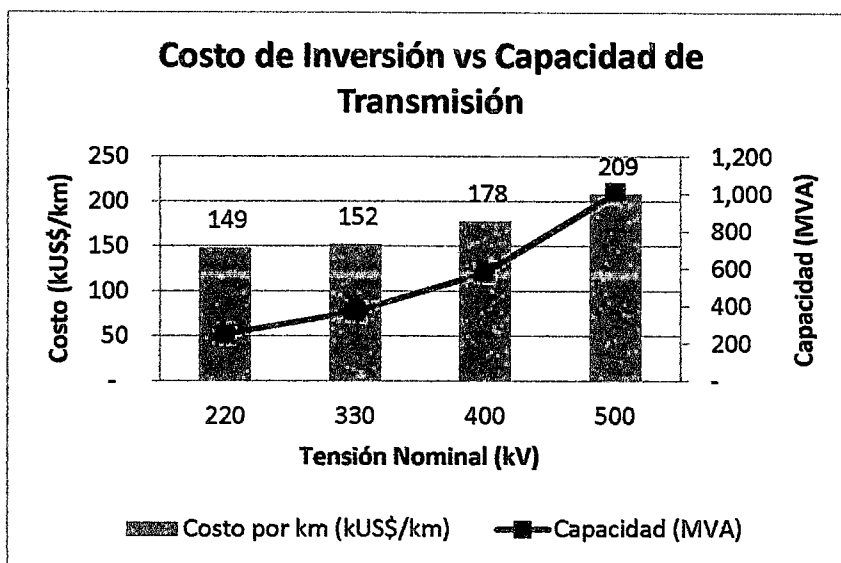
Sin embargo, el sistema tarifario a costo marginal, no cubre los costos medios de transmisión, lo cual no haría nada atractivo el negocio de la transmisión eléctrica. Por tal motivo es que existen los peajes de transmisión, los cuales reflejan el Costo Medio de Inversión que es directamente proporcional al

costo total de transmisión (inversión + operación y mantenimiento) e inversamente proporcional a la demanda.

El sustento de la aplicación de las economías a escala en el sistema de transmisión se da en situaciones donde el tamaño mínimo necesario es muy grande con respecto a la industria existente; en consecuencia, el equilibrio de mercado estará dado por un pequeño número de instalaciones (líneas), lo que sucede con los niveles de EAT (330kV, 400kV y 500kV).

#### 2.3.2.2 Costo de Inversión vs Capacidad de Transmisión

Los sistemas de EAT ocasionan mayores costos de inversión debido a que la infraestructura eléctrica tiene especificaciones técnicas superiores, los equipos son de mayores dimensiones por el aumento de las distancias de seguridad y se hace imprescindible la compensación reactiva. No obstante, dicha inversión superior se ve compensada con el aumento considerable en la capacidad de transmisión, tal como se puede apreciar en la Figura N° 2.32.

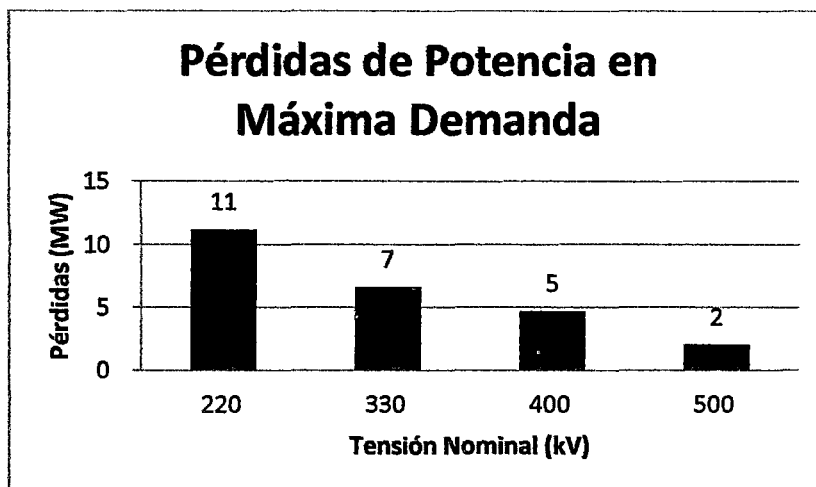


**Figura N° 2.32 Costo de Inversión vs Capacidad de Transmisión**

Se puede apreciar que, por ejemplo, la opción de 500kV implica un incremento de inversión de 41%, compensado con el aumento 299% en capacidad de transmisión (con respecto a la tensión nominal de 220kV).

### 2.3.2.3 Pérdidas de Potencia en Máxima Demanda

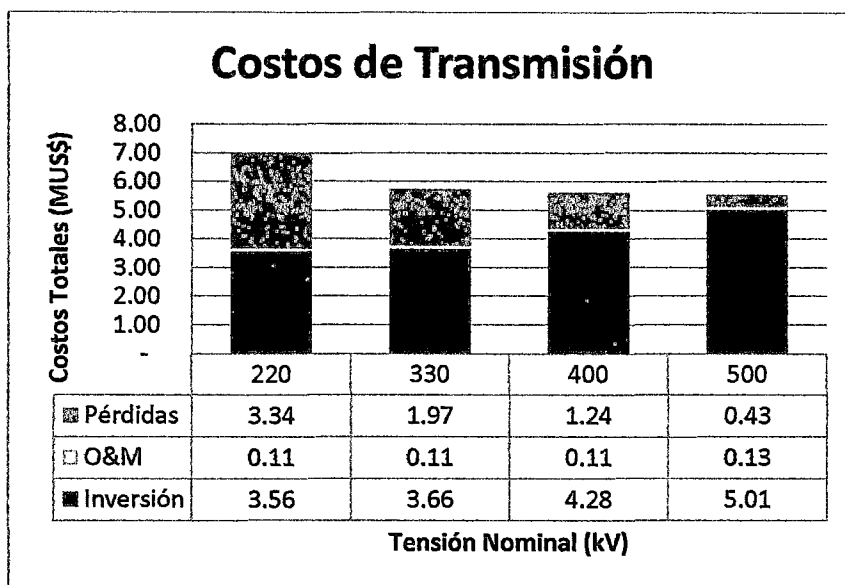
Tal como se puede observar en la ecuación (2.27), las pérdidas son inversamente proporcionales al cuadrado de la tensión nominal, por lo que disminuyen considerablemente para líneas de transmisión de EAT. Esto beneficiará a todos los agentes del mercado eléctrico, ya que los generadores mejorarán su eficiencia y los consumidores tendrán mayor disponibilidad de energía a menor costo marginal.



**Figura N° 2.33 Pérdidas de Potencia según el nivel de tensión**

#### 2.3.2.4 Análisis de mínimo costo

Para la toma de decisiones en la selección del nivel de tensión del sistema de transmisión en crecimiento se debe realizar un análisis de mínimo costo, el cual debe contar con el sustento técnico adecuado. En la Figura N° 2.34 se muestra un análisis de mínimo costo anual para los niveles de tensión de 220kV, 330kV, 400kV y 500kV.



**Figura N° 2.34 Análisis de Mínimo Costo (Anual)**

### **2.3.3 Conclusiones**

Los resultados de la evaluación técnica (sección 2.3.1) y económica (sección 2.3.2) de los diferentes niveles de tensión permiten obtener las siguientes conclusiones:

- Debido a la presencia del Efecto Corona, los niveles de EAT requieren el uso de conductores múltiples por fase y/o secciones mayores en los conductores de línea.
- Los niveles de EAT proporcionan un mayor aporte de reactivos, lo cual favorece a la operación del sistema en máxima demanda, pero genera el inconveniente producido por el Efecto Ferranti, el cual debe ser contrarrestado mediante compensación reactiva.
- Las líneas de transmisión EAT permiten mantener una gran capacidad de transmisión en el sistema, lo cual compensa significativamente el

incremento en el costo de inversión, especialmente en un horizonte a largo plazo.

- El nivel de tensión de 500kV resulta ser la opción más ventajosa, ya que el incremento en inversión de 41% (respecto al nivel de 220kV) se ve largamente compensado con el incremento de 299% en capacidad de transmisión. Asimismo genera menores pérdidas de potencia permitiendo una mayor eficiencia en el transporte de energía, lo que le permite ser la opción más ventajosa en el análisis de mínimo costo.

#### **2.4 REQUERIMIENTOS DE LOS NUEVOS PROYECTOS DE TRANSMISIÓN**

En el Reglamento de Transmisión (2007) se establece que las nuevas instalaciones que se conecten al sistema de transmisión del SEIN deben elaborar y presentar al COES estudios de Pre Operatividad y Operatividad.

El Estudio de Pre Operatividad debe tener el contenido suficiente para obtener la conformidad respecto a la conexión al SEIN y a las instalaciones asociadas con el proyecto. El Estudio de Operatividad tendrá el objetivo de demostrar el efecto sobre el SEIN de las nuevas instalaciones y para determinar los ajustes al sistema de protecciones. El alcance de dichos estudios aplica a instalaciones de transmisión para el Sistema Troncal Nacional 220kV y 500kV y Troncales Regionales en 220kV.



Los resultados de los estudios eléctricos deben satisfacer los criterios de desempeño de tensión, frecuencia, sobrecargas y estabilidad transitoria que se detallan a continuación.

#### **2.4.1 Tensión**

- Operación Normal:
  - $\pm 5\%$  de la tensión nominal (para equipos en subestaciones, principalmente transformadores de potencia).
  - $\pm 2.5\%$  de la tensión de operación (para las barras del sistema de transmisión).
- Estado de Emergencia:
  - Entre 0.90 y 1.10 p.u. de la tensión de operación (barras de 220kV o más).
  - Entre 0.90 y 1.05 p.u. de la tensión de operación (barras hasta 138kV).

#### **2.4.2 Frecuencia**

- En Operación Normal debe estar comprendida entre 59.64 y 60.36Hz (variación máxima  $\pm 0.6\%$ ).
- Las excursiones toleradas luego de desequilibrios de potencia acelerante en el SEIN podrían provocar variaciones transitorias de frecuencia comprendidas entre 57 y 62Hz.
- En el régimen posterior a una falla (restablecimiento) la frecuencia debe estar comprendida entre 59.5 y 60.5Hz.

### **2.4.3 Sobrecargas**

- En Operación Normal no se admiten sobrecargas ni en líneas ni en transformadores de potencia.
- En Estado de Alerta (Contingencia N-1) las sobrecargas admisibles en líneas y transformadores están dadas por los valores admisibles de acuerdo a las fichas técnicas.

### **2.4.4 Estabilidad Transitoria y Pequeña Señal**

- Los generadores del SEIN no deben perder el sincronismo ante las contingencias.
- Las fallas deberán ser despejadas por la protección principal en 100ms para 220kV y en 150ms para 138kV. El tiempo para el re-cierre automático deberá ser 500ms, excepto para las L.T. 220kV Mantaro – Cotaruse – Socabaya, en la cual deberá ser 800ms.
- Se deberá identificar las excursiones transitorias de la tensión mayores al 20% y las sobretensiones temporarias de más del 10% de la tensión nominal, por más de 2s.
- Se considerará aceptable la recuperación de la tensión si los estudios de estabilidad transitoria demuestran que las tensiones de barra del sistema no sean menores al 85% del valor inicial, luego de 3s.
- En amortiguamiento del sistema para pequeñas perturbaciones será, como mínimo, 5% en condiciones de Red Completa. En condiciones

de contingencia N-1 la relación de amortiguamiento en post-falla debe ser positiva y, en lo posible, mayor al 2%.

## **CAPÍTULO III**

### **ANÁLISIS DE LA INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA CENTRO – SUR MEDIO – SUR Y ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN EN EL LARGO PLAZO ANTE LA PROBLEMÁTICA QUE SE PRESENTA**

#### **3.1 SITUACIÓN DEL SEIN HASTA EL AÑO 2010**

##### **3.1.1 Operación en el Año 2008**

En el año 2008, el SEIN ya estaba conformado por un considerable volumen de instalaciones eléctricas de hasta 220kV, debido a lo cual contaba con esquemas especiales de protección y programas operativos para mitigar las fallas en generación y transmisión.

Sin embargo, en ese año comenzaron a producirse contingencias que estaban fuera del alcance de los programas operativos, siendo las más importantes:

- Baja disponibilidad de gas natural para generación eléctrica debido a problemas de capacidad del gaseoducto Camisea.
- Disminución de la reserva fría de generación producto del incremento progresivo de la demanda de energía eléctrica (Indicador de Reserva Fría 2008: 6.3%).

Ésta situación originó que se aparezcan restricciones en el suministro de energía eléctrica, lo cual implicó que se tomen medidas correctivas excepcionales para contrarrestar dichas restricciones y garantizar el suministro eléctrico; la medida más empleada fue la disminución de frecuencia de operación del sistema, llegando en algunos casos a 59.6Hz. Sin embargo, a pesar de las medidas adoptadas, se presentaron algunos rechazos manuales de carga por déficit de generación.

### **3.1.2 Operación en el Período 2009 – 2010**

A partir del año 2008 entraron en operación varios proyectos importantes para el refuerzo del SEIN. Los más resaltantes fueron:

- Segunda Terna de la LT 220kV Zapallal – Paramonga – Chimbote, en abril de 2008.
- Inicio de Operación Comercial de la segunda y tercera turbina de la Central Termoeléctrica Kallpa (junio de 2009 y marzo de 2010), ampliando su capacidad a 565.7MW y convirtiéndose en la CT más grande del país.
- Central Hidroeléctrica El Platanal de 220MW, en abril de 2010.

Con éstos proyectos se consiguieron algunas mejoras en la operación del SEIN; sin embargo, el aumento progresivo de la demanda eléctrica siguió ocasionando congestión en ciertas líneas de transmisión. Por lo tanto, la situación del SEIN hacia mayo de 2010 era la siguiente:

- No se presenta congestión en la LT 220kV Paramonga Nueva – Chimbote.
- Se presenta congestión en la LT 220kV Mantaro – Cotaruse – Socabaya.
- Se presenta congestión en la LT 220kV Chimbote – Trujillo.
- Se presenta congestión en el transformador 220/50kV de la SE Oroya Nueva.

Desafortunadamente, a partir de la segunda mitad del año 2010 la situación se va tornando peligrosa debido a las siguientes situaciones:

- El Proyecto de Transmisión 220kV Carhuamayo – Paragsha – Conococha – Huallanca – Cajamarca – Carhuaquero obtiene una ampliación de plazo, dejando a la LT 220kV Paramonga – Chimbote – Trujillo como el único enlace centro – norte del Perú.
- La LT 220kV Mantaro – Cotaruse – Socabaya continúa siendo el único enlace centro – sur del Perú, situación que no va acorde con el gran desarrollo minero que se está presentando en el sur del país.

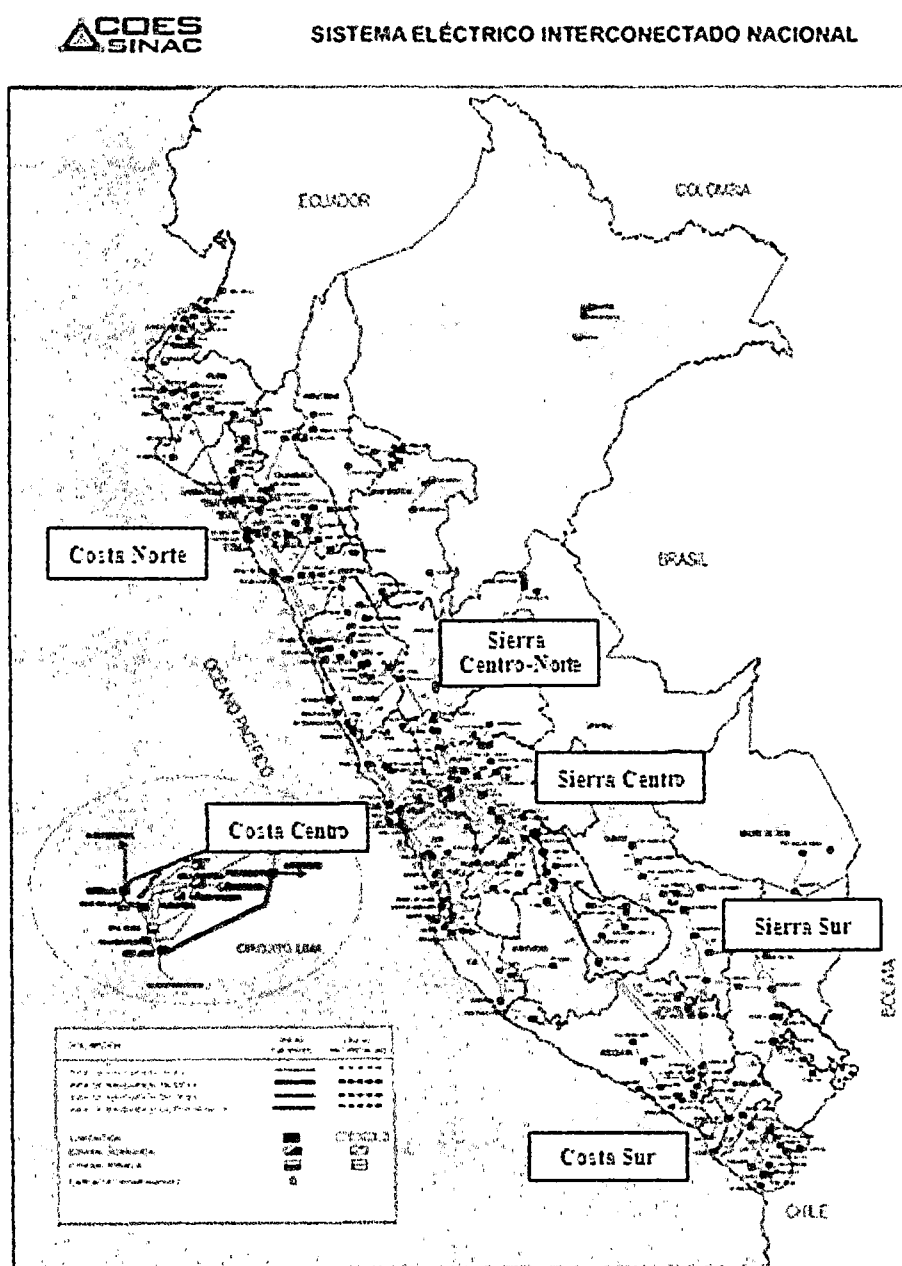
### **3.1.3 Principales Sub-sistemas Eléctricos y Líneas de Transmisión**

El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) abarca más del 85% de la demanda de energía eléctrica del Perú, mientras que la demanda restante se abastece de sistemas aislados. A su vez, el SEIN se puede dividir en seis pequeños sub-sistemas, según la ubicación geográfica y los focos de generación eléctrica y consumo de energía.

Los sub-sistemas a los que se hace mención en el párrafo anterior se muestran en la Figura N° 3.1 y son los siguientes:

- **Sub-sistema Costa Norte**
  - Generación: Baja
  - Carga: Importante (zona industrial: Trujillo y Chiclayo)
- **Sub-sistema Costa Centro**
  - Generación: Máxima (Centrales Térmicas e Hidráulicas de Edegel S.A.A.)
  - Carga: Máxima (Lima y Callao)
- **Sub-sistema Costa Sur:**
  - Generación: Media
  - Carga: Importante y en desarrollo (proyectos mineros: Arequipa y Moquegua)
- **Sub-sistema Sierra Centro-Norte**
  - Generación: Media
  - Carga: Importante (zona minera de Cerro de Pasco, Ancash y Cajamarca)
- **Sub-sistema Sierra Centro**
  - Generación: Muy Importante (principal centro de generación del Perú: Complejo Hidroeléctrico del Mantaro)
  - Carga: Baja (regiones más pobres: Junín, Ayacucho y Huancavelica)

- **Sub-sistema Sierra Sur**
  - Generación: Media
  - Carga: Importante (zona turística y minera: Cusco y Puno)



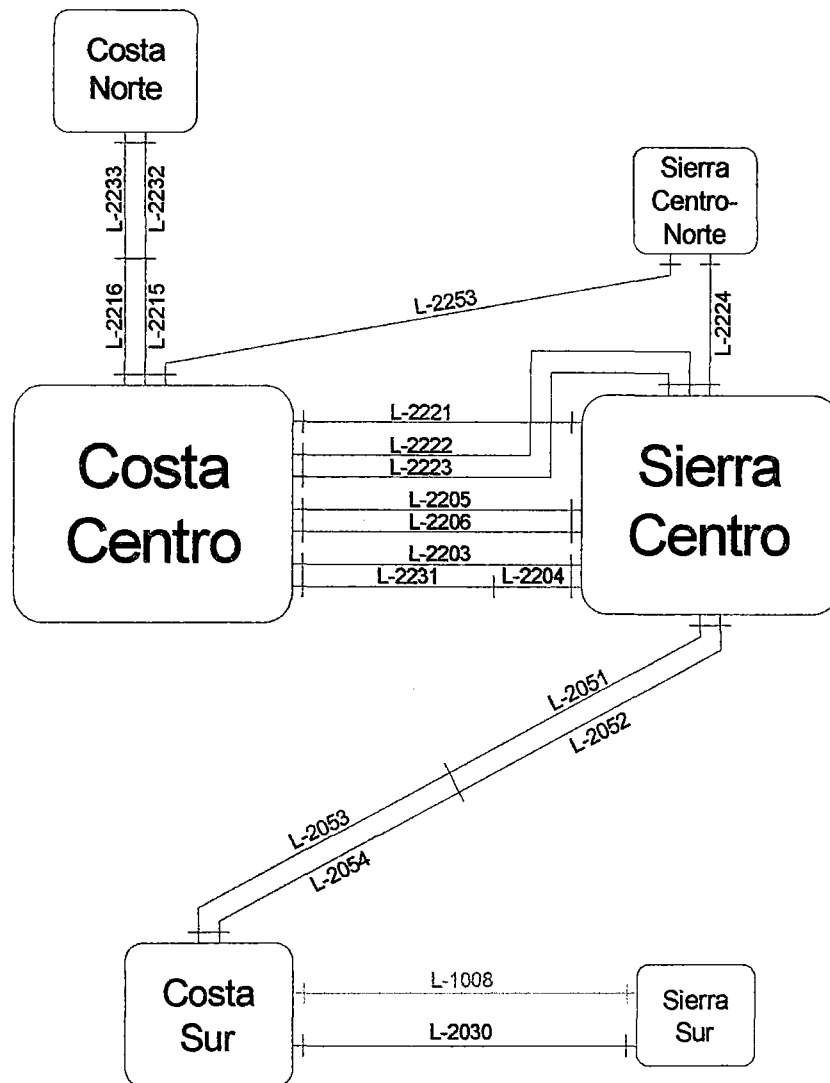
**Figura N° 3.1 Ubicación de los Sub-sistemas Eléctricos del SEIN**



La interconexión de éstos sub-sistemas se realiza mediante Líneas de Transmisión de enlace, las cuales tienen como características principales:

- Nivel de Alta Tensión (138kV o 220kV)
- Gran Capacidad de Transmisión [MW]
- Gran Longitud [km]

La Figura N° 3.2 muestra las Líneas de Transmisión de Enlace existentes en el SEIN. En la Tabla N° 3.1 se observan las subestaciones que son enlazadas por dichas líneas.



**Figura N° 3.2 Líneas de Transmisión de Enlace entre Sub-sistemas del SEIN**

**Tabla N° 3.1 Líneas de Transmisión de Enlace**

Sub-sistemas interconectados	Líneas de Transmisión	Descripción
Costa Centro - Costa Norte	L-2215	L.T. 220kV Paramonga Nueva - Chimbote
	L-2216	
	L-2232	L.T. 220kV Chimbote - Trujillo Norte
	L-2233	
Sierra Centro - Sierra Centro-Norte	L-2224	L.T. 220kV Pachachaca - Oroya Nueva
Sierra Centro-Norte - Costa Centro	L-2253	L.T. 220kV Vizcarra - Paramonga Nueva
Sierra Centro - Costa Centro	L-2203	L.T. 220kV Mamaro - Independencia
	L-2204	L.T. 220kV Mantaro - Huancavelica
	L-2231	L.T. 220kV Huancavelica - Independencia
	L-2205	L.T. 220kV Pomacocha - San Juan
	L-2206	
	L-2221	L.T. 220kV Huayucachi - Zapallal
	L-2222	L.T. 220kV Pachachaca - Callahuanca
	L-2223	
Sierra Centro - Costa Sur	L-2051	L.T. 220kV Mantaro - Cotaruse
	L-2052	
	L-2053	L.T. 220kV Cotaruse - Socabaya
	L-2054	
Costa Sur - Sierra Sur	L-2008	L.T. 138kV Tintaya - Callalli
	L-2080	L.T. 220kV Maquegua - Puno

### **3.1.4 Características de la Interconexión Centro – Sur Medio – Sur y principales líneas de transmisión de enlace**

La Interconexión Eléctrica Centro – Sur del SEIN está representada por un único enlace entre los Sub-sistemas Sierra Centro y Costa Sur, entre las subestaciones Mantaro y Socabaya. Esta interconexión representa un hito importante en el desarrollo del sector eléctrico en el Perú, ya que a partir de ella se modifica el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas y se forma el Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (COES-SINAC).

El enlace Centro – Sur del SEIN está representado por la Línea de Transmisión 220kV Mantaro – Cotaruse – Socabaya, cuyas características más importantes se pueden apreciar en la Tabla N° 3.2.

**Tabla N° 3.2 Características de la L.T. 220kV Mantaro – Cotaruse – Socabaya**

<b>Código de Línea</b>	<b>L-2051-L-2052</b>	<b>L-2053-L-2054</b>
<b>Denominación</b>	<b>Mantaro - Cotaruse</b>	<b>Cotaruse - Socabaya</b>
<b>Sistema</b>	<b>SEIN</b>	<b>SEIN</b>
<b>Ternas</b>	<b>Doble</b>	<b>Doble</b>
<b>Tensión Nominal [kV]</b>	<b>220</b>	<b>220</b>
<b>Corriente Máxima [A]</b>	<b>910</b>	<b>910</b>
<b>Potencia Nominal [MVA]</b>	<b>330</b>	<b>330</b>
<b>Longitud [km]</b>	<b>295.9</b>	<b>314.2</b>
<b>Año puesta en servicio</b>	<b>2000</b>	<b>2000</b>

Por otro lado, dentro del Sub-sistema Costa Centro se pueden distinguir dos zonas importantes: la zona de Lima e Ica (Centro) y la zona minera de Marcona (Sur – Medio). La Interconexión Eléctrica Centro – Sur Medio del SEIN está representada por un único enlace entre las subestaciones Independencia y Marcona, representado por la Línea de Transmisión 220kV Independencia – Ica – Marcona, cuyas características más importantes se pueden apreciar en la Tabla N° 3.3.

**Tabla N° 3.3 Características de la L.T. 220kV Independencia – Ica – Marcona**

Código de Línea	L-2209	L-2211
Denominación	Independencia - Ica	Ica - Marcona
Sistema	SEIN	SEIN
Ternas	Simple	Simple
Tensión Nominal [kV]	220	220
Corriente Máxima [A]	399	399
Potencia Nominal [MVA]	152	152
Longitud [km]	55.19	155
Año puesta en servicio	1973	1976

### **3.2 PROYECCIONES DEL SEIN PARA EL PERÍODO 2011 – 2020**

La proyección de la demanda de energía eléctrica del SEIN está basada en dos componentes: la proyección de la demanda vegetativa y la proyección de la demanda de los grandes clientes.

La proyección de la demanda vegetativa se realiza empleando un modelo econométrico, utilizando como variable principal el Producto Bruto Interno (PBI) del país y como variables auxiliares la población y las tarifas medias. Por otro lado, la proyección de la demanda de los grandes clientes se realiza en función a los probables proyectos que se implementen en el período considerado.

Asimismo, la proyección de la oferta de energía eléctrica del SEIN fue elaborada en función a los proyectos hidroeléctricos con concesión definitiva (con fecha estimada de ingreso), los proyectos de concesión temporal de empresas integrantes del COES y los proyectos hidroeléctricos ubicados en la selva previstos para exportación a Brasil (considerando que el 20% de esa energía ingresa al SEIN).

Según el “Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN” realizado por el COES, en junio de 2009, la proyección de oferta y demanda del SEIN para el período 2011-2020 se muestra en la Tabla N° 3.4.

**Tabla N° 3.4 Balance Oferta – Demanda del SEIN, período 2011 – 2020**

Año	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Demanda Base - Máxima Demanda</b>												
Sub-Total Hidro	2,759	2,759	2,759	2,759	2,759	2,759	2,759	2,759	2,759	2,759	2,759	2,759
Sub-Total Termo	2,252	2,252	2,252	2,252	2,252	2,252	2,252	2,252	2,252	2,252	2,252	2,252
Sub-Total Proyectos Hidro	243	267	267	369	369	758	1,493	1,893	2,056	2,456	3,135	3,135
Sub-Total Proyectos Termo	577	1,168	1,108	1,388	1,388	2,239	2,239	2,239	2,239	2,239	2,239	2,239
Total Generación [MW]	5,831	6,446	6,386	6,768	6,768	8,008	8,743	9,143	9,306	9,706	10,385	10,385
Demanda [MW]	4,383	4,641	5,056	5,490	5,982	6,443	6,823	7,253	7,697	8,139	8,621	9,082
Reserva	33%	39%	26%	23%	13%	24%	28%	26%	21%	19%	20%	14%

Esta proyección crea la necesidad de implementar proyectos de transmisión que permitan abastecer la demanda en las diferentes zonas del SEIN, evitando que se produzca congestión en las diversas líneas de transmisión de enlace entre los subsistemas eléctricos y garantizando condiciones óptimas de operación.

### **3.3 PROBLEMÁTICA DE TRANSMISIÓN EN LA INTERCONEXIÓN CENTRO – SUR MEDIO – SUR**

#### **3.3.1 Límites de Transmisión del Enlace Centro – Sur Medio – Sur**

Los límites de transmisión se definen tanto para operación normal como para escenarios “n-1”, los cuales se presentan en situaciones de contingencia. A

partir de estos límites se determina el flujo de potencia admisible por cada una de las líneas de transmisión, para garantizar una operación confiable.

### 3.3.1.1 L.T. 220kV Mantaro – Cotaruse – Socabaya

Para la determinación de los límites de transmisión se tuvieron en cuenta los siguientes escenarios de contingencia:

- Cuatro ternas en servicio, con falla trifásica en la L-2052
- Tres ternas en servicio (L-2054 fuera de servicio)
  - Falla trifásica en la L-2052
  - Falla monofásica en la L-2053, con re-cierre automático
- Dos ternas en servicio (L-2051 y L-2053 fuera de servicio)
  - Falla monofásica en la L-2052, con re-cierre automático

Los límites de transmisión de la L.T. 220kV Mantaro – Cotaruse – Socabaya fueron obtenidos del “Análisis de Estabilidad en el SEIN”, realizado por el COES (julio de 2010), y se muestran en la Tabla N° 3.5.

**Tabla N° 3.5 Límites de Transmisión de la L.T. 220kV Mantaro – Cotaruse – Socabaya**

Línea de Transmisión	Flujo de Potencia	Escenario	Límite				Operativo
			Térmico	Por estabilidad de tensión	Por estabilidad angular transitoria	Por estabilidad angular permanente	
			MVA	MW	MW	MW	
L.T. 220kV Mantaro - Cotaruse - Socabaya	Sierra Centro - Costa Sur	4 ternas en servicio	300	>360	370	>370	325
		3 ternas en servicio	240	330	264	>330	255
		2 ternas en servicio	240	250	-	>250	250

Por tal motivo, se concluye que la L.T. 220kV Mantaro – Cotaruse – Socabaya garantiza un flujo de potencia de 300MW de centro a sur, con sus cuatro ternas en servicio y con un factor de potencia inductivo de 0.92.

### 3.3.1.2 L.T. 220kV Independencia – Ica – Marcona

Para la determinación de los límites de transmisión se tuvieron en cuenta el siguiente escenario de contingencia:

- Fuera de servicio el enlace Mantaro – Independencia (L-2203)

Los límites de transmisión de la L.T. 220kV Independencia – Ica – Marcona también fueron obtenidos del “Análisis de Estabilidad en el SEIN”, realizado por el COES y se muestran en la Tabla N° 3.6.

**Tabla N° 3.6 Límites de Transmisión de la L.T. 220kV Independencia – Ica – Marcona**

Línea de Transmisión	Flujo de Potencia	Escenario	Límite				
			Térmico	Por estabilidad de tensión	Por estabilidad angular transitoria	Por estabilidad angular permanente	Operativo
			MVA	MW	MW	MW	MVA
L.T. 220kV Independencia - Ica - Marcona	Costa Centro - Costa Sur Medio	Todas las ternas en servicio	140	>140	-	-	140
		L-2203 fuera de servicio	140	115	-	-	115

Por tal motivo, se concluye que la L.T. 220kV Independencia – Ica – Marcona garantiza un flujo de potencia de 133MW de centro a sur, con un factor de potencia inductivo de 0.95.



### **3.3.2 Problemática que se presenta**

Debido a las condiciones actuales de la Interconexión Eléctrica Centro – Sur Medio – Sur, se presentan los siguientes inconvenientes:

- No existe ningún enlace entre los Sub-sistemas Costa Centro y Costa Sur, tal como se puede apreciar en las Figuras N° 3.1 y 3.2
- Se presenta congestión en las Líneas de Transmisión 220kV Mantaro – Cotaruse – Socabaya e Independencia – Ica – Marcona debido al crecimiento de la demanda eléctrica en el sur del Perú, el cual es consecuencia (principalmente) de los siguientes acontecimientos:
  - Ampliación de la planta de Aceros Arequipa: 6MW desde el año 2009
  - Proyecto Tía María: 100MW al año 2012
  - Ampliación de la concentradora Toquepala: 50MW al año 2012
  - Ampliación de la fundición de Ilo y refinería de cobre: 18MW al año 2012
  - Ampliación de Shougang: 138MW al año 2012

Ante esta situación es necesario que se planteen alternativas de solución que permitan fortalecer el SEIN, de tal manera que esté en condiciones de satisfacer la creciente demanda de energía garantizando seguridad, calidad y confiabilidad en su operación.

### **3.4 ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN**

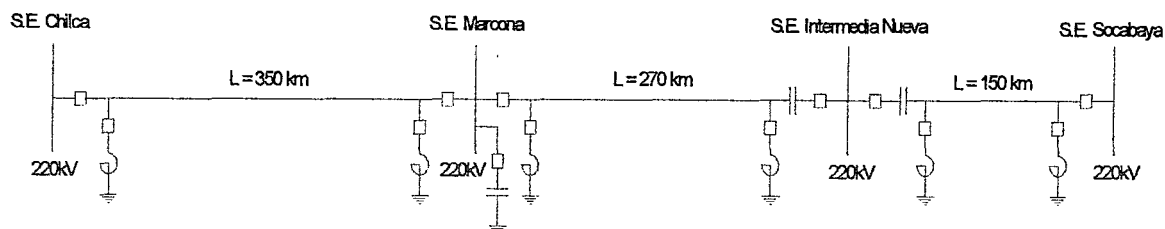
Teniendo en cuenta las características de la Interconexión Centro – Sur Medio – Sur del SEIN, las subestaciones existentes y la problemática que se presenta, se plantean alternativas de solución técnicamente equivalentes, las cuales sean capaces de transportar energía hacia el Sub-sistema Costa Sur. Estas alternativas deben garantizar un Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado, con equilibrio entre Oferta y Demanda de Energía, con menor costo y manteniendo calidad en el servicio.

Para todas las alternativas se ha escogido como punto de partida la Subestación Chilca, debido a la gran concentración de generación eléctrica en la zona, tanto del complejo energético Chilca (alrededor de 3,000MW) y de la central hidroeléctrica El Platanal (220MW).

#### **3.4.1 Alternativa N° 01: Línea de Transmisión 220kV Chilca –**

##### **Socabaya**

Se plantea la construcción de una línea de transmisión en 220kV, de aproximadamente 770km, entre las subestaciones Chilca y Socabaya, con doble terna y dos conductores por fase. Debido a su longitud, esta línea constará de tres etapas: Chilca – Marcona, Marcona – Subestación Intermedia Nueva y Subestación Intermedia Nueva – Socabaya. Cabe precisar que se requerirá una ampliación en las instalaciones de la subestación Socabaya.

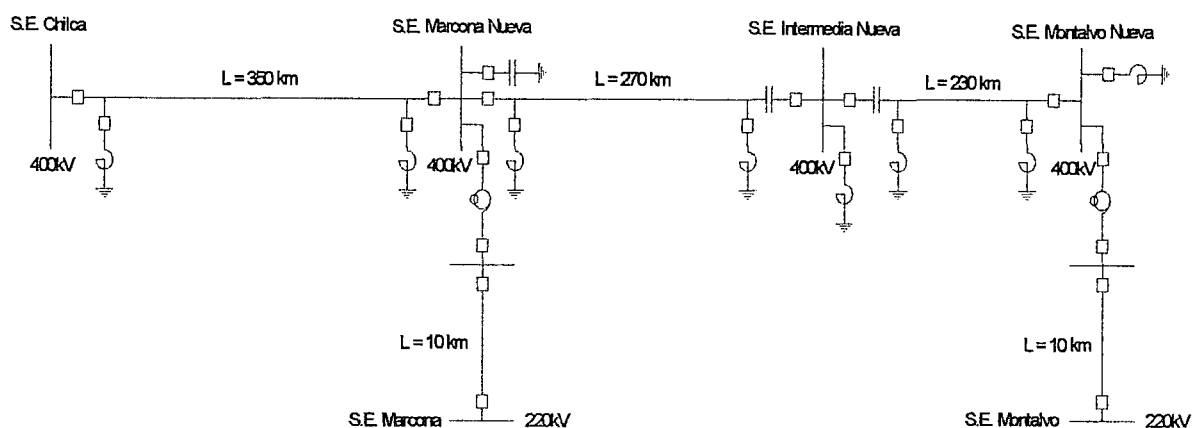


**Figura N° 3.3 Diagrama Unifilar de la Alternativa N° 01**

### **3.4.2 Alternativa N° 02: Línea de Transmisión 400kV Chilca –**

#### **Montalvo**

Se plantea la construcción de una línea de transmisión en 400kV, de aproximadamente 850km, entre las subestaciones Chilca y Montalvo, con simple terna y tres conductores por fase. Debido a su longitud, esta línea constará de tres etapas: Chilca – Marcona, Marcona – Subestación Intermedia Nueva y Subestación Intermedia Nueva – Montalvo. Asimismo, se deberá contar con dos enlaces 400/220kV al SEIN en Marcona y Montalvo; debido a la falta de área disponible para nuevas celdas y barras en 400kV en las subestaciones actuales, se tendrá que construir subestaciones nuevas de transformación.

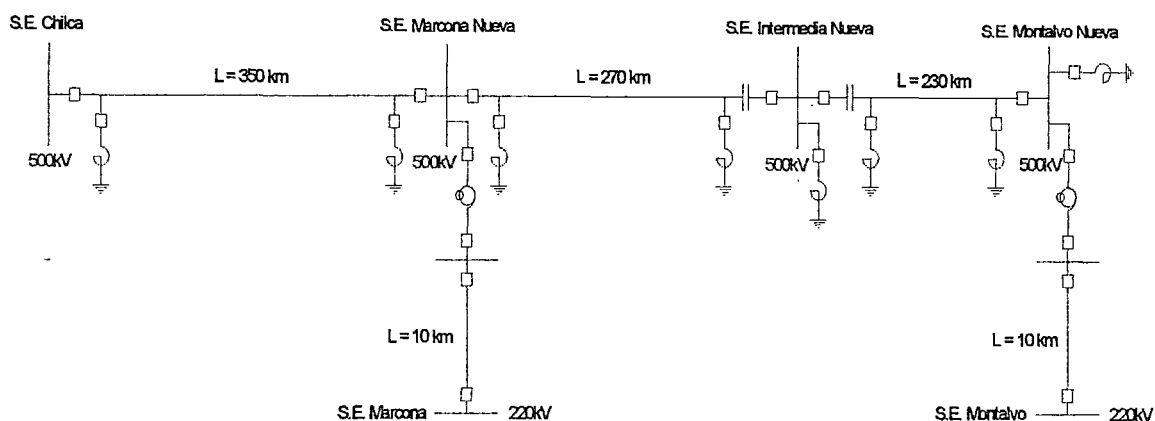


**Figura N° 3.4 Diagrama Unifilar de la Alternativa N° 02**

### **3.4.3 Alternativa N° 03: Línea de Transmisión 500kV Chilca –**

#### **Montalvo**

Se plantea la construcción de una línea de transmisión en 500kV, de aproximadamente 850km, entre las subestaciones Chilca y Montalvo, con simple terna y cuatro conductores por fase. Debido a su longitud, esta línea constará de tres etapas: Chilca – Marcona, Marcona – Subestación Intermedia Nueva y Subestación Intermedia Nueva – Montalvo. Asimismo, se deberá contar con dos enlaces 500/220kV al SEIN en Marcona y Montalvo; debido a la falta de área disponible para nuevas celdas y barras en 500kV en las subestaciones actuales, se tendrá que construir subestaciones nuevas de transformación.



**Figura N° 3.5 Diagrama Unifilar de la Alternativa N° 03**

### 3.5 EVALUACIÓN TÉCNICO – ECONÓMICA DE LAS ALTERNATIVAS

#### 3.5.1 Características de las Alternativas

Las alternativas de solución tienen las características que se muestran en la Tabla N° 3.7.

**Tabla N° 3.7 Características Generales de las alternativas de solución**

	Alternativa 01	Alternativa 02	Alternativa 03
Nivel de Tensión (kV)	220	400	500
Número de ternas	2	1	1
Número de conductores por fase	2	3	4
Longitud (km)	770	850	850
Potencia de Diseño (MV·A)	1,000	1,000	1,000

#### 3.5.2 Evaluación Técnica de las Alternativas

Para la evaluación técnica de las alternativas se analizarán los siguientes parámetros: tensión recomendada, secciones mínimas de los conductores,

potencia natural de las líneas, pérdidas de potencia en máxima demanda y aporte de potencia reactiva de las líneas de transmisión.

### 3.5.2.1 Tensión recomendable para el sistema

Para determinar la tensión más recomendable para el sistema se aplicarán los términos de densidad de corriente económica y tensión económica, según las ecuaciones (2.64) y (2.69).

$$J_{eco} = \frac{I_e}{A_{eco}} = \sqrt{\frac{n^2 \cdot C_c \cdot @}{8.76 \cdot \rho \cdot C_e}}$$

$$U_{eco} = \frac{\sqrt{3} \cdot J_{eco} \cdot \rho \cdot L}{p \cdot n \cdot \cos \phi}$$

Considerando que las pérdidas en los conductores no deben superar el 5% de la potencia nominal y un factor de potencia de 0.98, las tensiones recomendables para las líneas de transmisión propuestas se muestran en la Tabla N° 3.8.

**Tabla N° 3.8 Tensiones recomendables para el sistema**

	Alternativa 01	Alternativa 02	Alternativa 03
Densidad económica (A/mm <sup>2</sup> )	1.95	1.46	1.95
Tensión recomendable (kV)	382	422	422

Esta tensión es la que se recomienda para garantizar un rendimiento óptimo en la línea de transmisión. Sin embargo, el rango de tensiones podría

ampliarse considerando soluciones técnicas tales como los sistemas de compensación reactiva.

### 3.5.2.2 Secciones mínimas de los conductores

Las secciones mínimas de los conductores se calculan según la densidad de corriente admisible, según la eficiencia en el transporte de energía y por la presencia del Efecto Corona. Los resultados obtenidos se han calculado para el primer tramo de todas las alternativas (350km) y se muestran en la Tabla N° 3.9.

