

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**DISEÑO Y SIMULACIÓN DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE
EXTRA ALTA TENSIÓN DE 500 kV**

TESIS

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

JOSEPH REINOSO VÁSQUEZ

PROMOCIÓN

2011-II

LIMA – PERÚ

2013

**DISEÑO Y SIMULACIÓN DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE
EXTRA ALTA TENSIÓN DE 500 kV**

DEDICATORIA

A mis padres Rubén y Alicia y a mis hermanos Katherine y George por todos estos años de amor y enseñanzas mutuas.

SUMARIO

En el desarrollo de la presente Tesis se muestra como se realiza el trazo de la línea, la ubicación de sus vértices, sus accesos y las principales características geográficas de la zona del proyecto donde se propondrá un diseño para la futura línea Marcona – Ocoña de 500 kV. Se presenta las principales consideraciones que aplican para el diseño de líneas de transmisión de Extra Alta Tensión de 500 kV, mencionando aquellas que propone el Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011 [2] y los principales estándares internacionales aplicables de la IEC e IEEE. Se muestra las consideraciones básicas para el dimensionamiento de las estructuras y las principales estructuras utilizadas en las líneas de transmisión de 500 kV. Se presenta además el resultado de la simulación del diseño propuesto para la línea de transmisión Marcona – Ocoña 500 kV mediante el uso del software PLS CADD, software para el diseño de líneas de transmisión.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I	
CARACTERÍSTICAS ACTUALES DEL SISTEMA ELÉCTRICO PERUANO.....	4
1.1 Principales características del Sistema de Eléctrico Peruano.....	4
1.1.1 Situación actual de la Demanda.....	4
1.1.2 Potencia instalada (MW)	5
1.1.3 Situación actual del Sistema de Generación	5
1.1.4 Situación actual del Sistema de Transmisión	6
1.1.5 Distribución	7
1.2 Expansión del Sistema Eléctrico Peruano	7
1.2.1 Programa de obras de transmisión	9
1.2.2 Programa de obras de generación.....	9
CAPÍTULO II	
UBICACIÓN, TRAZO DE LA LÍNEA Y SUS PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS GEOGRÁFICAS	13
2.1 Ubicación Geográfica del Proyecto	13
2.2 Condiciones Climáticas	14
2.2.1 Presión de Viento	14
2.3 Requerimientos técnicos para la aprobación de la ruta de la línea de transmisión.....	15
2.4 Ubicación de las subestaciones	16
2.4.1 Subestación Marcona Nueva 500 kV	16
2.4.2 Subestación Ocoña 500 kV	17
2.5 Trazo de la Línea De Transmisión Marcona – Ocoña	18
2.5.1 Coordenadas de los vértices de la línea de transmisión	19
2.5.2 Descripción del Trazo	20
2.6 Estudio de Accesos para el montaje de la línea de transmisión	27
CAPITULO III	
PRINCIPALES CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE EXTRA ALTA TENSIÓN	32
3.1 Requerimientos técnicos de transmisión	32
3.2 Parámetros eléctricos de la línea de transmisión 500 kV.....	32

