

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



SELECCIÓN DE CONDUCTOR PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN 500 KV

TESIS

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR:
WILMER PERCCA PAITÁN**

PROMOCIÓN

2010-II

LIMA – PERÚ

2013

**SELECCIÓN DE CONDUCTOR PARA LÍNEAS DE
TRANSMISIÓN EN 500 KV**

DEDICATORIA

Mis agradecimientos van dirigidos a mis queridos padres y hermanos, muchas gracias por su apoyo y confianza que me brindaron durante todos los años, por la paciencia y empuje que siempre me dieron, su inmemorable sacrificio que ahora se ven reflejados cerrando este capítulo de mi vida.

Y muy agradecido a la Universidad Nacional de Ingeniería, al grupo de trabajo que saca adelante la universidad.

SUMARIO

Ante el incremento del consumo de energía eléctrica en el país el Comité de Operaciones Económicas del Sistema Interconectado Nacional (COES) realizó la planificación del sistema interconectado, considerando la construcción de nuevas líneas de transmisión y nuevas subestaciones en 500 kV, todo esto para disminuir posibles colapsos por sobre carga en el sistema interconectado y dar una mayor confiabilidad del funcionamiento del sistema interconectado a largos plazos.

En esta tesis se desarrolla un modelo para la selección óptima (técnico-económica) del conductor para líneas de transmisión en 500kV, a través de metodologías modernas, por tanto se tomará como referencias líneas existentes en países vecinos como Brasil, Chile y Argentina y líneas existentes de los Estados Unidos.

La metodología se basa en sectorizar todas las posibles zonas por donde recorrerán las líneas en 500 kV y el análisis de los siguientes puntos: la capacidad de transporte de corriente del conductor (ampacidad), las pérdidas Joule, las pérdidas corona, los campos electromagnéticos, el ruido audible y la interferencia de radio en los límites de la franja de servidumbre. Para el análisis de estos fenómenos producidos por líneas de transmisión en 500 kV se utilizarán softwares especializados (EPRI y el PLS-CADD).

Los resultados obtenidos en la parte técnica serán evaluados desde el punto de vista económico, para ver la viabilidad de la inversión en la construcción de las líneas de transmisión en 500 kV.

INDICE

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	
ASPECTOS GENERALES	2
1.1 Antecedente.....	2
1.2 Exploración de la problemática.....	2
1.3 Definición del problema.....	2
1.4 Objetivos.	3
1.4.1 Objetivo general.	3
1.4.2 Objetivos específicos.....	3
1.5 Alcances.	3
1.6 Justificación.....	4
CAPÍTULO II	
MARCO TEÓRICO	5
2.1 Sistema de transmisión	5
2.2 Línea de transmisión.....	5
2.3 Conductor para líneas de transmisión.....	6
2.4 Voltajes estandarizados	7
2.5 Líneas de transmisión en 500 kV.	7
2.6 Condiciones climáticas	8
2.6.1 Condiciones ambientales	8
2.6.2 Temperatura promedio y máximo	8
2.7 Características de diseño del proyecto	9
2.8 Potencia de diseño.....	9
2.9 Factores de evaluación.....	10
2.9.1 Límites térmicos	10
2.9.2 Gradiente superficial.....	10
CAPÍTULO III	

ANÁLISIS DE CONDUCTOR PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	12
3.1 Introducción	12
3.2 Conductor tipo AAC	12
3.3 Conductor tipo ACSR.....	13
3.4 Conductor tipo AAAC	13
3.5 Conductor tipo ACAR	14
3.6 Conclusiones de la elección del conductor para líneas de transmisión en 500 kV.	14
CAPÍTULO IV	
CÁLCULO POR CAPACIDAD DE CORRIENTE.....	17
4.1 Introducción.....	17
4.2 Ampacidad del conductor.....	17
4.2.1 Temperatura del conductor en estado estable.	17
4.2.2 Temperatura del conductor en estado transitorio.....	18
4.3 Metodología del cálculo de ampacity mediante el programa PLSCADD.	18
4.4 Cálculo de la capacidad de transmisión a condiciones normales.....	19
4.5 Cálculo de la capacidad de transmisión a condiciones de límite térmico.....	22
4.6 Cuadro de resultados y conclusiones parciales	23
CAPÍTULO V	
ANÁLISIS DE PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE.....	25
5.1 Introducción.....	25
5.2 Pérdidas por efecto Joule.....	25
5.3 Cálculo de pérdidas por efectos Joule para distintos conductores.....	25
5.4 Evaluación económica	31
5.4.1 Consideraciones para el cálculo del efecto Joule.	32
5.4.2 Tablas de resultados y conclusiones parciales.....	33
CAPÍTULO VI	
ANÁLISIS DEL CONDUCTOR POR EFECTO CORONA.....	35
6.1 Introducción.....	35
6.2 Definición [10].....	36
6.2.1 Origen del fenómeno corona	36
6.2.2 Procesos favorables a la descarga.....	36
6.2.3 Procesos desfavorables a la descarga	37

6.2.4	Características de los procesos elementales.....	38
6.2.5	Mecanismos de formación de descargas en el aire	38
6.2.6	Variables que influyen en el efecto corona [1].....	42
6.3	Configuración de torres de líneas de transmisión en 500 kV.....	42
6.3.1	Análisis de la distancia horizontal del conductor.....	47
6.3.2	Espaciamiento de haces de conductores.....	50
6.3.3	Distancia vertical del conductor y cable de guarda al suelo.....	51
6.3.4	Cálculo de la altura efectiva del conductor y cable de guarda.....	51
6.4	Gradiente en líneas en 500 kV.....	55
6.4.1	Parámetros de líneas existente.....	56
6.5	Cálculo del efecto corona.....	58
6.5.1	Cálculo del gradiente de potencial crítico de ruptura.....	58
6.5.2	Cálculo del gradiente superficial del conductor.....	60
6.6	Cálculo de la pérdida de potencia por el efecto corona.....	65
6.6.1	Métodos de cálculo de pérdidas por corona.....	65
6.6.2	Cuadro de resultados y conclusiones parciales.....	74
6.7	Evaluación económica.....	76
6.7.1	Consideraciones para el cálculo económico de las pérdidas corona.....	76
6.7.2	Cuadro de resultados y conclusiones parciales.....	76
CAPÍTULO VII		
ANÁLISIS DE CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS		
7.1	Introducción.....	78
7.2	Campos electromagnéticos en líneas de transmisión.....	79
7.2.1	Campos eléctricos en líneas de transmisión.....	79
7.2.2	Campo magnético en líneas de transmisión.....	80
7.3	Cálculo de los campos electromagnéticos mediante el software EPRI.....	81
7.3.1	Cálculo del campos eléctricos [5].....	81
7.3.2	Cálculo del campo magnético [4].....	85
7.4	Comparación de resultados con el Código Nacional de Electricidad y normas internacionales.....	88
7.4.1	Niveles máximos tolerables de exposición del público en general a los campos eléctricos y magnéticos de 50 o 60 Hz.....	88

7.4.2 Niveles máximos tolerables de exposición ocupacional en general a los campos eléctricos y magnéticos de 50 o 60 Hz.....	89
7.4.3 Comparación de resultados del campo eléctrico y conclusiones parciales	89
7.4.4 Comparación de resultados del campo magnético y conclusiones parciales	90

CAPÍTULO VIII

ANÁLISIS DE LA INTERFERENCIA EN RADIO Y RUIDO AUDIBLE. 91

8.1 Introducción.....	91
8.2 Interferencia en radio y ruido audible en líneas de transmisión.....	91
8.2.1 Radio interferencia en líneas de transmisión.	91
8.2.2 Ruido audible en líneas de transmisión.	92
8.3 Cálculo de la interferencia en radio (R.I.)	93
8.3.1 Para conductores en lluvia fuerte (L ₅ rain)	93
8.3.2 Para conductores húmedos (L ₅₀ rain).....	94
8.3.3 Para conductores en buen tiempo (L ₅₀ fair)	94
8.3.4 Cálculo de la interferencia mediante el software EPRI.....	95
8.4 Cálculo del ruido audible.....	96
8.4.1 Componentes del ruido audible	97
8.4.2 Para conductores en lluvia fuerte (L ₅ rain).....	98
8.4.3 Para conductores húmedos (L ₅₀ rain)	99
8.4.4 Cálculo del ruido audible mediante el software EPRI.....	100
8.5 Comparación de resultados con el Código Nacional de Electricidad y normas internacionales.....	102
8.5.1 De acuerdo al EPRI (Electrical Power Research Institut).....	102
8.5.2 De acuerdo al IEC CISPR.....	102
8.5.3 De acuerdo a normas canadienses.....	102
8.5.4 De acuerdo al reglamento de estándares nacionales de calidad ambiental.....	102
8.5.5 Comparación de resultados del ruido audible y conclusiones parciales.....	103
8.5.6 Comparación de resultados de la radio interferencia y conclusiones parciales.	104

CAPÍTULO IX

EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LOS CONDUCTORES SELECCIONADOS...105

9.1 Evaluación económica de los conductores seleccionados.	106
9.2 Consideraciones para comparación económica de conductores.....	106
9.2.1 Consideraciones generales	106

9.2.2 Cuadros de resultados de la comparación económica.....	106
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	109
ANEXOS	112
BIBLIOGRAFÍA	151

INTRODUCCIÓN

El exponencial aumento de los consumos en los sistemas de potencia y la transformación de los mercados centralizados en mercados competitivos, ha hecho que la eficiencia en los sistemas de generación y transporte de la energía eléctrica sea cada vez más relevante para actores del sistema. Para lograr tasas de pérdidas bajas, los sistemas de transmisión han aumentado cada vez más los niveles de tensión de sus líneas (500 kV). Además, los diseñadores de líneas de transmisión buscan minimizar los costos de inversión de éstas, lo que se traduce en minimizar la cantidad de conductor por unidad de potencia transmitida. Estas dos situaciones hacen que el conocido efecto corona aparezca en las líneas de transmisión y subestaciones.

La selección del conductor para líneas de transmisión en 500 kV se efectuará tomando en cuenta las diferentes zonas por donde se ubican las líneas; por lo tanto se ha previsto analizar material con características adecuadas para las diferentes zonas del proyecto, planteándose la utilización principalmente de conductores tipo ACSR, AAAC y ACAR.

Para la determinación del tipo material y la geometría de las estructuras, así mismo se determinará la sección mínima de conductores por su capacidad amperimétrica y su gradiente superficial, considerando las diferentes características de clima y ambiente. De acuerdo con la experiencia en nuestro país, se tiene previsto analizar haces de 3 y 4 conductores por fase.

Con los calibres de conductores que cumplan con las condiciones previstas, se obtendrá la sección óptima mediante una comparación de costo de material y montaje de conductores y estructuras.

CAPÍTULO I ASPECTOS GENERALES

1.1 Antecedentes.

Durante los últimos años la demanda de energía eléctrica en nuestro país ha ido aumentando con tasas de incremento 2.8% en el 2009, de 5.6% en el 2010 y 7.8 % en el 2011 con respecto al año anterior de la máxima demanda, esto debido al crecimiento sostenido que viene experimentando la economía nacional, una de las causas es el boom por la minería que ha generado un mayor consumo de energía, dando como resultado que las diversas empresas tanto de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica trabajen en sus máximas capacidades permitidas con el objetivo de satisfacer la demanda.

Las líneas de transmisión ubicadas en las zonas norte y sur del SEIN, son críticas debido a la congestión y a la sobrecarga de energía que transportan, ante ello se están desarrollando proyectos en 500 kV para fortalecer el sistema y atender los requerimientos iniciales.

1.2 Exploración de la problemática

Actualmente nuestro país cuenta con líneas de transmisión que no cubren la demanda máxima de las industrias y los centros mineros, sumado a ello las líneas de transmisión recorren zonas ambientales críticas como es el caso de la costa peruana, donde se produce alta contaminación debido a los fuertes vientos marinos y al fenómeno de sand blasting como consecuencia de dichos fenómenos el efecto corona se hace muy crítico.

Los problemas aumentan debido a la falta de metodologías modernas en el diseño de líneas de transmisión en 500 kV.

1.3 Definición del problema

Teniendo en cuenta el crecimiento de las inversiones extranjeras en el rubro de la industria y la minería, los sistemas de transmisión colapsan por la energía requerida de los rubros mencionados. Los métodos tradicionales con los que actualmente se está elaborando los diseños de líneas de transmisión en 500 kV no son los más adecuados debido a los errores y/o en el sobre costos de inversión del proyecto en la pueden incurrir,

lo cual impulsa a la búsqueda de nuevas metodologías para la elaboración del diseño (selección del conductor óptimo) de las nuevas líneas de transmisión en 500 kV.

1.4 Objetivos.

1.4.1 Objetivo general.

Aplicar metodologías modernas en el diseño de líneas de transmisión en 500 kV, orientado hacia el análisis técnico económico, teniendo como referencia los criterios de diseño de líneas de transmisión en 500 kV, localizadas en Brasil, Chile, Argentina y Estados Unidos.

1.4.2 Objetivos específicos.

Cumplir con los parámetros definidos en el criterio de diseño de líneas de transmisión en 500 kV, para la selección óptima del conductor en base al análisis de los siguientes puntos:

- a. Capacidad de transmisión de corriente.
- b. Pérdidas por el efecto Joule y Corona.
- c. Campos electromagnéticos.
- d. Interferencia de radio.
- e. Ruido audible.

1.5 Alcances.

Analizar diferentes conductores y configuraciones, utilizadas alrededor del mundo en niveles de voltaje de 500 kV, de tal manera, de determinar el conductor más óptimo para una determinada configuración y contrarrestar los efectos de pérdidas transversales y longitudinales, dependiendo de las condiciones climatológicas y altura sobre el nivel del mar.

Esta tesis analizará la ampacidad de los conductores, las pérdidas por efecto Joule, las pérdidas por el efecto corona, que en algunas condiciones ambientales particulares tiene mayor impacto (costa peruana), y las consecuencias provocadas por el efecto corona: Campos Electromagnéticos, Interferencia en Radio y Ruido Audible.

La herramienta computacional utilizada para los cálculos en el presente proyecto de tesis será el software PLS-CADD, cálculo de ampacidad de conductores mediante el modelo Thermal calculations (IEEE 738 CIGRE brochure 217) Steady State Thermal Rading, y EPRI (Electric Power Reaserch Institule) para el cálculo del gradiente superficial del conductor, campos electromagnéticos, interferencia en radio y ruido audible, debido a las facilidades que presenta para trabajar con los parámetros del conductor.

1.6 Justificación.

La demanda de la energía eléctrica en los sectores: industrial y minero, además del crecimiento sostenido del país hace que se construyan nuevas líneas de transmisión por ende emigrar el nivel de tensión a 500 kV, pero esto trae como consecuencia la aparición de fenómenos a gran escala, como es el caso del efecto corona, aparición de los Campos Electromagnéticos, Interferencia en Radio y Ruido Audible, por tanto es importante realizar una buena selección óptima del conductor para las distintas condiciones climatológicas que presenta nuestro país.

Por otra parte los diseñadores de líneas de transmisión buscan minimizar los costos de inversión en base a la optimización en la selección de conductor y la configuración de los conductores para la reducción de pérdidas transversales y las pérdidas longitudinales.

Esta tesis presenta una visión a largo plazo de los proyectos futuros que fortalecerán el sistema de transmisión a 500 kV del SEIN. En ella se planteará la selección óptima del conductor que brindará confiabilidad al SEIN. Asimismo ofrecerá una plataforma sólida de diseño para proyectos futuros de interconexiones internacionales plenas a 500 kV hacia el eje Ecuador – Colombia, al Brasil, y hacia Chile y Bolivia de acuerdo al plan de transmisión 2013 -2022 del COES.

CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO

2.1 Sistema de transmisión.

La función de un sistema de transmisión eléctrica es transportar la energía desde las unidades generadoras hasta el sistema de distribución. Para este objetivo se emplean líneas de transmisión que conectan a la red de transmisión de los generadores y subestaciones de distribución.

2.2 Línea de transmisión.

Una línea de transmisión es el elemento más común de los que conforman las redes eléctricas. En conjunto, estos elementos constituyen las arterias por las cuales fluye la energía eléctrica desde centros de generación hasta centros de consumo. La transmisión de energía eléctrica puede realizarse ya sea por corriente alterna (c.a.) o directa (c.d.), y de acuerdo al diseño de la línea puede ser de transmisión aérea o subterránea.

Como ya se ha mencionado con anterioridad una línea de transmisión son circuitos de potencia y distribución en los cuales intervienen variados tipos de torres, conductores, aisladores y además elementos que nos ayudan a la transmisión de la energía eléctrica; al hablar de líneas de transmisión no solo hablamos de las líneas aéreas como ya se mencionó también entran dentro de este concepto los cables subterráneos que son de gran importancia para el impacto visual.



Fig. 2.1 Líneas de transmisión.

2.3 Conductores para líneas de transmisión.

Los conductores son comúnmente usados considerando el material y el tipo de carga de transmisión. En la actualidad, el conductor más empleado es el aluminio, pues tiene la ventaja de ser más varado y más ligero que el cobre, pero la desventaja de este material es que tiene un poco menos de conductividad y menor resistencia a la tensión.

Si consideramos un mayor diámetro tenemos como consecuencia que el esfuerzo eléctrico se reduce en la superficie del conductor para un voltaje dado; porque consideramos un mayor diámetro en el conductor, es porque la baja conductividad y densidad del aluminio dan por resultado que el conductor sea más grueso, o sea, de mayor diámetro. El que un conductor tenga un diámetro mayor lo hace libre del efecto corona.

Para líneas de transmisión por encima de los 220 kV se usan más de un conductor por fase y menos de cuatro; 2, 3 ó 4 conductores por fase; el aumento de conductores por fase incrementa el radio efectivo de los conductores y reduce las pérdidas de efecto corona y el ruido audible. En la tabla 2.1 se muestran algunas ventajas y desventajas de lo que es el cobre y el aluminio en los conductores de las líneas de transmisión.

Tabla 2.1 Ventajas y desventajas de los conductores de cobre y aluminio

COBRE		ALUMINIO	
VENTAJAS	DESVENTAJAS	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Metal que tiene la conductividad eléctrica más alta después de la plata. La plata no se usa por su alto costo	Por su costo es bueno para la rapiña	Es muy ligero. Tiene la mitad de peso que el cobre para la misma capacidad de corriente	Se forma en su superficie una película de óxido que es altamente resistente al paso de la corriente y causa problemas en las juntas de contacto
Tiene gran facilidad para estar aleado con otro metal y es de fácil soldadura		Altamente resistente a la corrosión atmosférica.	No se debe de colocar con cobre debido a la corrosión galvánica que se daría.
Es muy dúctil por lo que puede ser transformado en cable u otra forma de manera más fácil.		Reduce el efecto corona, debido a que para la misma capacidad de corriente, se usan diámetros mayores	Menor conductividad eléctrica que el cobre.
Tiene buena resistencia mecánica		Es soldado con equipo especial.	
No se oxida fácilmente por lo que soporta un poco más la corrosión.			
Tiene buena conductividad térmica.			

2.4 Voltajes estandarizados.

La norma peruana estandariza las tensiones para las líneas de transmisión en kV, para sistemas trifásicos; en cuyo caso la tensión especificada es entre fases. Así se tiene una lista definida y mediante un porcentaje se especifica el máximo voltaje de operación en kV. Los valores máximos no deben excederse en ningún punto del sistema, ya que estos valores determinan el nivel de aislamiento para los equipos asociados.

El ingeniero de diseño debe asegurar equipos de compensación para el manejo adecuado de reactivos. En caso de altos voltajes se debe seleccionar reactores de capacidad adecuada y para bajos voltajes una compensación capacitiva apropiada.

Tabla N° 2.2 Tensión Nominal y Máximas Tensiones de Operación

Tensión Nominal y Máximas Tensiones de Operación				
Tensión Nominal (kV)	60	138	220	500
Máxima Tensión (kV)	72.5	145	242	550
Porcentaje de Aumento (%)	17.2	4.8	9.1	9.1

2.5 Líneas de transmisión en 500 kV.

Las líneas de transmisión son definidas por el nivel de tensión, el utilizar la tensión de 500 kV trae como beneficio transportar mayores potencias a distancias largas, pero también trae como consecuencia la aparición del fenómeno de corona.

La construcción de las líneas de transmisión en 500 kV responde al plan de transmisión realizado por el COES como parte de las funciones de interés público que le fueron asignadas por la Ley de Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley 28832).

Las siguientes líneas de transmisión serán analizadas:

- Línea de Transmisión 500 kv Chilca – Marcona – Ocoña – Montalvo
 - Tramo Chilca Nueva – Marcona Nueva : 357 Km
 - Tramo Marcona Nueva – Ocoña : 271 Km
 - Tramo Ocoña – Montalvo : 256 Km
- Línea de Transmisión 500 kV Trujillo – Chiclayo.
 - Tramo Trujillo – Chiclayo : 203 Km
- Línea de Transmisión 500 kV Mantaro – Marcona – Socabaya – Montalvo
 - Tramo S.E. Mantaro – S.E. Marcona Nueva : 347 Km
 - Tramo S.E. Marcona Nueva – S.E. Socabaya Nueva : 444 Km
 - Tramo S.E. Socabaya Nueva – S.E. Montalvo Nueva : 102 Km

2.7 Características de diseño del proyecto.

De acuerdo a las especificaciones técnicas del proyecto, el desarrollo de este estudio tiene como finalidad cumplir con los siguientes objetivos.

- a. Determinar mediante una evaluación técnica, la clase de conductor a utilizar, el número de conductores por fase y la configuración de fases.
- b. Validar el conductor mediante un cálculo de ampacidad, pérdida máxima y gradiente máxima permitido.
- c. La temperatura máxima del conductor en condición de operación de régimen normal se considerará 75°C.
- d. Las pérdidas óhmicas no deben superar el valor máximo establecido por lo siguiente:
La diferencia de tensión entre extremos emisor y receptor no debe superar el 5% en general.

Para la Línea de Transmisión en 500 kV Chilca-Marcona-Ocoña-Montalvo en particular de acuerdo al informe de especificaciones técnicas se tomarán los siguientes valores de pérdidas óhmicas:

- 3% para una potencia de transmisión de 700 MVA en el tramo comprendido entre las subestaciones Chilca Nueva – Marcona Nueva.
 - 4% para una potencia de transmisión de 700 MVA en el tramo comprendido entre las subestaciones Marcona Nueva – Montalvo.
- e. Faja de servidumbre: la faja de servidumbre será como mínimo de 64 m para las líneas de transmisión en 500 kV.

2.8 Potencia de diseño.

- a. Los requerimientos de diseño por ampacidad deberá ser como mínimo una potencia de 700 MVA, donde la potencia de diseño por ampacidad de la línea sera mayor a 1000 MVA. En condiciones de emergencia deberá soportar una sobrecarga de 30 % sobre 1000MVA por un periodo de treinta (30) minutos sin sobrepasar una temperatura máxima de 75°C.
- b. Para el cálculo de ampacidad y de temperatura del conductor a carga nominal y a máxima carga, se consideran las siguientes condiciones ambientales:
 - Velocidad del viento : 0.61 m/s.
 - Dirección del viento respecto al conductor : 90°
 - Coeficiente de emisividad : 0.5
 - Los coeficientes de absorción solar : 0.5

- Dirección que recorre la línea : este a oeste
- Altitud promedio

Tramos a analizar:

- **Tramo N°1 : 1 000msnm (zona costa)**
 Temperatura ambiente máximo : 34°C
 Tipo de atmosfera : industrial
 Latitud de la zona del proyecto : 12°S
- **Tramo N°2 : 3 000msnm (zona sierra)**
 Temperatura ambiente máximo : 30°C
 Tipo de atmosfera : industrial
 Latitud de la zona del proyecto : 13°S
- **Tramo N°3 : 4 000 msnm (zona sierra alta)**
 Temperatura ambiente máximo del aire : 24°C
 Tipo de atmosfera : limpia
 Latitud de la zona del proyecto : 14°S

2.9 Factores de evaluación.

Las líneas de transmisión se considerarán aceptables cuando cumplan con lo siguiente.

2.9.1 Límite térmico.

La temperatura máxima del conductor en condición de operación de régimen normal se considerará de 75°C.

2.9.2 Gradiente superficial.

Deberá verificarse que el valor máximo del gradiente superficial en los conductores, no superen los valores de gradiente críticos siguientes:

- 16 kVrms/cm, en regiones costa con altitudes hasta 1 000 msnm.
- 18,5 kVrms/cm, en región selva con altitudes hasta 1 000 msnm.
- 18,5 kVrms/cm, en zonas con altitud mayor a 1 000 msnm. Este valor está referido al nivel del mar por lo que deberá corregirse por altitud.

Los criterios mencionados son tomados del Procedimiento de Ingreso, Modificación de Retiro de Instalaciones en el SEIN: "Anexo 1.1.3. Criterios de diseño de Líneas de Transmisión", estos criterios se aplican al diseño de Líneas de Transmisión y preparadas para operar en tensiones normalizadas desde 220 kV hasta 500 kV para las Troncales nacionales y 138 kV y 220 kv para las Troncales Regionales.

Tabla N° 2.4 Cuadro de gradientes máximos permitidos según altitud.

GRADIENTE MAXIMO PERMITIDO				
ALTURAS (msnm)	1000	3000	4000	4450
DENSIDAD RELATIVA	0.90	0.73	0.66	0.63
GRADIENTE SEGÚN NORMA (KV/cm)	16.00	18.50	18.5	18.5
GRADIENTE PERMITIDO (KV/cm)	14.40	13.51	12.21	11.66
DISTANCIA HORIZONTAL ENTRE CONDUCTORES (m)	13	14	14	15

CAPÍTULO III

ANÁLISIS DE CONDUCTOR PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

3.1 Introducción.

En la actualidad, prácticamente todas las líneas de transmisión de alta tensión se construye utilizando conductores de aluminio y sus aleaciones. Este masivo uso del aluminio como conductores eléctrico se remonta desde la Segunda Guerra Mundial, en que la escasez de cobre llevó a buscar sustitutos. En efecto, su buena conductividad eléctrica, junto con una excelente relación peso entre diámetro (en comparación con el cobre), y su bajo costo en relación a los mejores conductores eléctricos tales como la plata y el cobre, han llevado a un uso universal del aluminio como conductor para la transmisión de energía.

En la industria de conductores de aluminio para líneas de transmisión, es posible encontrar cuadro (4) grandes grupos, que son los más utilizados comercialmente.

- All Aluminum Conductor (AAC)
- Aluminum Conductor Steel Reinforced (ACSR)
- All Aluminum Alloy Conductor (AAAC)
- Aluminum Conductor Alloy Reinforced (ACAR)

3.2 Conductor tipo AAC.

Este tipo de conductor ésta compuesto de hebras cableadas helicoidalmente, hechas de un aluminio clasificado como 1350-h19, con alta presencia de aluminio puro, lo que le da una gran conductividad eléctrica (61,5% IACS) en comparación con los otros materiales que se describirán a continuación. El aluminio tiene gran afinidad con el oxígeno, y en presencia de aire, rápidamente adquiere una película de óxido delgada, resistente y transparente, la cual posee altas propiedades dieléctricas, y es químicamente estable y resistente a la corrosión (salvo en presencia de ciertos ácidos y álcalis muy específicas).

Uno de los inconvenientes de este material, es que la capacidad mecánica de rotura no es muy alta, siendo además un material bastante deformable, cuestión que se traduce en una mayor flecha de conductor a igualdad de vanos, en comparación con los otros

conductores.

3.3 Conductor tipo ACSR

Este tipo consiste básicamente en hebras de conductor tipo AAC, que se ubican alrededor de un núcleo de acero galvanizado compuesto por un alambre o de una cableado helicoidal de una o varias capas de acero galvanizado. La ventaja de esta disposición, es que se obtienen altas capacidades de rotura, la conductividad eléctrica de los conductores tipo ACSR no es muy buena ya que se asume que el acero no contribuye a la conducción.

La relación entre las áreas transversales del aluminio y el acero, pueden ser variados con diferentes cargas de rotura, simplemente variando el área del núcleo de acero.

Este tipo de conductor es ideal para líneas donde se requiere obtener una excelente relación tracción entre peso, muy adecuado donde las condiciones climáticas por las que se desarrolla la línea, impliquen grandes sollicitaciones mecánicas sobre los conductores. Es posible utilizarlo en zonas con ambiente seco y no contaminado, y también en lugares no contaminados con lluvias frecuentes. En ambientes corrosivos (cerca del mar, o industrias contaminantes), es posible usar este tipo de conductores siempre que el núcleo de acero sea recubierto de una capa de grasa protectora. Sin embargo, la experiencia demuestra que muchas veces las condiciones ambientales pueden también afectar el recubrimiento de grasa, significando que la corrosión afecte finalmente al núcleo de acero, y en consecuencia, el cable comienza a cortarse. Por lo anterior, la mayoría de veces, es preferible no utilizar este tipo de conductor en ambientes agresivos o cercanos al mar como es caso de las líneas en 500 kV (Marcona–Socabaya, Trujillo–Chiclayo y Chilca – Marcona-Ocoña-Montalvo).

3.4 Conductor tipo AAAC.

Una opción de combinar una alta resistencia mecánica, con una conductividad eléctrica adecuada, se puede obtener a través de los conductores tipo AAAC, los cuales están constituidos de hebras de una relación de aluminio denominado 6201-T81. Los conductores compuestos por este tipo de aleación, son tratados térmicamente; tiene una menor conductividad (52,5% IACS) que los conductores de AAC, pero una capacidad mecánica mayor que estos.

El concepto de este tipo de conductores proviene de la necesidad de disponer de un conductor apto para líneas de transmisión, con alta resistencia a la tracción, pero sin un núcleo de acero. La resistencia eléctrica DC a 20° C de los conductores de aleación de aluminio 6201-T81 es muy similar a la de los conductores tipo ACSR del mismo

diámetro, con la ventaja que las aleaciones de aluminio son más resistentes a los ambientes corrosivos que los conductores ACSR, y sin necesidad de aplicarles materiales externos tales como grasas u otros.

3.5 Conductor tipo ACAR.

Los conductores tipo ACAR, que básicamente consisten en hebras de aluminio AAC (1350-H19) cableadas helicoidalmente sobre un núcleo compuesto por hebras de aleación de aluminio 6201-T81. Es decir, en este conductor se combina conductividad de los conductores AAC, con la resistencia mecánica de los AAAC.

La excelente resistencia a la corrosión, los hace especialmente adecuados para el servicio en ambientes industriales y marítimos muy severos (en los cuales no puede esperarse el buen servicio de los conductores ACSR) ya que, siendo los materiales homogéneos, queda eliminada la posibilidad de corrosión galvánica.

3.6 Conclusión de la elección del conductor para la línea de transmisión en 500 kV.

La selección del material del conductor, se efectuará de acuerdo con las características de las zonas donde se ubica el trazo de ruta de las líneas de transmisión en 500 kV.

Desde el punto de vista técnico, las consideraciones más importantes de acuerdo para la selección del material del conductor son las siguientes: resistencia mecánica del conductor y características del parámetro de la catenaria para la condición de temperatura máxima.

Con respecto a la resistencia mecánica del conductor se toma en cuenta el esfuerzo de rotura de cada tipo de material, que presentan los siguientes valores.

- AAC (All Aluminum Conductor) : 18.5 Kg/mm².
- ACAR (Aluminum Conductor Alloy Reinforced) : 22.5 Kg/mm².
- AAAC (All Aluminum Alloy Conductor) : 29.5 Kg/mm².
- ACSR (Aluminum Conductor, Steel Reinforced) : 30.0 Kg/mm².

Los tensados EDS para cada tipo de material son los utilizados frecuentemente y está de acuerdo a la norma alemana [18], en donde para cada tipo de conductor en estudio se estiman los siguientes valores.

- Los conductores de aleación de aluminio tipo AAAC normalmente utilizan un tensado EDS final del 18 al 20 % de su tiro de rotura.
- Los conductores tipo ACAR normalmente utilizan un tensado EDS final entre 16 al 18% de su tiro de rotura.

- Los conductores tipo ACSR normalmente utilizan un tensado EDS final igual o mayor a 20% de su tiro de rotura

En caso de utilizar el conductor ACAR, este tipo de conductor presenta un menor tensado, el que se refleja en menores costos de estructuras y fundaciones; sin embargo, implica tener mayores flechas y por tanto vanos de menor longitud, con el consiguiente incremento del número de estructuras.

En la zona costera predomina la contaminación salina, en donde el conductor tipo ACAR presenta un buen comportamiento eléctrico y mecánico de acuerdo a proyectos de líneas de transmisión existentes.

Con la finalidad de considerar los costos de los materiales en la evaluación para la selección del conductor, se presentan los precios unitarios promedios de las últimas importaciones para líneas nacionales.

- ACAR (Aluminum Conductor Alloy Reinforced) : 4.457 US\$/Kg.
- AAAC (All Aluminum Alloy Conductor) : 4.113 US\$/Kg.
- ACSR (Aluminum Conductor, Steel Reinforced) : 3.233 US\$/Kg.

Debido a que el Código Nacional de Electricidad de Suministro 2011, establece la zona de carga A2 para altitudes mayores a 4 000 msnm con presencia de cargas mecánicas fuertes, será necesario considerar el uso de conductores tipo ACSR o AAAC que tienen como característica principal, un elevado tiro de rotura nominal.

Los perfiles longitudinales de los tramos de los terrenos en la ubicación de estructuras son normalmente planos en la zona costera y ondulados en la zona la de la sierra; esta característica que se presenta permite la utilización del conductor tipo ACAR pero sólo hasta 4 000 msnm; en este caso las catenarias con tensados ligeros se acomodan mejor en terrenos ondulados, lo que disminuye la ventaja prevista para conductores de los tensados fuertes como los presentados por los conductores tipos ACSR y AAAC.

En tramos que superen los 4 000 msnm se recomienda la utilización de un conductor tipos AAAC con alta resistencia a la rotura y con un peso unitario menor que el conductor ACSR, esta cualidad permite al conductor soportar cargas elevadas de viento y hielo solicitados por el CNE Suministro 2011; además, el conductor AAAC utiliza un tensado EDS al 18% del tiro de rotura y el conductor ACSR utiliza un tensado EDS al 20% de su tiro de rotura, esta diferencia a favor del AAAC permite esforzar menos a las estructuras.

En niveles de altitud igual o menos a 4 000 msnm, se recomienda utilizar el conductor tipo ACAR que se adapta muy bien a las condiciones del terreno de la zona

sierra que presenta un perfil de tipo ondulado y en la zona costera por su buen comportamiento frente a la contaminación salina.

En conclusión, se preseleccionan conductores tipo ACAR, para ser utilizados en zonas con altitudes hasta 4 000 msnm y el tipo AAAC para zonas que se ubican en altitudes mayores a 4 000 msnm.

CAPÍTULO IV CÁLCULO POR CAPACIDAD DE CORRIENTE

4.1 Introducción.

A continuación se realizará el cálculo de la capacidad de transporte de corriente (ampacidad) para los diferentes tipos de conductores, para verificar la potencia máxima que son capaces de soportar estos conductores sin sobrepasar la temperatura máxima de 75°C de acuerdo a las condiciones ambientales que se mencionaron en el punto 3.4.

Los cálculos se ha realizarán con el programa PLS-CADD, mediante el módulo Thermal Calculations (IEEE 738 CIGRE brochure 207) Steady State Thermal Rating, donde el cálculo se basa en la Norma IEEE Standard 738-2006, “ IEEE Standard for calculating the Current – Temperatura Relationship of Bare Overhead Conductors.”

4.2 Ampacidad del conductor.

La ampacidad de un conductor es la capacidad de transporte de corriente eléctrica en función de la temperatura. La capacidad térmica de una línea se calcula considerando las peores condiciones típicas, lo cual hace que el diseño sea en principio conservador, sin embargo posteriormente se debe evaluar la cargabilidad de la línea al definir el límite de pre-contingencia con suficiente capacidad térmica y que permita continuar con el servicio bajo condiciones de post-contingencia.

A continuación se definirá la temperatura del conductor en estado estable y en estado transitorio.

4.2.1 Temperatura del conductor en estado estable.

La temperatura del conductor en estado estable se define a un determinado valor de corriente constante para condiciones del clima específica y características del conductor, asumiendo que el conductor está en equilibrio térmico. Es decir, en un instante de referencia ($t=0$) se asume que la temperatura del conductor es constante. En este caso, las pérdidas de calor por convección y radiación no depende linealmente con la temperatura del conductor, por lo que, la ecuación del balance de calor se resuelve en términos de la

temperatura del conductor, corriente y variables meteorológicas por un proceso de iteración.

4.2.2 Temperatura del conductor en estado transitorio.

El período transitorio consiste en que, la temperatura del conductor variará en función de un tiempo específico por el cambio de escalón en la corriente eléctrica de algún valor de corriente inicial. En realidad, la temperatura de un conductor es dinámica en respuesta a los cambios en corriente eléctrica y condiciones meteorológicas.

Sin embargo, se asume que los parámetros meteorológicos permanecen constantes (la velocidad y dirección del viento, la temperatura ambiente, etc.) y los cambios de corriente eléctrica se dan en escalón de una corriente inicial a una corriente final, ya que para variaciones de corriente en tiempos relativamente cortos la temperatura tarda en alcanzar la temperatura final de acuerdo a la constante de inercia térmica en un 63.3% de los cambios de temperatura.

Antes de los cambios de corriente en el escalón ($t=0$), se asume que el conductor está en equilibrio térmico. Esto es la suma del calor generado por las pérdidas joule y el calentamiento del sol igual a las pérdidas de calor por convección y radiación. Inmediatamente después, que la corriente cambia al escalón ($t=0+$) la temperatura del conductor no cambia instantáneamente, tampoco la resistencia del conductor y la proporción de las pérdidas de calor por convección y radiación, pero esas proporciones de pérdidas de calor y pérdidas Joule se van incrementando. Por lo tanto, en el tiempo $t=0+$, la temperatura del conductor comienza a incrementarse en proporción dada por la ecuación del balance de calor en estado no estable.

Después de un tiempo (Δ_t) la temperatura del conductor tiene incrementos Δ_{tc} , lo cual da lugar a pérdidas de calor más altas por convección y radiación y de igual forma la generación de calor por la resistencia, son más altas incrementando la resistencia. Para un cambio de tiempo Δ_t a $2\Delta_t$, la temperatura del conductor continua incrementándose en una menor proporción. Después de un gran número de intervalos de tiempo, la temperatura del conductor se aproxima a la temperatura en estado estable final.

El programa PLS-CADD puede calcular la corriente en estado transitorio, pero estos cálculos no se tomarán en cuenta en el análisis de esta tesis.

4.3 Metodología del cálculo de ampacity mediante el programa PLS-CADD.

La metodología para el cálculo de la ampacidad será de acuerdo a la norma IEEE 738 – 2006 (Standard for Calculating the Current – Temperature of Bare Overhead Conductors).

El cual define la ecuación fundamental del balance de calor en estado estable mediante la siguiente ecuación (4.1).

$$I^2R + Q_s = Q_c + Q_r \quad (4.1)$$

Dónde:

- I : Corriente eléctrica.
 R : Resistencia.
 Q_s : Ganancia de calor solar.
 Q_c : Transferencia de calor por convección.
 Q_r : Radiación de calor.

La temperatura en la superficie de un conductor dependerá de las propiedades intrínsecas del material (resistividad). Diámetro, condiciones de la superficie (emisividad, absorción, etc.), condiciones climatológicas del ambiente (temperatura del aire, etc.) y corriente eléctrica.

Las primeras dos propiedades están definidas por el material y son específicamente químicas y físicas. Las condiciones de la superficie dependen del medio ambiente y pueden variar con el tiempo. Las condiciones climatológicas varían según la hora y la estación del año. La corriente eléctrica puede ser constante o variar en función de la carga del sistema de potencia, despacho de generación y otros factores. Aunque las condiciones del ambiente y del clima, la corriente y la temperatura de los conductores no están necesariamente en una condición de estado estable, el método del cálculo lo asume así en el período permanente.

Se incluye el método matemático y las ecuaciones que relacionan la corriente eléctrica “I” y la temperatura del conductor, el método del cálculo puede ser utilizado en dos casos [13].

- Para calcular la temperatura del conductor cuando se conoce la corriente eléctricas.
- Para calcular la corriente eléctrica para la temperatura máxima admisible del conductor.

4.4 Cálculo de la capacidad de transmisión a condiciones normales.

El cálculo de la temperatura que alcanza el conductor para la condición normal de diseño y para la condición de emergencia, es decir, para una potencia de 1000 MVA (para 4 conductores por fase 289 Amp/conductor y para 3 conductores por fase 385 Amp/conductor) y 1300 MVA (para 4 conductores por fase 375 Amp/conductor y para 3 conductores por fase 500 Amp/conductor) se realizará de acuerdo a la metodología para el cálculo de la temperatura, norma IEEE 738 – 2006 (Standard for Calculating the Current -

Temperature of Bare Overhead Conductors).

A continuación se presentan las características principales de los conductores ACAR y AAAC que serán evaluados por capacidad térmica.

Tabla N° 4.1 Características de los conductor tipo ACAR (Según norma ASTM)

CALIBRE (MCM)	HEBRAS	DIÁMETRO (cm)	SECCIÓN (mm ²)	PESO (Kg/m)	CARGA DE ROTURA (Kg)	RESISTENCIA CA 60 Hz	
						25°C	75°C
600	18/19	2.263	304	0.838	7 131	0.1052	0.1241
650	18/19	2.357	329	0.908	7 762	0.0973	0.1148
700	18/19	2.445	354	0.978	8 099	0.0905	0.1067
750	18/19	2.532	380	1.048	8 651	0.0846	0.0997
800	18/19	2.614	405	1.117	9 185	0.0796	0.0937
850	18/19	2.695	431	1.187	9 715	0.075	0.0883
900	18/19	2.774	456	1.257	10 274	0.0709	0.0834
950	18/19	2.848	481	1.327	10 857	0.0674	0.0793
1000	18/19	2.923	507	1.397	11 452	0.0643	0.0755
1100	18/19	3.065	557	1.537	12 574	0.0587	0.0689
1200	18/19	3.202	608	1.677	13 748	0.0542	0.0633
1250	18/19	3.27	633	1.745	14 294	0.0521	0.0566
1300	18/19	3.332	659	1.815	14 815	0.0504	0.0589
1400	33/28	3.463	709	1.955	15 013	0.0467	0.0545
1500	33/28	3.585	760	2.095	16 044	0.0439	0.0511

Tabla N° 4.2 Características de los conductor tipo AAAC (Según norma ASTM)

CALIBRE (MCM)	HEBRAS	DIÁMETRO (cm)	SECCIÓN (mm ²)	PESO (Kg/m)	CARGA DE ROTURA (Kg)	RESISTENCIA CA 60 Hz	
						25°C	75°C
600	37	2.263	304	0.838	9 311	0.1132	0.1321
650	37	2.356	329	0.908	10 136	0.1049	0.1221
700	37	2.445	355	0.978	10 417	0.0973	0.1135
750	37	2.532	380	1.048	11 208	0.09098	0.106
800	37	2.614	405	1.117	11 900	0.08545	0.0996
900	37	2.774	456	1.257	13 413	0.07625	0.0887
1000	37	2.923	507	1.397	14 944	0.06898	0.08017
1100	61	3.07	557	1.537	16 216	0.06184	0.07183
1200	61	3.208	608	1.677	17 675	0.05718	0.06623
1300	61	3.337	659	1.817	19 195	0.05639	0.06125
1400	61	3.463	709	1.955	20 672	0.04949	0.05733
1500	61	3.585	760	2.095	22 090	0.04712	0.05467
1600	61	3.704	811	2.236	23 557	0.04395	0.05058
1700	61	3.815	861	2.374	25 072	0.04176	0.04802

Los resultados del cálculo de la capacidad de transporte (ampacidad) del conductor mediante el software PLS-CADD (Std. 738 – 2006 de la IEEE) para los diferentes conductores preseleccionados según la ubicación geográfica del trazo de ruta de las líneas de transmisión en 500 kV.

Todos los cálculos de ampacidad se realizarán en estado estable.

Tabla N° 4.3 Cálculo de la temperatura a potencia de diseño y contingencia para el conductor tipo ACAR (3 conductores por fase).

CALIBRE (MCM)	DIÁMETRO (cm)	SECCIÓN (mm ²)	TEMPERATURA (°C) POTENCIA 1000 MVA		TEMPERATURA (°C) POTENCIA 1300 MVA	
			Zona Costa H=1000 msnm 34°C Atmósfera Industrial	Zona Sierra H=3000 msnm 30°C Atmósfera Industrial	Zona Costa H=1000 msnm 34°C Atmósfera Industrial	Zona Sierra H=3000 msnm 30°C Atmósfera Industrial
			600	2.263	304	53.00
650	2.357	329	51.90	49.90	59.20	58.00
700	2.445	354	51.50	49.50	58.50	57.20
750	2.532	380	50.80	48.60	57.10	55.60
800	2.614	405	50.20	48.00	56.00	54.40
850	2.695	431	49.60	47.40	55.00	53.20
900	2.774	456	49.20	46.80	54.10	52.30
950	2.848	481	48.80	46.40	53.40	51.50
1000	2.923	507	48.50	46.00	52.70	50.80

Tabla N° 4.4 Cálculo de la temperatura a potencia de diseño y contingencia para el conductor tipo ACAR (4 conductores por fase).

CALIBRE (MCM)	DIÁMETRO (cm)	SECCIÓN (mm ²)	TEMPERATURA (°C) POTENCIA 1000 MVA		TEMPERATURA (°C) POTENCIA 1300 MVA	
			Zona Costa H=1000 msnm 34°C Atmósfera Industrial	Zona Sierra H=3000 msnm 30°C Atmósfera Industrial	Zona Costa H=1000 msnm 34°C Atmósfera Industrial	Zona Sierra H=3000 msnm 30°C Atmósfera Industrial
			600	2.263	304	47.90
650	2.357	329	47.40	44.90	51.40	49.30
700	2.445	354	47.20	44.70	51.00	48.90
750	2.532	380	46.90	44.30	50.30	48.10
800	2.614	405	46.60	44.00	49.70	47.50
850	2.695	431	46.30	43.70	49.30	46.90
900	2.774	456	46.10	43.50	48.80	46.40
950	2.848	481	45.90	43.30	48.50	46.10
1000	2.923	507	45.80	43.10	48.10	45.70

Tabla N° 4.5 Cálculo de la temperatura a potencia de diseño y contingencia para el conductor tipo ACAR (4 conductores por fase).

CALIBRE (MCM)	DIÁMETRO (cm)	SECCIÓN (mm ²)	TEMPERATURA (°C) POTENCIA 1000 MVA	TEMPERATURA (°C) POTENCIA 1300 MVA
			Zona Sierra H=4000 msnm 24°C Atmósfera Clara	Zona Sierra H=4000 msnm 24°C Atmósfera Clara
600	2.263	304	48.30	59.20
650	2.356	329	46.90	56.70
700	2.445	355	45.80	54.60
750	2.532	380	44.80	52.80
800	2.614	405	44.10	51.40
900	2.774	456	42.80	49.10
1000	2.923	507	41.90	47.30
1100	3.07	557	41.10	45.80
1200	3.208	608	40.60	44.80
1300	3.337	659	40.40	44.30
1400	3.463	709	39.80	43.30
1500	3.585	760	39.60	42.80
1600	3.704	811	39.40	42.30
1700	3.815	861	39.20	41.90

Tabla N° 4.6 Cálculo de la temperatura a potencia de diseño y contingencia para el conductor tipo AAAC (4 conductores por fase).

CALIBRE (MCM)	DIÁMETRO (cm)	SECCIÓN (mm ²)	TEMPERATURA (°C) POTENCIA 1000 MVA	TEMPERATURA (°C) POTENCIA 1300 MVA
			Zona Sierra H=4000 msnm 24°C Atmósfera Clara	Zona Sierra H=4000 msnm 24°C Atmósfera Clara
600	2.263	304	44.50	50.40
650	2.356	329	43.90	49.20
700	2.445	355	43.30	48.10
750	2.532	380	42.90	47.30
800	2.614	405	42.60	46.60
900	2.774	456	42.10	45.50
1000	2.923	507	41.70	44.70
1100	3.07	557	41.40	44.00
1200	3.208	608	41.20	43.60
1300	3.337	659	41.20	43.40
1400	3.463	709	41.10	43.00
1500	3.585	760	41.00	42.80
1600	3.704	811	41.00	42.60
1700	3.815	861	41.00	42.50

4.5 Cálculo de la Capacidad de Transmisión a Condiciones de Límite Térmico.

Los requerimientos de diseño para una línea de 500KV será una capacidad mínima de transmisión de 700MW, donde la potencia de diseño por ampacidad de la línea deberá ser mayor a 1000 MVA y para la condición de emergencia (por un periodo de 30 minutos) deberá soportar una sobrecarga de 30%, sobre 1000MVA. Por las razones expuestas anteriormente, se diseñará la línea para soportar una capacidad máxima de 1300 MVA.

Los resultados del programa Std. 738 – 2006 de la IEEE para el cálculo de la capacidad térmica en los conductores preseleccionados según altitudes del trazo de ruta de las líneas de transmisión en 500 kV se muestran a continuación:

Tabla N° 4.7 Resultados del balance térmico del conductor tipo ACAR.