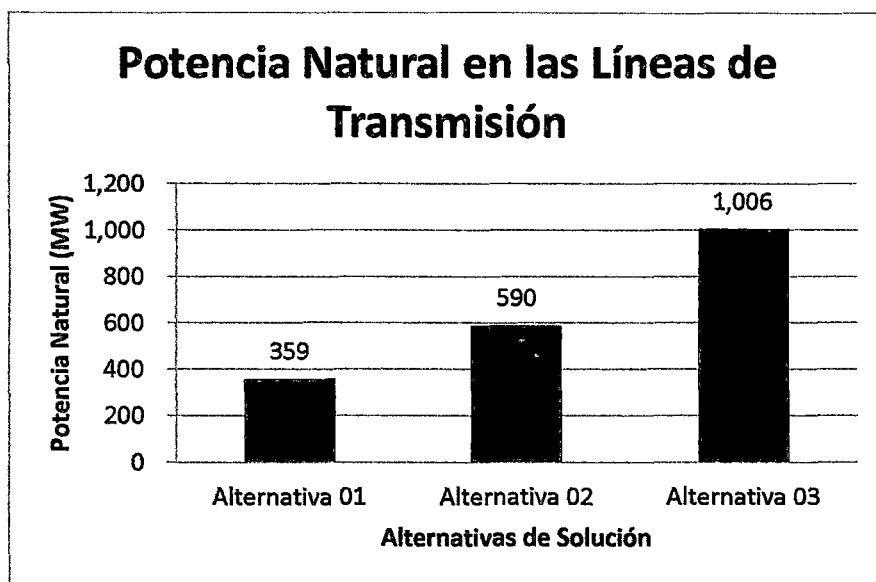
**Tabla N° 3.9 Secciones mínimas de los conductores**

	Alternativa 01	Alternativa 02	Alternativa 03
Sección mínima por densidad de corriente admisible (mm <sup>2</sup> )	355	211	97
Sección mínima por eficiencia de transmisión (mm <sup>2</sup> )	1,060	428	205
Sección mínima por Efecto Corona (mm <sup>2</sup> )	220	314	346
Sección mínima seleccionada (mm <sup>2</sup> )	1,100	450	380

Se puede apreciar que la Alternativa 01 resulta poco práctica debido a que requiere una sección mucho mayor para garantizar eficiencia en la transmisión eléctrica.

### 3.5.2.3 Potencia Natural en las líneas de transmisión

Los valores de la Potencia Natural en las líneas de transmisión consideradas se pueden apreciar en la Figura N° 3.6.



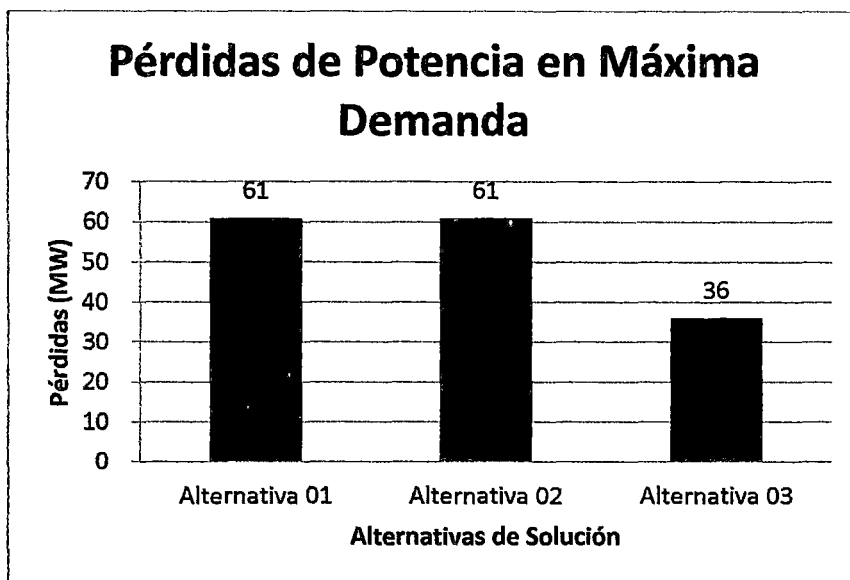
**Figura N° 3.6 Potencia Natural en las Líneas de Transmisión**

Se puede apreciar que la Alternativa 03 (500kV) permite mantener una capacidad de transmisión mucho mayor que las otras dos alternativas.

#### 3.5.2.4 Pérdidas de Potencia en Máxima Demanda

Los valores de las pérdidas de potencia en el primer tramo de 350km (en MW), que genera cada una de las alternativas, se pueden apreciar en la Figura N° 3.7.



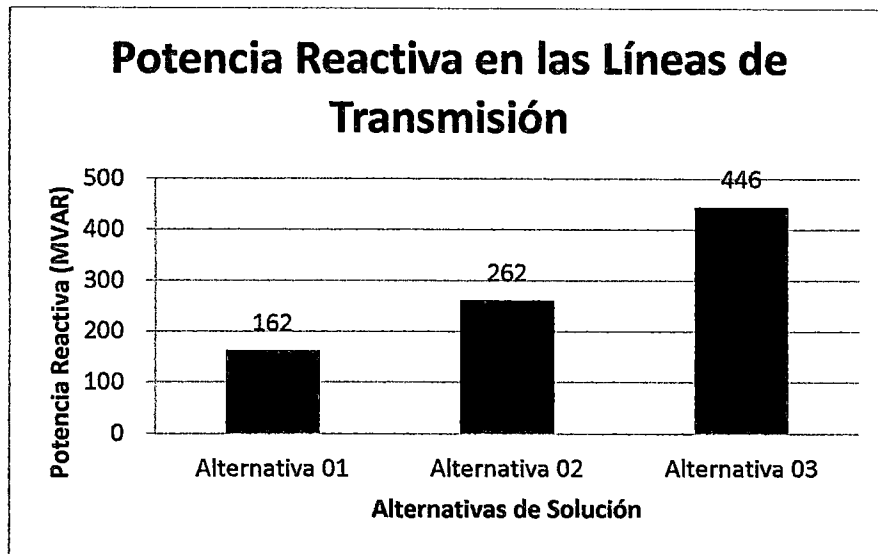


**Figura N° 3.7 Pérdidas de Potencia en Máxima Demanda**

Se puede apreciar que la Alternativa 03 (500kV) produce las menores pérdidas de potencia, garantizando una mayor eficiencia en la transmisión.

#### 3.5.2.5 Aporte de Potencia Reactiva de las líneas de transmisión

Los valores de Potencia Reactiva (en MVAR), que aporta cada una de las alternativas al sistema, en el primer tramo de 350km, se pueden apreciar en la Figura N° 3.8.



**Figura N° 3.8 Potencia Reactiva en las Líneas de Transmisión**

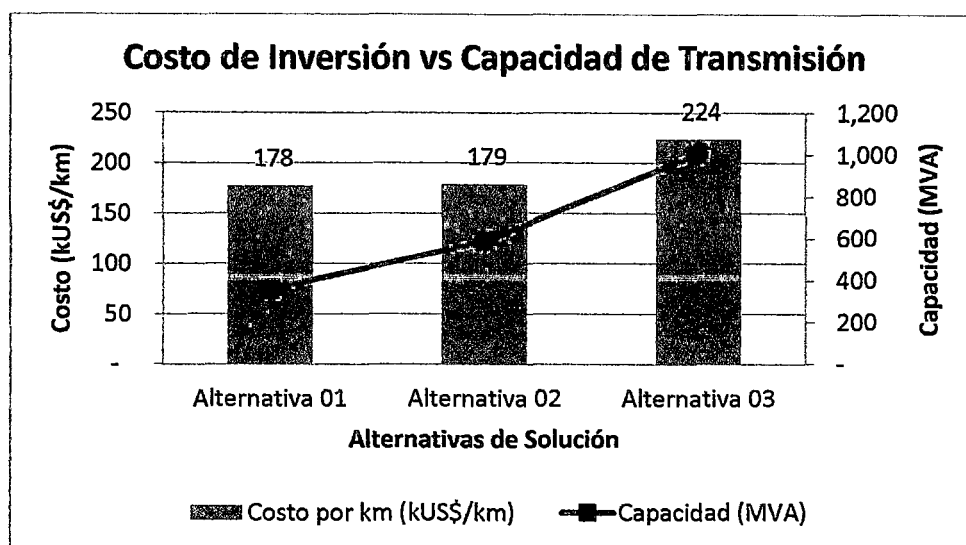
Se puede apreciar que la Alternativa 03 (500kV) produce un mayor aporte de potencia reactiva.

### **3.5.3 Evaluación Económica de las Alternativas**

Para la evaluación económica de las alternativas se realizará una comparación costo vs capacidad y finalmente un análisis de mínimo costo.

#### **3.5.3.1 Costo de Inversión vs Capacidad de Transmisión**

Los costos de inversión de las líneas de transmisión de las alternativas serán aceptables según la capacidad de transmisión que permitan mantener en el sistema. En la Figura N° 3.9 se pueden apreciar cómo varían ambos parámetros según la alternativa seleccionada.



**Figura N° 3.9 Costo de Inversión vs Capacidad de las Líneas de Transmisión**

Se puede observar que la Alternativa 03 (500kV) presenta un costo de inversión 26% mayor que la Alternativa 01 (220kV); sin embargo dicho incremento en costo se ve largamente compensado por la gran capacidad de transmisión que permite mantener el nivel de 500kV (180% mayor), haciéndola la alternativa más atractiva a largo plazo.

### 3.5.3.2 Análisis de Mínimo Costo

Para realizar un análisis de mínimo costo de las alternativas se ha de considerar el sistema completo, de tal manera que se pueda apreciar el monto de inversión total (Línea de Transmisión Principal, Líneas de Transmisión de enlace y Subestaciones), los costos de operación y mantenimiento (O&M) del sistema y los costos debidos las pérdidas que se generan.

Tomando como referencia los diagramas unifilares de las Figuras N° 3.3, 3.4 y 3.5 y considerando en las subestaciones configuraciones de doble barra para 220kV y doble barra con interruptor y medio para 400kV y 500kV, se tienen las siguientes unidades constructivas para cada alternativa.

**Tabla N° 3.10 Subestaciones asociadas a la Alternativa 01**

S.S.E.E.	Alternativa 01			
	Unidad Constructiva	Cantidad (und)	Precio Unitario (US\$/und)	Precio Parcial (US\$)
S.E. Chilca	Barra Doble 220kV Tipo 1	1	2,416,718.00	2,416,718.00
	Bahía Línea Barra Doble 220kV	2	1,057,732.00	2,115,464.00
	Bahía Compensación Reactiva Línea 220kV	1	795,298.00	795,298.00
	Reactor de Línea 220kV	1	1,278,957.00	1,278,957.00
S.E. Marcona	Barra Doble 220kV Tipo 2	1	2,758,211.00	2,758,211.00
	Bahía Línea Barra Doble 220kV	4	1,057,732.00	4,230,928.00
	Bahía Compensación Reactiva Línea 220kV	2	795,298.00	1,590,596.00
	Reactor de Línea 220kV	2	1,278,957.00	2,557,914.00
	Bahía Compensación Capacitiva 220kV	1	843,346.00	843,346.00
S.E. Intermedia Nueva	Capacitor Shunt 220kV	1	904,878.00	904,878.00
	Barra Doble 220kV Tipo 2	1	2,758,211.00	2,758,211.00
	Bahía Línea Barra Doble 220kV	4	1,057,732.00	4,230,928.00
	Bahía Compensación Reactiva Línea 220kV	2	795,298.00	1,590,596.00
	Reactor de Línea 220kV	2	1,278,957.00	2,557,914.00
S.E. Montalvo	Compensación Serie (Bahía + Módulo)	2	3,397,540.00	6,795,080.00
	Barra Doble 220kV Tipo 1	1	2,416,718.00	2,416,718.00
	Bahía Línea Barra Doble 220kV	2	1,057,732.00	2,115,464.00
	Bahía Compensación Reactiva Línea 220kV	1	795,298.00	795,298.00
	Reactor de Línea 220kV	1	1,278,957.00	1,278,957.00
<b>Total (US\$)</b>				<b>44,031,476.00</b>

Tabla N° 3.11 Subestaciones asociadas a la Alternativa 02

S.S.E.E.	Alternativa 02			
	Unidad Constructiva	Cantidad (und)	Precio Unitario (US\$/und)	Precio Parcial (US\$)
S.E. Chilca	Barra Interruptor y Medio 400kV Tipo 1	1	2,352,363.85	2,352,363.85
	Bahía Línea Barra Interruptor y Medio 400kV	1	2,756,620.70	2,756,620.70
	Bahía Compensación Reactiva Línea 400kV	1	320,745.70	320,745.70
	Reactor de Línea 400kV	1	1,253,474.65	1,253,474.65
S.E. Marcona Nueva	Barra Interruptor y Medio 400kV Tipo 2	1	3,060,123.85	3,060,123.85
	Bahía Línea Barra Interruptor y Medio 400kV	2	2,756,620.70	5,513,241.40
	Bahía Compensación Reactiva Línea 400kV	2	320,745.70	1,841,491.40
	Reactor de Línea 400kV	2	1,253,474.65	2,506,949.30
	Bahía Compensación Capacitiva 400kV	1	880,127.50	880,127.50
	Capacitor Shunt 400kV	1	1,228,653.70	1,228,653.70
	Bahía Transformador Barra Interruptor y Medio	1	2,301,497.55	2,301,497.55
	Banco de Autotransformadores 400/220kV	1	5,548,634.60	5,548,634.60
	Barra Doble 220kV Tipo 1	1	2,416,718.00	2,416,718.00
	Bahía Línea Barra Doble 220kV	2	1,057,732.00	2,115,464.00
S.E. Marcona	Barra Doble 220kV Tipo 1	1	2,416,718.00	2,416,718.00
	Bahía Línea Barra Doble 220kV	1	1,057,732.00	1,057,732.00
S.E. Intermedia Nueva	Barra Interruptor y Medio 400kV Tipo 2	1	3,060,123.85	3,060,123.85
	Bahía Línea Barra Interruptor y Medio 400kV	2	2,756,620.70	5,513,241.40
	Bahía Compensación Reactiva Línea 400kV	2	320,745.70	1,841,491.40
	Reactor de Línea 400kV	2	1,253,474.65	2,506,949.30
	Bahía Compensación Reactiva Barra 400kV	1	507,640.10	507,640.10
	Reactor de Barra 400kV	1	2,044,689.75	2,044,689.75
	Compensación Serie (Bahía + Módulo)	2	3,337,540.00	6,735,080.00
S.E. Montalvo Nueva	Barra Interruptor y Medio 400kV Tipo 1	1	2,352,363.85	2,352,363.85
	Bahía Línea Barra Interruptor y Medio 400kV	1	2,756,620.70	2,756,620.70
	Bahía Compensación Reactiva Línea 400kV	1	320,745.70	320,745.70
	Reactor de Línea 400kV	1	1,253,474.65	1,253,474.65
	Bahía Compensación Reactiva Barra 400kV	1	507,640.10	507,640.10
	Reactor de Barra 400kV	1	2,044,689.75	2,044,689.75
	Bahía Transformador Barra Interruptor y Medio	1	2,301,497.55	2,301,497.55
	Banco de Autotransformadores 400/220kV	1	5,548,634.60	5,548,634.60
	Barra Doble 220kV Tipo 1	1	2,416,718.00	2,416,718.00
	Bahía Línea Barra Doble 220kV	2	1,057,732.00	2,115,464.00
S.E. Montalvo	Barra Doble 220kV Tipo 1	1	2,416,718.00	2,416,718.00
	Bahía Línea Barra Doble 220kV	2	1,057,732.00	2,115,464.00
<b>Total (US\$)</b>				<b>88,391,008.90</b>

Tabla N° 3.12 Líneas de enlace asociadas a la Alternativa 02

L.L.T.T. auxiliares	Alternativa 02			
	Unidad Constructiva	Cantidad (km)	Precio Unitario (US\$/und)	Precio Parcial (US\$)
Enlaces SEIN 220kV	L.T. Doble Terna 220kV Marcona Nueva - Marcona	10.00	153,920.00	1,539,200.00
	L.T. Doble Terna 220kV Montalvo Nueva - Montalvo	10.00	171,093.00	1,710,093.00
<b>Total (US\$)</b>				<b>3,249,290.00</b>

Tabla N° 3.13 Subestaciones asociadas a la Alternativa 03

S.S.E.E.	Alternativa 03			
	Unidad Constructiva	Cantida d (und)	Precio Unitario (US\$/und)	Precio Parcial (US\$)
S.E. Chilca	Barra Interruptor y Medio 500kV Tipo 1	1	3,108,383.00	3,108,383.00
	Bahía Línea Barra Interruptor y Medio 500kV	1	2,901,706.00	2,901,706.00
	Bahía Compensación Reactiva Línea 500kV	1	363,206.00	363,206.00
	Reactor de Línea 500kV	1	1,319,447.00	1,319,447.00
S.E. Marcona Nueva	Barra Interruptor y Medio 500kV Tipo 2	1	3,221,183.00	3,221,183.00
	Bahía Línea Barra Interruptor y Medio 500kV	2	2,901,706.00	5,803,412.00
	Bahía Compensación Reactiva Línea 500kV	2	363,206.00	1,338,412.00
	Reactor de Línea 500kV	2	1,319,447.00	2,638,894.00
	Bahía Compensación Capacitiva 500kV	1	326,450.00	326,450.00
	Capacitor Shunt 500kV	1	1,293,326.00	1,293,326.00
	Bahía Transformador Barra Interruptor y Medio	1	2,422,629.00	2,422,629.00
	Banco de Autotransformadores 500/220kV	1	5,840,668.00	5,840,668.00
	Barra Doble 220kV Tipo 1	1	2,416,718.00	2,416,718.00
	Bahía Línea Barra Doble 220kV	2	1,057,732.00	2,115,464.00
S.E. Marcona	Barra Doble 220kV Tipo 1	1	2,416,718.00	2,416,718.00
	Bahía Línea Barra Doble 220kV	1	1,057,732.00	1,057,732.00
S.E. Intermedia Nueva	Barra Interruptor y Medio 500kV Tipo 2	1	3,221,183.00	3,221,183.00
	Bahía Línea Barra Interruptor y Medio 500kV	2	2,901,706.00	5,803,412.00
	Bahía Compensación Reactiva Línea 500kV	2	363,206.00	1,338,412.00
	Reactor de Línea 500kV	2	1,319,447.00	2,638,894.00
	Bahía Compensación Reactiva Barra 500kV	1	534,358.00	534,358.00
	Reactor de Barra 500kV	1	2,152,305.00	2,152,305.00
S.E. Montalvo Nueva	Compensación Serie (Bahía + Módulo)	2	3,397,540.00	6,795,080.00
	Barra Interruptor y Medio 500kV Tipo 1	1	3,108,383.00	3,108,383.00
	Bahía Línea Barra Interruptor y Medio 500kV	1	2,901,706.00	2,901,706.00
	Bahía Compensación Reactiva Línea 500kV	1	363,206.00	363,206.00
	Reactor de Línea 500kV	1	1,319,447.00	1,319,447.00
	Bahía Compensación Reactiva Barra 500kV	1	534,358.00	534,358.00
	Reactor de Barra 500kV	1	2,152,305.00	2,152,305.00
	Bahía Transformador Barra Interruptor y Medio	1	2,422,629.00	2,422,629.00
	Banco de Autotransformadores 500/220kV	1	5,840,668.00	5,840,668.00
	Barra Doble 220kV Tipo 1	1	2,416,718.00	2,416,718.00
S.E. Montalvo	Bahía Línea Barra Doble 220kV	2	1,057,732.00	2,115,464.00
	Barra Doble 220kV Tipo 1	1	2,416,718.00	2,416,718.00
S.E. Montalvo	Barra Doble 220kV Tipo 1	1	2,416,718.00	2,416,718.00
	Bahía Línea Barra Doble 220kV	2	1,057,732.00	2,115,464.00
<b>Total (US\$)</b>				<b>91,787,058.00</b>

Tabla N° 3.14 Líneas de enlace asociadas a la Alternativa 03

L.L.T.T. auxiliares	Alternativa 03			
	Unidad Constructiva	Cantidad (km)	Precio Unitario (US\$/und)	Precio Parcial (US\$)
Enlaces SEIN 220kV	L.T. Doble Terna 220kV Marcona Nueva - Marcona	10.00	153,920.00	1,539,200.00
	L.T. Doble Terna 220kV Montalvo Nueva - Montalvo	10.00	171,090.00	1,710,090.00
Total (US\$)				3,249,290.00

Considerando una anualidad del 12%, el análisis de mínimo costo para un año se muestra en la Figura N° 3.10.

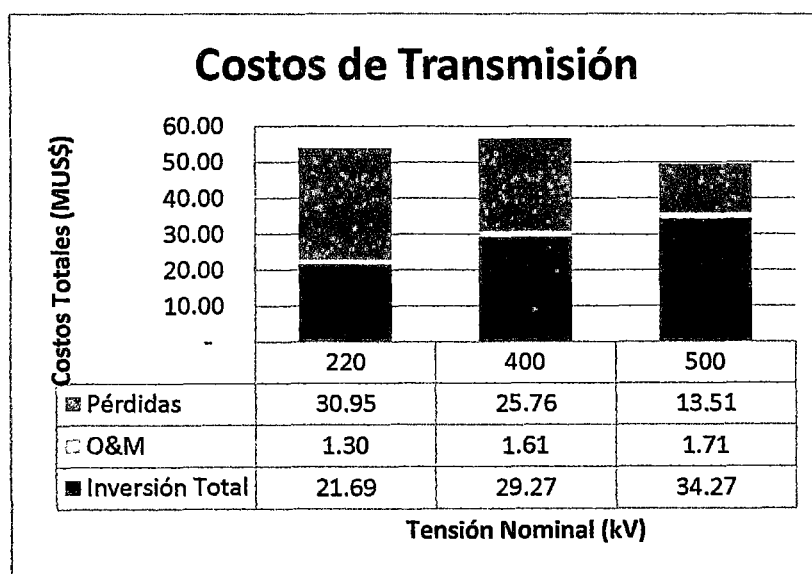


Figura N° 3.10 Análisis de Mínimo Costo (Anual) de las alternativas

### 3.6 SELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA DE SOLUCIÓN MÁS CONVENIENTE

Una vez realizada la evaluación técnico – económica de las alternativas se pueden obtener las siguientes conclusiones:

- La tensión recomendada para las alternativas de solución, según las características de los sistemas, está por encima de los 400kV, tal como se muestra en la Tabla N° 3.8.
- La Alternativa N° 03 permite emplear una menor sección en los conductores (alrededor de 380mm<sup>2</sup>) y depende principalmente de la presencia del Efecto Corona, tal como se muestra en el Tabla N° 3.9.
- La Alternativa N° 03 permite una mayor capacidad de transmisión y un mayor aporte de potencia reactiva, a la vez que ocasiona menores pérdidas de energía en el sistema, según las Figuras N° 3.6, 3.7 y 3.8.
- El mayor costo de inversión asociado a la línea de transmisión de la Alternativa 03 se ve compensado largamente con su capacidad de transmisión, haciéndola la alternativa más atractiva para el largo plazo. Ver Figura N° 3.9.
- La Alternativa N° 03 tiene el mínimo costo asociado (Inversión, O&M y Pérdidas), según la Figura N° 3.10.

Por lo tanto, la alternativa de solución más conveniente para el reforzamiento del SEIN, permitiendo la interconexión eléctrica entre los sub-sistemas Centro, Sur Medio y Sur es la Alternativa N° 03: **Línea de Transmisión 500kV Chilca – Montalvo**. En los posteriores capítulos se desarrollarán los aspectos de diseño, especificaciones técnicas, metrado, presupuesto y evaluación económica – financiera del proyecto para implementar esta línea en 500kV.



**CAPÍTULO IV**  
**ASPECTOS DE DISEÑO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN 500KV**  
**CHILCA – MARCONA – OCOÑA – MONTALVO**

**4.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO**

La evaluación técnico – económica de las alternativas indica que lo más conveniente, para el refuerzo de la interconexión Centro – Sur Medio – Sur del SEIN, es la construcción de una línea de transmisión en 500kV a lo largo de la costa sur del Perú, entre las subestaciones Chilca y Montalvo 2, y sus respectivas interconexiones al SEIN en 220kV, en las subestaciones. Marcona y Montalvo. Para ello se tiene que construir tres subestaciones (Marcona Nueva, Ocoña y Montalvo 2) y realizar tres ampliaciones (Chilca, Marcona y Montalvo). Como se mencionó en el Capítulo I, el alcance del presente trabajo abarca solamente el diseño de la línea principal en 500kV.

La construcción de la línea de transmisión se realizará en cinco tramos. El Tramo N° 1 (L1) comprende una línea en 500kV de simple terna entre las subestaciones Chilca y Marcona Nueva; el Tramo N° 2 (L2) comprende la continuación de dicha línea entre las subestaciones Marcona Nueva y Ocoña; el Tramo N° 3 (L3) continúa la línea entre las subestaciones. Ocoña y Montalvo 2. Los Tramos N° 4 y 5 comprenden las interconexiones de la línea de 500kV al SEIN, a través de líneas en 220kV de

doble terna, entre las subestaciones Marcona Nueva y Marcona (L4) y entre las subestaciones Montalvo 2 y Montalvo (L5).

#### **4.1.1 Características Generales de la Línea de Transmisión**

Para el diseño de la línea de transmisión en 500kV se consideran las condiciones que se muestran a continuación:

- Tensión nominal 500kV
- Tensión máxima de operación 550kV
- Tensión de sostenimiento de maniobra 1,150kV
- Tensión de sostenimiento a impulso atmosférico 1,550kV
- Longitud aproximada 884km
- Número de ternas 01
- Disposición de los conductores Horizontal
- Número de conductores por fase 04
- Pérdidas máximas:
  - Chilca – Marcona Nueva (357km) 3%
  - Marcona Nueva – Montalvo 2 (527km) 4%
- Caída de tensión 5%
- Gradiente de potencial superficial máximo:
  - Hasta 1,000 m.s.n.m. 15kV<sub>rms</sub>/cm
  - Por encima de 1,000 m.s.n.m. 18.5kV<sub>rms</sub>/cm
- Potencia de transmisión 700MVA
- Potencia de transmisión en contingencia 840MVA

- Potencia de diseño 1,000MVA
- Potencia de emergencia (30 minutos) 1,300MVA
- Franja de Servidumbre 64m

#### **4.1.2 Configuración de las Líneas de Transmisión y Subestaciones**

##### **Eléctricas**

La configuración del sistema eléctrico a implementar abarca la línea de transmisión en 500kV entre las subestaciones Chilca, Marcona Nueva, Ocoña y Montalvo 2, así como la interconexión de dicha línea al SEIN mediante los enlaces en 220kV en las subestaciones Marcona Nueva y Montalvo 2.

Por lo tanto, las subestaciones Marcona Nueva y Montalvo 2 estarán provistas de sistemas de transformación que reduzcan el nivel de tensión de 500kV a 220kV para hacer posibles los enlaces con el SEIN. Asimismo, la subestación Ocoña tendrá la función principal de contener los sistemas de compensación serie (C.S.) de la línea de 500kV, para garantizar calidad en el servicio.

La configuración del sistema eléctrico, a través de un diagrama unifilar, se puede apreciar a detalle en el Plano PE-01 “Diagrama Unifilar del Proyecto”.

## **4.2 SELECCIÓN DEL TRAZO DE RUTA**

### **4.2.1 Criterios para la Selección del Trazo de Ruta de la Línea de Transmisión**

Para la selección del Trazo de Ruta de la Línea de Transmisión en 500kV se tuvieron en cuenta los siguientes criterios:

- Escoger una línea poligonal que tenga el menor número de vértices y la menor longitud.
- Evitar el paso por zonas con presencia de restos arqueológicos, santuarios ecológicos o bosques en vías de crecimiento.
- Evitar pasar por zonas de derrumbes por fallas geológicas, así como por terrenos con suelos poco estables y pendientes pronunciadas.
- Realizar, de preferencia, el trazado por zonas altas o en las afueras de centros poblados, caseríos, haciendas, futuros asentamientos, etc.
- Procurar, en lo posible, la cercanía a carreteras, caminos afirmados o trochas, de modo tal que se facilite el transporte y construcción.

### **4.2.2 L.T. 500kV Chilca – Marcona Nueva (L1)**

#### **4.2.2.1 Recorrido**

La L.T. 500kV Chilca – Marcona Nueva atraviesa la provincia de Cañete en la Región Lima y las provincias de Chincha, Pisco, Ica, Palpa y Nazca en la Región Ica.

#### 4.2.2.2 Descripción del trazo seleccionado

El trazo seleccionado consta de 53 vértices, los cuales se muestran en la Tabla N° 4.1 con sus respectivas coordenadas.

**Tabla N° 4.1 Vértices del Tramo Chilca – Marcona Nueva (L1)**

Vértice	Coordenadas UTM WGS-84		Zona
	Este	Norte	
V-0	312539	8618202	18L
V-0A	312630	8618231	18L
V-0B	313277	8618432	18L
V-1	313693	8618586	18L
V-2	314315	8618447	18L
V-2A	315094	8616953	18L
V-2B	316647	8615687	18L
V-3	320447	8612443	18L
V-4	326292	8612090	18L
V-5	327436	8611801	18L
V-6	329418	8609453	18L
V-6A	328865	8604747	18L
V-7	333649	8593876	18L
V-8	337369	8589453	18L
V-9	338130	8589093	18L
V-10	339733	8586796	18L
V-11	347628	8584668	18L
V-12	350028	8581051	18L
V-13	351560	8577896	18L
V-14	351549	8577583	18L
V-14A	356996	8567053	18L
V-14B	359032	8557559	18L
V-15	361954	8555052	18L
V-16	362727	8552103	18L
V-17	363548	8550972	18L
V-18	369145	8538089	18L
V-19	374142	8534817	18L

Vértice	Coordenadas UTM WGS-84		Zona
	Este	Norte	
V-20	382469	8519897	18L
V-21	385496	8512423	18L
V-21A	385703	8512208	18L
V-22	386668	8510506	18L
V-22A	388921	8508990	18L
V-23	392646	8495391	18L
V-24	403127	8482762	18L
V-24A	403184	8482698	18L
V-25	404604	8480987	18L
V-26	414772	8476762	18L
V-27	424250	8459484	18L
V-27A	427400	8456644	18L
V-28	438012	8432756	18L
V-29	442617	8412356	18L
V-29A	462897	8396214	18L
V-30	466493	8392859	18L
V-31	466488	8389230	18L
V-31A	466018	8387014	18L
V-31B	466823	8383892	18L
V-32	465698	8373303	18L
V-33	473124	8364819	18L
V-33A	476788	8361896	18L
V-33B	480193	8360151	18L
V-34	486901	8355442	18L
V-35	491568	8339384	18L
V-36	494174	8336751	18L

Los cuatro primeros vértices (V-0, V-0A, V-0B y V-1) son necesarios para orientar el trazo de ruta hacia el sur y se ubican en terrenos de cultivo, a la salida de la S.E. Chilca. Luego, el tramo comprendido entre los vértices V-2 y V-14 abarca principalmente terreno llano, con algunos pequeños cerros; cabe

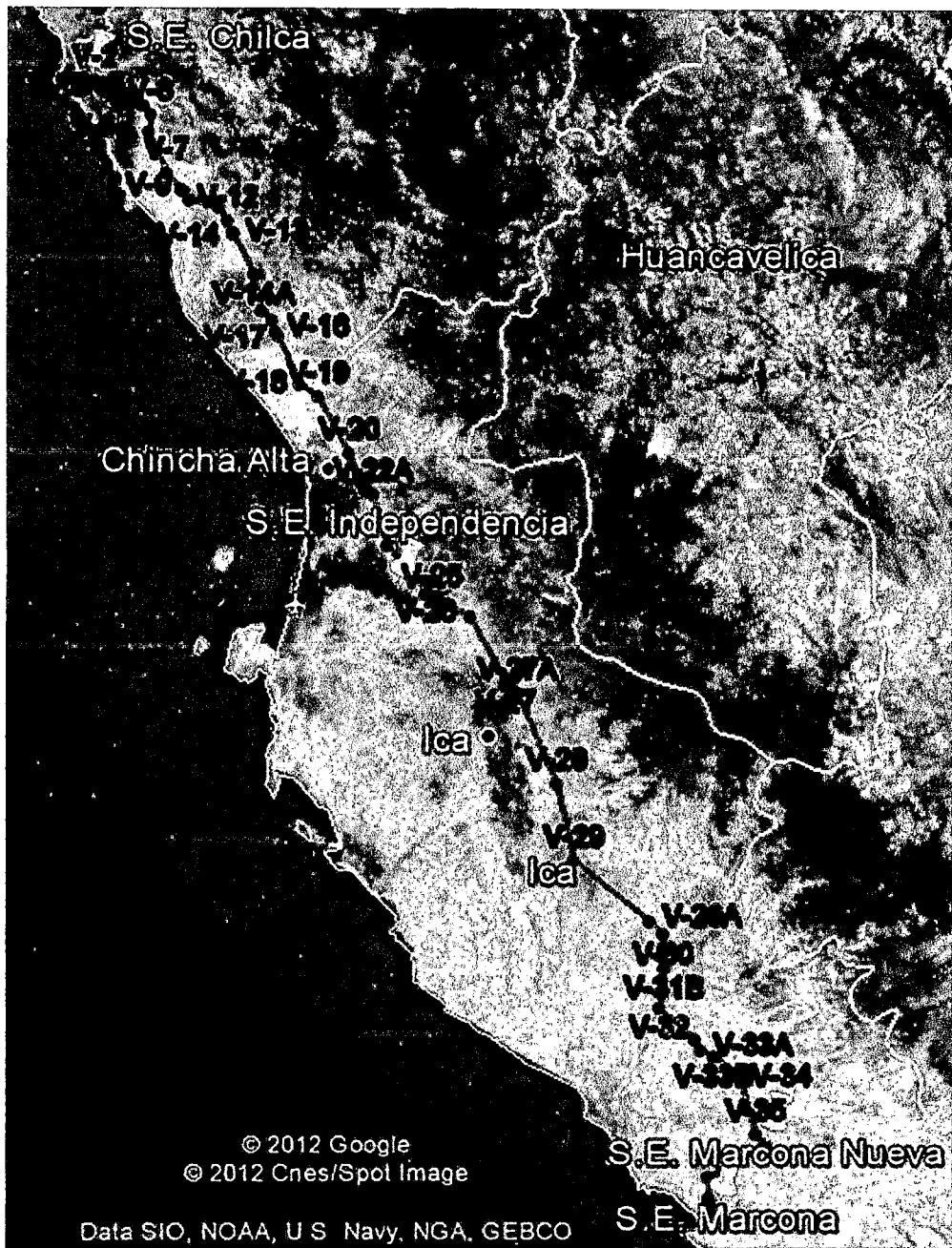
precisar que en este tramo se presenta el cruce con el río Mala (entre V-4 y V-5), con el río Asia (entre V-8 y V-9) y con la L.T. 220kV Chilca – Platanal (entre V-13 y V-14). Posteriormente, en el tramo comprendido entre los vértices V-14A y V-18 el terreno se vuelve ligeramente rocoso y accidentado, lo que genera que las torres estén ubicadas en cerros y pendientes; en este tramo se presenta el cruce con el río Cañete (entre V-16 y V-17).

A partir del vértice V-19 el trazo de ruta entra a la región Ica, con un extenso tramo de llanura desértica, con algunos pequeños cerros y terrenos de cultivo, entre los vértices V-19 y V-22; en este tramo se presenta el cruce con la L.T. 60kV Desierto – Cerro Lindo (Minera Milpo, a partir de V-19) y con el río Matagente (V-22). Más adelante, entre los vértices V-22A y V-28 el terreno se vuelve rocoso y accidentado (gran número de cerros), con sólo 9km finales de llanura desértica; en este tramo se presenta el cruce con la L.T. 220kV Independencia – Huancavelica (entre V-24 y V-24A), con el río Pisco (entre V-24A y V-25), con río Seco (entre V-26 y V-27) y con el río Ica (entre V-27 y V-27A).

El trazo continúa al sur de la ciudad de Ica. El tramo comprendido entre los vértices V-29 y V-29A abarca una llanura desértica (presentando el primer cruce con la carretera Panamericana Sur), luego de la cual el terreno se vuelve accidentado entre los vértices V-29A y V-32; en este tramo se presenta el cruce con la L.T. 220kV Ica – Marcona (entre V-30 y V-31), con el río Santa Cruz (entre V-31A y V-31B) y con el río Grande (entre V-31B y V-32).

Finalmente, entre los vértices V-33 y V-36 el terreno comprende principalmente llanuras desérticas hasta llegar a la S.E. Marcona Nueva, presentándose nuevamente el cruce con la L.T.220kV Ica – Marcona y con la L.T. 60kV Marcona – Nazca (entre V-35 y V-36).

En la Figura N° 4.1 se puede apreciar el trazo referencial de la L.T. 500kV Chilca – Marcona Nueva en Google Earth.



**Figura N° 4.1 Trazo de la L.T. 500kV Chilca – Marcona Nueva (L1)**



### 4.2.3 L.T. 500kV Marcona Nueva – Ocoña (L2)

#### 4.2.3.1 Recorrido

La L.T. 500kV Marcona Nueva – Ocoña atraviesa la provincia de Nazca en la Región Ica y las provincias de Caylloma, Caravelí y Camaná en la Región Arequipa.

#### 4.2.3.2 Descripción del trazo seleccionado

El trazo seleccionado consta de 18 vértices, los cuales se muestran en la Tabla N° 4.2 con sus respectivas coordenadas.

**Tabla N° 4.2 Vértices del Tramo Marcona Nueva – Ocoña (L2)**

Vértice	Coordenadas UTM WGS-84		Zona
	Este	Norte	
V-0	494480	8336441	18L
V-0A	500236	8330625	18L
V-1	503453	8324066	18L
V-2	540156	8298577	18L
V-3	558733	8284819	18L
V-4	574069	8272114	18L
V-5	580745	8258528	18L
V-6	599260	8243856	18L
V-7	620556	8228781	18L
V-8	643285	8210567	18L
V-8A	653169	8206436	18L
V-8B	658900	8202238	18L
V-9	678114	8196009	18L
V-10	687870	8188848	18L
V-11	698452	8186867	18L
V-11A	705520	8186437	18L
V-12	709240	8181909	18L
V-12A	709821	8181230	18L

A la salida de la S.E. Marcona Nueva, el trazo de ruta atraviesa terreno plano desértico, cruza (entre V-0 y V-0A) y se ubica en paralelo con la carretera Panamericana Sur (vértice V-0A). A partir del vértice V-1, el trazo de ruta ingresa a la región Arequipa, presentándose principalmente terreno rocoso ondulado y accidentado entre los vértices V-2 y V-12A, hasta llegar a la S.E. Ocoña; en este tramo se presenta el cruce con los ríos Acarí y Yauca (entre V-2 y V-3), con los ríos Chala y Chaparra (entre V-5 y V-6), con el río Atico (entre V-8 y V-8A), con la quebrada Pescadores (entre V-9 y V-10) y con el río Ocoña (entre V-11 y V-12).

En la Figura N° 4.2 se puede apreciar el trazo referencial de la L.T. 500kV Marcona Nueva – Ocoña en Google Earth.

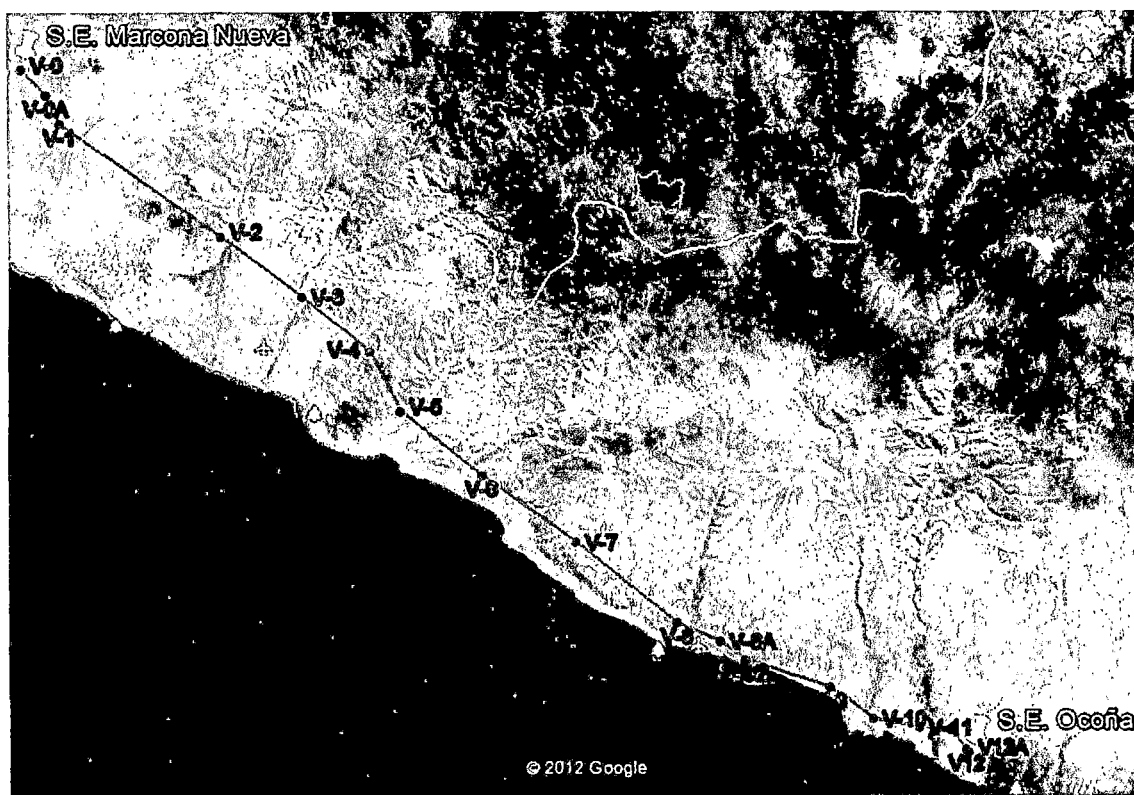


Figura N° 4.2 Trazo de la L.T. 500kV Marcona Nueva – Ocoña (L2)

#### **4.2.4 L.T. 500kV Ocoña – Montalvo 2 (L3)**

##### **4.2.4.1 Recorrido**

La L.T. 500kV Ocoña – Montalvo 2 atraviesa las provincias de Camaná, Arequipa e Islay en la Región Arequipa y la provincia de Mariscal Nieto en la Región Moquegua.

##### **4.2.4.2 Descripción del trazo seleccionado**

El trazo seleccionado consta de 27 vértices, los cuales se muestran en la Tabla N° 4.3 con sus respectivas coordenadas.

**Tabla N° 4.3 Vértices del Tramo Ocoña – Montalvo 2 (L3)**

Vértice	Coordenadas UTM WGS-84		Zona
	Este	Norte	
V-0	710152	8180774	18L
V-1	712040	8179923	18L
V-2	719788	8175870	18L
V-3	727487	8172389	18L
V-3A	729441	8171628	18L
V-4	736712	8166849	18L
V-5	742022	8167412	18L
V-6	746859	8167401	18L
V-7	755376	8170247	18K
V-8	779834	8169872	18K
V-8A	790884	8166173	18K
V-9	811720	8160035	18K
V-10	193712	8158866	19K
V-11A	197983	8155456	19K
V-11B	204895	8151018	19K
V-11C	208011	8146210	19K
V-11D	209032	8133335	19K
V-12	215653	8124108	19K
V-13	217429	8123114	19K
V-14A	219434	8120039	19K
V-14B	219879	8119114	19K
V-14C	220380	8118144	19K
V-15	224821	8112988	19K
V-16	226867	8111260	19K
V-17	270455	8093396	19K
V-18	283542	8097872	19K
V-19	287183	8098220	19K

El último tramo de la L.T. 500kV Chilca – Marcona – Ocoña – Montalvo abarca inicialmente un terreno plano desértico entre los vértices V-0 y V-2, atravesando la quebrada Colorada y la carretera Panamericana Sur (entre V-1 y V-2). Posteriormente, el tramo entre los vértices V-2 y V-7 comprende principalmente terreno ondulado y ligeramente accidentado; en este tramo se presenta el cruce con la quebrada La Chira y nuevamente con la carretera

Panamericana Sur (entre V-2 y V-3), con la quebrada Cabramuerta (entre V-3 y V-3A), con el río Camaná (entre V-5 y V-6).