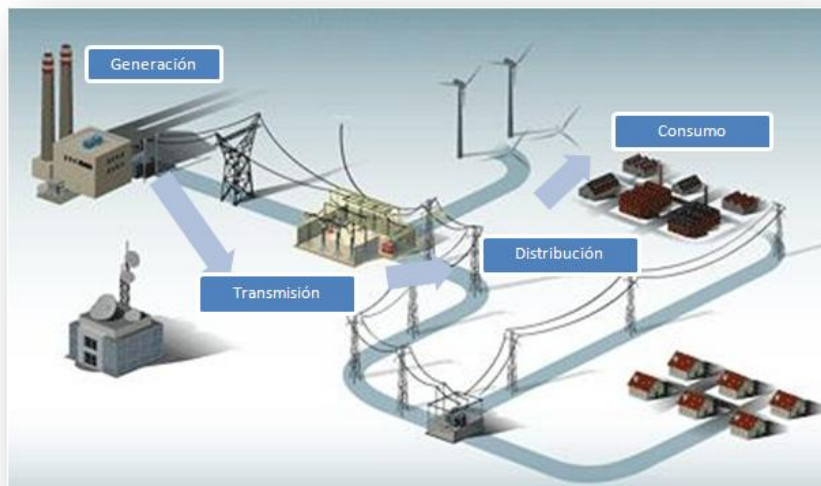
3.2.1	Parámetros de secuencia positiva y negativa.....	33
3.2.2	Diagramas de línea.....	34
3.2.3	Parámetros de secuencia cero.....	35
3.3	Transposición de la línea.....	36
3.4	Tensiones Inducidas – Campos Eléctricos y Magnéticos	37
3.4.1	Medición del Campo Eléctrico y Magnético	38
3.4.2	Cálculo del Campo Eléctrico	38
3.5	Servidumbre de la línea de 500 kV	43
3.5.1	Requerimientos de la faja de servidumbre.....	43
3.6	Distancias mínimas de seguridad	45
3.7	Selección del conductor	47
3.7.1	Preselección de conductores para la línea de transmisión de 500 kV.....	48
3.7.2	Cálculo de pérdidas Joule	49
3.7.3	Cálculo de la capacidad de transporte de los conductores preseleccionados (Ampacitancia).....	50
3.7.4	Pérdidas por efecto Corona.....	54
3.7.5	Selección de sección económica del conductor ACAR.....	65
3.8	Coordinación de aislamiento de las líneas 500 kV	66
3.8.1	Premisas de diseño	66
3.8.2	Diseño mecánico de la cadena de aisladores	66
3.8.3	Diseño eléctrico de la cadena de aisladores	68
3.8.4	Selección de aislamiento.....	72
3.9	Cálculos mecánicos para el tendido de conductores y cables de guarda	73
3.9.1	Cargas y sobre cargas a considerar para el cálculo mecánico.....	74
3.9.2	Zonas y áreas de cargas atmosféricas	76
3.9.3	Estudio matemático del conductor	78
3.9.4	Vano Regulador.....	82
3.9.5	Tensión de tendido o Tensión de cada día.....	84
3.9.6	Hipótesis de cálculo en conductores tendidos.....	86
3.9.7	Cálculo de tensiones y flechas.....	88
CAPITULO IV		
PRINCIPALES CONSIDERACIONES PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE LAS		
ESTRUCTURAS DE SOPORTE DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN		
4.1	Clasificación de las estructuras.....	89
4.2	Dimensionamiento de las estructuras	90
4.2.1	Distancias mínimas entre conductores	91

4.2.2	Distancias de seguridad	93
4.3	Cargas sobre las estructuras de soporte	93
4.3.1	Cargas transversales.....	95
4.3.2	Cargas verticales	95
4.3.3	Cargas longitudinales	96
4.3.4	Cargas eventuales.....	96
4.3.5	Cargas para el cálculo de las estructuras.....	96
4.4	Grado de construcción y factores de seguridad	96
4.5	Prestación de estructuras.....	97
4.6	Determinación del peso de las estructuras.....	100
4.7	Puestas a Tierra de las estructuras.....	101
4.7.1	Configuraciones del Sistema de Puesta a Tierra.....	102
4.7.2	Instalación de varillas de puesta a tierra.....	102
4.7.3	Instalación de contrapesos.....	105
4.8	Determinación del cable de guarda en las estructuras.....	106
4.9	Fundaciones	108
4.9.1	Características de los materiales	109
4.9.2	Características de los materiales	109
4.10	Cimentaciones de estructuras de 500 kV	109
4.11	Siluetas básicas.....	109
CAPITULO V		
SIMULACIÓN DEL DISEÑO LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN CON EL USO DEL		
SOFTWARE PLS-CADD.....		
5.1	Principales características del software PLS-CADD	113
5.2	Modelamiento del sistema de cables	114
5.2.1	Modelado de Nivel 1 – Método del Vano Regulador o Longitud Reguladora.....	115
5.2.2	Modelado de Nivel 2 – Modelado con Elementos Finitos (FE) Ignorando la Interacción entre los cables.....	116
5.2.3	Modelado de Nivel 3 – Modelado con Elementos Finitos (FE) Considerando la Interacción entre los cables.....	117
5.2.4	Modelado de Nivel 4 – Análisis del Sistema Completo	117
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		
119		
ANEXO A		
PLANIMETRÍA DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN MARCONA – OCOÑA 500 kV		
121		
ANEXO B		
LISTADO Y UBICACIÓN DE LAS ESTRUCTURAS		
1995		

ANEXO C	
PLANOS DE ESTRUCTURAS 500 kV	2084
ANEXO D	
PLANOS DE CADENAS DE AISLADORES 500 kV	2184
ANEXO E	
ÍNDICE DE FIGURAS E ÍNDICE DE TABLAS	230
BIBLIOGRAFÍA.....	235

INTRODUCCIÓN

Una red eléctrica está compuesta principalmente por tres partes: las centrales generadoras, las líneas de transmisión y las redes de distribución. Las líneas de transmisión son las encargadas de conectar a las centrales de generación de energía eléctrica y las redes de distribución y de transportar a su vez la energía eléctrica que estas centrales generan hacia las redes de distribución para que finalmente esta energía llegue hacia las cargas o consumidores finales.