CALIBRE (MCM)	DIÁMETRO (cm)	SECCIÓN (mm ²)	AMPACITANCIA (A)		POTENCIA (MVA)			
			Zona Costa H=1000 msnm 34°C Atmósfera Industrial	Zona Sierra H=3000 msnm 30°C Atmósfera Clara	Zona Costa H=1000 msnm 3 conductores por Fase	Zona Costa H=1000 msnm 4 conductores por Fase	Zona Sierra H=3000 msnm 3 conductores por Fase	Zona Sierra H=3000 msnm 4 conductores por Fase
600	2.263	304	628.9	593.9	1633.93	2178.57	1543.00	2057.33
650	2.357	329	660.9	623.6	1717.07	2289.42	1620.16	2160.21
700	2.445	354	692.3	652.6	1798.65	2398.20	1695.50	2260.67
750	2.532	380	722.8	680.8	1877.89	2503.85	1768.77	2358.36
800	2.614	405	751.8	707.6	1953.23	2604.31	1838.40	2451.20
850	2.695	431	780.8	734.4	2028.58	2704.77	1908.03	2544.04
900	2.774	456	809.4	760.9	2102.88	2803.84	1976.88	2635.83
950	2.848	481	826.8	776.6	2148.09	2864.12	2017.67	2690.22
1000	2.923	507	862.6	809.9	2241.10	2988.13	2104.18	2805.58

Tabla N° 4.8 Resultados de balance térmico del conductor AAAC.

CALIBRE (MCM)	DIÁMETRO (cm)	SECCIÓN (mm ²)	AMPACITANCIA (A)	POTENCIA (MVA)	
			Zona Sierra H=4000 msnm 24°C Atmósfera Clara	Zona Sierra H=4000 msnm 3 conductores por Fase	Zona Sierra H=4000 msnm 4 conductores por Fase
600	2.263	304	599.5	1557.55	2076.73
650	2.356	329	629.8	1636.27	2181.69
700	2.445	355	659.2	1712.65	2283.54
750	2.532	380	688.1	1787.74	2383.65
800	2.614	405	715.4	1858.66	2478.22
900	2.774	456	769.3	1998.70	2664.93
1000	2.923	507	819.7	2129.64	2839.52
1100	3.07	557	876.6	2277.47	3036.63
1200	3.208	608	922.8	2397.50	3196.67
1300	3.337	659	969	2517.54	3356.71
1400	3.463	709	1010.8	2626.14	3501.51
1500	3.585	760	1035.1	2689.27	3585.69
1600	3.704	811	1094.1	2842.56	3790.07
1700	3.815	861	1131.1	2938.68	3918.25

4.6 Cuadro de resultados y conclusiones parciales.

Para la zona costa y sierra el conductor de menor calibre seleccionado será el ACAR 600 MCM; mientras que para la zona de sierra alta es el conductor de menor calibre seleccionado será el AAAC 600 MCM; en ambos casos para haces de 3 y 4 conductores.

A continuación se presentan cuadros de histogramas con los resultados de los cálculos de ampacidad para las diferentes secciones de conductores que cumplen con el ítem 4.5.

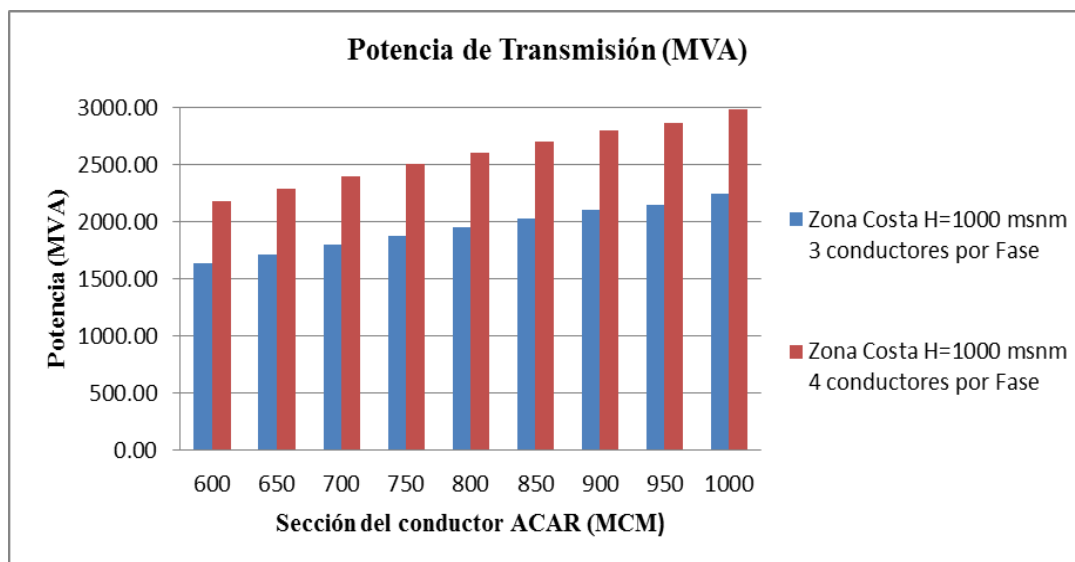


Fig. 4.1 Resultados del cálculo de la ampacidad del conductor tipo ACAR para alturas de 1000 msnm.

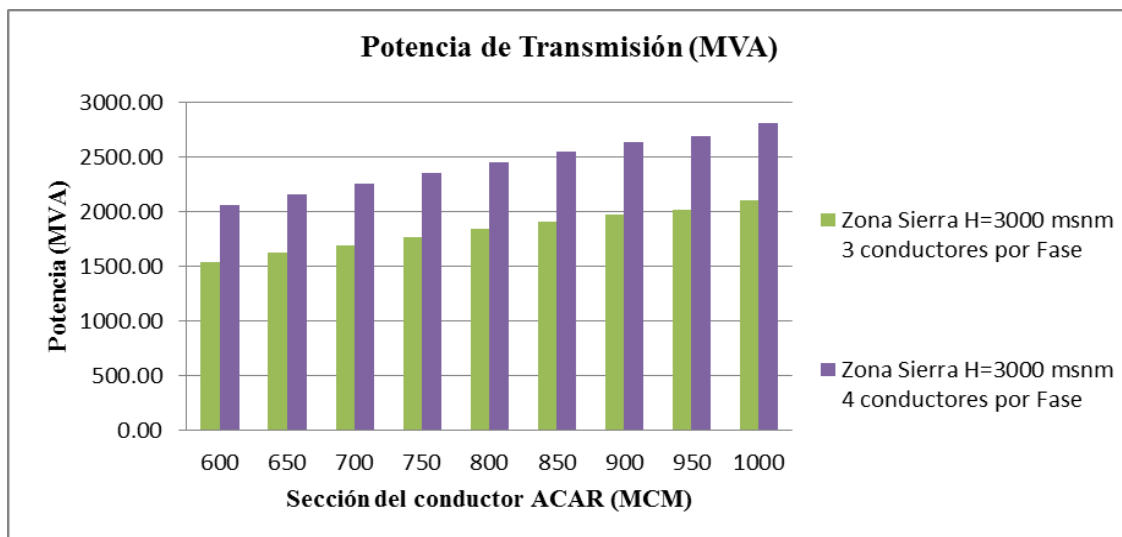


Fig. 4.2 Resultados del cálculo de la ampacidad del conductor tipo ACAR para alturas de 3000 msnm.

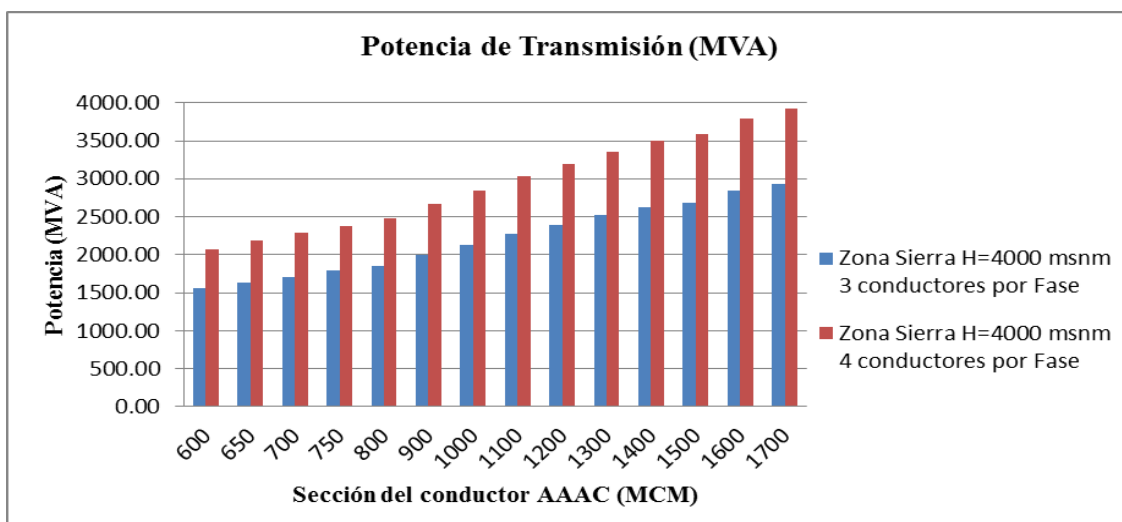


Fig. 4.3 Resultados del cálculo de la ampacidad del conductor tipo AAAC para alturas de 4000 msnm.

Si bien a simple vista puede parecer que estos conductores están sobre dimensionados debido a que todos los conductores exceden la potencia máxima requerida de 1300 MVA, el fundamento para esta elección de calibres de los conductores está enfocado en el análisis de las exigencias de los valores máximos de gradientes superficial en los conductores y de las pérdidas por el efecto Joule.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS DE PÉRDIDAS POR EL EFECTO JOULE

5.1 Introducción.

El objetivo de este análisis es verificar el cumplimiento establecido en los parámetros de diseño, donde se establece que el límite máximo de pérdidas por el efecto Joule, calculado para un valor de potencia se salida igual a la capacidad de transmisión en operación normal, con un factor de potencia igual a 1,0 (p.u.) y tensión en la barra de llegada igual a 1,0 (p.u.).

5.2 Pérdidas por efecto Joule.

La generación de calor producido por el paso de corriente eléctrica en los conductores aéreos desnudos es uno de los mayores parámetros que se deben considerar durante el diseño y operación de las líneas de transmisión. La temperatura se produce, como consecuencia del calor generado, tiende a expandir al conductor y a estirarlo, lo cual resulta en una mayor flecha que podría ocasionar riesgos de operación. Adicionalmente, a los cambios en las propiedades físicas del cable causadas por altas temperaturas, las consecuencias económicas asociadas con las pérdidas por calentamiento, se traduce en energía no disponible para el servicio de cargas que producirán riesgos.

5.3 Cálculo de pérdidas por efectos Joule para distintos conductores.

Para verificar el nivel de pérdidas Joule se utilizará la ecuación (5.1).

$$\text{Pérdidas} = \left(\frac{P_{nom}}{V_{nom}}\right)^2 \cdot R/P_{nom} \cdot 100\% \quad (5.1)$$

Dónde:

P_{nom} : capacidad nominal de la línea (MVA)

V_{nom} : tensión nominal de la línea (500 kV)

R : resistencia total de la línea por fase, a la temperatura de 75°C.

Las pérdidas Joule serán calculadas para la Capacidad de Transmisión considerando un factor de potencia unitario y la resistencia eléctrica de los cables calculada a 75°C.

A continuación en las tablas siguientes se muestran los resultados de las pérdidas obtenidas para cada conductor analizado.

Tabla N° 5.1 Cálculo de pérdidas Joule en la L.T. 500kV (Chilca – Marcona), para tres conductores por fase tipo ACAR.

Cálculo de Pérdidas en Línea de Transmisión 500 kV (Chilca Nueva - Marcona Nueva)								
Clase de Conductor	Diámetro [cm]	Hebras	Longitud Línea (Km)	Resistencia a 75°C (Ω/Km)	Pérdida Máxima %	Potencia Requerida [MVA]	Configuración (N° c/fase)	
ACAR	600 MCM	2.263	18/19	372	0.1241	4.3%	700	3
	650 MCM	2.357	18/19	372	0.1148	4.0%	700	3
	700 MCM	2.445	18/19	372	0.1067	3.7%	700	3
	750 MCM	2.532	18/19	372	0.0997	3.5%	700	3
	800 MCM	2.614	18/19	372	0.0937	3.3%	700	3
	850 MCM	2.695	18/19	372	0.0883	3.1%	700	3
	900 MCM	2.774	18/19	372	0.0834	2.9%	700	3
	950 MCM	2.848	18/19	372	0.0793	2.8%	700	3
	1000 MCM	2.923	18/19	372	0.0755	2.6%	700	3
	1100 MCM	3.065	18/19	372	0.0689	2.4%	700	3
	1200 MCM	3.202	18/19	372	0.0633	2.2%	700	3
	1250 MCM	3.27	18/19	372	0.0566	2.0%	700	3
	1300 MCM	3.332	18/19	372	0.0589	2.0%	700	3
	1400 MCM	3.463	33/28	372	0.0545	1.9%	700	3
1500 MCM	3.585	33/28	372	0.0511	1.8%	700	3	

Tabla N° 5.2 Cálculo de pérdidas Joule en la L.T. 500kV (Chilca Nueva – Marcona Nueva), para cuatro conductores por fase tipo ACAR.

Cálculo de Pérdidas en Línea de Transmisión 500 kV (Chilca Nueva - Marcona Nueva)								
Clase de Conductor	Diámetro [cm]	Hebras	Longitud Línea (Km)	Resistencia a 75°C (Ω/Km)	Pérdida Máxima %	Potencia Requerida [MVA]	Configuración (N° c/fase)	
ACAR	600 MCM	2.263	18/19	372	0.1241	3.2%	700	4
	650 MCM	2.357	18/19	372	0.1148	3.0%	700	4
	700 MCM	2.445	18/19	372	0.1067	2.8%	700	4
	750 MCM	2.532	18/19	372	0.0997	2.6%	700	4
	800 MCM	2.614	18/19	372	0.0937	2.4%	700	4
	850 MCM	2.695	18/19	372	0.0883	2.3%	700	4
	900 MCM	2.774	18/19	372	0.0834	2.2%	700	4
	950 MCM	2.848	18/19	372	0.0793	2.1%	700	4
	1000 MCM	2.923	18/19	372	0.0755	2.0%	700	4
	1100 MCM	3.065	18/19	372	0.0689	1.8%	700	4
	1200 MCM	3.202	18/19	372	0.0633	1.6%	700	4
	1250 MCM	3.27	18/19	372	0.0566	1.5%	700	4
	1300 MCM	3.332	18/19	372	0.0589	1.5%	700	4
	1400 MCM	3.463	33/28	372	0.0545	1.4%	700	4
1500 MCM	3.585	33/28	372	0.0511	1.3%	700	4	

De acuerdo a los resultados mostrados en las tablas N° 5.1 y 5.2 se concluye lo siguiente:

Para la línea de transmisión en 500 kV comprendido entre la S.E. Chilca Nueva y S.E. Marcona Nueva, la sección mínima que cumple con la máxima pérdida Joule, para tres conductores por fase es el ACAR 900 MCM y para cuatro conductores por fase es el ACAR 650 MCM.

Tabla N° 5.3 Cálculo de pérdidas Joule en la L.T. 500kV (Marcona – Montalvo), para tres conductores por fase tipo ACAR.

Cálculo de Pérdidas en Línea de Transmisión 500 kV (Marcona Nueva - Montalvo)								
Clase de Conductor	Diámetro [cm]	Hebras	Longitud Línea (Km)	Resistencia a 75°C (Ω/Km)	Pérdida Máxima %	Potencia Requerida [MVA]	Configuración (Nº c/fase)	
ACAR	600 MCM	2.263	18/19	527	0.1241	6.1%	700	3
	650 MCM	2.357	18/19	527	0.1148	5.6%	700	3
	700 MCM	2.445	18/19	527	0.1067	5.2%	700	3
	750 MCM	2.532	18/19	527	0.0997	4.9%	700	3
	800 MCM	2.614	18/19	527	0.0937	4.6%	700	3
	850 MCM	2.695	18/19	527	0.0883	4.3%	700	3
	900 MCM	2.774	18/19	527	0.0834	4.1%	700	3
	950 MCM	2.848	18/19	527	0.0793	3.9%	700	3
	1000 MCM	2.923	18/19	527	0.0755	3.7%	700	3
	1100 MCM	3.065	18/19	527	0.0689	3.4%	700	3
	1200 MCM	3.202	18/19	527	0.0633	3.1%	700	3
	1250 MCM	3.27	18/19	527	0.0566	2.8%	700	3
	1300 MCM	3.332	18/19	527	0.0589	2.9%	700	3
	1400 MCM	3.463	33/28	527	0.0545	2.7%	700	3
1500 MCM	3.585	33/28	527	0.0511	2.5%	700	3	

Tabla N° 5.4 Cálculo de pérdidas Joule en la L.T. 500kV (Marcona – Montalvo), para cuatro conductores por fase tipo ACAR.

Cálculo de Pérdidas en Línea de Transmisión 500 kV (Marcona Nueva - Montalvo)								
Clase de Conductor	Diámetro [cm]	Hebras	Longitud Línea (Km)	Resistencia a 75°C (Ω/Km)	Pérdida Máxima %	Potencia Requerida [MVA]	Configuración (Nº c/fase)	
ACAR	600 MCM	2.263	18/19	527	0.1241	4.6%	700	4
	650 MCM	2.357	18/19	527	0.1148	4.2%	700	4
	700 MCM	2.445	18/19	527	0.1067	3.9%	700	4
	750 MCM	2.532	18/19	527	0.0997	3.7%	700	4
	800 MCM	2.614	18/19	527	0.0937	3.5%	700	4
	850 MCM	2.695	18/19	527	0.0883	3.3%	700	4
	900 MCM	2.774	18/19	527	0.0834	3.1%	700	4
	950 MCM	2.848	18/19	527	0.0793	2.9%	700	4
	1000 MCM	2.923	18/19	527	0.0755	2.8%	700	4
	1100 MCM	3.065	18/19	527	0.0689	2.5%	700	4
	1200 MCM	3.202	18/19	527	0.0633	2.3%	700	4
	1250 MCM	3.27	18/19	527	0.0566	2.1%	700	4
	1300 MCM	3.332	18/19	527	0.0589	2.2%	700	4
	1400 MCM	3.463	33/28	527	0.0545	2.0%	700	4
1500 MCM	3.585	33/28	527	0.0511	1.9%	700	4	

De acuerdo a los resultados mostrados en las tablas N° 5.3 y 5.4 se concluye lo siguiente:

Para la línea de transmisión en 500 kV comprendido entre la S.E. Marcona Nueva y S.E. Montalvo Nueva, la sección mínima que cumple con la máxima pérdida Joule, para tres conductores por fase es el ACAR 950 MCM y para cuatro conductores por fase es el ACAR 700 MCM.

Tabla N° 5.5 Cálculo de pérdidas Joule en la L.T. 500kV (Trujillo – Chiclayo), para tres conductores por fase tipo ACAR.

Cálculo de Pérdidas en Línea de Transmisión 500 kV (Trujillo - Chiclayo)								
Clase de Conductor	Diámetro [cm]	Hebras	Longitud Línea (Km)	Resistencia a 75°C (Ω/Km)	Pérdida Máxima %	Potencia Requerida [MVA]	Configuración (Nº c/fase)	
ACAR	600 MCM	2.263	18/19	203	0.1241	2.4%	700	3
	650 MCM	2.357	18/19	203	0.1148	2.2%	700	3
	700 MCM	2.445	18/19	203	0.1067	2.0%	700	3
	750 MCM	2.532	18/19	203	0.0997	1.9%	700	3
	800 MCM	2.614	18/19	203	0.0937	1.8%	700	3
	850 MCM	2.695	18/19	203	0.0883	1.7%	700	3
	900 MCM	2.774	18/19	203	0.0834	1.6%	700	3
	950 MCM	2.848	18/19	203	0.0793	1.5%	700	3
	1000 MCM	2.923	18/19	203	0.0755	1.4%	700	3
	1100 MCM	3.065	18/19	203	0.0689	1.3%	700	3
	1200 MCM	3.202	18/19	203	0.0633	1.2%	700	3
	1250 MCM	3.27	18/19	203	0.0566	1.1%	700	3
	1300 MCM	3.332	18/19	203	0.0589	1.1%	700	3
	1400 MCM	3.463	33/28	203	0.0545	1.0%	700	3
1500 MCM	3.585	33/28	203	0.0511	1.0%	700	3	

Tabla N° 5.6 Cálculo de pérdidas Joule en la L.T. 500kV (Trujillo – Chiclayo), para cuatro conductores por fase tipo ACAR.

Cálculo de Pérdidas en Línea de Transmisión 500 kV (Trujillo - Chiclayo)								
Clase de Conductor	Diámetro [cm]	Hebras	Longitud Línea (Km)	Resistencia a 75°C (Ω/Km)	Pérdida Máxima %	Potencia Requerida [MVA]	Configuración (Nº c/fase)	
ACAR	600 MCM	2.263	18/19	203	0.1241	1.8%	700	4
	650 MCM	2.357	18/19	203	0.1148	1.6%	700	4
	700 MCM	2.445	18/19	203	0.1067	1.5%	700	4
	750 MCM	2.532	18/19	203	0.0997	1.4%	700	4
	800 MCM	2.614	18/19	203	0.0937	1.3%	700	4
	850 MCM	2.695	18/19	203	0.0883	1.3%	700	4
	900 MCM	2.774	18/19	203	0.0834	1.2%	700	4
	950 MCM	2.848	18/19	203	0.0793	1.1%	700	4
	1000 MCM	2.923	18/19	203	0.0755	1.1%	700	4
	1100 MCM	3.065	18/19	203	0.0689	1.0%	700	4
	1200 MCM	3.202	18/19	203	0.0633	0.9%	700	4
	1250 MCM	3.27	18/19	203	0.0566	0.8%	700	4
	1300 MCM	3.332	18/19	203	0.0589	0.8%	700	4
	1400 MCM	3.463	33/28	203	0.0545	0.8%	700	4
1500 MCM	3.585	33/28	203	0.0511	0.7%	700	4	

De acuerdo a los resultados mostrados en las tablas N° 5.5 y 5.6 se concluye lo siguiente:

Para la línea de transmisión en 500 kV comprendido entre la S.E. Trujillo y S.E. Chiclayo, la sección mínima que cumple con la máxima pérdida Joule, para tres conductores por fase es el ACAR 600 MCM y para cuatro conductores por fase es el ACAR 600 MCM.

Tabla N° 5.7 Cálculo de pérdidas Joule en la L.T. 500kV (Marcona – Socabaya), para tres conductores por fase tipo ACAR.

Cálculo de Pérdidas en Línea de Transmisión 500 kV (Marcona Nueva - Socabaya Nueva)								
Clase de Conductor	Diámetro [cm]	Hebras	Longitud Línea (Km)	Resistencia a 75°C (Ω/Km)	Pérdida Máxima %	Potencia Requerida [MVA]	Configuración (N° c/fase)	
ACAR	600 MCM	2.263	18/19	444	0.1241	5.1%	700	3
	650 MCM	2.357	18/19	444	0.1148	4.8%	700	3
	700 MCM	2.445	18/19	444	0.1067	4.4%	700	3
	750 MCM	2.532	18/19	444	0.0997	4.1%	700	3
	800 MCM	2.614	18/19	444	0.0937	3.9%	700	3
	850 MCM	2.695	18/19	444	0.0883	3.7%	700	3
	900 MCM	2.774	18/19	444	0.0834	3.5%	700	3
	950 MCM	2.848	18/19	444	0.0793	3.3%	700	3
	1000 MCM	2.923	18/19	444	0.0755	3.1%	700	3
	1100 MCM	3.065	18/19	444	0.0689	2.9%	700	3
	1200 MCM	3.202	18/19	444	0.0633	2.6%	700	3
	1250 MCM	3.27	18/19	444	0.0566	2.3%	700	3
	1300 MCM	3.332	18/19	444	0.0589	2.4%	700	3
	1400 MCM	3.463	33/28	444	0.0545	2.3%	700	3
1500 MCM	3.585	33/28	444	0.0511	2.1%	700	3	

Tabla N° 5.8 Cálculo de pérdidas Joule en la L.T. 500kV (Marcona – Socabaya), para cuatro conductores por fase tipo ACAR.

Cálculo de Pérdidas en Línea de Transmisión 500 kV (Marcona Nueva - Socabaya Nueva)								
Clase de Conductor	Diámetro [cm]	Hebras	Longitud Línea (Km)	Resistencia a 75°C (Ω/Km)	Pérdida Máxima %	Potencia Requerida [MVA]	Configuración (N° c/fase)	
ACAR	600 MCM	2.263	18/19	444	0.1241	3.9%	700	4
	650 MCM	2.357	18/19	444	0.1148	3.6%	700	4
	700 MCM	2.445	18/19	444	0.1067	3.3%	700	4
	750 MCM	2.532	18/19	444	0.0997	3.1%	700	4
	800 MCM	2.614	18/19	444	0.0937	2.9%	700	4
	850 MCM	2.695	18/19	444	0.0883	2.7%	700	4
	900 MCM	2.774	18/19	444	0.0834	2.6%	700	4
	950 MCM	2.848	18/19	444	0.0793	2.5%	700	4
	1000 MCM	2.923	18/19	444	0.0755	2.3%	700	4
	1100 MCM	3.065	18/19	444	0.0689	2.1%	700	4
	1200 MCM	3.202	18/19	444	0.0633	2.0%	700	4
	1250 MCM	3.27	18/19	444	0.0566	1.8%	700	4
	1300 MCM	3.332	18/19	444	0.0589	1.8%	700	4
	1400 MCM	3.463	33/28	444	0.0545	1.7%	700	4
1500 MCM	3.585	33/28	444	0.0511	1.6%	700	4	

De acuerdo a los resultados mostrados en las tablas N° 5.7 y 5.8 se concluye lo siguiente:

Para la línea de transmisión en 500 kV comprendido entre la S.E. Marcona Nueva y S.E. Socabaya Nueva, la sección mínima que cumple con la máxima pérdida Joule, para tres conductores por fase es el ACAR 650 MCM y para cuatro conductores por fase es el ACAR 600 MCM.

Tabla N° 5.9 Cálculo de pérdidas Joule en la L.T. 500kV (Socabaya - Montalvo), para tres conductores por fase tipo ACAR.

Cálculo de Pérdidas en Línea de Transmisión 500 kV (Socabaya Nueva - Montalvo Nueva)								
Clase de Conductor	Diámetro [cm]	Hebras	Longitud Línea (Km)	Resistencia a 75°C (Ω/Km)	Pérdida Máxima %	Potencia Requerida [MVA]	Configuración (Nº c/fase)	
ACAR	600 MCM	2.263	18/19	102	0.1241	1.2%	700	3
	650 MCM	2.357	18/19	102	0.1148	1.1%	700	3
	700 MCM	2.445	18/19	102	0.1067	1.0%	700	3
	750 MCM	2.532	18/19	102	0.0997	0.9%	700	3
	800 MCM	2.614	18/19	102	0.0937	0.9%	700	3
	850 MCM	2.695	18/19	102	0.0883	0.8%	700	3
	900 MCM	2.774	18/19	102	0.0834	0.8%	700	3
	950 MCM	2.848	18/19	102	0.0793	0.8%	700	3
	1000 MCM	2.923	18/19	102	0.0755	0.7%	700	3
	1100 MCM	3.065	18/19	102	0.0689	0.7%	700	3
	1200 MCM	3.202	18/19	102	0.0633	0.6%	700	3
	1250 MCM	3.27	18/19	102	0.0566	0.5%	700	3
	1300 MCM	3.332	18/19	102	0.0589	0.6%	700	3
	1400 MCM	3.463	33/28	102	0.0545	0.5%	700	3
1500 MCM	3.585	33/28	102	0.0511	0.5%	700	3	

Tabla N° 5.10 Cálculo de pérdidas Joule en la L.T. 500kV (Socabaya - Montalvo), para cuatro conductores por fase tipo ACAR.

Cálculo de Pérdidas en Línea de Transmisión 500 kV (Socabaya Nueva - Montalvo Nueva)								
Clase de Conductor	Diámetro [cm]	Hebras	Longitud Línea (Km)	Resistencia a 75°C (Ω/Km)	Pérdida Máxima %	Potencia Requerida [MVA]	Configuración (Nº c/fase)	
ACAR	600 MCM	2.263	18/19	102	0.1241	0.9%	700	4
	650 MCM	2.357	18/19	102	0.1148	0.8%	700	4
	700 MCM	2.445	18/19	102	0.1067	0.8%	700	4
	750 MCM	2.532	18/19	102	0.0997	0.7%	700	4
	800 MCM	2.614	18/19	102	0.0937	0.7%	700	4
	850 MCM	2.695	18/19	102	0.0883	0.6%	700	4
	900 MCM	2.774	18/19	102	0.0834	0.6%	700	4
	950 MCM	2.848	18/19	102	0.0793	0.6%	700	4
	1000 MCM	2.923	18/19	102	0.0755	0.5%	700	4
	1100 MCM	3.065	18/19	102	0.0689	0.5%	700	4
	1200 MCM	3.202	18/19	102	0.0633	0.5%	700	4
	1250 MCM	3.27	18/19	102	0.0566	0.4%	700	4
	1300 MCM	3.332	18/19	102	0.0589	0.4%	700	4
	1400 MCM	3.463	33/28	102	0.0545	0.4%	700	4
1500 MCM	3.585	33/28	102	0.0511	0.4%	700	4	

De acuerdo a los resultados mostrados en las tablas N° 5.9 y 5.10 se concluye lo siguiente:

Para la línea de transmisión en 500 kV comprendido entre la S.E. Socabaya y S.E. Montalvo, la sección mínima que cumple con la máxima pérdida Joule, para tres conductores por fase es el ACAR 600 MCM y para cuatro conductores por fase es el ACAR 600 MCM.

Tabla N° 5.11 Cálculo de pérdidas Joule en la L.T. 500kV (Mantaro - Marcona), para tres conductores por fase tipo ACAR.

Cálculo de Pérdidas en Línea de Transmisión 500 kV (Mantaro - Marcona)								
Clase de Conductor	Diámetro [cm]	Hebras	Longitud Línea (Km)	Resistencia a 75°C (Ω/Km)	Pérdida Máxima %	Potencia Requerida [MVA]	Configuración (Nº c/fase)	
AAAC	600	2.263	37	347	0.1321	4.3%	700	3
	650	2.356	37	347	0.1221	4.0%	700	3
	700	2.445	37	347	0.1135	3.7%	700	3
	750	2.532	37	347	0.106	3.4%	700	3
	800	2.614	37	347	0.0996	3.2%	700	3
	900	2.774	37	347	0.0887	2.9%	700	3
	1000	2.923	37	347	0.08017	2.6%	700	3
	1100	3.07	61	347	0.07183	2.3%	700	3
	1200	3.208	61	347	0.06623	2.1%	700	3
	1300	3.337	61	347	0.06125	2.0%	700	3
	1400	3.463	61	347	0.05733	1.9%	700	3
	1500	3.585	61	347	0.05467	1.8%	700	3
	1600	3.704	61	347	0.05058	1.6%	700	3
1700	3.815	61	347	0.04802	1.6%	700	3	

Tabla N° 5.12 Cálculo de pérdidas Joule en la L.T. 500kV (Mantaro - Marcona), para cuatro conductores por fase tipo ACAR.

Cálculo de Pérdidas en Línea de Transmisión 500 kV (Mantaro - Marcona)								
Clase de Conductor	Diámetro [cm]	Hebras	Longitud Línea (Km)	Resistencia a 75°C (Ω/Km)	Pérdida Máxima %	Potencia Requerida [MVA]	Configuración (Nº c/fase)	
AAAC	600	2.263	37	347	0.1321	3.2%	700	4
	650	2.356	37	347	0.1221	3.0%	700	4
	700	2.445	37	347	0.1135	2.8%	700	4
	750	2.532	37	347	0.106	2.6%	700	4
	800	2.614	37	347	0.0996	2.4%	700	4
	900	2.774	37	347	0.0887	2.2%	700	4
	1000	2.923	37	347	0.08017	1.9%	700	4
	1100	3.07	61	347	0.07183	1.7%	700	4
	1200	3.208	61	347	0.06623	1.6%	700	4
	1300	3.337	61	347	0.06125	1.5%	700	4
	1400	3.463	61	347	0.05733	1.4%	700	4
	1500	3.585	61	347	0.05467	1.3%	700	4
	1600	3.704	61	347	0.05058	1.2%	700	4
1700	3.815	61	347	0.04802	1.2%	700	4	

De acuerdo a los resultados mostrados en las tablas N° 5.9 y 5.10 se concluye lo siguiente:

Para la L.T. 500 kV comprendido entre la S.E. Marcona y S.E. Socabaya, la sección mínima que cumple con la máxima pérdida Joule, para tres conductores por fase es el ACAR 650 MCM y para cuatro conductores por fase es el ACAR 600 MCM.

5.4 Evaluación económica.

Los criterios técnicos deben confrontarse con la parte económica donde se evalúa los siguientes puntos:

Costo total de inversión del conductor (valor de adquisición más su amortización), considerando que durante la vida útil de la línea de transmisión se amortiza el costo del conductor.

Evaluación en valor presente de las pérdidas por efecto Joule durante la vida útil de la línea, de acuerdo con el tipo de conductor. La evaluación acertada de dichas pérdidas requiere de un conocimiento preciso de la evaluación de las transferencias de potencia con el requerimiento de la demanda y del factor de carga de la línea.

Dado que la transferencia de potencia no es constante por la línea durante el año, el cálculo real debe involucrar un factor que tenga en cuenta dicha variación. El factor en mención se denomina factor de pérdidas y se determina mediante la ecuación (5.2)

$$f = 0.3 \cdot q + 0.7q^2 \quad (5.2)$$

Donde:

f : factor de pérdidas

q : factor de carga de la línea

Para líneas de transmisión de extra alta tensión el factor de carga se considera 0.75.

5.4.1 Consideraciones para el cálculo del efecto Joule.

- Tensión de línea : 500 kV
- Factor de potencia : 0.95
- Potencia de transmisión : 1 000 MVA.
- La longitud para la comparación : 5 Km
- Número de conductores por fase : 3 y 4.
- Factor de carga : 0.75
- Factor de pérdida : 0.62
- Tasa de descuento : 12.0 %
- Factor de Actualización para 20 años : 7.47
- Costo de potencia (promedio) : 72.0 \$/MW-Año
- Costo de energía (promedio) : 35.0 \$/MWh
- Resistencia a temperatura de diseño : De acuerdo a las tablas N°4.3, 4.4, 4.5 y 4.6.

Los costos de potencia y energía promedio serán tomados de las tablas vigentes del Osinergmin (Precios en barra en subestaciones del sistema eléctrico interconectado nacional).

5.4.2 Tablas de resultados y conclusiones parciales.

Los cálculos de las pérdidas Joule se evaluarán para una longitud de un tramo típico de 5.0 Km de longitud.

Tabla N° 5.13 Evaluación económica de las pérdidas Joule para conductores tipo ACAR.

		Aluminium Conductor Alloy Reinforced (ACAR)					
		Zona - Costa (1000 msnm)				Zona - Sierra (3000 msnm)	
		Estructura Tipo Autoportante		Estructura Tipo Cross Rope		Estructura Tipo Autoportante	
		3 x 1250 MCM	4 x 800 MCM	3 x 1600 MCM	4 x 1000 MCM	3 x 1500 MCM	4 x 900 MCM
Resistencia a 20° C	ohm / km	0.0512	0.0766	0.0380	0.0613	0.0431	0.0680
Resistencia a temperatura de diseño en (° C)	ohm / km	0.056	0.084	0.042	0.068	0.047	0.074
PERDIDAS JOULE AÑOS 1-20							
Perdidas de Potencia	MW	0.257	0.288	0.192	0.232	0.214	0.255
Perdidas de energía anual	MWh/año	2251.46	2520.50	1678.67	2029.65	1876.01	2233.84
Costo de perdidas de energía	US \$	78801.04	88217.42	58753.53	71037.66	65660.42	78184.47
Costo de perdidas de Potencia	US \$	18.51	20.72	13.80	16.68	15.42	18.36
Costo de perdidas totales	US \$	78819.54	88238.14	58767.33	71054.34	65675.84	78202.83
Costo de perdidas Joule Actualizadas	US \$	588738.12	659089.81	438959.25	530736.37	490561.97	584131.65

Tabla N° 5.14 Evaluación económica de las pérdidas Joule para conductores tipo ACAR y AAAC.

		ACAR		AAAC	
		Zona - Sierra (4000 msnm)		Zona - Sierra (4450 msnm)	
		Estructura Tipo Autoportante		Estructura Tipo Autoportante	
		3 x 1900 MCM	4 x 1200 MCM	3 x 2000 MCM	4 x 1300 MCM
Resistencia a 20° C	ohm / km	0.0320	0.0514	0.0324	0.0496
Resistencia a temperatura de diseño en (° C)	ohm / km	0.035	0.055	0.035	0.053
PERDIDAS JOULE AÑOS 1-20					
Perdidas de Potencia	MW	0.158	0.190	0.158	0.181
Perdidas de energía anual	MWh/año	1384.10	1660.74	1387.74	1586.70
Costo de perdidas de energía	US \$	48443.47	58125.86	48570.89	55534.53
Costo de perdidas de Potencia	US \$	11.38	13.65	11.41	13.04
Costo de perdidas totales	US \$	48454.84	58139.51	48582.29	55547.57
Costo de perdidas Joule Actualizadas	US \$	361930.71	434269.80	362882.70	414909.47

De acuerdo al cuadro de resultados y para su mejor visualización de resultados se presenta el siguiente gráfico de columnas:

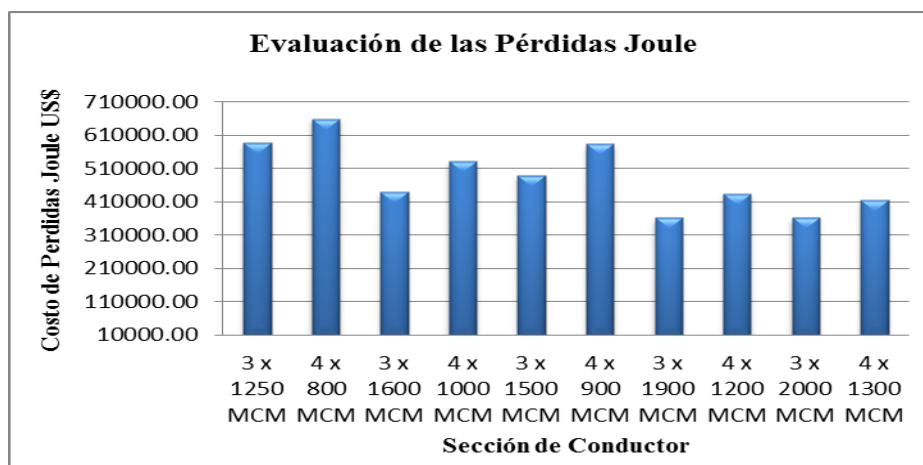


Fig. 5.1 Evaluación de las perdidas Joule para todas las zonas analizadas.

Conclusiones Parciales.

- La utilización de 4 conductores por fase produce mayores pérdidas Joule, de hasta un 15 % frente a la utilización de 3 conductores por fase.
- A mayor sección de conductor las pérdidas Joule disminuyen (disminución de la resistencia del conductor) se puede observar en la figura 5.1.

CAPÍTULO VI

ANÁLISIS DEL CONDUCTOR POR EL EFECTO CORONA

6.1 Introducción.

Las pérdidas por corona ocurren en los conductores de líneas de transmisión cuando el gradiente de voltaje cerca del conductor excede el gradiente de potencial del aire. Todas las manifestaciones de liberación de energía electromagnética deben ser previstas por la generación eléctrica.

Resultados de estudios abarcan cantidades grandes de datos estadísticos sobre pérdidas por corona como función de la geometría del conductor, gradientes del conductor, voltajes y condiciones meteorológicas a las cuales están sujetas las líneas. Se ha encontrado, por ejemplo que las pérdidas por corona en una línea de EHV pueden fluctuar de algunos kilovatios por kilómetro por fase en buen tiempo, así como varios cientos de kilovatios por kilómetro por fase en lluvia o nieve. El promedio de pérdidas por corona fue encontrada que es solamente una porción pequeña de las pérdidas Joule, pero se ha visto que las pérdidas máximas tienen una influencia significativa con los requerimientos de la demanda.

Las pérdidas de energía son debidas al efecto Joule y al efecto Corona, ligadas respectivamente a la corriente y al voltaje aplicado. Ambas pérdidas se reducen aumentando el diámetro del conductor, que implica un aumento de sección, e incrementos en los costos de las instalaciones no es entonces posible reducir pérdidas y simultáneamente reducir el costo de la obra. Por lo tanto, la selección del conductor es el componente que justifica la existencia de la línea y su elección acertada es la decisión más importante en la fase de diseño de una línea de transmisión.

Comúnmente, estas pérdidas se expresan en kW / Km / fase, pero resulta difícil de obtener un modelo analítico que permita calcularlas de manera exacta, debido a la gran cantidad de variables involucradas. Los resultados son obtenidos usando relaciones empíricas y métodos estadísticos.

A continuación procederemos a definir el efecto corona.

6.2 Definición [10].

6.2.1 Origen del fenómeno corona

La descarga corona corresponde a una descarga parcial en un gas, localizada en una zona limitada del espacio y que no significa la pérdida completa de las propiedades aislantes del gas, por cuanto el resto del gas conserva sus propiedades dieléctricas originales. Se presenta en campos no uniformes, en zonas con grandes intensidades de campo, o cuando la dimensión de los electrodos es mucho menor que la distancia que los separa.

Cuando el campo eléctrico o gradiente de potencial alcanza la “rigidez dieléctrica del aire” (aproximadamente 29,8 kV/cm a presión atmosférica normal), el aire se ioniza, se hace conductor y se produce una descarga local. Este fenómeno va acompañado de un efluvio luminoso del cual proviene su nombre. Además, se producen pérdidas de energía, un zumbido fácilmente perceptible y ruido sobre señales de radio y televisión en las cercanías de la zona donde se localiza el fenómeno corona. También se produce ozono y en presencia de humedad, ácido nitroso, el cual trae como consecuencia la corrosión de los conductores cuando el fenómeno es intenso.

Existen diversos procesos elementales que contribuyen, detienen o retardan la producción de cargas eléctricas en el aire; de acuerdo con su acción, podemos clasificarlos en procesos favorables a la descarga y procesos desfavorables.

6.2.2 Procesos favorables a la descarga.

a. Foto-ionización:



El bombardeo fotónico sobre los átomos de un gas por luz ultravioleta, rayos cósmicos, radio actividad natural, radiaciones, etc., es capaz de ionizarlos cuando la energía del fotón incidente es al menos igual a la energía de ionización de la partícula gaseosa. Si es que existe un excedente de energía, éste se transmite al electrón en forma de energía cinética, la representación se observa en la ecuación (6.1).

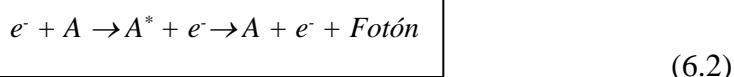
b. Ionización por choque:

Los electrones libres se desplazan y aceleran por la acción de un campo eléctrico como es por ejemplo el generado por una línea de transmisión. En su movimiento, el electrón encuentra átomos y moléculas de los gases del aire, chocando con ellos. El choque puede ser de dos clases: elástico e inelástico (según si la energía del electrón sea alta o baja).

- En el choque elástico no ocurren cambios en la energía interna de las partículas ni en su estructura, solamente el electrón pierde algo de su energía, que ya era relativamente baja.

- Si el choque es inelástico, ocurren cambios de energía interna en el átomo neutro colisionado, los cuales pueden ser:

- **Excitación:** El átomo pasa a un estado de mayor energía interna por desplazamiento orbital de sus electrones. Por lo general, este estado es inestable, desprendiéndose de la energía en exceso mediante la emisión de un fotón, al recuperar el electrón su órbita original. El proceso se puede esquematizar con la ecuación (6.2).

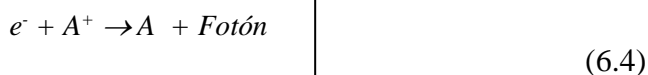


- **Ionización:** Si la energía del electrón es aún mayor, el choque tiene por consecuencia el desprendimiento de un electrón del átomo chocado. El átomo primitivamente neutro, al quedar con un electrón menos, adquiere carga positiva y se convierte en un ión positivo. El proceso se puede esquematizar con la ecuación (6.3).



6.2.3 Procesos desfavorables a la descarga

a. **Recombinación:** Para el caso de choque entre un electrón y un ión positivo, sin la energía suficiente para producir algunos de los resultados ya descritos, ocurre una neutralización de ambas cargas. La reacción produce la liberación de una cierta cantidad de energía la cual es radiada en forma de un fotón, por lo tanto. El proceso se puede esquematizar con la ecuación (6.4).



b. **Enlace con molécula neutra:** Un electrón libre dotado de escasa energía puede chocar con un átomo neutro ligándose a él y formando así un ión negativo:



El ión negativo tiene menor movilidad que el electrón y por ese motivo, a pesar de conservarse la carga, la descarga tiende a neutralizarse.

6.2.4 Características de los procesos elementales

Los procesos descritos se caracterizan por ser fenómenos probabilísticos; cada uno tiene una probabilidad de ocurrencia que depende principalmente de la densidad del gas y de la energía que poseen las partículas que lo forman. La probabilidad de choque de la partícula incidente es variable con la energía. En el caso de ionización, la probabilidad es nula si la energía es menor que aquella llamada “de ionización” que es típica del elemento de que se trate. Crece con el aumento de energía y luego disminuye. En el caso de fotones, las consideraciones son las mismas, sólo que la probabilidad es máxima cuando se está más cerca del nivel de ionización.

Otra característica importante de los procesos favorables a la descarga es que en ellos actúan principalmente electrones. Los iones, por su gran masa y dimensiones, tienen muy baja movilidad, por lo que la probabilidad de ionizar por choque de iones es bajísima. Para efectos de estudio, los iones pueden ser considerados inmóviles con respecto a los electrones.

6.2.5 Mecanismos de formación de descargas en el aire

Siempre existe un cierto número de pares ión-electrón libres en el aire, usualmente creado por fotoionización producto de radiaciones naturales, que son los encargados de iniciar el proceso de formación de descargas.

Si un electrón choca con un átomo, y otro electrón es liberado, ambos son acelerados por el campo. Y si este campo tiene la intensidad suficiente, cada uno de estos electrones adquiere energía suficiente para desprender más electrones por colisión. De esta forma, se produce una reacción en cadena que aumenta la cantidad de electrones y de iones muy rápidamente, formándose una avalancha. Para que esta multiplicación de electrones se produzca en aire a presión normal, es necesario que el número de electrones liberados por ionización sea superior a los ligados por recombinación.

Para que una avalancha se transforme en una descarga, se debe alcanzar una cierta magnitud del gradiente de voltaje crítica, que depende de la polaridad del conductor; luego, en tensión alterna, el fenómeno es diferente en cada semiciclo, por efecto del cambio de polaridad del conductor.

a. Descarga en conductor con polaridad negativa

En torno al conductor, el campo eléctrico tiene su máxima intensidad. Un electrón libre en esa zona es acelerado, alejándose del conductor, y crea una avalancha. En este caso las

condiciones de desarrollo de la avalancha son más desfavorables a medida que se aleja del conductor, pues el campo disminuye rápidamente.

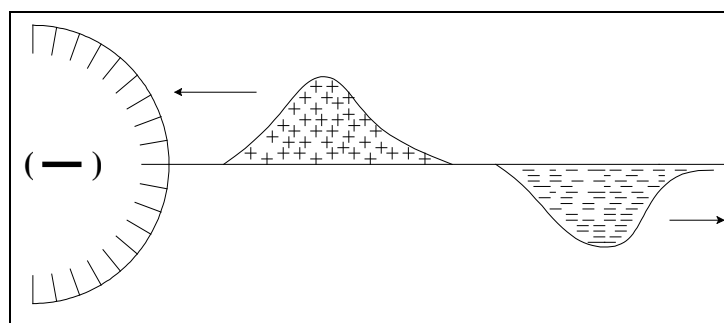


Fig. 6.1 Cargas de espacio en la vecindad de un conductor negativo

Algunos de los fotones producidos en esta avalancha golpean al conductor, liberando electrones que crean otras avalanchas y la cantidad de electrones libres crece rápidamente. Los electrones, al alejarse del conductor, dejan atrás los iones positivos producidos y finalmente se ligan a moléculas neutras, generalmente oxígeno, formando iones negativos.

El campo se deforma por efecto de las concentraciones de carga en el espacio: aumenta cerca del conductor por efecto de la carga espacial positiva, y esto provoca que los nuevos electrones libres en la superficie del conductor se recombinen con las cargas positivas antes de multiplicarse. Con el movimiento de la carga positiva hacia el conductor, la ionización en la superficie cesa cuando el campo en esa zona disminuye bajo el valor inicial por neutralización de esta carga y por la presencia de la carga negativa más lejos.