Más adelante, el tramo comprendido entre los vértices V-7 y V-12 abarca terreno plano (gran parte del cual supera los 1,000m.s.n.m.); en este tramo se presenta el cruce con la L.T. 138kV Majes – Camaná, con la quebrada Ramada y con la carretera Panamericana Sur (entre V-7 y V-8), con las quebradas Vaca y Carachosa (entre V-8 y V-8A), con la quebrada Cabeza de Mula y los ríos Sihuas y Vitor (entre V-8A y V-9), con la L.T. 138kV Repartición – Mollendo y con las carreteras Interoceánica y Panamericana Sur (entre V-9 y V-10), con la vía férrea que va al puerto de Matarani (entre V-10 y V-11A), con la quebrada El Fiscal (entre V-11C y V-11D) y con la quebrada Linga (entre V-11D y V-12). Luego, entre los vértices V-12 y V-16 el terreno se vuelve ondulado; en este tramo se presenta el cruce con la quebrada Los Tres Cerros (entre V-13 y V-14A), con el río Tambo (entre V-14A y V-14B).

Finalmente, la última etapa del trazo de ruta comprende un terreno prácticamente plano (con una ligera pendiente) entre los vértices V-16 y V-19, hasta llegar a la S.E. Montalvo 2; en este tramo se presenta el cruce con las quebradas Huacacunegrande y Huacaluna (entre V-16 y V-17) y un doble cruce con la carretera Panamericana Sur (entre V-18 y V-19).

En la Figura N° 4.3 se puede apreciar el trazo referencial de la L.T. 500kV Ocoña – Montalvo 2 en Google Earth.

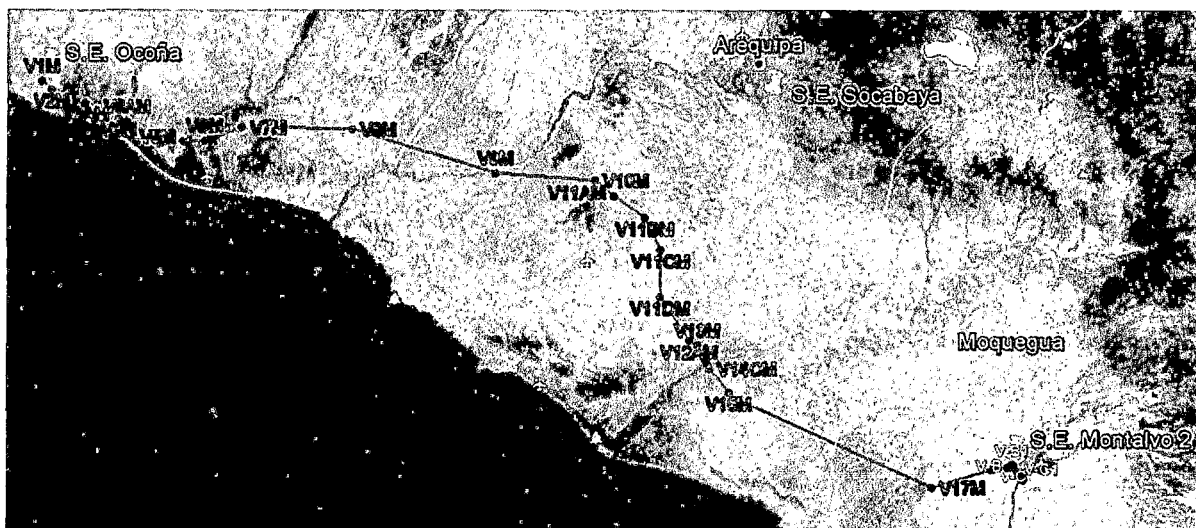


Figura N° 4.3 Trazo de la L.T. 500kV Ocoña – Montalvo 2 (L3)

## 4.3 CONDICIONES DE DISEÑO

### 4.3.1 Normas aplicables

Para el diseño y construcción de los tres tramos de la línea de transmisión en 500kV se han de tomar en cuenta las siguientes normas:

- Código Nacional de Electricidad 2001
- Código Nacional de Electricidad 2011 (con fines académicos)
- Ley de Concesiones Eléctricas y Reglamento 2007
- Reglamento de España de Líneas Eléctricas Aéreas de Alta Tensión
- Contrato de Concesión “Línea de Transmisión SGT 500kV Chilca – Marcona – Montalvo”
- Normas IEC aplicables
- Normas ANSI aplicables

- Normas y estándares IEEE aplicables

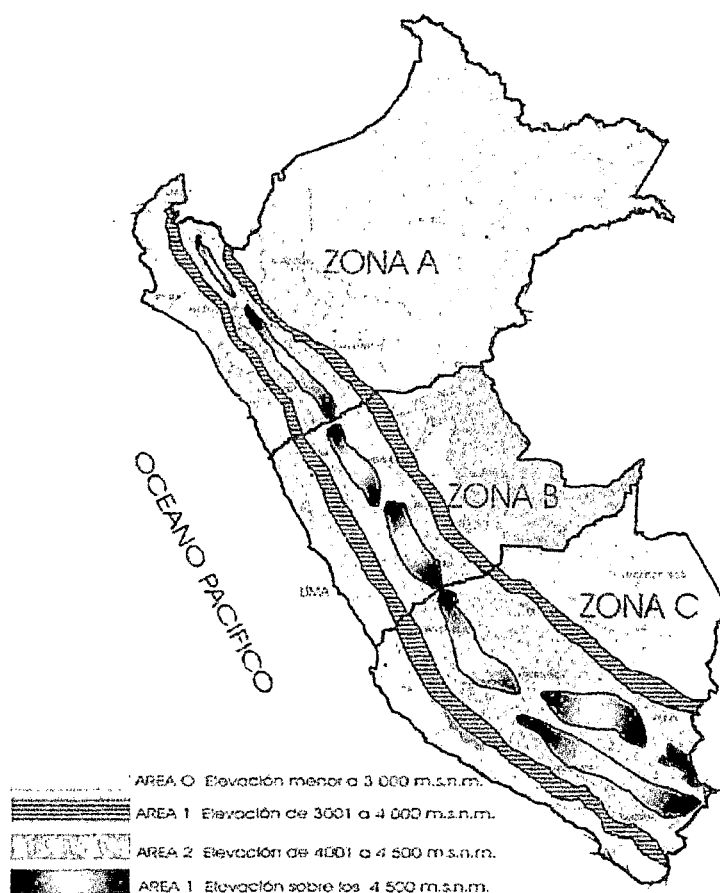
#### **4.3.2 Condiciones de Diseño**

Las condiciones de diseño consideradas para la línea de transmisión se determinan según las zonas geográficas del área de influencia del proyecto y los requerimientos técnicos del mismo.

En el Código Nacional Suministro 2001 (sección 250) se establecen zonas y áreas de carga, según la ubicación geográfica y la altitud de las líneas de transmisión.

Las tres zonas de carga se denominan como:

- Zona A – Ligera
- Zona B – Regular
- Zona C – Fuerte



**Figura N° 4.4 Ubicación de las zonas y áreas de carga en el Perú**

Fuente: CNE Suministro 2001

Las cuatro áreas de carga, dependiendo de la altitud, se denominan como:

- Área 0 – menor de 3,000 m.s.n.m.
- Área 1 – de 3,000 a 4,000 m.s.n.m.
- Área 2 – de 4,001 a 4,500 m.s.n.m.
- Área 3 – sobre 4,500 m.s.n.m.



Debido a que alrededor del 90% de la línea de transmisión se encuentra dentro de la Zona C y la altitud máxima es 1,700m se considera que la totalidad del proyecto se encuentra en la **Zona C y Área 0**.

Para el diseño electromecánico de la línea de transmisión, y tomando como referencia las bases técnicas del proyecto, se han de tener en cuenta dos condiciones principales de diseño, según la altitud: hasta 1,000m.s.n.m. y por encima de 1,000m.s.n.m., cuyas características se presentan en las Tablas N° 4.4 y 4.5.

**Tabla N° 4.4 Condición de diseño N° 01: Hasta 1,000m.s.n.m.**

<b>Condición de Diseño N° 01</b>	
<b>Condiciones Geográficas</b>	
Zona de Carga	C
Área de Carga	0
Altitud	0 - 1,000 m.s.n.m
Longitud de Línea de Transmisión	671
<b>Condiciones Ambientales</b>	
Temperatura máxima	31°C
Temperatura media	20°C
Temperatura mínima	13°C
Viento promedio	6m/s
Espesor radial de hielo	No se considera
<b>Condiciones Técnicas</b>	
Tensión de diseño	500kV
Potencia de diseño	1,000MVA
Gradiente de potencial superficial máximo	15kV/mm cm
Pérdidas máximas Chillca - Marcona	3%
Pérdidas máximas Marcona - Montalvo	4%

**Tabla N° 4.5 Condición de diseño N° 02: Por encima de 1,000m.s.n.m.**

<b>Condición de Diseño N° 02</b>	
<b>Condiciones Geográficas</b>	
Zona de Carga	C
Área de Carga	0
Altitud	1,001 - 1,700 m.s.n.m
Longitud de Línea de Transmisión	214
<b>Condiciones Ambientales</b>	
Temperatura máxima	27°C
Temperatura media	19°C
Temperatura mínima	10°C
Viento máximo	4m/s
Espesor radial de hielo	No se considera
<b>Condiciones Técnicas</b>	
Tensión de diseño	500kV
Potencia de diseño	1,000MVA
Gradiente de potencial superficial máximo	18.5kV/m.s.cm
Pérdidas máximas	4%

### **4.3.3 Tipo de Conductor**

El tipo de conductor a emplear dependerá de las características del área de influencia del proyecto. La ausencia de cargas de hielo (Área de Carga 0) no justificaría el empleo de conductores con núcleo de acero altamente resistente, tales como los del tipo ACSR, considerando además que se generaría corrosión en dicho núcleo de acero por las características agresivas del ambiente cercano al mar. Asimismo, la presencia de cargas de viento considerables origina que los conductores requieran cierto grado de refuerzo en el núcleo, con lo cual se descarta el empleo de aquellos formados completamente de aluminio (o de aleación de aluminio), tales como los del tipo AAC o AAAC.

Por lo tanto, para el diseño de la línea de transmisión se emplearán **conductores tipo ACAR (Aluminium Conductor Alloy Reinforced)**, ya que se busca una combinación de una buena conductividad eléctrica con una alta resistencia mecánica.

Cabe precisar que la experiencia en líneas de transmisión costeras en 220kV (L.T. Zapallal – Chimbote en Perú y Proyecto Siepac en Centroamérica) indica que los mejores resultados se obtienen utilizando conductores tipo ACAR.

#### **4.3.4 Tipos de Estructuras**

La configuración seleccionada para la línea de transmisión es la de simple terna con disposición horizontal y cuatro conductores por fase. La selección de dicha configuración se debe a lo siguiente:

- **Simple terna:** Como se demostró en las secciones 2.3 y 3.5, la Potencia Natural para una línea de 500kV en simple terna es de más de 1,000MVA, cantidad suficiente para los requerimientos del proyecto.
- **Disposición horizontal de conductores:** Resulta beneficiosa tanto para el costo como para el proceso constructivo. El nivel de EAT (500kV) requiere grandes distancias mínimas de seguridad y esta disposición permite minimizar la altura de las torres metálicas, ocasionando una disminución en el peso y el costo de las mismas.

- **Cuatro conductores por fase:** Es la alternativa técnicamente más adecuada para el nivel de tensión seleccionado (500kV), ya que permite mantener una alta capacidad de transmisión y, sobre todo, minimiza el Efecto Corona (al incrementar el RMG).

Las torres metálicas a emplear en el proyecto, según la configuración elegida, se seleccionarán de acuerdo a la tecnología actual para líneas de EAT. Los materiales empleados en dichas estructuras son principalmente el acero al carbono A36 (perfiles diagonales) y el acero de alta resistencia A572 (montantes).

Existen dos grandes grupos típicos de estructuras para EAT:

- **Estructuras arriostradas o atirantadas:** Son estructuras de suspensión especialmente diseñadas para líneas con disposición horizontal de conductores. Presentan un peso relativamente bajo en comparación con las estructuras auto-soportadas y están conformadas por un cuerpo central, el cual es mantenido en posición vertical con la ayuda de riendas (también denominadas tensores o tirantes). Las más empleadas son las torres tipo “V” y “Cross Rope”.
- **Estructuras auto-soportadas:** Son las estructuras típicas para líneas de transmisión de AT y EAT. Presentan un peso considerable y pueden ser de suspensión, de anclaje y terminales. Las estructuras de suspensión soportan el peso propio del conductor y las sobrecargas por viento y/o hielo, las estructuras de anclaje soportan además

esfuerzos longitudinales producidos por los ángulos de la línea y las estructuras terminales permiten adicionalmente soportar esfuerzos unilaterales (extremos de la línea).

Por lo tanto, para el presente proyecto se emplearán los siguientes tipos de torres:

- Torre tipo CSL (“Cross Rope” de Suspensión Liviana)
- Torre tipo VSL (Tipo “V” de Suspensión Liviana)
- Torre tipo ASL (Auto-soportada de Suspensión Liviana)
- Torre tipo ASR (Auto-soportada de Suspensión Reforzada)
- Torre tipo AAL (Auto-soportada de Anclaje Liviana)
- Torre tipo AAR (Auto-soportada de Anclaje Reforzada)
- Torre tipo ARA (Auto-soportada de Remate y Anclaje)
- Torre tipo AAE (Auto-soportada de Anclaje Especial)
- Torre tipo ATS (Auto-soportada de Transposición en Suspensión)

Las prestaciones de cada torre se muestran a detalle en el Anexo N° 01, luego de realizado el cálculo mecánico de estructuras. Con respecto a las torres arriostradas, la del tipo CSL tiene un peso promedio de 5.2 toneladas y es más compacta mientras que la del tipo VSL en promedio pesa 7.4 toneladas y es más amplia. Por tal motivo, y según lo mencionado en la sección 4.3.2 respecto al gradiente superficial máximo, el tipo de estructura arriostrada se seleccionará según la altitud, tal como se muestra en la Tabla N° 4.6.

**Tabla N° 4.6 Tipo de estructura arriostrada a emplear según altitud**

Tipo de Torre	Criterio de selección
VSL (tipo "V")	hasta 1,000 m.s.n.m.
CSL (tipo "Cross Rope")	por encima de 1,000 m.s.n.m.

Los diagramas típicos de las estructuras se pueden apreciar en los siguientes planos:

- PM-01 "Geometría de Estructura tipo CSL"
- PM-02 "Geometría de Estructura tipo VSL"
- PM-03 "Geometría de Estructura tipo ASL"
- PM-04 "Geometría de Estructura tipo ASR"
- PM-05 "Geometría de Estructura tipo AAL"
- PM-06 "Geometría de Estructura tipo AAR"
- PM-07 "Geometría de Estructura tipo ARA"
- PM-08 "Geometría de Estructura tipo AAE"
- PM-09 "Geometría de Estructura tipo ATS"

#### **4.3.5 Tipos de Cadenas de Aisladores**

Según las condiciones ambientales que afronte la cadena de aisladores se distinguen dos grupos:

- **Aisladores Standard o Normales.-** Se emplean en zonas de clima templado y libres de contaminación o polución. En este tipo de aisladores las corrugaciones no sobresalen del borde inferior del disco.

- **Aisladores Anti-fog o Antiniebla.-** Se emplean en zonas con ambientes con alta contaminación y cercanos a la costa. Para una misma longitud de cadena poseen una línea de fuga mayor que los aisladores standard, teniendo un número menor de ondulaciones que estos, pero mucho más pronunciadas, sobresaliendo del borde inferior.

**Tabla N° 4.7 Características de los Aisladores Standard**

Aisladores tipo Standard							
Resistencia a la rotura [kN]	Tipo	Norma	Distancia de fuga mínima [mm]	CFO <sub>FI</sub> [kVp]	CFO <sub>SM</sub> [kVp]	CFO <sub>IR</sub> [kVp]	Material
120	Normal	IEC 60305	320	57	100	130	Vidrio templado
160	Normal	IEC 60305	380	64	110	140	Vidrio templado
210	Normal	IEC 60305	380	64	110	140	Vidrio templado
240	Normal	IEC 60305	380	64	110	140	Vidrio templado

**Tabla N° 4.8 Características de los Aisladores Anti-fog**

Aisladores tipo Anti-fog							
Resistencia a la rotura [kN]	Tipo	Norma	Distancia de fuga mínima [mm]	CFO <sub>FI</sub> [kVp]	CFO <sub>SM</sub> [kVp]	CFO <sub>IR</sub> [kVp]	Material
120 (tipo 1)	Anti-fog	IEC 60305	445	71	125	165	Vidrio templado
120 (tipo 2)	Anti-fog	IEC 60305	545	78	140	180	Vidrio templado
160	Anti-fog	IEC 60305	545	78	140	180	Vidrio templado
210	Anti-fog	IEC 60305	550	78	140	180	Vidrio templado

Por otro lado, a partir de lo indicado en el Anexo N° 01, las capacidades mecánicas de las cadenas de aisladores de suspensión y anclaje serán las siguientes:

- Estructuras CSL, VSL y ASL: 120kN (Suspensión)
- Estructuras ASR : 160kN (Suspensión Reforzada)

- Estructuras AAL, AAR, ARA : 2x160kN (Anclaje)

El detalle de las cadenas de aisladores se puede apreciar en los siguientes planos:

- PM-10 “Cadena de Aisladores de Suspensión de 120kN”
- PM-11 “Cadena de Aisladores de Suspensión de 160kN”
- PM-12 “Cadena de Aisladores de Anclaje de 2x160kN”

#### **4.4 DISEÑO ELÉCTRICO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN**

##### **4.4.1 Selección de los Conductores**

Aplicando la metodología de la sección 2.2.2.1 se obtiene que el valor de la sección económica para la línea de transmisión en 500kV (con simple terna y cuatro conductores por fase) está alrededor de los 400mm<sup>2</sup>. Por lo tanto, la evaluación técnica por Ampacidad, pérdidas por Efecto Joule y secciones mínimas por Efecto Corona se realizará para los siguientes conductores:

- ACAR 600MCM
- ACAR 650MCM
- ACAR 700MCM
- ACAR 750 MCM
- ACAR 800MCM
- ACAR 850MCM
- ACAR 900MCM
- ACAR 950MCM



- ACAR 1,000MCM

El cableado a utilizar será el 18/19 debido a que las cargas considerables de viento en la zona requieren una mayor carga de rotura del cable; en ese sentido el cableado 18/19 es superior al 30/7 y 24/13.

Debido a que se trata de una línea de transmisión larga de EAT, los factores determinantes para la selección de conductores serán el de secciones mínimas por Efecto Corona y el de pérdidas por Efecto Joule.

#### 4.4.1.1 Ampacidad

Con el objetivo de verificar la potencia máxima que son capaces de transmitir los conductores, sin sobrepasar la temperatura máxima de 75°C, se realiza el cálculo por ampacidad. Para ello se empleará el Método de House & Tuttle, con la finalidad de obtener la relación Temperatura vs Corriente. El método mencionado consiste en un balance térmico y se puede revisar a detalle en el Anexo N° 03.

Una vez obtenida la corriente máxima en el conductor “I”, a partir de la ecuación (A3.2), se debe considerar el número de conductores por fase “n” a emplear para obtener la corriente por fase y, a partir de ella, determinar la potencia máxima “S<sub>max</sub>” (en MVA) a la que podría operar la línea de transmisión.

$$I_{fase} = n \cdot I$$

$$S_{max} = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_{fase-max}$$

Finalmente, este valor obtenido de “ $S_{max}$ ” debe ser mayor que la potencia máxima requerida por la línea, con la finalidad de garantizar una operación confiable.

Para el cálculo por ampacidad del conductor a carga máxima se consideran las dos condiciones de diseño mencionadas en la sección 4.3.2, considerando las condiciones más críticas de operación.

**Condición de Diseño N° 01: Hasta 1,000m.s.n.m.**

Los cálculos se realizan con las siguientes premisas, que representan las condiciones más críticas de diseño:

- Potencia de diseño: 1,300MVA (considerando la condición de operación en contingencia).
- Velocidad del aire (mínima): 2.2km/h
- Temperatura del conductor: 75°C
- Temperatura ambiente (máxima): 31°C
- Coeficientes de emisividad y absorción solar: 0.5
- Hora solar: 12:00
- Latitud (referencia: Ica): 14°
- Tipo de convección: Forzada
- Estado de atmósfera: Industrial

- Elevación de la línea de transmisión: 1,000m.s.n.m.

Los resultados obtenidos se muestran en las Tablas N° 4.9 y 4.10.

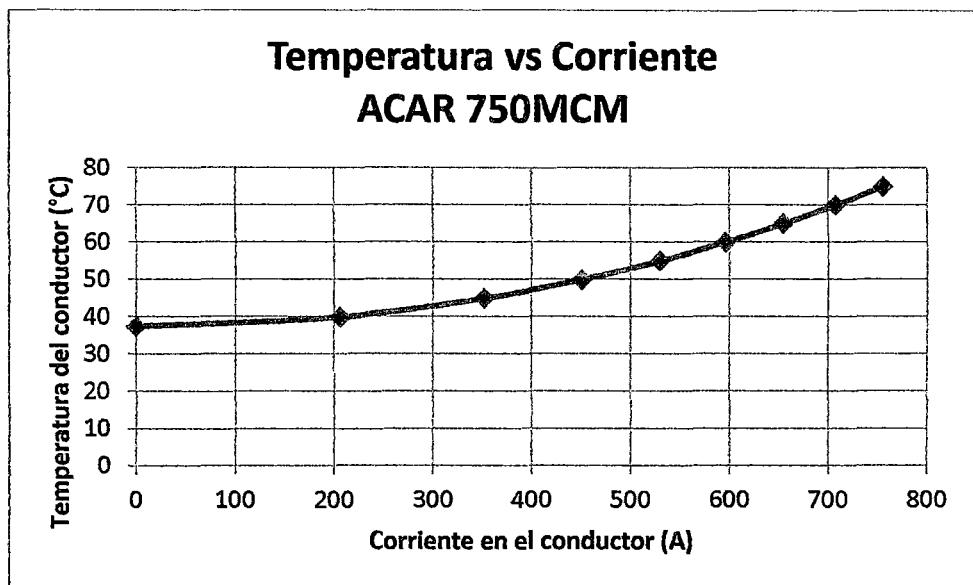
**Tabla N° 4.9 Cálculo por Ampacidad de conductores hasta 1,000m.s.n.m.**

Conductor	Cableado	D	Pérdidas por conducción "q <sub>c</sub> "					Pérdidas por radiación "q <sub>r</sub> "		Calor ganado debido al Sol "q <sub>s</sub> "					Resistencia a la temperatura del conductor "r"			Ampacidad "I" e "I <sub>dis</sub> "		Evaluación de Potencia "S <sub>max</sub> "			Cumple?	
			Pr	Pr	kr	tr	qr	e	qr	α	Q <sub>t</sub>	H <sub>c</sub>	Z <sub>c</sub>	Z <sub>i</sub>	qr	r <sub>20°C</sub>	β	r	I	Cond./fase	I <sub>dis</sub>	S <sub>max</sub>		S <sub>requerida</sub>
			[μΩ]	[W/pie]	[W/pie-°C]	[°C]	[W/pie]	-	[W/pie]	-	[W/pie]	[°]	[°]	[°]	[W/pie]	[Ω/pie]	[°C]	[Ω/pie]	[A]	-	[A]	[MVA]		[MVA]
ACAR - 600 MCM	18 19	2.26	0.0563	0.0476	0.00859	53.0	18.61	0.5	3.77	0.5	90.6315	89.4	0.0	0	3.37	0.000027758	0.0039	0.000037758	638.79	4	2.699.23	2.212.82	1,300.00	Si
ACAR - 650 MCM	18 19	2.36	0.0563	0.0476	0.00859	53.0	18.32	0.5	3.92	0.5	90.6315	89.4	0.0	0	3.60	0.000028482	0.0039	0.000034834	672.06	4	2.699.23	2.329.07	1,300.00	Si
ACAR - 700 MCM	18 19	2.45	0.0563	0.0476	0.00859	53.0	18.61	0.5	4.07	0.5	90.6315	89.4	0.0	0	3.64	0.000028640	0.0039	0.000032384	704.10	4	2.699.23	2.439.07	1,300.00	Si
ACAR - 750 MCM	18 19	2.53	0.0563	0.0476	0.00859	53.0	18.88	0.5	4.21	0.5	90.6315	89.4	0.0	0	3.76	0.000029245	0.0039	0.000030207	735.22	4	2.699.23	2.544.82	1,300.00	Si
ACAR - 800 MCM	18 19	2.61	0.0563	0.0476	0.00859	53.0	16.14	0.5	4.35	0.5	90.6315	89.4	0.0	0	3.89	0.000029977	0.0039	0.000028319	765.78	4	2.699.23	2.652.56	1,300.00	Si
ACAR - 850 MCM	18 19	2.69	0.0563	0.0476	0.00859	53.0	16.39	0.5	4.48	0.5	90.6315	89.4	0.0	0	4.01	0.000030744	0.0039	0.000026620	795.60	4	2.699.23	2.766.04	1,300.00	Si
ACAR - 900 MCM	18 19	2.77	0.0563	0.0476	0.00859	53.0	16.63	0.5	4.61	0.5	90.6315	89.4	0.0	0	4.12	0.000031546	0.0039	0.000025172	824.79	4	2.699.23	2.887.14	1,300.00	Si
ACAR - 950 MCM	18 19	2.85	0.0563	0.0476	0.00859	53.0	16.86	0.5	4.74	0.5	90.6315	89.4	0.0	0	4.24	0.000032382	0.0039	0.000023840	853.33	4	2.699.23	2.996.72	1,300.00	Si
ACAR - 1000 MCM	18 19	2.92	0.0563	0.0476	0.00859	53.0	17.09	0.5	4.86	0.5	90.6315	89.4	0.0	0	4.35	0.000033254	0.0039	0.000022658	881.26	4	2.699.23	3.093.43	1,300.00	Si

**Tabla N° 4.10 Temperatura en conductores a Potencia de Diseño, hasta 1,000m.s.n.m.**

Conductor	Cableado	D [cm]	Cond./fase	Temperatura del conductor [°C]	
				1,000MVA	1,300MVA
ACAR - 600 MCM	18 19	2.26	4	45.95	50.79
ACAR - 650 MCM	18 19	2.36	4	45.39	49.73
ACAR - 700 MCM	18 19	2.45	4	44.95	48.89
ACAR - 750 MCM	18 19	2.53	4	44.60	48.20
ACAR - 800 MCM	18 19	2.61	4	44.28	47.57
ACAR - 850 MCM	18 19	2.70	4	44.03	47.05
ACAR - 900 MCM	18 19	2.77	4	43.82	46.65
ACAR - 950 MCM	18 19	2.85	4	43.65	46.27
ACAR - 1000 MCM	18 19	2.92	4	43.49	45.92

Asimismo, se elaboran las Curvas Temperatura vs Corriente. En la Figura N° 4.5 se muestra la curva correspondiente al conductor ACAR 750MCM.



**Figura N° 4.5 Curva Temperatura vs Corriente – Conductor ACAR 750MCM**

**Condición de Diseño N° 02: Por encima de 1,000m.s.n.m.**

Los cálculos se realizan con las siguientes premisas, que representan las condiciones más críticas de diseño:

- Potencia de diseño: 1,300MVA (considerando la condición de operación en contingencia).
- Velocidad del aire (mínima): 2.2km/h
- Temperatura del conductor: 75°C
- Temperatura ambiente (máxima): 27°C
- Coeficientes de emisividad y absorción solar: 0.5
- Hora solar: 12:00
- Latitud (referencia: Arequipa): 16.5°
- Tipo de convección: Forzada
- Estado de atmósfera: Limpia

- Elevación de la línea de transmisión: 1,700m.s.n.m.

Los resultados obtenidos se muestran en las Tablas N° 4.11 y 4.12.

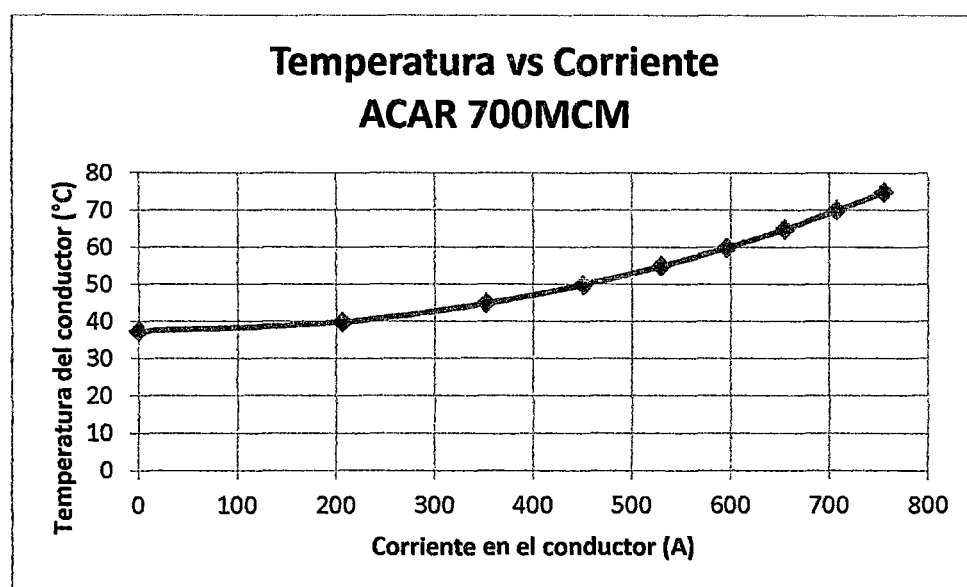
**Tabla N° 4.11 Cálculo por Ampacidad de conductores por encima de 1,000m.s.n.m.**

Conductor	Cableado	D	Pérdidas por convección "q <sub>c</sub> "					Pérdidas por radiación "q <sub>r</sub> "		Calor ganado debido al Sol "q <sub>s</sub> "					Resistencia a la temperatura del conductor "r"			Ampacidad "I" e "I <sub>lim</sub> "			Evaluación de Potencia "S <sub>max</sub> "			
			Pr	Pr	Pr	Pr	Pr	ε	q <sub>r</sub>	α	Q <sub>1</sub>	H <sub>1</sub>	Z <sub>1</sub>	Z <sub>2</sub>	q <sub>s</sub>	R <sub>20°C</sub>	β	r	I	Cond./fase	I <sub>lim</sub>	S <sub>max</sub>	S <sub>requerida</sub>	¿Cumple?
			[pu/s]	[lb pie <sup>-2</sup> ]	[lb h-pie]	[Wpie <sup>-2</sup> °C]	[°C]	[Wpie]	[Wpie]	[Wpie <sup>2</sup> ]	[°]	[°]	[°]	[°]	[Wpie]	[Ωpie]	[°C]	[Ωpie]	[A]	[A]	[MVA]	[MVA]	[MVA]	
ACAR - 600 MCM	18 19	2.59	0.0166	0.0474	0.00324	51.0	16.37	0.5	4.04	0.5	110.75	88.4	0.0	0	4.11	0.000021050	0.0039	0.000037788	646.59	4	2,627.55	2,275.53	1,300.00	Si
ACAR - 650 MCM	18 19	2.51	0.0166	0.0474	0.00324	51.0	16.70	0.5	4.20	0.5	110.75	88.4	0.0	0	4.29	0.000020562	0.0039	0.000034834	690.89	4	2,762.55	2,393.32	1,300.00	Si
ACAR - 700 MCM	18 19	2.46	0.0166	0.0474	0.00324	51.0	17.02	0.5	4.36	0.5	110.75	88.4	0.0	0	4.44	0.000020064	0.0039	0.000032384	735.62	4	2,899.49	2,496.71	1,300.00	Si
ACAR - 750 MCM	18 19	2.40	0.0166	0.0474	0.00324	51.0	17.32	0.5	4.51	0.5	110.75	88.4	0.0	0	4.60	0.000019566	0.0039	0.000030207	780.35	4	3,037.55	2,616.73	1,300.00	Si
ACAR - 800 MCM	18 19	2.34	0.0166	0.0474	0.00324	51.0	17.60	0.5	4.66	0.5	110.75	88.4	0.0	0	4.75	0.000019068	0.0039	0.000028319	825.08	4	3,176.55	2,724.65	1,300.00	Si
ACAR - 850 MCM	18 19	2.28	0.0166	0.0474	0.00324	51.0	17.88	0.5	4.81	0.5	110.75	88.4	0.0	0	4.89	0.000018570	0.0039	0.000026669	870.02	4	3,316.55	2,830.28	1,300.00	Si
ACAR - 900 MCM	18 19	2.22	0.0166	0.0474	0.00324	51.0	18.14	0.5	4.95	0.5	110.75	88.4	0.0	0	5.04	0.000018072	0.0039	0.000025172	915.02	4	3,457.55	2,933.42	1,300.00	Si
ACAR - 950 MCM	18 19	2.16	0.0166	0.0474	0.00324	51.0	18.39	0.5	5.08	0.5	110.75	88.4	0.0	0	5.17	0.000017574	0.0039	0.000023840	960.02	4	3,599.49	3,034.98	1,300.00	Si
ACAR - 1000 MCM	18 19	2.10	0.0166	0.0474	0.00324	51.0	18.63	0.5	5.21	0.5	110.75	88.4	0.0	0	5.31	0.000017076	0.0039	0.000022658	1005.02	4	3,742.55	3,133.57	1,300.00	Si

**Tabla N° 4.12 Temperatura en conductores a Potencia de Diseño, por encima de 1,000m.s.n.m.**

Conductor	Cableado	D [cm]	Cond./fase	Temperatura del conductor [°C]	
				1,000MVA	1,300MVA
				ACAR - 600 MCM	18 19
ACAR - 650 MCM	18 19	2.36	4	43.25	47.58
ACAR - 700 MCM	18 19	2.45	4	42.84	46.76
ACAR - 750 MCM	18 19	2.53	4	42.52	46.11
ACAR - 800 MCM	18 19	2.61	4	42.22	45.50
ACAR - 850 MCM	18 19	2.70	4	42.00	45.02
ACAR - 900 MCM	18 19	2.77	4	41.82	44.62
ACAR - 950 MCM	18 19	2.85	4	41.67	44.29
ACAR - 1000 MCM	18 19	2.92	4	41.52	43.95

Asimismo, se elaboran las Curvas Temperatura vs Corriente. En la Figura N° 4.6 se muestra la curva correspondiente al conductor ACAR 700MCM.



**Figura N° 4.6 Curva Temperatura vs Corriente – Conductor ACAR 700MCM**

Analizando los resultados obtenidos en las Tablas N° 4.9 y 4.11 se observa que, hasta el momento, todos los conductores ACAR en el rango 600MCM – 1,000MCM pueden ser seleccionados.

#### 4.4.1.2 Pérdidas por Efecto Joule

Las pérdidas de energía que se producen en forma de calor, debido al paso de la corriente eléctrica por un conductor (Efecto Joule), resultan bastante significativas en líneas de transmisión, ya que disminuyen su capacidad y generan altos costos.

Para el cálculo de Pérdidas por Efecto Joule se ha de considerar los niveles de pérdidas de la línea de transmisión, los cuales están dados en la sección 4.1.1.

- L.T. 500kV Chilca – Marcona Nueva (357.2km): 3%

- L.T. 500kV Marcona Nueva – Montalvo 2 (526.9km): 4%

La potencia nominal es 700MVA, considerando un factor de potencia de 0.98, y la temperatura de operación del conductor se considera 75°C.

Asimismo, se debe tener en cuenta que la longitud de la línea no es igual a la longitud del trazo de la línea, ya que esta última no considera la flecha del conductor en cada vano. Por lo tanto, para efectos de diseño se considerará un incremento del 2% en la longitud de la línea de transmisión.

Considerando las ecuaciones (2.4) y (2.27) se realiza el cálculo de pérdidas para los conductores pre-seleccionados (No se considera el Efecto Skin debido al uso de cables trenzados).

#### **Pérdidas por Efecto Joule en L.T. 500kV Chilca – Marcona Nueva**

Las pérdidas no deben superar el 3% de la potencia nominal. Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla N° 4.13.

**Tabla N° 4.13 Pérdidas en el tramo Chilca – Marcona Nueva**

Conductor	Cableado	Resistencia a 20°C	Longitud L.T. (+2% flecha)	Resistencia a 75°C	Cond./ fase	Potencia Nominal [MVA]	Pérdidas [%]	Pérdidas admisibles [%]
		[Ω/km]	[km]	[Ω/km]				
ACAR - 600 MCMb	18-19	0.1020	364.34	0.1239	4	700	3.2%	3%
ACAR - 650 MCMa	18-19	0.0941	364.34	0.1143	4	700	3.0%	3%
ACAR - 700 MCMa	18-19	0.0874	364.34	0.1061	4	700	2.8%	3%
ACAR - 750 MCMa	18-19	0.0816	364.34	0.0991	4	700	2.6%	3%
ACAR - 800 MCMa	18-19	0.0765	364.34	0.0929	4	700	2.4%	3%
ACAR - 850 MCMa	18-19	0.0720	364.34	0.0874	4	700	2.3%	3%
ACAR - 900 MCMa	18-19	0.0680	364.34	0.0826	4	700	2.1%	3%
ACAR - 950 MCMa	18-19	0.0644	364.34	0.0782	4	700	2.0%	3%
ACAR - 1000 MCMa	18-19	0.0612	364.34	0.0743	4	700	1.9%	3%

**Pérdidas por Efecto Joule en L.T. 500kV Marcona Nueva – Montalvo 2**

Las pérdidas no deben superar el 4% de la potencia nominal. Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla N° 4.14.

**Tabla N° 4.14 Pérdidas en el tramo Marcona Nueva – Montalvo 2**

Conductor	Cableado	Resistencia a 20°C	Longitud L.T. (+2% flecha)	Resistencia a 75°C	Cond./ fase	Potencia Nominal [MVA]	Pérdidas [%]	Pérdidas admisibles [%]
		[Ω/km]	[km]	[Ω/km]				
ACAR - 600 MCMb	18-19	0.1020	537.44	0.1239	4	700	4.8%	4%
ACAR - 650 MCMa	18-19	0.0941	537.44	0.1143	4	700	4.4%	4%
ACAR - 700 MCMa	18-19	0.0874	537.44	0.1061	4	700	4.1%	4%
ACAR - 750 MCMa	18-19	0.0816	537.44	0.0991	4	700	3.8%	4%
ACAR - 800 MCMa	18-19	0.0765	537.44	0.0929	4	700	3.6%	4%
ACAR - 850 MCMa	18-19	0.0720	537.44	0.0874	4	700	3.4%	4%
ACAR - 900 MCMa	18-19	0.0680	537.44	0.0826	4	700	3.2%	4%
ACAR - 950 MCMa	18-19	0.0644	537.44	0.0782	4	700	3.0%	4%
ACAR - 1000 MCMa	18-19	0.0612	537.44	0.0743	4	700	2.9%	4%

A partir de las Tablas N° 4.13 y 4.14 se tiene una primera aproximación con respecto a los posibles conductores seleccionados. Cabe precisar que dichos



cálculos se realizaron considerando un solo tipo de conductor para toda la línea de transmisión; sin embargo, dependiendo de las secciones mínimas por Efecto Corona, se podrá emplear más de un conductor a lo largo de la línea (según la altitud), disminuyendo la longitud de cada uno y, por lo tanto, reduciendo las pérdidas que generan.

#### 4.4.1.3 Secciones mínimas por Efecto Corona

Tal como se mencionó en la sección 2.1.6, el empleo de líneas de transmisión de EAT está condicionado por la aparición del Efecto Corona en la superficie de los conductores.

El Efecto Corona se presenta cuando el valor del gradiente superficial en los conductores supera el valor del gradiente crítico. Por lo tanto, se evaluarán los conductores pre-seleccionados y se verificará cuáles son las secciones mínimas que garanticen que no se presente el Efecto Corona.

$$Si E_{max} > E_C \rightarrow \text{Efecto Corona}$$

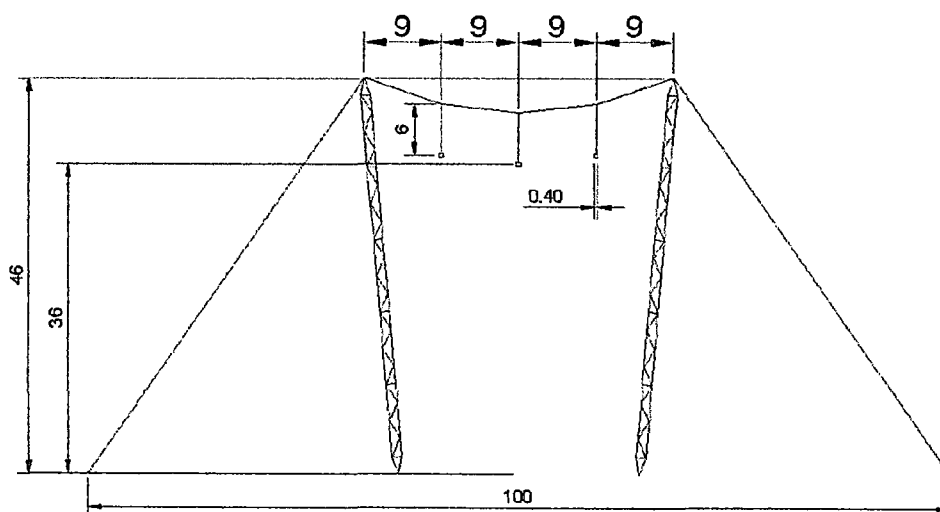
El gradiente crítico está dado por la ecuación (2.33), a partir de la cual se calcula su valor a distintas altitudes, para cada uno de los conductores pre-seleccionados. Los resultados obtenidos, considerando las características que se muestran en las Tablas N° 4.4 y 4.5 y un coeficiente de estado superficial  $m = 0.82$  (conductor en operación normal), se muestran en la Tabla N° 4.15.

**Tabla N° 4.15 Gradiente crítico ( $kV_{rms}/cm$ ) por altura y calibre de conductor**

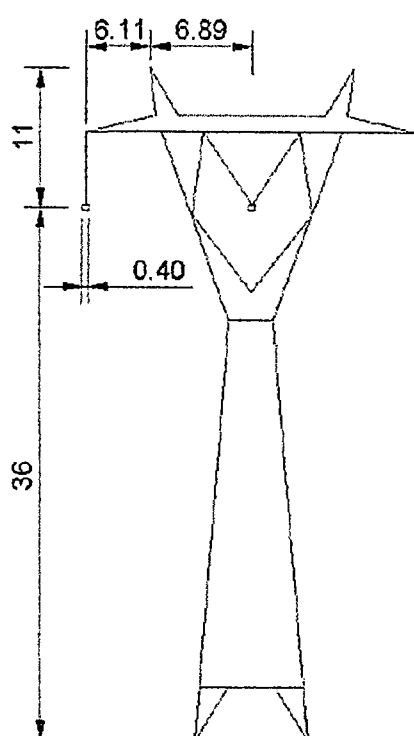
**ACAR**

Conductor	Cableado	Altitud [m.s.n.m.]				
		0	500	1,000	1,500	2,000
ACAR - 600 MCMb	18/19	22.53	21.31	20.16	19.13	18.10
ACAR - 650 MCMa	18/19	22.44	21.21	20.06	19.04	18.01
ACAR - 700 MCMa	18/19	22.35	21.13	19.98	18.96	17.93
ACAR - 750 MCMa	18/19	22.27	21.05	19.90	18.88	17.86
ACAR - 800 MCMa	18/19	22.19	20.98	19.83	18.81	17.79
ACAR - 850 MCMa	18/19	22.12	20.91	19.77	18.75	17.73
ACAR - 900 MCMa	18/19	22.06	20.85	19.71	18.69	17.68
ACAR - 950 MCMa	18/19	22.00	20.79	19.65	18.64	17.62
ACAR - 1000 MCMa	18/19	21.94	20.74	19.60	18.59	17.57

Por otro lado, el gradiente superficial se calcula aplicando el Método de Markt y Mengele, que viene dado por las ecuaciones (2.29) a (2.32). Para ello se ha de considerar el cálculo para las torres auto-soportadas y tipo “V” en la Condición N° 01 (hasta 1,000 m.s.n.m.) y para las torres tipo “Cross Rope” en la Condición N° 02 (por encima de 1,000 m.s.n.m.). La geometría de las estructuras promedio, obtenidas a partir de los planos, se puede apreciar en las Figuras N° 4.7 y 4.8.