Objetivo de la Tesis

El objetivo de la presente Tesis es el de presentar las principales consideraciones y criterios que se presentan en el Código Nacional de Electricidad y demás estándares internacionales vigentes que se requieren para el diseño de una línea de transmisión de extra alta tensión que opere a un nivel de tensión de 500 kV, proponiendo un diseño para la futura línea de transmisión Marcona – Ocoña 500 kV, la cual transportará la energía desde la subestación Marcona Nueva 500 kV hasta la subestación Ocoña 500 kV.

Objetivos Generales

- Realizar una propuesta de diseño para la línea de transmisión de Extra Alta Tensión de 500 kV Marcona – Ocoña bajo las principales consideraciones del

Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011 [2] y demás normas internacionales aplicables.

- Realizar una simulación del diseño propuesto para la línea mediante un software de aplicación para el diseño de líneas de transmisión.

Objetivos Específicos

- Mencionar las principales consideraciones para el diseño de líneas de transmisión de Extra Alta Tensión de 500kV del actual Código Nacional de Electricidad y demás normas aplicables.
- Utilizar en el diseño, las principales estructuras utilizadas en líneas de transmisión de Extra Alta Tensión de 500kV.
- Determinar el árbol de cargas para soportes de acuerdo a las consideraciones del Código Nacional de Electricidad 2011.
- Simular el diseño propuesto de la línea de transmisión con el uso del software PLS CADD.

Planteamiento del Problema

Debido a la creciente demanda de energía eléctrica, el país se ve en la necesidad de instalar nuevas líneas de transmisión elevando además el nivel de tensión de estas, el aumento de la tensión de una red de transmisión es generalmente la forma estratégica más eficaz de proporcionar un cambio cuántico en la capacidad de transmisión.

La ubicación de los proyectos de generación eléctrica, los cuales generalmente se encuentran muy alejados de los centros de demanda y además debido a las grandes cantidades de energía que se transporta a largas distancias, han impulsado a nuestro sistema a adoptar nuevas técnicas de transporte de energía. Es por este motivo que se ha optado por elevar cada vez más los niveles de tensión, llegando de esta manera a transmitir a niveles de extra alta tensión (EHV), es decir con tensiones superiores a los 220 kV, cabe mencionar que dentro de Latinoamérica la mayoría de países ya tienen incorporados dentro de sus sistemas estos niveles de tensión de extra alta tensión como son los casos de Brasil, Colombia y Ecuador.

Los niveles de extra alta tensión (EHV) como es el de 500 kV, nos permitirán transmitir mayor cantidad de energía sobre largas distancias con ventajas económicas y técnicas.

Contenido de la Tesis

El contenido de cada capítulo es el siguiente:

- En el Capítulo I de esta tesis se describe brevemente nuestro actual sistema eléctrico peruano, su expansión en los próximos años y los futuros proyectos relacionados con el sistema de generación y transmisión a nivel de 500 kV.

- En el Capítulo II se describe la ubicación y las principales características geográficas de la zona del proyecto donde se propondrá el diseño para la futura línea de transmisión Marcona – Ocoña de 500 kV.
- En el Capítulo III se presentan las principales consideraciones que aplican para el diseño de líneas de transmisión de extra alta tensión de 500 kV, mencionando aquellas consideraciones que se plantean en el Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011 [2] y los principales estándares aplicables de la IEC e IEEE.
- En el Capítulo IV, se presentan las principales consideraciones que aplican para el dimensionamiento de las estructuras a usarse en las líneas de transmisión de extra alta tensión de 500 kV, mencionando aquellas consideraciones que se plantean en el Código Nacional de Electricidad – Suministro.
- En el Capítulo V se presenta el desarrollo del diseño propuesto para la línea de transmisión Marcona – Ocoña 500 kV mediante el uso de un software para el diseño de líneas de transmisión, mencionando las principales características que presenta.

Finalmente se presentan las conclusiones y recomendaciones como parte del análisis realizado, para el diseño de futuras líneas de transmisión de extra alta tensión (Para ver resultados del diseño de la línea ver Anexo A y Anexo B).

CAPÍTULO I CARACTERÍSTICAS ACTUALES DEL SISTEMA ELÉCTRICO PERUANO

1.1 Principales características del Sistema de Eléctrico Peruano

El sector eléctrico en el Perú ha experimentado sorprendentes mejoras en los últimos 15 años. Nuestro sistema eléctrico ha crecido ya la vez mejoró la calidad y la eficacia de la prestación del servicio. Estas mejoras fueron posibles gracias a las privatizaciones posteriores a las reformas iniciadas en el año de 1992. Al mismo tiempo, las tarifas de electricidad han permanecido en consonancia con el promedio de América Latina.