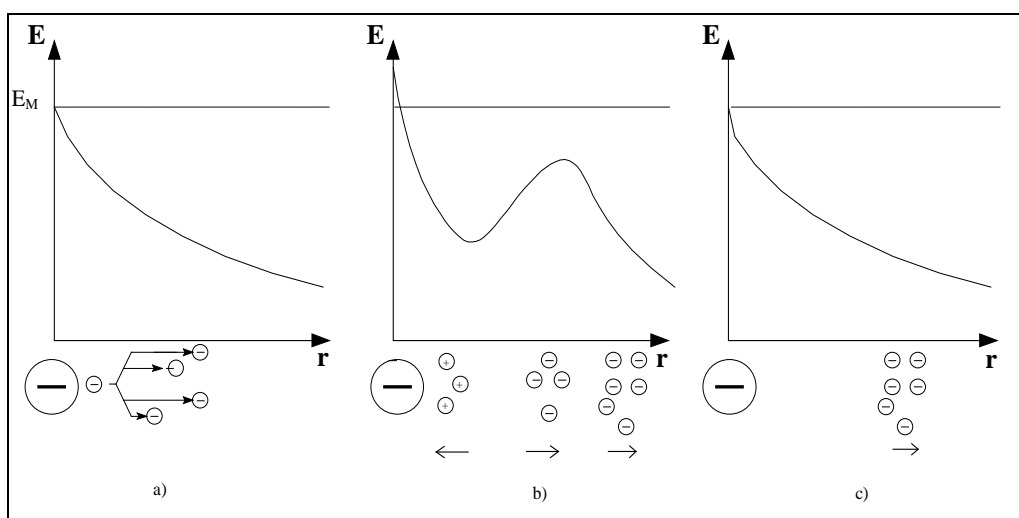


Fig. 6.2 Modificación del campo y desplazamiento de cargas en torno al Conductor Negativo, en a), b) y c) se muestra la distribución de campo eléctrico en tres instantes sucesivos.

Al alejarse la carga negativa por efecto del campo, retornan las condiciones iniciales

y el proceso se repite; cada vez se produce un pequeño pulso de corriente de frente muy escarpado por la velocidad de formación de la avalancha. Se produce radiación de energía que aparece en forma de luminosidad continua, por la elevada frecuencia de los pulsos que alcanzan desde 1 KHz hasta algunos MHz, lo cual provoca ruido audible e interferencias a frecuencias de radio.

La energía para estos procesos es extraída del campo y constituye las pérdidas corona. Los pulsos de corriente y la frecuencia de éstos conforman las fuentes de interferencia.

b. Descarga en conductor con polaridad positiva

Si el cambio de polaridad es producto de una tensión alterna y encuentra una carga espacial negativa en las proximidades del conductor (iones negativos generados en la etapa anterior), estos iones aumentan la intensidad de campo y se desplazan hacia el conductor, donde se neutralizan. Dado que el desplazamiento de los iones es lento, no genera corrientes importantes y no se produce interferencia. En la recombinación se emite una luminosidad continua.

Después de este fenómeno, que sucede al comienzo del semiciclo positivo, el campo toma su distribución normal y comienza otro proceso que es repetitivo y produce efluvios luminosos con perturbaciones radio-eléctricas.

Los electrones libres en este caso son acelerados hacia el conductor y se mueven con intensidad de campo creciente. Si el campo es suficientemente alto, ocurren ionizaciones y se forman avalanchas que alcanzan un valor máximo al llegar al conductor. Los electrones se recombinan en el conductor, dejando atrás los iones formados en la avalancha y produciendo fotones que crean avalanchas secundarias sobre la nube de iones, la cual actúa como prolongación del conductor, dando origen a un canal ionizado.

Las nuevas ionizaciones se producen principalmente en el extremo del canal. Cuando éste llega a una zona de baja intensidad de campo la ionización se detiene.

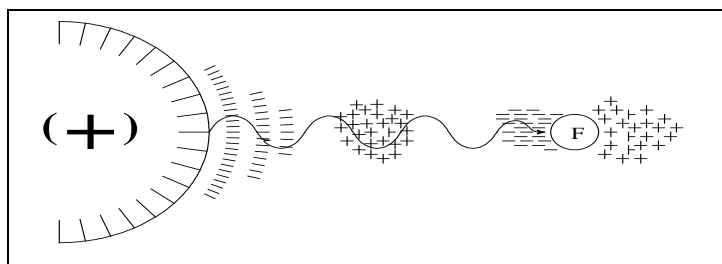


Fig. 6.3 Cargas de espacio en la vecindad de un Conductor Positivo

Las cargas espaciales constituidas por iones, se desplazan por efecto del campo y se

restablecen las condiciones iniciales y el proceso puede repetirse.

Con el conductor positivo, la avalancha electrónica tiene su origen en el aire en torno al conductor y se desarrolla hacia él. Los electrones son absorbidos por el conductor, dejando atrás una nube de iones positivos de mucha menor movilidad, alejándose del conductor. Esta avanzada de iones positivos actúa como prolongación del conductor, formando canales “streamer” que avanzan producto del alto efecto de borde de campo eléctrico en su extremidad, mucho más lejos que las avalanchas de polaridad negativa. Se crean nuevas avalanchas de electrones libres y pares ión-electrón, creados por fotoionización, en el extremo del canal. Éste queda formado por un frente de intensa carga de espacio positiva y un cuerpo de plasma recorrido por una intensa corriente electrónica.

Cuando las ramificaciones del “streamer” alcanzan zonas de campo débil, su avance se detiene; los electrones se recombinan o forman iones negativos que se alejan del campo. Las condiciones iniciales pueden restablecerse y el proceso reiniciarse.

Este proceso de ionización se propaga lejos del conductor mucho más que las avalanchas de polaridad negativa, genera corrientes cuyo valor sube muy rápido y alcanza amplitudes varias veces mayores que con polaridad negativa.

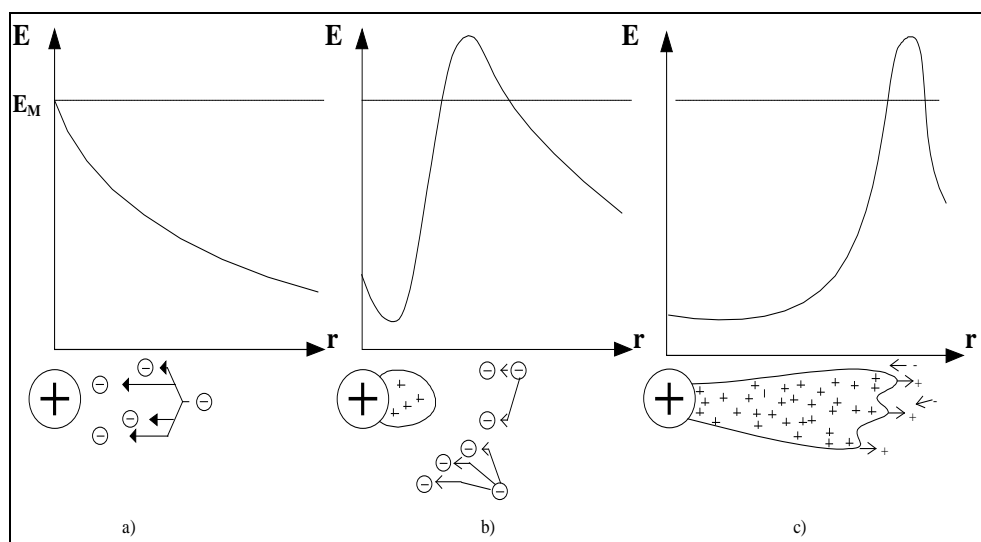


Fig. 6.4 Modificación de campo y desplazamiento de cargas en torno al Conductor Positivo. En a), b) y c) se muestra la distribución de campo eléctrico en tres instantes sucesivos.

En presencia de un fuerte campo eléctrico externo, las moléculas que componen el aire tienden a ionizarse, es decir, a perder o ganar un electrón libre transformándose en cargas eléctricas no neutras. Luego, las partículas ionizadas y los electrones libres son repelidos o atraídos por el campo eléctrico según sea su polaridad.

6.2.6 Variables que Influyen en el efecto corona [1].

Como se ha dicho, el efecto corona se produce cuando el campo eléctrico (o gradiente de potencial) supera un cierto umbral. El umbral está dado por condiciones del aire como presión y humedad.

El gradiente de potencial crítico varía con las siguientes condiciones:

- Humedad del Aire: mayor humedad en el ambiente favorece la formación de efecto corona.
- Densidad relativa del aire: cuando menor es la densidad relativa del aire, más favorable es para la formación de efecto corona. La densidad relativa, a su vez, aumenta con la presión atmosférica y disminuye con la temperatura.
- Suciedad de los Conductores: al depositarse suciedad sobre conductores y/o gotas de agua en condiciones de lluvia, por efecto de puntas se producen concentraciones de cargas lo cual provoca un gran aumento local del gradiente de potencial.

Las variables antes expuestas, determinan un gradiente crítico. Luego, si el gradiente de potencial en la línea es mayor al crítico, se producirá efecto corona.

En una primera etapa, el efecto corona es imperceptibles al ojo humano, sin embargo se puede estar produciendo. El efecto corona provoca ruido acústico, calor, gas ozono, emisión de la luz y vibraciones mecánicas. Todo esto conlleva un gasto de energía y, por lo tanto, una pérdida de energía eléctrica del sistema.

6.3 Configuración de torres de líneas de transmisión en 500 kV.

Las estructuras las líneas de transmisión se diseñan para soportar los conductores y los cables de guarda. La forma de las torres depende del nivel de tensión, número de tensión, número de circuitos y cables de guarda. Las estructuras de doble circuito generalmente tienen configuración vertical mientras que las de circuito sencillo son de configuración horizontal o triangular. Los parámetros técnicos requeridos para el diseño de las torres se proporcionan por las empresas eléctricas en sus especificaciones, las cuales incluyen separadores, que dependen del nivel de tensión y las cargas sobre las torres. Los objetivos del diseño de las torres son: producir una estructura segura, cumplir con las disposiciones reglamentarias, facilitar el mantenimiento de la línea, minimizar el costo de las torres.

El diseño de las torres debe considerar diferentes tipos de estructuras para diferentes funciones de soporte de los conductores y cables de guarda.

Se tienen los siguientes tipos de estructuras:

- Estructuras de suspensión o tangente (se usan en secciones rectas): Son estructuras ligeras diseñadas con una prioridad de obtener un costo mínimo. Algunas estructuras de suspensión se diseñan para soportar pequeños ángulos de deflexión, generalmente hasta 3° , pero reduciendo el claro máximo.
- Estructuras de deflexión: se diseñan para soportar varios ángulos de desviación, generalmente de 15° , 30° , 45° , 60° y hasta 90° .
- Estructuras de remate: son las estructuras más pesadas y fuertes. Se diseñan como las terminaciones de la línea y se requiere que resisten la tensión plena de conductores y cable de guarda.
- Estructuras de transposición, para cambiar la posición relativa de las fases en líneas largas, pueden hacerse con estructuras de remate y arreglos especiales de los aisladores y puentes, de acuerdo a los criterios de diseño de líneas de transmisión elaborado por el COES, las líneas de transmisión a partir de una longitud de 70 Km y hasta 250 Km deberán ser transpuestas mediante un ciclo completo de transposición, compuesta por 3 transposiciones simples, a las longitudes de $1/6$, $3/6$ y $5/6$ del extremo de la línea. Para líneas de más de 250 Km deberán efectuarse dos ciclos de transposiciones completas, compuesta por transposiciones simples a las longitudes de $1/12$; $3/12$; $5/12$; $7/12$; $9/12$ y $11/12$ del extremo de línea.

La definición de la geometría básica de la línea en términos de separación entre fases, límites de alturas de los puntos de soporte se definen en un esquema de distancias mínimas que forma parte del diseño de la estructura.

Por su construcción las torres pueden ser autoportadas o retenidas fijadas a la cimentación con rótulas.

La experiencia y el enfoque en el diseño de las torres de las líneas de transmisión son diferentes en cada país. En lugares donde el costo relativo del derecho de vía hace posible que se utilicen estructuras con retenidas, las cuales son más económicas, pero ocupan mayor área que las torres autoportadas.

Las dimensiones de la estructura quedan definidas por la separación conductor - estructura y el ángulo máximo de diseño de la cadena de aisladores. El ángulo de oscilación de la cadena de aisladores que se evita instalando cadenas en V. La posición de los cables de guarda depende del ángulo que debe tenerse para un blindaje efectivo frente a las descargas atmosféricas.

A continuación se mostrarán diferentes configuraciones de estructuras de líneas existentes en 500 kV.

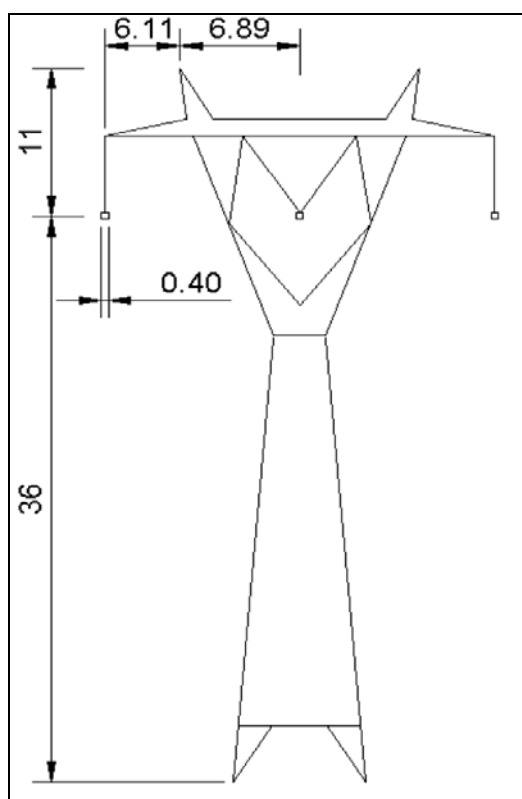


Fig. 6.5 Estructura tipo autoportada, Línea de Transmisión 500 kV, Chilca - Marcona - Ocoña - Montalvo.

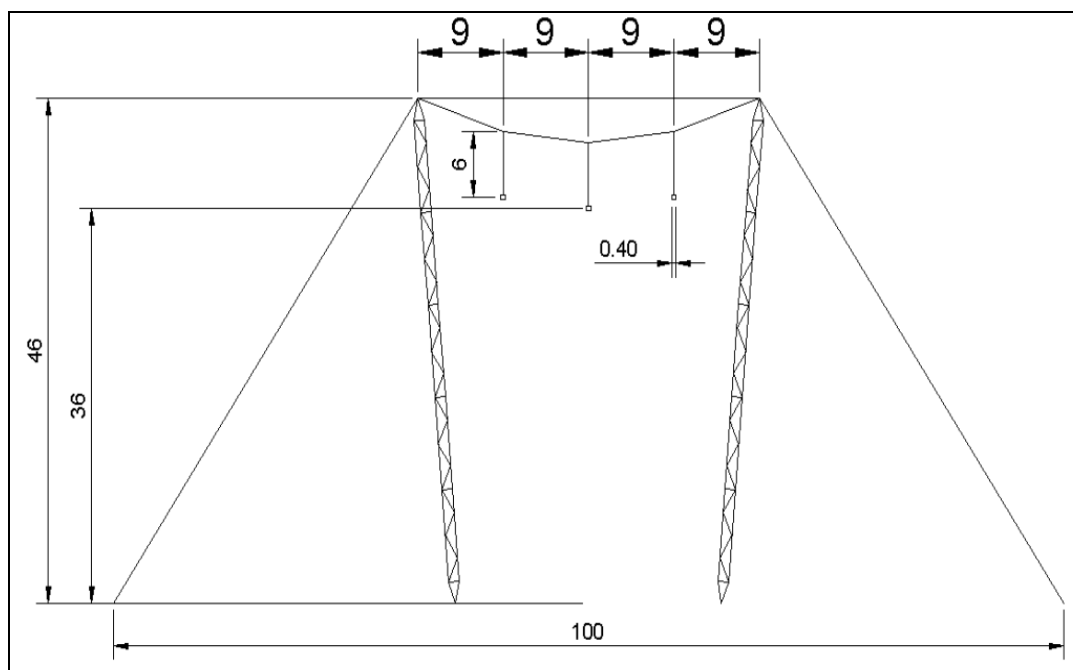


Fig. 6.6 Estructura tipo Cross Rope Línea de Transmisión 500 kV, Chilca - Marcona - Ocoña - Montalvo.

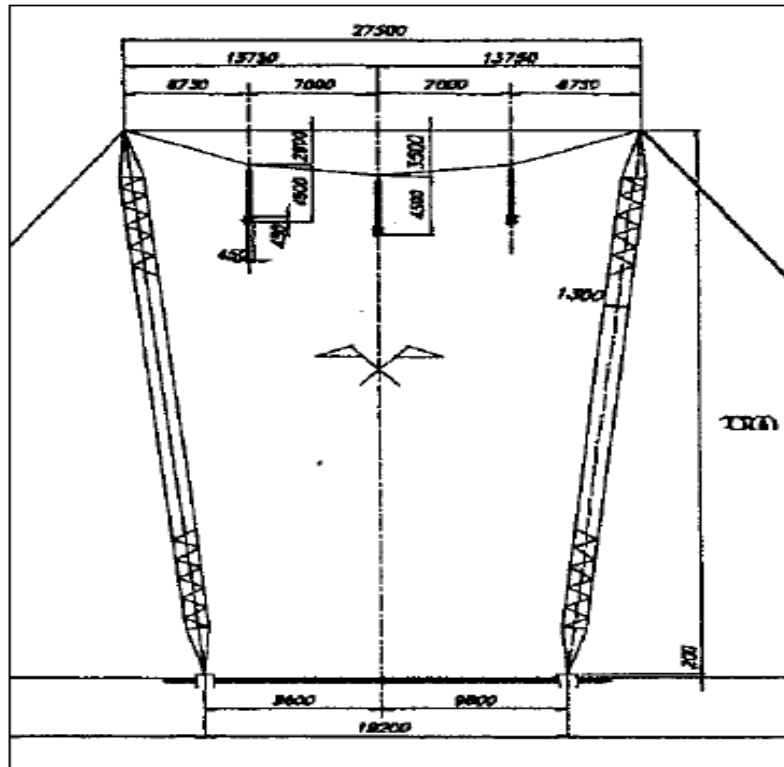


Fig. 6.7 Estructura Cross Rope Línea de 500 kV Comahue – Buenos Aires.

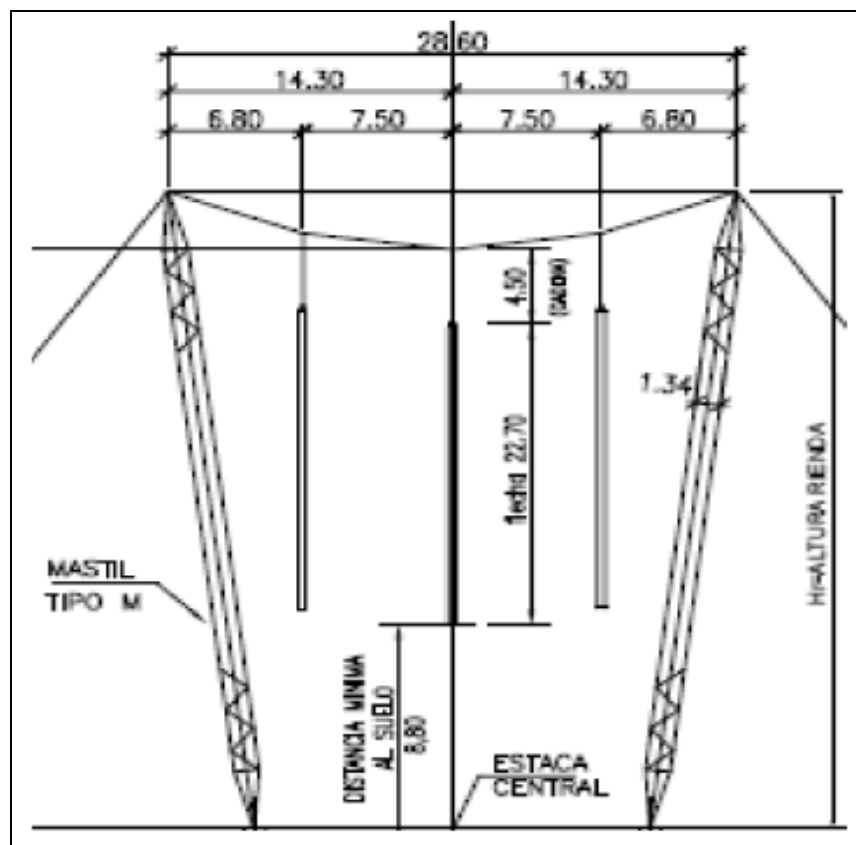


Fig. 6.8 Estructura Cross Rope Línea de 500 kV Interconexión Gran Mendoza San Juan, Argentina.

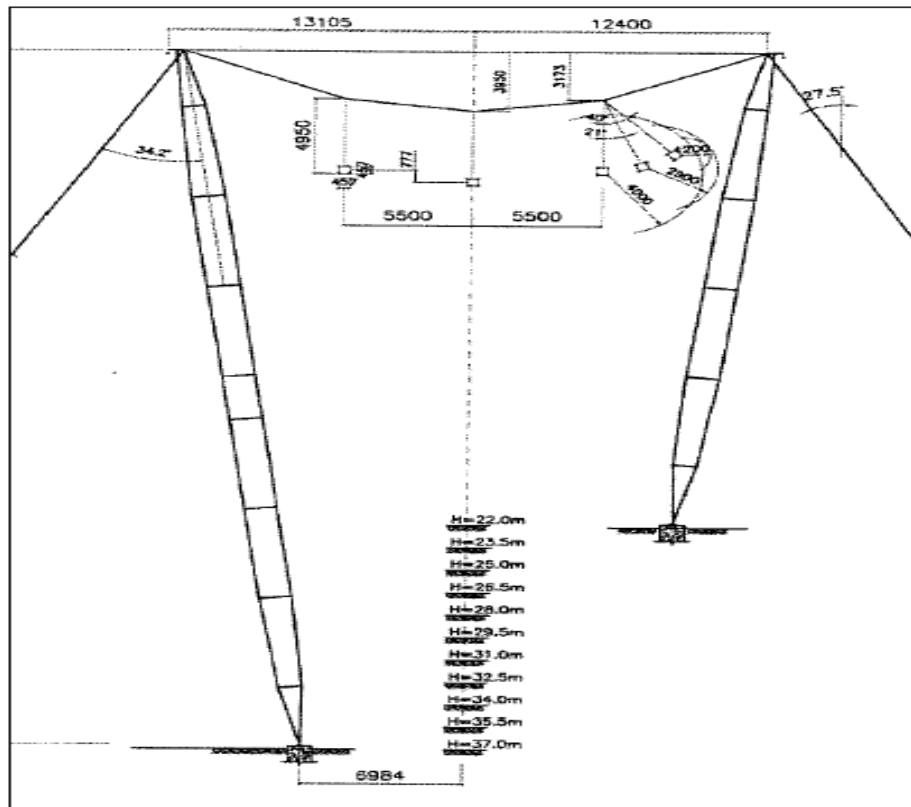


Fig. 6.9 Estructura Cross Rope Línea de 500 kV Colinas – Sobradinho, Brasil

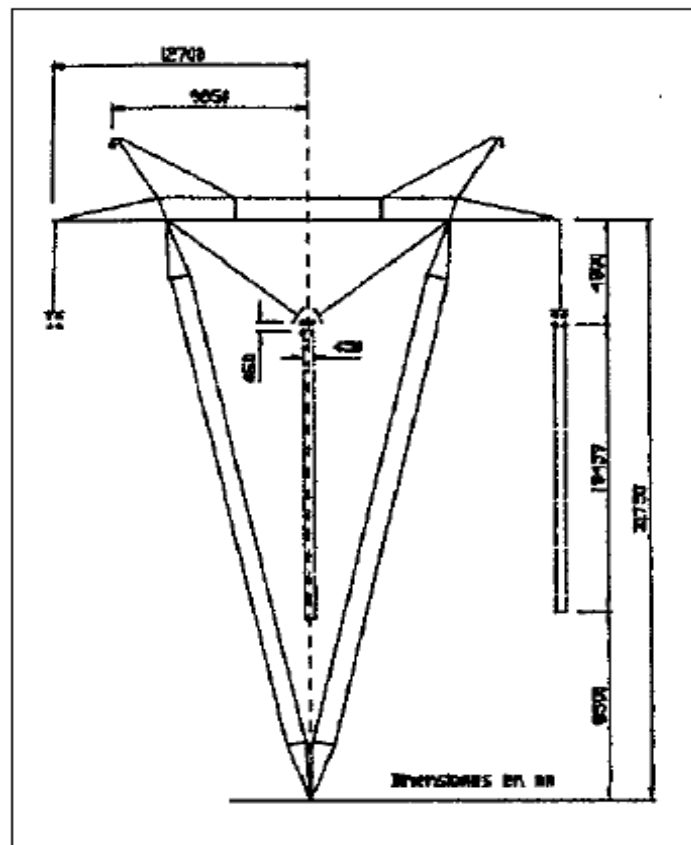


Fig. 6.10 Estructura atirantada en V, Línea de 500 kV Ancoa – Alto Jahuel, Chile.

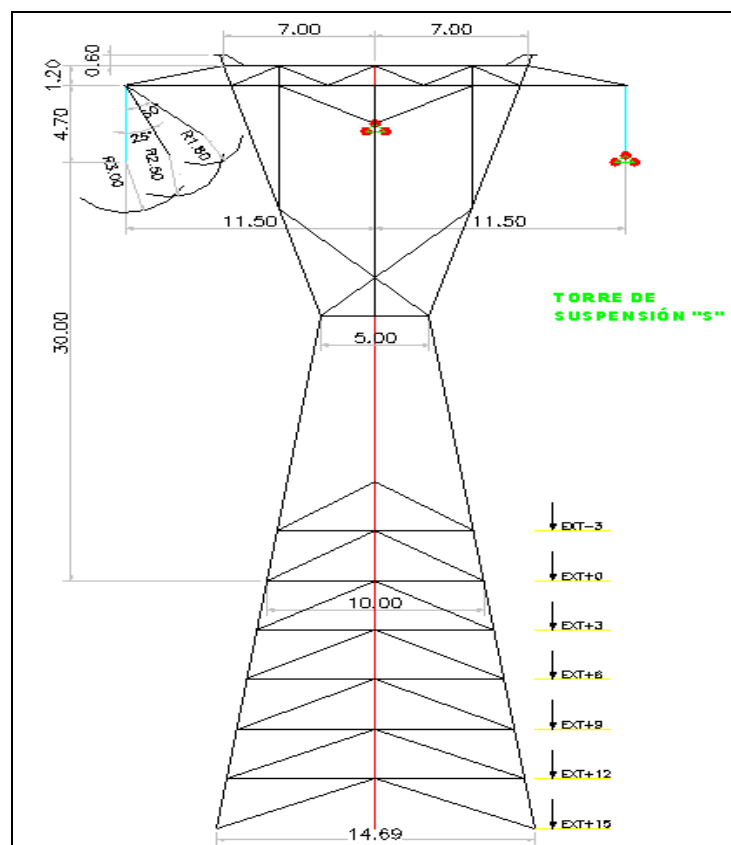


Fig. 6.11 Estructura tipo autoportante, Línea de Transmisión 500 kV, Trujillo – Chimbote

A continuación en la tabla 6.1 se muestra las características más relevantes de las líneas existentes.

Tabla N° 6.1 Resumen de las características más relevantes de las líneas de transmisión analizadas.

N°	Nombre de la Línea	Tipo de Estructura	Distancia Horizontal Entre Conductores (m)	Distancia Horizontal Entre Cables de Guardas (m)	Distancia en los Haz de Conductores (m)
1	Chilca - Marcona - Ocoña - Montalvo, Perú	Autoportante	13.0	13.78	0.4
2	Chilca - Marcona - Ocoña - Montalvo, Perú	Cross Rope	9.0	27.00	0.4
3	Comahue, Buenos Aires	Cross Rope	7.0	27.50	0.45
4	Interconexión Gran mendoza San Juan, Argentina	Cross Rope	7.5	28.60	0.4
5	Colinas - Sobradinho, Brasil	Cross Rope	5.5	25.505	0.457
6	Ancoa - Alto Jahuel, Chile	en V arriendadas	12.7	19.70	0.45
7	Trujillo - Chimbote, Perú	Autoportante	11.5	14.00	0.45

6.3.1 Análisis de la distancia horizontal del conductor.

Rango de distancia para estructura tipo Autoportante.

- De 11.5m hasta 13m para conductor.
- De 13.78m hasta 14m para cable de guarda.

Tabla N° 6.2 Variación del gradiente superficial del conductor ACAR 850 MCM con respecto a la variación de la distancia horizontal del conductor en estructura tipo autoportante.

```

---- Sensitivity Analysis ----
Maximum Surface Gradient versus: Horizontal Phase Spacing
From a minimum of: 11.5(m)
To a maximum of: 13.0(m)

----- Results -----
Phase
Unit      A      B      C      A'     B'     C'     -- Ground Wires --
      (kV/cm) (kV/cm) (kV/cm) (kV/cm) (kV/cm) (kV/cm)      1      2
      (kV/cm) (kV/cm)
-----
11.50    14.35  15.66  14.35    N/A    N/A    N/A     6.10   6.10
11.58    14.34  15.63  14.34    N/A    N/A    N/A     6.10   6.10
11.65    14.32  15.61  14.32    N/A    N/A    N/A     6.10   6.10
11.73    14.30  15.59  14.30    N/A    N/A    N/A     6.11   6.11
11.80    14.28  15.56  14.28    N/A    N/A    N/A     6.11   6.11
11.88    14.26  15.54  14.26    N/A    N/A    N/A     6.12   6.12
11.95    14.25  15.52  14.25    N/A    N/A    N/A     6.12   6.12
12.03    14.23  15.49  14.23    N/A    N/A    N/A     6.12   6.12
12.10    14.21  15.47  14.21    N/A    N/A    N/A     6.13   6.13
12.18    14.19  15.45  14.19    N/A    N/A    N/A     6.13   6.13
12.25    14.18  15.43  14.18    N/A    N/A    N/A     6.13   6.13
12.33    14.16  15.40  14.16    N/A    N/A    N/A     6.13   6.13
12.40    14.14  15.38  14.14    N/A    N/A    N/A     6.14   6.14
12.48    14.13  15.36  14.13    N/A    N/A    N/A     6.14   6.14
12.55    14.11  15.34  14.11    N/A    N/A    N/A     6.14   6.14
12.63    14.10  15.32  14.10    N/A    N/A    N/A     6.14   6.14
12.70    14.08  15.30  14.08    N/A    N/A    N/A     6.15   6.15
12.78    14.06  15.28  14.06    N/A    N/A    N/A     6.15   6.15
12.85    14.05  15.26  14.05    N/A    N/A    N/A     6.15   6.15
12.93    14.03  15.24  14.03    N/A    N/A    N/A     6.15   6.15
13.00    14.02  15.22  14.02    N/A    N/A    N/A     6.15   6.15
    
```

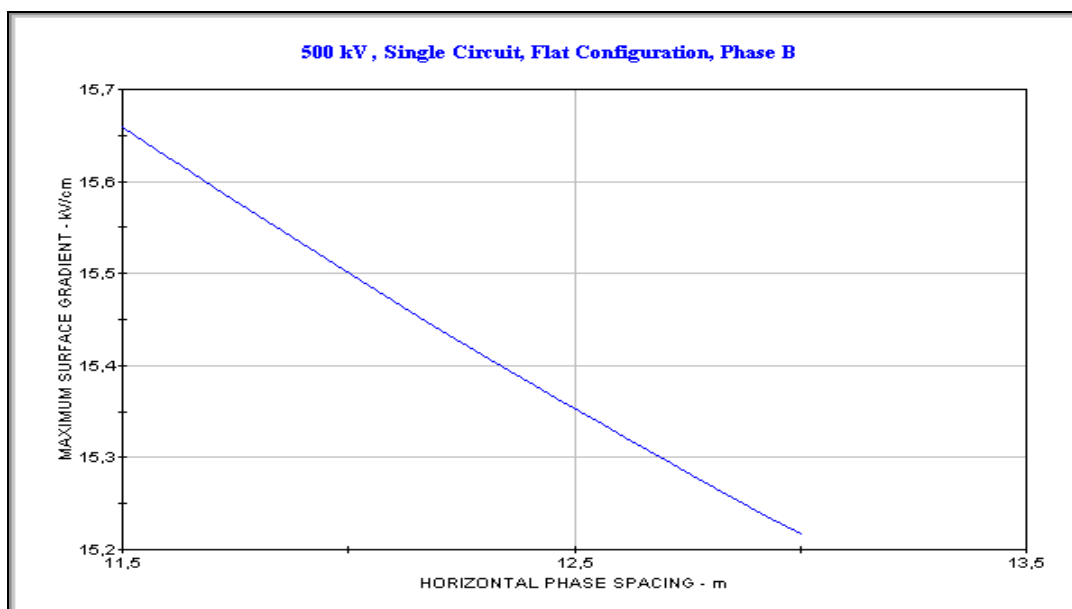


Fig. 6.12 Variación del gradiente superficial del conductor ACAR 850 MCM con respecto a la variación de la distancia horizontal del conductor en estructura tipo autoportante.

Rango de distancia horizontal para estructura tipo Cross Rope.

- De 5.5 m hasta 9 m para conductor.
- De 25.505 m hasta 28.6 m para cable de guarda.

Tabla N° 6.3 Variación del gradiente superficial del conductor ACAR 850 MCM con respecto a la variación de la distancia horizontal del conductor en estructura tipo Cross Rope.

---- Sensitivity Analysis ----
 Maximum Surface Gradient versus: Horizontal Phase Spacing
 From a minimum of: 5.5(m)
 To a maximum of: 9.0(m)

---- Results ----

Unit	Phase						Ground Wires	
	A (kV/cm)	B (kV/cm)	C (kV/cm)	A' (kV/cm)	B' (kV/cm)	C' (kV/cm)	1 (kV/cm)	2 (kV/cm)
5.50	17.05	19.38	17.05	N/A	N/A	N/A	5.72	5.72
5.68	16.91	19.18	16.91	N/A	N/A	N/A	5.84	5.84
5.85	16.78	18.99	16.78	N/A	N/A	N/A	5.97	5.97
6.03	16.66	18.80	16.66	N/A	N/A	N/A	6.09	6.09
6.20	16.54	18.63	16.54	N/A	N/A	N/A	6.21	6.21
6.38	16.42	18.46	16.42	N/A	N/A	N/A	6.33	6.33
6.55	16.32	18.30	16.32	N/A	N/A	N/A	6.45	6.45
6.73	16.21	18.15	16.21	N/A	N/A	N/A	6.57	6.57
6.90	16.12	18.01	16.12	N/A	N/A	N/A	6.69	6.69
7.08	16.02	17.87	16.02	N/A	N/A	N/A	6.80	6.80
7.25	15.93	17.73	15.93	N/A	N/A	N/A	6.92	6.92
7.43	15.84	17.60	15.84	N/A	N/A	N/A	7.03	7.03
7.60	15.76	17.48	15.76	N/A	N/A	N/A	7.15	7.15
7.78	15.68	17.36	15.68	N/A	N/A	N/A	7.26	7.26
7.95	15.60	17.25	15.60	N/A	N/A	N/A	7.37	7.37
8.13	15.53	17.14	15.53	N/A	N/A	N/A	7.48	7.48
8.30	15.46	17.03	15.46	N/A	N/A	N/A	7.58	7.58
8.48	15.39	16.93	15.39	N/A	N/A	N/A	7.69	7.69
8.65	15.32	16.83	15.32	N/A	N/A	N/A	7.79	7.79
8.83	15.26	16.73	15.26	N/A	N/A	N/A	7.89	7.89
9.00	15.20	16.64	15.20	N/A	N/A	N/A	8.00	8.00

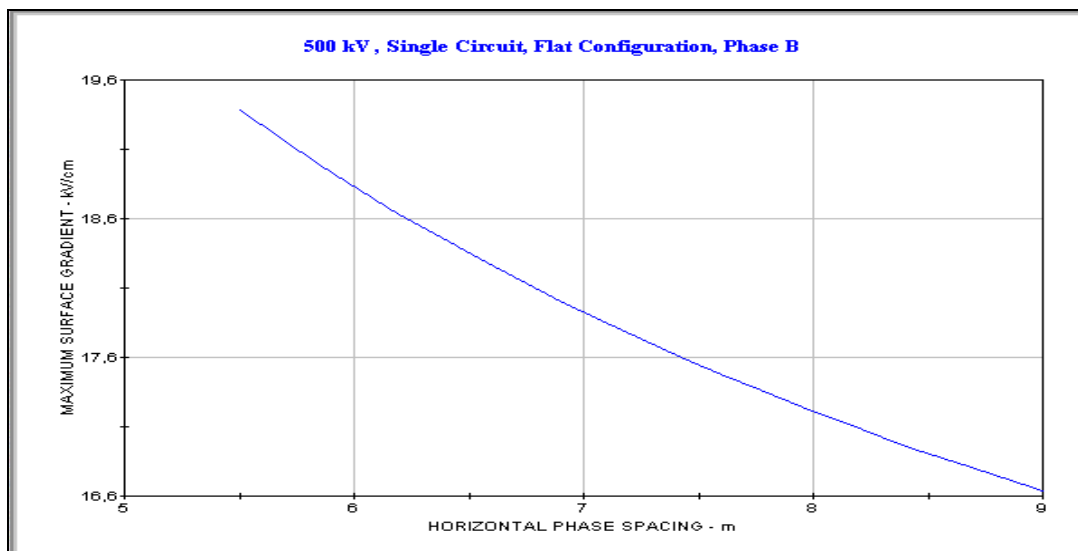


Fig. 6.13 Variación del gradiente superficial del conductor ACAR 850 MCM con respecto a la variación de la distancia horizontal del conductor en estructura tipo Cross Rope.

De acuerdo a los resultados obtenidos en la simulación del gradiente superficial del conductor se muestra que a mayor distancia horizontal entre conductores el gradiente superficial es menor, pero la distancia entre conductores depende del cálculo de aislamiento y las condiciones ambientales de la zona del proyecto.

Al considerar un menor gradiente en función de las fases, incrementamos la reactancia inductiva de la línea. Por ejemplo un aumento de 33% en la separación de las fases (pasar de una separación de 9 m a 12 m), significa un 5,5 % en incremento de la reactancia, un mayor costo para la compensación serie y una estructura más cara.

6.3.2 Espaciamiento de haces de conductores.

El espaciamiento utilizado entre los subconductores que conforman el haz se encuentra tipificado en 200 mm para líneas de transmisión de 230 kV y 400 mm para líneas con tensiones superiores a 300 kV, aunque puede llegar a considerarse en casos especiales hasta 600 mm.

Tabla N° 6.4 Variación del gradiente superficial del conductor ACAR 850 MCM con respecto a la variación del espaciamiento de los haces del conductor.

---- Sensitivity Analysis ----								
Maximum Surface Gradient versus: Subconductor Spacing								
From a minimum of: 40.0(cm)								
To a maximum of: 45.72(cm)								
----- Results -----								
Unit	Phase						-- Ground Wires --	
	A (kV/cm)	B (kV/cm)	C (kV/cm)	A' (kV/cm)	B' (kV/cm)	C' (kV/cm)	1 (kV/cm)	2 (kV/cm)
40.00	15.07	16.45	15.07	N/A	N/A	N/A	7.81	7.81
40.29	15.08	16.46	15.08	N/A	N/A	N/A	7.82	7.82
40.57	15.08	16.47	15.08	N/A	N/A	N/A	7.83	7.83
40.86	15.09	16.48	15.09	N/A	N/A	N/A	7.84	7.84
41.14	15.09	16.49	15.09	N/A	N/A	N/A	7.85	7.85
41.43	15.10	16.50	15.10	N/A	N/A	N/A	7.86	7.86
41.72	15.11	16.50	15.11	N/A	N/A	N/A	7.87	7.87
42.00	15.11	16.51	15.11	N/A	N/A	N/A	7.88	7.88
42.29	15.12	16.52	15.12	N/A	N/A	N/A	7.89	7.89
42.57	15.13	16.53	15.13	N/A	N/A	N/A	7.89	7.89
42.86	15.13	16.54	15.13	N/A	N/A	N/A	7.90	7.90
43.15	15.14	16.55	15.14	N/A	N/A	N/A	7.91	7.91
43.43	15.14	16.56	15.14	N/A	N/A	N/A	7.92	7.92
43.72	15.15	16.57	15.15	N/A	N/A	N/A	7.93	7.93
44.00	15.16	16.58	15.16	N/A	N/A	N/A	7.94	7.94
44.29	15.16	16.59	15.16	N/A	N/A	N/A	7.95	7.95
44.58	15.17	16.60	15.17	N/A	N/A	N/A	7.96	7.96
44.86	15.18	16.61	15.18	N/A	N/A	N/A	7.97	7.97
45.15	15.18	16.62	15.18	N/A	N/A	N/A	7.98	7.98
45.43	15.19	16.63	15.19	N/A	N/A	N/A	7.99	7.99
45.72	15.20	16.64	15.20	N/A	N/A	N/A	8.00	8.00

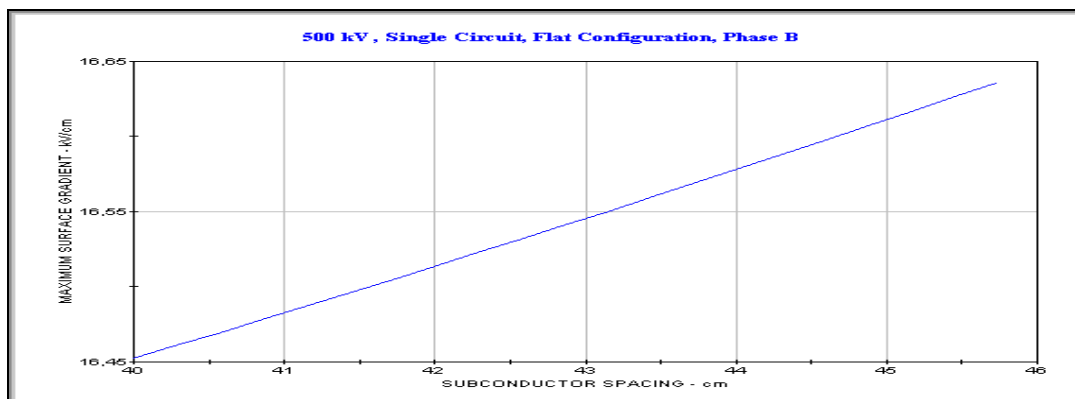


Fig. 6.14 Variación del gradiente superficial del conductor ACAR 850 MCM con respecto a la variación del espaciamiento de los haces del conductor.

De acuerdo a los resultados obtenidos en la simulación del cálculo del gradiente superficial del conductor se muestra que hay una ligera variación del gradiente superficial del conductor en 0,13 kV/cm para la fase exterior y para la fase central 0.19 kV/cm, por tanto se concluye que a menor espaciamento entre conductores menor será el gradiente superficial del conductor.

La selección de la longitud del espaciamento entre conductores será determinado en base a líneas existentes o a los fabricantes.

Para el análisis de la tesis la distancia entre los subconductores será de 457,2 milímetros [6].

6.3.3 Distancia vertical del conductor y cable de guarda al suelo.

Para distancias verticales promedios de las fases del conductor se considerará una altura de 30 m para las tres estructuras analizadas (altura promedio en estructuras analizadas en la tesis) con vano medio de 450 m.

Para distancias verticales promedios del cable de guarda se considerará una altura de 42 m para estructura tipo autoportada y 41 metros para estructuras tipo Cross Rope y V arriendadas (altura promedio en estructuras analizadas en la tesis), con vano medio de 450 m.

Tabla N° 6.5 Distancia vertical de amarre del conductor al suelo.

Distancia Vertical de Amarre del Conductor al Suelo				
Zona	Tipo de Estructura	Autoportada	Cross Rope	V en arriendadas
Costa	Conductor de Fase	30 m	30 m	30 m
	Cable de Guarda	42 m	41 m	41 m
Sierra	Conductor de Fase	30 m	-	-
	Cable de Guarda	42 m	-	-

6.3.4 Cálculo de la altura efectiva del conductor y cable de guarda.

De acuerdo con el Código Nacional de Electricidad Suministro 2011 los esfuerzos de tensión, sin carga externa, no deberán exceder los siguientes porcentajes de su resistencia a la rotura nominal.

Para conductores tipo ACAR

Tensión sin carga final [4] : 18%

Para conductores tipo AAAC

Tensión sin carga final [4] : 20%

Como referencia, las condiciones normales de EDS en otros países se consideran:

En Venezuela los esfuerzos de tensión para condiciones normales están entre 14 % al

25% del tiro de rotura del conductor [8].

En Estados Unidos y Canada los esfuerzos de tensión para condiciones normales están alrededor del 18 % para líneas de EHV [8].

Para el cálculo de la altura efectiva del conductor y cable de guarda se utilizará la siguiente expresión (6.6).

$$Hm = hg - \frac{2}{3} \cdot f \quad (6.6)$$

Hm : altura media del conductor y cable de guarda.

hg : altura del conductor en la torre.

f : flecha del conductor y cable de guarda.

Tabla N° 6.6 Distancia vertical promedio del conductor tipo AAAC al suelo.

Distancia Vertical Promedio del Conductor Tipo AAAC					
Conductor de Fase (EDS -20%)					
Tipo de Conductor	Calibre	Hebras	Tiro de Rotura (Kg)	Peso Unitario (Kg/Km)	Altura Promedio (Hm)
AAAC	600 MCM	37	9311	838	22.41
	650 MCM	37	10136	908	22.44
	700 MCM	37	10417	978	22.08
	750 MCM	37	11208	1048	22.11
	800 MCM	37	11900	1117	22.08
	900 MCM	37	13413	1257	22.09
	1000 MCM	37	14944	1397	22.11
	1100 MCM	61	16216	1537	22.00
	1200 MCM	61	17675	1677	21.99
	1300 MCM	61	19195	1817	22.01
	1400 MCM	61	20672	1955	22.02
	1500 MCM	61	22090	2095	22.00
	1600 MCM	61	23557	2236	21.99
1700 MCM	61	25072	2374	22.01	

Tabla N° 6.7 Distancia vertical promedio del conductor tipo ACAR al suelo

Distancia Vertical Promedio del Conductor Tipo ACAR					
Conductor de Fase (EDS -18%)					
Tipo de Conductor	Calibre	Hebras	Tiro de Rotura (Kg)	Peso Unitario (Kg/Km)	Altura Promedio (Hm)
ACAR	650 MCM	18/19	7762	908	19.03
	700 MCM	18/19	8099	978	18.68
	750 MCM	18/19	8651	1048	18.64
	800 MCM	18/19	9185	1117	18.60
	850 MCM	18/19	9715	1187	18.55
	900 MCM	18/19	10274	1257	18.53
	950 MCM	18/19	10857	1327	18.54
	1000 MCM	18/19	11452	1397	18.56
	1100 MCM	18/19	12574	1537	18.54
	1200 MCM	18/19	13748	1677	18.56
	1250 MCM	18/19	14294	1745	18.56
	1300 MCM	18/19	14815	1815	18.51
	1400 MCM	33/28	15013	1955	17.79
	1500 MCM	33/28	16044	2095	17.76

En el caso del cable de guarda se utilizará de la siguiente forma:

Primer Tramo:

En el primer tramo solo se colocará el cable de fibra óptica OPGW, tal que permita la protección diferencial de línea, envío de datos al COES en tiempo real, telemando y telecomunicaciones.

Segundo Tramo y Tercer Tramo.

En el segundo y tercer tramo se incluirán dos cables de guarda, uno de fibra óptica OPGW, tal que permita la protección diferencial de línea, envío de datos al COES en tiempo real, telemando y telecomunicaciones y otro de acero galvanizado, ambos cables se usarán para protección contra descargas atmosféricas.

El tiro de rotura del cable de guarda es tal que para condición normal, la flecha del cable de guarda no sobrepase el 90 % de la flecha del conductor.

Calculo del esfuerzo de tensión en condiciones normales, para el cable de guarda de acuerdo a la siguiente ecuación (6.7) se debe cumplir que: $8.0 \leq K \leq 0.9$.

$$T \cdot EDS(c.g.) = T_C \cdot \left(\frac{W_{c.g.}}{W_{cond} \cdot K} \right) \quad (6.7)$$

De acuerdo con las características del cable de guarda, anexo A, y aplicando las ecuaciones (6.6) y (6.7), se obtienen las distancias verticales promedio del cable de guarda al suelo.

Zona I (Costa)

Tabla N° 6.8 Altura vertical efectiva del cable de guarda (OPGW) al suelo, para alturas hasta 1000 msnm

Distancia Vertical Promedio del Cable de Guarda (OPGW) al Suelo							
Tipo de Cable de Guarda	Código del Conductor ACAR	Cable de Guarda Tiro de Rotura (Kg)	Conductor Peso Unitario (Kg/Km)	Cable de Guarda Peso Unitario (Kg/Km)	Cable de Guarda Porcentaje T.C.N. (%)	Cable de Guarda Altura de Amarre 41 m Altura Promedio (Hm)	Cable de Guarda Altura de Amarre 42 m Altura Promedio (Hm)
OPGW	650 MCM	9597	908	602	13.3%	33.02	34.02
	700 MCM	9597	978	602	12.3%	32.40	33.40
	750 MCM	9597	1048	602	11.5%	31.79	32.79
	800 MCM	9597	1117	602	10.8%	31.18	32.18
	850 MCM	9597	1187	602	10.1%	30.56	31.56
	900 MCM	9597	1257	602	9.6%	29.95	30.95
	950 MCM	9597	1327	602	9.1%	29.33	30.33
	1000 MCM	9597	1397	602	8.6%	28.72	29.72
	1100 MCM	9597	1537	602	7.8%	27.49	28.49
	1200 MCM	9597	1677	602	7.2%	26.26	27.26
	1250 MCM	9597	1745	602	6.9%	25.66	26.66
	1300 MCM	9597	1815	602	6.6%	25.04	26.04
	1400 MCM	9597	1955	602	6.2%	23.81	24.81
	1500 MCM	9597	2095	602	5.7%	22.58	23.58

Zona II y III (Sierra)

Para el caso de la zona II y III se utilizarán dos tipos cables de guarda:

- Cable de Guarda tipo EHS de 70 mm²
- Cable de fibra óptica OPGW de 108 mm²

Tabla N° 6.9 Altura efectiva vertical del cable de guarda (EHS) al suelo, para alturas hasta 4000 msnm.