**Figura N° 4.7 Geometría de torre tipo “Cross Rope”**



**Figura N° 4.8 Geometría de torres auto-soportadas (aplica para torre tipo “V”)**

El cálculo del gradiente superficial se realizará considerando una línea de transmisión de 500kV de simple terna con disposición horizontal, cuatro

conductores por fase y dos cables de guarda: un cable tipo Alumoweld 7N°8AWG (9.78mm de diámetro) y un cable tipo OPGW (14.4mm de diámetro).

Para hacer el cálculo de la altura promedio de conductores y cables de guarda sobre el nivel del suelo se realiza un cálculo mecánico de flechas (Anexo N° 01), tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

- Vano de regulación: 500m
- Temperatura del conductor: 50°C
- Tensado: 18%EDS

La flecha obtenida para ambas condiciones (N° 01 y N°02) es 27.33m, por lo tanto las alturas promedio de los conductores y cables de guarda, dadas por la ecuación (2.14a) serán:

- Para torre tipo “Cross Rope”
  - Conductor – Nivel del suelo: 16.87m
  - Cable de guarda – Nivel del suelo: 26.87m
- Para torre tipo auto-soportada (y tipo “V”)
  - Conductor – Nivel del suelo: 16.87m
  - Cable de guarda – Nivel del suelo: 27.87m

Para simplificar los cálculos se empleará el sistema de coordenadas establecido en la Figura N° 4.9.

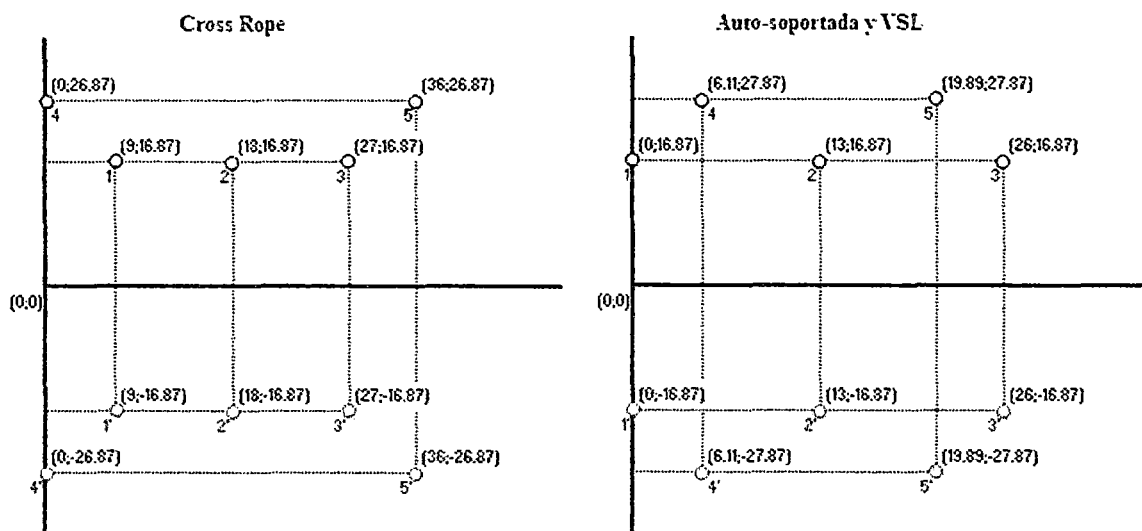


Figura N° 4.9 Sistema de coordenadas para cálculo de gradiente superficial

Asimismo, para obtener los valores del vector columna  $[V]$  de la ecuación (2.29) se debe tomar en cuenta el desfase de  $120^\circ$  entre las tensiones; la combinación que origina los valores máximos de la matriz de carga  $[\lambda]$  (y por lo tanto los valores máximos del gradiente superficial  $E_m$ ) consiste en el valor de  $V$  en una fase y  $-V/2$  en las otras dos. Los resultados obtenidos del gradiente superficial máximo se muestran en la Tabla N° 4.16.

**Tabla N° 4.16 Gradiente superficial de conductores por tipo de estructura**

Conductor	Cableado	Diámetro [cm]	$E_{max}$ [kV <sub>rms</sub> /cm]	
			Cross Rope	Auto-soportada y/o tipo "V"
ACAR - 600 MCMb	18'19	2.26	17.21	15.98
ACAR - 650 MCMa	18'19	2.36	16.64	15.45
ACAR - 700 MCMa	18'19	2.45	16.14	14.98
ACAR - 750 MCMa	18'19	2.53	15.69	14.56
ACAR - 800 MCMa	18'19	2.61	15.28	14.18
ACAR - 850 MCMa	18'19	2.70	14.91	13.83
ACAR - 900 MCMa	18'19	2.77	14.57	13.51
ACAR - 950 MCMa	18'19	2.85	14.25	13.22
ACAR - 1000 MCMa	18'19	2.92	13.96	12.95

Analizando los resultados obtenidos en las Tablas N° 4.15 y 4.16, y tomando en cuenta los valores máximos establecidos para las Condiciones de Diseño N° 01 y 02, se obtiene lo siguiente:

**Tabla N° 4.17 Comparación de Gradiente Superficial y Crítico en los conductores**

Conductor	Cableado	Diámetro [cm]	Condición N° 01: hasta 1,000 m.s.n.m.				Condición N° 02: por encima de 1,000 m.s.n.m.			
			$E_{max}$ [kV <sub>rms</sub> /cm]	$E_c$ [kV <sub>rms</sub> /cm]	$E_{condición}$ [kV <sub>rms</sub> /cm]	¿Cumple?	$E_{max}$ [kV <sub>rms</sub> /cm]	$E_c$ [kV <sub>rms</sub> /cm]	$E_{condición}$ [kV <sub>rms</sub> /cm]	¿Cumple?
ACAR - 600 MCMb	18'19	2.26	15.98	20.16	15.00	No	17.21	18.10	15.50	Si
ACAR - 650 MCMa	18'19	2.36	15.45	20.06	15.00	No	16.64	18.01	15.50	Si
ACAR - 700 MCMa	18'19	2.45	14.98	19.98	15.00	Si	16.14	17.95	15.50	Si
ACAR - 750 MCMa	18'19	2.53	14.56	19.90	15.00	Si	15.69	17.86	15.50	Si
ACAR - 800 MCMa	18'19	2.61	14.18	19.83	15.00	Si	15.28	17.79	15.50	Si
ACAR - 850 MCMa	18'19	2.70	13.83	19.77	15.00	Si	14.91	17.75	15.50	Si
ACAR - 900 MCMa	18'19	2.77	13.51	19.71	15.00	Si	14.57	17.68	15.50	Si
ACAR - 950 MCMa	18'19	2.85	13.22	19.65	15.00	Si	14.25	17.62	15.50	Si
ACAR - 1000 MCMa	18'19	2.92	12.95	19.60	15.00	Si	13.96	17.57	15.50	Si

Se puede apreciar que para la Condición N° 01 (hasta 1,000 m.s.n.m.) se podrían emplear conductores ACAR con calibre a partir de 700MCM (aunque

el margen es mínimo). Para la Condición N° 02 (por encima de 1,000 m.s.n.m.) se podrían emplear conductores con calibre a partir de 600MCM.

#### 4.4.1.4 Conductores seleccionados

Una vez realizado el cálculo de conductores por Ampacidad, Efecto Joule y Efecto Corona se tienen las siguientes premisas para la selección de conductores:

- Todos los conductores pre-seleccionados cumplen con los requerimientos de capacidad de corriente y temperatura para las condiciones de operación de la línea (Ampacidad).
- Las pérdidas por Efecto Joule han sido calculadas para la longitud total de los tramos Chilca – Marcona Nueva y Marcona Nueva – Montalvo 2. Los resultados han sido los siguientes:
  - Tramo Chilca – Marcona Nueva: Para garantizar pérdidas menores al 3% es recomendable emplear conductores ACAR con calibres a partir de 700MCM. Para mantener cierto margen se seleccionará el conductor ACAR 750MCM.
  - Tramo Marcona Nueva – Montalvo 2: Para garantizar pérdidas menores al 4% es recomendable emplear conductores ACAR con calibres a partir de 750MCM. Sin embargo, debido a que en este tramo se presentan dos niveles de altitud, se evaluará emplear el conductor ACAR 750MCM hasta 1,000 m.s.n.m. y el ACAR 700MCM por encima de 1,000 m.s.n.m.

- El cálculo de secciones mínimas por Efecto Corona permite determinar que para evitar la aparición de dicho fenómeno en la línea de transmisión se deben seleccionar conductores ACAR con calibres a partir de 700MCM. Para mantener cierto margen se seleccionará el conductor ACAR 750MCM (hasta 1,000m.s.n.m.).

Se realiza nuevamente el cálculo de pérdidas por Efecto Joule, para la siguiente condición:

- Conductor hasta 1,000 m.s.n.m.: ACAR 750MCM
- Conductor por encima de 1,000 m.s.n.m.: ACAR 700MCM

**Tabla N° 4.18 Pérdidas por Efecto Joule por tramos**

Tramo [m.s.n.m.]	Conductor	Longitud del trazo	Resistencia a 75°C	Potencia Nominal	Pérdidas	Pérdidas	Pérdidas admisibles
		[km]	[Ω/km]	[MVA]	[MW]	[%]	[%]
<b>L.T. 500kV Chilca - Marcona Nueva</b>							
0 - 1,000	ACAR - 750 MCMa	357.2	0.0991	700	17.69	2.6%	
<b>Total</b>						2.6%	3%
<b>L.T. 500kV Marcona Nueva - Montalvo 2</b>							
0 - 1,000	ACAR - 750 MCMa	313.3	0.0991	700	15.52	2.3%	
1,000 - 2,000	ACAR - 700 MCMa	213.6	0.1061	700	11.33	1.7%	
<b>Total</b>						3.9%	4%

Por lo tanto, los conductores seleccionados serán:

- L.T. 500kV Chilca – Marcona Nueva
- 357.2km de conductor ACAR 4x750MCM



- L.T. 500kV Marcona Nueva – Montalvo 2
  - **313.3km de conductor ACAR 4x750MCM**
  - **213.6km de conductor ACAR 4x700MCM**

#### 4.4.1.5 Selección de los Cables de Guarda

Para la selección de los cables de guarda tipo OPGW y Alumoweld se realiza una evaluación del comportamiento de estos ante las fallas que puedan suceder en el sistema. La situación más crítica se da ante una falla bifásica a tierra.

A partir del Estudio de Cortocircuito del Sistema y comparando la capacidad de cortocircuito admisible de los cables con la capacidad requerida por el sistema, los cables de guarda seleccionados serán:

- Cable de Guarda Tipo Alumoweld
  - **884.1km de cable EHS 3/8" (7N°8AWG)**
- Cable de Guarda Tipo OPGW
  - **90km de cable OPGW de 70kA<sup>2</sup>s (Tipo 1)**
  - **794.1km de cable OPGW de 25kA<sup>2</sup>s (Tipo 2)**

Cabe precisar que, debido a que las corrientes de cortocircuito en las subestaciones son mayores que en la línea de transmisión, la capacidad del cable OPGW a partir de 15km de las subestaciones (Tipo 1, 70kA<sup>2</sup>s) es superior a la capacidad del cable OPGW del resto de la línea (Tipo 2, 25kA<sup>2</sup>s).

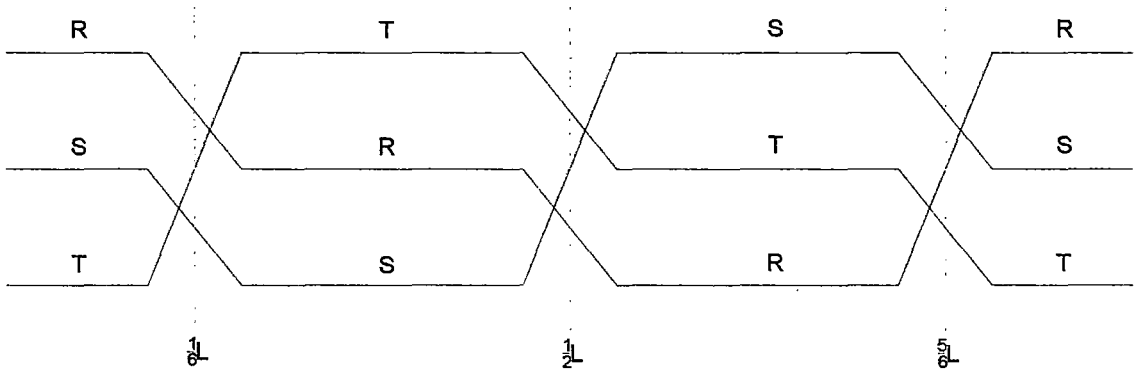
#### **4.4.2 Cálculo de los Parámetros Eléctricos**

Los parámetros eléctricos de una línea de transmisión, son la resistencia, reactancia, perditancia y susceptancia, tal como se muestra en la sección 2.1.3. Para el presente proyecto se calcularán la resistencia, la reactancia (asociada a la inductancia) y la susceptancia (asociada a la capacitancia). No se realizará el cálculo de la perditancia debido a la dificultad de estimar los datos de corrientes de fuga y la variabilidad de las condiciones atmosféricas; además, para el cálculo de conductores se seleccionaron aquellos que minimizan dichos efectos, ocasionando que la perditancia sea un componente despreciable de la admitancia en paralelo de la línea de transmisión.

##### **4.4.2.1 Transposición**

Como se mencionó en la sección 2.1.3.1 la transposición se emplea para realizar un balance de fases a lo largo de la longitud de la línea, con la finalidad de que la inductancia y la capacitancia sean simétricas e iguales para cada fase.

Cada tramo de la Línea de Transmisión 500kV Chilca – Montalvo tendrá tres ciclos de transposición (en total nueve ciclos), con el objetivo de tener balanceadas las tres fases. La disposición de las fases y ubicación de los puntos de transposición se pueden apreciar, de manera general, en la Figura N° 4.10.



**Figura N° 4.10 Transposición en cada tramo de la línea de transmisión**

#### 4.4.2.2 Parámetros Principales

##### a. Resistencia Óhmica

La resistencia de la línea de transmisión se obtiene a partir de la resistencia de los conductores a 20°C que es un dato de tablas y a partir de ello, aplicando las ecuaciones (2.4) y (2.5), se obtiene la resistencia del conductor a una temperatura de operación de 50°C y considerando el Efecto Skin. Debido a que la línea de transmisión consta de más de un tipo de conductor, la resistencia equivalente se calcula como la suma ponderada de las resistencias (en  $\Omega/\text{km}$ ) por sus longitudes (en km), según la siguiente ecuación:

$$r_L = \frac{1}{n} \times \frac{L_{750MCM} \times r_{750MCM} + L_{700MCM} \times r_{700MCM} \dots}{L_{total}} \dots (4.1)$$

El detalle de cálculo se muestra en la Tabla N° 4.19.

**Tabla N° 4.19 Resistencia equivalente de la línea**

Tramo	Resistencia a 20°C [ $\Omega/\text{km}$ ]		Longitud [km]		$R_L$ [ $\Omega/\text{km}$ ]
	ACAR - 700 MCM	ACAR - 750 MCM	ACAR - 700 MCM	ACAR - 750 MCM	
Chilca - Marcena	0.0874	0.0816		357.2	0.0231
Marcena - Montalvo	0.0874	0.0816	215.6	315.3	0.0238

b. Reactancia Inductiva

La reactancia inductiva se calcula tomando en cuenta la transposición en la línea de transmisión, disposición horizontal de conductores con separación de 13m entre fases y cuatro conductores por fase separados 40cm entre sí. A partir de las ecuaciones (2.7) y (2.8) se obtienen la reactancia de cada tipo de conductor, según la Tabla N° 4.20.

**Tabla N° 4.20 Reactancia por tipo de conductor**

Conductor	Radio del Conductor	RMG	DMG	Reactancia
	[m]	[m]	[m]	[ $\Omega/\text{km}$ ]
ACAR - 750 MCMa	0.0127	0.1840	16.3790	0.3432
ACAR - 700 MCMa	0.0122	0.1824	16.3790	0.3438

La reactancia equivalente de la línea de transmisión se obtiene como la suma ponderada de reactancias por sus longitudes, lo cual se puede apreciar en la Tabla N° 4.21.

**Tabla N° 4.21 Reactancia equivalente de la línea**

Tramo	Reactancia [ $\Omega$ /km]		Longitud [km]		$X_L$ [ $\Omega$ /km]
	ACAR - 700 MCM	ACAR - 750 MCM	ACAR - 700 MCM	ACAR - 750 MCM	
Chilca - Marcona	0.3438	0.3432		357.2	0.3432
Marcona - Montalvo	0.3438	0.3432	213.6	313.3	0.3434

c. Susceptancia

La susceptancia se calcula tomando en cuenta la transposición en la línea de transmisión, disposición horizontal de conductores con separación de 13m entre fases, cuatro conductores por fase separados 40cm entre sí y se considera el Efecto Tierra. A partir de las ecuaciones (2.11), (2.12) y (2.14) se obtienen la susceptancia de cada tipo de conductor, según la Tabla N° 4.22.

**Tabla N° 4.22 Susceptancia por tipo de conductor**

Conductor	Radio del Conductor	RMG	DMG	HMG	$F_{ET}$	Susceptancia
	[m]	[m]	[m]	[m]	-	[nS/km]
ACAR - 750 MCMa	0.0127	0.1840	16.3790	16.8690	0.8996	4,782.0715
ACAR - 700 MCMa	0.0122	0.1824	16.3790	16.8690	0.8996	4,772.7723

La susceptancia equivalente de la línea de transmisión se obtiene como la suma ponderada de susceptancias por sus longitudes, lo cual se puede apreciar en la Tabla N° 4.23.

**Tabla N° 4.23 Susceptancia equivalente de la línea**

Tramo	Susceptancia [nS/km]		Longitud [km]		b <sub>L</sub>
	ACAR - 700 MCM	ACAR - 750 MCM	ACAR - 700 MCM	ACAR - 750 MCM	[nS/km]
Chilca - Marcona	4,772.7723	4,782.0715		357.2	4,782.0715
Marcona - Montalvo	4,772.7723	4,782.0715	213.6	313.3	4,778.3019

#### 4.4.2.3 Parámetros Secundarios

A partir de los parámetros principales calculan la Impedancia “z” y la Admitancia “y” de la línea de transmisión, mediante la ecuación (2.15).

Para el tramo Chilca – Marcona Nueva:

$$z = 0.0231 + j0.3432 \Omega/km$$

$$y = j4782.0715 \text{ nS}/km$$

Para el tramo Marcona Nueva – Montalvo 2:

$$z = 0.0238 + j0.3434 \Omega/km$$

$$y = j4778.3019 \text{ nS}/km$$

A partir de estos parámetros se calculan el Ángulo Característico “γ”, la Impedancia Característica “Z<sub>C</sub>” y la Potencia Natural “P<sub>N</sub>”, según las ecuaciones (2.17), (2.18) y (2.19). Para el tramo Chilca – Marcona:

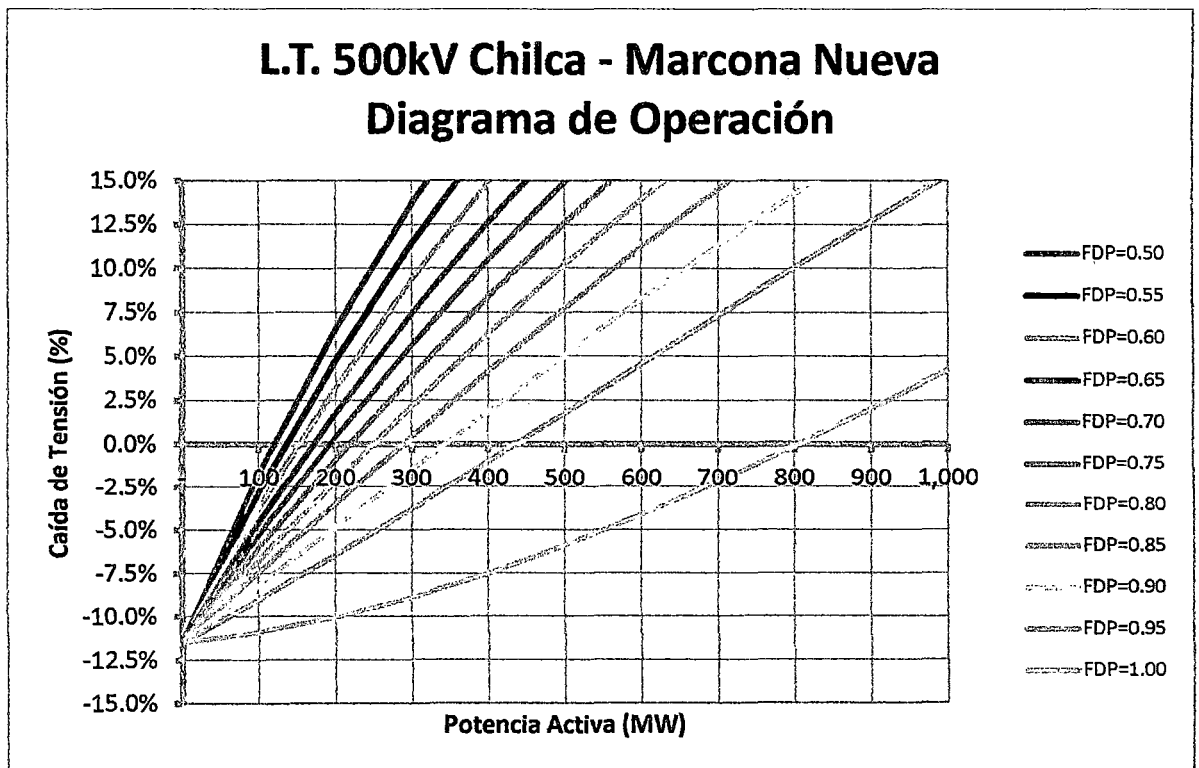
$$\gamma = (44.2791 + j1281.7961) \times 10^{-9} \text{ km}^{-1}$$

$$Z_C = 268.2535 - j9.2667 \Omega$$

$$P_N = 931.40 \text{ MW}$$

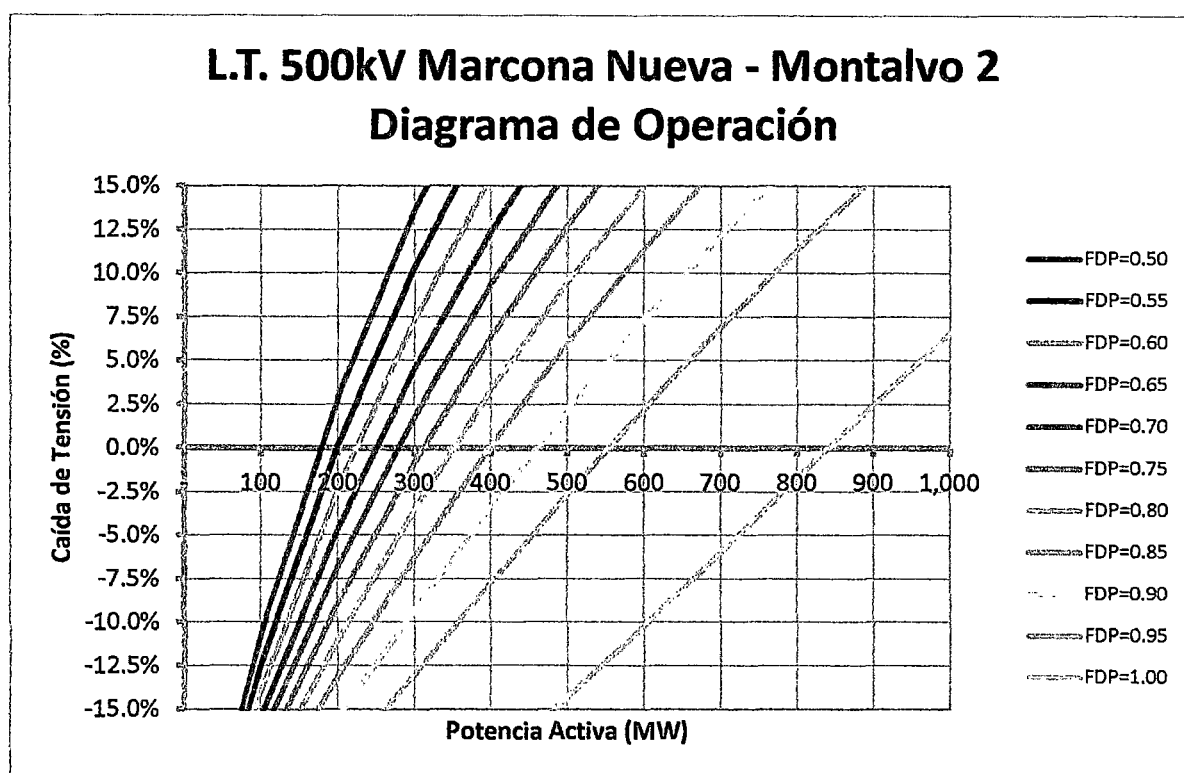
#### 4.4.2.4 Diagramas de Operación de Línea

A partir de los parámetros eléctricos de las líneas y, aplicando la ecuación (2.23) se calculan la relación entre los voltajes y corrientes de los extremos receptor y emisor de ellas. Utilizado estos resultados se pueden elaborar diagramas de operación de línea, que muestren su comportamiento bajo diferentes condiciones de carga para un nivel de 500kV en el extremo receptor. Los diagramas de operación que se muestran en las Figuras N° 4.11, 4.12, 4.13 y 4.14 representan la caída de tensión (en %) y las pérdidas de potencia (en %) de las líneas de transmisión Chilca – Marcona Nueva y Marcona Nueva – Montalvo 2.



**Figura N° 4.11 Diagrama de Operación de la L.T. 500kV Chilca – Marcona**

**Nueva**



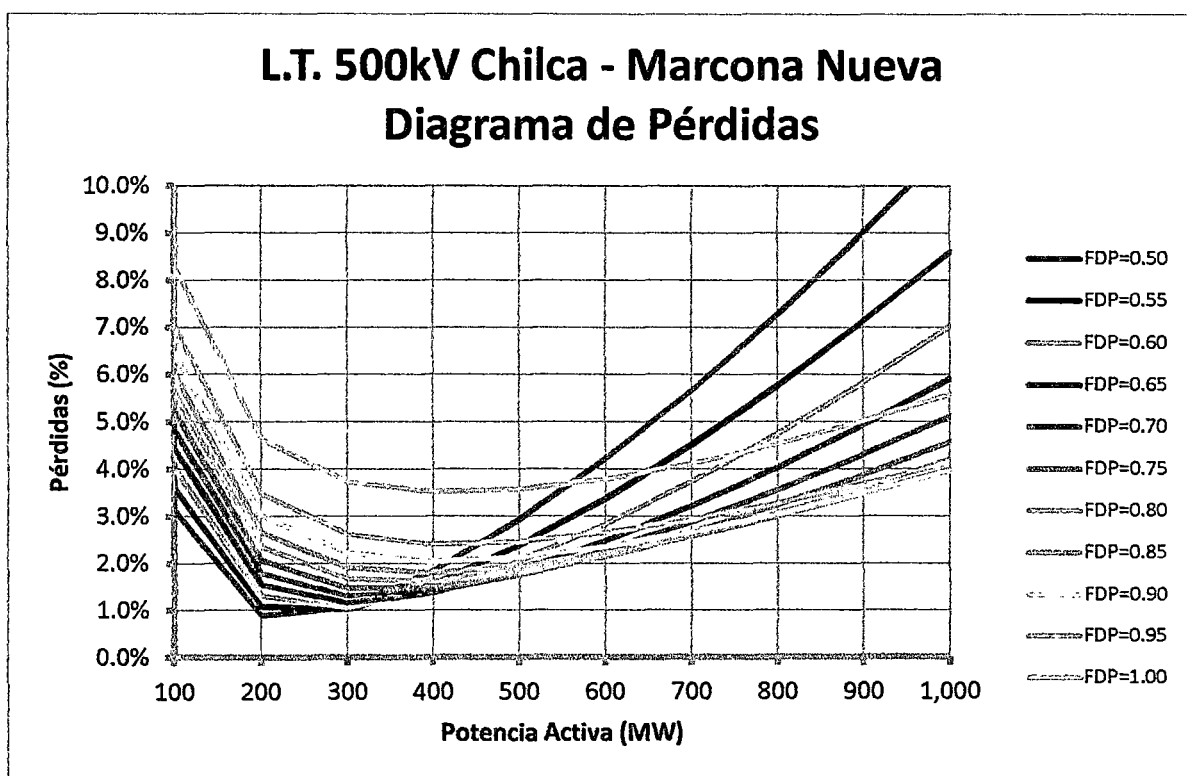
**Figura N° 4.12 Diagrama de Operación de la L.T. 500kV Marcona Nueva –  
Montalvo 2**

En las Figuras N° 4.11 y 4.12 observa lo siguiente:

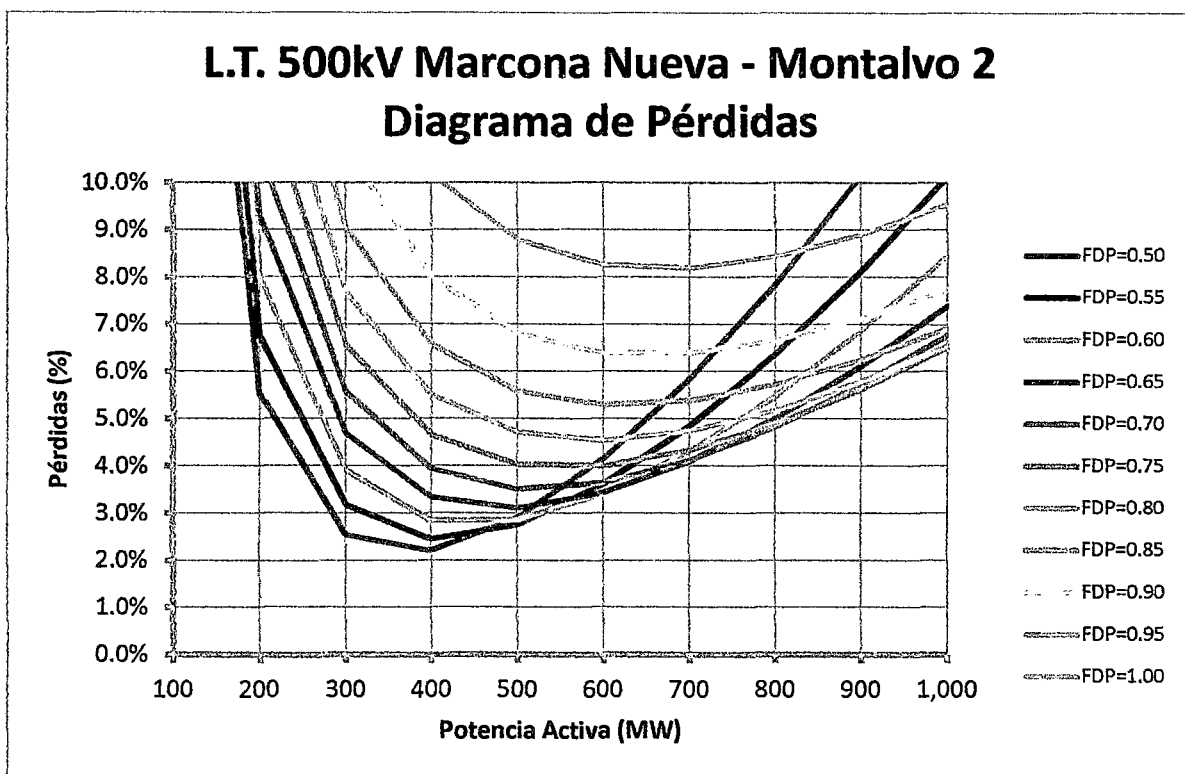
- A una misma Potencia Activa, cuando el Factor de Potencia disminuye la Caída de Tensión se incrementa; esto se debe a que un bajo Factor de Potencia implica una Potencia Reactiva más elevada, lo que genera mayor Caída de Tensión.
- A un mismo Factor de Potencia, cuando la Potencia Activa aumenta la Caída de Tensión se incrementa: esto es debido a que la Potencia Reactiva también se eleva.
- A bajas potencias la Caída de Tensión es negativa (Elevación de Tensión) debido a que la Potencia Reactiva es despreciable en



comparación con la Potencia Capacitiva que inyecta la línea de transmisión, produciéndose el Efecto Ferranti.



**Figura N° 4.13 Diagrama de Pérdidas de la L.T. 500kV Chilca – Marcona Nueva**



**Figura N° 4.14 Diagrama de Pérdidas de la L.T. 500kV Marcona Nueva –  
Montalvo 2**

En los Figuras N° 4.13 y 4.14 observa lo siguiente:

- A bajas potencias, cuando el Factor de Potencia disminuye las Pérdidas también disminuyen; esto se debe a que un bajo Factor de Potencia implica una Potencia Reactiva más elevada, que contrarresta la Potencia Capacitiva y produce una Corriente Neta más baja, produciendo menores Pérdidas.
- A altas potencias se observan dos situaciones:
  - Cuando la Potencia Reactiva es mayor a la Potencia Capacitiva, si el Factor de Potencia se incrementa, la Potencia Reactiva

disminuye y la Corriente Neta también disminuye, produciendo menores Pérdidas.

- Cuando la Potencia Reactiva es menor a la Potencia Capacitiva, si el Factor de Potencia se incrementa, la Potencia Reactiva se vuelve más pequeña, pero la Potencia Capacitiva ocasiona que la Corriente Neta se incremente, produciendo mayores Pérdidas.

### **4.4.3 Coordinación del Aislamiento**

#### **4.4.3.1 Selección de Cadenas de Aisladores**

La selección del número de aisladores por cadena se realiza según el procedimiento indicado en el punto 2.1.7.4, el cual toma en cuenta los siguientes criterios de diseño:

- Distancia de fuga y grado de contaminación
- Sobretensión a frecuencia industrial
- Sobretensión de tipo maniobra
- Sobretensión de impulso tipo rayo

#### **a. Número de aisladores por distancia de fuga y grado de contaminación**

A partir de la Tabla N° 2.3 y de las ecuaciones (2.36) y (2.37) se realiza el cálculo del número de aisladores para los distintos grados de contaminación.

**Tabla N° 4.24 Número de aisladores para el Grado de Contaminación II  
(20mm/kV)**

Selección de aisladores según grado de contaminación IEC 60815						
$V_{max}$	$D_{f0}$	$D_{fuga}$	Fuga del aislador	N° aisladores	Tipo	Capacidad de ruptura
[kV]	[mm/kV]	[mm]	[mm]			[kN]
550	20	11,000.00	320	35	Standard	120
550	20	11,000.00	380	29	Standard	160
550	20	11,000.00	380	29	Standard	210
550	20	11,000.00	380	29	Standard	240
550	20	11,000.00	445	25	Anti-fog	120 (tipo 1)
550	20	11,000.00	545	21	Anti-fog	120 (tipo 2)
550	20	11,000.00	545	21	Anti-fog	160
550	20	11,000.00	550	20	Anti-fog	210

**Tabla N° 4.25 Número de aisladores para el Grado de Contaminación III  
(25mm/kV)**

Selección de aisladores según grado de contaminación IEC 60815						
$V_{max}$	$D_{f0}$	$D_{fuga}$	Fuga del aislador	N° aisladores	Tipo	Capacidad de ruptura
[kV]	[mm/kV]	[mm]	[mm]			[kN]
550	25	13,750.00	320	43	Standard	120
550	25	13,750.00	380	37	Standard	160
550	25	13,750.00	380	37	Standard	210
550	25	13,750.00	380	37	Standard	240
550	25	13,750.00	445	31	Anti-fog	120 (tipo 1)
550	25	13,750.00	545	26	Anti-fog	120 (tipo 2)
550	25	13,750.00	545	26	Anti-fog	160
550	25	13,750.00	550	25	Anti-fog	210

**Tabla N° 4.26 Número de aisladores para el Grado de Contaminación IV**

**(31mm/kV)**

Selección de aisladores según grado de contaminación IEC 60815						
$V_{max}$	$D_{30}$	$D_{fuga}$	Fuga del aislador	N° aisladores	Tipo	Capacidad de ruptura
[kV]	[mm/kV]	[mm]	[mm]			[kN]
550	31	17,050.00	320	54	Standard	120
550	31	17,050.00	380	45	Standard	160
550	31	17,050.00	380	45	Standard	210
550	31	17,050.00	380	45	Standard	240
550	31	17,050.00	445	39	Anti-fog	120 (tipo 1)
550	31	17,050.00	545	32	Anti-fog	120 (tipo 2)
550	31	17,050.00	545	32	Anti-fog	160
550	31	17,050.00	550	31	Anti-fog	210

b. Número de aisladores por sobretensión a frecuencia industrial

A partir de las ecuaciones (2.38), (2.39) y (2.40) se obtiene el valor de la Tensión Crítica de Flameo Corregida a Frecuencia Industrial ( $CFOC_{FI}$ ), cuyos resultados se muestran, para las diferentes altitudes, en la Tabla N° 4.27.

**Tabla N° 4.27 Tensión Crítica de Flameo Corregida a Frecuencia Industrial**

**( $CFOC_{FI}$ )**

Altitud	$U_{Lmax}$	$CFOC_{FI}$
[m.s.n.m.]	[kV]	[kVp]
0	550.00	629.81
500	550.00	666.12
1,000	550.00	704.49
1,500	550.00	747.59
2,000	550.00	790.60

A partir de las Tablas N° 4.7 y 4.8, y considerando la no linealidad de la distribución de la tensión en una cadena de aisladores, se obtiene el mínimo

número de aisladores, por tipo y altitud, debido a sobretensiones a frecuencia industrial.

**Tabla N° 4.28 Número de aisladores por cadena debido a sobretensiones a frecuencia industrial**

Altitud [m.s.n.m.]	CFOC <sub>FI</sub> [kVp]	Aisladores Standard		Aisladores Anti-fog	
		120kN	160/210/240kN	120(I)kN	120(II)/160/210kN
0	629.81	15	13	12	11
500	666.12	16	14	13	11
1,000	704.49	17	15	13	12
1,500	747.59	18	16	14	13
2,000	790.60	19	17	15	14

c. Número de aisladores por sobretensión de tipo maniobra

A partir de las ecuaciones (2.41), (2.42) y (2.43) se obtiene el valor de la Tensión Crítica de Flameo Corregida a Sobretensión de Tipo Maniobra (CFOC<sub>SM</sub>), cuyos resultados se muestran, para las diferentes altitudes, en la Tabla N° 4.29.

**Tabla N° 4.29 Tensión Crítica de Flameo Corregida a Sobretensión de Tipo Maniobra (CFOC<sub>SM</sub>)**

Altitud [m.s.n.m.]	U <sub>SM</sub> [kV]	CFOC <sub>SM</sub> [kVp]
0	1,150.00	1,316.87
500	1,150.00	1,392.79
1,000	1,150.00	1,473.03
1,500	1,150.00	1,563.15
2,000	1,150.00	1,653.08

A partir de las Tablas N° 4.7 y 4.8, y considerando la no linealidad de la distribución de la tensión en una cadena de aisladores, se obtiene el mínimo número de aisladores, por tipo y altitud, debido a sobretensiones de tipo maniobra.

**Tabla N° 4.30 Número de aisladores por cadena debido a sobretensiones de tipo maniobra**

Altitud [m.s.n.m.]	CFOC <sub>SM</sub> [kVp]	Aisladores Standard		Aisladores Anti-fog	
		120kN	160/210/240kN	120(I)kN	120(II)/160/210kN
0	1,316.87	18	16	14	13
500	1,392.79	19	17	15	13
1,000	1,473.03	20	18	16	14
1,500	1,563.15	21	19	17	15
2,000	1,653.08	22	20	18	16

d. Número de aisladores por sobretensión de impulso tipo rayo

A partir de las ecuaciones (2.44), (2.45) y (2.46) se obtiene el valor de la Tensión Crítica de Flameo Corregida a Sobretensión de Impulso Tipo Rayo (CFOC<sub>IR</sub>), cuyos resultados se muestran, para las diferentes altitudes, en la Tabla N° 4.31.

**Tabla N° 4.31 Tensión Crítica de Flameo Corregida a Sobretensión de Impulso**

**Tipo Rayo (CFOC<sub>IR</sub>)**

Altitud [m.s.n.m.]	BIL [kV]	CFOC <sub>IR</sub> [kVp]
0	1,550.00	1,774.91
500	1,550.00	1,877.24
1,000	1,550.00	1,985.38
1,500	1,550.00	2,106.85
2,000	1,550.00	2,228.06

A partir de las Tablas N° 4.7 y 4.8, y considerando la no linealidad de la distribución de la tensión en una cadena de aisladores, se obtiene el mínimo número de aisladores, por tipo y altitud, debido a sobretensiones de impulso tipo rayo.

**Tabla N° 4.32 Número de aisladores por cadena debido a sobretensiones de impulso tipo rayo**

Altitud [m.s.n.m.]	CFOC <sub>IR</sub> [kVp]	Aisladores Standard		Aisladores Anti-fog	
		120kN	160/210/240kN	120(I)kN	120(II)/160/210kN
0	1,774.91	16	17	14	13
500	1,877.24	19	18	15	14
1,000	1,985.38	20	19	16	15
1,500	2,106.85	22	20	17	16
2,000	2,228.06	23	21	18	17

e. Aisladores seleccionados

De los cálculos anteriores se puede apreciar lo siguiente:

- El criterio determinante para la selección del número de aisladores por cadena es la distancia de fuga y el grado de contaminación, debido a



las condiciones ambientales del área de influencia del proyecto (Costa).

- Los resultados obtenidos para el cálculo por sobretensión de tipo maniobra son más conservadores que para sobretensión de impulso de tipo rayo, lo cual reafirma el criterio de que, para el nivel de Extra Alta Tensión, las sobretensiones de maniobra son más peligrosas, debido a que la gran diferencia de potencial que puede ser peligrosa cuando se realizan maniobras en el sistema, especialmente en las subestaciones.

Tomando en cuenta las capacidades mecánicas para las cadenas de aisladores según tipo de torre, los aisladores a seleccionar se muestran en la Tabla N° 4.33. Para disminuir costos, se busca seleccionar el menor número de aisladores por cadena, sin dejar de lado las características ambientales de la zona. Asimismo, por seguridad en las cadenas de aisladores dobles, se está considerando un aislador adicional por cadena.

**Tabla N° 4.33 Aisladores seleccionados para la Línea de Transmisión 500kV**

**Chilca – Marcona – Ocoña – Montalvo**

Zona de Contaminación	Línea de Fuga de Aislador [mm]	Tipo	Número de Aisladores
<b>Estructuras CSL, VSL y ASL</b>		<b>120kN</b>	
Zona II (20mm kV)	445	Anti-fog	25
Zona III (25mm kV)	445	Anti-fog	31
Zona IV (31mm kV)	545	Anti-fog	32
<b>Estructuras ASR</b>		<b>160kN</b>	
Zona II (20mm kV)	380	Standard	29
Zona III (25mm kV)	545	Anti-fog	26
Zona IV (31mm kV)	545	Anti-fog	32
<b>Estructuras AAL, AAR y ARA</b>		<b>2x160kN</b>	
Zona II (20mm kV)	380	Standard	30
Zona III (25mm kV)	545	Anti-fog	27
Zona IV (31mm kV)	545	Anti-fog	33

Para garantizar mayor seguridad durante la operación del sistema, el número de aisladores a emplear a lo largo de toda la línea de transmisión será el correspondiente a la Zona IV.