Distancia Vertical Promedio del Cable de Guarda al Suelo						
Tipo de Cable de Guarda	Código del Conductor ACAR	cable de Guarda Tiro de Rotura	Conductor Peso Unitario (Kg/Km)	Cable de Guarda Peso Unitario	Cable de Guarda Porcentaje T.C.N. (%)	Cable de Guarda Altura de Amarre 42 m Altura
EHS	650 MCM	9453	908	595	13.1%	33.90
	700 MCM	9453	978	595	12.2%	33.27
	750 MCM	9453	1048	595	11.4%	32.65
	800 MCM	9453	1117	595	10.7%	32.03
	850 MCM	9453	1187	595	10.0%	31.41
	900 MCM	9453	1257	595	9.5%	30.78
	950 MCM	9453	1327	595	9.0%	30.16
	1000 MCM	9453	1397	595	8.5%	29.53
	1100 MCM	9453	1537	595	7.7%	28.28
	1200 MCM	9453	1677	595	7.1%	27.03
	1250 MCM	9453	1745	595	6.8%	26.42
	1300 MCM	9453	1815	595	6.6%	25.80
	1400 MCM	9453	1955	595	6.1%	24.55
	1500 MCM	9453	2095	595	5.7%	23.30

Tabla N° 6.10 Altura efectiva vertical del cable de guarda (OPGW) al suelo, para alturas hasta 4000 msnm.

Distancia Vertical Promedio del Cable de Guarda al Suelo						
Tipo de Cable de Guarda	Código del Conductor AAAC	cable de Guarda Tiro de Rotura	Conductor Peso Unitario (Kg/Km)	Cable de Guarda Peso Unitario	Cable de Guarda Porcentaje T.C.N. (%)	Cable de Guarda Altura de Amarre 42 m Altura
OPGW	600 MCM	9597	838	602	16.0%	35.37
	650 MCM	9597	908	602	14.7%	34.82
	700 MCM	9597	978	602	13.7%	34.26
	750 MCM	9597	1048	602	12.8%	33.71
	800 MCM	9597	1117	602	12.0%	33.16
	900 MCM	9597	1257	602	10.6%	32.05
	1000 MCM	9597	1397	602	9.6%	30.95
	1100 MCM	9597	1537	602	8.7%	29.84
	1200 MCM	9597	1677	602	8.0%	28.73
	1300 MCM	9597	1817	602	7.4%	27.62
	1400 MCM	9597	1955	602	6.8%	26.53
	1500 MCM	9597	2095	602	6.4%	25.42
	1600 MCM	9597	2236	602	6.0%	24.31
	1700 MCM	9597	2374	602	5.6%	23.22

Tabla N° 6.11 Altura efectiva vertical del cable de guarda (EHS) al suelo, para alturas hasta 4450 msnm.

Distancia Vertical Promedio del Cable de Guarda al Suelo						
Tipo de Cable de Guarda	Código del Conductor AAAC	cable de Guarda Tiro de Rotura	Conductor Peso Unitario (Kg/Km)	Cable de Guarda Peso Unitario	Cable de Guarda Porcentaje T.C.N. (%)	Cable de Guarda Altura de Amarre 42 m Altura
EHS	600 MCM	9453	838	595	15.8%	35.27
	650 MCM	9453	908	595	14.6%	34.71
	700 MCM	9453	978	595	13.5%	34.14
	750 MCM	9453	1048	595	12.6%	33.58
	800 MCM	9453	1117	595	11.8%	33.03
	900 MCM	9453	1257	595	10.5%	31.90
	1000 MCM	9453	1397	595	9.5%	30.78
	1100 MCM	9453	1537	595	8.6%	29.65
	1200 MCM	9453	1677	595	7.9%	28.53
	1300 MCM	9453	1817	595	7.3%	27.40
	1400 MCM	9453	1955	595	6.8%	26.30
	1500 MCM	9453	2095	595	6.3%	25.17
	1600 MCM	9453	2236	595	5.9%	24.04
	1700 MCM	9453	2374	595	5.6%	22.93

6.4 Gradiente en Líneas en 500 kV.

Para el estudio del gradiente en la superficie de los conductores en líneas en 500 kV, se comparan ocho líneas de 500 kV, dos de Argentina, una de Brasil, dos de Chile y 3 de Estados Unidos, las cuales tienen un valor medio de gradiente de 16.7 kV/cm. Varias de estas líneas tienen gradientes superiores a 17 kV/cm. Algunas de estas líneas llevan operando más de 30 años, con buenos índices de seguridad y confiabilidad. El buen desempeño de estas líneas, ha hecho que se sigan diseñando líneas de transmisión de 500 kV con gradientes de torno de 17 kV/cm [6].

Si comparamos un diseño de línea de transmisión con un gradiente de 15 kV/cm frente a un diseño con un gradiente de 17 kV/cm, en el primer caso necesitamos una estructura más ancha y por tanto más cara.

En particular para la estructura Cross Rope con una separación de 9m entre las fases, es una propuesta conservadora. Los argentinos tienen líneas en operación con separación entre las fases de 7.0 m y 7.5 m. Los brasileños están trabajando con diseños con separación entre las fases de 5.5 m y considerando una gradiente de tensión máxima igual a 95% del gradiente de tensión crítico. Las líneas argentinas con estas distancias de 7.0 y 7.5 m, llevan varios años operando con buenos índices de seguridad.

En la tabla N° 6.12, se muestran los gradientes en la superficie de los conductores de líneas en 500 kV, construidos en Argentina, Brasil, Chile y Estados Unidos, desde 1978 a la fecha.

Tabla N° 6.12 Gradientes de líneas de transmisión existentes en 500 kV.

Nº	Nombre de la Línea	Gradiente Fase Exterior (kV/cm)	Gradiente Fase Central (kV/cm)	Año Operación
1	Comahue-Buenos Aires, Argentina, estructura Cross Rope	16,3	18,2	2009
2	Interconexión Gran Mendoza - San Juan, Argentina, estructura Cross Rope	16,1	17,4	2007
3	Colinas - Sobradinho, Brasil, estructura Cross Rope	17,3	19,6	2008
4	Ancoa - Alto Jahuel, TRANSELEC, Chile, estructura atirantada en V.	15,5	16,8	1985
5	El Rodeo - Polpaico, TRANSELEC, Chile, doble circuito vertical	17,3	17,2	2009
6	Farley - Snowdon, Albama Power Company, USA, estructura 5L7, disposición horizontal.	16,3	18,8	1977
7	Midpoint - Meridian, Pacific Power & Light Company, USA, estructura 5L8,	17,3	19,7	1981
8	Cholla - Saguero, Arizona Public Service Co, USA, estructura 5L9,	17,4	19,6	1978

6.4.1 Parámetros de Líneas Existente.

Tabla N° 6.13 Parámetros de la línea en 500 kV Comahue – Buenas Aires, argentina, estructura Cross Rope.

Voltaje entre fases	500 kV
longitud de la línea	1300 Km
Año de construcción	2009
Altura media de las fases	15,87 m
Distancia horizontal entre las fases	7,0 m
Número de conductores por fase	4
Diámetros de los conductores de las fases	25,89 mm
Distancia entre los subconductores	40 cm

Tabla N° 6.14 Parámetros de la línea en 500 kV Interconexión Gran Mendoza – San Juan, Argentina, estructura Cross Rope.

Voltaje entre fases	500 kV
longitud de la línea	400 Km
Año de construcción	2007
Altura media de las fases	15,87 m
Distancia horizontal entre las fases	7,5 m
Número de conductores por fase	4
Diámetros de los conductores de las fases	25,89 mm
Distancia entre los subconductores	40 cm

Tabla N° 6.15 Parámetros de la línea en 500 kV Colinas Sobradinho, Brasil, desarrollada por ELECTRONORTE, estructura Cross Rope.

Voltaje entre fases	500 kV
longitud de la línea	800 Km
Año de construcción	2008
Altura media de las fases	15,87 m
Distancia horizontal entre las fases	5,5 m
Número de conductores por fase	4
Diámetros de los conductores de las fases	25,32 mm
Distancia entre los subconductores	40 cm

Tabla N° 6.16 Parámetros de la línea en 500 kV Ancoa – Alto Jahuel, TRANSELEC, Chile, estructura atirantada en V.

Voltaje entre fases	500 kV
longitud de la línea	300 Km
Año de construcción	1985
Altura media de las fases	15,87 m
Distancia horizontal entre las fases	11,40 m
Número de conductores por fase	4
Diámetros de los conductores de las fases	24,45 mm
Distancia entre los subconductores	40 cm

Tabla N° 6.17 Parámetros de la línea en 2x500 kV Alato Jahuel – Polpaico, TRANSELEC, Chile, dos circuitos disposición vertical.

Voltaje entre fases	500 kV
longitud de la línea	50 Km
Año de construcción	2009
Distancia vertical entre fases	9,20 m
Altura media de las fases	15,87 m
Distancia horizontal entre las fases	13,38 m
Número de conductores por fase	4
Diámetros de los conductores de las fases	24,45 mm
Distancia entre los subconductores	40 cm

Tabla N° 6.18 Parámetros de la línea en 500 kV Farley – Snowdon, Alabama Power Company, USA, estructura 5L7, disposición horizontal.

Voltaje entre fases	500 kV
longitud de la línea	156 Km
Año de construcción	1977
Altura media de las fases	15,87 m
Distancia horizontal entre las fases	8,70 m
Número de conductores por fase	3
Diámetros de los conductores de las fases	30,08 mm
Distancia entre los subconductores	45 cm

Tabla N° 6.19 Parámetros de la línea en 500 kV Midpoint – Meridian, Pacific Power & Light Company, USA, estructura 5L8, disposición horizontal.

Voltaje entre fases	500 kV
longitud de la línea	875 Km
Año de construcción	1981
Altura media de las fases	15,87 m
Distancia horizontal entre las fases	9,30 m
Número de conductores por fase	3
Diámetros de los conductores de las fases	33,42 mm
Distancia entre los subconductores	45 cm

Tabla N° 6.20 Parámetros de la línea en 500 kV Cholla – Saguero, Arizona Public Service Co., USA, estructura 5L9, disposición horizontal.

Voltaje entre fases	500 kV
longitud de la línea	1742 Km
Año de construcción	1978
Altura media de las fases	15,87 m
Distancia horizontal entre las fases	8,53 m
Número de conductores por fase	2
Diámetros de los conductores de las fases	44,70 mm
Distancia entre los subconductores	45 cm

6.5 Cálculo del efecto corona.

6.5.1 Cálculo del gradiente de potencial crítico de ruptura.

En 1920 Peek, ingeniero de General Electric, dedujo experimentalmente el campo crítico del efecto corona para conductores dispuestos en geometría coaxial, resultado que se extendieron posteriormente a conductores en paralelo. Aunque la rigidez dieléctrica del aire en corriente alterna de 50 Hz depende de múltiples factores, un valor suficientemente aproximado de campo crítico corona para un conductor en disposición horizontal en presencia de aire seco y condiciones atmosféricas de 25°C y 760 mmHg, es de 29.8 kV_p/cm.

El gradiente de potencial crítico según la fórmula de Peek (6.8).

$$E_c = E_0 \cdot \delta \cdot m_c \cdot m_a \cdot \left(1 + \frac{0.301}{\sqrt{\delta \cdot R_{eq}}} \right) \quad (6.8)$$

En donde:

E_0 : Gradiente crítico disruptivo del aire a condiciones normales (25° C y 760 mmHg).

m_c : Coeficiente de rugosidad del conductor; sus valores son:

$m_c =$ uno para hilos de superficie lisa.

$m_c =$ de 0.80 a 0.95 para un conductor nuevo.

$m_c =$ de 0.60 a 0.80 para un conductor cableado envejecido.

$m_c =$ de 0.50 a 0.60 para un conductor deficiente o bajo lluvia.

$m_c =$ menores a 0.60 para un conductor bajo lluvia.

m_a : Coeficiente meteorológico, para tener en cuenta el efecto que produce la humedad, lluvia, niebla, nieve y la escarcha sobre el valor de la tensión crítica disruptiva E_c .

Sus valores son:

$m_a =$ uno para tiempo seco.

$m_a =$ 0.8 para tiempo húmedo.

Observaciones del coeficiente de estado superficial.

De acuerdo al estudio realizado por la empresa DESSAU, Estudio para la Reducción de Pérdidas y Efectos Salinos en el Sistema de Transmisión Costera de ETECEN en 200 kV, los valores de coeficiente de estado superficial bajan entre 0.2 a 0.3, por tanto es recomendable realizar programas de mantenimiento en líneas costeras.

Req. : radio equivalente del conductor en centímetros.

El radio equivalente corresponde al radio de un cilindro imaginario que denota la misma capacitancia del haz verdadero respecto a todos los subconductores vecinos y está representado por la siguiente ecuación (6.9).

$$R_{eq} = R \cdot \sqrt[n]{\frac{n \cdot r}{R}} \quad (6.9)$$

R : radio del haz de subconductores agrupados en una misma fase, en cm; es igual a (6.10).

$$R = \frac{s}{2 \cdot \text{seno}(\pi/n)} \quad (6.10)$$

s : es la separación de subconductores de fase en cm.

δ : densidad relativa del aire. A nivel práctico, y con el objeto de establecer una relación entre la altitud y la presión atmosférica, se aplica la expresión recogida en la norma de coordinación de aislamiento UNE – EN 60071-2, siendo h , la altitud media por donde discurre la línea de transmisión en metros. La densidad relativa se representa de acuerdo a la ecuación (6.11).

$$\delta = \frac{273 + 25}{273 + T_{amb}} \cdot e^{-h/8150} \quad (6.11)$$

T_{amb} : temperatura ambiente C°.

h : altura sobre el nivel del mar (m).

Los resultados muestran que el coeficiente de rugosidad del conductor y el coeficiente meteorológico son parámetros que restringen en la selección del conductor y por ende en el costo del proyecto.

Para el análisis de la tesis se utilizarán valores promedios del coeficiente de rugosidad del conductor.

Zona I (costa)

Coefficiente de rugosidad : 0.9

Coefficiente de meteorológico : 0.9

Zona II, III, IV (Sierra y Sierra Alta)

Coefficiente de rugosidad : 0.9

Coefficiente de meteorológico : 1.0

Los cálculos del gradiente crítico de ruptura dado por la fórmula de Peek (6.8) se muestran en el anexo B.

6.5.2 Cálculo del gradiente superficial del conductor.

Para calcular el gradiente de potencial máximo en la superficie del conductor se utiliza el método de Markt y Mengele, el cual es aplicable para conductores simples y fasciculados (o en haz) mediante el procedimiento que se explica a partir de la siguiente figura (6.15).

Su aplicación se divide en tres etapas.

Primera Etapa.

Consiste en reemplazar el haz de conductores por un conductor único equivalente de igual capacitancia; por lo tanto, para un haz de “n” subconductores, distribuidas regularmente en un círculo de radio R (calculada con la ecuación 6.21), como lo muestra la figura (6.15).

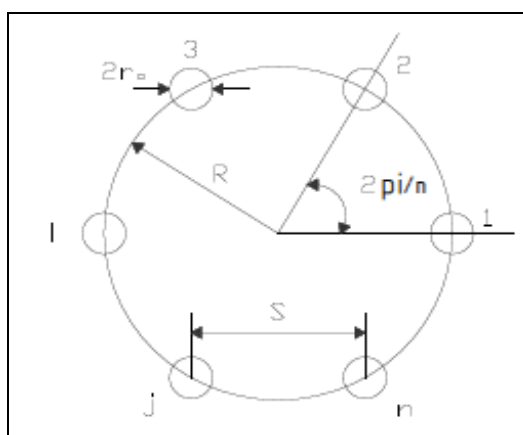


Fig. 6.15 Determinación del radio equivalente para un haz de conductor.

$$R = \frac{S}{2 \cdot \operatorname{sen}\left(\frac{\pi}{n}\right)} \quad (6.21)$$

Donde:

n : número de subconductores.

r_0 : radio de subconductor.

S : distancia entre dos subconductores consecutivos.

R : radio del círculo de subconductores.

Un conductor único colocado en el centro del haz de igual capacitancia puede llevar la misma carga total al mismo potencial. El radio de este conductor físico se determina de acuerdo con la ecuación (6.22).

$$r_{eq} = \sqrt[n]{n \cdot r_0 \cdot R^{n-1}} \quad (6.22)$$

Donde:

r_{eq} : radio equivalente del haz de igual capacitancia en cm.

r_0 : radio del subconductor en cm.

Segunda Etapa.

Se calcula el gradiente del conductor con la ecuación (6.23).

$$E(\alpha) = E_{sub} \cdot \left[1 + \frac{2 \cdot (n-1)}{S} \cdot \operatorname{sen}\left(\frac{\pi}{n}\right) \cdot \cos(\alpha) \right] \quad (6.23)$$

Donde:

α : ángulo que determina la posición del campo en un punto.

E_{sub} : voltaje promedio del gradiente en la superficie del subconductor en kVp/cm o kVrms/cm.

El voltaje promedio del gradiente en la superficie del subconductor se determinará por la ecuación (6.24).

$$E_{sub} = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot \frac{U}{n \cdot r_0 \cdot \ln\left(\frac{D}{r_{eq}}\right)} \quad (6.24)$$

Donde:

D : distancia media geométrica entre fases en cm.

U : voltaje nominal fase – fase kV.

n : número de subconductores

r_{eq} : radio equivalente

El gradiente máximo en la superficie del conductor, puede ser calculado con la ecuación (6.25) fijando α a cero en $E(\alpha)$, es decir, después de sustituir E_{sub} en $E(\alpha)$, el gradiente máximo será:

$$E(\alpha) = E_{sub} \cdot \left[1 + \frac{2 \cdot (n-1) \cdot r_0}{S} \cdot \text{sen}\left(\frac{\pi}{n}\right) \right] \quad (6.25)$$

También se puede utilizar la ecuación (6.26).

$$E(\alpha) = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot U \cdot \frac{\left[1 + \frac{2 \cdot (n-1) \cdot r_0}{S} \cdot \text{sen}\left(\frac{\pi}{n}\right) \right]}{\left(n \cdot r_0 \cdot \ln \frac{D}{\sqrt[n]{n \cdot r_0 \cdot \left(\frac{S}{2 \cdot \text{sen}\left(\frac{\pi}{n}\right)} \right)^{n-1}}} \right)} \quad (6.26)$$

Tercera Etapa

El gradiente superficial promedio se define como el promedio aritmético de los gradientes superficiales medios de subconductores individuales.

El gradiente superficial promedio máximo del haz está dado por la ecuación (6.27).

$$E_M = E_{max} \cdot \left(1 + \frac{r_0}{R} \right) \quad (6.27)$$

Para el caso de conductor hecho con hebras existe una expresión (6.28) en función del gradiente superficial promedio y del ángulo sobre la periferia del conductor debido a la no uniformidad del gradiente de voltaje en ésta; la expresión está dada por:

$$E(\theta) = E_M \cdot \left(1 + \frac{r_h}{r_0} \cdot \cos(\theta) \right) \quad (6.28)$$

Donde:

r_h : radio de la hebra.

r_0 : radio medio del conductor.

El campo superficial máximo está determinado con la ecuación (6.30).

$$E_M = E_{max} \cdot \left(1 + \frac{r_h}{r_0} \right) \quad (6.30)$$

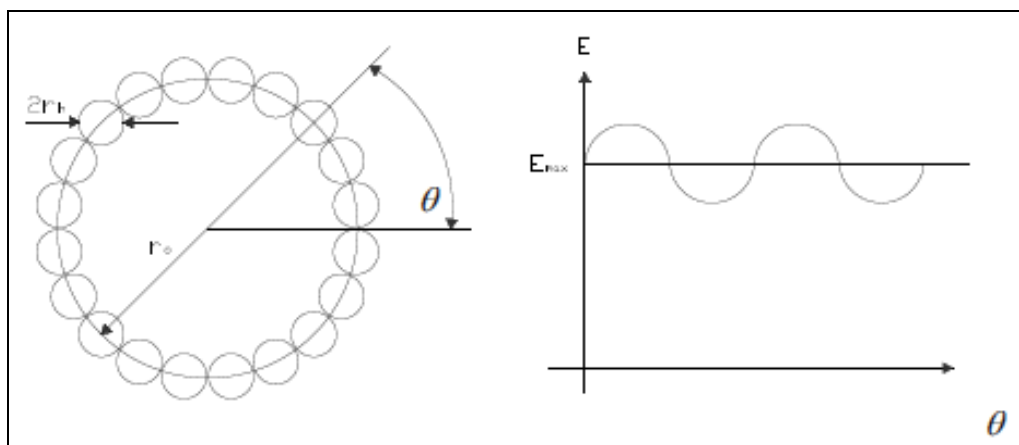


Fig. 6.16 Variación periférica del campo en conductor cableado.

Similar a un solo conductor, la controlabilidad teórica de la descarga de corona debe satisfacer la desigualdad (6.31).

$$E_{\max} \leq E_c = E_0 \cdot \delta \cdot m_c \cdot m_a \cdot \left(1 + \frac{0.301}{\sqrt{\delta \cdot R_{eq}}} \right) \quad (6.31)$$

Es decir, el gradiente eléctrico del conductor (E_{\max}). Debe ser menor que el gradiente crítico (E_c) para limitar teóricamente la descarga de corona.

La verificación del gradiente máximo en la superficie de los conductores se realizará con el software basado en el procedimiento de cálculo recomendado por “Electric Power research Institute (EPRI)” en el texto de referencia “EPRI AC Transmission Line Reference Book – 200 kV and Above, Third Edition” que consiste en comparar el gradiente máximo en la superficie de los conductores con el gradiente crítico de ruptura.

Los conductores a analizar serán ACAR y AAAC preseleccionados, considerando las siguientes zonas para el análisis:

- Zona I para altitudes hasta 1000 msnm
Para estructuras tipo Autoportante
Para estructuras tipo Cross Rope
- Zona II para altitudes hasta 3000 msnm.
- Zona III para altitudes hasta 4000 msnm.
- Zona IV para altitudes hasta 4450 msnm.

El análisis se efectuará para haces de tres (3) y cuadro (4) conductores por fase, con la finalidad de limitar el valor del gradiente eléctrico superficial del conductor a valores permitidos (los gradientes superficiales de los conductores permitidos para los diferentes altitudes se muestran en la tabla N° 2.4).

La verificación de los conductores por gradiente superficial se efectuará en el Anexo C, los resultados resumidos se presentan en la tabla N° 6.20.

Tabla N° 6.20 Relación gradiente superficial de conductor / gradiente crítico disruptivo, para conductores tipo ACAR y AAAC.

Tipo de Conductor	Tipo de Estructura	Tipo de Zona (msnm)	Sección de Conductor	Número de Conductores por fase	Gradiente Potencial del Conductor (kV/cm)	Gradiente Crítico (KV/cm)	Relación Ec/Eo
ACAR	Cross Rope	1000	1600MCM	3	14.08	16.73	0.84
	Cross Rope	1000	1000MCM	4	14.17	16.55	0.86
	Autoportante	1000	1250MCM	3	14.33	16.75	0.86
	Autoportante	1000	800MCM	4	14.31	16.56	0.86
	Autoportante	3000	1500MCM	3	13.20	15.18	0.87
	Autoportante	3000	900MCM	4	13.46	14.51	0.93
	Autoportante	4000	1900MCM	3	12.06	13.71	0.88
	Autoportante	4000	1200MCM	4	12.00	13.10	0.92
AAAC	Autoportante	4450	2000MCM	3	11.58	13.10	0.88
	Autoportante	4450	1300MCM	4	11.40	12.51	0.91

En la selección de los conductores ACAR (hasta 4 000 msnm) y AAAC (para altitudes mayores a 4 000 msnm) se analizó para 3 y 4 conductores por fase.

De acuerdo a la tabla N° 6.20 los conductores que cumplen con los requerimientos de la tabla N° 3.1 y con gradientes superficiales menores se ubica dentro del rango aceptable con respecto a la gradiente crítica disruptiva, son los siguientes:

Zona: Costa – altitud máxima 1 000 msnm.

Estructura tipo Cross Rope:

- Tres (3) conductores por fase ACAR 1600 MCM.
- Cuatro (4) conductores por fase ACAR 1000 MCM.

Estructura tipo Autoportante:

- Tres (3) conductores por fase ACAR 1250 MCM.
- Cuatro (4) conductores por fase ACAR 800 MCM.

Zona Sierra – altitud máxima 3 000 msnm.

Estructura tipo Autoportante:

- Tres (3) conductores por fase ACAR 1500 MCM.
- Cuatro (4) conductores por fase ACAR 900 MCM.

Zona Sierra – altitud máxima 4 000 msnm.

Estructura tipo Autoportante:

- Tres (3) conductores por fase ACAR 1900 MCM.
- Cuatro (4) conductores por fase ACAR 1200 MCM.

Zona Sierra – altitud máxima 4 450 msnm.

Estructura tipo Autoportante:

- Tres (3) conductores por fase AAAC 2000 MCM.
- Cuatro (4) conductores por fase AAAC 1300 MCM.

En todos los casos el gradiente superficial del conductor es menor al gradiente crítico del aire.

6.6 Cálculo de la pérdida de potencia por el efecto corona.

En los procesos elementales que intervienen en el efecto corona en las líneas de transmisión, se libera energía, la que se manifiesta en forma de calor, luminosidad, radiaciones electromagnéticas, generación de productos químicos (ozono), ruido que produce interferencias en un amplio rango de frecuencias e incluso vibraciones mecánicas. Toda esta energía liberada proviene del campo eléctrico de la línea y por lo tanto es parte de la energía que se transmite, constituyendo las pérdidas corona.

La pérdida corona para condiciones climáticas de buen tiempo es insignificante en conductores bien dimensionados. No obstante, esta pérdida está siempre presente y representa una cierta cantidad de energía consumida por la línea. Sin embargo, para condiciones de mal tiempo, estas pérdidas pueden ser del orden de 100 veces las pérdidas en caso de buen tiempo y puede variar en un factor 10 entre lluvia fuerte y leve [17].

6.6.1 Métodos de cálculo de pérdidas por corona.

Para el cálculo de pérdidas por corona se utilizarán métodos que se diferencian esencialmente por el tipo de conductor de línea y por las condiciones atmosféricas.

a. Método de Maruvada [8].

Esta fórmula (6.32) es la que está dando mejor correlación en zonas sometidas a contaminación con clima desértico (caso de la costa del Perú) y su expresión es la siguiente:

$$P = K_p N f r^2 (E - E_o)^{2.05} \quad (6.32)$$

P : pérdidas corona en kW/Km.

Kp : constante empírico determinado en forma experimental, la constante depende de la cantidad de subconductores por fase [4].

- Para un conductor por fase $K_p = 0.000775$.

- Para dos conductores por fase $K_p = 0.0014$.
- Para tres conductores por fase $K_p = 0.0018$.
- Para cuatro conductores por fase $K_p = 0.0022$.

f : frecuencia en Hz.

r : radio del subconductor en cm.

E : gradiente superficial del conductor en kV/cm.

E_o : gradiente crítico disruptivo del aire en kV/cm.

N : número de subconductores por fase.

b. Método EdF (Fórmula de acuerdo con Gary y Moreau) [4].

Los investigadores C. Gary y M. Moreau desarrollaron dos métodos para el cálculo de pérdidas corona para conductor tipo en haz.

Uno de estos métodos es aplicable a condiciones climáticas de buen tiempo y el otro para mal tiempo.

b.1 Método EdF para buen tiempo.

Este método es aplicable para un conductor fasciculado de “n” subconductores por fase.

La ecuación (6.33) es válida para cables unipolares y paquetes.

$$P = P_0 \cdot (d/2)^{1.8} \cdot (n+6)^2 \cdot 10^{7(E/E_c-0.7)} \cdot \frac{f}{50} \cdot 10^{(A/300)/10} \quad (6.33)$$

P : pérdida de haz (W/m).

P_o : $1.5 \cdot 10^{-2}$ para nuevos conductores y contaminados.

P_o : $1.5 \cdot 10^{-3}$ para conductores de edad y limpio, estos valores son determinados de la figura 6.17.

d : diámetro de los subconductores (cm).

n : número de subconductores en el haz.

E : gradiente de la superficie máximo (kV/cm).

E_c : gradiente de inicio de corona (kV/cm).

f : frecuencia (Hz).

A : altura sobre el nivel del mar (m).

Consideraciones:

- Para los cálculos de pérdidas corona se considerará $P_o 1.5 \cdot 10^{-2}$.
- La constante “A” se determinará de acuerdo al punto 2.6.
- Los gradientes de la superficie máximo serán de acuerdo a la tabla N°6.20.

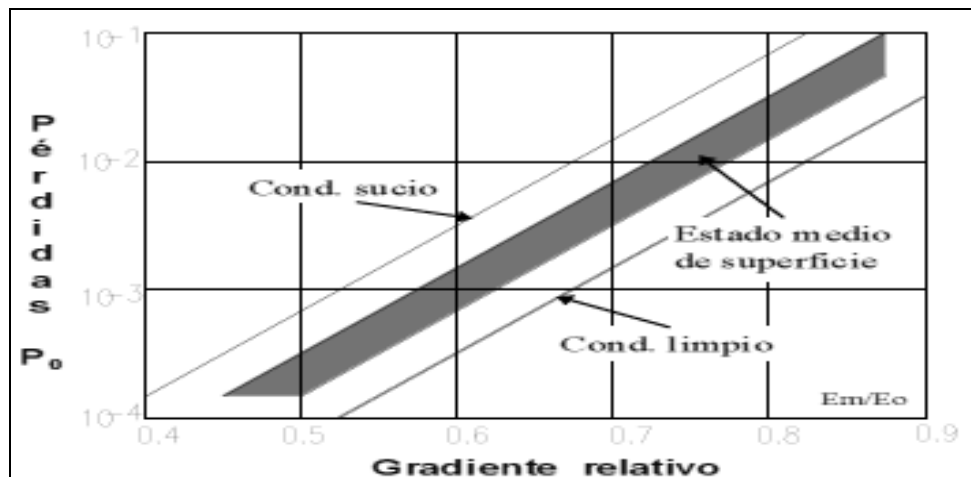


Fig. 6.17 P_o (factor de pérdidas) en función de Em/Eo para conductores secos.

b.2 Método EdF para mal tiempo.

Este método es un proceso analítico desarrollado rigurosamente y verificado experimentalmente con mediciones en líneas y en jaulas de prueba. Fueron utilizadas configuraciones de haz de 1 a 8 subconductores, con diámetro entre 2.0 y 5.8 cm por conductor.

La pérdida corona de un paquete de conductores está dada por la ecuación (6.34):

$$P = \frac{f}{50} \cdot \left[n \cdot \frac{d}{2} \cdot \left(1 + \frac{0.3}{\sqrt{d/2}} \right) \right]^2 \cdot \frac{\ln(R_{zero} / R_{eq}) \cdot \ln(R_{corona} / R_{eq})}{\ln(R_{zero} / R_{corona})} \cdot P_n \quad (6.34)$$

P : pérdida de potencia (W/m)

f : frecuencia (Hz)

n : número de subconductores

d : diámetro subconductor (cm)

R_{zero} : radio de un cilindro equivalente potencial cero que produciría el mismo gradiente de la superficie con el mismo voltaje a tierra.

R_{eq} : es el radio de haz equivalente, es decir, el radio de un solo conductor que tiene la misma capacidad para suelo (cm).

R_{corona} : es el radio de la corona de carga de espacio que envuelve el paquete (cm)

Las ecuaciones siguientes proporcionan R_{zero} , R_{eq} , y R_{corona} .

$$R_{corona} = 18\sqrt{d/2} \quad (6.35)$$

La ecuación (6.35) es aplicado para un simple conductor.

$$R_{corona} = 18\sqrt{n \cdot d / 2 + 4} \quad (6.36)$$

La ecuación (6.36) es aplicado para un haz de conductor.

$$R_{eq} = \frac{D_{bundle}}{2} \sqrt[n]{n \cdot d / D_{bundle}} \quad (6.37)$$

D_{bundle} : diámetro del haz

La ecuación (6.37) es aplicada para calcular el radio corona.

$$R_{zero} = R_{eq} \cdot e^{2V/(E_{ave} \cdot d \cdot n)} \quad (6.38)$$

V : voltaje a tierra (kV)

E_{ave} : gradiente superficial media (kV/cm)

Otra forma de representar la ecuación (6.38) es con la ecuación (6.39)

$$R_{zero} = R_{eq} \cdot e^{2\pi \epsilon_0 / C_p} \quad (6.39)$$

El uso de la ecuación (6.39) requiere, sin embargo, el cálculo previo de C_p , que también es bastante fácil. Antes de calcular los campos de superficie conductores eléctricos, la carga por unidad de longitud de la fase, g_p , ya se calcula. El valor de C_p , se obtiene simplemente como $C_p = g_p / V$, siendo V la tensión de fase a tierra.

El valor de P_n se deriva de tablas que proporciona el libro Transmission Line Reference Book 200 kV and above. Ecuaciones aproximadas fueron desarrolladas para conductores de edad avanzada y unos pocos tipos de lluvia.

$$\ln(P_n) = -1.5 + 3.07 \cdot \left(1 - e^{-\frac{E/E_c - 0.45}{0.39}} \right) \quad (6.40)$$

Para lluvia ligera (0.3 mm/h), se aplica a la ecuación (6.40).

$$\ln(P_n) = -1.5 + 2.96 \cdot \left(1 - e^{-\frac{E/E_c - 0.385}{0.37}} \right) \quad (6.41)$$

Para lluvias medias (2.5 mm/h), se aplica a la ecuación (6.41).

$$\ln(P_n) = -1.5 + 2.72 \cdot \left(1 - e^{-\frac{E/E_c - 0.35}{0.31}} \right) \quad (6.42)$$

Para fuertes lluvias (10 mm/h), se aplica a la ecuación (6.42).

Para otros valores se puede determinar median relaciones proporcionales.

c. Método BPA [5].

c.1 Método BPA para Buen Tiempo.

La pérdida de potencia por el efecto corona para buen tiempo, se calcula con la siguiente ecuación (6.43).

$$P_{rain}(dB) = 14.2 + 65 \log_{10}(E/18.8) + 40 \log_{10}(d/3.51) + K_1 \cdot \log_{10}(n/4) + A/300$$

(6.43)

$P_{rain}(dB)$: pérdida del haz (dB por encima de 1 W/m) en la lluvia (con una intensidad de 1,7 mm/h).

d : diámetro del subconductor (cm).

n : número de subconductores en el haz.

E : gradiente de la superficie máxima (kV/cm).

A : altura (m).

$K_1=13$ para $n \leq 4$ y $K_1=19$ para $n > 4$.

Restando 17 bB, convirtiendo en W/m, y la adición de la corrección de frecuencia, que no se incluyó en la ecuación de BPA, se obtiene la ecuación (6.44).

$$P = \frac{f}{60} \cdot 10^{(P_{rain}(dB)-17)/10}$$

(6.44)

f : es frecuencia (Hz)

c.2 Método BPA para mal tiempo.

La ecuación (6.45) establecida por la fórmula BPA, para mal tiempo (con una intensidad de 1,7 mm/h).

$$P_{rain}(dB) = 14.2 + 65 \log_{10}(E/18.8) + 40 \log_{10}(d/3.51) + K_1 \cdot \log_{10}(n/4) + A/300$$

(6.45)

Para diferentes tasas de lluvia se recomienda añadir K_2 (dB), de acuerdo a la siguiente ecuación (6.46).

$$K_2 = 10 \cdot \log(RR/1.676)$$

(6.46)

Para una tasa de lluvia $RR \leq 3.6$ mm/h.

$$K_2 = 3.3 + 3.5 \cdot \log(RR/3.6)$$

(6.47)

Para > 3.6 mm/h se aplica la ecuación (6.48).

RR : tasa de lluvia (mm/h)

Tomar una tasa de intensidad de lluvia “pesada” de 10 mm/h trae como consecuencia añadir a la fórmula BPA mal tiempo la siguiente expresión (6.48).

$$3.3 + 3.5 \cdot \log(10/3.6) = 4.85 \text{ dB}$$

(6.48)

Además convertir la fórmula BPA en W/m y la adición de la corrección de frecuencia, que no se incluyó en la ecuación de BPA, la ecuación (6.49) se obtiene.

$$P_{heavy\ rain} = \frac{f}{60} \cdot 10^{(P_{rain}(dB)+4.85)/10} \quad (6.49)$$

d. Método IREQ (mal tiempo) [5].

El método IREQ es aplicado a pérdidas corona con lluvia intensa (> 10 mm/h) viene dada por la ecuación (6.50).

$$P_b = \frac{C_b}{C_s} \sum_1^n \frac{1}{2\pi} \int_\alpha^\beta P_s(E_{max}, E_{ave}, d, \Phi) d\Phi \quad (6.50)$$

P_b : pérdida corona (W/m)

C_b : capacitancia del haz en la fase que se está considerando.

C_s : capacitancia de un solo conductor de diámetro “d” en una jaula con un diámetro de 5.35.

m : diámetro equivalente IREQ jaula

n : número de subconductores

E_{max} : gradiente máximo del paquete (kV/cm)

E_{ave} : gradiente medio del paquete (kV/cm)

d : diámetro del subconductor (cm)

Φ : ángulo que define un punto de la superficie del subconductor.

α y β : ángulos que definen la ubicación de las gotas de agua sobre la superficie de los subconductores (ver figura 6.18).

P_s : pérdida de corona de un solo conductor ($n=1$, $E_{m\acute{a}x.}=alero=E$ en todos los ángulos Φ) con gotas de agua sobre toda la superficie ($\beta - \alpha = 2\pi$), dada por la siguiente ecuación (6.51) en (W/m).

$$P_s = 2.75 \cdot 10^{-8} \cdot E^{5.8} \cdot d^{2.46} \quad (6.51)$$

La medición del ángulo con referencia a la línea horizontal (ángulos positivos sentido contrario a las agujas del reloj), los ángulos θ_i en la que el gradiente máximo se produce en cada subconductor de un paquete de n-subconductor.

Para $n = 2$, $\theta_i = (i - 1)\pi$, $i = 1, n$; and for $n > 2$, $\theta_i = (2i - 1)\pi/n$, $i = 1, n$

La variación del campo eléctrico con el ángulo ϕ alrededor de cada subconductor se da por la ecuación (6.52).

$$E_i(\phi) = E_{ave} + (E_{max} - E_{ave}) \cos(\phi - \theta_i), \quad i = 1, n \quad (6.52)$$

Suponiendo $\beta - \alpha = \delta$ (valor por defecto de $\delta = \pi$) y el agua que cae en forma simétrica alrededor del punto inferior, los valores de α y β se obtienen de la siguiente expresión (6.53):

$$\alpha = (3\pi - \delta)/2 ; \beta = (3\pi + \delta)/2 \quad (6.53)$$

Las pérdidas de corona se calculan con la siguiente ecuación (6.54).

$$P = 2.75 \cdot 10^{-8} \cdot d^{2.46} \cdot \frac{C_b}{C_s} \cdot \frac{1}{2\pi} \sum_{i=1}^n \int_{\alpha}^{\beta} [E_i(\phi)]^{5.8} d\phi \quad (6.54)$$

Los integrales de expresión P se calculan numéricamente.

Para conductores viejos se recomienda utilizar para $(\beta - \alpha)$ un valor del orden de π o menos, pero para fuertes lluvias se aplicará $(\beta - \alpha = 2\pi)$, ver la figura 6.18 para su aplicación.

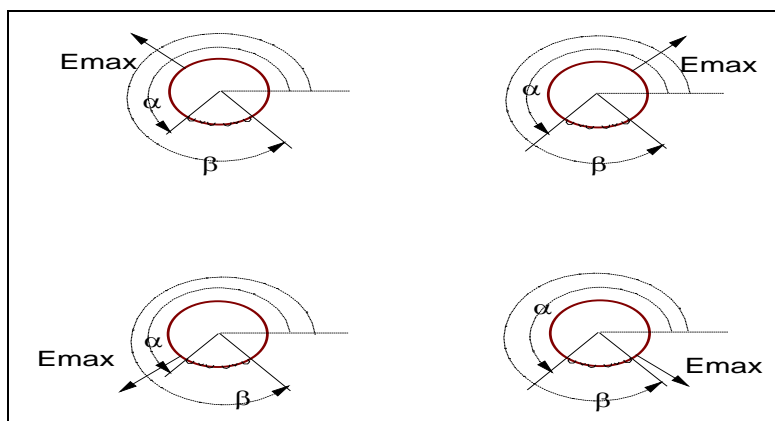


Fig. 6.18 Ángulos que definen la ubicación de las gotas de agua sobre la superficie de los subconductores.

e. Método EPRI [5].

El método del EPRI evalúa las pérdidas corona en buen y mal tiempo utilizando para ello formulaciones empíricas basadas en experimentos efectuados sobre líneas reales.

e.1 Método EPRI para Buen Tiempo.

El método EPRI para buen tiempo es descrito de acuerdo a la ecuación (6.55).

$$P_{bti} = \frac{0,0000337}{\log\left(\frac{Deq}{ri}\right)} \cdot f \cdot Vi^2 \cdot FC \quad (6.55)$$

Donde:

P_{bti} : pérdidas en buen tiempo por fase (kW/milla)

f : frecuencia del sistema (Hz)

Vi : tensión RMS fase neutro en el conductor i (kVrms)

FC : factor corona (depende de la relación V/Vo).

Deq : distancia equivalente entre fases (cm).

Ri : radio del conductor i (cm).

Vo : tensión RMS crítica de Peek (kV rms).

La relación V/Vo es numéricamente igual a E/Eo el gradiente superficial determinado por medio de los coeficientes de Maxwell.

Eo : el campo eléctrico disruptivo o gradiente de Peek que depende de las condiciones ambientales y de la altura sobre el nivel del mar.

Tabla N° 6.21 Factor de corona según la relación E/Eo.

Relación de Tensiones (E/Eo)	Factor Corona (FC)
0.60	0.011
0.70	0.014
0.80	0.018
0.90	0.025
1.00	0.036
1.10	0.053
1.20	0.083
1.30	0.150
1.50	0.930
2.00	7.000
10.00	28.000

e.2 Método EPRI para mal tiempo.

En el mal tiempo se produce la mayor cantidad de pérdidas por el efecto corona en la líneas de transmisión. La razón de ello es que bajo condiciones de lluvia se presentan mayores posibilidades de iniciación del fenómeno corona en el conductor, dado que se afecta la conductividad del aire en forma tal que cuando mayor es la intensidad de las precipitaciones mayor es su conductividad facilitándose, por tanto la conducción transversal desde el conductor hacia el exterior (lo cual en la práctica equivale a una pérdida de energía en forma de calor en el aire o pérdidas por efecto corona)

La pérdida efectiva de corona para paquetes de 6 conductores con lluvia intensa (13 -25 mm/h) viene dada por la ecuación (6.56).

$$P_6 = 3.37 \cdot 10^5 \cdot e^{-95/E} \cdot e^{-9.14/d} \quad (6.56)$$

Donde:

E : gradiente superficial del conductor (kV/cm).

d : diámetro del conductor en cm.

La pérdida de un paquete con subconductores “n”, se calcula a partir de un paquete con 6 subconductores utilizando la ecuación (6.57):

$$P_n = P_6 \cdot K_{CL} \quad (6.57)$$

Donde:

Para conductores con diámetro de 2.33 cm se utiliza la ecuación (6.58).

$$K_{CL} = \frac{n}{6} \cdot [0.40 + 0.0033(n-1)^{1.80}] \quad (6.58)$$

Para conductores con diámetro de 3.30 cm se utiliza la ecuación (6.59).

$$K_{CL} = \frac{n}{6} \cdot [0.67 + 0.0165(n-1)^{1.86}] \quad (6.59)$$

Para conductores con diámetro de 4.63 cm se utiliza la ecuación (6.60).

$$K_{CL} = \frac{n}{6} \cdot [1.14 \cdot n - 1.37(n-1)^{0.9}] \quad (6.60)$$

Para otros valores de diámetro se utilizará una interpolación lineal (o extrapolación).

La pérdida corona se calcula a partir de la pérdida efectiva por la ecuación (6.61).

$$P = P_n \cdot \frac{\ln(R_{zero} / R_{eq})}{\ln(R_{zero} / R_{corona})} \quad (6.61)$$

Donde:

El valor de R_{eq} se calcula con la siguiente (6.62).

$$R_{eq} = \frac{D_{bundle}}{2} \sqrt[n]{n \cdot d / D_{bundle}} \quad (6.62)$$

D_{bundle} : diámetro del haz

El valor de R_{zero} se calcula con la ecuación (6.63) o la ecuación (6.64)

$$R_{zero} = R_{eq} \cdot e^{2V / (E_{ave} \cdot d \cdot n)} \quad (6.63)$$

V : voltaje a tierra (kV)

E_{ave} : gradiente superficial media (kV/cm)

$$R_{zero} = R_{eq} \cdot e^{2\pi \epsilon_0 / C_p} \quad (6.64)$$

El valor de R_{corona} se calcula con la ecuación (6.65).

$$R_{corona} = \sqrt{270 \cdot n \cdot d / 2 + (D_{bundle} / 2)^2} \quad (6.65)$$

f. Método EPRI - EHV (mal tiempo) [5].

El método está orientado para tensiones mayores a 345 kV.

Para cada paquete la pérdida corona ésta dada por la ecuación (6.66).

$$P = V \cdot J \cdot \frac{d^2}{4} \cdot \ln(1 + 10 \cdot RR) \cdot \sum_{i=1}^n E_{bottom}^5 \quad (6.66)$$

P : pérdida de potencia (W/m)

J : constante de pérdida de corriente.

7.04 x 10⁻¹⁰ para V = 400 kV .

5.35x 10⁻¹⁰ para V = 500 kV y 765 kV.

d : diámetro del subconductor (cm)

RR : intensidad de la lluvia mm/h.

n : número de subconductores

E_{bottom} : gradiente de superficie en la parte inferior de cada subconductor (kVpico/cm)

Se supone que la pérdida de corona no depende de la orientación del haz. Si esto es así, la ecuación anterior se puede expresar con la siguiente ecuación (6.67).

$$P = V \cdot J \cdot \frac{d^2}{4} \cdot \ln(1 + 10 \cdot RR) \cdot n \cdot \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} E^5 d\Phi \quad (6.67)$$

E : es el campo eléctrico (kV/cm) en la superficie de un subconductor, en un punto caracterizado por una “ϕ” ángulo con la horizontal.

6.6.2 Cuadro de resultados y conclusiones parciales.

El cálculo de las pérdidas corona será determinado con el software basado en el procedimiento de cálculo recomendado por “Electric Power research Institute (EPRI)” en el texto de referencia “EPRI AC Transmission Line Reference Book – 200 kV and Above, Third Edition”.

Los resultados serán evaluados bajo los diferentes métodos desarrollados en esta tesis, antes se determinará el valor de la constante de rugosidad del conductor en base a la intensidad de lluvia.

El factor “m”, para un mismo valor de intensidad de lluvia puede variar entre 20 y 30 %, dependiendo del grado de envejecimiento del conductor. Esta variación puede traducirse perfectamente en una variación de hasta 100 % en las pérdidas específicas.

Tomando como base el “Estudio para Reducción de Pérdidas y Efecto Salinos en el Sistema de transmisión Costera de ETECEN en 220 kV” desarrollado en 1996, donde determinan el valor del estado superficial del conductor, corroborando con mediciones hechas en las líneas de 220 kV de ETECEN, se determina el siguiente tabla [8].

Tabla N° 6.22 Factores de superficie para conductor.

	Mínimo	Promedio	Máximo
Limpio	0.84	0.84	0.84
Normal	0.5	0.6	0.7
Sucio	0.3	0.35	0.4
Muy Sucio	0.2	0.25	0.3

De acuerdo a los valores presentados en la tabla N° 6.22, se seleccionará como valor promedio la constante de rugosidad ($m=0.6$).

Para la determinación de la intensidad de lluvia se recurrirá al siguiente cuadro.

Tabla N° 6.23 Factores de intensidad de la lluvia [14].

Intensidad de la lluvia/m	Intensidad de la lluvia (mm/h)			
	0.1	1	10	100
Peores valores Observados	0.4	0.4	0.4	0.4
Conductores Nuevos	0.58	0.54	0.46	0.4
Conductores Envejecidos	0.4	0.35	0.3	0.25

Tabla N° 6.23 Cálculo de pérdidas corona con diferentes métodos.