4.4.3.2 Distancias en el aire por Aislamiento

a. Distancias mínimas fase – tierra

**Distancias mínimas en la estructura a frecuencia industrial**

Las distancias mínimas fase – tierra, necesarias en las estructuras por sobretensiones a frecuencia industrial, se obtienen a partir del texto de referencia “EPRI AC Transmission Line Reference Book – 345kV and Above, Third Edition”, y se muestran en la Tabla N° 4.34.

**Tabla N° 4.34 Distancias eléctricas mínimas fase – tierra en la estructura, a frecuencia industrial**

Altitud [m.s.n.m.]	CFOC <sub>FI</sub> [kVp]	Distancia Fase-Tierra [m]
0	629.81	1.17
500	666.12	1.24
1,000	704.49	1.31
1,500	747.59	1.39
2,000	790.60	1.47

**Distancias mínimas en la estructura por sobretensión de tipo maniobra**

Las distancias mínimas fase – tierra, necesarias en las estructuras por sobretensiones de tipo maniobra, se obtienen a partir del texto de referencia “EPRI AC Transmission Line Reference Book – 345kV and Above, Third Edition”, mediante la siguiente ecuación:

$$CFOC_{SM} = \frac{3,400 \cdot K_{SM}}{1 + \frac{8}{D_{SM}}} \dots (4.2)$$

Donde:

$D_{SM}$  : distancia mínima fase – tierra [m]

$K_{SM}$  : factor de incremento, que puede ser  $K_{SM} = 1.45$  para estructura lateral (fases externas) o  $K_{SM} = 1.25$  para ventana (fase central).

**Tabla N° 4.35 Distancias eléctricas mínimas fase – tierra en la estructura, por sobretensión tipo maniobra**

Altitud [m.s.n.m.]	CFOC <sub>SM</sub> [kVp]	Fase - Estructura Lateral [m]	Fase - Ventana [m]
0	1,316.87	2.92	3.59
500	1,392.79	3.15	3.90
1,000	1,473.03	3.41	4.24
1,500	1,563.15	3.71	4.65
2,000	1,653.08	4.04	5.09

b. Distancias mínimas para mantenimiento de línea viva

Según la recomendación en la Tabla 124-1 de la norma NESC 2007, la distancia mínima fase – tierra para trabajos en línea viva, para un rango de 500 – 550kV es de 3.54m. Considerando la corrección por altitud y manteniendo una holgura por movimientos involuntarios en el mantenimiento, se obtiene un valor de 4.20m para estructura lateral y 4.30m para ventana.

c. Distancias mínimas fase – fase a medio vano

La separación mínima entre conductores en el centro del vano, para evitar descargas eléctricas entre fases, se determina mediante la siguiente ecuación:

$$D_{FF} = K_S \sqrt{f + L_C} + \frac{U_{m\acute{a}x}}{150} \dots (4.3)$$

Donde:

$D_{FF}$  : separación mínima entre conductores a medio vano [m].

$K_s$  : coeficiente dependiente de la oscilación de los conductores. Se obtiene a partir de la Tabla N° 4.36.

$f$  : flecha del conductor a la temperatura máxima [m].

$L_C$  : longitud de la cadena de aisladores.  $L_C = 6m$ .

$U_{m\acute{a}x}$  : tensión operativa máxima del sistema [kV].

**Tabla N° 4.36 Valores de  $K_s$  en función al ángulo de oscilación**

Angulo de oscilación	Valores de $K_s$	
	Líneas de tensión nominal superior a 30 kV	Líneas de tensión nominal igual o inferior a 30 kV
Superior a 65°	0,7	0,65
Comprendido entre 40° y 65°	0,65	0,6
Inferior a 40°	0,6	0,55

Fuente: Líneas de Transporte de Energía, 3era Edición – Luis María Checa

El ángulo de oscilación de la cadena de aisladores está comprendido entre 40° y 65°, por lo cual se selecciona el valor de  $K_s = 0.65$ . Asimismo, a partir del Anexo N° 01 se tiene que la temperatura máxima (Hipótesis N° 01) es de 55°C y el vano de regulación es de 510m. Por lo tanto, las distancias mínimas necesarias para las distintas flechas, según el vano correspondiente, se muestran en la Tabla N° 4.37.

Para obtener las distintas flechas para los diferentes vanos se emplea la siguiente ecuación:

$$f = f_r \left( \frac{a}{a_r} \right)^2 \dots (4.4)$$

Donde:

$f$  : flecha correspondiente al vano "a" [m].

$f_r$  : flecha correspondiente al vano "a<sub>r</sub>" [m].  $f_r = 25.2\text{m}$  (ACAR 700MCM) y  $f_r = 25.1\text{m}$  (ACAR 750MCM). Se selecciona el valor mayor.

$a_r$  : vano de regulación [m].  $a_r = 510\text{m}$

**Tabla N° 4.37 Distancias mínimas entre fases a medio vano**

Vano [m]	f [m]	D <sub>FF</sub> [m]
300	8.72	6.16
400	15.50	6.68
500	24.22	7.24
600	34.88	7.82
700	47.47	8.42
800	62.01	9.03
900	78.48	9.64
1,000	96.89	10.26
1,100	117.23	10.88
1,200	139.52	11.51
1,300	163.74	12.14
1,400	189.90	12.76
1,500	217.99	13.39

d. Oscilación de la cadena de aisladores

El ángulo de desviación de las cadenas de aisladores de suspensión se puede determinar a partir de la siguiente ecuación:

$$\alpha = \arctan \left( \frac{1.1 \cdot (a_v \cdot n \cdot d_c \cdot P_{VC} + 0.5 \cdot n_{ca} \cdot d_a \cdot L_C \cdot P_{VA}) \cdot 10^{-3} + 2 \cdot n \cdot T_C \cdot \sin\left(\frac{\beta}{2}\right)}{\frac{a_v}{R_{VP}} \cdot n \cdot w_c + 0.5 \cdot n_{ca} \cdot n_a \cdot W_A} \right) \dots (4.5)$$

Donde:

$a_v$  : vano viento [m]. ( $a_v = 550\text{m}$ )

$n$  : número de conductores por fase. ( $n = 4$ )

$d_c$  : diámetro del conductor [mm]. ( $d_c = 24.45\text{mm}$  para ACAR 700MCM y  $d_c = 25.32\text{mm}$  para ACAR 750MCM)

$P_{VC}$  : presión de viento sobre el conductor [ $\text{kg/m}^2$ ]. ( $P_{VC} = 0\text{kg/m}^2$  para mantenimiento de línea viva,  $P_{VC} = 12.3\text{kg/m}^2$  para sobretensión tipo maniobra y  $P_{VC} = 33.8\text{kg/m}^2$  para frecuencia industrial)

$n_{ca}$  : número de cadenas en paralelo. ( $n_{ca} = 1$ )

$d_a$  : diámetro del aislador [mm]. ( $d_a = 280\text{mm}$ )

$L_C$  : longitud de cadena de aisladores [m].  $L_C = 6\text{m}$

$P_{VA}$  : presión del viento sobre el aislador [ $\text{kg/m}^2$ ]. ( $P_{VA} = 0\text{kg/m}^2$  para mantenimiento de línea viva,  $P_{VA} = 12.2\text{kg/m}^2$  para sobretensión tipo maniobra y  $P_{VA} = 33.8\text{kg/m}^2$  para frecuencia industrial)

$T_C$  : tensión longitudinal en el cable [kg]. ( $T_C = 1,607\text{kg}$  para mantenimiento de línea viva,  $T_C = 1,732\text{kg}$  para un viento de  $12.2\text{kg/m}^2$  y  $T_C = 2,182\text{kg}$  para un viento de  $33.8\text{kg/m}^2$  para ACAR 700MCM;  $T_C = 1,698\text{kg}$  para mantenimiento de línea viva,  $T_C = 1,827\text{kg}$  para un viento de  $12.2\text{kg/m}^2$  y  $T_C = 2,274\text{kg}$  para un viento de  $33.8\text{kg/m}^2$  para ACAR 750MCM).

$\beta$  : ángulo de deflexión de la línea [ $^\circ$ ]. ( $\beta = 3^\circ$  para  $R_{VP} = 0.8$  y  $\beta = 6^\circ$  para  $R_{VP} = 0.7$ )

$R_{VP}$  : relación vano viento / vano peso. ( $R_{VP} = 0.8$  para estructuras CSL, VSL, ASL y  $R_{VP} = 0.7$  para estructuras ASR)

$w_c$  : peso unitario del conductor [ $\text{kg/m}$ ]. ( $w_c = 0.976\text{kg/m}$ )

$n_a$  : número de aisladores por cadena. ( $n_a = 35$ , por seguridad)

$W_A$  : peso del aislador [kg]. ( $P_A = 8\text{kg}$ )

El valor de  $P_V = 33.8\text{kg/m}^2$  corresponde al 80% de la Hipótesis de Viento Máximo, denominándose Hipótesis de Viento Reducido. Los cálculos realizados para los conductores ACAR 700MCM y 750MCM determinan que los ángulos de oscilación más críticos se presentan para el primero, por lo tanto, los ángulos de oscilación a considerar se muestran en la Tabla N° 4.38.

**Tabla N° 4.38 Resumen de ángulos de oscilación**

Estructura	Ángulo de Oscilación [°]		
	Mantenimiento de línea viva	Frecuencia Industrial	Sobretensión de maniobra
CSL, VSL, ASL	7	21	41
ASR	12	24	42
AAL, AAR y ARA	20	20	20

Para las estructuras de anclaje se ha considerado un valor estándar de  $20^\circ\text{C}$ , para garantizar operación segura de la línea de transmisión.

e. Distancias mínimas del conductor al suelo

Las distancias mínimas del conductor al suelo están dadas en la Tabla 232-1a del CNE Suministro 2011, las cuales se muestran en la Tabla N° 4.39.



**Tabla N° 4.39 Distancias mínimas del conductor al suelo****Tabla 232-1a**

**Mínimas Distancias Verticales de Seguridad de alambres, conductores y cables sobre el nivel del piso, camino, riel o superficie de agua**  
(Véase la Regla 232.B.1)  
(en metros)

DESCRIPCION	NIVEL DE TENSION			
	50 kV - 60 kV	138 kV	220 kV	500 kV
	Altitud 3 000 m.s.n.m.			Altitud 1 000 m.s.n.m.
Al cruce de vías de ferrocarril al canto superior del riel	9,4	10,50	11,0	13,5
Al cruce de carreteras y avenidas	7,6	8,1	8,5	12,0
Al cruce de calles	7,6	8,1	8,5	12,0
Al cruce de calles y caminos rurales	7,6	8,1	8,5	11,0
A lo largo de carreteras y avenidas	7,0	8,1	8,5	12,0
A lo largo de calles	7,0	8,1	8,5	12,0
A lo largo de calles y caminos rurales	7,0	8,1	8,5	11,0
A áreas no transitadas por vehículo	5,5	6,6	7,0	9,0
Sobre el nivel más alto de río no navegable	7,0	7,5	8,0	11,5
A terrenos recorridos por vehículos, tales como cultivos, pastos, bosques, huertos, etc.	7,0	8,1	8,5	11,0

Fuente: CNE Suministro 2011

#### **4.4.4 Selección del Sistema de Compensación Reactiva**

Debido a que se tiene una Línea de Transmisión de Extra Alta Tensión, de gran longitud, y tomando en cuenta las definiciones realizadas en el punto 2.1.8, se establecen los siguientes criterios:

- Se requiere Compensación Reactiva Shunt, a ambos extremos, de todos los tramos de la Línea de Transmisión; es decir, en los tramos Chilca – Marcona Nueva (L1), Marcona Nueva – Ocoña (L2) y Ocoña – Montalvo 2 (L3). Esto se realiza para compensar el Efecto Ferranti que se produce a mínima carga en el sistema.

- Se instalarán Reactores de Barra en las Subestaciones Ocoña y Montalvo 2, las cuales están se encuentran más alejadas del Centro de Generación Térmica (Chilca) y van a requerir mayor número de maniobras durante la etapa operativa. Esto se realiza con la finalidad de mantener una tensión normal de operación, bajo condiciones de mínima carga, en dichas subestaciones.
- Se requiere Compensación Serie en la Subestación Ocoña, que se encuentra al 71% de la línea de transmisión, con la finalidad de disminuir su reactancia inductiva mejorar la estabilidad del sistema.

En las secciones 4.4.2.2 y 4.4.2.3 se calcularon los parámetros de la línea de transmisión sin compensación reactiva, para analizar su comportamiento para las diversas condiciones de operación. A partir de dichos parámetros, y tomando en cuenta el procedimiento indicado en la sección 2.1.8.5, se procede a calcular los parámetros de los equipos de compensación reactiva.

#### 4.4.4.1 Compensación Shunt y Reactores de Barra

Para seleccionar la Compensación Reactiva Shunt se analiza el caso de mínima carga y se obtiene el valor de la susceptancia  $b_{sh}$  (en S/km), la cual permite que la elevación de tensión no supere el 5% de la tensión nominal.

### **Compensación Shunt en la L.T. 500kV Chilca – Marcona Nueva**

Realizando el cálculo para un flujo de potencia mínima de 1MW y limitando la elevación de tensión a un 5% de la tensión nominal (525kV), se obtiene que el valor de la susceptancia del sistema  $b'_C$  debería ser:

$$b'_C = 2,200.8nS/km$$

Luego, a partir de las ecuaciones (2.48) y (2.49):

$$k_{sh} = 0.5398$$

$$b_{sh} = 2,581.27nS/km$$

La longitud de la línea es de 357.20km, por lo tanto la susceptancia total es:

$$B_{sh} = 922.03\mu S$$

En Figura N° 2.6 se puede apreciar que, para un Modelo  $\Pi$ , la susceptancia total se divide en dos unidades, ubicadas en los extremos de la línea. Por lo tanto, la Compensación Shunt está compuesta por dos bancos de reactores colocados en los extremos de la línea, con las siguientes características:

$$B_{reactor} = \frac{B_{sh}}{2} = 461.01\mu S$$

$$X_{reactor} = \frac{1}{B_{reactor}} = 2,169.13\Omega$$

La tensión máxima de operación de los bancos de reactores es de 550kV (tensión de línea), por lo tanto, la capacidad de dichos bancos (en MVAR), considerando un factor de seguridad de 1.2, es:

$$Q_{reactor} = 167.4MVAR$$

Por lo tanto, se seleccionan bancos de reactores con una capacidad nominal de 200MVAR.

### **Compensación Shunt en la L.T. 500kV Marcona Nueva – Ocoña**

Realizando el cálculo para un flujo de potencia mínima de 1MW y limitando la elevación de tensión a un 2.5% de la tensión nominal (512.5kV), se obtiene que el valor de la susceptancia del sistema  $b'_C$  debería ser:

$$b'_C = 1,952.45nS/km$$

Luego, a partir de las ecuaciones (2.48) y (2.49):

$$k_{sh} = 0.5914$$

$$b_{sh} = 2,825.85nS/km$$

La longitud de la línea es de 271.05km, por lo tanto la susceptancia total es:

$$B_{sh} = 765.96\mu S$$

La susceptancia total se divide en dos unidades, ubicadas en los extremos de la línea. Por lo tanto, la Compensación Shunt está compuesta por dos bancos de reactores colocados en los extremos de la línea, con las siguientes características:

$$B_{reactor} = \frac{B_{sh}}{2} = 382.98\mu S$$

$$X_{reactor} = \frac{1}{B_{reactor}} = 2,611.10\Omega$$

La tensión máxima de operación de los bancos de reactores es de 550kV (tensión de línea), por lo tanto, la capacidad de dichos bancos (en MVAR), considerando un factor de seguridad de 1.1, es:

$$Q_{reactor} = 127.4MVAR$$

Por lo tanto, se seleccionan bancos de reactores con una capacidad nominal de 130MVAR.

### **Compensación Shunt en la L.T. 500kV Ocoña – Montalvo 2**

Realizando el cálculo para un flujo de potencia mínima de 1MW y limitando la elevación de tensión a un 2.5% de la tensión nominal (512.5kV), se obtiene que el valor de la susceptancia del sistema  $b'_C$  debería ser:

$$b'_C = 2,190.82nS/km$$

Luego, a partir de las ecuaciones (2.48) y (2.49):

$$k_{sh} = 0.5415$$

$$b_{sh} = 2,587.49nS/km$$

La longitud de la línea es de 255.84km, por lo tanto la susceptancia total es:

$$B_{sh} = 661.99\mu S$$

La susceptancia total se divide en dos unidades, ubicadas en los extremos de la línea. Por lo tanto, la Compensación Shunt está compuesta por dos bancos de reactores colocados en los extremos de la línea, con las siguientes características:

$$B_{reactor} = \frac{B_{sh}}{2} = 331.00\mu S$$

$$X_{reactor} = \frac{1}{B_{reactor}} = 3,021.19\Omega$$

La tensión máxima de operación de los bancos de reactores es de 550kV (tensión de línea), por lo tanto, la capacidad de dichos bancos (en MVAR), considerando un factor de seguridad de 1.1, es:

$$Q_{reactor} = 110.14MVAR$$

Por lo tanto, se seleccionan bancos de reactores con una capacidad nominal de 130MVAR.

### **Reactores de Barra de las S.S.E.E. Ocoña y Montalvo 2**

Para la selección de los reactores a conectar a las barras de las S.S.E.E. Ocoña y Montalvo 2 se considera un 75% de la capacidad de los reactores de línea en dichas subestaciones (130MVAR):

$$Q_{reactor-barra} = 97.5MVAR$$

Por lo tanto, se seleccionan los reactores de barra con una capacidad nominal de 100MVAR.

#### 4.4.4.2 Compensación Serie

Para seleccionar la Compensación Serie se analiza el caso de plena carga y se obtiene el valor de la reactancia  $x_{se}$  (en  $\Omega/km$ ), la cual permite que las pérdidas de potencia en la línea de transmisión no superen el 4% de la capacidad de transmisión del sistema (incluyendo los reactores de línea calculados).

Asimismo, en el Anexo N° 02 se especifica que la compensación serie debe compensar, como mínimo, el 50% de la reactancia de las líneas de transmisión Marcona Nueva – Ocoña y Ocoña – Montalvo 2.

#### **Compensación Serie en la L.T. 500kV Marcona Nueva – Ocoña**

A partir de la reactancia de línea  $X_L$ , se debe seleccionar el nivel de compensación de la reactancia capacitiva (mínimo 50% de  $X_L$ ), de tal manera que, para un flujo de potencia nominal de 700MVA, las pérdidas estén limitadas a un 2% de la capacidad de transmisión.

Tomando como referencia lo calculado en la sección 4.4.2, se tiene que la reactancia inductiva para la L.T. 500kV Marcona Nueva – Ocoña es:

$$x_L = 0.3434 \Omega/km$$

Seleccionando una compensación del 50% de  $X_L$ , la reactancia capacitiva debería ser:

$$x_{se} = 0.1717 \Omega/km$$

Por lo tanto, según la ecuación (2.53):

$$x'_{se} = 0.1717 \Omega/km$$

Realizando el cálculo para un flujo de potencia nominal de 700MVA, las pérdidas de potencia, como porcentaje de la capacidad de transmisión, resultan:

$$\Delta P = 1.63\%$$

El resultado se encuentra dentro de los parámetros admisibles, por lo que se concluye que una compensación del 50% de la reactancia de línea es suficiente.

La longitud de la línea es de 271.05km, por lo tanto la reactancia capacitiva de compensación total (por fase) es:

$$X_{se} = 46.5\Omega$$

La corriente en los capacitores, para un flujo de plena carga en la línea, es:

$$I_{se} = 808.3A$$



Considerando un factor de seguridad de 1.3 para la corriente admisible se obtiene la potencia reactiva del banco de capacitores en serie (MVAR):

$$Q_{serie} = 154.2MVAR$$

Por lo tanto, se seleccionan bancos de capacitores con una reactancia de  $47\Omega$  y 160MVAR.

### **Compensación Serie en la L.T. 500kV Ocoña – Montalvo 2**

A partir de la reactancia de línea  $X_L$ , se debe seleccionar el nivel de compensación de la reactancia capacitiva (mínimo 50% de  $X_L$ ), de tal manera que, para un flujo de potencia nominal de 700MVA, las pérdidas estén limitadas a un 2% de la capacidad de transmisión.

Tomando como referencia lo calculado en la sección 4.4.2, se tiene que la reactancia inductiva para la L.T. 500kV Ocoña – Montalvo 2 es:

$$x_L = 0.3434 \Omega/km$$

Seleccionando una compensación del 50% de  $X_L$ , la reactancia capacitiva debería ser:

$$x_{se} = 0.1717 \Omega/km$$

Por lo tanto, según la ecuación (2.53):

$$x'_{se} = 0.1717 \Omega/km$$

Realizando el cálculo para un flujo de potencia nominal de 700MVA, las pérdidas de potencia, como porcentaje de la capacidad de transmisión, resultan:

$$\Delta P = 1.81\%$$

El resultado se encuentra dentro de los parámetros admisibles, por lo que se concluye que una compensación del 50% de la reactancia de línea es suficiente.

La longitud de la línea es de 255.84km, por lo tanto la reactancia capacitiva de compensación total (por fase) es:

$$X_{se} = 43.9\Omega$$

La corriente en los capacitores, para un flujo de plena carga en la línea, es:

$$I_{se} = 808.3A$$

Considerando un factor de seguridad de 1.3 para la corriente admisible se obtiene la potencia reactiva del banco de capacitores en serie (MVAR):

$$Q_{serie} = 145.5MVAR$$

Por lo tanto, se seleccionan bancos de capacitores con una reactancia de  $47\Omega$  y 160MVAR, similares al caso anterior.

#### 4.4.4.3 Sistema de Compensación Reactiva seleccionado

El sistema de Compensación Reactiva seleccionado está compuesto de la manera que se muestra en la Tabla N° 4.40.

**Tabla N° 4.40 Composición del Sistema de Compensación Reactiva**

<b>Sistema de Compensación Reactiva</b>	
<b>Componente</b>	<b>Capacidad [MVAR]</b>
<b>L.T. 500kV Chilca - Marcona Nueva</b>	
Banco de Reactores de Línea 500kV - S.E. Chilca	200
Banco de Reactores de Línea 500kV - S.E. Marcona Nueva	200
<b>L.T. 500kV Marcona Nueva - Ocoña</b>	
Banco de Reactores de Línea 500kV - S.E. Marcona Nueva	130
Banco de Reactores de Línea 500kV - S.E. Ocoña	130
Reactor de Barra 500kV - S.E. Ocoña	100
Banco de Capacitores Serie de Línea 500kV - S.E. Ocoña	160
<b>L.T. 500kV Ocoña - Montalvo 2</b>	
Banco de Reactores de Línea 500kV - S.E. Ocoña	130
Banco de Reactores de Línea 500kV - S.E. Montalvo 2	130
Reactor de Barra 500kV - S.E. Montalvo 2	100
Banco de Capacitores Serie de Línea 500kV - S.E. Ocoña	160

**CAPÍTULO V**  
**ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL EQUIPAMIENTO**  
**ELECTROMECAÁNICO**

**5.1 ESTRUCTURAS METÁLICAS**

**5.1.1 Normas aplicables**

Las estructuras metálicas, pernos, tuercas, arandelas y otros accesorios a ser suministrados deben cumplir, desde su fabricación hasta sus inspecciones y entrega, con las siguientes normas:

- ASTM – American Society for Testing and Materials
- ANSI – American National Standards Institute
- AISC – American Institute of Steel Construction
- ASCE – American Society for Civil Engineering
- IEC – International Electrotechnical Commission
- ISO – International Standards Organization
- Código Nacional de Electricidad Suministro 2001 – Perú
- GB – National Standard of the People’s Republic of China

**5.1.2 Tipos de Estructuras**

Los tipos de estructuras a emplear son los siguientes:

- Estructura tipo “Cross Rope” de Suspensión Liviana CSL

- Estructura tipo “V” de Suspensión Liviana VSL
- Estructura tipo Auto-soportada de Suspensión Liviana ASL
- Estructura tipo Auto-soportada de Suspensión Reforzada ASR
- Estructura tipo Auto-soportada de Anclaje Liviana AAL
- Estructura tipo Auto-soportada de Anclaje Reforzada AAR
- Estructura tipo Auto-soportada de Remate y Anclaje ARA
- Estructura tipo Auto-soportada de Anclaje Especial AAE
- Estructura tipo Auto-soportada de Transposición en Suspensión

ATS

### 5.1.3 Prestaciones de cada Estructura

Las prestaciones de cada torre, con sus características básicas, se muestran en el Tabla N° 5.1.

**Tabla N° 5.1 Prestaciones por cada tipo de estructura**

Tipo	Vano viento [m]	Vano peso [m]	Vano peso negativo [m]	Deflexión [°]	Altura útil mínima [m]	Altura útil máxima [m]	Mínima relación $V_v/V_p$	Extensión mínima [m]	Extensión máxima [m]
CSL	550	750		3	21.0	36.0	0.8	=0	=15
VSL	550	750		3	21.0	36.0	0.8	=0	=15
ASL	550	750		3	21.0	36.0	0.8	=0	=9
ASR	550	1,000		6	21.0	42.0	0.7	=0	=15
AAL	550	1,000	-500	15	21.0	39.0		=0	=12
AAR	550	750	-500	30	23.0	41.0		=0	=12
ARA	550 (A) 400 (R)	750 600	-500 -400	60 30	21.0	39.0		=0	=12
AAE	1,000	1,700	-500	50	21.0	36.0		=0	=9
ATS	550	750		3	21.0	33.0		=0	=6

Las estructuras arriostradas (CSL y VSL) tendrán extensiones de mástiles de intervalos de 1.5 metros, las estructuras auto-soportadas tendrán extensiones de pata desde -3 a 3 metros y extensiones de cuerpo con intervalos de 3 metros.

#### **5.1.4 Requerimientos de Fabricación**

Para la fabricación de las estructuras metálicas se empleará principalmente acero al carbono (A36) y acero de alta resistencia (A572), galvanizados para evitar la corrosión. Con la finalidad de garantizar un adecuado suministro de materiales se debe cumplir lo siguiente:

- Todos los materiales deben tener el correspondiente certificado de colada del fabricante, con análisis químico, físico y mecánico.
- Todos los perfiles deben estar bien acabados, limpios y derechos. Si hay correcciones, estas no deben afectar la resistencia y la terminación del material.
- Los dobleces deben ejecutarse con técnicas que no provoquen fragilidad o pérdida de resistencia.
- Agujereado
  - Todos los agujeros deben ser cilíndricos y perpendiculares al perfil.
  - Diámetro de agujeros debe ser 1.6mm (1/16") mayor que diámetro del perno.
  - Agujeros de espesor hasta 17.5mm (A36) o 15mm (A572) pueden ser abiertos por punzonado a su diámetro final. Agujeros

de espesor mayor deben ser punzonados a un diámetro menor, y luego agrandados.

- Agujeros próximos a dobleces deben ser hechos luego de doblada la pieza.
- **Identificación**
  - Todas las piezas deben ser marcadas con el tipo de torre y el número de posición, según plano de montaje. (Acero de alta resistencia: “H” al final)
  - Marcación debe tener una altura mínima de 12.7mm (1/2”) y debe tener la misma posición relativa en todas las piezas, en un lugar visible del perfil.
  - Marcación debe ser visible luego del galvanizado.
- **Galvanizado**
  - Todos los perfiles deben ser galvanizados en caliente luego de su fabricación (ASTM A123).
  - Piezas correspondientes a las fundaciones tipo parrilla deben recibir espesor de galvanizado extra (800g/m<sup>2</sup>).
  - Todos los pernos, tuercas, arandelas, “palm-nuts”, calzos y accesorios deben ser galvanizados en caliente (ASTM A153).
  - La rosca de las tuercas debe ser raspada luego del galvanizado.

### **5.1.5 Ensayos e Inspección**

Se definen tres categorías de ensayos, los cuales son responsabilidad del fabricante: Ensayos Tipo, de Rutina y de Aceptación.

### **Ensayos Tipo**

Destinados a comprobar la adecuación del diseño para cumplir los requisitos físicos y mecánicos, previo a la fabricación en serie.

- **Ensayo de Montaje.-** Consiste en armar un prototipo de cada tipo de torre, verificar que encajen todos los perfiles y extensiones de la torre completa y verificar la cantidad de pernos y accesorios de planos es conforme.
- **Ensayo de Carga.-** Consiste en realizar simulaciones de cargas en operación normal y contingencia, verificando que se cumplan todos los requerimientos de cargas, en las torres más representativas del diseño.

### **Ensayos de Rutina**

Ensayos, verificaciones y análisis realizados durante las diversas etapas del proceso de producción en serie, según el “Plan de Inspección y Control de Calidad” del proveedor, el cual debe incluir como mínimo:

- **Componentes Estructurales.-** Pruebas visuales y de dimensiones para verificar características físicas de la materia prima de los perfiles y del galvanizado, luego de los cortes, agujeros y dobleces.
- **Accesorios Forjados.-** Consiste en una serie de pruebas para verificar características físicas de los accesorios forjados, tales como ensayos visuales, de dimensiones y metalográficos luego del forjado y de los tratamientos térmicos. También abarca una verificación de adherencia,



uniformidad y espesor de la película de zinc luego del galvanizado y un ensayo de compatibilidad de unión con otras piezas

### **Ensayos de Aceptación**

Realizados a los perfiles o componentes ya terminados. Son hechos a un lote de muestras seleccionadas y luego de ellos el proveedor entrega un informe completo de resultados.

- **Galvanizado.-** Verificación de la película de zinc de todos los componentes de la torre, conforme a las exigencias de las normas ASTM A123 o A153.
- **Ensayo de Pernos y Tuercas.-** Verificación dimensional y ensayos mecánicos de pernos y tuercas, según norma ASTM A394.
- **Ensayos Mecánicos de Accesorios.-** Ensayos de resistencia mecánica de los accesorios (terminados y galvanizados) que unen los conjuntos de fijación de los cables a las torres. Consisten en la aplicación de las cargas de cálculo, simulando condiciones reales de utilización.
- **Inspección Visual y Dimensional Final.-** Verificación visual y dimensional a muestras de los lotes terminados, incluyendo pernos y tuercas.

## 5.2 CONDUCTORES DE FASE

### 5.2.1 Normas aplicables

Se deben cumplir todos los requisitos de las normas ASTM para conductores eléctricos (sección B). Asimismo, todas las dimensiones deben ser indicadas en unidades de medida pertenecientes al Sistema Internacional de Unidades.

### 5.2.2 Características de los Conductores de Fase

Las características principales de los conductores de fase a emplear en la línea de transmisión de 500kV se muestran en las Tablas N° 5.2 y 5.3.

**Tabla N° 5.2 Características del conductor ACAR 700MCM**

<b>Conductor 700MCM 18/19</b>	
<b>Tipo</b>	ACAR - Aluminio reforzado con aleación de aluminio 6201
<b>Calibre</b>	700MCM
<b>Diámetro</b>	24.45mm
<b>Sección</b>	354.6mm <sup>2</sup>
<b>Peso</b>	0.976kg/m
<b>Cantidad de hebras de aluminio EC</b>	18
<b>Cantidad de hebras de aleación de aluminio 6201</b>	19
<b>Diámetro de hebra de aluminio EC</b>	3.49mm
<b>Diámetro de hebra de aleación de aluminio 6201</b>	3.49mm
<b>Tipo de hebra</b>	Cilíndrica
<b>Tensión de rotura</b>	8.035kg
<b>Coefficiente de dilatación lineal</b>	$23 \times 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$
<b>Resistencia DC a 20°C</b>	0.087-Ohm km
<b>Módulo de elasticidad</b>	6,000kg mm <sup>2</sup>

**Tabla N° 5.3 Características del conductor ACAR 750MCM**

<b>Conductor 750MCM 18/19</b>	
Tipo	ACAR - Aluminio reforzado con aleación de aluminio 6201
Calibre	750MCM
Diámetro	25.32mm
Sección	380.2mm <sup>2</sup>
Peso	1.046kg/m
Cantidad de hebras de aluminio EC	18
Cantidad de hebras de aleación de aluminio 6201	19
Diámetro de hebra de aluminio EC	3.617mm
Diámetro de hebra de aleación de aluminio 6201	3.617mm
Tipo de hebra	Cilíndrica
Tensión de rotura	8,615.7kg
Coefficiente de dilatación lineal	$23 \times 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$
Resistencia DC a 20°C	0.0815 Ohm km
Módulo de elasticidad	6,000kg mm <sup>2</sup>

### 5.2.3 Requerimientos de Fabricación

Con la finalidad de garantizar un adecuado suministro de materiales se debe cumplir lo siguiente:

- La dirección del cableado de los alambres de aluminio y aleación de aluminio debe ser a mano derecha.
- La superficie cilíndrica de los conductores y alambres debe ser suave al tacto y sin ningún tipo de imperfección.
- No debe haber uniones de ningún tipo en los alambres terminados o durante el trefilado final. Sólo en ciertos casos excepcionales se permitirán uniones en los alambres de aleación de aluminio que se rompan durante el cableado, siempre y cuando dichas roturas no se

deban a defectos en los alambres y se cumplan las normas ASTM B230, B398 y B524.

- La longitud nominal de la tira continua de conductores en cada carrete debe ser 5,000m +/-2%.

#### **5.2.4 Inspecciones y Pruebas**

Se definen dos tipos de pruebas a los conductores de fase, las cuales son responsabilidad del fabricante: Pruebas en la Materia Prima y Pruebas en Fábrica.

##### **Pruebas en la Materia Prima**

Pruebas en las materias primas de los conductores. Se deben tomar muestras por cada colada de material, debiendo cumplir la composición química indicada en las normas ASTM B233 (aluminio) y ASTM B398 (aleación de aluminio).

##### **Pruebas en Fábrica**

Realizadas en los alambres componentes y en los conductores terminados para verificar las características técnicas requeridas en las normas y garantizadas por el fabricante.

- **Pruebas en alambres de aluminio.-** Realizadas antes del proceso de cableado de conductores. Se hacen todas las pruebas especificadas en la norma ASTM B230 (incluyendo la prueba de resistencia al doblado); asimismo, se verifica la superficie de los alambres y se

realizan pruebas de tracción en muestras que contengan uniones hechas en los alambres.

- **Pruebas en alambres de aleación de aluminio.-** Realizadas antes del proceso de cableado de conductores. Se hacen todas las pruebas especificadas en la norma ASTM B398 (incluyendo la prueba de resistencia al doblado); asimismo, se verifica la superficie de los alambres y se realizan pruebas de tracción en muestras que contengan uniones hechas en los alambres.
- **Pruebas en el conductor terminado.-** Se realizan pruebas de dimensiones físicas del conductor, una verificación de la dirección el cableado de la capa exterior y de la terminación de los conductores y un ensayo de resistencia a la rotura de los conductores completos.
- **Verificación de embalajes y marcas.-** Verificación para comprobar el cumplimiento de los requisitos para el embalaje y las marcas de los conductores.

### **5.3 CABLE DE GUARDA TIPO OPGW**

#### **5.3.1 Normas aplicables**

El diseño, suministro y fabricación de los cables y alambres componentes deben cumplir con los siguientes códigos y normas: IEEE, IEC, TIA/EIA, ITU, DL/T, GB/T, ASTM.

### 5.3.2 Características del Cable de Guarda Tipo OPGW

Las características principales de los cables de guarda tipo OPGW a emplear en la línea de transmisión de 500kV (Tipo 1 y 2) se muestran en las Tablas N° 5.4 y 5.5.

**Tabla N° 5.4 Características del Cable de Guarda OPGW tipo 1**

<b>Cable de Guarda OPGW Tipo 1</b>	
<b>Formación</b>	Tubo central de acero o aluminio conteniendo las fibras ópticas
<b>Material exterior de alambres</b>	Acero con cubierta de aluminio (Alumoweld)
<b>Diámetro nominal</b>	14.4mm
<b>Resistencia a la rotura</b>	11,310kg
<b>Peso</b>	700kg/km
<b>Capacidad térmica mínima</b>	70kA <sup>2</sup> s
<b>Dirección del cableado</b>	Mano derecha
<b>Longitud nominal en el carrete</b>	4,000m
<b>Protección UV</b>	Si
<b>Número de fibras</b>	24

**Tabla N° 5.5 Características del Cable de Guarda OPGW tipo 2**

<b>Cable de Guarda OPGW Tipo 2</b>	
<b>Formación</b>	Tubo central de acero o aluminio conteniendo las fibras ópticas
<b>Material exterior de alambres</b>	Acero con cubierta de aluminio (Alumoweld)
<b>Diámetro nominal</b>	14.4mm
<b>Resistencia a la rotura</b>	8,000kg
<b>Peso</b>	700kg/km
<b>Capacidad térmica mínima</b>	25kA <sup>2</sup> s
<b>Dirección del cableado</b>	Mano derecha
<b>Longitud nominal en el carrete</b>	4,000m
<b>Protección UV</b>	Si
<b>Número de fibras</b>	24

### **5.3.3 Componentes principales**

Las partes principales del cable del guarda tipo OPGW son la unidad óptica, el núcleo óptico y los hilos metálicos cordados.

#### **Unidad Óptica**

- Diseñada para alojar y proteger las fibras ópticas de daños causados por los esfuerzos producidos por tracción, torsión, doblamiento y aplastamiento, además de brindar protección contra la humedad.
- Totalmente dieléctrica y configuración tipo “loose tube” (tubo holgado).
- Los intersticios de la unidad óptica son rellenados con un compuesto propio para inhibir la penetración de humedad externa.

#### **Núcleo Óptico**

- Constituido por la unidad óptica, una fajadura para protección y un tubo de aluminio.
- Diseñado para soportar esfuerzos mecánicos asociados a la instalación y operación de la línea de transmisión, así como al doblado del cable hasta el radio mínimo garantizado.
- Dimensionado para brindar protección a las fibras ópticas contra la degradación de sus características mecánicas y ópticas provocadas por factores externos.

### **Hilos Metálicos Cordados**

- Diseñados para permitir la circulación de la corriente de cortocircuito sin alteraciones en las características de las fibras ópticas.
- Los hilos deben ser de cable tipo Alumoweld y deben estar dimensionados para soportar los requerimientos mecánicos del cable de guarda convencional, además de asegurar la resistencia mínima necesaria para no causar deformación en las fibras ópticas.
- No debe haber uniones de ningún tipo en los alambres de aleación de aluminio o en los del tipo Alumoweld terminados. Sólo en ciertos casos excepcionales se permitirán uniones en los alambres que se rompan durante el cableado, siempre y cuando dichas roturas no se deban a defectos en los alambres y se cumplan las normas ASTM B399 y B416, según corresponda.

#### **5.3.4 Requerimientos de Fabricación**

Los cables tipo OPGW deben cumplir con los siguientes requisitos para su fabricación:

- Los materiales empleados deben ser nuevos y libres de cualquier tipo de imperfección o defecto.
- La capa de aluminio en los alambres debe ser concéntrica con la sección de acero, continua y uniforme. El espesor de aluminio debe ser igual o mayor al 10% del radio nominal del alambre.
- El rango de temperaturas para la operación del cable OPGW terminado debe estar entre  $-10^{\circ}\text{C}$  y  $80^{\circ}\text{C}$ .



### 5.3.5 Inspecciones y Pruebas

Las pruebas que se realizan a los cables de guarda tipo OPGW deben ser ejecutadas tanto a los alambres componentes como a los cables terminados, para verificar el cumplimiento de los requisitos establecidos en las normas y las características técnicas garantizadas por el fabricante.

Las pruebas que se deben realizar son las siguientes:

- **Pruebas de rutina de las fibras ópticas.-** Se deben realizar todas las pruebas de rutina especificadas en las normas aplicables indicadas.
- **Pruebas en los alambres componentes.-** Se realizan todas las pruebas especificadas en la norma ASTM B415, antes del proceso de cableado. Asimismo, se realiza una verificación del estado de la superficie de los alambres y pruebas de tracción en aquellos alambres que contengan uniones.
- **Pruebas en el cable terminado.-** Se realiza la medición de las dimensiones físicas del cable, la verificación de la dirección del cableado de la capa exterior y de la terminación del cable, la medición de la resistencia de rotura del cable completo y la medición de parámetros de la fibra óptica para cada filamento.
- **Verificación de embalajes y marcas.-** Verificación para comprobar el cumplimiento de los requisitos para el embalaje y las marcas de los cables.

## 5.4 CABLE DE GUARDA TIPO ALUMOWELD

### 5.4.1 Normas aplicables

El cable de guarda y sus alambres deben cumplir con los requisitos indicados en las siguientes normas:

- ASTM B415 (alambres de acero cubiertos con aluminio)
- ASTM B416 (cable completo tipo Alumoweld)

### 5.4.2 Características del Cable de Guarda Tipo Alumoweld

Las características principales del cable de guarda tipo Alumoweld a emplear en la línea de transmisión de 500kV se muestran en la Tabla N° 5.6.

**Tabla N° 5.6 Características del Cable de Guarda tipo Alumoweld**

<b>Cable de Guarda Tipo Alumoweld</b>	
<b>Tipo</b>	Cable formado por alambres de acero recubiertos de aluminio (tipo Alumoweld)
<b>Designación</b>	7 N° 8 AWG
<b>Dirección del cableado</b>	Mano derecha
<b>Área Nominal de Sección Transversal</b>	58.56mm <sup>2</sup>
<b>Número de alambres</b>	7
<b>Calibre de los alambres</b>	N° 8 AWG
<b>Diámetro exterior del cable</b>	9.78mm
<b>Peso unitario nominal del cable</b>	0.3896kg m
<b>Resistencia a la rotura del cable completo</b>	7,226kg

### 5.4.3 Requerimientos de Fabricación

Los cables de guarda tipo Alumoweld deben cumplir con los siguientes requisitos:

- Los materiales empleados deben ser nuevos y libres de cualquier tipo de imperfección o defecto.
- La dirección del cableado de la capa exterior será a mano derecha.
- La capa de aluminio en los alambres debe ser concéntrica con la sección de acero, continua y uniforme. El espesor de aluminio debe ser igual o mayor al 10% del radio nominal del alambre.
- No debe haber uniones de ningún tipo en los alambres terminados ni durante el cableado.

#### 5.4.4 Inspecciones y Pruebas

Las pruebas que se realizan a los cables de guarda tipo Alumoweld deben ser ejecutadas tanto a los alambres componentes como a los cables terminados, para verificar el cumplimiento de los requisitos establecidos en las normas y las características técnicas garantizadas por el fabricante.

Las pruebas que se deben realizar son las siguientes:

- **Pruebas en los alambres componentes.-** Se realizan todas las pruebas especificadas en la norma ASTM B415, antes del proceso de cableado. Asimismo, se realiza una verificación del estado de la superficie de los alambres.
- **Pruebas en el cable terminado.-** Se realiza la medición de las dimensiones físicas del cable, la verificación de la dirección del cableado de la capa exterior y de la terminación del cable y la medición de la resistencia de rotura del cable completo.

- **Verificación de embalajes y marcas.-** Verificación para comprobar el cumplimiento de los requisitos para el embalaje y las marcas de los cables.

## 5.5 AISLADORES DE VIDRIO

### 5.5.1 Normas aplicables

Se deben cumplir todos los requisitos de las normas IEC y ASTM para aisladores. Asimismo, todas las dimensiones deben ser indicadas en unidades de medida pertenecientes al Sistema Internacional de Unidades.

### 5.5.2 Características de los Aisladores

Las características principales de los aisladores de vidrio a emplear en la línea de transmisión de 500kV se muestran en las Tablas N° 5.7, 5.8, 5.9 y 5.10.