Tipo de Conductor	Tipo de Estructura	Tipo de Zona (msnm)	SECCIÓN DE CONDUCTOR	Número de Conductores por fase	Método Mavuada (kW/Km)	Método EdF Mal Tiempo (kW/Km)	Método BPA Mal Tiempo (kW/Km)	Método IREQ Mal Tiempo (kW/Km)	Método EPRI Mal Tiempo (kW/Km)	Método EPRI - EHV Mal Tiempo (kW/Km)
ACAR	Cross Rope	1000	1600MCM	3	16.63	-	-	-	-	-
	Cross Rope	1000	1000MCM	4	20.36	-	-	-	-	-
	Autoportante	1000	1250MCM	3	15.90	-	-	-	-	-
	Autoportante	1000	800MCM	4	18.14	-	-	-	-	-
	Autoportante	3000	1500MCM	3	23.38	25.34	26.36	-	-	22.38
	Autoportante	3000	900MCM	4	29.97	30.56	32.44	-	-	25.76
	Autoportante	4000	1900MCM	3	35.59	37.45	38.53	-	-	34.52
	Autoportante	4000	1200MCM	4	37.82	39.45	40.76	-	-	36.89
AAAC	Autoportante	4450	2000MCM	3	44.91	48.40	49.65	-	-	37.50
	Autoportante	4450	1300MCM	4	46.04	50.34	51.25	-	-	39.65

Tabla N° 6.24 Cálculo de pérdidas corona promedio.

Tipo de Conductor	Tipo de Estructura	Tipo de Zona (msnm)	Sección de Conductor	Número de Conductores por fase	Pérdidas Corona Promedio (kW/Km)	Pérdidas Corona (kW) 5 Km
ACAR	Cross Rope	1000	1600MCM	3	16.63	83.14
	Cross Rope	1000	1000MCM	4	20.36	101.80
	Autoportante	1000	1250MCM	3	15.90	79.52
	Autoportante	1000	800MCM	4	18.14	90.71
	Autoportante	3000	1500MCM	3	24.37	121.83
	Autoportante	3000	900MCM	4	29.68	148.42
	Autoportante	4000	1900MCM	3	36.52	182.61
	Autoportante	4000	1200MCM	4	38.73	193.65
AAAC	Autoportante	4450	2000MCM	3	45.12	225.58
	Autoportante	4450	1300MCM	4	46.82	234.10

De acuerdo al cuadro de resultados se puede concluir lo siguiente:

- El método de Maruvada es el que mejor se ajusta en zonas costeras.
- Los métodos de EdF, BPA y EPRI –EHV solo se aplica para zonas con altitudes mayores a 1000 msnm.
- Los métodos IERQ y EPRI solo es aplicado para condiciones severas (casos particulares de la zona).
- Los valores finales de pérdidas corona será el promedio de los valores de todos los métodos que mejor se ajusten para cada zona.

6.7 Evaluación económica.

6.7.1 Consideraciones para el cálculo económico de las pérdidas corona.

- Tensión de línea : 500 kV
- Longitud de la L.T referencial : 5 Km.
- Potencia de transmisión : 1 000 MVA.
- Número de conductores por fase : 3 y 4.
- Tasa de descuento : 12.0 %
- Factor de actualización para 20 años : 7.47
- Costo de potencia (promedio) : 72.0 \$/MW-Año
- Costo de energía (promedio) : 35.0 \$/MWh
- Pérdida de potencia : De acuerdo a la tabla N° 6.24.

Los costos de potencia y energía promedio serán tomados de las tablas vigentes del Osinergmin.

6.7.2 Cuadro de resultados y conclusiones parciales.

Tabla N° 6.25 Cálculo económico de pérdidas corona hasta altitudes de 3 000 msnm.

ITEM	UNIDAD	Aluminium Conductor Alloy Reinforced (ACAR)					
		Zona - Costa (1000 msnm)				Zona - Sierra (3000 msnm)	
		Estructura Tipo Cross Rope		Estructura Tipo Autoportante		Estructura Tipo Autoportante	
		3x1600 MCM	4x1000 MCM	3x1250 MCM	4x800 MCM	3x1500 MCM	4x900 MCM
PERDIDAS CORONA							
Perdidas de Potencia	MW	0.083	0.102	0.080	0.091	0.122	0.148
Perdidas de energía anual	MWh/año	59.86	73.30	57.26	65.31	87.72	106.86
Costo de perdidas de energía	US \$	2095.22	2565.41	2003.98	2285.99	3070.14	3740.07
Costo de perdidas de Potencia	US \$	5.99	7.33	5.73	6.53	8.77	10.69
Costo de perdidas totales	US \$	2101.20	2572.74	2009.71	2292.52	3078.91	3750.76
Costo de perdidas Joule Actualizadas	US \$	15694.83	19216.92	15011.40	17123.85	22997.75	28016.08

Tabla N° 6.26 Cálculo económico de pérdidas corona hasta altitudes de 4 450 msnm.

ITEM	UNIDAD	ACAR		AAAC	
		Zona - Sierra (4000 msnm)		Zona - Sierra (4450 msnm)	
		Estructura Tipo Autoportante		Estructura Tipo Autoportante	
		3x1900 MCM	4x1200 MCM	3x2000 MCM	4x1300 MCM
PERDIDAS CORONA					
Perdidas de Potencia	MW	0.183	0.194	0.226	0.234
Perdidas de energía anual	MWh/año	131.48	139.43	162.42	168.55
Costo de perdidas de energía	US \$	4601.84	4879.89	5684.60	5899.25
Costo de perdidas de Potencia	US \$	13.15	13.94	16.24	16.85
Costo de perdidas totales	US \$	4614.98	4893.83	5700.85	5916.10
Costo de perdidas Joule Actualizadas	US \$	34471.36	36554.20	42582.14	44189.99

A continuación se presenta el gráfico de columnas para una mejor visualización de las pérdidas corona.

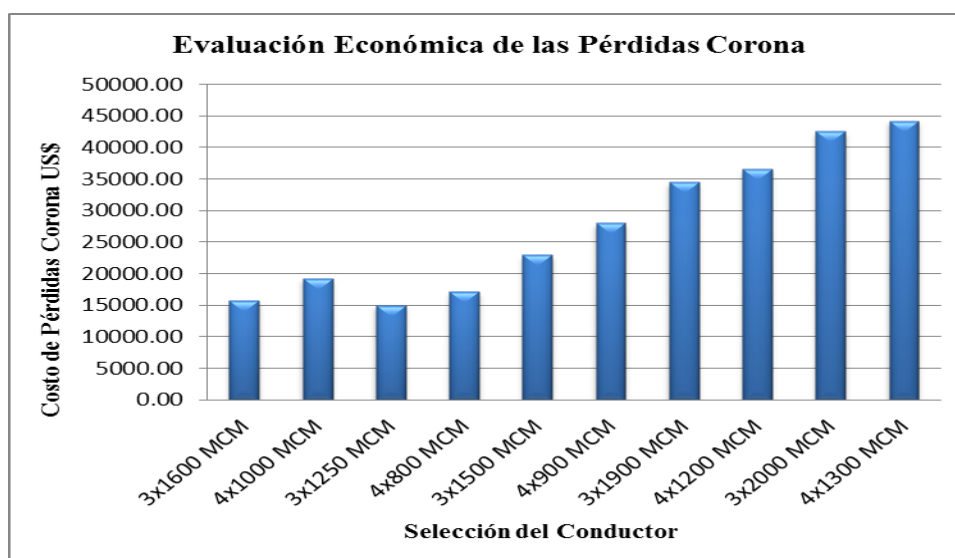


Fig. 6.19 Evaluación de las pérdidas corona de todas las zonas analizadas.

De acuerdo a los resultados obtenidos se concluye lo siguiente:

- Las pérdidas corona solo se dan en las peores condiciones (lluvias intensas).
- Para condiciones buenas no se produce el efecto corona, debido a que los gradientes superficiales de los conductores seleccionados son menores al gradiente crítico del aire.
- Para un periodo de 20 años las pérdidas corona como máxima representa un 12 % de las pérdidas Joule.
- Las pérdidas corona son mayores en zonas con altitudes mayores a 4000 msnm debido a las condiciones severas (lluvias intensas).

CAPÍTULO VII

ANÁLISIS DE CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS

7.1 Introducción.

Los campos electromagnéticos existen en el medio ambiente, y son de diverso tipo y origen (naturales y artificiales), siendo una característica importante si son ionizantes o no-ionizantes, debido a los efectos negativos sobre la salud que presentan los primeros.

Los campos electromagnéticos naturales son eminentemente estáticos, con un valor promedio menor a 0.2 kV/m. El campo magnético estático tiene una intensidad promedio de 50 μ Tesla (500 mG).

Los campos electromagnéticos artificiales son aquellos producidos por las fuentes creadas por el hombre, existiendo de distintas intensidades y frecuencias. Las radiaciones de tipo ionizantes tienen frecuencias en un rango de los 10¹⁶ hasta los 10²⁰ Hertz (Hz), y en este grupo se encuentran los rayos x, γ y ultravioleta, los cuales tienen suficiente energía para producir daños en las células de los seres vivos. Las radiaciones de tipo no-ionizantes tienen una frecuencia menor a 10¹⁶ Hz, se caracterizan por producir calentamiento, efectos fotoquímicos y por transmitir información. Se encuentran en este grupo las frecuencias extremadamente bajas (ELF), las radiofrecuencias (AM, FM y TV), las microondas, los rayos infrarrojos y la luz visible.

Los campos electromagnéticos producidos por los sistemas de energía eléctrica son clasificados en: campos de extremadamente baja frecuencia (ELF) de 0 a 3000 Hz, y las interferencias electromagnéticas (EMI), que tienen un amplio espectro de frecuencia. Las ELF consideran los campos eléctricos y magnéticos de 50 o 60 Hz y sus armónicos. Las EMI tienen una ancho banda de frecuencia, desde los kHz hasta los GHz y están asociadas al efecto corona.

Los campos eléctricos y magnéticos de 50 o 60 Hz producidos por las líneas y subestaciones eléctricos, han tomado gran importancia en los últimos años, debido a la creciente preocupación por los posibles efectos de estos campos sobre la salud de las personas.

En las líneas de transmisión y subestaciones asociadas, el efecto del campo magnético en las personas es mayor que el campo eléctrico. Esto se debe a que el campo magnético induce corriente en todo el cuerpo de la persona, sin embargo el campo eléctrico sólo induce corrientes en la superficie del campo [6].

En todas las líneas y subestaciones eléctricas con nivel de tensión igual o superior a 138 kV el efecto corona comienza a tener importancia. Las manifestaciones más importante del fenómeno corona son la generación de ruido acústico y campos electromagnéticos. Estos campos electromagnéticos tienen un amplio espectro de frecuencia que va desde los pocos Hz a los GHz, y su principal consecuencia son las interferencias en las telecomunicaciones. Esta interferencia es más evidente en la banda de radio AM (535 – 1.605 kHz) y de televisión (90 a 220 MHz).

7.2 Campos electromagnéticos en líneas de transmisión.

El ambiente electromagnético creado por las líneas de transmisión de potencia es bastante complejo, ya que intervienen diferentes factores como la disposición geométrica de los conductores y sus retornos por tierra. Los campos creados a la frecuencia nominal de 60 Hz son los predominantes en cuanto a magnitud y duración, aunque en la línea de potencia circulan otras corrientes con frecuencias armónicas que también producen campos electromagnéticos, por lo que los campos electromagnéticos creados por líneas de transmisión se clasifican como campos de extra baja frecuencia (Extremely Low Frequency, ELF).

Existen otros tipos de fuentes dentro de la misma línea de transmisión que producen campos electromagnéticos en otros anchos de banda, por ejemplo, corona en líneas de transmisión.

El uso de corredores comunes para líneas de transmisión de potencia y otros sistemas de transmisión huéspedes (cables de telecomunicaciones, tuberías de gas, vías de ferrocarril, etcétera) pueden tener problemas debido al acoplamiento electromagnético [3].

7.2.1 Campos eléctricos en líneas de transmisión

El campo eléctrico en la cercanía de las líneas de transmisión de alta tensión depende de la magnitud y ángulo de fase de la tensión aplicada a los conductores de las fases, así como a la geometría de la línea definida en términos del calibre del conductor, distancias entre conductores y a la altura de los conductores sobre el piso. Los cálculos consideran una geometría idealizada con conductores paralelos infinitamente largos. La tierra se considera perfectamente conductora y se consideran las imágenes de los cables. Los

campos de los conductores y sus imágenes se superponen en magnitud y fase para producir el campo total en un lugar determinado.

Para el diseño de la línea, es de interés el valor máximo que ocurre dentro del derecho de vía y el valor del campo en el borde del mismo derecho de vía.

7.2.2 Campo magnético en líneas de transmisión.

El campo magnético a frecuencia industrial está presente en la mayor parte de nuestro entorno, dado que las líneas de transmisión están ubicadas tanto en zonas rurales como urbanas. Por esta razón, es de gran interés para la comunidad científica y técnica y para algunos sectores gubernamentales analizar los efectos sobre las personas y equipos eléctricos y electrónicos asociados a la interacción directa con los campos magnéticos. Este interés se ha reflejado en la ejecución de múltiples investigaciones y la expedición de normas que establecen límites de exposición de campos electromagnéticos.

Por otro lado, los estudios coinciden en que para abordar el problema de campos electromagnéticos se deben considerar dos pasos. El primero consiste en calcular las intensidades de campo magnético generados por las líneas de transmisión en este sentido, varias publicaciones técnicas se han presentado en la literatura. De acuerdo con Memari y Janischewskyj (1996) y Memri (2005), el cálculo del campo magnético producido por una línea de transmisión comienza con el conocimiento de su geometría y sus condiciones de carga, luego se calcula como la suma vectorial del campo magnético generado por cada conductor; este método es igual para implementar en programas de simulación. En Kaune y Zaffanella (1992) se presentan expresiones analíticas para calcular el campo magnético lejano, sin embargo, no son adecuadas para determinar el comportamiento del campo magnético cercano, por ejemplo, debajo de la línea de transmisión. En Pettersson (1996) la expresión multipolar fue utilizada para derivar expresiones analíticas simples de cálculo de campo magnético mediante la identificación de vectores espaciales de dos dimensiones con números complejos; el único problema es la confusión que se genera al utilizar los complejos como fasores.

El segundo paso para abordar el problema de campos electromagnético consiste en determinar la efectividad y viabilidad de las técnicas de mitigación. En general, se han desarrollado diferentes técnicas para determinar el apantallamiento del campo magnético; se pueden encontrar expresiones analíticas para geometrías sencillas, y para los más complicados se utiliza técnicas numéricas. En Cadavid et al. (2007) se menciona diversos métodos para mitigar el campo magnético producidos por una línea de transmisión, tales

como incrementar la distancia entre los conductores de la línea de transmisión, balancear las corrientes de fase, utilizar láminas conductoras y ferromagnéticas, instalar bucles activos o pasivos y reorganizar las fases en diferentes circuitos [16].

7.3 Cálculo de los campos electromagnéticos mediante el software EPRI.

7.3.1 Cálculo del campos eléctricos [5].

El este punto se tratará el cálculo del campo eléctrico a cierta distancia de los conductores. En la mayoría de los casos, el campo eléctrico generada por las líneas de transmisión puede ser calculadas con suficiente precisión mediante un análisis simplificada de dos dimensiones.

Los supuestos para el cálculo del campo eléctrico y el potencial del espacio son los siguientes:

- Los conductores son tratados como si fueran infinitamente largos y paralelos a una tierra conductora plana.
- Si los conductores forman catenarias, el hundimiento es descuidado, y la altura de los conductores sobre el suelo debe ser el lugar donde se calcula el campo.
- Se considera un circuito trifásico con voltajes simétricos, es decir, las tres fases son iguales en magnitud y sus ángulos de fases difieren en 120° .

El campo eléctrico en un punto en el espacio puede ser calculado a partir de sus cargas.

Al calcularse las cargas debe saberse el voltaje de cada conductor, V_k , y la geometría del problema, para ello se requiere resolver la ecuación (7.1).

$$[Q] = [P]^{-1}[V] \quad (7.1)$$

Donde:

[Q] : la matriz de las cargas de la línea de transmisión (Coulomb/m)

[V] : la matriz de voltajes del conductor (Volt.)

[P] : la matriz de coeficientes potencial de Maxwell (m/farad.)

Las cargas y tensiones son cantidades alternas a la frecuencia y pueden ser expresadas por números complejos, con parte real y con parte imaginario, el voltaje de un conductor: $V(t) = \sqrt{2} \cdot V \cdot \cos(\omega t + \varphi)$, transformando a su forma compleja se obtiene las ecuaciones (7.2) y (7.3).

$$V_r(t) = \sqrt{2} \cdot V \cdot \cos(\varphi) \cos(\omega t) \quad (7.2)$$

$$V_i(t) = \sqrt{2} \cdot V \cdot \sin(\varphi) \cos(\omega t + 90) \quad (7.3)$$

Por tanto la ecuación de [Q] en su forma compleja se representará con la ecuación (7.4).

$$[Q_r] = [P]^{-1}[V_r] \text{ y } [Q_i] = [P]^{-1}[V_i] \quad (7.5)$$

El coeficiente potencial de Maxwell para un sistema en paralelo se representa con las ecuaciones (7.6) y (7.7).

$$P_{kk} = \frac{1}{2\pi\epsilon} \cdot \ln\left(\frac{4H_k}{d_k}\right) \quad (7.6)$$

$$P_{kl} = \frac{1}{2\pi\epsilon} \cdot \ln\left(\frac{S'_{kl}}{S_{kl}}\right) \quad (7.7)$$

Dónde:

P_{kk} : es el coeficiente potencial del conductor k.

P_{kl} : es el coeficiente potencial mutuo entre el conductor k y l.

d_k : es el diámetro del conductor k.

H_k : es la altura al suelo del conductor k.

S_{kl} : es la distancia entre el conductor k y el conductor l.

S'_{kl} : es la distancia entre conductor k y la imagen del conductor l.

ϵ : equivalente a 8.854×10^{-12} F/m.

Cuando la matriz de coeficientes potenciales es simétrica entonces: $[P_{kl}] = [P_{lk}]$

En el caso de paquetes de conductores el diámetro del conductor se corregirá con las ecuaciones (7.8) y (7.9).

$$d_{eq} = d_b \cdot \sqrt[n]{\frac{nd}{d_b}} \quad (7.8)$$

$$d_b = \frac{s}{\sin(\pi/n)} \quad (7.9)$$

Donde:

d_b : es el diámetro del paquete de conductores.

n : es el número de subconductores por fase.

d : es el diámetro del conductor.

s : es el espacio entre subconductores.

Cada carga de los conductores contribuye al campo eléctrico. El campo eléctrico es calculado por adición de todas las contribuciones de todas las cargas. Como referencia la figura N°7.2, el campo eléctrico, \vec{E}_k , en un punto M causada por la carga de línea de transmisión, \vec{Q}_k , un conductor k, es la suma vectorial de los campos eléctricos, \vec{E}_{kl} , debido a \vec{Q}_k

y \vec{E}_{k2} debido a la imagen, $-\vec{Q}_k$, de \vec{Q}_k dentro de la tierra.

La distancia horizontal del conductor k y la medición de la altura sobre el suelo del punto, M, son indicados con X_M y H_M respectivamente y H_k es la altura del conductor.

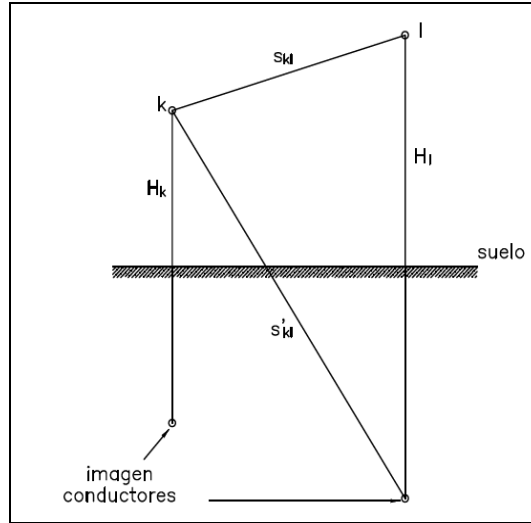


Fig. 7.1 Conductores y sus imágenes

La magnitud de la componente horizontal y vertical del campo eléctrico causada por la carga del conductor k, \vec{E}_{kx} y \vec{E}_{ky} , son expresadas con las ecuaciones (7.10) y (7.11).

$$\vec{E}_{kx} = \left(\frac{\vec{Q}_{rk} + j\vec{Q}_{ik}}{2\pi\epsilon} \right) \left[\frac{X_M}{X_M^2 + (H_k - H_M)^2} - \frac{X_M}{X_M^2 + (H_k + H_M)^2} \right] \quad (7.10)$$

$$\vec{E}_{ky} = \left(\frac{\vec{Q}_{rk} + j\vec{Q}_{ik}}{2\pi\epsilon} \right) \left[\frac{H_M - H_k}{X_M^2 + (H_k - H_M)^2} - \frac{H_M + H_k}{X_M^2 + (H_k + H_M)^2} \right] \quad (7.11)$$

La componente vertical (7.12) y horizontal (7.13) del campo eléctrico debe ser calculada por la adición de las contribuciones de todos conductores.

$$\vec{E}_x = \sum_k \vec{E}_{kx} = \vec{E}_{rx} + j\vec{E}_{ix} \quad (7.12)$$

$$\vec{E}_y = \sum_k \vec{E}_{ky} = \vec{E}_{ry} + j\vec{E}_{iy} \quad (7.13)$$

El valor real e imaginario rms, componente horizontal y vertical, E_{rx} , E_{ix} , E_{ry} y E_{iy} es calculado con la ecuación (7.14).

$$E_{rms} = \sqrt{\left(E_{rx}^2 + E_{ix}^2 + E_{ry}^2 + E_{iy}^2 \right)} \quad (7.14)$$

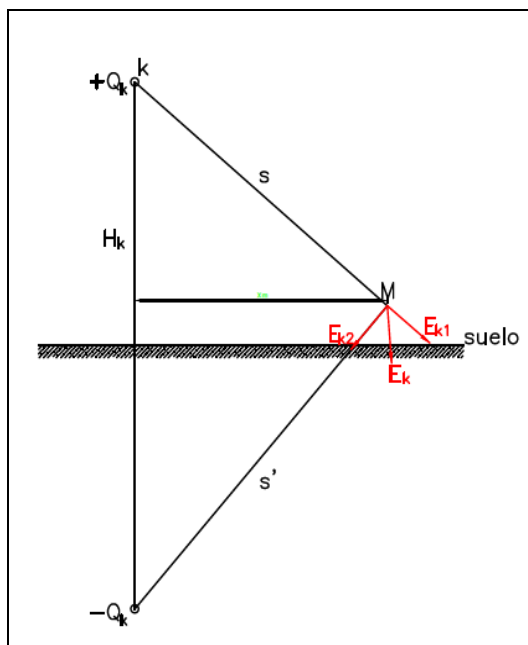


Fig. 7.2 Cálculo del campo eléctrico de una línea cargada.

La medición del espacio potencial en un punto, M, puede evaluarse por la contribución de cada carga con la ecuación (7.15).

$$V_{sp} = \sum_k \frac{(Q_{rk} + jQ_{ik})}{2\pi\epsilon} \cdot \ln\left(\frac{S_k}{S'_k}\right) \quad (7.15)$$

Donde:

S_k : es la distancia entre el conductor k y el punto de medición.

S'_k : es la distancia entre la imagen del conductor k y el punto de medición.

ϵ : constante dieléctrica del aire (farad/m)

Datos necesarios para el cálculo:

V : Tensión entre fases (kV).

H : Altura sobre el nivel del suelo, de acuerdo al CNE – Utilización se considerará un metro.

Para las mediciones se considerará a 32 metros a partir del eje de la línea de transmisión, pero en los gráficos se simularán en un rango de -80 metros hasta 80 metros (mejor visualización de las curvas).

De acuerdo a la tabla N° 7.1 muestra que el máximo valor del campo eléctrico, 2.29 kV/m, a una distancia de 32 m medidos a partir del eje de la línea: se da en la zona III (altitud máxima 4000 msnm), para el conducto ACAR 1200 MCM en estructuras tipo autoportante.

Los cálculos de los campos eléctricos para todas las zonas analizadas se muestran en el Anexo D.

Tabla N° 7.1 Resultados del cálculo del campo eléctrico para todas las zonas analizadas.

Tipo de Conductor	Tipo de Estructura	Tipo de Zona (msnm)	SECCIÓN DE CONDUCTOR	Número de Conductores por fase	H (m)	E (kV/m)	Vsp (kV)
ACAR	Cross Rope	1000	1600MCM	3	1.0	1.12	1.12
	Cross Rope	1000	1000MCM	4	1.0	1.32	1.32
	Autoportante	1000	1250MCM	3	1.0	1.95	1.94
	Autoportante	1000	800MCM	4	1.0	2.09	2.09
	Autoportante	3000	1500MCM	3	1.0	1.16	1.16
	Autoportante	3000	900MCM	4	1.0	2.28	2.28
	Autoportante	4000	1900MCM	3	1.0	2.17	2.16
	Autoportante	4000	1200MCM	4	1.0	2.29	2.29
AAAC	Autoportante	4450	2000MCM	3	1.0	2.09	2.09
	Autoportante	4450	1300MCM	4	1.0	2.23	2.23

7.3.2 Cálculo del campo magnético [4].

Para calcular el campo magnético en una línea de transmisión se acogen las siguientes suposiciones:

- Los conductores de la L.T. se consideran horizontales con altura vertical efectiva determinada en las tablas N° 6.6 y 6.7.
- El largo de la línea se supone infinito.
- Los conductores son cilíndricos, el radio de los conductores es pequeño en comparación con su longitud y la altura sobre el suelo.
- Se desprecia la influencia de estructuras como torres, soportes y otros objetos.

Las anteriores suposiciones implican que se tendrán la misma condición a lo largo de toda la línea y, por tanto, sólo es necesario realizar cálculos en un plano perpendicular al eje de la línea, es decir, en dos dimensiones.

- Se desprecia el efecto de las corrientes inducidas en la tierra debido al campo magnético producido por las líneas [11].
- Se desprecia el campo magnético producido por las corrientes Eddy.

En el soporte presentado por IEEE Magnetic Fields Task Force (1998), se mostró que el campo magnético es afectado por la presencia de las corrientes Eddy, especialmente a largas distancias de la línea. Cada corriente de retorno está en el subsuelo a una profundidad compleja, δ , dada por la ecuación (7.16):

$$\delta = 503 \cdot (\rho_g / f)^{0.5} \quad (7.16)$$

Donde ρ_g es la resistividad de la tierra y “f” es la frecuencia.

Los valores típicos de δ a 60 Hz están entre 500 m y 1000 m. Dado que las distancias consideradas en este trabajo son muy inferiores a estos valores, la influencia de las corrientes Eddy no se considerará [3].

- Se desprecia el efecto del campo magnético producido por la corriente inducida en el cable de guarda sobre la línea de transmisión [11].
- Se desprecia el efecto de la corriente inducida entre las mismas fases.

Cruz e izquierdo (2003) muestran que, en general, las anteriores suposiciones originan un error menor del 5% en los cálculos totales del campo magnético.

En este trabajo, la base para el cálculo del campo magnético es la ley de Biot – Savart que, con base en las suposiciones anteriores, permite determinar el campo magnético en algún punto del espacio en términos de la corriente. Primero se calculó el generado por cada conductor que conforma la L.T., luego se sumaran vectorialmente y fasorialmente cada uno de los campos para encontrar el campo total dado por:

Notación en sistema vectorial de acuerdo a la ecuación (7.17).

$$\vec{H}_{j,i} = \frac{\vec{I}_i \times \vec{r}_{j,i}}{2 \cdot \pi \cdot r_{i,j}} = \frac{I_i}{2 \cdot \pi \cdot r_{i,j}} \vec{\phi}_{i,j} \quad (7.17)$$

Donde $H_{i,j}$ es la intensidad de campo magnético en el punto j debido a la corriente I_i ; $r_{i,j}$ es la distancia desde el punto de medición (x_j, y_j) al conductor con corriente I_i . El flujo magnético $\phi_{i,j}$ está dado por la ecuación (7.18).

$$\phi_{i,j} = -\frac{y_i - y_j}{r_{i,j}} u_x + \frac{x_i - x_j}{r_{i,j}} u_y \quad (7.18)$$

Donde u_x y u_y son los vectores unitarios en la dirección de los ejes horizontal y vertical respectivamente, como se muestra en la figura N° 7.3.

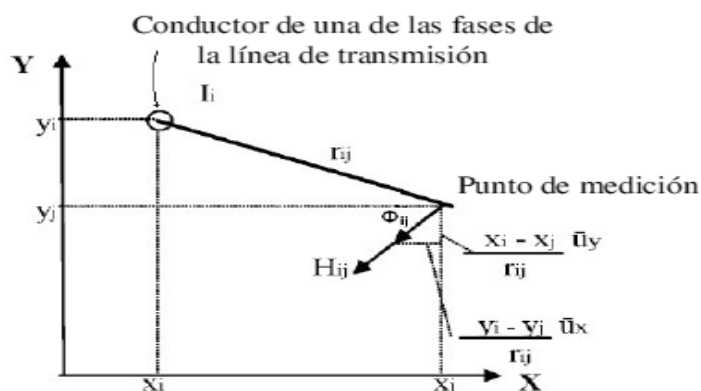


Fig. N° 7.3 Diagrama fasorial de la intensidad del campo magnético para un conductor.

La intensidad del campo magnético total está dada por la ecuación (7.19).

$$H_j = \sum_i \frac{I_i}{2\pi \cdot r_{i,j}} \phi_{i,j} \quad (7.19)$$

El campo magnético o densidad de flujo magnético vectorial está representado por la ecuación (7.20).

$$\vec{B} = \mu \vec{H} \quad (7.20)$$

Donde:

μ : permeabilidad magnética del vacío equivale a (7.21).

$$\mu = 4\pi \cdot 10^{-7} \frac{Wb}{A \cdot m} \quad (7.21)$$

A continuación se procederá a calcular el campo magnético para todos los conductores seleccionados en cada uno de las zonas de instalación.

Datos necesarios para el cálculo:

I : corriente por fase, la corriente se calculará de acuerdo a la potencia de transmisión.

H : altura sobre el nivel del piso, de acuerdo al CNE – Utilización se considerará un metro.

Las mediciones se adran a 32 metros a partir del eje de la línea de transmisión, pero en los gráficos se simularán en un rango de -80 metros hasta 80 metros (mejor visualización de las curvas).

De acuerdo a la tabla N° 7.2 muestra que el máximo valor del campo el magnetico, 6.20 μ T, a una distancia de 32 m medidos a partir del eje de la línea: se da en la zona II (altitud máxima 3000 msnm), para el conducto ACAR 1500 MCM en estructuras tipo autoportante.

Los cálculos se muestran en el Anexo E.

Tabla N° 7.2 Resultados del cálculo del campo magnético para todas las zonas analizadas.

Tipo de Conductor	Tipo de Estructura	Tipo de Zona (msnm)	SECCIÓN DE CONDUCTOR	Número de Conductores por fase	Bresultant (mG)	Bresultant (μ T)
ACAR	Cross Rope	1000	1600MCM	3	37.51	3.75
	Cross Rope	1000	1000MCM	4	36.62	3.66
	Autoportante	1000	1250MCM	3	55.52	5.55
	Autoportante	1000	800MCM	4	55.14	5.51
	Autoportante	3000	1500MCM	3	61.95	6.20
	Autoportante	3000	900MCM	4	60.28	6.03
	Autoportante	4000	1900MCM	3	61.73	6.17
	Autoportante	4000	1200MCM	4	60.22	6.02
AAAC	Autoportante	4450	2000MCM	3	57.62	5.76
	Autoportante	4450	1300MCM	4	57.47	5.75

7.4 Comparación de resultados con el Código Nacional de Electricidad y normas internacionales.

En este capítulo se establece los valores máximos de radiaciones no ionizantes referidos a campos eléctricos y magnéticos (Intensidad de Campo Eléctrico y Densidad de Flujo Magnético), los cuales se han adoptado de las recomendaciones del ICNIRP (Internacional Comisión n Non – Ionizing Radiation Protección) y del IARC (International Agency for Research on Cancer) para exposición ocupacional del día completo o exposición de público.

Antes de analizar los resultados definiremos los siguientes términos, para una mejor interpretación de las normas.

Exposición: El hecho de estar sometido a campos eléctricos o magnéticos, diferentes a aquellos que se originan debido a procesos fisiológicos en el cuerpo u otro fenómeno natural.

Exposición Ocupacional: Se da cuando las personas están expuestas como consecuencia de su ocupación y están completamente conscientes del potencial de exposición y pueden ejercer el control sobre el mismo.

Exposición poblacional: Se aplica para el público en general cuando las personas expuestas como consecuencia de su ocupación podrían no estar conscientes del potencial de la exposición o no pueden ejercer control sobre dicha exposición. Por lo tanto, el público en general siempre cae bajo esta categoría cuando la exposición no está relacionada con la ocupación.

7.4.1 Niveles máximos tolerables de exposición del público en general a los campos eléctricos y magnéticos de 50 o 60 Hz.

Tabla N° 7.3 Valores máximos de campo eléctrico y magnéticos de exposición del público.

INSTITUCIÓN	CAMPO ELÉCTRICO (kV/m)	CAMPO MAGNÉTICO (μ Tesla)
CNE-PERÚ	4.2	83.3
ICNIRP 1998	5 (24 horas al día) 10 (pocas horas)	100 (24 horas al día) 1000 (pocas horas)
NPB-UK 1993	12 (50 Hz) 10 (60 Hz)	1600 (50 Hz) 1330 (60Hz)
SUIZA	No lo indica	1
ESTADOS DE NEW YORK U.S.A.	1.6 (borde de la franja de servidumbre)	20 (borde de la franja de servidumbre)

ICNIRP : International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection.

NRPB-UK : National radiation Protection Board – United Kingdom.

7.4.2 Niveles máximos tolerables de exposición ocupacional en general a los campos eléctricos y magnéticos de 50 o 60 Hz.

Tabla N° 7.4 Valores máximos de campo eléctrico y magnéticos de exposición ocupacional.

INSTITUCIÓN	CAMPO ELÉCTRICO (kV/m)	CAMPO MAGNÉTICO (μTesla)
CNE-PERÚ	8.3	416.7
ICNIRP 1998	10 (hasta 8 horas al día) 30 (pocas horas)	500 (24 horas al día) 5000 (pocas horas)
NPB-UK 1993	12 (50 Hz) 10 (60 Hz)	1600 (50 Hz) 1330 (60Hz)
SUIZA	12.3	400
AC GIH 1994	25 menor que 1kV/m para personas con marcapasos	1000 (60 Hz) 100 (para personas con marcapasos)

De los cuadros N° 7.3 y 7.4 se puede concluir que el Código Nacional de Electricidad del Perú, tiene valores de campo eléctrico y magnético menores comparados con las normas internacionales tanto en exposición pública y ocupacional.

7.4.3 Comparación de resultados del campo eléctrico y conclusiones parciales.

De acuerdo a los resultados de la tabla N° 7.1 se concluye lo siguiente:

- De acuerdo a las tablas N° 7.3 y 7.4 el menor valor de campo eléctrico es el mencionado por el CNE, por tanto los valores para la comparación con los valores obtenidos serán los siguientes:
 - Exposición Ocupacional 8.3 kV/m.
 - Exposición del Público 4.2 kV/m
- Los resultados del diseño muestran que los valores del campo eléctrico obtenidos son 3.6 veces menor comparado con los valores que exige el CNE, para exposición ocupacional y 45.5 % menor para el caso de exposición del público.
- El valor máximo del campo eléctrico obtenido en el diseño es de 2.29 kV/m.
- Los resultados muestran que el diseño de la L.T. con 4 conductores por fase, el campo eléctrico es mayor en un 5.0 % al diseño con 3 conductores por fase.
- El diseño de la L.T. con estructura Cross Rope arroja que el campo eléctrico es menor en un 42.3 % al diseño de la L.T. con estructuras autoportantes.

7.4.4 Comparación de resultados del campo magnético y conclusiones parciales.

De acuerdo a los resultados de la tabla N° 7.2 se concluye lo siguiente:

- De acuerdo a las tablas N° 7.3 y 7.4 el menor valor de campo magnético es el mencionado por el CNE, por tanto los valores para la comparación con los valores obtenidos serán los siguientes:
 - Exposición Ocupacional 416.7 μT .
 - Exposición del Público 83.3 μT .
- Los resultados del diseño muestran que los valores del campo magnético obtenidos son 13 veces menor comparado con los valores que exige el CNE y las normas internacionales.
- El valor máximo del campo magnético obtenido en el diseño es de 6.2 μT .
- Los resultados muestran que el diseño de la L.T. con 4 conductores por fase, el campo magnético es menor en un 2.4 % al diseño con 3 conductores por fase.
- El diseño de la L.T. con estructura Cross Rope arroja que el campo magnético es menor en un 32.4 % al diseño de la L.T. con estructuras autoportantes.

CAPÍTULO VIII

ANÁLISIS DE LA INTERFERENCIA EN RADIO Y RUIDO AUDIBLE

8.1 Introducción.

Las descargas, debido a la presencia de corona, se propagan a lo largo de la línea de acuerdo con las leyes de la teoría electromagnética de Maxwell. El campo eléctrico provocado por la componente espectral de corriente se denomina campo perturbador.

Tomando en cuenta la atenuación relativamente baja de esta propagación (mayores a 4 dB/Km), la parte dominante de este campo se debe a la superposición de los efectos de todas las descargas repartidas sobre varias decenas de kilómetros a ambos lados del punto de medida, y no sólo al efecto directo de descargas frente al punto de medida.

Debido a la naturaleza del fenómeno físico corona, que es el que provoca fundamentalmente ruido en el rango de las frecuencias de radio, y al grado de imprecisión que lleva implícito la estimación de algunos de los parámetros, (como por ejemplo el estado de la superficie del conductor), la predicción “exacta” de la interferencia a frecuencias de radio es completamente ilusoria.

Basándose en diversas investigaciones empíricas, se puede demostrar que el nivel de ruido de radio generado por un conductor o haz de conductores de una línea de transmisión de alta o extra alta tensión, a un voltaje dado y bajo la condición particular de lluvia intensa (precipitación superior a 1 mm/hr), es estable y reproducible. Además, este nivel se caracteriza por ser independiente del estado superficial del conductor previo a la lluvia intensa y por ser el máximo nivel de perturbación generado por la línea.

8.2 Interferencia en radio y ruido audible en líneas de transmisión.

8.2.1 Radio interferencia en líneas de transmisión.

Los límites por la radio interferencia causada por líneas de transmisión ya no es factor crítico de diseño como lo era hace algunas décadas. Esto es debido a la mayor cobertura de los servicios de radiodifusión con ondas medias en áreas urbanas y rurales, al mayor uso de los servicios de televisión por cable, satélite y UHF. No obstante se deben tener límites de diseño con base en regulación local y en la experiencia con las líneas de

transmisión existentes.

La aparición del Radio interferencia por corona se inicia cuando la descarga corona se presenta a la largo de los conductores de una línea de transmisión, esta se comporta como una fuente de corriente, la cual inyecta un tren de pulsos de naturaleza aleatoria al conductor. Cada pulso de corriente inyectado se divide a su vez en dos pulsos con la mitad de la amplitud del pulso original, viajando en direcciones opuestas a lo largo del conductor. Los pulsos van distorsionándose y atenuándose hasta que se vuelven insignificantes a una cierta distancia del punto de origen. De esta manera, en cualquier punto de la línea, la corriente circulante resultante está formada por los pulsos producidos por las fuentes distribuidas a lo largo del conductor. Además, una fuente de corona en uno de los conductores de una línea multiconductora induce pulsos de corriente en los demás conductores [5].

El concepto de función de excitación (Γ) propuesto por Gary considera la naturaleza aleatoria y pulsos de las corrientes corona. Varios grupos de investigación han derivado fórmulas empíricas para Γ , basadas en experimentos obtenidos en estudios desarrollados bajo condiciones de lluvia densa (1 a 20 mm/hr).

El límite de la Interferencia de Radio puede ser de $1\mu\text{V/m}$ a 0.5 MHz en el límite del derecho de vía para condiciones húmedas y la altitud de la línea. Si bien este límite no es un factor determinante para el diseño de las líneas de transmisión, es un factor importante en términos de protección del espectro electromagnético de la invasión de ruido [7].

8.2.2 Ruido audible en líneas de transmisión.

El ruido audible se presenta al momento de tener efecto corona, el cual está asociado con los extra altos voltajes, y en particular cuando hay mal clima. El ruido tiene componentes de un rango amplio de frecuencias; desde bajos valores hasta unos 20 kHz. El fenómeno corona provoca la ionización y se tiene iones positivos, así como negativos que situados en el campo eléctrico de la línea son atraídos y repelidos dependiendo de la polaridad del voltaje aplicado en corriente alterna. Las ondas generadas provocan presión y movimientos con frecuencias del doble de la frecuencia de operación y valores múltiplos. A lo anterior, como se mencionó se debe considerar el espectro amplio que resulta del movimiento aleatorio de iones [12].

El espectro de frecuencia para el ruido en líneas de C.A. y de C.D. tiene una forma, como se ilustra en la figura 8.1.

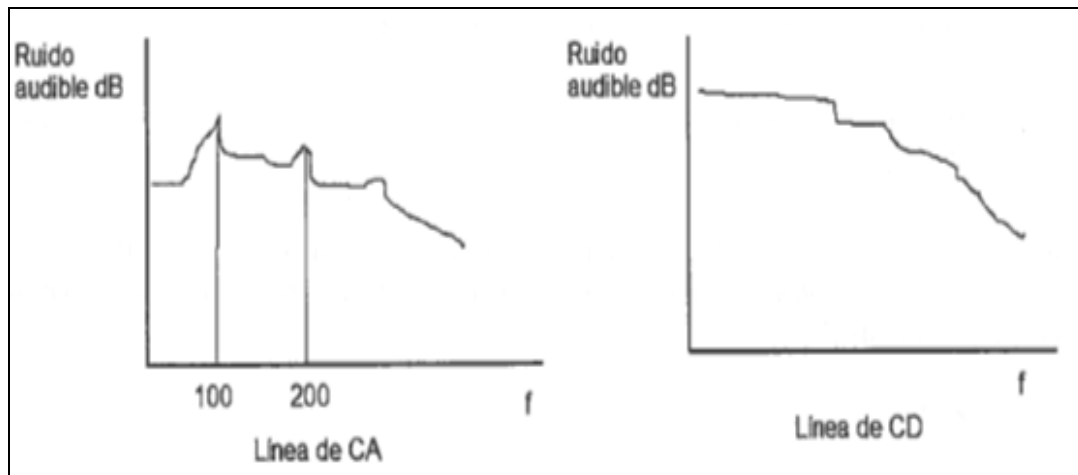


Fig. 8.1 Espectro de frecuencias para ruido en líneas de C.A. y en arreglos de C.D.

La medición de ruido se hace de forma similar para fenómenos provocados por arcos de descargas, ruidos de transformadores, etc. El ruido puede en algunas circunstancias causar problemas a las personas que deben trabajar en esos ambientes. En general se puede decir que la regulación no está muy desarrollada en la mayoría de los países.

Al no existir un estandar su control está sujeta a los organismos y compañías que lo generan, y se toma el resultado de mediciones y experimentos para determinar el nivel de tolerancia y efectos de incomodidad en la personas [17].

8.3 Cálculo de la interferencia en radio (R.I.).

En cuanto al cálculo de (R.I.), se optó por el método analítico desarrollado en [6], que permite obtener la radio interferencia resultado por el efecto corona dependiendo de la generación de R.I., propagación de R.I. a lo largo de la línea y la intensidad resultante de R.I. en la vecindad de los conductores.

En esta metodología parte de una función de generación o densidad espectral de la función de excitación (Γ), encargada de caracterizar el efecto de la generación del ruido producido por los pulsos de corriente corona inyectados en los conductores debidos al efecto corona.

8.3.1 Para conductores en lluvia fuerte (L_5 rain)

Para el cálculo de la radio interferencia en condiciones de lluvia fuerte se aplicará la ecuación (8.1).

$$\Gamma_{(n,d)} = \Gamma_r + 38 \log(d / 3.8) + K_n \quad (8.1)$$

Donde:

d : diámetro del subconductor

Γ_r : está determinado por la ecuación (8.2).

$$\Gamma_r = 78 - 580 / E \quad (8.2)$$

E : gradiente superficial del conductor kV/cm.

K_n : factor de corrección para subconductores.

$K_n = 0.0$ dB para $n \leq 8$.

$K_n = 5.0$ dB para $n > 8$.

8.3.2 Para conductores húmedos (L₅₀ rain)

Para las condiciones de conductor húmedo la función generación es definida por la ecuación (8.3).

$$\Gamma_{WC} = \Gamma_r + C_w \quad (8.3)$$

Donde la constante C_w depende del gradiente superficial del conductor y del gradiente crítico y se calcula con la ecuación (8.4).

$$C_w = 8.2 - 14.2 \cdot E_c / E \quad (8.4)$$

E : gradiente superficial del conductor kV/cm.

E_c : gradiente crítico del medio ambiente kV/cm.

Para $n \leq 4$ se aplica la ecuación (8.5).

$$E_c = 24.4 / d^{0.24} \quad (8.5)$$

Para $n > 4$ se aplica la ecuación (8.6).

$$E_c = 24.4 / d^{0.24} - 0.5 \cdot (n - 4) \quad (8.6)$$

8.3.3 Para conductores en buen tiempo (L₅₀ fair)

Para las condiciones de buen tiempo la función generación es definida por la ecuación (8.7).

$$\Gamma_{fair} = \Gamma_{WC} - 17dB \quad (8.7)$$

A partir de la función generación Γ , se determina los voltajes y corrientes corona inyectados en los conductores, que producirán R.I. a través de las ecuaciones (8.8) y (8.9).

$$[I_0] = \frac{[C]^* [\Gamma]}{2\pi\epsilon} \quad (8.8)$$

$$V_0 = Z_0 I_0 \quad (8.9)$$

Donde:

I_0 : Vector de corriente corona inyectadas, para $z = 0$.

V_0 : Vector de voltajes resultantes.

C : Matriz de capacitancias de la L.T.

Z : Matriz de impedancias de la L.T.

Γ : Función de generación, estas magnitudes son calculadas para cada fase y para $z=0$ con la ecuación (8.10).

$$[\Gamma] = \begin{bmatrix} \Gamma_1 & 0 & 0 \\ 0 & \Gamma_2 & 0 \\ 0 & 0 & \Gamma_3 \end{bmatrix} \quad (8.10)$$

Estas corrientes están asociadas a voltajes y estos a su vez a los campos eléctricos propagados a lo largo de conductores; la R.I. final es la causada por el campo eléctrico resultante, el cual puede ser calculado por el medio del análisis modal (ecuación 8.11), que permite encontrar de forma independiente, el campo de cada fase como una combinación lineal de los modos [6].

$$E_k = \left[2 \sum_{a=1}^n \sum_{b=1}^n \left(\frac{W^{(a)}_k W^{(b)}_k}{\alpha^{(a)} + \alpha^{(b)}} \right) \right]^{\frac{1}{2}} \quad (8.11)$$

Donde:

n : Número de fases

α : Constante de atenuación.

K : Fase con efecto corona

$W_k^{(m)}$ Esta se obtiene con la ecuación (8.12).

$$W_k^{(m)} = 30[F][P]^{-1}[G_k] \quad (8.12)$$

En esta ecuación, m hace alusión al modo, F es una matriz de distancia asociada a los conductores de fase, P es la matriz de coeficientes de potencial y G_k , es la columna k de la matriz transformada de la función de generación [2]. Obteniéndose de esta forma el campo total generado por los pulsos corona de la fase k , llamado campo de R.I. referido a $1\mu\text{V/m}$, y expresado en dB.

8.3.4 Cálculo de la interferencia mediante el software EPRI.

El calcula el ruido producido por la radio de corona en las líneas de alta tensión de transmisión incorpora aproximaciones (cuasi-TEM modos de propagación, casi estáticas métodos de cálculos de campo) que limitan su aplicación a frecuencias de menos de 1,6 MHz, a distancias desde la línea no mucho mayor que un cuarto de la longitud de onda, y para los puntos cercanos a nivel del suelo.

Los resultados de estos cálculos consisten en el ruido de radio mediana durante la lluvia medible (L50 lluvia). El ruido de radio se calcula como un campo eléctrico (dB por encima de $1 \mu V / m$) ya sea para una varilla o una antena. Los conductores son tratados como si fueran infinitamente largos y paralelos a una tierra conductora plana. Los voltajes no tienen que ser simétrico. Cada fase puede tener un paquete diferente, cuya geometría debe ser especificado. Los conductores y cables de tierra son considerados para el cálculo del gradiente de la superficie de los conductores de fase y para la propagación de las corrientes y voltajes de ruido de radio a lo largo de la línea.

Los cálculos se realizarán para 4 condiciones ambientales.

- Campo magnético, Componente Horizontal; Rain L5, L50 lluvia y buen tiempo
- Campo magnético, componente vertical; Rain L5, L50 lluvia, y buen tiempo
- Campo eléctrico, componente horizontal; Rain L5, L50 lluvia, y buen tiempo
- Campo eléctrico, componente horizontal; Rain L5, L50 lluvia, y buen tiempo

Tabla N° 8.1 Resultados del Radio Interferencia para todas las zonas analizadas.

Tipo de Conductor	Tipo de Estructura	Tipo de Zona (msnm)	SECCIÓN DE CONDUCTOR	Número de Conductores por fase	L5 RAIN (dBA)	L50 RAIN (dBA)	RAIR WEATHER (dBA)
ACAR	Cross Rope	1000	1600MCM	3	-	48.5	31.5
	Cross Rope	1000	1000MCM	4	-	43.4	26.4
	Autoportante	1000	1250MCM	3	-	47.7	30.7
	Autoportante	1000	800MCM	4	-	43.5	26.5
	Autoportante	3000	1500MCM	3	54.9	45.1	28.1
	Autoportante	3000	900MCM	4	52.1	41.6	24.6
	Autoportante	4000	1900MCM	3	53.2	42.3	25.3
	Autoportante	4000	1200MCM	4	49.4	37.5	20.5
AAAC	Autoportante	4450	2000MCM	3	52.7	41.2	24.2
	Autoportante	4450	1300MCM	4	48.8	36.0	19.0

Los resultados muestran que en las zona de la costa el valor máximo de radio interferencia es de 48.5 dBA, mientras que en la zona de la sierra se registra como valor máximo 54.9 dBA.

8.4 Cálculo del ruido audible.

El ruido audible provocado por descargas corona en conductores aéreos, cobra notable importancia con el empleo de sistemas de transmisión de extra alta tensión (E.A.T.). A tensiones inferiores a 500 KV el ruido audible es irrelevante; ahora, sobre este nivel, en especial en ultra alta tensión U.A.T, el nivel de ruido audible impone limitaciones en cuanto al número de subconductores y dimensiones de éstos.

El ruido audible depende del gradiente eléctrico superficial del conductor y del estado de su superficie. Aparece principalmente bajo condiciones de lluvia o neblina intensa, o en buen tiempo, bajo el efecto de cierto tipo de contaminantes. Las gotas de agua en los conductores son la principal fuente de ruido acústico.

8.4.1 Componentes del ruido audible

El ruido audible producido por líneas de transmisión posee dos componentes características: tonos puros y ruido aleatorio.

Los tonos puros ocurren a frecuencias múltiplos de la frecuencia industrial, siendo el más importante el segundo múltiplo (100 Hz en el caso nacional), llamado también zumbido. El zumbido se produce por el movimiento de la carga espacial circundante al conductor, el cual causa inversión de la presión de aire dos veces durante cada medio ciclo, por el movimiento de iones positivos y negativos desde y hacia la superficie del conductor. Los pulsos de polaridad negativa crean intensa ionización y contribuyen en mayor medida a que las descargas positivas al zumbido, con el nivel de ruido aleatorio mucho más bajo.

El ruido aleatorio es causado por una secuencia aleatoria de pulsos, producto de descargas corona en el aire, en la superficie del conductor. La generación de estallidos es fundamentalmente producto de descargas de polaridad positiva. Estas descargas ocurren en paquetes en cada ciclo de polaridad positiva y, por lo tanto, la componente de 50 Hz y armónicas superiores se pueden hacer presentes en el espectro.

Ambos componentes del ruido audible, aunque sobrepuestos, son fenómenos diferentes, tanto en su generación como en su efecto. El estudio de líneas de E.A.T., mostró que, bajo condiciones climáticas diferentes, el ruido aleatorio y el zumbido adquieren distinta importancia sobre el ruido acústico, es así que, en condiciones de hielo, se genera un muy alto zumbido mientras que el ruido aleatorio es relativamente bajo.

Las ondas de presión propagadas por la descarga, se producen en diferentes localizaciones a lo largo del conductor y en tiempos diferentes, por lo cual la energía acústica, que llega a cualquier punto, se distribuye aleatoriamente sobre todo el ciclo.

Se ha implementado la metodología desarrollada por el EPRI, la cual permite llevar en consideración tanto la propagación como la absorción de las ondas esféricas de sonido en el aire, y además llevar incluido el rango de frecuencias concebidas al umbral auditivo humano, permitiendo así, la constatación de los valores teóricos con mediciones realizadas en la escala de ponderación.

La metodología permite evaluar el R.A. final, como una superposición del R.A.

producido por cada conductor, de la siguiente manera, para condiciones de lluvia fuerte:

Primero se ha de obtener la función A_1 encargada de generar la potencia acústica en el periodo de lluvia fuerte (L5 Rain) [6].

8.4.2 Para conductores en lluvia fuerte (L5 rain)

La potencia ponderada acústica en w / m está dado por la ecuación (8.13)

$$A = n^2 \cdot \left(\frac{d}{3.8} \right)^{4.4} \cdot A_1 \cdot K_n \quad (8.13)$$

Donde:

n : número de subconductores del conductor.

d : diámetro del subconductor (cm).

A_1 : generación de potencia en fuerte lluvia (W/m)

K_n : factor que depende del número de subconductores.

$K_n = 5.6$ para $n=1$.

$K_n = 1.8$ para $n=2$.

$K_n = 1.0$ para $n=3$.

A_1 es una función del gradiente superficial del conductor.

$$A_1 dB = 46.4 - \frac{665}{E} \quad (8.14)$$

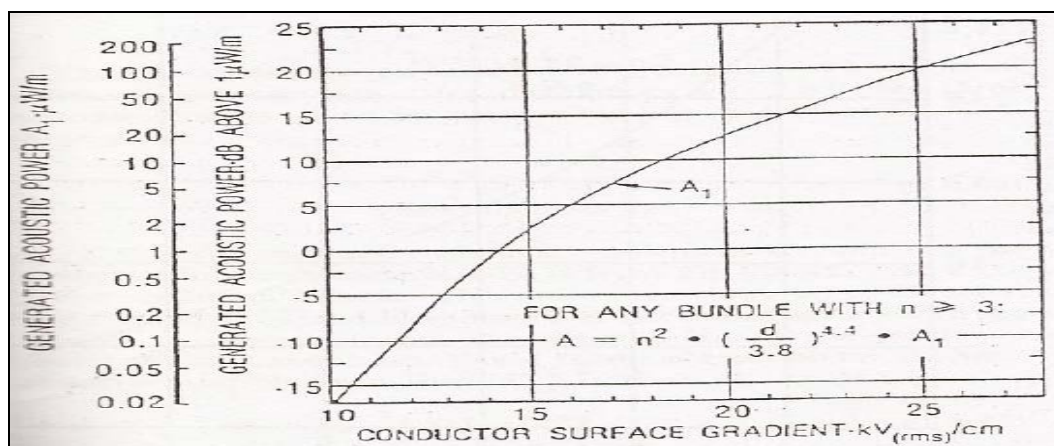


Fig. 8.2 La potencia ponderada acústica para lluvia fuerte en función al gradiente superficial del conductor.

Expandiendo la ecuación (8.14) se tiene la ecuación (8.15).

$$10 \log A = 20 \log n + 44 \log d - 85.5 + A_1 + K_n \quad (8.15)$$

Donde:

K_n : 7.5 dB para $n=1$.

K_n : 2.6 dB para $n=2$.

K_n : 0.0 dB para $n > 3$.

Para un paquete menor a tres subconductores, la generación de potencia acústica “A” en dB por encima de 1 W/m se expresa mediante la ecuación (8.16).

$$A = 20 \log n + 44 \log d - 39.1 - 665 / E + K_n \quad (8.16)$$

Para un paquete de tres a más subconductores, la generación acústica “A” en dB por encima de 1 W/m se expresa mediante la ecuación (8.17).

$$A = 20 \log n + 44 \log d - 46.4 - 665 / E + [22.9 \cdot (n - 1) \cdot d / D] \quad (8.17)$$

Donde:

D : es el diámetro del paquete de subconductores.

8.4.3 Para conductores húmedos (L50 rain) [6]

Para un paquete de tres a más subconductores, la generación de potencia acústica “A” en dB por encima de 1 W/m se expresa mediante la ecuación (8.18).

$$\Delta A_{WC} = 10.4 - \frac{14.2 \cdot E_c}{E} + 8 \cdot (n - 1) \cdot d / D \quad (8.18)$$

Valido para $n \geq 3$.

Donde:

E : gradiente superficial del conductor (kV/cm).

n : número de subconductores.

d : diámetro del subconductor en cm.

D : diámetro del paquete de subconductores en cm.

E_c : gradiente crítico del medio ambiente (kV/cm).

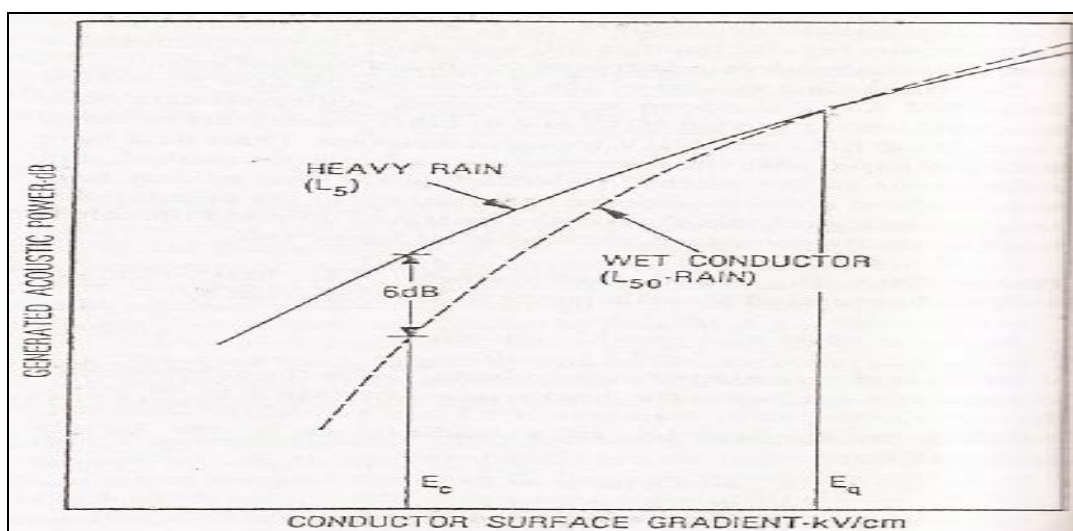


Fig. 8.3 Curva típica de generación de ruido audible para lluvia fuerte y conductor húmedo.

Para $n \leq 8$ se aplica la ecuación (8.19).

$$E_c = 24.4 / d^{0.24} \quad (8.19)$$

Para $n > 8$ se aplica la ecuación (8.20).

$$E_c = 24.4 / d^{0.24} - 0.25 \cdot (n - 8) \quad (8.20)$$

8.4.4 Cálculo del ruido audible mediante el software EPRI.

El cálculo del ruido audible causada por el efecto corona en las líneas de transmisión a diferentes distancias de la línea se realizará para las diferentes condiciones ambientales. El ruido audible se calcula como el valor de L50 en la lluvia, es decir, el valor que supera el 50% de los períodos en que la lluvia es medible.

Los resultados se presentan tanto para el EPRI y los métodos de cálculo BPA descritos en el libro Transmission Line Reference Book 345 kV. Para la mayoría de las líneas los dos métodos dan resultados similares. La diferencia entre los dos conjuntos de valores se puede utilizar para indicar las variaciones que se pueden esperar entre los climas diferentes, o diferentes condiciones de la superficie del conductor (el envejecimiento). Además de la L50 humedad, la lluvia L5 y el rango de posibles valores de buen tiempo son valores obtenidos con el método EPRI. De acuerdo con el método de BPA de la lluvia L5 se obtiene mediante la adición de 3,5 dB a la humedad L50 y L50 el valor de tiempo razonable se obtiene de restar 25 dB del valor de la lluvia L5. Los valores de buen tiempo calculado por el método EPRI son valores inferior y superior de la espera del buen tiempo el ruido, que es muy dependiente de la temporada, el clima, y las partículas que pueden estar presentes en el aire.

Cálculo de los niveles del ruido audible

Para el cálculo de la generación del ruido audible en las proximidades de la línea de transmisión se debe tomar dos consideraciones importantes: la generación y la propagación del ruido a través de la línea de transmisión. La combinación de la ecuación de propagación con la ecuación de generación para lluvia fuerte se presenta las siguientes ecuaciones.

La presión del sonido en dB por encima de 20 μ Pa para $n < 3$ se aplica la ecuación (8.21).

$$20\mu Pa = 20 \log n + 44 \log d - 665 / E + K_n + 75.2 - 10 \log R - 0.02R \quad (8.21)$$

La presión del sonido en dB por encima de 20 μ Pa para $n \geq 3$ se aplica la ecuación (8.22).

$$20\mu Pa = 20 \log n + 44 \log d - 665 / E + [22.9 \cdot (n - 1) \cdot d / D] + 67.9 - 10 \cdot \log R - 0.02 \cdot R \quad (8.22)$$

Donde:

- n : número de subconductores.
d : diámetro del subconductor.
D : diámetro del paquete de subconductor.
E : gradiente superficial del conductor kV/cm.
R : distancia del conductor hacia punto de cálculo (m).
 K_n : factor que depende del número de subconductores.
 $K_n = 7.5$ dB para $n = 1$.
 $K_n = 2.6$ dB para $n = 2$.
 $K_n = 0.0$ dB para $n > 3$.

Y para finalizar, se hace la suma de las contribuciones de cada conductor al R.A. final se la ecuación (8.23).

$$P_{Total} = 10 \log \sum_{i=1}^n 10^{P_i/10} \quad (8.23)$$

Donde:

- n : Número de conductores por fase
 P_i : Potencia acústica por conductor (dB)

Para el cálculo del ruido audible en conductores húmedos (L_{50} lluvia) se deberá utilizar la ecuación (8.24).

$$P_{wcl} = P_l + \Delta A_{wcl} \quad (8.24)$$

y después aplicar la ecuación (8.23).

Tabla N° 8.2 Resultados del Ruido Audible para todas las zonas analizadas.

Tipo de Conductor	Tipo de Estructura	Tipo de Zona (msnm)	SECCIÓN DE CONDUCTOR	Número de Conductores por fase	Método EPRI L50 RAIN (dBA)	Método BPA L50 RAIN (dBA)	Método EPRI L5 RAIN (dBA)	RAIR WEATHER RANGE (dBA)	
ACAR	Cross Rope	1000	1600MCM	3	46.2	45.60	-	8.10	33.80
	Cross Rope	1000	1000MCM	4	44	44.00	-	4.80	31.00
	Autoportante	1000	1250MCM	3	44	43.70	-	6.00	31.60
	Autoportante	1000	800MCM	4	41.3	41.70	-	0.20	27.70
	Autoportante	3000	1500MCM	3	47.9	48.20	54.90	3.20	33.70
	Autoportante	3000	900MCM	4	45.5	46.50	53.30	-1.10	30.40
	Autoportante	4000	1900MCM	3	48.3	49.70	56.40	-3.80	32.20
AAAC	Autoportante	4450	2000MCM	3	47.5	49.50	56.10	-8.30	30.40
	Autoportante	4450	1300MCM	4	43.8	47.00	53.70	-18.30	24.70

Los resultados muestran que en la zona de la costa el valor máximo de ruido audible es de 46.2 dBA, mientras que en la zona de la sierra se registra como valor máximo 56.10 dBA.

8.5 Comparación de resultados con el Código Nacional de Electricidad y normas internacionales.

Los resultados serán comparados con el código nacional y normas internacionales para la verificación del conductor seleccionado.

Las normas para la comparación de resultados serán las siguientes:

8.5.1 De acuerdo al EPRI (Electrical Power Research Institut).

- El ruido audible es tolerado por las personas si es inferior a 60 dB.
- La señal de recepción de radio y televisión será de calidad si tiene una tasa. señal/ruido de 57 para TV.

8.5.2 De acuerdo al IEC CISPR

Tabla N° 8.3 Valores de la relación Señal – Ruido para Interferencia de Radio, recomendados por el IEC CISPR.

TIPO DE ZONA	RELACIÓN SEÑAL - RUIDO (DB)	DISTANCIA DEL EJE DE LA LÍNEA (m)
Zonas Rurales	22	80
Zona Urbanas	22	40

Para la señal de las emisoras de canal regional es considerada en 55 dB.

8.5.3 De acuerdo a normas canadienses.

Tabla N° 8.4 Valores de Interferencia de Radio, recomendados por la Asociación de Normas Canadienses y acogida como Regulación del Gobierno Federal.

VOLTAJE NOMINAL FASE - FASE (kV)	NIVEL DE INTERFERENCIA DE RADIO (dB sobre 1µV/m)
Menores de 70	43
70 - 200	49
200 - 300	53
400 - 600	60
Sobre 600	63

8.5.4 De acuerdo al reglamento de estándares nacionales de calidad ambiental.

El Reglamento de “Estándares Nacionales de Calidad Ambiental para Ruido” - D.S. N° 085-2003-PCM, establece los estándares nacionales de calidad ambiental para ruido y los lineamientos para no excederlos, con el objetivo de proteger la salud, mejorar la calidad de vida de la población y promover el desarrollo sostenible.

Tabla N° 8.5 Estándares Nacionales de Calidad Ambiental para Ruido.

Zonas de Aplicación	Valores Expresados en L_{AeqT}	
	Horario Diurno	Horario Nocturno
Zona de Protección Especial	50	40
Zona Residencial	60	50
Zona Comercial	70	60
Zona Industrial	80	70

Donde:

Zona de protección especial: Es aquella de alta sensibilidad acústica, que comprende los sectores del territorio que requieren una protección especial contra el ruido donde se ubican establecimientos de salud, establecimientos educativos asilos y orfanatos.

Zona residencial: Área autorizada por el gobierno local correspondiente para el uso identificado con viviendas o residencias, que permiten la presencia de altas, medias y bajas concentraciones poblacionales.

Zona comercial: Área autorizada por el gobierno local correspondiente para la realización de actividades comerciales y de servicios.

Zona industrial: Área autorizada por el gobierno local correspondiente para la realización de actividades industriales.

Horario diurno: Período comprendido desde las 07:01 horas hasta las 22:00 horas.

Horario nocturno: Período comprendido desde las 22:01 horas hasta las 7:00 horas del día siguiente.

8.5.5 Comparación de resultados del ruido audible y conclusiones parciales.

De acuerdo a los resultados de la tabla N° 8.2 se concluye lo siguiente:

- El valor del ruido audible para la comparación con los valores cálculos será de 60 dB, valor recomendado por el EPRI y el CNE-Utilización (Zona residencial en horario diurno y zona comercial en horario nocturno).
- Todos los resultados en las peores condiciones, L50 Rain para la zona costera y L5 Rain para la zona de la sierra, cumplen los valores especificados por el EPRI y el C.N.E. - Utilización.
- En condiciones de buen clima para todas las zonas se tiene una holgura del 43.67 % del valor máximo cálculo con respecto al valor máximo permitido del ruido audible.
- En condiciones de mal clima para la zona costera se tiene una holgura del 23.0 % del valor máximo cálculo con respecto al valor máximo permitido del ruido audible.

- En condiciones de mal clima para la zona de la sierra se tiene una holgura del 6.0 % del valor máximo cálculo con respecto al valor máximo permitido del ruido audible.

8.5.6 Comparación de resultados de la radio interferencia y conclusiones previas.

De acuerdo a los resultados de la tabla N° 8.1 se concluye lo siguiente:

- El valor del radio interferencia para la comparación con los valores cálculos será de 55 dB, valor que cubriría todas las normas: Canadiense, el EPRI y IEC.
- En condiciones de buen clima para todas las zonas se tiene una holgura del 42.72 % del valor máximo cálculo con respecto al valor máximo permitido de radio interferencia.
- En condiciones de mal clima para la zona costera se tiene una holgura del 11.8 % del valor máximo cálculo con respecto al valor máximo permitido de radio interferencia.
- El conductor más crítico en condiciones de mal clima para la zona de la sierra a 3000 msnm (conductor ACAR, 3 conductores por fase y una estructura tipo autoportante) se tiene una holgura del 0.18 % del valor máximo cálculo con respecto al valor máximo permitido de radio interferencia, pero para los demás conductores seleccionados se tiene una holgura del 3.27 % del valor máximo cálculo con respecto al valor máximo permitido de radio interferencia.

CAPÍTULO IX EVALUCIÓN ECONÓMICA

9.1 Evaluación económica de los conductores seleccionados.

Los criterios técnicos deben confrontarse con la parte económica donde se evalúa los siguientes puntos:

Costo total de inversión del conductor (valor de adquisición más su amortización), considerando que durante la vida útil de la línea de transmisión se amortiza el costo del conductor.

Extra costo de inversión total que requeriría las distintas configuraciones evaluadas. Dicha cantidad tiene en cuenta básicamente los costos adicionales por sobrepeso de estructuras y número de estructuras requeridas para apoyar el conductor.

Evaluación en valor presente de las pérdidas por efecto Joule durante la vida útil de la línea, de acuerdo con el tipo de conductor. La evaluación acertada de dichas pérdidas requiere de un conocimiento preciso de la evaluación de las transferencias de potencia con el requerimiento de la demanda y del factor de carga de la línea.

Una evaluación técnico – económica apropiada debe cubrir por tanto una sensibilidad en la cual se determine las pérdidas por funcionamiento de la línea tales como las originales por el efecto Corona y el efecto Joule (costo variables) para distintas configuraciones y se compare con el costo inicial de inversión más los extra costos asociados con los cambios en estructuras (costo fijos).

La evaluación económica de los conductores seleccionados para todas las zonas analizadas seguirá los siguientes procedimientos:

- Se calculan los costos totales de los conductores para cada haz preseleccionado.
- Se calculan los costos de instalación para cada haz de conductores preseleccionados.
- Se calculan los costos de las estructuras que soportarán cada haz preseleccionado, en donde para el mismo material de conductores se considera que a mayor sección, los requerimientos en los soportes son mayores.
- Se calculan los costos de instalación de las estructuras para cada haz de conductores

preseleccionados.

- El calibre del conductor y el número de subconductores por fase será determinado por el menor costo obtenido en la suma de los costos tomados en cuenta para la comparación económica.

9.2 Consideraciones para comparación económica de conductores.

Para efectuar la comparación de los haces de conductores preseleccionados, se toman en cuenta las siguientes consideraciones:

9.2.1 Consideraciones generales

- Costos referencial de las estructuras de acero galvanizado en celosía igual a 2000 US\$/Tn.
- Costo referencial de los conductores ACAR igual a 4.457 US\$/Kg.
- Costo referencial de los conductores AAAC igual a 4.113 US\$/Kg.
- El tensado utilizado para los conductores ACAR es 18 % del EDS en condición inicial y 20 % del EDS para el conductor AAAC.
- El vano medio óptimo es 450 m.
- La longitud de comparación es 5.0 Km.
- Los costos de la fundación de estructuras son proporcionales al peso de estas, por lo tanto no se toman en cuenta.
- Los costos de la ferretería para 3 y 4 conductores por fase, no se toman por ser pequeños comparados con los materiales principales.

9.2.2 Cuadros de resultados de la comparación económica.

Se efectuará la comparación económica para una longitud de un tramo típico de 5.0 Km de longitud, para los haces de conductores ACAR y AAAC preseleccionados.

Zona I (costa-1000 msnm)

Análisis Económico en Estructura Tipo Autoportante:

- Cuatro (4) conductores por fase ACAR 800 MCM.
- Tres (3) conductores por fase ACAR 1250 MCM.

Tabla N° 9.1 Evaluación económica, para líneas de transmisión con alturas hasta 1000 msnm.

CALIBRE CONDUCTOR	MATERIAL CONDUCTOR (US\$)	MATERIAL ESTRUCTURAS (US\$)	MONTAJE CONDUCTOR (US\$)	MONTAJE ESTRUCTURAS (US\$)	COSTO DE PERDIDA JOULE (US\$)	COSTO DE PERDIDA CORONA (US\$)	TOTAL (US\$)	COMPARACIÓN (%)
3 x 1250 MCM	116661.98	56560.00	90720.00	22624.00	588738.12	15011.40	890315.50	100.0%
4 x 800 MCM	99569.38	48108.00	94080.00	19243.20	659089.81	17123.85	937214.24	105.3%

Por comparación de pesos totales por fase se obtiene lo siguiente:

Peso de conductor ACAR 4x800 MCM = 4 x 1.117 = 4.468 Kg/m.

Peso de conductor ACAR 3x1250 MCM = 3 x 1.745 = 5.235 Kg/m.

Análisis Económico en Estructura Tipo Cross Rope:

- Cuatro (4) conductores por fase ACAR 1000 MCM.
- Tres (3) conductores por fase ACAR 1600 MCM.

Tabla N° 9.2 Evaluación económica, para líneas de transmisión con alturas hasta 1000 msnm.

CALIBRE CONDUCTOR	MATERIAL CONDUCTOR (US\$)	MATERIAL ESTRUCTURAS (US\$)	MONTAJE CONDUCTOR (US\$)	MONTAJE ESTRUCTURAS (US\$)	COSTO DE PERDIDA JOULE (US\$)	COSTO DE PERDIDA CORONA (US\$)	TOTAL (US\$)	COMPARACIÓN (%)
3 x 1600 MCM	149420.93	33936.00	105300.00	13574.40	438959.25	15694.83	756885.41	100.0%
4 x 1000 MCM	124528.58	30384.00	97440.00	12153.60	530736.37	19216.92	814459.47	107.6%

Por comparación de pesos totales por fase, se obtiene lo siguiente:

Peso de conductor ACAR 4x1000 MCM = 4 x 1.397 = 5.588 Kg/m.

Peso de conductor ACAR 3x1600 MCM = 3 x 2.235 = 6.705 Kg/m.

Zona II (sierra-3000 msnm)

Análisis Económico en Estructura Tipo Autoportante:

- Cuatro (4) conductores por fase ACAR 900 MCM.
- Tres (3) conductores por fase ACAR 1500 MCM.

Tabla N° 9.3 Evaluación económica, para líneas de transmisión con alturas hasta 3000 msnm.

CALIBRE CONDUCTOR	MATERIAL CONDUCTOR (US\$)	MATERIAL ESTRUCTURAS (US\$)	MONTAJE CONDUCTOR (US\$)	MONTAJE ESTRUCTURAS (US\$)	COSTO DE PERDIDA JOULE (US\$)	COSTO DE PERDIDA CORONA (US\$)	TOTAL (US\$)	COMPARACIÓN (%)
3 x 1500 MCM	140061.23	70664.00	101970.00	33404.80	490561.97	22997.75	859659.75	100.0%
4 x 900 MCM	112048.98	57570.00	96000.00	23028.00	584131.65	28016.08	900794.71	104.8%

Por comparación de pesos totales por fase se obtiene lo siguiente:

Peso de conductor ACAR 4x900 MCM = 4 x 1.257 = 6.285 Kg/m.

Peso de conductor ACAR 3x1500 MCM = 3 x 2.095 = 5.028 Kg/m.

Zona III (sierra-4000 msnm)

Análisis Económico en Estructura Tipo Autoportante:

- Cuatro (4) conductores por fase ACAR 1200 MCM.
- Tres (3) conductores por fase ACAR 1900 MCM.

Tabla N° 9.4 Evaluación económica, para líneas de transmisión con alturas hasta 4000 msnm.

CALIBRE CONDUCTOR	MATERIAL CONDUCTOR (US\$)	MATERIAL ESTRUCTURAS (US\$)	MONTAJE CONDUCTOR (US\$)	MONTAJE ESTRUCTURAS (US\$)	COSTO DE PERDIDA JOULE (US\$)	COSTO DE PERDIDA CORONA (US\$)	TOTAL (US\$)	COMPARACIÓN (%)
3 x 1900 MCM	177500.03	91863.20	110127.60	51777.44	361930.71	34471.36	827670.34	101.3%
4 x 1200 MCM	149487.78	69084.00	98880.00	29015.28	434269.80	36554.20	817291.06	100.0%

Por comparación de pesos totales por fase se obtiene lo siguiente:

Peso de conductor ACAR 4x1200 MCM = 4 x 1.677 = 6.708 Kg/m.

Peso de conductor ACAR 3x1900 MCM = 3 x 2.655 = 7.965 Kg/m.

Zona IV (sierra alta- 4450 msnm)

Análisis Económico en Estructura Tipo Autoportante:

- Cuatro (4) conductores por fase AAAC 1300 MCM.
- Tres (3) conductores por fase AAAC 2000 MCM.

Tabla N° 9.5 Evaluación económica, para líneas de transmisión con alturas hasta 4000 msnm.

CALIBRE CONDUCTOR	MATERIAL CONDUCTOR (US\$)	MATERIAL ESTRUCTURAS (US\$)	MONTAJE CONDUCTOR (US\$)	MONTAJE ESTRUCTURAS (US\$)	COSTO DE PERDIDA JOULE (US\$)	COSTO DE PERDIDA CORONA (US\$)	TOTAL (US\$)	COMPARACIÓN (%)
3 x 2000 MCM	172314.14	96360.00	112893.60	51392.00	362882.7	42582.14	838424.58	103.0%
4 x 1300 MCM	149466.42	71962.50	101074.00	32787.27	414909.47	44189.99	814389.65	100.0%

Por comparación de pesos totales por fase se obtiene lo siguiente:

Peso de conductor ACAR 4x1300 MCM = 4 x 1.817 = 7.268 Kg/m.

Peso de conductor ACAR 3x2000 MCM = 3 x 2.793 = 8.379 Kg/m.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

1. Para la selección de los conductores en las diferentes zonas analizadas, el criterio que determina la selección del conductor es el efecto corona, el cual se reduce apreciablemente incrementando el número de conductores por fase, incrementando el diámetro de los subconductores, incrementando la distancia horizontal de fases del conductor (el aumento de un metro a la distancia horizontal entre fases, representa una disminución del 1.3 % del gradiente superficial del conductor) y aumentando la distancia vertical de amarre del conductor sobre el suelo (si se aumenta 3 metros a las estructuras autoportante se demuestra una ligera disminución del gradiente superficial del conductor en un 0.5 %).
2. La variación de la distancia del espaciamiento de los subconductores genera una pequeña disminución del gradiente superficial del conductor, por ejemplo el espaciamiento de 40 cm entre subconductores arroja 0.74 % menos de gradiente superficial del conductor con respecto a un espaciamiento de 45.72 cm.
3. Entre los factores que causan las más altas pérdidas corona, se puede citar: la lluvia en la zona de la sierra y la contaminación en la zona de la costa. La temperatura, la humedad y la presión barométrica tienen relativamente un efecto menor comparado con el de la lluvia.
4. Todas las variaciones del gradiente superficial del conductor son directamente proporcionales a las variaciones del campo eléctrico, ruido audible y de la radio interferencia.
5. El incremento de la distancia horizontal de fases del conductor trae como consecuencia el aumento de la magnitud al campo magnético (por cada metro de aumento en la distancia horizontal, el incremento del campo magnético es del 7.13 %), además el aumento de subconductores y su espaciamiento no modifican la magnitud del campo magnético.
6. El criterio de la ampacidad no tiene mayor implicancia en la selección de los

conductores para este nivel de tensión.

Recomendaciones.

1. El gradiente superficial promedio de las líneas construidas en Brasil, Chile, Argentina y Estados Unidos, desde 1978 a la fecha es de 17,0 kV/cm para altitudes hasta 1000 msnm, pero el COES (comité de Operaciones Económicas del Sistema) señala 16,0 kV/cm, este valor hace que el diseño sea mejor, pero el costo de inversión del proyecto sea más caro, se recomienda que se modifique a 17,0 kV/cm.
2. Se recomienda que en los proyectos de líneas de transmisión en 500 kV, a nivel de ingeniería de detalle se realice un análisis sobre el uso de estructuras tipo Cross Rope para zonas con acceso vehicular mayores a 1000 msnm.
3. Para zonas costeras se recomienda realizar programas de mantenimiento para contrarrestar el efecto corona.
4. Se recomienda realizar mediciones de las pérdidas corona de las líneas de transmisión ubicadas en zonas costeras (zona crítica debido a la alta contaminación), para obtener resultados reales y por ende mejorar el análisis de pérdidas corona.

ANEXOS

ANEXO A
ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL CABLE DE GUARDA

a. Cable de Acero Galvanizado EHS.

Las características del cable de acero galvanizado EHS que se utilizará como cable de guarda para protección contra descargas atmosféricas son las siguientes.

- Tipo : Acero galvanizado
- Grado : EHS (extra High Strength)
- Norma de Fabricación : ASTM A363
- Sección nominal : 70 mm²
- Sección Real : 73.58 mm²
- Número de hilos x diámetro de hilos : 7x3.05 mm
- Diámetro exterior : 11.11 mm
- Peso unitario : 0.595 Kg/m
- Tiro de rotura : 9453 Kg
- Coeficiente de dilatación lineal : 0.0000115 (°C-1)
- Módulo de elasticidad final : 19000 Kg/ mm²

b. Cable de fibra Óptica OPGW.

El cable de fibra óptica tipo OPGW recomendado es el siguiente:

b.1 Mecánicos y Eléctricos.

- Hilos metálicos : Una sola capa compuesta por nueve (09) hilos de alumoweld y seis (06) hilos de aleación de aluminio.
- Sección aluminio (nominal/real) : 108 mm²
- Diámetro exterior : 14.00 mm
- Peso unitario : 0.602 Kgf/m
- Tiro de rotura : 9597 Kgf
- Capacidad de cortocircuito : 16 kA, 0.3 s
- Temperatura del conductor máximo : 180 °C
- Módulo de elasticidad final : 12000 Kg/ mm²

b.2 Unidad Central.

- Número de fibras ópticas : 24
- Diámetro exterior del tubo : 9.60 mm
- Diámetro interior del tubo : 6.80 mm
- Material (espaciador central con surco)

- | | |
|----------------------------|----------------------------|
| Helicoidal (opcional) | : Aleación de aluminio |
| Tubo | : Aluminio. |
| • Gradiente de temperatura | : Interior hacia exterior. |

b.3 Fibra Óptica.

- | | |
|--|---|
| • Tipo de fibra óptica | : Monomodo |
| • Norma | : ITU – T – G655 |
| • Diámetro de revestimiento | : $125 \mu\text{m} \pm 2 \mu\text{m}$ |
| • Diámetro recubrimiento primario | : $\approx 250 \mu\text{m}$ |
| • Diámetro de recubrimiento secundario | : $500 \mu\text{m} - 900 \mu\text{m}$ |
| • Error de concentricidad núcleo/revest.: $\leq 0.60 \mu\text{m}$
(core cladding concentricity error) | |
| • Error de revest. de no circularidad : $\leq 1.0 \%$
(cladding non-circularity error) | |
| • Error de concentricidad recub./revest. : $\leq 12.0 \mu\text{m}$
(coating / cladding concentricity error) | |
| • Atenuación máxima : (*1) | |
| A 1 550 nm | : $\leq 0.23 \text{ dB/Km}$ |
| A 1 625 nm | : $\leq 0.25 \text{ dB/Km}$ |
| • Longitud de onda de corte | : $\leq 1260 \text{ nm}$ |
| • Coeficientes de dispersión cromática | |
| 3ª Ventana: 1 528 a 1 561 nm | : 2,0 a 6,0 ps/(nm Km) |
| 4ª Ventana: 1 561 a 1620 nm | : 4,5 a 11,0 ps/(nm Km) |
| • Dispersión de modo de polarización | : $< 0,2 \text{ ps/Km}$ |
| • Diámetro modal | |
| A 1 550 nm | : $9,0 \mu\text{m} \pm 0,5 \mu\text{m}$ |

Nota (*1): la atenuación máxima indica el valor máximo permitido para cada kilómetro de fibra instalada. No representa el valor promedio de la atenuación a lo largo de la fibra.

ANEXO B
CÁLCULO DEL GRADIENTE DE POTENCIAL CRÍTICA DE
RUPTURA

Tramo N°01: (Zona: Costa)

Altura promedio	: 1000 msnm.
Conductor	: ACAR
Temperatura ambiente	: 20°C.
Coefficiente de rugosidad	: $m_c = 0.8 - 0.95$
Coefficiente meteorológico	: $m_a = 0.9$
Número de subconductores por fase	: 4 y 3
Densidad relativa del aire	: 0.9
Distancia de subconductores consecutivos	: 45.72 cm.

Tabla N° B.1 Gradiente Potencial Crítico, para un coeficiente meteorológico igual a 0.9 y un coeficiente de rugosidad que varía entre 0.8 y 0.95 con 3 subconductores por fase.

Tipo	Conductor	Diámetro (cm)	Radio del haz de subconductores (cm)	Req. (cm)	Gradiente Crítico (Ec) $m_c=0.95$ $m_a=0.9$	Gradiente Crítico (Ec) $m_c=0.92$ $m_a=0.9$	Gradiente Crítico (Ec) $m_c=0.9$ $m_a=0.9$	Gradiente Crítico (Ec) $m_c=0.85$ $m_a=0.9$	Gradiente Crítico (Ec) $m_c=0.8$ $m_a=0.9$
ACAR	650 MCM	2.357	26.40	13.51	17.76	17.20	16.83	15.89	14.96
	700 MCM	2.445	26.40	13.67	17.75	17.19	16.82	15.89	14.95
	750 MCM	2.532	26.40	13.83	17.75	17.19	16.81	15.88	14.94
	800 MCM	2.614	26.40	13.98	17.74	17.18	16.80	15.87	14.94
	850 MCM	2.695	26.40	14.12	17.73	17.17	16.80	15.86	14.93
	900 MCM	2.774	26.40	14.26	17.72	17.16	16.79	15.86	14.93
	950 MCM	2.848	26.40	14.38	17.72	17.16	16.79	15.85	14.92
	1000 MCM	2.923	26.40	14.51	17.71	17.15	16.78	15.85	14.92
	1100 MCM	3.065	26.40	14.74	17.70	17.14	16.77	15.84	14.91
	1200 MCM	3.202	26.40	14.96	17.69	17.13	16.76	15.83	14.90
	1250 MCM	3.270	26.40	15.06	17.69	17.13	16.76	15.82	14.89
	1300 MCM	3.332	26.40	15.16	17.68	17.12	16.75	15.82	14.89
	1400 MCM	3.463	26.40	15.35	17.67	17.12	16.74	15.81	14.88
1500 MCM	3.585	26.40	15.53	17.67	17.11	16.74	15.81	14.88	

Tabla N° B.2 Gradiente Potencial Crítico, para un coeficiente meteorológico igual a 0.9 y un coeficiente de rugosidad que varía entre 0.8 y 0.95 con 4 subconductores por fase.

Tipo	Conductor	Diámetro (cm)	Radio del haz de subconductores (cm)	Req. (cm)	Gradiente Crítico (Ec) $m_c=0.95$ $m_a=0.9$	Gradiente Crítico (Ec) $m_c=0.92$ $m_a=0.9$	Gradiente Crítico (Ec) $m_c=0.9$ $m_a=0.9$	Gradiente Crítico (Ec) $m_c=0.85$ $m_a=0.9$	Gradiente Crítico (Ec) $m_c=0.8$ $m_a=0.9$
ACAR	650 MCM	2.357	32.33	19.98	17.51	16.95	16.59	15.66	14.74
	700 MCM	2.445	32.33	20.16	17.50	16.95	16.58	15.66	14.74
	750 MCM	2.532	32.33	20.34	17.50	16.94	16.58	15.65	14.73
	800 MCM	2.614	32.33	20.50	17.49	16.94	16.57	15.65	14.73
	850 MCM	2.695	32.33	20.66	17.49	16.93	16.57	15.65	14.73
	900 MCM	2.774	32.33	20.81	17.48	16.93	16.56	15.64	14.72
	950 MCM	2.848	32.33	20.95	17.48	16.93	16.56	15.64	14.72
	1000 MCM	2.923	32.33	21.08	17.48	16.92	16.56	15.64	14.72
	1100 MCM	3.065	32.33	21.33	17.47	16.92	16.55	15.63	14.71
	1200 MCM	3.202	32.33	21.57	17.46	16.91	16.54	15.62	14.70
	1250 MCM	3.270	32.33	21.68	17.46	16.91	16.54	15.62	14.70
	1300 MCM	3.332	32.33	21.78	17.46	16.91	16.54	15.62	14.70
	1400 MCM	3.463	32.33	21.99	17.45	16.90	16.53	15.61	14.70
1500 MCM	3.585	32.33	22.19	17.45	16.90	16.53	15.61	14.69	

Tramo N°02: (Zona: Sierra)

Altura promedio	: 3000 msnm.
Conductor	: ACAR
Temperatura ambiente	: 10°C.
Coefficiente de rugosidad	: $m_c = 0.8 - 0.95$
Coefficiente meteorológico	: $m_a = 1.0$
Número de subconductores por fase	: 4 y 3
Densidad relativa del aire	: 0.73
Distancia de subconductores consecutivos	: 45.72 cm.

Tabla N° B.3 Gradiente Potencial Crítico, para un coeficiente meteorológico igual a 1.0 y un coeficiente de rugosidad que varía entre 0.8 y 0.95 con 3 subconductores por fase.

Tipo	Conductor	Diámetro (cm)	Radio del haz de subconductores (cm)	Req. (cm)	Gradiente Crítico (Ec) $m_c=0.95$ $m_a=1.0$	Gradiente Crítico (Ec) $m_c=0.92$ $m_a=1.0$	Gradiente Crítico (Ec) $m_c=0.9$ $m_a=1.0$	Gradiente Crítico (Ec) $m_c=0.85$ $m_a=1.0$	Gradiente Crítico (Ec) $m_c=0.8$ $m_a=1.0$
ACAR	650 MCM	2.357	26.40	13.51	16.13	15.62	15.28	14.43	13.58
	700 MCM	2.445	26.40	13.67	16.12	15.61	15.27	14.42	13.57
	750 MCM	2.532	26.40	13.83	16.11	15.60	15.26	14.41	13.56
	800 MCM	2.614	26.40	13.98	16.10	15.59	15.25	14.41	13.56
	850 MCM	2.695	26.40	14.12	16.09	15.59	15.25	14.40	13.55
	900 MCM	2.774	26.40	14.26	16.09	15.58	15.24	14.39	13.55
	950 MCM	2.848	26.40	14.38	16.08	15.57	15.23	14.39	13.54
	1000 MCM	2.923	26.40	14.51	16.07	15.57	15.23	14.38	13.54
	1100 MCM	3.065	26.40	14.74	16.06	15.56	15.22	14.37	13.53
	1200 MCM	3.202	26.40	14.96	16.05	15.55	15.21	14.36	13.52
	1250 MCM	3.270	26.40	15.06	16.05	15.54	15.20	14.36	13.51
	1300 MCM	3.332	26.40	15.16	16.04	15.54	15.20	14.36	13.51
1400 MCM	3.463	26.40	15.35	16.04	15.53	15.19	14.35	13.50	
1500 MCM	3.585	26.40	15.53	16.03	15.52	15.18	14.34	13.50	

Tabla N° B.4 Gradiente Potencial Crítico, para un coeficiente meteorológico igual a 1.0 y un coeficiente de rugosidad que varía entre 0.8 y 0.95 con 4 subconductores por fase.

Tipo	Conductor	Diámetro (cm)	Radio del haz de subconductores (cm)	Req. (cm)	Gradiente Crítico (Ec) $m_c=0.95$ $m_a=1.0$	Gradiente Crítico (Ec) $m_c=0.92$ $m_a=1.0$	Gradiente Crítico (Ec) $m_c=0.9$ $m_a=1.0$	Gradiente Crítico (Ec) $m_c=0.85$ $m_a=1.0$	Gradiente Crítico (Ec) $m_c=0.8$ $m_a=1.0$
ACAR	650 MCM	2.357	32.33	19.98	15.87	15.37	14.53	14.20	13.36
	700 MCM	2.445	32.33	20.16	15.86	15.36	14.53	14.19	13.36
	750 MCM	2.532	32.33	20.34	15.86	15.36	14.52	14.19	13.35
	800 MCM	2.614	32.33	20.50	15.85	15.35	14.52	14.18	13.35
	850 MCM	2.695	32.33	20.66	15.85	15.35	14.51	14.18	13.35
	900 MCM	2.774	32.33	20.81	15.84	15.34	14.51	14.18	13.34
	950 MCM	2.848	32.33	20.95	15.84	15.34	14.51	14.17	13.34
	1000 MCM	2.923	32.33	21.08	15.84	15.34	14.50	14.17	13.34
	1100 MCM	3.065	32.33	21.33	15.83	15.33	14.50	14.16	13.33
	1200 MCM	3.202	32.33	21.57	15.82	15.32	14.49	14.16	13.33
	1250 MCM	3.270	32.33	21.68	15.82	15.32	14.49	14.16	13.32
	1300 MCM	3.332	32.33	21.78	15.82	15.32	14.49	14.15	13.32
1400 MCM	3.463	32.33	21.99	15.81	15.31	14.48	14.15	13.32	
1500 MCM	3.585	32.33	22.19	15.81	15.31	14.48	14.14	13.31	

Tramo N°03: (Zona: Sierra)

Altura promedio	: 4000 msnm.
Conductor	: AAAC
Temperatura ambiente	: 5°C.
Coefficiente de rugosidad	: $m_c = 0.8 - 0.95$
Coefficiente meteorológico	: $m_a = 1.0$
Número de subconductores por fase	: 4 y 3
Densidad relativa del aire	: 0.66
Distancia de subconductores consecutivos	: 45.72 cm.

Tabla N° B.4 Gradiente Potencial Crítico, para un coeficiente meteorológico igual a 1.0 y un coeficiente de rugosidad que varía entre 0.8 y 0.95 con 3 subconductores por fase.

Tipo	Conductor	Diámetro (cm)	Radio del haz de subconductores (cm)	Req. (cm)	Gradiente Crítico (Ec) $m_c=0.95$ $m_a=1.0$	Gradiente Crítico (Ec) $m_c=0.92$ $m_a=1.0$	Gradiente Crítico (Ec) $m_c=0.9$ $m_a=1.0$	Gradiente Crítico (Ec) $m_c=0.85$ $m_a=1.0$	Gradiente Crítico (Ec) $m_c=0.8$ $m_a=1.0$
AAAC	650 MCM	2.263	26.40	13.32	14.60	14.14	13.83	13.06	12.29
	650 MCM	2.356	26.40	13.50	14.59	14.13	13.82	13.05	12.29
	700 MCM	2.445	26.40	13.67	14.58	14.12	13.81	13.05	12.28
	750 MCM	2.532	26.40	13.83	14.57	14.11	13.81	13.04	12.27
	800 MCM	2.614	26.40	13.98	14.57	14.11	13.80	13.03	12.27
	900 MCM	2.774	26.40	14.26	14.55	14.09	13.79	13.02	12.26
	1000 MCM	2.923	26.40	14.51	14.54	14.08	13.78	13.01	12.25
	1100 MCM	3.070	26.40	14.75	14.53	14.07	13.77	13.00	12.24
	1200 MCM	3.208	26.40	14.97	14.52	14.06	13.76	12.99	12.23
	1300 MCM	3.337	26.40	15.17	14.51	14.05	13.75	12.98	12.22
	1400 MCM	3.463	26.40	15.35	14.50	14.05	13.74	12.98	12.21
	1500 MCM	3.585	26.40	15.53	14.50	14.04	13.73	12.97	12.21
1600 MCM	3.704	26.40	15.70	14.49	14.03	13.73	12.97	12.20	
1700 MCM	3.815	26.40	15.86	14.48	14.03	13.72	12.96	12.20	

Tabla N° B.5 Gradiente Potencial Crítico, para un coeficiente meteorológico igual a 1.0 y un coeficiente de rugosidad que varía entre 0.8 y 0.95 con 4 subconductores por fase.

Tipo	Conductor	Diámetro (cm)	Radio del haz de subconductores (cm)	Req. (cm)	Gradiente Crítico (Ec) $m_c=0.95$ $m_a=1.0$	Gradiente Crítico (Ec) $m_c=0.92$ $m_a=1.0$	Gradiente Crítico (Ec) $m_c=0.9$ $m_a=1.0$	Gradiente Crítico (Ec) $m_c=0.85$ $m_a=1.0$	Gradiente Crítico (Ec) $m_c=0.8$ $m_a=1.0$
AAAC	650 MCM	2.263	32.33	19.78	14.35	13.90	13.14	12.84	12.09
	650 MCM	2.356	32.33	19.98	14.35	13.89	13.14	12.84	12.08
	700 MCM	2.445	32.33	20.16	14.34	13.89	13.13	12.83	12.08
	750 MCM	2.532	32.33	20.34	14.34	13.88	13.13	12.83	12.07
	800 MCM	2.614	32.33	20.50	14.33	13.88	13.13	12.82	12.07
	900 MCM	2.774	32.33	20.81	14.32	13.87	13.12	12.82	12.06
	1000 MCM	2.923	32.33	21.08	14.32	13.86	13.11	12.81	12.06
	1100 MCM	3.070	32.33	21.34	14.31	13.86	13.10	12.80	12.05
	1200 MCM	3.208	32.33	21.58	14.30	13.85	13.10	12.80	12.05
	1300 MCM	3.337	32.33	21.79	14.30	13.85	13.09	12.79	12.04
	1400 MCM	3.463	32.33	21.99	14.29	13.84	13.09	12.79	12.04
	1500 MCM	3.585	32.33	22.19	14.29	13.84	13.09	12.78	12.03
1600 MCM	3.704	32.33	22.37	14.28	13.83	13.08	12.78	12.03	
1700 MCM	3.815	32.33	22.53	14.28	13.83	13.08	12.78	12.03	

Tramo N°04: (Zona: Sierra Alta)

Altura promedio	: 4450 msnm.
Conductor	: AAAC
Temperatura ambiente	: 2.75°C
Coefficiente de rugosidad	: $m_c = 0.8 - 0.95$
Coefficiente meteorológico	: $m_a = 1.0$
Número de subconductores por fase	: 4 y 3
Densidad relativa del aire	: 0.63
Distancia de subconductores consecutivos	: 45.72 cm

Tabla N° B.6 Gradiente Potencial Crítico, para un coeficiente meteorológico igual a 1.0 y un coeficiente de rugosidad que varía entre 0.8 y 0.95 con 3 subconductores por fase.