**Tabla N° 5.7 Características del Aislador 160kN estándar**

<b>Aislador 160kN estándar</b>	
<b>Tipo de Aislador</b>	Normal
<b>Distancia de Fuga Mínima</b>	380mm
<b>Material</b>	Vidrio Templado
<b>Color</b>	Verde Agua
<b>Resistencia a la Rotura</b>	160kN
<b>Acoplamiento</b>	Tipo Ball and Socket, 20
<b>Diámetro del Disco</b>	280mm
<b>Espaciamento</b>	170mm
<b>Anillo de Protección</b>	Si
<b>Tipo de Chaveta</b>	Split Spin
<b>Material de Chaveta</b>	Acero Inoxidable

Tabla N° 5.8 Características del Aislador 120kN anti-fog (Tipo 1)

<b>Aislador 120kN anti-fog (Tipo 1)</b>	
Tipo de Aislador	Anti neblina
Distancia de Fuga Mínima	445mm
Material	Vidrio Templado
Color	Verde Agua
Resistencia a la Rotura	120kN
Acoplamiento	Tipo Ball and Socket, 16A
Diámetro del Disco	280mm
Espaciamiento	146mm
Anillo de Protección	Si
Tipo de Chaveta	Split Spin
Material de Chaveta	Acero Inoxidable

Tabla N° 5.9 Características del Aislador 120kN anti-fog (Tipo 2)

<b>Aislador 120kN anti-fog (Tipo 2)</b>	
Tipo de Aislador	Anti neblina
Distancia de Fuga Mínima	545mm
Material	Vidrio Templado
Color	Verde Agua
Resistencia a la Rotura	120kN
Acoplamiento	Tipo Ball and Socket, 16A
Diámetro del Disco	330mm
Espaciamiento	146mm
Anillo de Protección	Si
Tipo de Chaveta	Split Spin
Material de Chaveta	Acero Inoxidable

**Tabla N° 5.10 Características del Aislador 160kN anti-fog**

<b>Aislador 160kN anti-fog</b>	
<b>Tipo de Aislador</b>	Anti neblina
<b>Distancia de Fuga Mínima</b>	545mm
<b>Material</b>	Vidrio Templado
<b>Color</b>	Verde Agua
<b>Resistencia a la Rotura</b>	160kN
<b>Acoplamiento</b>	Tipo Ball and Socket, 20
<b>Diámetro del Disco</b>	330mm
<b>Espaciamiento</b>	176mm
<b>Anillo de Protección</b>	Si
<b>Tipo de Chaveta</b>	Split Spin
<b>Material de Chaveta</b>	Acero Inoxidable

### **5.5.3 Requerimientos de Fabricación**

Con la finalidad de garantizar un adecuado suministro de materiales se deben cumplir con los siguientes requisitos:

- Los aisladores deben ser diseñados y fabricados para tener una robustez mecánica que garantice una larga vida útil y deben ser adecuados para el nivel de 500kV, especialmente para minimizar los Voltajes de Radio-interferencia y el Efecto Corona, sin sacrificar sus características eléctricas de operación.
- La terminación debe ser uniforme, libre de defectos superficiales, y suave al tacto.
- Diseño:
  - Se deben evitar las concentraciones de campo eléctrico en la superficie de fuga, así como aquellas características que impliquen un aumento de radio-interferencia y Efecto Corona.

- Adecuados para formar cadenas de aisladores en líneas de transmisión de 500kV.
  - Los aisladores deben poder ser reemplazados por el método de líneas energizadas (hot stick).
  - Los platos de los aisladores deben ser circulares y simétricos en su contorno, sin deformación apreciable.
- Características de los materiales:
    - El rango de temperatura debe estar entre  $-20^{\circ}\text{C}$  y  $80^{\circ}\text{C}$ .
    - El vidrio templado debe ser compacto, homogéneo, transparente y sin defectos que perjudiquen sus características eléctricas o mecánicas (doblecetes, agujeros, burbujas de aire), así como la vida útil del aislador.
    - El medio dieléctrico (vidrio templado) debe estar en contacto directo con las partes metálicas; las superficies que estén en contacto con el cemento deben tener un revestimiento adecuado.
    - Las partes metálicas de los aisladores deben estar libres de daños superficiales.
    - Todas las partes de fierro deben ser galvanizadas en caliente, con un peso promedio de zinc de  $600\text{g}/\text{m}^2$ .
    - El cemento debe ser del tipo aluminoso curado en caliente y poseer alta resistencia mecánica; además debe sufrir mínimas alteraciones de volumen debido a cambio de temperatura o envejecimiento. No debe haber reacción química entre el cemento y el zinc.

- Todas las chavetas de los acoplamientos deben ser de acero inoxidable y ser trefiladas en frío.
- Cada aislador debe ser marcado con sus principales características sin provocar al disminución de sus propiedades eléctricas y mecánicas.
- Los aisladores deben ser embalados en cajas de madera que contengan seis aisladores como máximo, con separadores y soportes adecuados para evitar golpes entre aisladores. La madera de las cajas debe tener mínimo 3.6mm de espesor.

#### **5.5.4 Inspecciones y Pruebas**

Se definen tres tipos de pruebas a los aisladores, las cuales son responsabilidad del fabricante: Pruebas de Prototipo, Pruebas de Rutina y Pruebas de Aceptación.

##### **Pruebas de Prototipo**

Deben ser efectuadas en laboratorio, para establecer las características de diseño de los aisladores.

- **Tensión Resistida de Impulso Bajo Lluvia.-** Se realiza para comprobar la capacidad del aislamiento ante sobre-tensiones de origen atmosférico, con la superficie del aislador mojada para simular condiciones de lluvia. La tensión de prueba se genera a partir de un generador de impulsos.
- **Tensión de Frecuencia Industrial Resistida Bajo Lluvia.-** Se realiza para verificar que no se presenten fallas en el aislamiento, mojando la



superficie el aislador para simular condiciones de lluvia. La tensión de prueba es aplicada gradualmente.

- **Comportamiento Termo-mecánico.-** Realizada para conocer la variación de la temperatura y los esfuerzos mecánicos en el aislador, verificándose que la carga de rotura del mismo no sea inferior al valor garantizado por el fabricante.

### **Pruebas de Rutina**

Se realizan en todos los aisladores durante y después de la fabricación para eliminar aquellos aisladores defectuosos.

- **Inspección Visual.-** Verificación visual y dimensional de las características fijas de los aisladores.
- **Tracción Mecánica para una fracción de carga.-** Se realiza para comprobar las características mecánicas de los aisladores para condiciones de operación normal.
- **Choque Térmico.-** Ensayo realizado sólo para aisladores de vidrio templado. Consiste en sumergir totalmente y en forma brusca los aisladores en un baño frío de agua (máximo 50°C), previamente los aisladores han estado sumergidos en un baño caliente con temperatura 100°C mayor al baño frío. Se debe verificar que los aisladores resistan la inmersión en el baño frío durante dos minutos, sin que se produzcan roturas ni rajaduras.

### **Pruebas de Aceptación**

Son efectuadas por muestreo de los lotes que se reciben, para verificar las características y la calidad de los aisladores. Consisten en verificaciones visuales y de dimensiones de las características físicas de los aisladores. Asimismo, incluyen pruebas de rotura con carga mecánica, choque térmico, perforación, galvanización, comportamiento termo-mecánico y resistencia residual.

## CAPÍTULO VI

### METRADO Y PRESUPUESTO

#### 6.1 INGENIERÍA

**Tabla N° 6.1 Metrado y Presupuesto de Ingeniería**

Ítem	Descripción	Und	Cantidad	Precio Unitario	Parcial	Total [US\$]
<b>A</b>	<b>Ingeniería</b>					
A.1	Trazado de Ruta	km	884.10	242.50	214,393.68	214,393.68
A.2	Levantamiento Topográfico	km	884.10	556.00	491,558.30	491,558.30
A.3	Replanteo Topográfico	km	884.10	416.00	367,784.63	367,784.63
A.4	Geología y Geotecnia	km	884.10	570.00	503,935.67	503,935.67
A.5	Diseño					1,266,616.17
A.5.1	Ingeniería Básica	gib	1.00	195,000.00	195,000.00	
A.5.2	Distribución de apoyos y patas	km	884.10	300.00	265,229.30	
A.5.3	Tablas de regulación	km	884.10	40.00	35,363.91	
A.5.4	Diseño de fundaciones	und	45.00	750.00	33,750.00	
A.5.5	Diseño de puerta a tierra	und	5.00	2,000.00	10,000.00	
A.5.6	Diseño de terraz	und	9.00	25,000.00	225,000.00	
A.5.7	Prueba de terraz	gib	1.00	210,000.00	210,000.00	
A.5.8	Impuestos	gib	1.00	292,302.96	292,302.96	
A.6	Estudio de Impacto Ambiental					730,264.67
A.6.1	Estudio de Impacto Ambiental - EIA	km	884.10	726.00	641,854.90	
A.6.2	Reparación de daños	km	884.10	-	-	
A.6.3	Seguimiento y asistencia técnica	km	884.10	100.00	88,409.77	
A.7	Obtención del CIRA y Monitoreo					806,297.07
A.7.1	Obtención del CIRA	km	884.10	370.00	327,116.13	
A.7.2	Monitoreo de arqueología	km	884.10	442.00	390,771.17	
A.7.3	Seguimiento y asistencia técnica	km	884.10	100.00	88,409.77	
	<b>Parcial Ingeniería</b>					<b>4,380,880.17</b>

## 6.2 SUMINISTRO DE MATERIALES

Tabla N° 6.2a Metrado y Presupuesto de Suministro de Materiales (1)

Ítem	Descripción	Und	Cantidad	Precio Unitario	Parcial	Total [US\$]
<b>B</b>	<b>Suministros</b>					
B.1	Estructuras Metálicas					30.544.125,17
B.1.1	Tornes de Acero Galvanizado	Ton	20.089,80	1.425,00	28.626.535,18	
B.1.2	Reserva y Repuesto (1% - 1%)	Ton	401,78	1.425,00	572.530,66	
B.1.3	Parrillas	Ton	-	1.425,00	-	
B.1.4	Stubs	Ton	803,55	1.425,00	1.145.061,55	
B.2	Conductor ACAR 700MCM					9.530.959,14
B.2.1	Longitud total - incremento (3.4%)	km	2.650,19	3.219,00	8.530.959,14	
B.2.2	Peso Total del Conductor	Ton	2.586,58			
B.3	Conductor ACAR 750MCM					28.694.626,44
B.3.1	Longitud total - incremento (3.4%)	km	8.319,69	3.449,00	28.694.626,44	
B.3.2	Peso Total del Conductor	Ton	8.702,40			
B.4	Cable de Acero para Rendas 7 8"					905.164,65
B.4.1	Longitud total - incremento (3%)	m	165.963,45	5,45	905.164,65	
B.4.2	Peso Total del Cable	Ton	165,96			
B.5	Cable de Guarda Alumoweld 7N°8AWG					2.549.118,78
B.5.1	Longitud total - incremento (3%)	km	929,30	2.746,00	2.549.118,78	
B.5.2	Peso Total del Cable	Ton	417,74			
B.6	Cable OPGW 70kA2s					2.819.840,79
B.6.1	Longitud total - incremento (6%)	km	841,74	3.350,00	2.819.840,79	
B.6.2	Peso Total del Cable	Ton	389,22			
B.7	Cable OPGW 25kA2s					276.660,00
B.7.1	Longitud total - incremento (6%)	km	95,40	2.900,00	276.660,00	
B.7.2	Peso Total del Cable	Ton	66,78			

Tabla N° 6.2b Metrado y Presupuesto de Suministro de Materiales (2)

Ítem	Descripción	Und	Cantidad	Precio Unitario	Parcial	Total [US\$]
B.8	Aisladores de Vidrio					7,814,170.50
B.8.1	Aislador de Vidrio 120kVn - reserva (2%)	und	183,527	25.70	4,716,643.90	
B.8.2	Aislador de Vidrio 160kVn - reserva (2%)	und	107,553	28.80	3,097,526.40	
B.8.3	Peso Total de Aisladores	Ton	2,069.14			
B.9	Herrajes para Aisladores de Vidrio					4,078,121.91
B.9.1	Herrajes de Suspensión - reserva (2%)	cjto	3,586	412.32	1,478,592.48	
B.9.2	Herrajes de Suspensión en "V" - reserva (2%)	cjto	1,484	468.62	695,488.02	
B.9.3	Herrajes de Anclaje Doble - reserva (2%)	cjto	1,918	1,026.46	1,966,112.28	
B.9.4	Herrajes de Anclaje Doble Inv. - reserva (2%)	cjto	57	1,026.46	57,979.18	
B.9.5	Peso Total de Herrajes	Ton	207.87			
B.10	Herrajes para Cadenas de Aisladores					702,960.00
B.10.1	Herrajes Cadena de Suspensión - reserva (2%)	cjto	5,070	71.00	359,970.00	
B.10.2	Herrajes Cadena de Anclaje Doble - reserva (2%)	cjto	1,854	189.00	342,990.00	
B.10.3	Peso Total de Herrajes	Ton	22.63			
B.11	Accesorios para Torres Amostradas					361,591.00
B.11.1	Conjunte de fijación para rindas - reserva (2%)	cjto	3,158.00	62.00	195,796.00	
B.11.2	Varillas de anclaje - reserva (2%)	und	3,158.00	52.50	165,795.00	
B.11.3	Peso Total de Accesorios	Ton	110.53			
B.12	Accesorios para Conductor ACAR -n700N/CN/					715,288.88
B.12.1	Manguitos de Empalme - reserva (20%)	und	636.00	21.00	13,356.00	
B.12.2	Manguitos de Reparación	und	127.00	20.00	2,540.00	
B.12.3	Amortiguadores - separadores - reserva (2%)	und	13,067.00	53.52	699,392.88	
B.12.4	Peso Total de Accesorios	Ton	66.86			
B.13	Accesorios para Conductor ACAR -n750N/CN/					2,245,455.07
B.13.1	Manguitos de Empalme - reserva (20%)	und	1,997.00	21.00	41,937.00	
B.13.2	Manguitos de Reparación	und	599.00	20.00	7,980.00	
B.13.3	Amortiguadores - separadores - reserva (2%)	und	41,030.00	53.52	2,185,538.07	
B.13.4	Peso Total de Accesorios	Ton	209.89			

Tabla N° 6.2c Metrado y Presupuesto de Suministro de Materiales (3)

Ítem	Descripción	Und	Cantidad	Precio Unitario	Parcial	Total [US\$]
B.14	Accesorios para Cable de Guarda Alumoweld					89,082.70
B.14.1	Manguitos de Empalme - reserva (2%)	und	237.00	14.70	3,483.90	
B.14.2	Manguitos de Reparación	und	47.00	14.00	658.00	
B.14.3	Amortiguadores Stockbridge - reserva (2%)	und	3,384.00	23.70	84,940.80	
B.14.4	Peso Total de Accesorios	Ton	14.30			
B.15	Accesorios para Cable OPGW					248,368.30
B.15.1	Cruceñas para soporte	und	234.00	72.00	16,848.00	
B.15.2	Grapas de fijación	und	3,744.00	10.00	37,440.00	
B.15.3	Amortiguadores Stockbridge - reserva (3%)	und	3,619.00	23.70	85,770.30	
B.15.4	Cajas de Empalme	und	234.00	45.00	10,530.00	
B.15.5	Accesorios varios por caja	cjto	234.00	50.00	11,700.00	
B.15.6	Peso Total de Accesorios	Ton	22.45			
B.16	Accesorios de Estructuras					269,550.00
B.16.1	Antisalamiento - reserva (2%)	und	1,793.00	100.00	179,300.00	
B.16.2	Placas de Señalización y Peligro - reserva (2%)	cjto	1,793.00	50.00	89,650.00	
B.16.3	Peso Total de Accesorios	Ton	16.14			
B.17	Puesta a Tierra					2,426,966.74
B.17.1	Varillas Copperweld 3/8" x 2.40m - reserva (2%)	und	3,586.00	12.00	43,032.00	
B.17.2	Cable Copperweld DAWG - reserva (2%)	km	178.59	2,220.00	396,464.74	
B.17.3	Conector Cable - Tierra - reserva (2%)	und	3,586.00	5.00	17,930.00	
B.17.4	Conector Varilla - Cable - reserva (2%)	und	7,173.00	5.00	35,865.00	
B.17.5	Conector Cable - Cable - reserva (2%)	und	3,586.00	5.00	17,930.00	
B.17.6	Hidroselta - reserva (1%)	bls	29,473.00	65.00	1,915,745.00	
B.17.7	Peso Total Puesta a Tierra	Ton	901.21			
	<b>Parcial Suministros</b>					<b>93,064,449.88</b>

## 6.3 TRANSPORTE

Tabla N° 6.3 Metrado y Presupuesto de Transporte

Ítem	Descripción	Und	Cantidad	Precio Unitario	Parcial	Total [US\$]
<b>C</b>	<b>Transporte</b>					
C.1	Carga Total a transportar	Ton	37,463.16			
C.1.1	Terras de Acero Galvanizado	Ton	21,294.12			
C.1.2	Conductores y Cables de Guarda	Ton	12,528.69			
C.1.3	Alisadores	Ton	2,069.14			
C.1.4	Herrajes en General	Ton	670.03			
C.1.5	Puesta a Tierra	Ton	901.21			
C.2	Transporte hasta almacenes					2,504,414.36
C.2.1	Transporte Lima - Chivilta	Ton	12,487.73	94.85	1,184,461.24	
C.2.2	Transporte Lima - Marcona	Ton	12,487.73	63.33	791,097.73	
C.2.3	Transporte Lima - La Joya	Ton	12,487.73	42.35	528,855.39	
	<b>Parcial Transporte</b>					<b>2,504,414.36</b>

## 6.4 OBRAS CIVILES

Tabla N° 6.4 Metrado y Presupuesto de Obras Civiles

Ítem	Descripción	Und	Cantidad	Precio Unitario	Parcial	Total [US\$]
D	Obras Civiles					
D.1	Movilización y Desmovilización	km	984.10	313.00	276,722.57	276,722.57
D.2	Campamentos					2,934,216.00
D.2.1	Instalación de Campamentos	gib	8.00	127,377.00	1,019,016.00	
D.2.2	Almacén de Paso	gib	6.00	24,000.00	144,000.00	
D.2.3	Vigilancia de Campamentos	mes	144.00	6,000.00	864,000.00	
D.2.4	Operación de Campamentos	gib	8.00	113,400.00	907,200.00	
D.3	Caminos de Acceso					2,485,159.75
D.3.1	Caminos de Acceso Tipo I (Plano)	km	247.55	3,253.10	805,296.27	
D.3.2	Caminos de Acceso Tipo II (Ondulado)	km	216.60	4,041.70	875,448.09	
D.3.3	Caminos de Acceso Tipo III (Accidentado)	km	61.89	7,560.20	467,876.96	
D.3.4	Caminos de Acceso Tipo IV (Herradura)	km	92.93	1,157.15	107,418.53	
D.3.5	Habilitación de Caminos Existentes	km	100.00	1,791.20	179,120.00	
D.4	Excavaciones					5,315,752.50
D.4.1	Excavación en Material Suelto	m3	74,715.00	28.00	2,092,020.00	
D.4.2	Excavación en Roca Fracturada	m3	27,698.50	75.00	2,076,637.50	
D.4.3	Excavación en Roca Fija	m3	7,911.00	145.00	1,147,095.00	
D.5	Nivelación de Stubs					492,240.00
D.5.1	Nivelación de Stubs en estructuras auto-soportadas	torre	984.00	360.00	354,240.00	
D.5.2	Nivelación de pernos en estructuras auto-soportadas	torre	512.00	250.00	128,000.00	
D.6	Fundaciones (acero, encofrado y concreto)					11,577,776.00
D.6.1	Concreto Fc = 140kg/cm2 (solados)	m3	1,758.00	232.00	407,856.00	
D.6.2	Concreto Fc = 210kg/cm2 (fundaciones)	m3	21,098.00	520.00	10,969,920.00	
D.7	Relleno y Compactación					3,702,875.40
D.7.1	Relleno y Compactación con Material Propio	m3	62,741.37	33.00	2,070,465.27	
D.7.2	Relleno y Compactación con Material de Préstamo	m3	33,783.82	45.00	1,520,271.70	
D.7.3	Eliminación de Material Excedente	m3	12,459.83	9.00	112,138.43	
D.8	Puesta a Tierra					4,855,034.41
D.8.1	Medición de Resistividad y Resistencia	torre	1,753.00	50.00	87,900.00	
D.8.2	Excavación de Zanja	m3	42,020.64	53.00	2,227,093.32	
D.8.3	Instalación de Contrapesos (incluye Hidrosolta)	km	175.09	2,524.10	441,934.57	
D.8.4	Instalación de Jabalinas	und	3,516.00	117.60	413,481.60	
D.8.5	Relleno y Compactación de Zanja	m3	42,020.64	38.00	1,596,784.32	
D.8.6	Medición de Resistencia	torre	1,753.00	50.00	87,900.00	
D.9	Despeje de Franja de Servidumbre	Ha	94.87	1,203.00	102,102.67	102,102.67
	Parcial Obras Civiles					31,481,939.30

## 6.5 MONTAJE ELECTROMECAÁNICO

Tabla N° 6.5 Metrado y Presupuesto de Montaje Electromecánico

Ítem	Descripción	Und	Cantidad	Precio Unitario	Parcial	Total [US\$]
<b>E</b>	<b>Montaje Electromecánico</b>					
E.1	Montaje de Torres					11.471.474,98
E.1.1	Clasificación	Ton	21.234,12	60,00	1.277.647,38	
E.1.2	Transporte	Ton	20.088,80	80,00	1.607.103,62	
E.1.3	Montaje	Ton	20.088,80	420,00	8.437.293,93	
E.1.4	Revisión	tone	1.758,00	85,00	149.430,00	
E.2	Montaje de Cadenas de Anclajes					1.039.314,00
E.2.1	Cadenas de Suspensión	cjto	3.516,00	118,00	414.898,00	
E.2.2	Cadenas de Suspensión en "W"	cjto	1.455,00	208,00	302.640,00	
E.2.3	Cadenas de Anclaje Doble	cjto	1.782,00	177,00	315.414,00	
E.2.4	Cadenas de Anclaje Doble Inv.	cjto	36,00	177,00	6.372,00	
E.3	Tendido de Cables					15.057.223,93
E.3.1	Tendido de Conductor ACAR 4x700MCM	km-c	2.563,05	1.225,00	3.139.730,96	
E.3.2	Tendido de Conductor ACAR 4x750MCM	km-c	8.046,13	1.225,00	9.856.504,64	
E.3.3	Tendido de Cable de Guarda Alumoweld 7N8AVG	km	884,10	1.155,70	1.021.751,67	
E.3.4	Tendido de Cable de Guarda OPGW 70kA2s	km	734,10	1.155,70	917.738,67	
E.3.5	Tendido de Cable de Guarda OPGW 25kA2s	km	30,00	1.350,00	121.500,00	
E.4	Empalmes OPGW					272.590,49
E.4.1	Empalmes de Suspensión OPGW	und	1.484,00	15,00	22.260,00	
E.4.2	Empalmes de Anclaje OPGW	und	308,00	21,00	6.489,00	
E.4.3	Cajas de Empalme	und	234,00	210,00	49.140,00	
E.4.4	Pruebas Reflectométricas	km	884,10	220,00	194.501,49	
E.5	Instalación de Amortiguadores y Separadores					747.224,20
E.5.1	Instalación de Amortiguador-separador	und	53.026,00	12,70	673.430,20	
E.5.2	Instalación de Amortiguador para Cable de Guarda	und	3.514,00	10,50	36.897,00	
E.5.3	Instalación de Amortiguador para OPGW	und	3.514,00	10,50	36.897,00	
E.6	Antirrescalamiento y Protección Anticorrosiva					341.931,00
E.6.1	Instalación de Antirrescalamiento - Placas	torre	1.758,00	102,00	179.316,00	
E.6.2	Protección Anticorrosiva	torre	1.758,00	92,50	162.615,00	
E.7	Revisión Final	km	994,10	228,90	227.369,95	227.369,95
E.8	Pruebas y Puesta en Servicio + Op. Experimental	línea	3,00	42.000,00	126.000,00	126.000,00
	<b>Parcial Montaje Electromecánico</b>					<b>29.257.930,56</b>

## 6.6 RESUMEN GENERAL

Tabla N° 6.6 Presupuesto de Línea de Transmisión 500kV Chilca – Montalvo

Ítem	Descripción	L.T. 500kV Chilca - Montalvo
A	Ingeniería	1.550.880,77
B	Suministros	98.054.449,53
C	Transporte	2.504.414,36
D	Obras Civiles	31.481.939,20
E	Montaje Electromecánico	29.257.930,56
<b>F</b>	<b>Parcial Costo Directo [US\$]</b>	<b>160.689.614,26</b>
G	Arrendos y Gastos de Imperación	2.284.440,74
H	Gastos Generales	16.343.620,25
I	Imprevistos	2.450.752,42
J	Utilidades	31.782.044,81
<b>K</b>	<b>Total antes de Impuestos [US\$]</b>	<b>214.390.492,47</b>
L	Impuesto General a las Ventas (I.G.V.)	21.409.488,33
	<b>Total Línea de Transmisión 500kV [US\$]</b>	<b>235.699.980,80</b>



En este Capítulo se ha desarrollado sólo el Presupuesto de la Línea de Transmisión 500kV Chilca – Marcona – Ocoña – Montalvo. En el Anexo N° 04 se muestra también el Presupuesto de las Subestaciones y los Enlaces al SEIN en 220kV, a partir del cual se puede obtener el **Presupuesto Total del Proyecto: US\$ 369'226,094.93 (sin I.G.V.)**, cuyo detalle se muestra en la Tabla N° 6.7.

**Tabla N° 6.7 Presupuesto Total del Proyecto Línea de Transmisión 500kV**

**Chilca – Montalvo y Subestaciones**

Ítem	Descripción	L.T. 500kV Chilca - Montalvo y S.S.E.E.
A	Ingeniería	6,845,724.12
B	Suministros	166,903,480.33
C	Transporte	7,069,033.36
D	Obras Cíviles	55,869,711.44
E	Montaje Electromecánico	39,416,923.33
<b>F</b>	<b>Parcial Costo Directo [US\$]</b>	<b>276,104,882.59</b>
G	Aranceles y Gastos de Importación	1,129,659.26
H	Gastos Generales	19,316,335.92
I	Imprevistos	4,652,811.38
J	Utilidades	55,022,405.15
<b>K</b>	<b>Total antes de Impuestos [US\$]</b>	<b>369,226,094.93</b>
L	Impuesto General a las Ventas (I.G.V.)	35,674,731.96
	<b>Total Proyecto [US\$]</b>	<b>404,900,826.89</b>

## **CAPÍTULO VII**

### **EVALUACIÓN ECONÓMICA – FINANCIERA DEL PROYECTO**

La presente Evaluación Económica – Financiera ha sido realizada con fines académicos, para demostrar la viabilidad del Proyecto a partir del análisis de la Inversión Realizada, los Costos de Operación y Mantenimiento, los Ingresos Anuales Proyectados y el Plan Financiero del Proyecto. Este análisis ha sido realizado de conformidad con lo dispuesto en la Ley de Concesiones Eléctricas (D.L. 25844) y su Reglamento (D.S. 009-93-EM).

Los Beneficios Netos Económicos y Financieros han sido determinados considerando:

- Compensación Económica de Transmisión que incluye el Ingreso Tarifario y el Peaje de Transmisión.
- Egresos por la compra de energía en 500kV.
- Los costos de inversión en las líneas y subestaciones, así como los costos de operación y mantenimiento de dicho sistema.

Las premisas para realizar la Evaluación Económica – Financiera son las siguientes:

- El período de análisis abarca desde el año 2010 hasta el año 2043.
- La vida útil de la línea de transmisión se estima en treinta años.

- Las inversiones se realizan entre el año 2010 y el año 2013.
- No se considera el I.G.V. en las inversiones.
- La evaluación se realiza a partir del año 2010.
- La evaluación se realiza a precios de mercado.
- La tasa de descuento base utilizada (costo de oportunidad) es de 12% anual.
- El incremento anual de precios de los recursos no se ha considerado.
- Se ha considerado como tasa del Impuesto a la Renta el 30% sobre las utilidades.

## **7.1 INVERSIÓN REALIZADA**

La Inversión requerida para llevar a cabo el presente proyecto es de **US\$ 369'226,094.93** (sin incluir I.G.V.), tal como se muestra en la Tabla N° 6.7.

Esta Inversión se realiza entre los años 2010 y 2013, según el Plan Financiero del Proyecto que se presenta en el punto 7.4.

La Anualidad de la Inversión está dada por la Inversión del Proyecto y la Tasa de Actualización, la cual es, según el Artículo N° 79 de la LCE, 12%. Por lo tanto, la Anualidad de la Inversión es:

$$@Inversión = US\$ 44'307,131.39$$

## **7.2 COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO**

Los Costos de O&M están constituidos por los sueldos, materiales, equipos, repuestos y servicios durante la etapa operativa del proyecto. Debido a que se trata

un proyecto de gran envergadura, con un nivel de EAT, el Costo de O&M se considera en 4% (anual) del Costo Total de Inversión. Por lo tanto, el Costo Anual de O&M es:

$$\text{Costo O\&M} = \text{US\$ } 14'769,043.80$$

### 7.3 INGRESOS ANUALES PROYECTADOS

Con respecto a la remuneración de la Transmisión Eléctrica, en la Ley de Concesiones Eléctricas se establece lo siguiente:

- **Artículo N° 59:** Los generadores conectados al Sistema Principal de Transmisión son los encargados de abonar mensualmente al operador una compensación, para cubrir el Costo Total de Transmisión; este Costo comprende la Anualidad de la Inversión (con Tasa de Actualización de 12%, según el Artículo N° 79) y los Costos de Operación y Mantenimiento.

*Cabe precisar que actualmente es el Mercado Eléctrico el que cubre el Costo Total de Transmisión.*

- **Artículo N° 60:** La compensación para la Transmisión comprende el Ingreso Tarifario y el Peaje por Conexión. El Ingreso Tarifario es calculado en función a la Potencia y Energía entregada y retirada en barras, valorizadas a sus respectivos Precios en Barra. El Peaje por Conexión es la diferencia entre el Costo Total de Transmisión y el Ingreso Tarifario; el Peaje por Conexión Unitario es calculado a partir del Peaje por Conexión y la Máxima Demanda proyectada.

Los Ingresos Tarifarios de Energía se determinan mediante el modelo Perseo, mientras que los Ingresos Tarifarios de Potencia se obtienen a partir del producto del Precio Básico de Potencia anual. No se considera Ingresos Tarifarios negativos.

Para el presente Proyecto, con fines académicos, se estimarán los Ingresos Tarifarios de Energía a partir del consumo estimado del año 2013 para el área de influencia del Proyecto (aproximadamente 1,802.81GWh, al 30% de la capacidad de las líneas de transmisión anual) y los precios en barra promedios en las subestaciones Chilca, Marcona y Montalvo, que se muestran en la Tabla N° 7.1.

**Tabla N° 7.1 Precios en Barra de Energía en Subestaciones Chilca, Marcona y Montalvo**

Subestación	PEMP	PEMF	Factor de Actualización	Precio en Barra Promedio (US\$/kWh)
Chilca	0.0427	0.0342	1.5000	0.0577
Marcona	0.0667	0.0563	1.0000	0.0615
Montalvo	0.0672	0.0541	1.0000	0.0607

Fuente: Asignación de Precios en Barra 2008 – Osinergmin

Para estimar los Ingresos Tarifarios de Potencia se considera una diferencia en el factor de pérdidas del 3% de la capacidad de la L.T. 500kV Chilca – Marcona Nueva y un 4% de la capacidad de la L.T. 500kV Marcona Nueva – Montalvo 2; los precios en barra promedios en las subestaciones Chilca, Marcona y Montalvo se muestran en la Tabla N° 7.2.

**Tabla N° 7.2 Precios en Barra de Potencia en Subestaciones Chilca, Marcona y Montalvo**

Subestación	PPM	PCSPT	PPB	Factor de Actualización	Precio en Barra Promedio (US\$/kW-Año)
Chilca	65.2600	26.0900	91.3500	1.0000	60.9000
Marcona	67.8300	26.0900	93.9200	1.0000	62.6133
Montalvo	68.0100	26.0900	94.1000	1.0000	62.7333

Fuente: Asignación de Precios en Barra 2008 – Osinergmin

A partir de esto, se procede a calcular el Peaje de Conexión (en US\$) mediante la ecuación (7.1).

$$Peaje = @Inv + CO\&M - IT \dots (7.1)$$

Donde:

- @Inv : Anualidad de la Inversión, a una Tasa de Actualización de 12%.
- CO&M : Costos de Operación y Mantenimiento.
- IT : Ingreso Tarifario (Potencia y Energía).

Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla N° 7.3.

**Tabla N° 7.3 Peajes por Conexión del Sistema de Transmisión – Año 2013**

Ítem	Sistema de Transmisión	Anualidad (US\$)	Costo de O&M (US\$)	Ingreso Tarifario (US\$)	Peaje de Conexión (US\$)
1	L.T. 500kV Chilca - Marcona Nueva y SSEE	18,354,906.44	6,118,302.15	6,931,001.00	17,542,207.59
2	L.T. 500kV Marcona Nueva - Montalvo 2 y SSEE	25,952,224.95	8,650,741.65	3,292.80	34,599,673.80
	<b>Total</b>	<b>44,307,131.39</b>	<b>14,769,043.80</b>	<b>6,934,293.80</b>	<b>52,141,881.39</b>

El Peaje Unitario se calcula a partir de la Máxima Demanda estimada para el año 2013 mostrada en la Tabla N° 3.4. Se considera un 90% de dicho valor y se considera un Factor de Máxima Demanda de Clientes de 0.9320 (promedio de los años 2003 y 2008). A partir de ello se obtiene una Máxima Demanda de Ventas de 5'017,701.60kW. El Peaje Unitario (en US\$/kW-Mes) se calcula a partir de la ecuación (7.2).

$$Peaje\ Unitario = \frac{Peaje}{12 \cdot MD_{Ventas}} \dots (7.2)$$

**Tabla N° 7.4 Peajes por Conexión Unitario del Sistema de Transmisión**

Ítem	Sistema de Transmisión	Peaje Unitario (US\$/kW-Mes)
1	L.T. 500kV Chilca - Marcona Nueva y SSEE	0.29
2	L.T. 500kV Marcona Nueva - Montalvo 2 y SSEE	0.57
	<b>Total</b>	<b>0.87</b>

Finalmente, los ingresos anuales proyectados vienen dados por el Ingreso Tarifario y el Peaje producto de la Demanda de Potencia del Sistema de Transmisión. Dicha demanda se estima a partir de la Tabla N° 3.4 y es función al crecimiento de la Demanda Vegetativa (en función al PBI) y a las Grandes Cargas. El Peaje por Conexión y el Ingreso Tarifario se actualizan anualmente.

En la Tabla N° 7.5 se puede apreciar una aproximación de la potencia demandada para la L.T. 500kV Chilca – Marcona Nueva y Marcona Nueva – Montalvo 2, así

como los ingresos anuales que se generarían. Las consideraciones para el Sistema Eléctrico han sido las siguientes:

- Las líneas de transmisión entran en operación a finales de julio del año 2013.
- La Demanda en el SEIN considerada para el año 2013, a partir de la Tabla N° 3.4, es el 90% de lo que se indica; es decir 5,384.00MW.
- El crecimiento de la Demanda es 6% anual hasta el año 2025 y 5% anual entre los años 2026 y 2043.
- El Ingreso Tarifario aumenta en un 3% anual, debido a que el incremento en la Demanda ocasiona mayores volúmenes de energía en transacción.
- El Peaje por Conexión Unitario se actualiza actualmente. Debido al incremento de la Demanda, el Peaje Unitario disminuirá anualmente 5%.



Tabla N° 7.5 Ingresos Anuales Proyectados

Año	Ingreso Tarifario (US\$)	Meses	L.T. 500kV Chilca - Marcona Nueva			L.T. 500kV Marcona Nueva - Montalvo 2			Ingreso Total (US\$)
			Demanda (kW)	Peaje Unitario (US\$/kW-Mez)	Peaje de Conexión (US\$)	Demanda (kW)	Peaje Unitario (US\$/kW-Mez)	Peaje de Conexión (US\$)	
2010	-	-	-	-	-	-	-	-	
2011	-	-	-	-	-	-	-	-	
2012	-	-	-	-	-	-	-	-	
2013	2,883,289.08	5.0	5,383,800.00	0.29	7,842,546.31	5,383,800.00	0.57	15,468,350.63	26,200,216.03
2014	7,142,322.61	12.0	5,706,828.00	0.28	18,953,865.93	5,706,828.00	0.55	37,383,982.31	63,480,170.85
2015	7,356,592.29	12.0	6,049,237.68	0.26	19,086,542.99	6,049,237.68	0.52	37,645,670.19	64,068,805.47
2016	7,577,290.06	12.0	6,412,191.94	0.25	19,220,148.79	6,412,191.94	0.49	37,909,189.68	64,706,628.73
2017	7,804,608.76	12.0	6,796,923.46	0.24	19,354,689.83	6,796,923.46	0.47	38,174,554.21	65,333,852.80
2018	8,038,747.03	12.0	7,204,738.86	0.23	19,490,172.66	7,204,738.86	0.44	38,441,776.03	65,970,695.77
2019	8,279,903.44	12.0	7,637,023.20	0.21	19,626,603.87	7,637,023.20	0.42	38,710,868.52	66,617,381.82
2020	8,528,306.72	12.0	8,095,244.59	0.20	19,763,990.10	8,095,244.59	0.40	38,981,844.60	67,274,141.41
2021	8,784,155.92	12.0	8,580,959.26	0.19	19,902,338.03	8,580,959.26	0.38	39,254,717.51	67,941,211.46
2022	9,047,680.60	12.0	9,095,816.82	0.18	20,041,654.39	9,095,816.82	0.36	39,529,500.53	68,618,335.53
2023	9,319,111.02	12.0	9,641,565.83	0.17	20,181,945.97	9,641,565.83	0.34	39,806,207.04	69,307,264.03
2024	9,598,684.35	12.0	10,220,059.78	0.17	20,323,219.60	10,220,059.78	0.33	40,084,850.43	70,006,754.43
2025	9,888,644.83	12.0	10,833,263.37	0.16	20,465,482.13	10,833,263.37	0.31	40,365,444.44	70,717,571.45
2026	10,183,244.22	12.0	11,374,926.53	0.15	20,414,318.43	11,374,926.53	0.29	40,264,530.83	70,862,093.48
2027	10,488,741.55	12.0	11,943,672.86	0.14	20,363,282.63	11,943,672.86	0.28	40,163,869.50	71,015,893.63
2028	10,803,403.80	12.0	12,540,856.50	0.13	20,312,374.42	12,540,856.50	0.27	40,063,459.83	71,179,238.05
2029	11,127,505.31	12.0	13,167,899.33	0.13	20,261,593.49	13,167,899.33	0.25	39,963,301.18	71,352,400.58
2030	11,461,331.09	12.0	13,826,294.29	0.12	20,210,939.50	13,826,294.29	0.24	39,863,392.93	71,535,663.52
2031	11,805,171.02	12.0	14,517,609.01	0.12	20,160,412.16	14,517,609.01	0.23	39,763,734.44	71,729,317.62
2032	12,159,326.15	12.0	15,243,489.46	0.11	20,110,011.13	15,243,489.46	0.22	39,664,325.11	71,933,662.39
2033	12,524,105.94	12.0	16,005,663.93	0.10	20,059,736.10	16,005,663.93	0.21	39,565,164.29	72,149,006.33
2034	12,899,829.11	12.0	16,805,947.13	0.10	20,009,566.76	16,805,947.13	0.20	39,466,251.38	72,375,667.26
2035	13,286,823.99	12.0	17,646,244.49	0.09	19,959,562.79	17,646,244.49	0.19	39,367,585.76	72,613,972.53
2036	13,685,428.71	12.0	18,528,558.71	0.09	19,909,663.88	18,528,558.71	0.18	39,269,166.79	72,864,259.38
2037	14,095,891.57	12.0	19,454,984.55	0.08	19,859,889.72	19,454,984.55	0.17	39,170,993.87	73,126,875.17
2038	14,518,871.32	12.0	20,427,733.77	0.08	19,810,240.00	20,427,733.77	0.16	39,073,066.38	73,402,177.71
2039	14,954,437.46	12.0	21,449,120.46	0.08	19,760,714.40	21,449,120.46	0.15	38,975,383.72	73,690,535.58
2040	15,403,070.53	12.0	22,521,576.48	0.07	19,711,312.61	22,521,576.48	0.14	38,877,345.26	73,992,328.46
2041	15,865,162.70	12.0	23,647,655.31	0.07	19,662,034.33	23,647,655.31	0.14	38,780,750.40	74,307,947.43
2042	16,341,117.53	12.0	24,830,038.07	0.07	19,612,879.25	24,830,038.07	0.13	38,683,798.53	74,637,795.35
2043	9,818,268.14	7.0	26,071,539.93	0.06	11,412,244.11	26,071,539.93	0.12	22,509,135.27	43,739,667.52

## 7.4 EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO

### 7.4.1 Flujo de Caja Económico

Teniendo en cuenta los Ingresos y Egresos calculados en las secciones 7.1, 7.2 y 7.3, se elabora un Flujo de Caja Económico del Proyecto, el cual se muestra en la Tabla N° 7.6.

Tabla N° 7.6 Flujo de Caja Económico del Proyecto

Año	Ingreso (US\$)	Meses	Egreso (US\$)			Flujo de Caja Económico (US\$)
			Inversión	O&M	Costo Total	
2010	-	-	369,226,094.93	-	369,226,094.93	-369,226,094.93
2011	-	-	-	-	-	-
2012	-	-	-	-	-	-
2013	26,200,216.03	5.00	-	6,153,768.25	6,153,768.25	20,046,447.78
2014	63,480,170.85	12.00	-	14,769,043.80	14,769,043.80	48,711,127.06
2015	64,093,805.47	12.00	-	14,769,043.80	14,769,043.80	49,319,761.67
2016	64,706,628.73	12.00	-	14,769,043.80	14,769,043.80	49,937,584.93
2017	65,333,852.80	12.00	-	14,769,043.80	14,769,043.80	50,564,809.00
2018	65,970,695.77	12.00	-	14,769,043.80	14,769,043.80	51,201,651.98
2019	66,617,381.82	12.00	-	14,769,043.80	14,769,043.80	51,848,338.03
2020	67,274,141.41	12.00	-	14,769,043.80	14,769,043.80	52,505,097.62
2021	67,941,211.46	12.00	-	14,769,043.80	14,769,043.80	53,172,167.66
2022	68,618,835.53	12.00	-	14,769,043.80	14,769,043.80	53,849,791.73
2023	69,307,264.03	12.00	-	14,769,043.80	14,769,043.80	54,538,220.23
2024	70,006,754.43	12.00	-	14,769,043.80	14,769,043.80	55,237,710.63
2025	70,717,571.45	12.00	-	14,769,043.80	14,769,043.80	55,948,527.65
2026	70,862,093.48	12.00	-	14,769,043.80	14,769,043.80	56,093,049.68
2027	71,015,893.68	12.00	-	14,769,043.80	14,769,043.80	56,248,849.88
2028	71,179,238.05	12.00	-	14,769,043.80	14,769,043.80	56,410,194.25
2029	71,352,400.58	12.00	-	14,769,043.80	14,769,043.80	56,583,356.78
2030	71,535,663.52	12.00	-	14,769,043.80	14,769,043.80	56,766,619.72
2031	71,729,317.62	12.00	-	14,769,043.80	14,769,043.80	56,960,273.82
2032	71,933,662.39	12.00	-	14,769,043.80	14,769,043.80	57,164,618.59
2033	72,149,006.33	12.00	-	14,769,043.80	14,769,043.80	57,379,962.53
2034	72,375,667.26	12.00	-	14,769,043.80	14,769,043.80	57,606,623.46
2035	72,613,972.53	12.00	-	14,769,043.80	14,769,043.80	57,844,928.74
2036	72,864,259.38	12.00	-	14,769,043.80	14,769,043.80	58,095,215.59
2037	73,126,875.17	12.00	-	14,769,043.80	14,769,043.80	58,357,831.37
2038	73,402,177.71	12.00	-	14,769,043.80	14,769,043.80	58,633,133.91
2039	73,690,535.58	12.00	-	14,769,043.80	14,769,043.80	58,921,491.78
2040	73,992,328.46	12.00	-	14,769,043.80	14,769,043.80	59,223,284.66
2041	74,307,347.43	12.00	-	14,769,043.80	14,769,043.80	59,538,303.63
2042	74,637,795.35	12.00	-	14,769,043.80	14,769,043.80	59,869,751.55
2043	43,739,667.52	7.00	-	8,615,275.55	8,615,275.55	35,124,391.97

#### 7.4.2 Indicadores de Rentabilidad

Para verificar la rentabilidad del Flujo de Caja Económico se analizan el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y la Relación Beneficio – Costo (B/C).