Tipo	Conductor	Diámetro (cm)	Radio del haz de subconductores (cm)	Req. (cm)	Gradiente Crítico (Ec) $m_c=0.95$ $m_a=1.0$	Gradiente Crítico (Ec) $m_c=0.92$ $m_a=1.0$	Gradiente Crítico (Ec) $m_c=0.9$ $m_a=1.0$	Gradiente Crítico (Ec) $m_c=0.85$ $m_a=1.0$	Gradiente Crítico (Ec) $m_c=0.8$ $m_a=1.0$
AAAC	650 MCM	2.263	26.40	13.32	13.96	13.52	13.22	12.49	11.75
	650 MCM	2.356	26.40	13.50	13.95	13.51	13.22	12.48	11.75
	700 MCM	2.445	26.40	13.67	13.94	13.50	13.21	12.47	11.74
	750 MCM	2.532	26.40	13.83	13.93	13.49	13.20	12.47	11.73
	800 MCM	2.614	26.40	13.98	13.93	13.49	13.19	12.46	11.73
	900 MCM	2.774	26.40	14.26	13.91	13.47	13.18	12.45	11.72
	1000 MCM	2.923	26.40	14.51	13.90	13.46	13.17	12.44	11.71
	1100 MCM	3.070	26.40	14.75	13.89	13.45	13.16	12.43	11.70
	1200 MCM	3.208	26.40	14.97	13.88	13.44	13.15	12.42	11.69
	1300 MCM	3.337	26.40	15.17	13.87	13.44	13.14	12.41	11.68
	1400 MCM	3.463	26.40	15.35	13.87	13.43	13.14	12.41	11.68
	1500 MCM	3.585	26.40	15.53	13.86	13.42	13.13	12.40	11.67
1600 MCM	3.704	26.40	15.70	13.85	13.42	13.12	12.39	11.67	
1700 MCM	3.815	26.40	15.86	13.85	13.41	13.12	12.39	11.66	

Tabla N° B.7 Gradiente Potencial Crítico, para un coeficiente meteorológico igual a 1.0 y un coeficiente de rugosidad que varía entre 0.8 y 0.95 con 4 subconductores por fase.

Tipo	Conductor	Diámetro (cm)	Radio del haz de subconductores (cm)	Req. (cm)	Gradiente Crítico (Ec) $m_c=0.95$ $m_a=1.0$	Gradiente Crítico (Ec) $m_c=0.92$ $m_a=1.0$	Gradiente Crítico (Ec) $m_c=0.9$ $m_a=1.0$	Gradiente Crítico (Ec) $m_c=0.85$ $m_a=1.0$	Gradiente Crítico (Ec) $m_c=0.8$ $m_a=1.0$
AAAC	650 MCM	2.263	32.33	19.78	13.72	13.28	12.56	12.27	11.55
	650 MCM	2.356	32.33	19.98	13.71	13.28	12.56	12.27	11.55
	700 MCM	2.445	32.33	20.16	13.71	13.27	12.55	12.26	11.54
	750 MCM	2.532	32.33	20.34	13.70	13.27	12.55	12.26	11.54
	800 MCM	2.614	32.33	20.50	13.70	13.27	12.54	12.26	11.54
	900 MCM	2.774	32.33	20.81	13.69	13.26	12.54	12.25	11.53
	1000 MCM	2.923	32.33	21.08	13.68	13.25	12.53	12.24	11.52
	1100 MCM	3.070	32.33	21.34	13.68	13.24	12.52	12.24	11.52
	1200 MCM	3.208	32.33	21.58	13.67	13.24	12.52	12.23	11.51
	1300 MCM	3.337	32.33	21.79	13.67	13.23	12.51	12.23	11.51
	1400 MCM	3.463	32.33	21.99	13.66	13.23	12.51	12.22	11.50
	1500 MCM	3.585	32.33	22.19	13.66	13.22	12.51	12.22	11.50
1600 MCM	3.704	32.33	22.37	13.65	13.22	12.50	12.21	11.50	
1700 MCM	3.815	32.33	22.53	13.65	13.22	12.50	12.21	11.49	

ANEXO C
CÁLCULO DEL GRADIENTE SUPERFICIAL DEL CONDUCTOR

ZONA I (COSTA- 1000 msnm)

Tensión nominal de la línea.	: 500 kV
Separación entre fases (Cross Rope)	: 9 m
Separación entre fases (Autoportante)	: 13 m
Altura promedio del conductor al suelo, en “m”	: De acuerdo a la tabla N° 6.6.
Número de subconductores por fase.	: 3 y 4.
Diámetro del conductor	: De acuerdo a la tabla N° 4.0.
Separación entre subconductores.	: 45.72 cm.
Altura promedio del cable de guarda, en “m”	: De acuerdo a la tabla N° 6.7.
Separación entre cables de Guarda.	
Para estructura tipo Cross Rope	: 36 m.
Para estructura tipo Autoportante	: 13.87 m

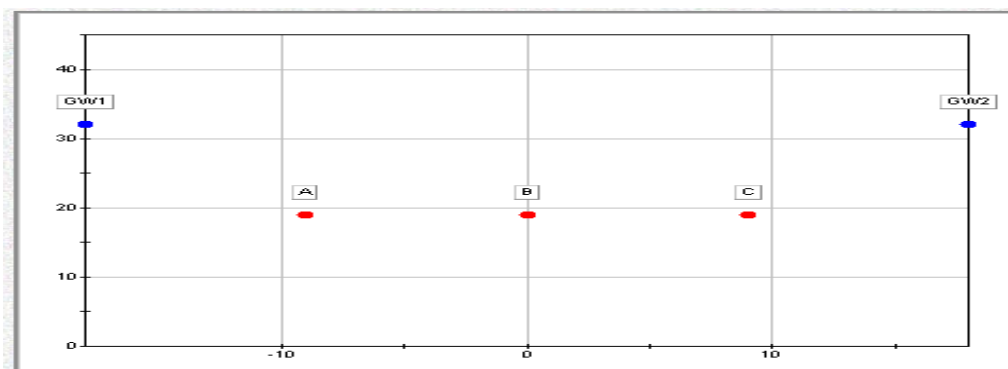


Fig. C.1 Configuración de los conductores y cable de guarda en estructura tipo Cross Rope.

Tabla N° C.1 Gradiente Superficial del conductor ACAR en estructuras tipo Cross Rope, para 3 conductores por fase.

GRADIENTE SUPERFICIAL DEL CONDUCTOR EN ESTRUCTURA TIPO CROSS ROPE						
Conductor	Sección del Conductor	Diámetro (cm)	n	Gradiente Potencial del Conductor (kV/cm)	Gradiente Crítico (kV/cm)	Relación E_c/E_o
ACAR	650 MCM	2.357	3	20.11	16.82	1.20
	700 MCM	2.445	3	19.51	16.81	1.16
	750 MCM	2.532	3	18.97	16.81	1.13
	800 MCM	2.614	3	18.48	16.80	1.10
	850 MCM	2.695	3	18.03	16.79	1.07
	900 MCM	2.774	3	17.61	16.78	1.05
	950 MCM	2.848	3	17.24	16.78	1.03
	1000 MCM	2.923	3	16.89	16.77	1.01
	1100 MCM	3.065	3	16.28	16.76	0.97
	1200 MCM	3.202	3	15.74	16.75	0.94
	1250 MCM	3.270	3	15.49	16.75	0.92
	1300 MCM	3.332	3	15.27	16.74	0.91
	1400 MCM	3.463	3	14.83	16.74	0.89
1500 MCM	3.585	3	14.45	16.73	0.86	
1600 MCM	3.704	3	14.08	16.73	0.84	

Tabla N° C.2 Gradiente Superficial del conductor ACAR en estructuras tipo Cross Rope, para 4 conductores por fase.

GRADIENTE SUPERFICIAL DEL CONDUCTOR EN ESTRUCTURA TIPO CROSS ROPE						
Conductor	Sección del Conductor	Diámetro (cm)	n	Gradiente Potencial del Conductor (kV/cm)	Gradiente Crítico (KV/cm)	Relación Ec/Eo
ACAR	650 MCM	2.357	4	16.85	16.58	1.02
	700 MCM	2.445	4	16.36	16.57	0.99
	750 MCM	2.532	4	15.9	16.57	0.96
	800 MCM	2.614	4	15.49	16.56	0.94
	850 MCM	2.695	4	15.12	16.56	0.91
	900 MCM	2.774	4	14.77	16.56	0.89
	950 MCM	2.848	4	14.47	16.55	0.87
	1000 MCM	2.923	4	14.17	16.55	0.86
	1100 MCM	3.065	4	13.66	16.54	0.83
	1200 MCM	3.202	4	13.21	16.54	0.80
	1250 MCM	3.270	4	13.00	16.53	0.79
	1300 MCM	3.332	4	12.82	16.53	0.78
1400 MCM	3.463	4	12.46	16.53	0.75	
1500 MCM	3.585	4	12.15	16.52	0.74	

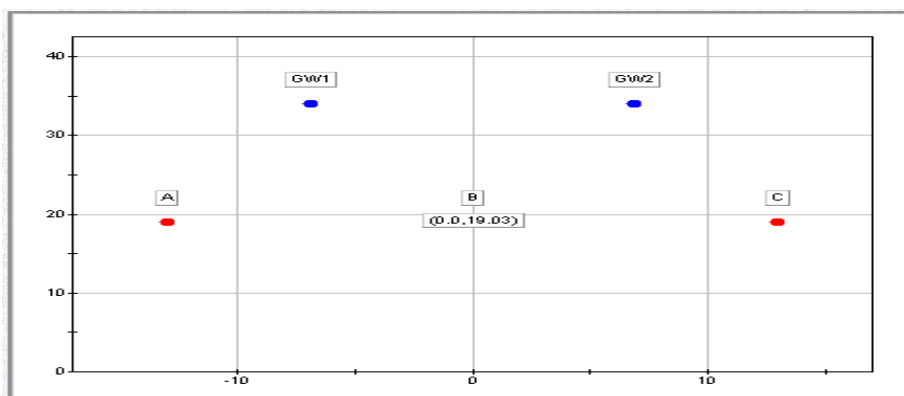


Fig. C.2 Configuración de conductores y cable de guarda en la estructura tipo Autoportante.

Tabla N° C.3 Gradiente Superficial del conductor ACAR en estructuras tipo Autoportante, para 3 conductores por fase.

GRADIENTE SUPERFICIAL DEL CONDUCTOR EN ESTRUCTURA TIPO AUTOPORTANTE							
Conductor	Sección del Conductor	Diámetro (cm)	n	Gradiente Potencial del Conductor (kV/cm), para Estructuras con Extensión +0	Gradiente Potencial del Conductor (kV/cm), para Estructuras con Extensión +3	Gradiente Crítico (KV/cm)	Relación Ec/Eo
ACAR	650 MCM	2.357	3	18.71	18.61	16.82	1.11
	700 MCM	2.445	3	18.15	18.05	16.81	1.08
	750 MCM	2.532	3	17.63	17.53	16.81	1.05
	800 MCM	2.614	3	17.17	17.07	16.80	1.02
	850 MCM	2.695	3	16.75	16.65	16.79	1.00
	900 MCM	2.774	3	16.35	16.25	16.78	0.97
	950 MCM	2.848	3	16.01	15.91	16.78	0.95
	1000 MCM	2.923	3	15.67	15.57	16.77	0.93
	1100 MCM	3.065	3	15.08	14.98	16.76	0.90
	1200 MCM	3.202	3	14.56	14.46	16.75	0.87
	1250 MCM	3.270	3	14.33	14.23	16.75	0.86
	1300 MCM	3.332	3	14.12	14.02	16.74	0.84
	1400 MCM	3.463	3	13.71	13.61	16.74	0.82
1500 MCM	3.585	3	13.36	13.26	16.73	0.80	

Tabla N° C.4 Gradiente Superficial del conductor ACAR en estructuras tipo Autoportante, para 4 conductores por fase.

GRADIENTE SUPERFICIAL DEL CONDUCTOR EN ESTRUCTURA TIPO AUTOPORTANTE							
Conductor	Sección del Conductor	Diámetro (cm)	n	Gradiente Potencial del Conductor (kV/cm), para Estructuras con Extensión +0	Gradiente Potencial del Conductor (kV/cm), para Estructuras con Extensión +3	Gradiente Crítico (KV/cm)	Relación Ec/Eo
ACAR	650 MCM	2.357	4	15.58	15.49	16.58	0.94
	700 MCM	2.445	4	15.13	15.03	16.57	0.91
	750 MCM	2.532	4	14.69	14.60	16.57	0.89
	800 MCM	2.614	4	14.31	14.22	16.56	0.86
	850 MCM	2.695	4	13.96	13.87	16.56	0.84
	900 MCM	2.774	4	13.64	13.55	16.56	0.82
	950 MCM	2.848	4	13.35	13.26	16.55	0.81
	1000 MCM	2.923	4	13.07	12.98	16.55	0.79
	1100 MCM	3.065	4	12.59	12.50	16.54	0.76
	1200 MCM	3.202	4	12.16	12.07	16.54	0.74
	1250 MCM	3.270	4	11.96	11.87	16.53	0.72
	1300 MCM	3.332	4	11.79	11.70	16.53	0.71
	1400 MCM	3.463	4	11.47	11.38	16.53	0.69
1500 MCM	3.585	4	11.17	11.08	16.52	0.68	

ZONA II (SIERRA- 3000 msnm)

Tensión Nominal de la línea.	: 500 kV
Separación entre fases (Autoportante)	: 14 m
Altura promedio de conductor al suelo, en “m”	: De acuerdo a las tablas N°6.6
Número de subconductores por fase.	: 3 y 4.
Diámetro del conductor	: De acuerdo a la tabla N°4.0
Separación entre subconductores.	: 45.72 cm.
Altura promedio del cable de guarda, en “m”	: De acuerdo a la tabla N°6.8.
Separación entre cables de Guarda (Autoportante)	: 14.87 m.

Tabla N° C.5 Gradiente Superficial del conductor ACAR en estructuras tipo Autoportante, para 3 conductores por fase.

GRADIENTE SUPERFICIAL DEL CONDUCTOR EN ESTRUCTURA TIPO AUTOPORTANTE							
Conductor	Sección del Conductor	Diámetro (cm)	n	Gradiente Potencial del Conductor (kV/cm), para Estructuras con Extensión +0	Gradiente Potencial del Conductor (kV/cm), para Estructuras con Extensión +3	Gradiente Crítico (KV/cm)	Relación Ec/Eo
ACAR	650 MCM	2.357	3	18.48	18.38	15.28	1.21
	700 MCM	2.445	3	17.94	17.84	15.27	1.17
	750 MCM	2.532	3	17.42	17.32	15.26	1.14
	800 MCM	2.614	3	16.97	16.87	15.25	1.11
	850 MCM	2.695	3	16.55	16.45	15.25	1.09
	900 MCM	2.774	3	16.16	16.06	15.24	1.06
	950 MCM	2.848	3	15.81	15.71	15.23	1.04
	1000 MCM	2.923	3	15.48	15.38	15.23	1.02
	1100 MCM	3.065	3	14.9	14.80	15.22	0.98
	1200 MCM	3.202	3	14.39	14.29	15.21	0.95
	1250 MCM	3.270	3	14.15	14.05	15.20	0.93
	1300 MCM	3.332	3	13.95	13.85	15.20	0.92
	1400 MCM	3.463	3	13.55	13.45	15.19	0.89
1500 MCM	3.585	3	13.2	13.10	15.18	0.87	

Tabla N° C.6 Gradiente Superficial del conductor ACAR en estructuras tipo Autoportante, para 4 conductores por fase.

GRADIENTE SUPERFICIAL DEL CONDUCTOR EN ESTRUCTURA TIPO AUTOPORTANTE							
Conductor	Sección del Conductor	Diámetro (cm)	n	Gradiente Potencial del Conductor (kV/cm), para Estructuras con Extensión +0	Gradiente Potencial del Conductor (kV/cm), para Estructuras con Extensión +3	Gradiente Crítico (KV/cm)	Relación Ec/Eo
ACAR	650 MCM	2.357	4	15.38	15.29	14.53	1.06
	700 MCM	2.445	4	14.93	14.84	14.53	1.03
	750 MCM	2.532	4	14.50	14.41	14.52	1.00
	800 MCM	2.614	4	14.13	14.04	14.52	0.97
	850 MCM	2.695	4	13.78	13.69	14.51	0.95
	900 MCM	2.774	4	13.46	13.37	14.51	0.93
	950 MCM	2.848	4	13.17	13.08	14.51	0.91
	1000 MCM	2.923	4	12.90	12.81	14.50	0.89
	1100 MCM	3.065	4	12.42	12.33	14.50	0.86
	1200 MCM	3.202	4	12.00	11.91	14.49	0.83
	1250 MCM	3.270	4	11.80	11.71	14.49	0.81
	1300 MCM	3.332	4	11.63	11.54	14.49	0.80
	1400 MCM	3.463	4	11.31	11.22	14.48	0.78
	1500 MCM	3.585	4	11.02	10.93	14.48	0.76

ZONA III (SIERRA- 4000 msnm)

Tensión Nominal de la línea.	: 500 kV
Separación entre fases (Autoportante)	: 14 m
Altura promedio de conductor al suelo, en “m”	: De acuerdo a las tablas N°6.6
Número de subconductores por fase.	: 3 y 4.
Diámetro del conductor.	: De acuerdo a la tabla N°4.0
Separación entre subconductores.	: 45.72 cm.
Altura promedio del cable de guarda, en “m”	: De acuerdo a la tabla N°6.8.
Separación entre cables de Guarda (Autoportante)	: 14.87 m.

Tabla N° C.6 Gradiente Superficial del conductor ACAR en estructuras tipo Autoportante, para 3 conductores por fase.

GRADIENTE SUPERFICIAL DEL CONDUCTOR EN ESTRUCTURA TIPO AUTOPORTANTE							
Conductor	Sección del Conductor	Diámetro (cm)	n	Gradiente Potencial del Conductor (kV/cm), para Estructuras con Extensión +0	Gradiente Potencial del Conductor (kV/cm), para Estructuras con Extensión +3	Gradiente Crítico (KV/cm)	Relación Ec/Eo
ACAR	650 MCM	2.357	3	18.48	18.38	13.82	1.34
	700 MCM	2.445	3	17.94	17.84	13.81	1.30
	750 MCM	2.532	3	17.42	17.32	13.81	1.26
	800 MCM	2.614	3	16.97	16.87	13.80	1.23
	850 MCM	2.695	3	16.55	16.45	13.79	1.20
	900 MCM	2.774	3	16.16	16.06	13.79	1.17
	950 MCM	2.848	3	15.81	15.71	13.78	1.15
	1000 MCM	2.923	3	15.48	15.38	13.78	1.12
	1100 MCM	3.065	3	14.9	14.80	13.77	1.08
	1200 MCM	3.202	3	14.39	14.29	13.76	1.05
	1250 MCM	3.270	3	14.15	14.05	13.75	1.03
	1300 MCM	3.332	3	13.95	13.85	13.75	1.01
	1400 MCM	3.463	3	13.55	13.45	13.74	0.99
	1500 MCM	3.585	3	13.2	13.10	13.73	0.96
	1600 MCM	3.704	3	12.85	12.75	13.73	0.94
	1700 MCM	3.815	3	12.57	12.47	13.72	0.92
	1800 MCM	3.928	3	12.30	12.20	13.72	0.90
1900 MCM	4.035	3	12.06	11.96	13.71	0.88	

Tabla N° C.7 Gradiente Superficial del conductor ACAR en estructuras tipo Autoportante, para 4 conductores por fase.

GRADIENTE SUPERFICIAL DEL CONDUCTOR EN ESTRUCTURA TIPO AUTOPORTANTE							
Conductor	Sección del Conductor	Diámetro (cm)	n	Gradiente Potencial del Conductor (kV/cm), para Estructuras con Extensión +0	Gradiente Potencial del Conductor (kV/cm), para Estructuras con Extensión +3	Gradiente Crítico (KV/cm)	Relación Ec/Eo
ACAR	650 MCM	2.357	4	15.38	15.29	13.14	1.17
	700 MCM	2.445	4	14.93	14.84	13.13	1.14
	750 MCM	2.532	4	14.50	14.41	13.13	1.10
	800 MCM	2.614	4	14.13	14.04	13.13	1.08
	850 MCM	2.695	4	13.78	13.69	13.12	1.05
	900 MCM	2.774	4	13.46	13.37	13.12	1.03
	950 MCM	2.848	4	13.17	13.08	13.11	1.00
	1000 MCM	2.923	4	12.90	12.81	13.11	0.98
	1100 MCM	3.065	4	12.42	12.33	13.10	0.95
	1200 MCM	3.202	4	12.00	11.91	13.10	0.92
	1250 MCM	3.270	4	11.80	11.71	13.10	0.90
	1300 MCM	3.332	4	11.63	11.54	13.09	0.89
	1400 MCM	3.463	4	11.31	11.22	13.09	0.86
1500 MCM	3.585	4	11.02	10.93	13.09	0.84	

ZONA IV (SIERRA- 4450 msnm)

Tensión Nominal de la línea.	: 500 kV
Separación entre fases (Autoportante)	: 15 m
Altura promedio de conductor al suelo, en “m”	: De acuerdo a la tabla N°6.5.
Número de subconductores por fase.	: 3 y 4.
Diámetro del conductor	: De acuerdo a la tabla N°4.1.
Separación entre subconductores.	: 45.72 cm.
Altura promedio del cable de guarda, en “m”	: De acuerdo a las tablas N°6.9 y 6.10
Separación entre cables de Guarda (Autoportante)	: 15.87 m.

Tabla N° C.8 Gradiente Superficial del conductor ACAR en estructuras tipo Autoportante, para 3 conductores por fase.

GRADIENTE SUPERFICIAL DEL CONDUCTOR EN ESTRUCTURA TIPO AUTOPORTANTE							
Conductor	Sección del Conductor	Diámetro (cm)	n	Gradiente Potencial del Conductor (kV/cm), para Estructuras con Extensión +0	Gradiente Potencial del Conductor (kV/cm), para Estructuras con Extensión +3	Gradiente Crítico (KV/cm)	Relación Ec/Eo
AAAC	650 MCM	2.263	3	19.01	18.92	13.22	1.44
	650 MCM	2.356	3	18.37	18.28	13.22	1.39
	700 MCM	2.445	3	17.82	17.73	13.21	1.35
	750 MCM	2.532	3	17.31	17.22	13.20	1.31
	800 MCM	2.614	3	16.85	16.76	13.19	1.28
	900 MCM	2.774	3	16.05	15.96	13.18	1.22
	1000 MCM	2.923	3	15.38	15.29	13.17	1.17
	1100 MCM	3.070	3	14.78	14.69	13.16	1.12
	1200 MCM	3.208	3	14.27	14.18	13.15	1.09
	1300 MCM	3.337	3	13.84	13.75	13.14	1.05
	1400 MCM	3.463	3	13.43	13.34	13.14	1.02
	1500 MCM	3.585	3	13.08	12.99	13.13	1.00
	1600 MCM	3.704	3	12.76	12.67	13.12	0.97
	1700 MCM	3.815	3	12.48	12.39	13.12	0.95
	1800 MCM	3.928	3	12.06	11.97	13.11	0.92
1900 MCM	4.037	3	11.80	11.71	13.11	0.90	
2000 MCM	4.140	3	11.58	11.49	13.10	0.88	

Tabla N° C.9 Gradiente Superficial del conductor ACAR en estructuras tipo Autoportante, para 4 conductores por fase.

GRADIENTE SUPERFICIAL DEL CONDUCTOR EN ESTRUCTURA TIPO AUTOPORTANTE							
Conductor	Sección del Conductor	Diámetro (cm)	n	Gradiente Potencial del Conductor (kV/cm), para Estructuras con Extensión +0	Gradiente Potencial del Conductor (kV/cm), para Estructuras con Extensión +3	Gradiente Crítico (KV/cm)	Relación Ec/Eo
AAAC	650 MCM	2.263	4	15.62	15.53	12.56	1.24
	650 MCM	2.356	4	15.09	15.00	12.56	1.20
	700 MCM	2.445	4	14.64	14.55	12.55	1.17
	750 MCM	2.532	4	14.22	14.13	12.55	1.13
	800 MCM	2.614	4	13.86	13.77	12.54	1.10
	900 MCM	2.774	4	13.19	13.10	12.54	1.05
	1000 MCM	2.923	4	12.65	12.56	12.53	1.01
	1100 MCM	3.070	4	12.16	12.07	12.52	0.97
	1200 MCM	3.208	4	11.75	11.66	12.52	0.94
	1300 MCM	3.337	4	11.4	11.31	12.51	0.91
	1400 MCM	3.463	4	11.07	10.98	12.51	0.88
	1500 MCM	3.585	4	10.78	10.69	12.51	0.86
1600 MCM	3.704	4	10.52	10.43	12.50	0.84	
1700 MCM	3.815	4	10.29	10.20	12.50	0.82	

ANEXO D
CÁLCULO DEL CAMPO ELÉCTRICO

Zona I: Altitud de 1000 msnm

Estructura Tipo Autoportante

Tabla N° D.1 Datos de entrada estructura tipo Autoportante

ID #	Diámetro (cm)	Voltaje (kV)	Angulo de Fase (°)	Coordenada x (m)	Altura de Sujeción (m)
1A	41	288.68	0	-13	18.6
1B	41	288.68	-120	0	18.6
1C	41	288.68	120	13	18.6
2	1.1	0	0	-7.39	32.18
3	1.1	0	0	7.39	32.18

Tabla N° D.2 Cálculo del campo eléctrico para el conductor tipo ACAR en estructura tipo autoportante a 1000 msnm.

Point	X(m)	H(m)	E(V/m)	Vsp(V)	E(kV/m)	kVsp(V)
1	-32	1	2090.88	2089.3	2.09	2.09
2	-28	1	2650.82	2647.98	2.65	2.65
3	-24	1	3274.44	3269.32	3.27	3.27
4	-20	1	3822.51	3813.64	3.82	3.81
5	-16	1	4044.16	4029.71	4.04	4.03
6	-12	1	3721.73	3699.24	3.72	3.70
7	-8	1	2976.95	2942.38	2.98	2.94
8	-4	1	2342.39	2294.42	2.34	2.29
9	0	1	2157.08	2104.11	2.16	2.10
10	4	1	2342.39	2294.42	2.34	2.29
11	8	1	2976.95	2942.38	2.98	2.94
12	12	1	3721.73	3699.24	3.72	3.70
13	16	1	4044.16	4029.71	4.04	4.03
14	20	1	3822.51	3813.64	3.82	3.81
15	24	1	3274.44	3269.32	3.27	3.27
16	28	1	2650.82	2647.98	2.65	2.65
17	32	1	2090.88	2089.3	2.09	2.09

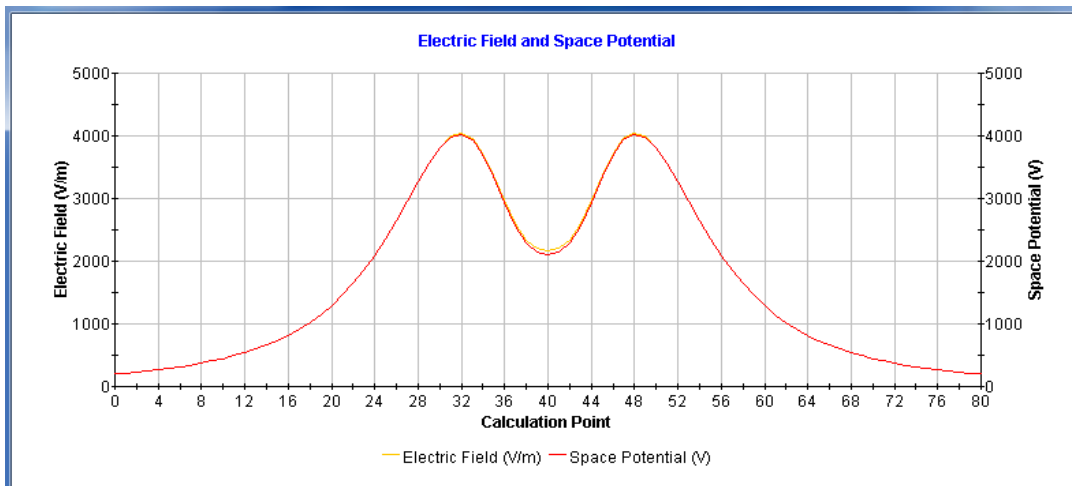


Fig. D.1 Visualización de los campos eléctrico para el conductor tipo ACAR en estructura tipo autoportante a 1000 msnm.

Zona I: Altitud de 1000 msnm

Estructura Tipo Cross Rope.

Tabla N° D.3 Datos de entrada estructura tipo Cross Rope

ID #	Diámetro (cm)	Voltaje (kV)	Angulo de Fase (°)	Coordenada x (m)	Altura de Sujeción (m)
1A	42.16	288.68	0	-9	18.56
1B	42.16	288.68	-120	0	18.56
1C	42.16	288.68	120	9	18.56
2	1.1	0	0	-18	29.72
3	1.1	0	0	18	29.72

Tabla N° D.4 Cálculo del campo eléctrico para el conductor tipo ACAR en estructura tipo Cross Rope a 1000 msnm.

Point	X(m)	H(m)	E(V/m)	Vsp(V)	E(kV/m)	kVsp(V)
1	-32	1	1320.43	1319.53	1.32	1.32
2	-28	1	1720.76	1719.16	1.72	1.72
3	-24	1	2218.22	2215.32	2.22	2.22
4	-20	1	2764.32	2759.1	2.76	2.76
5	-16	1	3208.81	3199.57	3.21	3.20
6	-12	1	3289.25	3273.25	3.29	3.27
7	-8	1	2788.26	2760.2	2.79	2.76
8	-4	1	1836.63	1783.25	1.84	1.78
9	0	1	1194.15	1104.49	1.19	1.10
10	4	1	1836.63	1783.25	1.84	1.78
11	8	1	2788.26	2760.2	2.79	2.76
12	12	1	3289.25	3273.25	3.29	3.27
13	16	1	3208.81	3199.57	3.21	3.20
14	20	1	2764.32	2759.1	2.76	2.76
15	24	1	2218.22	2215.32	2.22	2.22
16	28	1	1720.76	1719.16	1.72	1.72
17	32	1	1320.43	1319.53	1.32	1.32

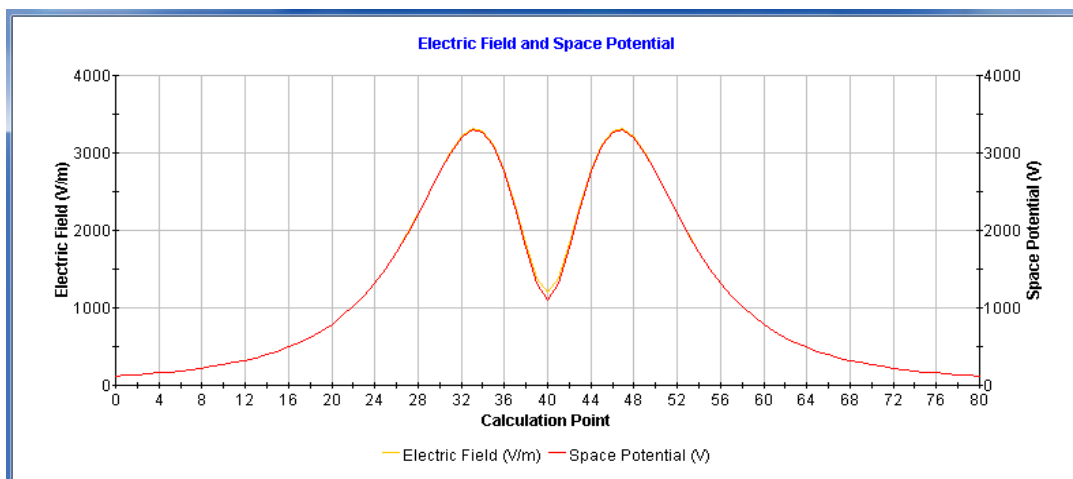


Fig. D.2 Visualización de los campos eléctrico para el conductor tipo ACAR en estructura tipo Cross Rope a 1000 msnm.

Zona II: Altitud de 3000 msnm

Estructura Tipo Autoportante

Tabla N° D.5 Datos de entrada estructura tipo Autoportante

ID #	Diámetro (cm)	Voltaje (kV)	Angulo de Fase (°)	Coordenada x (m)	Altura de Sujeción (m)
1A	41.62	288.68	0	-14	18.53
1B	41.62	288.68	-120	0	18.53
1C	41.62	288.68	120	14	18.53
2	1.1	0	0	-7.39	30.59
3	1.1	0	0	7.39	30.59

Tabla N° D.6 Cálculo del campo eléctrico para el conductor tipo ACAR en estructura tipo Autoportante a 3000 msnm.

Point	X(m)	H(m)	E(V/m)	Vsp(V)	E(kV/m)	kVsp(V)
1	-32	1	2278.67	2276.83	2.28	2.28
2	-28	1	2880.03	2876.7	2.88	2.88
3	-24	1	3528.65	3522.71	3.53	3.52
4	-20	1	4055.14	4045.04	4.06	4.05
5	-16	1	4189.67	4173.71	4.19	4.17
6	-12	1	3759.37	3735.2	3.76	3.74
7	-8	1	3001.07	2965.28	3.00	2.97
8	-4	1	2502.45	2456.78	2.50	2.46
9	0	1	2412.3	2364.57	2.41	2.36
10	4	1	2502.45	2456.78	2.50	2.46
11	8	1	3001.07	2965.28	3.00	2.97
12	12	1	3759.37	3735.2	3.76	3.74
13	16	1	4189.67	4173.71	4.19	4.17
14	20	1	4055.14	4045.04	4.06	4.05
15	24	1	3528.65	3522.71	3.53	3.52
16	28	1	2880.03	2876.7	2.88	2.88
17	32	1	2278.67	2276.83	2.28	2.28

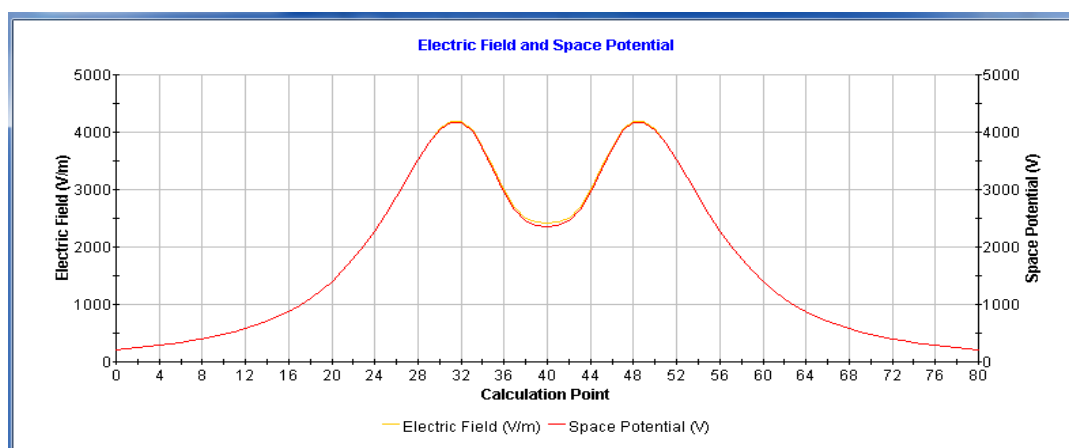


Fig. D.3 Visualización de los campos magnéticos para el conductor tipo ACAR en estructura tipo Autoportante a 3000 msnm.

Zona II: Altitud de 4000 msnm

Estructura Tipo Autoportante

Tabla N° D.7 Datos de entrada estructura tipo Autoportante

ID #	Diámetro (cm)	Voltaje (kV)	Angulo de Fase (°)	Coordenada x (m)	Altura de Sujeción (m)
1A	43.14	288.68	0	-14	18.56
1B	43.14	288.68	-120	0	18.56
1C	43.14	288.68	120	14	18.56
2	1.1	0	0	-7.39	27.26
3	1.1	0	0	7.39	27.26

Tabla N° D.8 Cálculo del campo eléctrico para el conductor tipo ACAR en estructura tipo Autoportante a 4000 msnm.

Point	X(m)	H(m)	E(V/m)	Vsp(V)	E(kV/m)	kVsp(V)
1	-32	1	2287.82	2285.97	2.29	2.29
2	-28	1	2890.02	2886.68	2.89	2.89
3	-24	1	3538.5	3532.53	3.54	3.53
4	-20	1	4062.85	4052.71	4.06	4.05
5	-16	1	4192.46	4176.45	4.19	4.18
6	-12	1	3754.47	3730.22	3.75	3.73
7	-8	1	2987.21	2951.31	2.99	2.95
8	-4	1	2483.16	2437.36	2.48	2.44
9	0	1	2392.56	2344.75	2.39	2.34
10	4	1	2483.16	2437.36	2.48	2.44
11	8	1	2987.21	2951.31	2.99	2.95
12	12	1	3754.47	3730.22	3.75	3.73
13	16	1	4192.46	4176.45	4.19	4.18
14	20	1	4062.85	4052.71	4.06	4.05
15	24	1	3538.5	3532.53	3.54	3.53
16	28	1	2890.02	2886.68	2.89	2.89
17	32	1	2287.82	2285.97	2.29	2.29

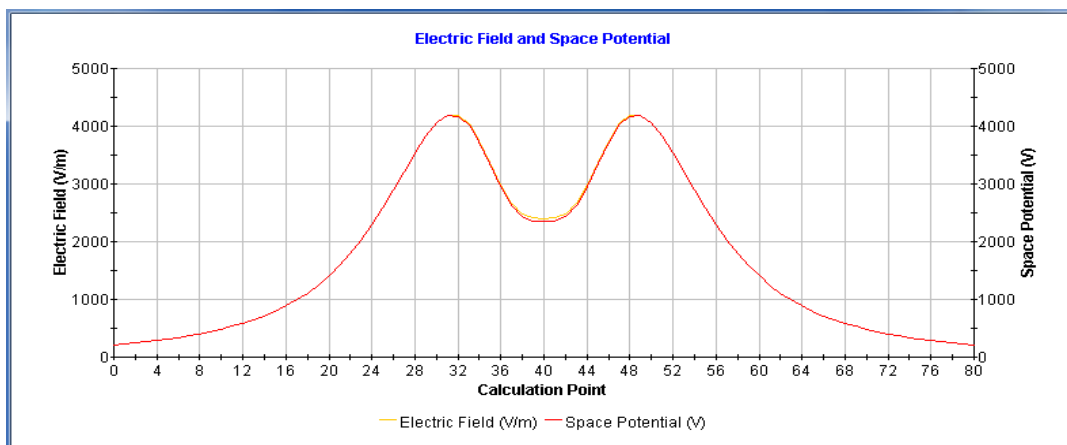


Fig. D.4 Visualización de los campos eléctrico para el conductor tipo ACAR en estructura tipo Autoportante a 4000 msnm.

Zona II: Altitud de 4450 msnm

Estructura Tipo Autoportante

Tabla N° D.9 Datos de entrada estructura tipo Autoportante

ID #	Diámetro (cm)	Voltaje (kV)	Angulo de Fase (°)	Coordenada x (m)	Altura de Sujeción (m)
1A	43.58	288.68	0	-15	22.01
1B	43.58	288.68	-120	0	22.01
1C	43.58	288.68	120	15	22.01
2	1.1	0	0	-7.39	28.42
3	1.1	0	0	7.39	28.42

Tabla N° D.10 Cálculo del campo eléctrico para el conductor tipo AAAC en estructura tipo Autoportante a 4450 msnm.

Point	X(m)	H(m)	E(V/m)	Vsp(V)	E(kV/m)	kVsp(V)
1	-32	1	2229.73	2227.9	2.23	2.23
2	-28	1	2656.47	2653.46	2.66	2.65
3	-24	1	3037.45	3032.63	3.04	3.03
4	-20	1	3248.45	3241.06	3.25	3.24
5	-16	1	3159.93	3149.04	3.16	3.15
6	-12	1	2746.07	2730.23	2.75	2.73
7	-8	1	2179.46	2156.7	2.18	2.16
8	-4	1	1760.07	1730.35	1.76	1.73
9	0	1	1631.25	1598.87	1.63	1.60
10	4	1	1760.07	1730.35	1.76	1.73
11	8	1	2179.46	2156.7	2.18	2.16
12	12	1	2746.07	2730.23	2.75	2.73
13	16	1	3159.93	3149.04	3.16	3.15
14	20	1	3248.45	3241.06	3.25	3.24
15	24	1	3037.45	3032.63	3.04	3.03
16	28	1	2656.47	2653.46	2.66	2.65
17	32	1	2229.73	2227.9	2.23	2.23

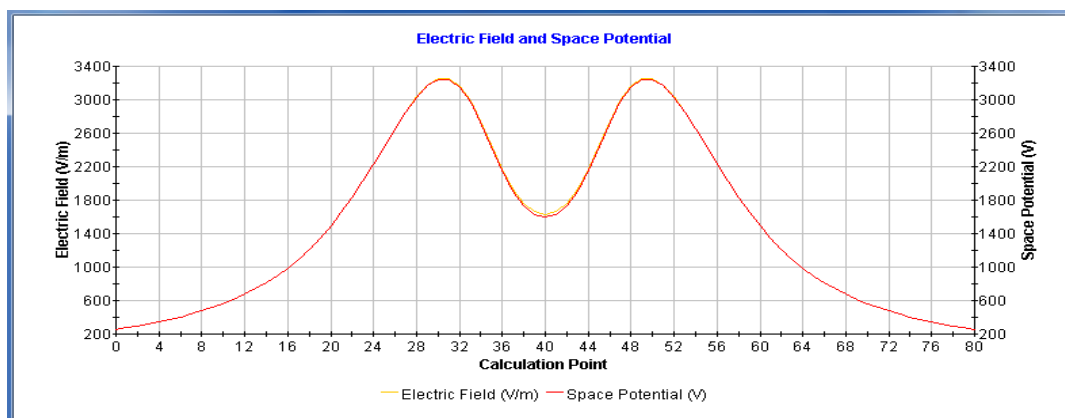


Fig. D.5 Visualización de los campos eléctrico para el conductor tipo AAAC en estructura tipo Autoportante a 4450 msnm.

ANEXO E
CÁLCULO DEL RADIO INTERFERENCIA

Los cálculos de radio interferencia se realizarán para las 4 condiciones ambientales.

- Campo magnético, Componente Horizontal; Rain L5, L50 lluvia y buen tiempo.
- Campo magnético, componente vertical; Rain L5, L50 lluvia, y buen tiempo.
- Campo eléctrico, componente horizontal; Rain L5, L50 lluvia, y buen tiempo.
- Campo eléctrico, componente horizontal; Rain L5, L50 lluvia, y buen tiempo.

Datos para el cálculo:

V : tensión fase a tierra (kV_{RMS}).

A : ángulo de fase en grados.

x : distancia horizontal entre fase y fase del conductor y cable de guarda (m).

h : distancia vertical entre fase y tierra del conductor y cable de guarda (m).

n : número de subconductores.

d : diámetro del subconductor y del cable de guarda.

c : conductividad del conductor y cable de guarda.

Para conductores de aluminio será $3,5 \times 10^7$ S/m.

Para cables de acero será $3,77 \times 10^6$ S/m.

R : resistencia del terreno (Ω -m).

Para el análisis de la tesis se utilizará 100 Ω -m.

f : Frecuencia de medición.

El método solo permite trabajar a frecuencias que estén el rango de 15 – 1600 kHz, para nuestros cálculos se analizará para señales de 1000kHz (frecuencia AM) y a una altura sobre el suelo de 1.0 m.

H : altura sobre el nivel del mar msnm.

α : la constante dieléctrico de tierra se considerará 2.

Para las mediciones se considerará a 32 metros a partir del eje de la línea de transmisión, pero en los gráficos se simularán en un rango de -80 metros hasta 80 metros (mejor visualización de las curvas).

Las zonas a analizar serán las siguientes:

- Zona I para altitudes hasta 1000 msnm.
Para estructuras tipo Autoportante
Para estructuras tipo Cross Rope
- Zona II para altitudes hasta 3000 msnm.
- Zona III para altitudes hasta 4000 msnm.
- Zona IV para altitudes hasta 4450 msnm.

Zona I: Altitud de 1000 msnm

Estructura Tipo Autoportante (4 cond. / fase)

Tabla N° E.1 Cálculo de la Función Excitación para altitudes de 1000 msnm.

Bundle (#)	Maximum Surface Gradient (kV/cm)	Average Surface Gradient (kV/cm)	Excitation Function L5Rain (dB)	Excitation Function L50Rain (dB)	Excitation Function L50Fair (dB)
1	14.27	12.73	33.7	22.7	5.7
2	15.52	13.85	37	27.5	10.5
3	14.27	12.73	33.7	22.7	5.7
4	5.43	5.43	-46.7	-100.8	-117.8
5	5.44	5.44	-46.6	-100.7	-117.7

Tabla N° E.2. Cálculo de la Interferencia de Radio para altitudes de 1000 msnm.

Lateral Distance (m)	Horizontal Component			Vertical Component		
	L5 Rain (dB)	L50 Rain (dB)	Fair Weather (dB)	L5 Rain (dB)	L50 Rain (dB)	Fair Weather (dB)
-32	53	43.5	26.5	56.4	46.9	29.9
-28	54.8	45.3	28.3	56.6	47.1	30.1
-24	56.5	47	30	56.6	47.1	30.1
-20	58.1	48.6	31.6	56.1	46.6	29.6
-16	59.4	49.9	32.9	55	45.5	28.5
-12	60.4	50.8	33.8	53	43.5	26.5
-8	61	51.5	34.5	49.8	40.3	23.3
-4	61.4	51.8	34.8	44.1	34.6	17.6
0	61.5	52	35	12.2	2.7	-14.3
4	61.4	51.8	34.8	43.8	34.3	17.3
8	61	51.5	34.5	49.7	40.2	23.2
12	60.4	50.9	33.9	53	43.4	26.4
16	59.4	49.9	32.9	55	45.4	28.4
20	58.1	48.6	31.6	56.1	46.6	29.6
24	56.5	47	30	56.6	47.1	30.1
28	54.8	45.3	28.3	56.6	47.1	30.1
32	53.1	43.6	26.6	56.4	46.9	29.9

De la tabla de resultado se muestra que la Interferencia de Radio en los límites de la franja de servidumbre es 53.1 dB para las peores condiciones (L5).

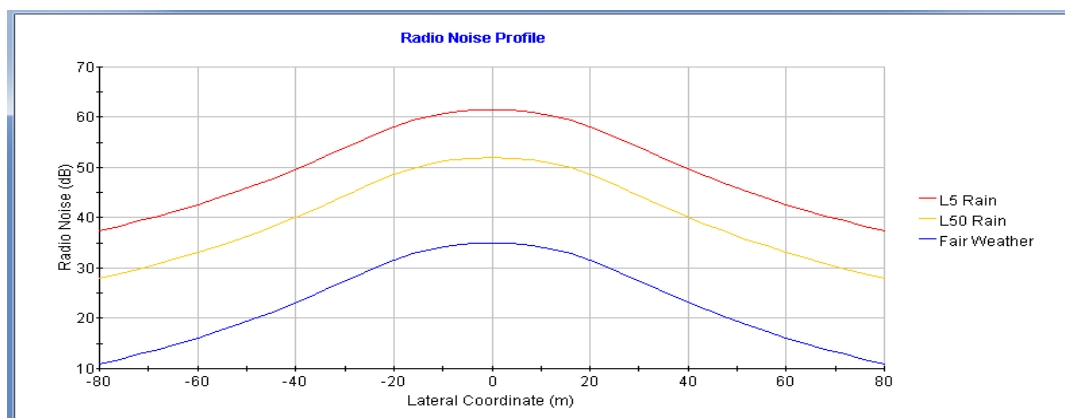


Fig. E.1 Curvas de la Interferencia de Radio en las tres condiciones para altitudes de 1000 msnm.

Zona I: Altitud de 1000 msnm

Estructura Tipo Cross Rope (4 cond. / fase)

Tabla N° E.3 Cálculo de la Función Excitación para altitudes de 1000 msnm.

Bundle (#)	Maximum Surface Gradient (kV/cm)	Average Surface Gradient (kV/cm)	Excitation Function L5Rain (dB)	Excitation Function L50Rain (dB)	Excitation Function L50Fair (dB)
1	14.12	12.43	35.1	24.4	7.4
2	15.51	13.66	38.8	29.8	12.8
3	14.12	12.43	35.1	24.4	7.4
4	7.51	7.51	-17.1	-54	-71
5	7.51	7.51	-17.1	-54	-71

Tabla N° E.4 Cálculo de la Interferencia de Radio para altitudes de 1000 msnm.

Lateral Distance (m)	Horizontal Component			Vertical Component		
	L5 Rain (dB)	L50 Rain (dB)	Fair Weather (dB)	L5 Rain (dB)	L50 Rain (dB)	Fair Weather (dB)
32	52.5	43.4	26.4	57.1	48	31
-28	54.3	45.3	28.3	57.6	48.5	31.5
-24	56.2	47.2	30.2	57.8	48.8	31.8
-20	58.1	49	32	57.8	48.7	31.7
-16	59.8	50.7	33.7	57.2	48.2	31.2
-12	61.2	52.2	35.2	55.9	46.8	29.8
-8	62.3	53.2	36.2	53.1	44	27
-4	62.9	53.9	36.9	47.5	38.4	21.4
0	63.1	54.1	37.1	-56.5	-65.6	-82.6
4	62.9	53.9	36.9	47.5	38.4	21.4
8	62.3	53.2	36.2	53.1	44	27
12	61.2	52.2	35.2	55.9	46.8	29.8
16	59.8	50.7	33.7	57.2	48.2	31.2
20	58.1	49	32	57.8	48.7	31.7
24	56.2	47.2	30.2	57.8	48.8	31.8
28	54.3	45.3	28.3	57.6	48.5	31.5
32	52.5	43.4	26.4	57.1	48	31

Del cuadro de resultado se muestra que la Interferencia de Radio en los límites de la franja de servidumbre es 52.5 dB para las peores condiciones (L5).

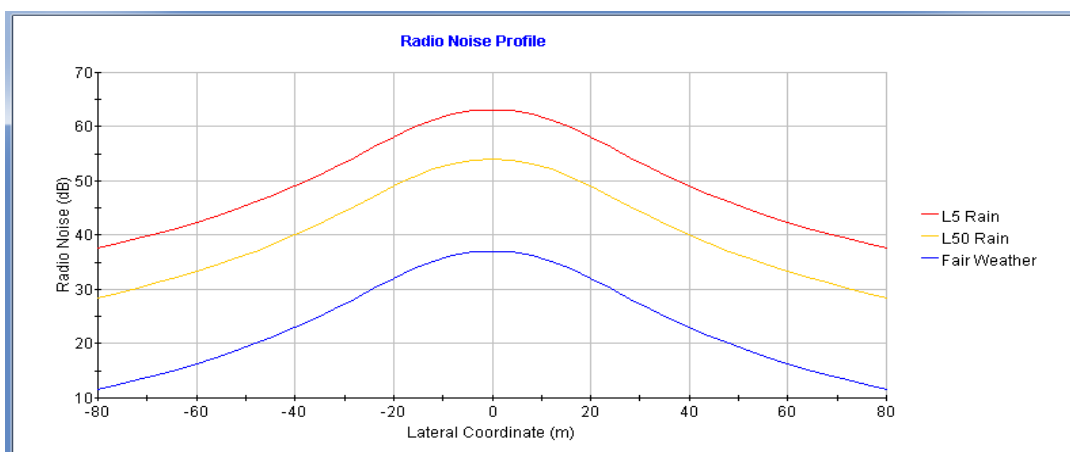


Fig. E.2 Gráfico de la Interferencia de Radio en las tres condiciones para altitudes de 1000 msnm.

Zona II: Altitud de 3000 msnm

Estructura Tipo Autoportante (3 cond. / fase)

Tabla N° E.5 Cálculo de la Función Excitación para altitudes de 3000 msnm.

Bundle (#)	Maximum Surface Gradient (kV/cm)	Average Surface Gradient (kV/cm)	Excitation Function L5Rain (dB)	Excitation Function L50Rain (dB)	Excitation Function L50Fair (dB)
1	13.14	11.56	35.4	24.2	7.2
2	14.18	12.49	38.7	28.9	11.9
3	13.14	11.56	35.4	24.2	7.2
4	10.34	10.34	4	-20.6	-37.6
5	10.34	10.34	4	-20.6	-37.6

Tabla N° E.6 Cálculo de la Interferencia de Radio para altitudes de 3000 msnm.

Lateral Distance (m)	Horizontal Component			Vertical Component		
	L5 Rain (dB)	L50 Rain (dB)	Fair Weather (dB)	L5 Rain (dB)	L50 Rain (dB)	Fair Weather (dB)
32	54.9	45.1	28.1	58	48.2	31.2
-28	56.7	46.9	29.9	58.1	48.4	31.4
-24	58.4	48.6	31.6	58	48.2	31.2
-20	59.9	50.1	33.1	57.4	47.6	30.6
-16	61.1	51.3	34.3	56	46.2	29.2
-12	61.9	52.1	35.1	53.8	44	27
-8	62.4	52.6	35.6	50.4	40.6	23.6
-4	62.6	52.9	35.9	44.5	34.7	17.7
0	62.7	53	36	-43.7	-53.5	-70.5
4	62.6	52.9	35.9	44.5	34.7	17.7
8	62.4	52.6	35.6	50.4	40.6	23.6
12	61.9	52.1	35.1	53.8	44	27
16	61.1	51.3	34.3	56	46.2	29.2
20	59.9	50.1	33.1	57.4	47.6	30.6
24	58.4	48.6	31.6	58	48.2	31.2
28	56.7	46.9	29.9	58.1	48.4	31.4
32	54.9	45.1	28.1	58	48.2	31.2

Del cuadro de resultado se muestra que la Interferencia de Radio en los límites de la franja de servidumbre es 54.9 dB para las peores condiciones (L5).

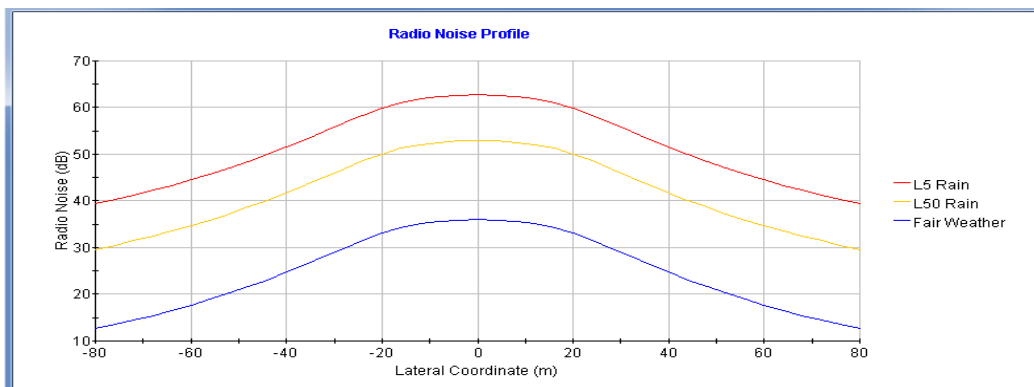


Fig. E.3 Gráfico de la Interferencia de Radio en las tres condiciones para altitudes de 3000 msnm.

Zona III: Altitud de 4000 msnm

Estructura Tipo Autoportante (3 cond. / fase)

Tabla N° E.7 Cálculo de la Función Excitación para altitudes de 4000 msnm.

Bundle (#)	Maximum Surface Gradient (kV/cm)	Average Surface Gradient (kV/cm)	Excitation Function L5Rain (dB)	Excitation Function L50Rain (dB)	Excitation Function L50Fair (dB)
1	11.99	10.4	33.1	20.7	3.7
2	12.96	11.24	36.8	25.9	8.9
3	11.98	10.4	33.1	20.7	3.7
4	12.48	12.48	13.6	-5.3	-22.3
5	12.51	12.51	13.7	-5.1	-22.1

Tabla N° E.8 Cálculo de la Interferencia de Radio para altitudes de 4000 msnm.

Lateral Distance (m)	Horizontal Component			Vertical Component		
	L5 Rain (dB)	L50 Rain (dB)	Fair Weather (dB)	L5 Rain (dB)	L50 Rain (dB)	Fair Weather (dB)
32	53.2	42.3	25.3	55.9	45	28
-28	54.9	44	27	56.1	45.2	28.2
-24	56.6	45.7	28.7	55.9	45	28
-20	58	47.1	30.1	55.2	44.2	27.2
-16	59.2	48.2	31.2	53.7	42.8	25.8
-12	59.9	49	32	51.3	40.4	23.4
-8	60.3	49.4	32.4	47.8	36.9	19.9
-4	60.5	49.6	32.6	41.9	31	14
0	60.6	49.7	32.7	6.9	-4.1	-21.1
4	60.5	49.6	32.6	42.2	31.2	14.2
8	60.3	49.4	32.4	48	37	20
12	59.9	48.9	31.9	51.4	40.4	23.4
16	59.1	48.2	31.2	53.7	42.8	25.8
20	58	47.1	30.1	55.2	44.2	27.2
24	56.6	45.6	28.6	55.9	44.9	27.9
28	54.9	44	27	56.1	45.1	28.1
32	53.2	42.3	25.3	55.9	45	28

Del cuadro de resultado se muestra que la Interferencia de Radio en los límites de la franja de servidumbre es 53.2 dB para las peores condiciones (L5).

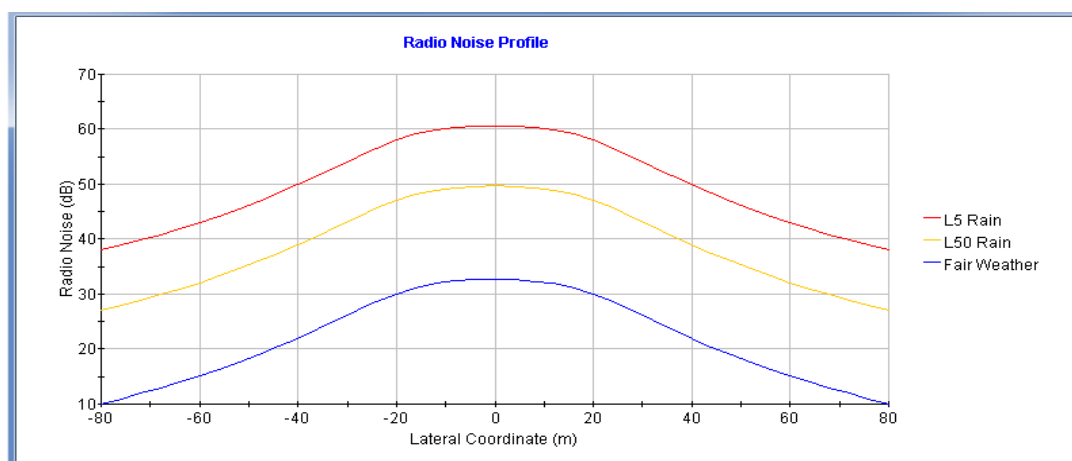


Fig. E.4 Gráfico de la Interferencia de Radio en las tres condiciones para altitudes de 4000 msnm.

Zona III: Altitud de 4450 msnm

Estructura Tipo Autoportante (3 cond. / fase)

Tabla N° E.9 Cálculo de la Función Excitación para altitudes de 4450 msnm.

Bundle (#)	Maximum Surface Gradient (kV/cm)	Average Surface Gradient (kV/cm)	Excitation Function L5Rain (dB)	Excitation Function L50Rain (dB)	Excitation Function L50Fair (dB)
1	11.5	9.94	31.5	18.3	1.3
2	12.5	10.8	35.6	24	7
3	11.5	9.94	31.5	18.3	1.3
4	12.84	12.84	14.9	-3.3	-20.3
5	12.84	12.84	14.9	-3.2	-20.2

Tabla N° E.10 Cálculo de la Interferencia de Radio para altitudes de 4450 msnm.

Lateral Distance (m)	Horizontal Component			Vertical Component		
	L5 Rain (dB)	L50 Rain (dB)	Fair Weather (dB)	L5 Rain (dB)	L50 Rain (dB)	Fair Weather (dB)
32	52.7	41.2	24.2	53.6	42.1	25.1
-28	54.1	42.6	25.6	53.5	41.9	24.9
-24	55.3	43.8	26.8	52.9	41.4	24.4
-20	56.4	44.9	27.9	52	40.5	23.5
-16	57.2	45.7	28.7	50.4	38.9	21.9
-12	57.8	46.2	29.2	48	36.5	19.5
-8	58.1	46.6	29.6	44.6	33.1	16.1
-4	58.3	46.8	29.8	38.6	27.1	10.1
0	58.4	46.9	29.9	-19.5	-31	-48
4	58.3	46.8	29.8	38.6	27.1	10.1
8	58.1	46.6	29.6	44.6	33.1	16.1
12	57.8	46.2	29.2	48	36.5	19.5
16	57.2	45.7	28.7	50.4	38.9	21.9
20	56.4	44.9	27.9	52	40.5	23.5
24	55.3	43.8	26.8	52.9	41.4	24.4
28	54.1	42.6	25.6	53.5	41.9	24.9
32	52.7	41.2	24.2	53.6	42.1	25.1

Del cuadro de resultado se muestra que la Interferencia de Radio en los límites de la franja de servidumbre es 52.7 dB para las peores condiciones (L5).

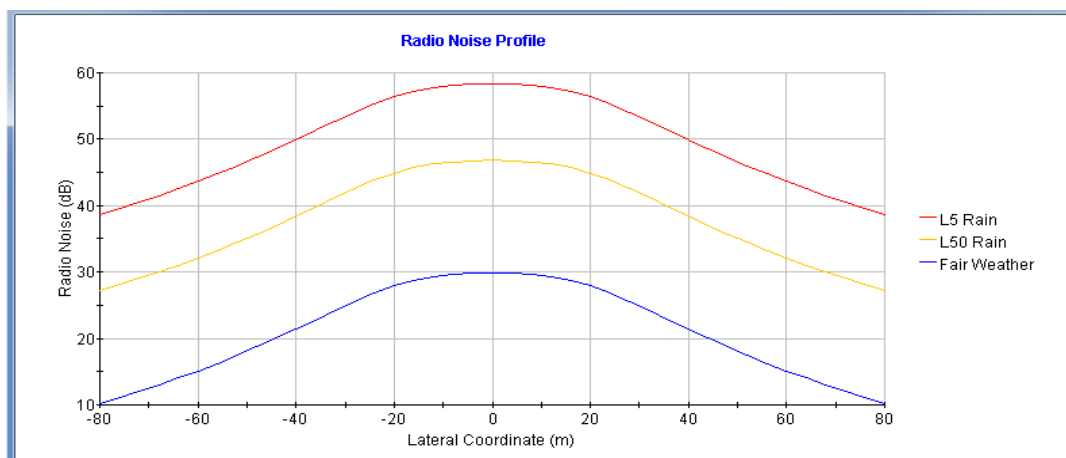


Fig. E.5 Gráfico de la Interferencia de Radio en las tres condiciones para altitudes de 4450 msnm.

ANEXO F
CÁLCULO DEL RUIDO AUDIBLE

Los cálculos para el ruido audible se realizará para todas la zonas analizadas. La altura de medición en los límites de la franja de servidumbre, 32 m, será de 1.5 m al suelo.

El ruido audible se analizará para las siguientes condiciones:

- L50 Rain EPRI
- L50 Rain BPA
- L5 Rain EPRI
- Fair Weather Range

Zona I: Altitud de 1000 msnm

Estructura Tipo Autoportante (3 cond. / fase)

Tabla N° F.1 Cálculo de la Potencia Acústica (dB por encima de $1 \mu\text{W/m}$) para altitudes de 1000 msnm.

Bundle ID (#)	Number of Subconductors	Subconductor Diameter (cm)	Surface Gradient (kV/cm)	L50 Rain EPRI	L50 Rain BPA	L5 Rain EPRI	Fair Weather Range
1A	3	3.27	14.3	-61.3	-59.7	-54.5	<-105.1 ; -75>
1B	3	3.27	15.5	-56.2	-55.5	-50.9	<-92.4 ; -67.9>
1C	3	3.27	14.3	-61.3	-59.7	-54.5	<-105.1 ; -75>
2	1	1.1	6.9	-156.2	-117.6	-118.1	<-453.3 ; -230.3>
3	1	1.4	6.9	-156.2	-117.6	-118.1	<-453.3 ; -230.3>

Tabla N° F.2 Cálculo del ruido audible para altitudes de 1000 msnm.

X (m)	L50 Rain EPRI (dbA)	L50 Rain BPA(*) (dbA)	L5 Rain EPRI (dbA)	Rair Waether Range	
				(dbA)	(dbA)
-32	44	43.7	50	6	31.6
-28	44.5	44.2	50.6	6.6	32.2
-24	45.1	44.7	51.1	7.1	32.7
-20	45.6	45.2	51.6	7.6	33.2
-16	46.1	45.7	52.1	8.2	33.7
-12	46.5	46.1	52.5	8.7	34.2
-8	46.8	46.4	52.8	9.1	34.5
-4	47	46.7	53	9.5	34.8
0	47.1	46.7	53	9.6	34.9
4	47	46.7	53	9.5	34.8
8	46.8	46.4	52.8	9.1	34.5
12	46.5	46.1	52.5	8.7	34.2
16	46.1	45.7	52.1	8.2	33.7
20	45.6	45.2	51.6	7.6	33.2
24	45.1	44.7	51.1	7.1	32.7
28	44.5	44.2	50.6	6.6	32.2
32	44	43.7	50	6	31.6

(*) Para el caso del método BPA el L5 Rain es obtenido por la adición de 3.5 dB de la L50 Rain y L50 Fair Wather Value es obtenido por la sustracción de 25 dB de L50 Rain.

Del cuadro de resultado se muestra el ruido audible en los límites de la franja de servidumbre es 50 dB en las peores condiciones (L5).

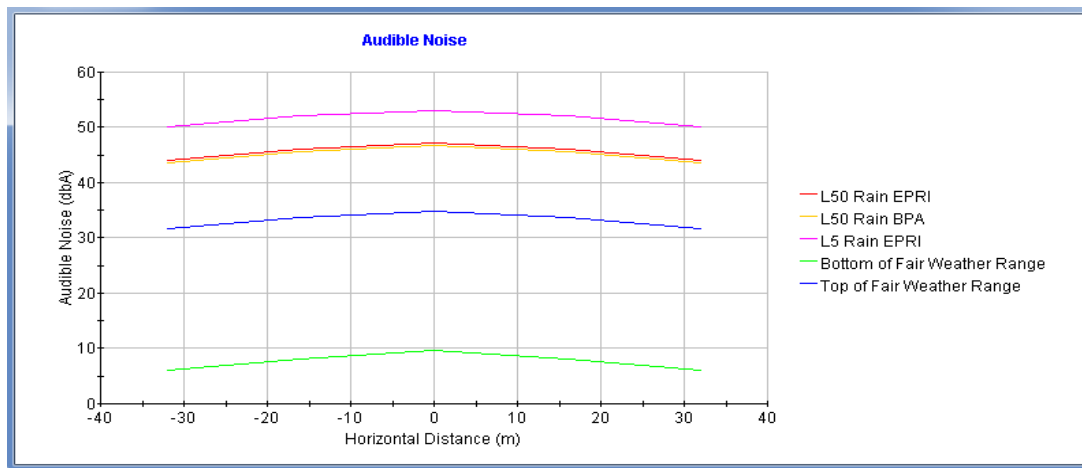


Fig. F.1 Curvas del ruido audible para altitudes de 1000 msnm.

Estructura Tipo Cross Rope (3 cond. / fase)

Tabla N° F.3 Cálculo de la Potencia Acústica (dB por encima de 1 μW/m) para altitudes de 1000 msnm.

Bundle ID (#)	Number of Subconductors	Subconductor Diameter (cm)	Surface Gradient (kV/cm)	L50 Rain EPRI	L50 Rain BPA	L5 Rain EPRI	Fair Weather Range
1A	3	3.7	14.1	-59	-57.7	-52.5	<-102.5 ; -72.6>
1B	3	3.7	15.2	-54.2	-53.7	-49	<-90.5 ; -65.8>
1C	3	3.7	14.1	-59	-57.7	-52.5	<-102.5 ; -72.6>
2	1	1.1	10.2	-116.3	-102.9	-91.4	<-248.8 ; -154.4>
3	1	1.1	10.2	-116.3	-102.9	-91.4	<-248.8 ; -154.4>

Tabla N° F.4 Cálculo del ruido audible para altitudes de 1000 msnm.

X (m)	L50 Rain EPRI (dbA)	L50 Rain BPA(*) (dbA)	L5 Rain EPRI (dbA)	Rair Waether Range	
				(dbA)	(dbA)
-32	46.2	45.6	51.9	8.1	33.8
-28	46.7	46.1	52.4	8.6	34.3
-24	47.2	46.6	53	9.1	34.9
-20	47.8	47.2	53.5	9.7	35.5
-16	48.4	47.8	54.1	10.3	36
-12	48.9	48.3	54.6	10.8	36.5
-8	49.3	48.7	55	11.3	37
-4	49.6	49	55.2	11.7	37.3
0	49.7	49.1	55.3	11.8	37.4
4	49.6	49	55.2	11.7	37.3
8	49.3	48.7	55	11.3	37
12	48.9	48.3	54.6	10.8	36.5
16	48.4	47.8	54.1	10.3	36
20	47.8	47.2	53.5	9.7	35.5
24	47.2	46.6	53	9.1	34.9
28	46.7	46.1	52.4	8.6	34.3
32	46.2	45.6	51.9	8.1	33.8

(*) Para el caso del método BPA el L5 Rain es obtenido por la adición de 3.5 dB de la L50 Rain y L50 Fair Wather Value es obtenido por la sustracción de 25 dB de L50 Rain.

Del cuadro de resultado se muestra el ruido audible en los límites de la franja de servidumbre es 51.9 dB en las peores condiciones (L5).

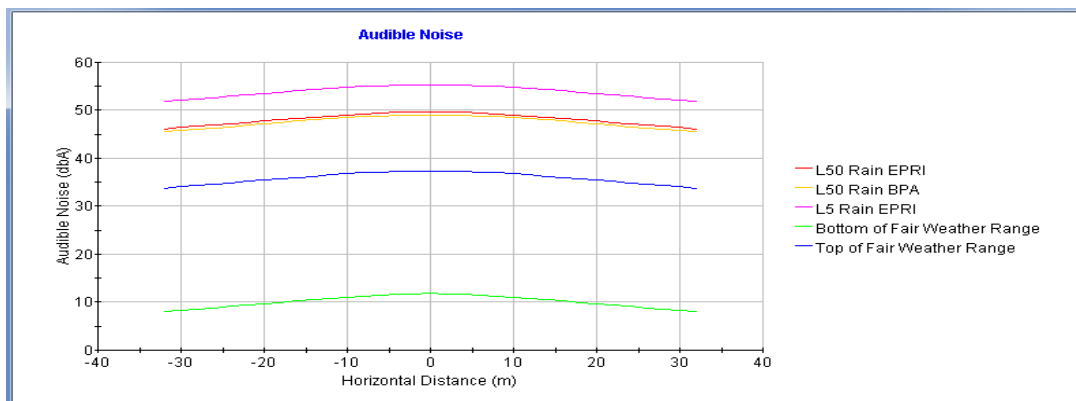


Fig. F.2 Curvas del ruido audible para altitudes de 1000 msnm.

Zona II: Altitud de 3000 msnm

Estructura Tipo Autoportante (3 cond. / fase)

Tabla N° F.5 Cálculo de la Potencia Acústica (dB por encima de 1 μW/m), para altitudes de 3000 msnm.

Bundle ID (#)	Number of Subconductors	Subconductor Diameter (cm)	Surface Gradient (kV/cm)	L50 Rain EPRI	L50 Rain BPA	L5 Rain EPRI	Fair Weather Range
1A	3	3.59	13.2	-57.6	-55.1	-49.7	<-108.8 ; -73.2>
1B	3	3.59	14.3	-52.4	-51.1	-46	<-95.2 ; -65.8>
1C	3	3.59	13.2	-57.6	-55.1	-49.7	<-108.8 ; -73.2>
3	1	1.1	10.4	-107.9	-95.3	-83.6	<-235.2 ; -144.7>
2	1	1.1	10.4	-107.9	-95.3	-83.6	<-235.2 ; -144.7>

Tabla N° F.6 Cálculo del ruido audible para altitudes de 3000 msnm.

X (m)	L50 Rain EPRI (dbA)	L50 Rain BPA(*) (dbA)	L5 Rain EPRI (dbA)	Rair Waether Range	
				(dbA)	(dbA)
-32	47.9	48.2	54.9	3.2	33.7
-28	48.4	48.8	55.5	3.7	34.3
-24	49	49.3	56	4.3	34.8
-20	49.5	49.8	56.5	4.9	35.3
-16	50	50.3	57	5.4	35.9
-12	50.4	50.7	57.4	6	36.3
-8	50.8	51	57.7	6.5	36.7
-4	51	51.3	57.9	6.8	37
0	51.1	51.4	58	6.9	37.1
4	51	51.3	57.9	6.8	37
8	50.8	51	57.7	6.5	36.7
12	50.4	50.7	57.4	6	36.3
16	50	50.3	57	5.4	35.9
20	49.5	49.8	56.5	4.9	35.3
24	49	49.3	56	4.3	34.8
28	48.4	48.8	55.5	3.7	34.3
32	47.9	48.2	54.9	3.2	33.7

(*) Para el caso del método BPA el L5 Rain es obtenido por la adición de 3.5 dB de la L50 Rain y L50 Fair Wather Value es obtenido por la sustracción de 25 dB de L50 Rain.

Del cuadro de resultado se muestra el ruido audible en los límites de la franja de servidumbre es 54.9 dB en las peores condiciones (L5).

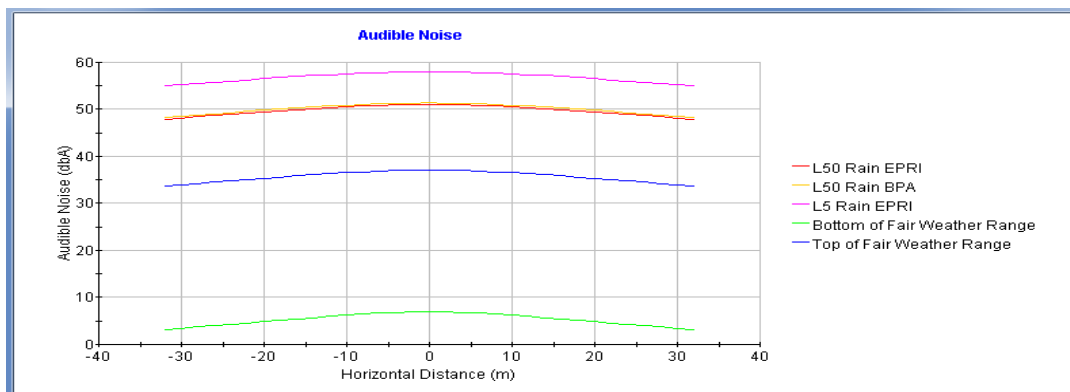


Fig. F.3 Curva del ruido audible para altitudes de 3000 msnm.

Estructura Tipo Autoportante (4 cond. / fase)

Tabla N° F.7 Cálculo de la Potencia Acústica (dB por encima de 1 μW/m), para altitudes de 3000 msnm.

Bundle ID (#)	Number of Subconductors	Subconductor Diameter (cm)	Surface Gradient (kV/cm)	L50 Rain EPRI	L50 Rain BPA	L5 Rain EPRI	Fair Weather Range
1A	4	2.77	13.5	-60	-57	-51.3	<-114.2 ; -76.8>
1B	4	2.77	14.6	-54.6	-52.7	-47.5	<-99.4 ; -68.9>
1C	4	2.77	13.5	-60	-57	-51.3	<-114.2 ; -76.8>
2	1	1.1	6.6	-163.8	-119.1	-120.7	<-514.5 ; -252>
3	1	1.1	6.6	-163.8	-119.1	-120.7	<-514.5 ; -252>

Tabla N° F.8 Cálculo del ruido audible para altitudes de 3000 msnm.

X (m)	L50 Rain EPRI (dbA)	L50 Rain BPA(*) (dbA)	L5 Rain EPRI (dbA)	Fair Weather Range	
				(dbA)	(dbA)
-32	45.5	46.5	53.3	-1.1	30.4
-28	46	47	53.9	-0.6	30.9
-24	46.5	47.5	54.4	-0.1	31.5
-20	47.1	48	54.9	0.5	32
-16	47.5	48.5	55.3	1	32.5
-12	47.9	48.9	55.7	1.5	33
-8	48.3	49.2	56	2	33.3
-4	48.5	49.4	56.2	2.3	33.6
0	48.6	49.5	56.3	2.4	33.7
4	48.5	49.4	56.2	2.3	33.6
8	48.3	49.2	56	2	33.3
12	47.9	48.9	55.7	1.5	33
16	47.5	48.5	55.3	1	32.5
20	47.1	48	54.9	0.5	32
24	46.5	47.5	54.4	-0.1	31.5
28	46	47	53.9	-0.6	30.9
32	45.5	46.5	53.3	-1.1	30.4

(*) Para el caso del método BPA el L5 Rain es obtenido por la adición de 3.5 dB de la L50 Rain y L50 Fair Wather Value es obtenido por la sustracción de 25 dB de L50 Rain.

Del cuadro de resultado se muestra el ruido audible en los límites de la franja de servidumbre es 53.3 dB en las peores condiciones (L5).

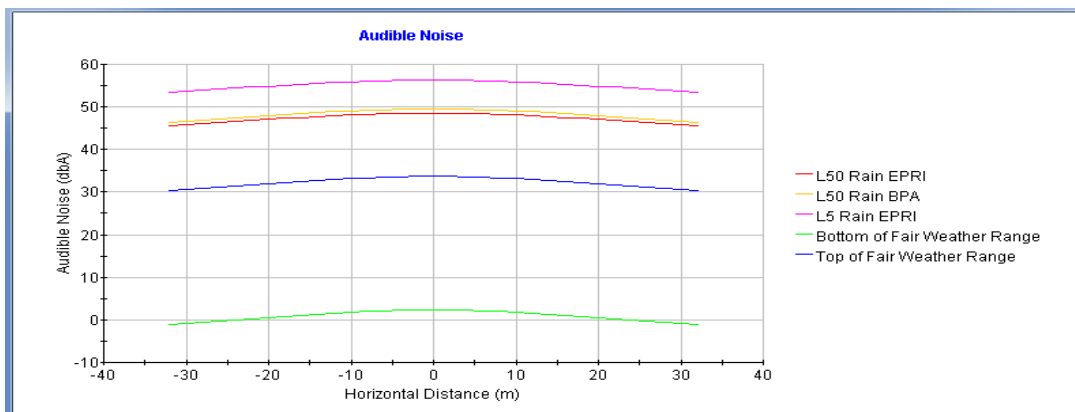


Fig. F.4 Curvas del ruido audible para altitudes de 3000 msnm.

Zona III: Altitud de 4000 msnm.

Estructura Tipo Autoportante (3 cond./fase)

Tabla N° F.9 Cálculo de la Potencia Acústica (dB por encima de 1 μW/m). para altitudes de 4000 msnm.

Bundle ID (#)	Number of Subconductors	Subconductor Diameter (cm)	Surface Gradient (kV/cm)	L50 Rain EPRI	L50 Rain BPA	L5 Rain EPRI	Fair Weather Range
1A	3	4.04	12.1	-57.4	-53.7	-48.5	<-117.8 ; -75.3>
1B	3	4.04	13	-51.7	-49.6	-44.4	<-102.1 ; -67.1>
1C	3	4.04	12.1	-57.4	-53.7	-48.5	<-117.8 ; -75.3>
2	1	1.1	12.6	-88.1	-82.2	-69.4	<-170.4 ; -113>
3	1	1.1	12.6	-88.1	-82.2	-69.4	<-170.4 ; -113>

Tabla N° F.10 Cálculo del ruido audible para altitudes de 4000 msnm.

X (m)	L50 Rain EPRI (dbA)	L50 Rain BPA(*) (dbA)	L5 Rain EPRI (dbA)	Rair Waether Range	
				(dbA)	(dbA)
-32	48.3	49.7	56.4	-3.8	32.2
-28	48.9	50.2	56.9	-3.3	32.7
-24	49.4	50.8	57.5	-2.8	33.3
-20	49.9	51.3	58	-2.2	33.8
-16	50.4	51.8	58.4	-1.6	34.3
-12	50.9	52.2	58.8	-1.1	34.8
-8	51.2	52.5	59.2	-0.6	35.2
-4	51.5	52.7	59.4	-0.2	35.5
0	51.6	52.8	59.5	-0.1	35.6
4	51.5	52.7	59.4	-0.2	35.5
8	51.2	52.5	59.2	-0.6	35.2
12	50.9	52.2	58.8	-1.1	34.8
16	50.4	51.8	58.4	-1.6	34.3
20	49.9	51.3	58	-2.2	33.8
24	49.4	50.8	57.5	-2.8	33.3
28	48.9	50.2	56.9	-3.3	32.7
32	48.3	49.7	56.4	-3.8	32.2

(*) Para el caso del método BPA el L5 Rain es obtenido por la adición de 3.5 dB de la L50 Rain y L50 Fair Wather Value es obtenido por la sustracción de 25 dB de L50 Rain.

Del cuadro de resultado se muestra el ruido audible en los límites de la franja de servidumbre es 56.4 dB en las peores condiciones (L5).

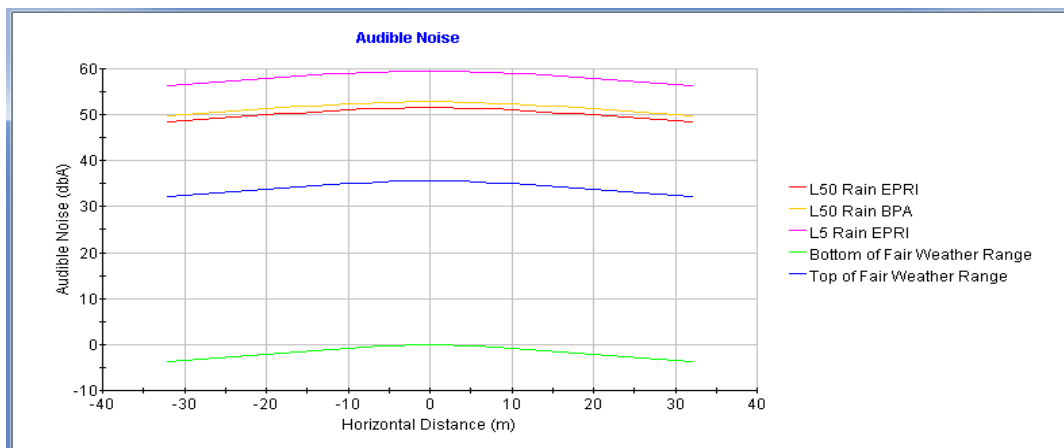


Fig. F.5 Curvas del ruido audible para altitudes de 4000 msnm.

Estructura Tipo Autoportante (4 cond./fase)

Tabla N° F.11 Cálculo de la Potencia Acústica (dB por encima de 1 μW/m).para altitudes de 4000 msnm.

Bundle ID (#)	Number of Subconductors	Subconductor Diameter (cm)	Surface Gradient (kV/cm)	L50 Rain EPRI	L50 Rain BPA	L5 Rain EPRI	Fair Weather Range
1A	4	3.2	12	-61.1	-56.2	-50.8	<-127.9 ; -80.9>
1B	4	3.2	13	-54.9	-51.8	-46.4	<-110 ; -71.7>
1C	4	3.2	12	-61.1	-56.2	-50.8	<-127.9 ; -80.9>
2	1	1.1	8.9	-121.4	-100.4	-91.4	<-304.6 ; -172>
3	1	1.1	8.9	-121.4	-100.4	-91.4	<-304.6 ; -172>

Tabla N° F.12 Cálculo del ruido audible para altitudes de 3000 msnm.

X (m)	L50 Rain EPRI (dbA)	L50 Rain BPA(*) (dbA)	L5 Rain EPRI (dbA)	Rair Waether Range	
				(dbA)	(dbA)
-32	45	47.3	54.2	-11.9	27.3
-28	45.5	47.8	54.7	-11.4	27.8
-24	46	48.3	55.2	-10.9	28.3
-20	46.5	48.9	55.7	-10.3	28.8
-16	47	49.3	56.2	-9.8	29.4
-12	47.4	49.7	56.6	-9.2	29.8
-8	47.8	50	56.9	-8.8	30.2
-4	48	50.3	57.1	-8.4	30.5
0	48.1	50.3	57.2	-8.3	30.6
4	48	50.3	57.1	-8.4	30.5
8	47.8	50	56.9	-8.8	30.2
12	47.4	49.7	56.6	-9.2	29.8
16	47	49.3	56.2	-9.8	29.4
20	46.5	48.9	55.7	-10.3	28.8
24	46	48.3	55.2	-10.9	28.3
28	45.5	47.8	54.7	-11.4	27.8
32	45	47.3	54.2	-11.9	27.3

(*) Para el caso del método BPA el L5 Rain es obtenido por la adición de 3.5 dB de la L50 Rain y L50 Fair Wather Value es obtenido por la sustracción de 25 dB de L50 Rain.

Del cuadro de resultado se muestra el ruido audible en los límites de la franja de servidumbre es 54.2 dB en las peores condiciones (L5).

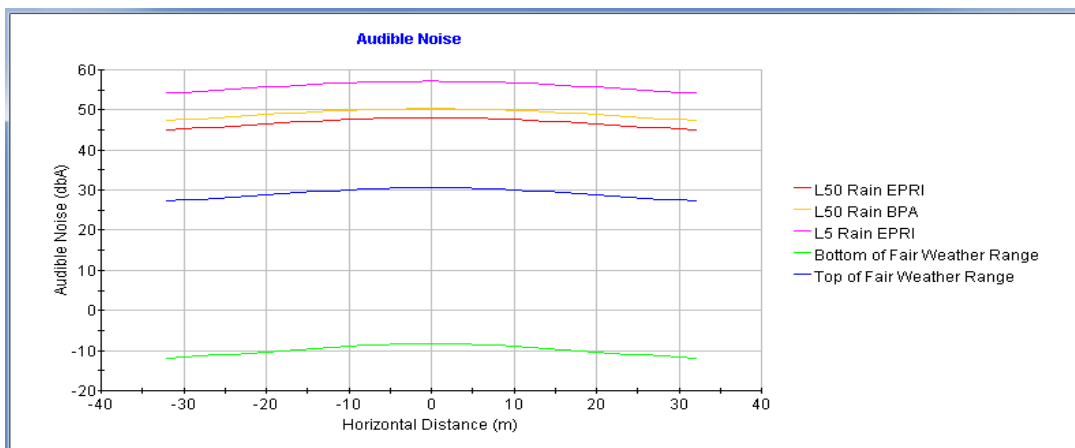


Fig. F.6 Curva del ruido audible para altitudes de 4000 msnm.

Zona III: Altitud de 4450 msnm

Estructura Tipo Autoportante (3 cond./fase)

Tabla N° F.13 Cálculo de la Potencia Acústica (dB por encima de 1 μW/m).para altitudes de 4450 msnm.

Bundle ID (#)	Number of Subconductors	Subconductor Diameter (cm)	Surface Gradient (kV/cm)	L50 Rain EPRI	L50 Rain BPA	L5 Rain EPRI	Fair Weather Range
1A	3	4.14	11.6	-58.4	-53.7	-48.7	<-123.9 ; -77.5>
1B	3	4.14	12.6	-52.1	-49.4	-44.1	<-106.3 ; -68.4>
1C	3	4.14	11.6	-58.4	-53.7	-48.7	<-123.9 ; -77.5>
2	1	1.1	12.9	-84.5	-79.3	-66.4	<-161.7 ; -108>
3	1	1.1	12.9	-84.5	-79.3	-66.4	<-161.7 ; -108>

Tabla N° F.14 Cálculo del ruido audible para altitudes de 4450 msnm.

X (m)	L50 Rain EPRI (dbA)	L50 Rain BPA(*) (dbA)	L5 Rain EPRI (dbA)	Fair Weather Range	
				(dbA)	(dbA)
-32	47.5	49.5	56.1	-8.3	30.4
-28	48	50	56.6	-7.9	30.8
-24	48.4	50.4	57	-7.4	31.3
-20	48.8	50.8	57.4	-6.9	31.7
-16	49.2	51.2	57.8	-6.5	32.2
-12	49.6	51.5	58.1	-6	32.6
-8	49.9	51.8	58.4	-5.7	32.9
-4	50	51.9	58.5	-5.4	33.1
0	50.1	52	58.6	-5.3	33.1
4	50	51.9	58.5	-5.4	33.1
8	49.9	51.8	58.4	-5.7	32.9
12	49.6	51.5	58.1	-6	32.6
16	49.2	51.2	57.8	-6.5	32.2
20	48.8	50.8	57.4	-6.9	31.7
24	48.4	50.4	57	-7.4	31.3
28	48	50	56.6	-7.9	30.8
32	47.5	49.5	56.1	-8.3	30.4

(*) Para el caso del método BPA el L5 Rain es obtenido por la adición de 3.5 dB de la L50 Rain y L50 Fair Wather Value es obtenido por la sustracción de 25 dB de L50 Rain.

Del cuadro de resultado se muestra el ruido audible en los límites de la franja de servidumbre es 56.1 dB en las peores condiciones (L5).

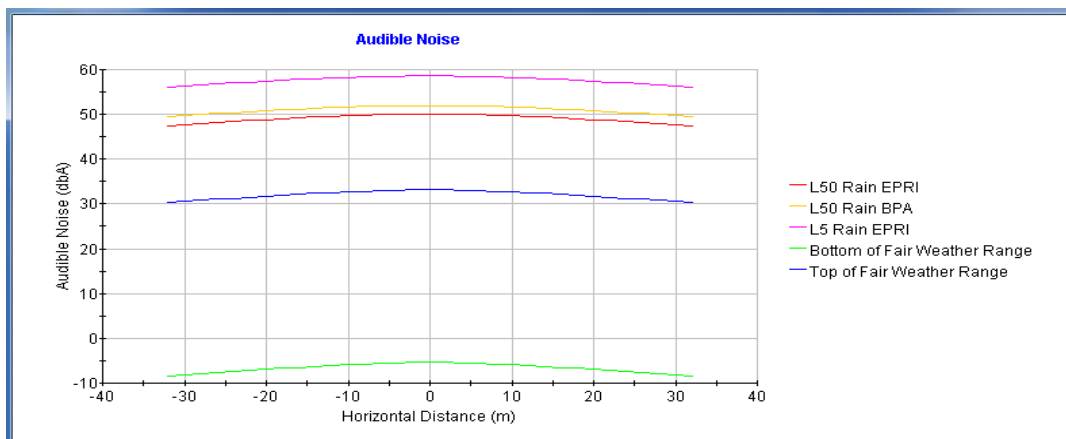


Fig. F.7 Curva del ruido audible para altitudes de 4450 msnm.

Estructura Tipo Autoportante (4 cond./fase)

Tabla N° F.15 Cálculo de la Potencia Acústica (dB por encima de 1 μW/m). para altitudes de 4450 msnm.

Bundle ID (#)	Number of Subconductors	Subconductor Diameter (cm)	Surface Gradient (kV/cm)	L50 Rain EPRI	L50 Rain BPA	L5 Rain EPRI	Fair Weather Range
1A	4	3.34	11.4	-62.4	-56.4	-51.3	<-136.5 ; -84>
1B	4	3.34	12.4	-55.6	-51.8	-46.4	<-116.1 ; -73.8>
1C	4	3.34	11.4	-62.4	-56.4	-51.3	<-136.5 ; -84>
2	1	1.1	10.9	-98.7	-88.1	-75.9	<-213.3 ; -132.3>
3	1	1.1	10.9	-98.7	-88.1	-75.9	<-213.3 ; -132.3>

Tabla N° F.16 Cálculo del ruido audible para altitudes de 4450 msnm.

X (m)	L50 Rain EPRI (dbA)	L50 Rain BPA(*) (dbA)	L5 Rain EPRI (dbA)	Rair Waether Range	
				(dbA)	(dbA)
-32	43.8	47	53.7	-18.3	24.7
-28	44.2	47.4	54.1	-17.8	25.2
-24	44.7	47.9	54.6	-17.4	25.7
-20	45.1	48.3	55	-16.9	26.1
-16	45.5	48.7	55.4	-16.4	26.6
-12	45.9	49	55.7	-16	26.9
-8	46.2	49.2	56	-15.6	27.3
-4	46.3	49.4	56.1	-15.4	27.5
0	46.4	49.4	56.2	-15.3	27.6
4	46.3	49.4	56.1	-15.4	27.5
8	46.2	49.2	56	-15.6	27.3
12	45.9	49	55.7	-16	26.9
16	45.5	48.7	55.4	-16.4	26.6
20	45.1	48.3	55	-16.9	26.1
24	44.7	47.9	54.6	-17.4	25.7
28	44.2	47.4	54.1	-17.8	25.2
32	43.8	47	53.7	-18.3	24.7

(*) Para el caso del método BPA el L5 Rain es obtenido por la adición de 3.5 dB del L50 Rain y L50 Fair Wather Value es obtenido por la sustracción de 25 dB de L50 Rain.

Del cuadro de resultado se muestra el ruido audible en los límites de la franja de servidumbre es 53.7 dB en las peores condiciones (L5).

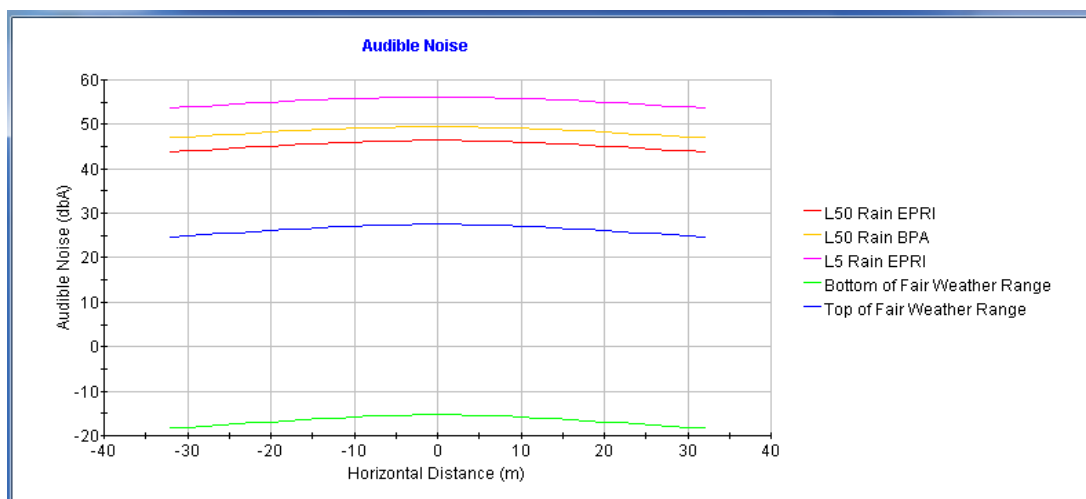


Fig. F.8 Curva del ruido audible para altitudes de 4450 msnm.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Andrade Raffo Marcos, Ariel Liptching y Eugenia Gomes Maria, “Detección de Efecto Corona en Aislamientos de Media y Alta Tensión”, 1^{er} Congreso Uruguayo de Mantenimiento, Gestión de Activos y Confiabilidad, Uruman 2005.
- [2] ANSI/IEEE Std. 430. “IEEE Standard procedures for the Measurement of Radio Noise from Overhead Power Lines and Substations”, 1986.
- [3] Cadavid D., Ramírez D., Lopera F., Correa A., “Mitigación de Campo Magnético de Líneas de Transmisión Utilizando Bucles Pasivos”, Revista EIA, ISSN 1794-1237 Número 13, p. 9-21, Julio 2010.
- [4] DIN VDE 0210/12.85. “Construcción de Líneas Aéreas de Energía Eléctrica de Tensiones Nominales Mayores a 1kV”.
- [5] Electrical Power Research Institute (EPRI), “Transmission Line Reference Book 200 kV and above”, Third Edition, December 2005.
- [6] Electrical Power Research Institute (EPRI), “Transmission Line Reference Book 345 kV and above”, Second Edition, December 2008.
- [7] Esteban Velilla Hernández, Germán Moreno Ospina, Radio Interferencia y Ruido Audible Generado por el Efecto Corona en Líneas de Transmisión. GIMEL, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Antioquia, A.A 1226; Medellín Colombia.
- [8] Hernán Untiveros Z., “Curso Profesional: Diseño de Líneas de Transmisión Aérea de Altas Tensiones”, curso de actualización profesional organizado por el Colegio de Ingenieros del Perú, 1 998.
- [9] IEEE Corona and Field Effects Subcommittee port Radio Noise Working Group, “A Suervey of Methods for Calculating Transmission Line conductor Surface Voltage Gradients”. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Vol. 1. N°6. U.S.A. 1979.
- [10] IEEE Std. 539, “IEEE Standard Definitions of Tem Relating to Corona and Field Effect of Overhead Power Lines”, 1990.
- [11] IEEE Std. 644, “Procedures for measurement of Power Frecuency Electric and Magnetic Fields from AC Power Lines”, 1994.

- [12] IEEE Std. 656, “IEEE Standard Procedures for Measurement of Audible Noise from Overhead Transmission Lines”.1992.
- [13] IEEE Std. 738, “IEEE Standard for Calculating the Current – Temperature of Bare Overhead Conductors”. 2006.
- [14] Jacques J. Clade y Claude H. Gary, “Predeterminación de Pérdidas Corona en Medios Lluvias: Influencia de la Intensidad y Utilización de un Cuadro Universal”, Asociación de Ingenieros Electricistas y Electrónicos.
- [15] Ortiz E. Carlos Alberto,” Diseño de Líneas de Transmisión”, curso de actualización profesional organizado por el Colegio de Ingenieros del Perú, Octubre de 1997.
- [16] R. Moreno, J.A. Güemes y I. Pico, “Análisis del Campo Magnético en una Línea Eléctrica de Alta Tensión”, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad del País Vasco.
- [17] Salvador Acha Daza, Ph. D. “Diseño de Líneas de Transmisión hasta 500 kV”, curso de actualización profesional organizado por el Colegio de Ingenieros del Perú Mayo 2012.
- [18] Salvador Acha, Daza, Ph. D. y José Fernando Rodríguez Blanco, “Principios Básicos del Diseño de Líneas de Transmisión III”, curso de actualización profesional organizado por el Colegio de Ingenieros del Perú, Agosto 2012.