#### 7.4.2.1 Valor Actual Neto (VAN)

El valor del VAN se obtiene a partir de la siguiente ecuación:

$$VAN = -I_0 + \sum_{i=1}^n \frac{F_i}{(1+COK)^i} \dots (7.3)$$

Donde:

n : Número de períodos considerados.

$I_0$  : Inversión Inicial.

$F_i$  : Flujo de Caja en el período “i”.

COK : Costo de Oportunidad o Tasa de Actualización (según LCE: 12%)

Aplicando esta ecuación se calcula el valor del VAN del Flujo de Caja Económico del Proyecto (Tabla N° 7.6), obteniéndose como resultado:

$$VAN = -53'245,512.46(US\$)$$

El valor negativo del VAN nos indica que el Flujo Económico para el presente Proyecto no es rentable.

#### 7.4.2.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)

El valor de la TIR se obtiene a partir de la siguiente ecuación:

$$VAN = 0 = -I_0 + \sum_{i=1}^n \frac{F_i}{(1+TIR)^i} \dots (7.4)$$

Aplicando esta ecuación se calcula el valor de la TIR del Flujo de Caja Económico del Proyecto:

$$TIR = 10.5\%$$

El resultado de la TIR es menor a la Tasa de Actualización que establece la LCE (12%), por lo que se reafirma la idea de que el Flujo Económico del Proyecto no es rentable.

#### 7.4.2.3 Relación Beneficio – Costo (B/C)

El valor de la B/C se obtiene a partir de la siguiente ecuación:

$$B/C = \frac{\sum_{i=0}^n \frac{B_i}{(1+COK)^i}}{\sum_{i=0}^n \frac{C_i}{(1+COK)^i}} \dots (7.5)$$

Donde:

$B_i$  : Beneficio o Ingreso en el período “i”.

$C_i$  : Costo o Egreso en el período “i”.

Aplicando esta ecuación se calcula el valor de la B/C del Flujo de Caja Económico del Proyecto:

$$B/C = 0.88$$

El resultado de la B/C es menor a 1, por lo que se concluye finalmente que el Flujo Económico del Proyecto no es rentable.

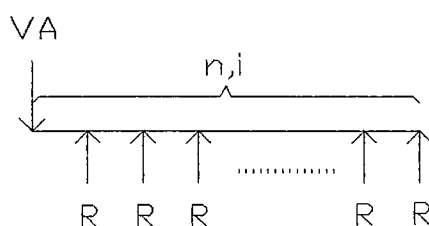
Los resultados obtenidos en los Indicadores de Rentabilidad reflejan la necesidad de financiar el Proyecto.

## 7.5 PLAN FINANCIERO DEL PROYECTO

Los resultados obtenidos en el punto 7.4.2 indican que es necesario financiar el Proyecto para no afectar el Flujo de Caja del mismo. Por lo tanto, se ha considerado un financiamiento a través de una línea de crédito con una entidad bancaria, tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

- Se financia el 80% de la Inversión Total, es decir US\$ 295'380,875.94.
- El plazo de la deuda es de 12 años.
- La tasa de interés es del 6% de la deuda, capitalizable anualmente.
- Las cuotas serán anuales, iguales y con pago al vencimiento.

La representación del Flujo del Financiamiento del Proyecto se muestra en la Figura N° 7.1.



**Figura N° 7.1 Esquema del Flujo de Financiamiento del Proyecto**

A partir de este Flujo se calculan las cuotas anuales, a partir de la siguiente ecuación:

$$VA = R \cdot \left[ \frac{1 - (1+i)^{-n}}{i} \right] \dots (7.6)$$

Donde:

VA : Monto total a financiar.

R : Valor de la cuota anual.

i : Tasa de Interés.

El Flujo de Financiamiento se muestra en la Tabla N° 7.7.

**Tabla N° 7.7 Flujo de Financiamiento del Proyecto**

Año	Cuota (US\$)	Interés (US\$)	Amortización (US\$)	Deuda (US\$)
2010	-	-	-	295,380,875.94
2011	35,232,153.42	17,722,852.56	17,509,300.86	277,871,575.08
2012	35,232,153.42	16,672,294.50	18,559,858.91	259,311,716.17
2013	35,232,153.42	15,558,702.97	19,673,450.45	239,638,265.72
2014	35,232,153.42	14,378,295.94	20,853,857.48	218,784,408.24
2015	35,232,153.42	13,127,064.49	22,105,088.92	196,679,319.32
2016	35,232,153.42	11,800,759.16	23,431,394.26	173,247,925.06
2017	35,232,153.42	10,394,875.50	24,837,277.91	148,410,647.15
2018	35,232,153.42	8,904,638.83	26,327,514.59	122,083,132.56
2019	35,232,153.42	7,324,987.95	27,907,165.46	94,175,967.09
2020	35,232,153.42	5,650,558.03	29,581,595.39	64,594,371.70
2021	35,232,153.42	3,875,662.30	31,356,491.12	33,237,880.58
2022	35,232,153.42	1,994,272.83	33,237,880.58	0.00

## 7.6 EVALUACIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO

### 7.6.1 Flujo de Caja Financiero

Teniendo en cuenta el Flujo de Caja Económico y el Flujo de Financiamiento, se elabora el Flujo de Caja Financiero del Proyecto, el cual se muestra en la Tabla N° 7.8.

Tabla N° 7.8 Flujo de Caja Financiero del Proyecto

Año	Ingreso (US\$)	Meses	Egreso (US\$)			Flujo de Caja Económico (US\$)	Financiamiento (US\$)	Flujo de Caja Financiero (US\$)
			Inversión	O&M	Costo Total			
2010	-	-	369,226,094.93	-	369,226,094.93	-369,226,094.93	295,380,875.94	-73,845,218.99
2011	-	-	-	-	-	-	-35,232,153.42	-35,232,153.42
2012	-	-	-	-	-	-	-35,232,153.42	-35,232,153.42
2013	26,200,216.03	5.00	-	6,153,768.25	6,153,768.25	20,046,447.78	-35,232,153.42	-15,185,705.64
2014	63,480,170.85	12.00	-	14,769,043.80	14,769,043.80	48,711,127.06	-35,232,153.42	13,478,973.64
2015	64,088,805.47	12.00	-	14,769,043.80	14,769,043.80	49,319,761.67	-35,232,153.42	14,087,608.25
2016	64,708,628.73	12.00	-	14,769,043.80	14,769,043.80	49,937,584.93	-35,232,153.42	14,705,431.51
2017	65,333,852.80	12.00	-	14,769,043.80	14,769,043.80	50,564,809.00	-35,232,153.42	15,332,655.59
2018	65,970,695.77	12.00	-	14,769,043.80	14,769,043.80	51,201,651.98	-35,232,153.42	15,969,498.56
2019	66,617,381.82	12.00	-	14,769,043.80	14,769,043.80	51,848,338.03	-35,232,153.42	16,616,184.61
2020	67,274,141.41	12.00	-	14,769,043.80	14,769,043.80	52,505,097.62	-35,232,153.42	17,272,944.20
2021	67,941,211.46	12.00	-	14,769,043.80	14,769,043.80	53,172,167.66	-35,232,153.42	17,940,014.24
2022	68,618,895.53	12.00	-	14,769,043.80	14,769,043.80	53,848,791.73	-35,232,153.42	18,617,638.31
2023	69,307,264.03	12.00	-	14,769,043.80	14,769,043.80	54,538,220.23	-	54,538,220.23
2024	70,006,754.43	12.00	-	14,769,043.80	14,769,043.80	55,237,710.63	-	55,237,710.63
2025	70,717,571.45	12.00	-	14,769,043.80	14,769,043.80	55,948,527.65	-	55,948,527.65
2026	70,862,093.48	12.00	-	14,769,043.80	14,769,043.80	56,093,049.68	-	56,093,049.68
2027	71,015,893.68	12.00	-	14,769,043.80	14,769,043.80	56,246,849.89	-	56,246,849.89
2028	71,179,238.05	12.00	-	14,769,043.80	14,769,043.80	56,410,194.25	-	56,410,194.25
2029	71,352,400.58	12.00	-	14,769,043.80	14,769,043.80	56,583,356.78	-	56,583,356.78
2030	71,535,663.52	12.00	-	14,769,043.80	14,769,043.80	56,766,619.72	-	56,766,619.72
2031	71,729,317.62	12.00	-	14,769,043.80	14,769,043.80	56,960,273.82	-	56,960,273.82
2032	71,933,662.39	12.00	-	14,769,043.80	14,769,043.80	57,164,618.59	-	57,164,618.59
2033	72,149,006.33	12.00	-	14,769,043.80	14,769,043.80	57,379,962.53	-	57,379,962.53
2034	72,375,667.26	12.00	-	14,769,043.80	14,769,043.80	57,606,623.46	-	57,606,623.46
2035	72,613,972.53	12.00	-	14,769,043.80	14,769,043.80	57,844,928.74	-	57,844,928.74
2036	72,864,259.38	12.00	-	14,769,043.80	14,769,043.80	58,095,215.59	-	58,095,215.59
2037	73,126,875.17	12.00	-	14,769,043.80	14,769,043.80	58,357,831.37	-	58,357,831.37
2038	73,402,177.71	12.00	-	14,769,043.80	14,769,043.80	58,633,133.91	-	58,633,133.91
2039	73,690,535.58	12.00	-	14,769,043.80	14,769,043.80	58,921,491.78	-	58,921,491.78
2040	73,992,328.46	12.00	-	14,769,043.80	14,769,043.80	59,223,284.66	-	59,223,284.66
2041	74,307,947.43	12.00	-	14,769,043.80	14,769,043.80	59,538,903.63	-	59,538,903.63
2042	74,637,795.35	12.00	-	14,769,043.80	14,769,043.80	59,868,751.55	-	59,868,751.55
2043	43,733,667.52	7.00	-	8,615,275.55	8,615,275.55	35,124,391.97	-	35,124,391.97

## 7.6.2 Indicadores de Rentabilidad

Para verificar la rentabilidad del Flujo de Caja Financiero se analizan el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y la Relación Beneficio – Costo (B/C).

#### 7.6.2.1 Valor Actual Neto (VAN)

Aplicando la ecuación (7.3) se calcula el valor del VAN del Flujo de Caja Financiero del Proyecto (Tabla N° 7.8), obteniéndose como resultado:

$$\mathbf{VAN = 23'894, 220.44(US\$)}$$

El valor positivo del VAN nos indica que el Flujo Financiero para el presente Proyecto es rentable.

#### 7.6.2.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)

Aplicando la ecuación (7.4) se calcula el valor de la TIR del Flujo de Caja Financiero del Proyecto:

$$\mathbf{TIR = 13.23\%}$$

El resultado de la TIR es mayor a la Tasa de Actualización que establece la LCE (12%), por lo que se reafirma la idea de que el Flujo Financiero del Proyecto es rentable.

#### 7.6.2.3 Relación Beneficio – Costo (B/C)

Aplicando la ecuación (7.5) se calcula el valor de la B/C del Flujo de Caja Financiero del Proyecto:

$$\mathbf{B/C = 1.04}$$

El resultado de la B/C es mayor a 1, por lo que se concluye finalmente que el Flujo Financiero del Proyecto es rentable.



## **7.7 RESULTADOS OBTENIDOS**

Los resultados obtenidos indican que el Proyecto no es rentable económicamente (TIR = 10.5%), ya que se trata de un monto considerable de Inversión que no se cubriría durante toda la vida útil de la línea de transmisión. Sin embargo, aplicando un adecuado Plan de Financiamiento que cubra el 80% del monto total de Inversión, el Proyecto se vuelve rentable financieramente (TIR = 13.23%).

Esto demuestra la importancia del Financiamiento de los Proyectos de Inversión para la expansión del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

## CONCLUSIONES

- La evaluación técnica y económica de los diferentes niveles de tensión (sección 2.3) emite resultados favorables para el nivel de Extra Alta Tensión, entre los cuales se tienen:
  - Los niveles de EAT proporcionan un mayor aporte de reactivos, favoreciendo la operación del sistema en máxima demanda.
  - Las líneas de transmisión EAT permiten mantener una gran capacidad de transmisión en el sistema.
  - El nivel de 500kV resulta ser la opción más ventajosa, ya que el incremento en inversión de 41% (respecto a 220kV) se ve compensado por el incremento en 299% de la capacidad de transmisión, según la Figura N° 2.32. Asimismo, genera menores pérdidas de potencia, haciéndola la opción más ventajosa en el Análisis de Mínimo Costo.
- Ante la problemática que se presenta en la Interconexión Eléctrica Centro – Sur Medio – Sur (falta de infraestructura de transmisión eléctrica y congestión en las líneas de transmisión actuales por crecimiento en la demanda eléctrica en el sur) se evaluaron tres posibles alternativas de solución, siendo la opción más ventajosa la Alternativa N° 03: Línea de Transmisión 500kV Chilca – Montalvo, por los siguientes motivos:

- La tensión recomendada para las alternativas de solución, según las características del sistema, se encuentra por encima de 400kV, tal como se puede apreciar en la Tabla N° 3.8.
  - La Alternativa N° 03 (500kV) permite una menor sección en los conductores (alrededor de 380mm<sup>2</sup>), según la Tabla N° 3.9. Asimismo, permite mantener una mayor capacidad de transmisión y un mayor aporte de potencia reactiva, a la vez que ocasiona menores pérdidas de energía en el sistema, según las Figuras N° 3.6, 3.7 y 3.8.
  - El mayor nivel de inversión de la Alternativa N° 03 (500kV) se ve compensado con su capacidad de transmisión, haciéndola la alternativa más atractiva para el largo plazo, tal como se muestra en la Figura N° 3.9.
  - La Alternativa N° 03 (500kV) tiene el mínimo costo asociado (Inversión, O&M y Pérdidas), tal como se puede apreciar en la Figura N° 3.10.
- A partir del diseño eléctrico de la L.T. 500kV Chilca – Montalvo se obtienen los siguientes resultados:
    - Para la L.T. 500kV Chilca – Marcona Nueva se emplearán 357.2km de conductor ACAR 4x750MCM. Los factores de diseño determinantes son el cálculo por Efecto Joule (por la potencia y longitud) y el cálculo por Efecto Corona (por el nivel de tensión).
    - Para la L.T. 500kV Marcona Nueva – Montalvo 2 se emplearán 313.3km de conductor ACAR 4x750MCM y 213.6km de conductor ACAR 4x700MCM. Los factores de diseño determinantes son el

cálculo por Efecto Joule (por la potencia y longitud) y el cálculo por Efecto Corona (por el nivel de tensión).

- Para el cable de guarda tipo Alumoweld se emplearán 884.1km de cable EHS 3/8" (7N°8AWG).
- Para cable de guarda tipo OPGW se emplearán 90km de cable OPGW de  $70\text{kA}^2\text{s}$  (Tipo 1) y 794.1km de cable OPGW de  $25\text{kA}^2\text{s}$  (Tipo 2). Esto es debido a que las corrientes de cortocircuito en las subestaciones y alrededores son mayores que en el resto de la línea de transmisión.
- Los Diagramas de Operación muestran la variación de la Caída de Tensión (%) en función de la Capacidad de Transmisión y el Factor de Potencia de la Línea de Transmisión. Los Diagramas de Pérdidas muestran la variación de las Pérdidas (%) en función de la Capacidad de Transmisión y el Factor de Potencia de la Línea de Transmisión.
- Para la selección del número de aisladores por cadena, el criterio determinante es la distancia de fuga y grado de contaminación, debido a las condiciones ambientales de la Costa del Perú. Asimismo, los resultados obtenidos para el cálculo por sobretensiones de maniobra son más conservadores que para sobretensiones de impulso tipo rayo, lo cual comprueba el criterio de que, para EAT, las sobretensiones de maniobra son más peligrosas.
- El número de aisladores por cadena seleccionado según la Tabla N° 4.33, para la Zona IV de contaminación, es:

- Estructuras CSL, VSL y ASL: Anti-fog 120kN – 32 aisladores por cadena
  - Estructuras ASR: Anti-fog 160kN – 32 aisladores por cadena
  - Estructuras AAL, AAR, ARA: Anti-fog 2x160kN – 33 aisladores por cadena
- El Sistema de Compensación Reactiva se ha seleccionado para minimizar la elevación de tensión a mínima carga (Reactores Shunt) y para compensar el 50% de la reactancia de línea para mejorar la capacidad de transmisión a plena carga (Capacitores Serie). El sistema está compuesto por:
- Compensación Reactiva Shunt de 200MVAR en la L.T. 500kV Chilca – Marcona Nueva.
  - Compensación Reactiva Shunt de 130MVAR en la L.T. 500kV Marcona Nueva – Ocoña.
  - Compensación Reactiva Shunt de 130MVAR en la L.T. 500kV Ocoña – Montalvo 2.
  - Compensación Capacitiva Serie de 160MVAR en la L.T. 500kV Marcona Nueva – Ocoña.
  - Compensación Capacitiva Serie de 160MVAR en la L.T. 500kV Ocoña – Montalvo 2.
  - Reactor de Barra de 100MVAR en la S.E. Ocoña.
  - Reactor de Barra de 100MVAR en la S.E. Montalvo 2.

- A partir del Metrado Estimado se obtiene el Presupuesto Total de la Línea de Transmisión, el cual es US\$ 214'290,492.47. El Presupuesto Total del Proyecto (incluyendo las Subestaciones Eléctricas) es US\$ 369'226,094.93.
- El Proyecto no es rentable económicamente (TIR = 10.5%), ya que implica un monto de Inversión que no se cubriría durante toda la vida útil de la línea de transmisión. Sin embargo, aplicando un adecuado Plan de Financiamiento que cubra el 80% del monto total de Inversión, el Proyecto se vuelve rentable financieramente (TIR = 13.23%). Esto demuestra la importancia del Financiamiento para los Proyectos de Inversión y nuevas tecnologías (EAT) para la expansión del SEIN.

## BIBLIOGRAFÍA

1. ANDÍAS F., R. (2007). *Método aproximado de cálculo de campo eléctrico en líneas de transmisión*. Universidad de Santiago de Chile, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Santiago de Chile.
2. CHECA, L. (2004). *Líneas de Transporte de Energía*. Barcelona: Marcombo.
3. COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL. (2009). *Estudio de Tensiones de Operación y Estabilidad del SEIN (ETOE) -2010*. Lima.
4. COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL. (2009). *Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN*. Lima.
5. COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL. (2010). *Primer Plan de Transmisión. Presentación y Sustentación de la versión preliminar del Primer Plan de Transmisión*. Lima.
6. COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL. (2011). *Alcances del Estudio de Pre Operatividad para la conexión al SEIN de Líneas y Subestaciones de Transmisión Troncal*. Lima.
7. ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE (EPRI). (2005). *EPRI AC Transmission Line Reference Book - 200kV and Above, Third Edition*. California.
8. GONZALES-LONGATT, F. (2004). *Introducción al Control de Potencia Reactiva y Voltaje*.
9. HERRERA V., R. (2011). *Coordinación del Aislamiento en Líneas de Transmisión*.
10. INSTITUTO NACIONAL DE ESTADÍSTICA E INFORMÁTICA. (2008). Recuperado el 2011, de Censos Nacionales 2007 XI de Población y VI de Vivienda: <http://censos.inei.gob.pe/censos2007/>

11. MARTÍNEZ V., J. (2007). *Coordinación de Aislamiento en Redes Eléctricas de Alta Tensión*. Universitat Politècnica de Catalunya, Barcelona.
12. MENA A., B. (2008). *Efecto Corona en Líneas de Transmisión de 500kV*. Escuela Politécnica Nacional, Quito.
13. MINISTERIO DE ECONOMÍA Y FINANZAS. (12 de Marzo de 2010). *Contrato de Concesión "Línea de Transmisión SGT 500 kV Chilca-Marcona-Montalvo"*. Lima, Lima, Perú.
14. MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. (27 de julio de 2001). Código Nacional de Electricidad Suministro 2001. Lima, Lima, Perú.
15. MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. (23 de Julio de 2006). *Ley para asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica*. Lima, Lima, Perú.
16. MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. (Noviembre de 2007). *Ley de Concesiones Eléctricas*. Lima, Lima, Perú.
17. MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. (29 de Abril de 2011). Código Nacional de Electricidad (Suministro 2011). Lima, Lima, Perú.
18. MINISTERIO DE INDUSTRIA. (28 de noviembre de 1968). *Reglamento de Líneas Eléctricas Aéreas de Alta Tensión*. Madrid, Madrid, España.
19. NAVA B., G. (2011). *Líneas de Transmisión de Energía Eléctrica*. Universidad Técnica de Oruro, Oruro.
20. OSINERGMIN - GART. (Enero de 2011). *Peaje por Conexión del SGT de Abengoa Transmisión Norte S.A*. Lima, Lima, Perú.
21. RAMÍREZ A., R. (2010). *Equipos de Compensación Reactiva instalados en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional*. Comité de Operación Económica del Sistema, Lima.
22. RESTREPO D., J., & GARZÓN V., D. (2008). *Cálculo del Campo Eléctrico bajo líneas de transmisión*. Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira.
23. RUDNICK, H. (1999). *Regulación y Economía del Transporte de Energía Eléctrica CREG-ALURE*. Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile.
24. SARAIVA P., F. (2007). *La Extra Alta Tensión - EAT para los nuevos proyectos*. Lima.
25. SERVICIO NACIONAL DE METEOROLOGÍA E HIDROLOGÍA DEL PERÚ (SENAMHI). (2008). Recuperado el 2011, de Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú: <http://www.senamhi.gob.pe/>



26. STEVENSON, W. (1985). *Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia*. México D.F.: McGraw-Hill.

## **PLANOS**

### **Planos Eléctricos**

- PE-01: Diagrama Unifilar del Proyecto

### **Planos Electromecánicos**

- PM-01: Geometría de Estructura tipo CSL
- PM-02: Geometría de Estructura tipo VSL
- PM-03: Geometría de Estructura tipo ASL
- PM-04: Geometría de Estructura tipo ASR
- PM-05: Geometría de Estructura tipo AAL
- PM-06: Geometría de Estructura tipo AAR
- PM-07: Geometría de Estructura tipo ARA
- PM-08: Geometría de Estructura tipo AAE
- PM-09: Geometría de Estructura tipo ATS
- PM-10: Cadena de Aisladores de Suspensión de 120kN
- PM-11: Cadena de Aisladores de Suspensión de 160kN
- PM-12: Cadena de Aisladores de Anclaje de 2x160kN

## **APÉNDICE**

**ANEXO N° 01****CONSIDERACIONES DEL DISEÑO MECÁNICO DE LA L.T. 500kV****CHILCA – MARCONA – OCOÑA - MONTALVO****A1.1 CÁLCULO MECÁNICO DE CONDUCTORES Y CABLES DE GUARDA****Hipótesis ambientales**

Las hipótesis climáticas para el cálculo de conductores serán las siguientes:

**Hipótesis 01: Condición normal**

Temperatura conductor:	20°C
Temperatura ambiente:	20°C
Velocidad de viento:	0m/s

**Hipótesis 02: Flecha máxima**

Temperatura conductor:	55°C
Temperatura ambiente:	30°C
Velocidad de viento:	0m/s

**Hipótesis 03: Viento máximo**

Temperatura conductor:	10°C
Temperatura ambiente:	10°C
Velocidad de viento:	26m/s

**Hipótesis 04: Temperatura mínima**

Temperatura conductor:	0°C
Temperatura ambiente:	0°C
Velocidad de viento:	0m/s

**Hipótesis 05: Viento medio**

Temperatura conductor:	5°C
Temperatura ambiente:	5°C
Velocidad de viento:	14m/s

Las hipótesis climáticas para el cálculo del cable de cables de guarda y OPGW serán las siguientes:

**Hipótesis 01: Condición normal**

Temperatura conductor:	20°C
Temperatura ambiente:	20°C
Velocidad de viento:	0m/s

**Hipótesis 02: Flecha máxima**

Temperatura conductor:	30°C
Temperatura ambiente:	30°C
Velocidad de viento:	0m/s

**Hipótesis 03: Viento máximo**

Temperatura conductor:	10°C
Temperatura ambiente:	10°C
Velocidad de viento:	26m/s

**Hipótesis 04: Temperatura mínima**

Temperatura conductor:	0°C
Temperatura ambiente:	0°C
Velocidad de viento:	0m/s

**Hipótesis 05: Viento medio**

Temperatura conductor:	5°C
Temperatura ambiente:	5°C
Velocidad de viento:	14m/s

Estos valores son los que se encuentran en la Tabla 250-1-B del Código Nacional de Electricidad Suministro (Zona C y Área 0). Para el cálculo de las temperaturas normal y máxima se recopiló información meteorológica (Viento y Temperatura) del SENAMHI de las estaciones Cañete, Hacienda Bernales, Copara, Lomas, La Joya, Moquegua y Camaná.

**Tensiones permisibles**

De acuerdo a las hipótesis de carga, para evitar daño en el conductor por la aparición de vibraciones eólicas y/o tensiones extremas, las tensiones que alcancen no deberán exceder los porcentajes de tensión de ruptura en condición final señalados a continuación:

- Hipótesis 01: 20%
- Hipótesis 02: 60%
- Hipótesis 03: 60%
- Hipótesis 04: 60%
- Hipótesis 05: 60%

Para el caso del cable OPGW las tensiones permisibles en porcentaje de la tensión de ruptura son:

- Hipótesis 01: 20%
- Hipótesis 02: 50%
- Hipótesis 03: 50%
- Hipótesis 04: 50%
- Hipótesis 05: 50%

El templado del cable OPGW es tal que para condición normal, la flecha del OPGW no sobrepase el 90% de la flecha del cable conductor.

### **Cálculo de Tensiones y Flechas**

Para la estructura Cross Rope (CSL), en el cálculo de tensiones y flechas se considerará el conductor de 700MCM 18/19 para un vano de regulación de 550m. Los resultados obtenidos se pueden observar en la Tabla N° A1.1.

**Tabla N° A1.1 Cálculo de tensiones y flechas para conductor ACAR 700MCM**

<b>Hipótesis</b>	<b>Tensión máxima [kg]</b>	<b>Tensión horizontal [kg]</b>	<b>%TR</b>	<b>Flecha[m]</b>
01	1,607.5	1,584.1	20%	23.4
02	1,497.5	1,473.0	19%	25.2
03	2,316.0	2,282.4	29%	23.6
04	1,682.0	1,659.5	21%	22.3
05	1,732.9	1,709.5	22%	22.7

Para el resto de estructuras (VSL, ASL, ASR, AAL, AAR, ARA, AAE y ATS), en el cálculo de tensiones y flechas se considerará el conductor de 750MCM 18/19 para un vano de regulación de 550m. Los resultados obtenidos se pueden observar en la Tabla N° A1.2.

**Tabla N° A1.2 Cálculo de tensiones y flechas para conductor ACAR 750MCM**

<b>Hipótesis</b>	<b>Tensión máxima [kg]</b>	<b>Tensión horizontal [kg]</b>	<b>%TR</b>	<b>Flecha[m]</b>
01	1,722.7	1,698.3	20%	23.3
02	1,604.5	1,579.0	19%	25.1
03	2,442.4	2,407.7	28%	23.6
04	1,803.3	1,779.8	21%	22.3
05	1,853.2	1,827.7	22%	22.6

Para el caso del OPGW las tensiones y flechas para un vano de regulación de 550m se observan en la Tabla N° A1.3.

**Tabla N° A1.3 Cálculo de tensiones y flechas para OPGW**

<b>Hipótesis</b>	<b>Tensión máxima [kg]</b>	<b>Tensión horizontal [kg]</b>	<b>%TR</b>	<b>Flecha[m]</b>
01	1,278.3	1,263.0	11%	21.0
02	1,257.9	1,242.6	11%	21.4
03	1,670.7	1,651.4	15%	21.3
04	1,321.1	1,306.8	12%	20.3
05	1,346.6	1,331.3	12%	20.5



## **A.1.2 CÁLCULO MECÁNICO DE ESTRUCTURAS**

### **Descripción general de cargas**

Las combinaciones de carga consideran el efecto conjunto de los esfuerzos mecánicos ortogonalmente independientes ejercidos por los conductores de fase y cable de comunicaciones, en el punto de sujeción de las cadenas de anclaje y suspensión.

Las solicitaciones sobre las estructuras contemplan la inclusión de los efectos climáticos de la zona como son las presiones de viento, temperatura ambiental y presencia de hielo; debidas a los conductores de fase y cable de comunicaciones, y esfuerzos debidos a los pesos de aislación, ferretería y accesorios.

### **Cargas Verticales**

- Peso de los conductores y cable de comunicaciones determinados de acuerdo al vano peso del tramo.
- Peso de la aislación, ferretería y accesorios.

### **Cargas Transversales**

- Efecto de las presiones de viento sobre los conductores de fase y cable de comunicaciones, determinados de acuerdo al vano viento del tramo.
- Efecto de las presiones de viento sobre la aislación.
- Efecto del esfuerzo mecánico ejercido por la componente transversal de las tensiones longitudinales de los conductores de fase y cable de comunicaciones en el punto de sujeción de las cadenas de anclaje, producto del ángulo de la línea.

### **Cargas Longitudinales**

- Efecto del esfuerzo mecánico ejercido por la componente longitudinal de las tensiones longitudinales de los conductores de fase y cable de comunicaciones

en el punto de sujeción de las cadenas de anclaje, considerando el ángulo de la línea.

- Efecto de las presiones de viento longitudinales a las líneas ejercidas sobre los conductores de fase, cable de comunicaciones y aislación.

### **Remate**

- Fuerzas longitudinales actuando en la dirección del vano y hacia un mismo lado de la estructura, producto de las tensiones ejercidas por los conductores de fase y cable de comunicaciones.

Basados en factores de reducción para cortadura en conductores en haz, se propone lo siguiente para el cálculo de la sobrecarga longitudinal (rotura de conductores);

- Suspensión: Se considera la rotura de uno de los conductores del haz
- Anclaje: 50% del haz con tensión máxima
- Remate: cortadura de todo el haz con tensión máxima

Para el cálculo del desequilibrio longitudinal se emplea el siguiente criterio:

- Suspensión: 15% de la tensión normal
- Anclaje: 50% de la tensión viento medio

## Combinaciones de carga

**Tabla N° A1.4 Combinaciones de carga para Estructuras de Suspensión**

<b>Combinación</b>	<b>Solicitaciones</b>	<b>Presión y dirección del viento</b>
I Viento máximo transversal	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cargas verticales</li> <li>- Cargas de viento</li> <li>- Efecto de ángulo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Viento máximo</li> <li>- Normal a la línea</li> </ul>
II Viento máximo longitudinal	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cargas verticales</li> <li>- Cargas de viento</li> <li>- Efecto de ángulo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Viento máximo</li> <li>- Dirección de la línea</li> </ul>
III Sobrecarga vertical con viento transversal	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cargas verticales</li> <li>- Sobrecarga vertical</li> <li>- Cargas de viento</li> <li>- Efecto de ángulo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Viento medio</li> <li>- Normal a la línea</li> </ul>
IV Sobrecarga longitudinal con viento transversal	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cargas verticales</li> <li>- Cargas de viento excepto en conductores</li> <li>- Efecto de ángulo</li> <li>- Sobrecarga longitudinal</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Viento medio</li> <li>- Normal a la línea</li> </ul>
V Sobrecarga longitudinal con viento longitudinal	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cargas verticales</li> <li>- Cargas de viento excepto en conductores</li> <li>- Efecto de ángulo</li> <li>- Sobrecarga longitudinal</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Viento medio</li> <li>- Dirección de la línea</li> </ul>
VI Desequilibrio longitudinal con viento transversal	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cargas verticales</li> <li>- Cargas de viento</li> <li>- Desequilibrio longitudinal</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Viento medio</li> <li>- Normal a la línea</li> </ul>
VII Tendido con viento longitudinal	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cargas verticales</li> <li>- Cargas de viento</li> <li>- Tendido</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Viento medio</li> <li>- Dirección normal a la línea</li> </ul>
VIII Montaje	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Montaje de la estructura</li> </ul>	

**Tabla N° A1.5 Combinaciones de carga para Estructuras de Anclaje**

<b>Combinación</b>	<b>Solicitaciones</b>	<b>Presión y dirección del viento</b>
I.1 Viento máximo transversal	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cargas verticales</li> <li>- Cargas de viento</li> <li>- Efecto de ángulo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Viento máximo</li> <li>- Normal a la línea</li> </ul>
I.2 Viento máximo transversal tiro ascendente	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cargas verticales ascendentes</li> <li>- Cargas de viento</li> <li>- Efecto de ángulo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Viento máximo</li> <li>- Normal a la línea</li> </ul>
II.1 Viento máximo longitudinal	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cargas verticales</li> <li>- Cargas de viento</li> <li>- Efecto de ángulo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Viento máximo</li> <li>- Dirección de la línea</li> </ul>
II.2 Viento máximo longitudinal tiro ascendente	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cargas verticales ascendentes</li> <li>- Cargas de viento</li> <li>- Efecto de ángulo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Viento máximo</li> <li>- Dirección de la línea</li> </ul>
III Sobrecarga vertical con viento transversal	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cargas verticales</li> <li>- Sobrecarga vertical</li> <li>- Cargas de viento</li> <li>- Efecto de ángulo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Viento medio</li> <li>- Normal a la línea</li> </ul>
IV Sobrecarga longitudinal con viento transversal	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cargas verticales</li> <li>- Cargas de viento excepto en conductores</li> <li>- Efecto de ángulo</li> <li>- Sobrecarga longitudinal</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Viento máximo</li> <li>- Normal a la línea</li> </ul>
V Sobrecarga longitudinal con viento longitudinal	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cargas verticales</li> <li>- Cargas de viento excepto en conductores</li> <li>- Efecto de ángulo</li> <li>- Sobrecarga longitudinal</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Viento máximo</li> <li>- Dirección de la línea</li> </ul>
VI Desequilibrio longitudinal con viento transversal	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cargas verticales</li> <li>- Cargas de viento</li> <li>- Desequilibrio longitudinal</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Viento máximo</li> <li>- Normal a la línea</li> </ul>
VII Desequilibrio longitudinal con viento longitudinal	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cargas verticales</li> <li>- Cargas de viento</li> <li>- Desequilibrio longitudinal</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Viento máximo</li> <li>- Dirección de la línea</li> </ul>
VIII Tendido con viento transversal	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cargas verticales</li> <li>- Cargas de viento</li> <li>- Tendido</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Viento máximo</li> <li>- Normal a la línea</li> </ul>
IX Montaje	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Montaje de la estructura</li> </ul>	

**Tabla N° A1.6 Combinaciones de carga para Estructuras de Remate**

<b>Combinación</b>	<b>Solicitaciones</b>	<b>Presión y dirección del viento</b>
I.1 Viento máximo transversal	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cargas verticales</li> <li>- Cargas de viento</li> <li>- Efecto de ángulo</li> <li>- Remate</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Viento máximo</li> <li>- Normal a la línea</li> </ul>
I.2 Viento máximo transversal tiro ascendente	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cargas verticales ascendentes</li> <li>- Cargas de viento</li> <li>- Efecto de ángulo</li> <li>- Remate</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Viento máximo</li> <li>- Normal a la línea</li> </ul>
II.1 Viento máximo longitudinal	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cargas verticales</li> <li>- Cargas de viento</li> <li>- Efecto de ángulo</li> <li>- Remate</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Viento máximo</li> <li>- Dirección de la línea</li> </ul>
II.2 Viento máximo longitudinal tiro ascendente	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cargas verticales ascendentes</li> <li>- Cargas de viento</li> <li>- Efecto de ángulo</li> <li>- Remate</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Viento máximo</li> <li>- Dirección de la línea</li> </ul>
III Sobrecarga vertical con viento transversal	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cargas verticales</li> <li>- Sobrecarga vertical</li> <li>- Cargas de viento</li> <li>- Efecto de ángulo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Viento medio</li> <li>- Normal a la línea</li> </ul>
IV Tendido con viento transversal	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cargas verticales</li> <li>- Cargas de viento</li> <li>- Tendido</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Viento máximo</li> <li>- Normal a la línea</li> </ul>
V Montaje	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Montaje de la estructura</li> </ul>	

**Factores de sobrecarga**

Las torres de suspensión serán diseñadas con Grado C y para las torres de anclaje o remate serán diseñadas con Grado B, conforme el CNE Suministro 2001.

**Tabla N° A1.7 Factores de sobrecarga para las estructuras**

	Torres de suspensión	Torres de anclaje y remate
Cargas verticales	1,5	1,5
Cargas transversales de viento	2,2	2,5
Cargas transversales de tense del conductor	1,3	1,65
Cargas longitudinales	1,3	1,65

**Factores de forma**

El CNE Suministro 2001 establece en el artículo 252.B.2.c. un factor de forma de 3.2 a aplicarse en las estructuras de celosía.

Las cargas de viento en las estructuras o componentes en celosía, cuadradas o rectangulares, deberán ser calculadas utilizando dicho factor de forma de 3.2 aplicado a la suma de la áreas proyectadas de los miembros en la parte frontal si es que los miembros son nivelados en forma plana.

**Pesos complementarios**

El peso considerado para la cadena de suspensión es de 300kg y la cadena de anclaje 600kg.

**Árboles de carga**

El árbol de cargas que se puede observar en la Figura N° A1.1 establece la disposición de las cargas verticales, transversales y longitudinales en las estructuras, para realizar el cálculo mecánico de estructuras y verificar que se cumplan las prestaciones de la Tabla N° 5.1.

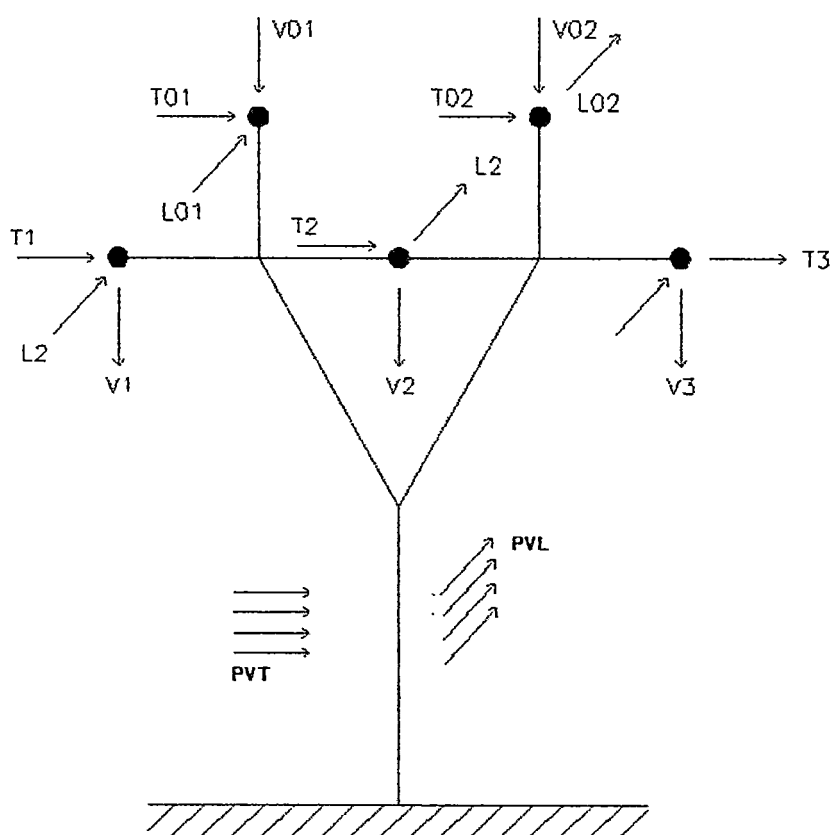


Figura N° A1.1 Árbol de carga para las estructuras

### A1.3 CÁLCULO MECÁNICO DE CADENAS DE AISLADORES

#### Capacidad mecánica de las cadenas de suspensión y anclaje

Para determinar la capacidad electromecánica de los conjuntos de suspensión y de anclaje, se considerarán las condiciones mecánicas del conductor de 750MCM, ya que presenta una mayor tensión, con el cual se determinarán las características mecánicas de los aisladores para los diferentes tipos de estructuras, considerando las cargas máximas a las que estarán sometidos, amplificándolas por un factor de seguridad de 2.5 para las cadenas de suspensión y de 3 para las cadenas de anclaje. Las capacidades mecánicas de las ferreterías asociadas a las cadenas de aisladores, deberán ser de las mismas características mecánicas de los aisladores.

a) Carga transversal en la cadena de suspensión

Se consideran cargas transversales sobre la cadena de aisladores provocadas por los siguientes factores:

- El efecto de la presión del viento sobre el conductor.
- Tensión transversal considerando un ángulo de desviación de la línea con tensión longitudinal máxima en los conductores.
- Presión del viento sobre la cadena de aisladores.

Luego, se evalúa la siguiente expresión:

$$C_T = F_S \cdot P_V \cdot (n \cdot \phi_C + 2 \cdot e) \cdot 10^{-3} \cdot a_v + 0.75 \cdot N_{CAD} \cdot \phi_A \cdot L_{CAD} \cdot 10^{-6} \cdot 1.83 \cdot P_V + 2 \cdot n \cdot T_L \cdot \sin\left(\frac{\alpha}{2}\right) \dots (A1.1)$$

Donde:

$C_T$	: Carga transversal	
$P_V$	: Presión viento [ $\text{kg}/\text{m}^2$ ]	= 42.3
$\phi_C$	: Diámetro de conductor (750MCM) [mm]	= 25.32
$e$	: Espesor de la capa de hielo [mm]	= 0
$N_{CAD}$	: Número de cadenas de suspensión	= 1
$\phi_A$	: Diámetro de cada disco de aislador [mm]	= 280
$L_{CAD}$	: Largo de la cadena de aislador [mm]	= 5,500
$a_v$	: Vano viento [m]	= 550
$T_L$	: Tensión máxima longitudinal [kg], según Hipótesis N° 03 (Viento Máximo), para el conductor de 750MCM	= 2,442.4
$\alpha$	: Ángulo de desviación de la línea [°]	= 3° (CSL, VSL y ASL) y 6° (ASR)
$n$	: Número de conductores por fase	= 4
$F_S$	: Factor de succión	= 1.1

Evaluando la expresión anterior, la carga transversal sobre la cadena de aisladores alcanza un valor de  $C_T = 3,193\text{kg}$  (CSL, VSL y ASL) y  $C_T = 3,704\text{kg}$  (ASR).



b) Carga vertical en la cadena de suspensión

Se consideran cargas verticales en la cadena de aisladores provocadas por:

- Luz de peso.
- Peso de cadena de aisladores, ferreterías y accesorios

Luego, se evalúa la siguiente expresión:

$$C_V = n \cdot w_C \cdot a_w + W_{disco} \cdot N_{discos} + W_{Ferr} \dots (A1.2)$$

Donde:

$C_V$	: Carga vertical	
$w_C$	: Peso del conductor [kg/m]	= 1,046
$a_w$	: Vano peso [m]	= 750 (CSL, VSL y ASL) y 1,000 (ASR)
$W_{disco}$	: Peso del aislador (disco) [kg]	= 5.8
$N_{discos}$	: Número de discos en cadena suspensión	= 35
$W_{Ferr}$	: Peso de ferretería y accesorios [kg]	= 60

Evaluando la expresión anterior, la carga vertical sobre el aislador alcanza un valor de  $C_V = 3,401\text{kg}$  (CSL, VSL y ASL) y  $C_V = 4,447\text{kg}$  (ASR).

c) Carga total para las estructuras de suspensión

Las cargas totales que deben soportar los aisladores se determinan según la siguiente expresión:

$$C_{Suspensión} = \sqrt{C_T^2 + C_V^2} \cdot F_{S1} \dots (A1.3)$$

Donde:

$F_{S1}$	: Factor de seguridad en suspensión	= 2.5
----------	-------------------------------------	-------

La capacidad electromecánica mínima de los aisladores se indica a continuación:

**Tabla N° A1.8 Capacidad Electromecánica de Aisladores de Suspensión en kg**

Capacidad Electromecánica de Aisladores [kg]		
Conductor ACAR 750MCM 18/19		
F.S. = 2.5		
Aislador	Suspensión (CSL, VSL y ASL)	Suspensión (ASR)
Disco vidrio templado	11,662	14,469

Según esta Tabla, la capacidad mínima en kN de los aisladores es la siguiente:

**Tabla N° A1.9 Capacidad Electromecánica de Aisladores de Suspensión en kN**

Capacidad Electromecánica de Aisladores [kN]		
Aislador	Suspensión (CSL, VSL y ASL)	Suspensión (ASR)
Disco vidrio templado	120	160

d) Carga longitudinal en la cadena de anclaje

La carga longitudinal ( $C_L$ ) corresponde a la tensión longitudinal máxima ejercida por el conductor de 750MCM. Para la línea en estudio y según lo indicado en la Hipótesis N° 03 del Cálculo Mecánico de Conductores, el valor alcanza 2,442.4kg, correspondiente a la condición de viento máximo.

e) Carga total para las estructuras de anclaje

Las cargas totales que deben soportar los aisladores se determinan según la siguiente expresión:

$$C_{Anclaje} = \frac{C_L \cdot n \cdot F_{S2}}{N_{CAD}}$$

Donde:

$C_L$	: Carga longitudinal del conductor [kg]	= 2,442.4
$F_{S2}$	: Factor de seguridad en anclaje	= 3
$N_{CAD}$	: Número de cadenas de anclaje	= 2

La capacidad electromecánica mínima de los aisladores se indica a continuación:

**Tabla N° A1.10 Capacidad Electromecánica de Aisladores de Anclaje en kg**

<b>Capacidad Electromecánica de Aisladores [kg]</b>	
Conductor ACAR 750MCM 18/19	
F.S. = 3.0	
Aislador	Anclaje
Disco vidrio templado	14,654

Según esta Tabla, la capacidad mínima en kN de los aisladores es la siguiente:

**Tabla N° A1.11 Capacidad Electromecánica de Aisladores de Anclaje en kN**

<b>Capacidad Electromecánica de Aisladores [kN]</b>	
Aislador	Anclaje
Disco vidrio templado	160

### **Características mecánicas de los conjuntos**

De acuerdo a las indicaciones antes señaladas, se especifican las siguientes características mecánicas para los conjuntos de aislación:

- Resistencia a la rotura para conjuntos de Suspensión : 120kN (CSL, VSL, ASL)
- Resistencia a la rotura para conjuntos de Suspensión : 160kN (ASR)
- Resistencia a la rotura para conjuntos de Anclaje : 2x160kN (AAL, AAR, ARA)

Para las estructuras de anclaje se considera dos (2) conjuntos de aislación por fase con tensión mecánica máxima de 160kN.

**ANEXO N° 02**

**PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LAS SUBESTACIONES  
ELÉCTRICAS Y LOS ENLACES EN 220kV CON EL SEIN**

Referencia: (Contrato de Concesión "Línea de Transmisión SGT 500 kV Chilca-  
Marcona-Montalvo")

**A2.1 SUBESTACIONES ELÉCTRICAS**

**Alcance de la Configuración**

Todas las subestaciones de 500kV serán diseñadas y construidas bajo la configuración de conexiones de barras dobles tipo interruptor y medio (1½ interruptores), mientras que las de 220kV serán diseñadas y construidas bajo la configuración de conexiones de tipo doble barra. El proyecto comprende las siguientes subestaciones:

a) Ampliación de la SE Chilca Nueva 500/220kV

Esta subestación está siendo construida por ISA-CTM y para el momento de la ejecución del presente Proyecto, estará en proceso de construcción y contará con un Patio de 500kV bajo la configuración de conexión de barras del tipo Interruptor y Medio (1½ interruptores).

El alcance previsto para la ampliación de la SE Chilca Nueva 220/500 kV es el siguiente:

- Ampliación de pórticos y barra "B" en 500kV, configuración interruptor y medio.

- Una celda de salida de línea 500kV (equivalente a 2/3 de la bahía o diámetro del sistema interruptor y medio).
- Una (1) celda para reactor de línea en 500kV. (\*)
- Un (1) reactor de línea de 200MVAR, 500kV. (\*)
- La ampliación de la barra “A” en 500kV y del equivalente a 1/3 de la misma bahía o diámetro del sistema interruptor y medio será ejecutado por Termo Chilca.

Adicionalmente, la Sociedad Concesionaria recomendará, en base a los estudios de Pre-operatividad y Operatividad, las modificaciones y refuerzos necesarios para la operación posterior a los tres años, los cuales estarán a cargo del titular o titulares de las instalaciones, o quien designe el Concedente.

(\*) Ver Nota A.

b) Subestación Marcona Nueva 500/220 kV

Se construirá una subestación intermedia en las cercanías de la localidad de Marcona, para la instalación de los equipos de maniobra y compensación reactiva.

Esta Subestación será completamente nueva y, de manera preliminar, se ha localizado en un terreno ubicado a 200 m de la Carretera Panamericana Sur. Las coordenadas aproximadas son:

- Este: 503 310
- Norte: 832 4215

Al momento de desarrollar el estudio definitivo, la Sociedad Concesionaria deberá determinar la ubicación final de la Subestación.

El equipamiento previsto en esta Subestación, es el siguiente:

- Lado de 500kV:

- Un sistema de barras en 500kV, configuración doble barra, interruptor y medio.
- Una bahía, con tres (3) celdas, para las salidas a las líneas hacia Chilca Nueva y Ocoña.
- Una bahía, con dos (2) celdas, para la conexión al banco de transformadores.
- Un banco de transformadores monofásicos de 3 x 150MVA ONAF 2, de 500/220kV con equipo de conexión, más un transformador monofásico de reserva.
- Un reactor de línea en el lado de Chilca de 200MVAR, 500kV, con equipo de conexión (\*)
- Un reactor de línea en el lado hacia Ocoña de 130MVAR, 500kV, con equipo de conexión.
- Dos (2) celdas de conexión de los reactores de línea.

(\*) Ver Nota A

El esquema final será definido en los Estudios de Pre operatividad del Sistema, tal que garantice la capacidad de transmisión establecida.

- Lado de 220kV:
  - Sistema de barras en 220kV, configuración doble barra.
  - Una celda de acoplamiento de barras
  - Una celda de transformación.
  - Dos o más celdas de salida para la línea de enlace a la SE Marcona 220kV existente.

Nota A.- La configuración, el dimensionamiento y las características finales de los equipos de compensación reactiva serán definidos por el Concesionario y aprobados en el Estudio de Pre-operatividad por el COES-SINAC.

En la subestación Marcona Nueva, se deberá prever el espacio suficiente para la instalación futura de un nuevo banco de transformadores similar a lo especificado, con sus respectivas celdas de 220kV y 500kV, así como para un

mínimo de cuatro (04) nuevas celdas de línea en 500kV, y cuatro (4) en 220kV, con facilidades para la conexión futura a líneas de 500kV y 220kV.

c) Ampliación Subestación Marcona 220kV existente

Esta subestación pertenece a REP y se encuentra dentro de las instalaciones de la mina Shougang Hierro Perú, cuenta con un patio de 220kV con configuración doble barra, donde se instalarán:

- Dos o más celdas de línea para la conexión del enlace en 220kV proveniente de la SE Marcona Nueva.

d) Subestación Ocoña 500/220kV

Se construirá una subestación intermedia en el tramo de línea Marcona Nueva - Montalvo 2, a unos 6.5km al este de la localidad de Ocoña, para la instalación de los equipos de maniobra y compensación reactiva serie y paralelo en 500kV.

Esta subestación será completamente nueva, estará ubicada a unos 300msnm, a unos 3.80km de la carretera Panamericana Sur y las coordenadas aproximadas son:

- Este: 708 664
- Sur: 818 1443

Al momento de desarrollar el estudio definitivo, la Sociedad Concesionaria deberá determinar la ubicación final de la Subestación.

El equipamiento previsto en esta Subestación es el siguiente:

- Lado de 500kV:
  - Un sistema de barras en 500kV, configuración doble barra interruptor y medio.
  - Una bahía o diámetro, con tres (3) celdas, para las salidas a las líneas hacia Marcona Nueva y Montalvo 2

- Un reactor de línea hacia el lado de Marcona Nueva de 130MVAR, 500kV, con equipo de conexión (\*)
- Un reactor de línea hacia el lado de Montalvo 2 de 130MVAR, 500kV, con equipo de conexión (\*).
- Dos (2) celdas de conexión de los reactores de línea.
- Dos (2) bancos de compensación serie que compensen la reactancia de la línea entre el 50% y 65%: uno en la línea hacia Marcona Nueva y el otro en la línea hacia Montalvo 2, ambos con sus respectivos equipos de conexión.
- Un reactor de barra de 100MVAR, 500kV, con equipo de conexión (\*).
- Una bahía o diámetro con dos celdas (2/3 de bahía) para la conexión del reactor de barra.

(\*) Ver Nota A

El esquema final será definido en los Estudios de Pre-operatividad del Sistema, tal que garanticen la capacidad de transmisión establecida.

Nota A.- La configuración, el dimensionamiento y las características finales de los equipos de compensación reactiva serán definidos por el Concesionario y aprobados en el Estudio de Pre-operatividad por el COES-SINAC.

En la SE Ocoña se deberá prever el espacio suficiente para la instalación futura, de un banco de transformadores similar a lo especificado para la SE Marcona Nueva, con sus respectivas celdas de 220kV y 500kV, así como un mínimo de cuatro (04) nuevas celdas de línea en 500kV, y cuatro (4) en 220kV.

Adicionalmente, la Sociedad Concesionaria recomendará, sustentado en los estudios de Pre-operatividad y operatividad, las modificaciones y refuerzos necesarios para la operación posterior a los tres años, los cuales estarán a cargo del titular o titulares de las instalaciones, o quien designe el Concedente.



e) Subestación Montalvo 2 de 500kV

Se construirá una subestación nueva en las cercanías de la SE Montalvo existente de REDESUR, aproximadamente a 4.5km al Noroeste de la misma. Esta subestación será completamente nueva y las coordenadas aproximadas son:

- Este: 287 296
- Sur: 809 7807

Al momento de desarrollar el estudio definitivo, la Sociedad Concesionaria deberá determinar la ubicación final de la Subestación.

El equipamiento previsto en esta Subestación, es el siguiente:

- Lado de 500kV:
    - Un sistema de barras en 500kV, configuración doble barra interruptor y medio.
    - Una bahía o diámetro, con tres (3) celdas, una para la línea de Ocoña, y otra para el banco de transformadores.
    - Un banco de transformadores monofásicos de 3 x 250MVA ONAF 2, de 500/220kV con equipo de conexión, más un transformador monofásico de reserva.
    - Una (1) celda para reactor de línea 500kV.
    - Un (1) reactor de línea en la salida hacia Ocoña de 130MVAR, 500kV, con equipo de conexión. (\*)
    - Una bahía o diámetro con dos celdas (2/3 de bahía) para la conexión del reactor de barra.
    - Un reactor de barra de 100MVAR, 500kV, con equipo de conexión (\*).
- (\*) Ver Nota A

El esquema final será definido en los Estudios de Pre-operatividad del Sistema, tal que garanticen la capacidad de transmisión establecida.

- Lado de 220kV:
  - Sistema de barras en 220kV, configuración doble barra
  - Una celda de acoplamiento de barras

- Una celda de transformación.
- Dos o más celdas de salida para la línea de enlace a la SE Montalvo 220kV existente.

En la subestación de Montalvo 2, se deberá prever el espacio suficiente para la instalación futura de un nuevo banco de transformadores similar a lo especificado, con sus respectivas celdas de 220 y 500kV, así como para un mínimo de cuatro (04) nuevas celdas de línea en 500kV, y ocho (08) en 220kV.

Nota A.- La configuración, el dimensionamiento y las características finales de los equipos de compensación reactiva serán definidos por el Concesionario y aprobados en el Estudio de Pre-operatividad por el COES-SINAC.

f) Ampliación Subestación Montalvo 220kV existente

Esta subestación pertenece a REDESUR y es de configuración doble barra, donde se instalarán dos (2) o más celdas de salida 220 kV para conexión del enlace proveniente de la SE Montalvo 2.

La configuración hasta aquí definida constituye la Configuración Básica del proyecto.

## **Requerimientos Técnicos**

### **a) Características técnicas generales**

En el presente acápite se especifican los requerimientos técnicos que deberán soportar y cumplir los equipos de las subestaciones. Sin embargo, durante el desarrollo del estudio definitivo la Sociedad Concesionaria deberá realizar todos aquellos estudios que determinen el correcto comportamiento operativo del sistema propuesto.

- Se deberá instalar equipos de fabricantes que tengan un mínimo de experiencia de fabricación y suministro de quince (15) años.
- Los equipos deberán ser de última tecnología; sin embargo, no se aceptarán equipos con poca experiencia de operación. Se deberán presentar referencias de suministros similares y de referencias acreditadas, de operación exitosa de equipos por parte de operadores de sistemas de transmisión.
- Los equipos deberán contar con informes certificados por institutos internacionales reconocidos, que muestren que han pasado exitosamente las Pruebas de Tipo. Todos los equipos serán sometidos a las Pruebas de Rutina.
- Las normas aplicables que deberán cumplir los equipos, serán principalmente las siguientes: ANSI/IEEE, IEC, VDE, NEMA, ASTM, NESC, NFPA.

### **b) Ubicación y espacio para ampliaciones futuras**

#### **b.1) Ampliación de subestaciones existentes.**

- Será de responsabilidad de la Sociedad Concesionaria gestionar, coordinar o adquirir bajo cualquier título el derecho a usar los espacios disponibles, estableciendo los acuerdos respectivos con los titulares de las subestaciones, así como coordinar los requerimientos de equipamiento, estandarización, uso de instalaciones comunes y otros.

- La Sociedad Concesionaria será también la responsable de adquirir los terrenos adyacentes, donde esto resulte necesario o sea requerido, y efectuar las obras de modificación y adecuación de las subestaciones.

b.2) Subestaciones nuevas.

- La Sociedad Concesionaria será responsable de seleccionar la ubicación final, determinar el área requerida, adquirir el terreno, habilitarlo y construir la infraestructura necesaria.
- Deberá preverse el espacio de terreno para ampliaciones futuras, debidamente coordinado con las concesionarias involucradas. La coordinación será supervisada por el OSINERGMIN.

c) Niveles de tensión y aislamiento.

c.1) Nivel de 220kV.

- Tensión nominal: 220kV.
- Máxima tensión de servicio: 245kV.
- Resistencia a tensión de impulso: 1,050kVpico
- Resistencia a sobretensión a 60 Hz: 460kV.

c.2) Nivel de 500kV.

- Tensión nominal: 500kV.
- Máxima tensión de servicio: 550kV.
- Resistencia a tensión de impulso: 1,550kVpico
- Resistencia a sobretensión de maniobra:
  - Seco, 1 minuto: 710kV
  - Húmedo, 10 segundos: 620kV
- Resistencia a la tensión de impulso, fase-tierra: 1,175kVpico
- Resistencia a la tensión de impulso, contactos abiertos: 1,175kVpico

## c.3) Nivel de Protección.

- Línea de fuga: 31mm/kV.
- Protección contra descargas atmosféricas: mínimo Clase 4.

## c.4) Distancias de seguridad.

- Las separaciones entre fases para conductores y barras desnudas al exterior serán como mínimo las siguientes:
  - En 220kV: 4.00m.
  - En 500kV: 8.00m.
- Todas las distancias deberán cumplir con lo establecido en las normas ANSI/IEEE.

## d) Niveles de corriente

Todos los equipos de maniobra (interruptores y seccionadores), deberán cumplir con las siguientes características:

- |  | <u>220kV</u> | <u>500kV</u> |
|--|--------------|--------------|
| • Corriente nominal no menor de:   | 2,500A       | 2,000A       |
| • Capacidad mínima de ruptura de cortocircuito trifásico, 1s, simétrica: | 40kA         | 40kA         |
| • Capacidad mínima de ruptura de cortocircuito trifásico:                | 104kApico    | 104kApico    |

Los interruptores de conexión de los reactores deberán cumplir con la Norma IEEE Std.C37.015 relacionada con los requerimientos de cierre y apertura de corrientes.

## e) Transformadores de corriente

Los transformadores de corriente deberán tener por lo menos cuatro núcleos secundarios:

- Tres núcleos de protección 5P20.
- Un núcleo de medición clase 0.2.

## f) Requerimientos sísmicos.

Teniendo en cuenta que el proyecto está localizado en áreas con diferentes características sísmicas, todos los equipos deberán estar diseñados para trabajar bajo las siguientes condiciones sísmicas:

- Aceleración horizontal: 0.5g.
- Aceleración vertical: 0.3g.
- Frecuencia de oscilación: 10Hz
- Calificación sísmica: Alta, de acuerdo a normas.

## g) Transformadores y reactores.

## g.1) Tipo de transformador

Para la transformación 500/220kV deberán emplearse autotransformadores. Los autotransformadores deberán cumplir con las exigencias establecidas en el acápite c), Niveles de Tensión y Aislamiento.

Se emplearán bancos conformados, por unidades monofásicas más una de reserva.

## g.2) Tensión nominal, regulación de tensión y grupo de conexión de autotransformadores monofásicos.

- Aplicable a la Configuración Básica Subestaciones Marcona Nueva y Montalvo 2, así como a la Configuración Alternativa (Subestación Montalvo Nueva)
  - Tensión primaria:  $500 / \sqrt{3}$ kV
  - Tensión secundaria:  $220 / \sqrt{3}$ kV (rango referencial).
  - Tensión terciaria sugerida: 22.9kV para compensación de armónicas. Este valor es referencial, la Sociedad Concesionaria deberá definir la tensión en la etapa de diseño de las instalaciones. Eventualmente se podrá utilizar para alimentación de los servicios auxiliares.

Nota: La Sociedad Concesionaria deberá definir las tensiones nominales, el número y rango de variación de los taps así como de los mecanismos de accionamiento y control de los transformadores, de conformidad a lo que sea definido y sustentado en el Estudio de Pre-operatividad. De manera referencial se sugiere +/- 10% en pasos de 1%, bajo carga.

- Grupo de conexión
  - Lado Primario: Estrella, neutro sólidamente a tierra
  - Lado Secundario: Estrella, neutro sólidamente a tierra
  - Lado terciario: Delta ( $\Delta$ ).

#### g.3) Potencia nominal del banco de autotransformadores.

- Potencia nominal del banco trifásico 500/220kV en SE Marcona: 450MVA ONAF 2.

La potencia de cada unidad monofásica deberá ser determinada por la Sociedad Concesionaria, teniendo en cuenta las facilidades de transporte e instalación para cada subestación; sin embargo, deberá cumplirse con la potencia total especificada para el banco trifásico.

- Potencia nominal del banco trifásico 500/220kV en SE Montalvo: 750MVA ONAF 2.
- Potencia nominal del terciario: Será definida por la Sociedad Concesionaria.

#### g.4) Reactores.

Los reactores serán unidades trifásicas o banco de unidades monofásicas, de conexión y con neutro a tierra, con capacidad para cumplir con los requerimientos técnicos, exigidos por los niveles de tensión, indicados en el acápite c).

Las capacidades trifásicas estimadas son:

- En 500kV configuración básica: 100, 130 y 200MVAR.

Los valores de reactancia, capacidades finales y características, serán determinadas por la Sociedad Concesionaria, de acuerdo a los resultados del Estudio de Pre operatividad, y aprobados por el COES-SINAC.

g.5) Pérdidas.

Se deberá garantizar que los niveles de pérdidas en los transformadores y reactores, para los siguientes niveles de carga permanente: 100%, 75%, y 50% de la operación del sistema.

Los valores garantizados deberán cumplir con lo establecido en la norma IEC 60070 o su equivalente ANSI/IEEE.

g.6) Protección contra incendios.

Cada transformador y cambiador de derivaciones bajo carga, será equipado de un sistema contra explosión y prevención de incendio, que actúe ante la gradiente de súbita presión mediante la inyección de nitrógeno, y que despresurice evacuando una cantidad de aceite y gases explosivos, debido a un corto circuito de baja impedancia o de otro origen.

Un Tanque de Separación Aceite-Gas recogerá la mezcla de aceite despresurizado y gases explosivos e inflamables, y separará el aceite de los gases explosivos, los cuales serán conducidos por medio de una tubería de evacuación, a un área segura.

Este tanque asegurará que el aceite quede confinado y no entre en contacto con el medio ambiente y tampoco se permitirá ninguna fosa en tierra para la recolección del aceite y gases despresurizados, respetándose que se cumpla con los requerimientos de protección del medio ambiente.

El equipo estará provisto de un dispositivo de Eliminación de Gases Explosivos para garantizar la seguridad de las personas y evitar el efecto bazuca causado por el contacto del gas explosivo con el aire al abrir el



tanque después del incidente. Se puede emplear dos tipos de inyección de nitrógeno: la inyección manual y/o la automática.

g.7) Recuperación de aceite.

Todas las unidades de transformación deberán tener un sistema, de captación y recuperación del aceite de los transformadores en caso de falla.

g.8) Se construirán muros cortafuego para aislar los transformadores entre sí.

g.9) Banco de capacitores (compensación serie)

En la SE Ocoña se instalarán bancos de capacitores para la compensación serie para el sistema de 500kV, 60 Hz, tres fases y para instalación exterior.

Cada banco contará con un sistema de protección consistente en una resistencia no lineal (MOV), un circuito amortiguador y limitador de corriente de descarga (damping and limiting circuit) y un interruptor de puenteo (bypass circuit breaker).

La compensación serie compensará la reactancia de la línea entre el 50% y 65%: uno en la línea hacia Marcona Nueva y el otro en la línea hacia Montalvo 2.

h) Equipos de 220kV

El equipamiento recomendado de las celdas de conexión a líneas de 220kV es el siguiente:

Convencional del tipo exterior y con pórticos. Estará constituido por lo menos con los siguientes equipos: pararrayos, transformador de tensión capacitivo, trampas de onda, seccionador de línea con cuchillas de tierra, transformadores de corriente, interruptor de operación uni-tripolar y seccionador de barras.

i) Equipos de 500kV

La configuración del sistema de barras de conexión en la SE Marcona Nueva, SE Ocoña y SE Montalvo 2, deberán ser diseñadas para una configuración de interruptor y medio. El equipamiento recomendado de las bahías y celdas en 500kV para las tres subestaciones, es el siguiente:

Convencional, al exterior y con pórticos. Estarán equipadas, por lo menos con lo siguiente: pararrayos, transformador de tensión capacitivo, trampa de onda solo para la línea, seccionador de línea con cuchillas de tierra, seccionadores de barra, transformadores de corriente, interruptor de operación uni-tripolar (para el reactor es de operación tripolar sincronizado).

Nota: Los tipos de equipamiento recomendado deberán ser confirmados o modificados por la Sociedad Concesionaria, según los diseños finales de Ingeniería.

j) Protección y medición.

La protección del sistema de transmisión deberá contar con sistemas de protección, primaria y secundaria del mismo nivel sin ser excluyentes, a menos que se indique lo contrario. Deberá cumplirse con los Requisitos Mínimos para los Sistemas de Protección del COES establecidos en el documento "Requerimientos mínimos de equipamiento para los sistemas de protección del SEIN".

j.1) Líneas de transmisión.

La protección de las líneas estará basada en una protección primaria y secundaria, del mismo nivel sin ser excluyentes, así como en protección de respaldo, entre otros, los siguientes:

- Protección primaria: relés de distancia.
- Protección secundaria: relés de corriente diferencial.
- Protección de respaldo: relés de sobre-corriente.

relés de sobre-corriente direccional a tierra.

relés de desbalance.

relés de mínima y máxima tensión.

relé de frecuencia.

Todas las líneas deberán contar con relés de re-cierre monofásico, coordinados por el sistema de tele-protección, que actúen sobre los respectivos interruptores, ubicados a ambos extremos de la línea.

#### j.2) Autotransformadores y reactores.

Los autotransformadores y reactores deberán contar con la siguiente protección, entre otros:

- Protección principal: relés de corriente diferencial.
- Protección secundaria: relé de bloqueo.  
relé de sobre-corriente.  
relé de sobre-corriente a tierra.

#### j.3) Capacitores.

Los bancos de capacitores deberán contar con la siguiente protección, entre otros:

- Protección principal: relés de corriente diferencial.
- Protección secundaria: relés de sobre-corriente.
- Protección de respaldo: relé de desbalance.  
relé de mínima y máxima tensión.  
relé de frecuencia.

#### k) Telecomunicaciones.

Se deberá contar con un sistema de telecomunicaciones principal y secundario en simultáneo y no excluyentes, más un sistema de respaldo en situaciones de emergencia, que permitan la comunicación permanente de voz y datos entre las subestaciones, basado en fibra óptica, satelital y onda portadora.

l) Servicios auxiliares.

Para nuevas instalaciones se recomienda emplear el sistema que se describe a continuación.

l.1) En corriente alterna será 400-230V, 4 conductores, neutro corrido, para atender los servicios de luz y fuerza de la subestación. Las subestaciones nuevas deberán contar con un grupo diesel de emergencia para atender la carga completa de la subestación.

l.2) En corriente continua será 110 – 125Vcc, para atender los servicios de control y mando de la subestación.

l.3) Para telecomunicaciones se empleará la tensión de 48Vcc.

l.4) Los servicios de corriente continua serán alimentados por dobles conjuntos de cargadores-rectificadores individuales de 380V, 60Hz, a 110Vcc y a 48Vcc, respectivamente, con capacidad cada uno para atender todos los servicios requeridos y al mismo tiempo, la carga de sus respectivos bancos de acumuladores (baterías).

Para el caso de ampliación de instalaciones existentes, el sistema a emplear deberá ser compatible con el existente.

m) Control.

m.1) Los tableros de protección y medición estarán ubicados al lado de cada bahía de conexión, y se conectarán por fibra óptica radial hasta la sala de control. Se proveerán los siguientes niveles de operación y control:

- Local: manual, sobre cada uno de los equipos
- Remoto: automático, desde:
  - la sala de control de la subestación
  - un centro de control remoto a la subestación

- m.2) Las subestaciones nuevas deberán contar con un sistema de vigilancia y seguridad externo e interno, que permita el control permanente y la operación de la subestación desde el interior y desde un centro de control remoto.
- m.3) Las subestaciones estarán integradas a un sistema SCADA para el control, supervisión y registro de las operaciones en la subestación. Para esto se deberá diseñar un sistema que cumpla con los últimos sistemas tecnológicos de acuerdo con la norma IEC 61850.
- m.4) Además deberán estar conectadas al sistema y centro de control operativo del COES SINAC, de conformidad con lo establecido en la Norma de Operación en Tiempo Real, aprobado mediante Resolución Directoral N° 049-99-EM/DGE.
- n) Malla de tierra.
- n.1) Todas las subestaciones nuevas deberán contar con una malla de tierra profunda, que asegure al personal contra tensiones de toque y de paso. Al mismo tiempo, la malla de tierra deberá permitir la descarga segura a tierra de las sobretensiones de origen atmosférico sin que los equipos instalados sean afectados.
- n.2) Se incluye en el alcance la ampliación y conexión a la malla de tierra en las subestaciones existentes.
- n.3) A la malla de tierra se conectarán todos los elementos sin tensión de todos los equipos.
- n.4) Todos los pararrayos serán también conectados a electrodos de tierra individuales.
- n.5) Todas las subestaciones contarán con blindaje contra descargas atmosféricas.

o) Obras civiles.

o.1) Todas las subestaciones deberán contar con un cerco perimétrico de ladrillos, con protección por concertina, portones de ingreso y caseta de control.

o.2) Interiormente deberán contar con vías de circulación interna y facilidades de transporte, para el mantenimiento y construcción de ampliaciones futuras.

o.3) Se construirá un edificio o sala de control que alojará a los sistemas de baja tensión, control centralizado local y comunicaciones.

o.4) Las subestaciones nuevas deberán contar con las obras sanitarias necesarias que se requieran.

o.5) Todas las subestaciones contarán con un sistema de drenaje interno para la evacuación de las aguas pluviales y un sistema de drenaje externo para evitar el ingreso de agua de lluvia.

o.6) Las plataformas de las subestaciones tendrán una pendiente del 2% para el drenaje interno.

## **A2.2 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN 220kV**

### **LT 220kV entre SE Marcona Nueva y Marcona 220kV existente**

En la configuración básica forma parte del alcance del proyecto el enlace en 220kV que unirá la barra 220kV de la Subestación Marcona Nueva con la barra de la Subestación Marcona REP existente, de las siguientes características:

- Tensión nominal: 220kV
- Tensión máxima de operación: 245kV
- Capacidad de transmisión nominal: 450MVA

- Resistencia a sobretensión de maniobra, 60 Hz:460kV
- Resistencia a sobretensión de impulso: 1,050kV BIL
- N° de Ternas: dos (2) o más. (\*)
- Longitud estimada: 24km
- Conductor sugerido: A definir por la Sociedad Concesionaria
- Cable de guarda: OPGW

(\*) A ser definido por la Sociedad Concesionaria

### **LT 220kV entre SE Montalvo 2 y Montalvo 220kV existente**

Forma parte del alcance del proyecto el enlace en 220kV que unirá la barra 220kV de la Subestación Montalvo 2 con la barra de la Subestación Montalvo REDESUR existente, de las siguientes características:

- Tensión nominal: 220kV
- Tensión máxima de operación: 245kV
- Capacidad de transmisión nominal: 750MVA
- Resistencia a sobretensión de maniobra, 60 Hz:460kV
- Resistencia a sobretensión de impulso: 1,050kV BIL
- N° de Ternas: dos (2) o más. (\*)
- Longitud estimada: 4.5km
- Conductores: A definir por la Sociedad Concesionaria
- Cable de guarda: OPGW

(\*) A ser definido por la Sociedad Concesionaria

### ANEXO N° 03

## MÉTODO DE HOUSE & TUTTLE PARA EL CÁLCULO DE CONDUCTORES POR AMPACIDAD

### Método de House & Tuttle

Este método consiste en obtener la capacidad de corriente de un conductor eléctrico para unas condiciones específicas. Para ello se asume que el flujo de viento que incide en el conductor se encuentra en el límite entre laminar y turbulento, considerando para ello un Número de Reynolds de 1,000.

El cálculo se realizará para condiciones de Estado Estable, es decir que se asumirá una temperatura constante en el conductor.

La ecuación fundamental se obtiene a partir del balance térmico en el conductor:

$$q_c + q_r = q_s + I^2 r \dots (A3.1)$$

$$I = \sqrt{\frac{q_c + q_r - q_s}{r}} \dots (A3.2)$$

Donde:

- I : Corriente en el conductor [A]
- r : Resistencia por kilómetro de conductor, a la temperatura del mismo [ $\Omega$ /pie]
- $q_c$  : Pérdidas de calor por convección [W/pie]
- $q_r$  : Pérdidas de calor por radiación [W/pie]
- $q_s$  : Calor ganado debido al Sol [W/pie]

Nota: La resistencia a la temperatura del conductor se obtiene de la siguiente manera:

$$r = r_{20^\circ C} [1 + \beta(t_c - 20)] \dots (A3.3)$$



Donde:

$r_{20^{\circ}\text{C}}$  : Resistencia del conductor a  $20^{\circ}\text{C}$  (de catálogos) [ $\Omega/\text{pie}$ ]

$\beta$  : Coeficiente de temperatura (0.0039 para Aluminio) [ $^{\circ}\text{C}^{-1}$ ]

$t_c$  : Temperatura del conductor [ $^{\circ}\text{C}$ ]

### Pérdidas de calor por convección

Para el caso de convección forzada (velocidad del viento  $> 0$ ) se utilizan las siguientes ecuaciones y se escoge el mayor valor obtenido:

$$q_{c1} = \left[ 1.01 + 0.371 \left( \frac{D\rho_f V}{\mu_f} \right)^{0.52} \right] k_f (t_c - t_a) \dots (A3.4)$$

$$q_{c2} = 0.1695 \left( \frac{D\rho_f V}{\mu_f} \right)^{0.6} k_f (t_c - t_a) \dots (A3.5)$$

Donde:

$D$  : Diámetro del conductor [pulg]

$\rho_f$  : Densidad del aire [ $\text{lb}/\text{pie}^3$ ]

$V$  : Velocidad del viento [pie/h]

$\mu_f$  : Viscosidad absoluta del aire [ $\text{lb}/\text{h}\text{-pie}$ ]

$k_f$  : Conductividad térmica del aire [ $\text{W}/\text{pie}\text{-}^{\circ}\text{C}$ ]

$t_c$  : Temperatura promedio del conductor [ $^{\circ}\text{C}$ ]

$t_a$  : Temperatura ambiente [ $^{\circ}\text{C}$ ]

Para el caso de convección natural (velocidad del viento = 0) se utiliza la siguiente ecuación:

$$q_c = 0.283\rho_f^{0.5} D^{0.75} (t_c - t_a)^{1.25} \dots (A3.6)$$

Los valores de  $\rho_f$ ,  $\mu_f$  y  $k_f$  se obtienen de la Tabla N° A3.1 a partir de la temperatura de la película de aire  $t_f$ , donde:

$$t_f = \frac{t_c + t_a}{2} \dots (A3.7)$$

### Pérdidas de calor por radiación

En este caso se emplea la siguiente ecuación:

$$q_r = 0.138D\varepsilon \left[ \left( \frac{t_c + 273}{100} \right)^4 - \left( \frac{t_a + 273}{100} \right)^4 \right] \dots (A3.8)$$

Donde:

$\varepsilon$  : Coeficiente de emisividad (0.23 a 0.91)

### Calor ganado debido al Sol

Se emplea la siguiente ecuación:

$$q_s = \alpha Q_s \sin \theta A' \dots (A3.9)$$

Donde:

$\alpha$  : Coeficiente de absorción solar (0.23 a 0.91)

$Q_s$  : Flujo total de calor solar y del cielo [ $W/\text{pie}^2$ ]

$\theta$  : Ángulo efectivo de incidencia de los rayos del sol [ $^\circ$ ]

$A'$  : Área proyectada del conductor [ $\text{pie}^2/\text{pie}$ ] ( $A' = D/12$ )

Además, el ángulo  $\theta$  se calcula de la siguiente manera:

$$\theta = \cos^{-1}[\cos(H_c) \cos(Z_c - Z_l)] \dots (A3.10)$$

Donde:

$H_c$  : Altitud del sol [ $^\circ$ ]

$Z_c$  : Azimuth del sol [ $^\circ$ ]

$Z_l$  : Azimuth de línea [ $^\circ$ ] (Dirección este – oeste:  $90^\circ$ ; dirección norte – sur:  $0^\circ$ )

Los datos a emplear en estas ecuaciones los obtendremos a partir de las Tablas que se muestran a continuación.

**Tabla N° A3.1 Viscosidad, densidad y conductividad térmica del aire**

Temperatura			Viscosidad absoluta del aire " $\mu_r$ " [lb/h-pie]	Densidad del aire " $\rho_r$ " [lb/pie <sup>3</sup> ]				Conductividad térmica del aire " $k_r$ " [W/pie-°C]
°F	°C	K		Nivel del mar	5,000 pies	10,000 pies	15,000 pies	
32	0	273	0.0415	0.0807	0.0573	0.0552	0.0433	0.00739
41	5	278	0.0421	0.0792	0.0559	0.0545	0.0447	0.00750
50	10	283	0.0427	0.0779	0.0548	0.0535	0.0439	0.00762
59	15	288	0.0433	0.0765	0.0536	0.0526	0.0431	0.00775
68	20	293	0.0439	0.0752	0.0526	0.0517	0.0424	0.00784
77	25	298	0.0444	0.0740	0.0516	0.0508	0.0417	0.00795
86	30	303	0.0450	0.0728	0.0506	0.0500	0.0411	0.00807
95	35	308	0.0456	0.0716	0.0496	0.0492	0.0404	0.00818
104	40	313	0.0461	0.0704	0.0486	0.0484	0.0397	0.00830
113	45	318	0.0467	0.0692	0.0477	0.0476	0.0391	0.00841
122	50	323	0.0473	0.0682	0.0468	0.0469	0.0385	0.00852
131	55	328	0.0478	0.0672	0.0459	0.0462	0.0379	0.00864
140	60	333	0.0484	0.0661	0.0450	0.0454	0.0373	0.00875
149	65	338	0.0489	0.0652	0.0442	0.0448	0.0367	0.00886
158	70	343	0.0494	0.0643	0.0433	0.0442	0.0363	0.00898
167	75	348	0.0500	0.0634	0.0427	0.0436	0.0358	0.00909
176	80	353	0.0505	0.0627	0.0422	0.0431	0.0354	0.00921
185	85	358	0.0510	0.0619	0.0413	0.0423	0.0347	0.00932
194	90	363	0.0515	0.0610	0.0406	0.0418	0.0343	0.00943
203	95	368	0.0521	0.0602	0.0400	0.0412	0.0338	0.00952
212	100	373	0.0526	0.0594	0.0392	0.0406	0.0333	0.00966

**Tabla N° A3.2 Altitud y azimuth del Sol (en grados) a varias latitudes**

Latitud Norte	Hora local					
	10:00		12:00		14:00	
Grados	H <sub>c</sub>	Z <sub>c</sub>	H <sub>c</sub>	Z <sub>c</sub>	H <sub>c</sub>	Z <sub>c</sub>
5	63.0	31.6	93.0	0.0	63.0	312.0
10	64.0	69.4	91.0	0.0	62.7	302.0
15	63.0	69.2	89.0	0.0	62.3	292.0
20	62.0	78.0	87.0	0.0	62.0	282.0
25	62.0	88.0	88.0	180.0	62.0	272.0
30	62.0	98.0	83.0	180.0	62.0	262.0
35	61.0	107.0	78.0	180.0	61.0	253.0
40	60.0	115.0	73.0	180.0	60.0	245.0
45	57.0	122.0	68.0	180.0	57.0	238.0
50	54.0	128.0	63.0	180.0	54.0	232.0
55	50.5	132.5	58.0	180.0	50.5	227.5
60	47.0	137.0	53.0	180.0	47.0	223.0
65	43.5	140.0	48.0	180.0	43.5	220.0
70	40.0	143.0	43.0	180.0	40.0	217.0

**Tabla N° A3.3 Calor total recibido por una superficie a nivel del mar**

Altitud solar (Grados)	Calor total recibido por una superficie al nivel del mar " $Q_s$ " [W/pie <sup>2</sup> ]	
	$H_c$	Atmósfera Limpia
5	21.7	12.6
10	40.2	22.3
15	54.2	30.5
20	64.4	38.2
25	71.5	46.6
30	77.0	53.0
35	81.3	57.5
40	84.6	61.5
45	87.4	64.5
50	90.0	67.5
55	91.5	69.6
60	92.9	71.6
65	94.0	73.4
70	95.0	75.2
75	95.4	76.3
80	95.8	77.4
85	96.1	78.2
90	96.4	78.9

**Tabla N° A3.4 Factor de multiplicación del calor solar, para grandes altitudes**

Altitud sobre el nivel del mar " $H_a$ " [pies]	Factor de multiplicación para el valor obtenido de la Tabla A3.3
Nivel del mar	1.00
5,000	1.15
10,000	1.25
15,000	1.30

## ANEXO N° 04

## PRESUPUESTO DE SUBESTACIONES Y ENLACES EN 220kV

Tabla N° A4.1 Presupuesto de Subestaciones y Enlaces en 220kV

Ítem	Descripción	S.E. Chicla			S.E. Marcona		S.E. Ocoña	S.E. Montalvo			Parcial Subestaciones y Enlaces en 220kV (US\$)
		Ampliación S.E. Chicla	S.E. Marcona Nueva	Ampliación S.E. Marcona	I.T. 220kV Marcona Nueva - Marcona	S.E. Ocoña	S.E. Montalvo 2	Ampliación S.E. Montalvo	I.T. 220kV Montalvo 2 - Montalvo		
A	Ingeniería	164.249,47	722.777,72	33.893,45	182.281,43	426.768,47	399.200,90	33.893,45	711.392,90	2.464.819,93	
B	Suministros	5.272.459,54	25.717.462,94	1.125.745,47	1.859.589,79	21.595.874,21	19.462.589,84	1.215.130,78	511.225,88	78.839.050,43	
C	Transporte	341.743,10	1.339.492,37	76.738,11	160.115,20	1.496.987,00	1.330.744,32	88.602,53	25.186,47	4.584.678,03	
D	Otros Cables	1.118.438,76	1.989.542,40	593.522,18	830.292,43	4.574.673,62	1.470.801,74	378.782,42	149.164,25	14.387.770,15	
E	Mantenimiento Electrónico	695.848,21	3.158.732,20	174.665,27	876.179,93	2.991.396,05	2.119.611,80	173.538,67	170.375,60	10.158.992,78	
F	<b>Parcial Costo Directo</b>	<b>7.464.721,77</b>	<b>36.539.299,05</b>	<b>1.672.269,58</b>	<b>3.545.469,96</b>	<b>31.966.502,44</b>	<b>31.296.631,04</b>	<b>1.736.939,97</b>	<b>973.443,82</b>	<b>115.415.268,33</b>	
G	Anuncios y Gastos de Impresión	125.010,97	592.844,03	27.842,45	41.611,71	514.391,88	492.912,52	27.878,27	12.729,67	1.842.218,53	
H	Gastos Generales	592.110,76	3.251.492,34	180.820,79	277.296,58	3.476.469,45	3.362.850,37	187.804,58	103.291,81	12.272.715,67	
I	Imprevistos	197.842,27	631.148,73	38.428,53	60.172,84	592.435,44	532.042,73	29.537,59	16.548,54	1.983.059,56	
J	Utilidades	1.549.247,31	7.359.689,93	318.849,89	70.291,03	4.027.399,11	3.510.692,42	349.797,45	185.260,92	23.240.830,27	
K	<b>Total antes de Impuestos</b>	<b>10.332.382,08</b>	<b>49.064.599,53</b>	<b>2.246.426,58</b>	<b>4.734.873,52</b>	<b>42.919.287,40</b>	<b>42.004.549,48</b>	<b>2.331.944,36</b>	<b>1.301.539,50</b>	<b>154.935.602,46</b>	
L	Impuesto General a las Ventas (I.G.V.)	669.247,81	4.455.700,58	181.870,72	240.698,16	3.335.968,82	3.297.109,66	214.008,36	189.426,48	14.265.243,63	
	<b>Total Subestaciones y Enlaces 220kV</b>	<b>11.195.819,89</b>	<b>53.520.300,11</b>	<b>2.445.297,30</b>	<b>5.275.539,70</b>	<b>46.844.857,23</b>	<b>45.932.103,44</b>	<b>2.545.952,73</b>	<b>1.440.965,69</b>	<b>169.200.846,08</b>	