Sin embargo, aún quedan muchos retos. Los principales son el bajo nivel de acceso en las áreas rurales y el potencial sin explotar de algunas energías renovables, en concreto la energía eólica y la energía solar.

La capacidad actual de generación de electricidad está dividida de manera uniforme entre las fuentes de energía térmica e hidroeléctrica. El renovado y reciente dinamismo del sector eléctrico del país se basa en el cambio por plantas a gas natural, fomentado por la producción del campo de gas de Camisea en la selva amazónica.

El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) abastece al 85% de la población conectada, con varios sistemas “aislados” que cubren el resto del país. A pesar de que la inversión en generación, transmisión y distribución en las áreas urbanas es principalmente privada, los recursos para la electrificación rural provienen únicamente de recursos públicos.

En nuestro país, la entidad encargada de coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo de nuestro sistema eléctrico, preservar la seguridad del sistema y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos es el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES).

1.1.1 Situación actual de la Demanda

La máxima demanda de potencia del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional – SEIN 2010 – 2011 que se realiza a nivel de generación y que proviene de los datos registrados en los medidores de potencia de las empresas de generación que conforman el COES, se muestran a continuación en la Tabla 1.1, donde no incluye la exportación al Ecuador.

Tabla 1.1: Máxima Demanda (MW)

Mes	Máxima Demanda (MW)		
	2010	2011	INC
Enero	4290,5	4586,4	6,9%
Febrero	4349,7	4670,0	7,4%
Marzo	4452,6	4714,8	5,9%
Abril	4403,6	4744,0	7,7%
Mayo	4381,2	4718,3	7,7%
Junio	4435,5	4764,2	7,4%
Julio	4384,6	4690,8	7,0%
Agosto	4344,1	4676,5	7,7%
Septiembre	4387,2	4791,4	9,2%
Octubre	4461,0	4787,9	7,3%
Noviembre	4522,3	4900,5	8,4%
Diciembre	4578,9	4961,2	8,3%
Anual	4578,9	4961,2	8,3%

Fuente: COES [1].

1.1.2 Potencia instalada (MW)

La potencia instalada del sistema es la suma de las capacidades de potencia instalada que tienen las centrales en función de sus unidades generadoras y se mide en MW.

En nuestro sistema predominan aquellas potencias generadas por centrales hidráulicas y centrales térmicas las cuales tienen el mayor porcentaje en potencia instalada, el total de potencia instalada entre ambas ascendió a un total de 8600 MW según el registro del último año.

La potencia instalada en el país se muestra a continuación en la Tabla 1.2 donde se diferencia de la potencia instalada por el SEIN y aquella que pertenece a los sistemas aislados (SS.AA).

Tabla 1.2: Potencia Instaladas 2011 (MW)

	Potencia instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)
	2011	2011
Hidráulica	3 506	3093,12
Térmica	5 094	3350,88
Total	8 600	6444

Fuente: COES [1].

1.1.3 Situación actual del Sistema de Generación

Debido a la creciente demanda de energía eléctrica de los últimos años, la generación en el país se ha ido incrementando para poder cubrir con esta demanda de manera satisfactoria, en el último año este incremento de generación ha sido principalmente por generadoras del tipo térmica.

Según el último reporte anual 2011 que ha sido presentado por el Ministerio de Energía y Minas, el consumo total de energía eléctrica en el último año, que está

conformado por la energía generada para uso propio más la energía vendida a clientes finales, ascendió a 35 217,1 GW.h como se muestra en la Tabla 1.3, presentándose un incremento del 8,6 % en relación al año 2010 tal y como se muestra en la Figura 1.1.

Tabla 1.3: Crecimiento de Energía Acumulada Anual

Energía (GWh)			
Mes	2010	2011	INC
Enero	2665,2	2908,0	9,1%
Febrero	2468,0	2698,8	9,4%
Marzo	2768,4	2996,7	8,2%
Abril	2643,4	2857,9	8,1%
Mayo	2713,5	2968,0	9,4%
Junio	2664,6	2892,3	8,5%
Julio	2702,8	2926,7	8,3%
Agosto	2721,5	2980,1	9,5%
Septiembre	2668,3	2903,3	8,8%
Octubre	2785,2	3015,4	8,3%
Noviembre	2764,3	2972,2	7,7%
Diciembre	2860,5	3092,8	8,1%
Total	32425,8	35217,1	8,6%

Fuente: COES [1].

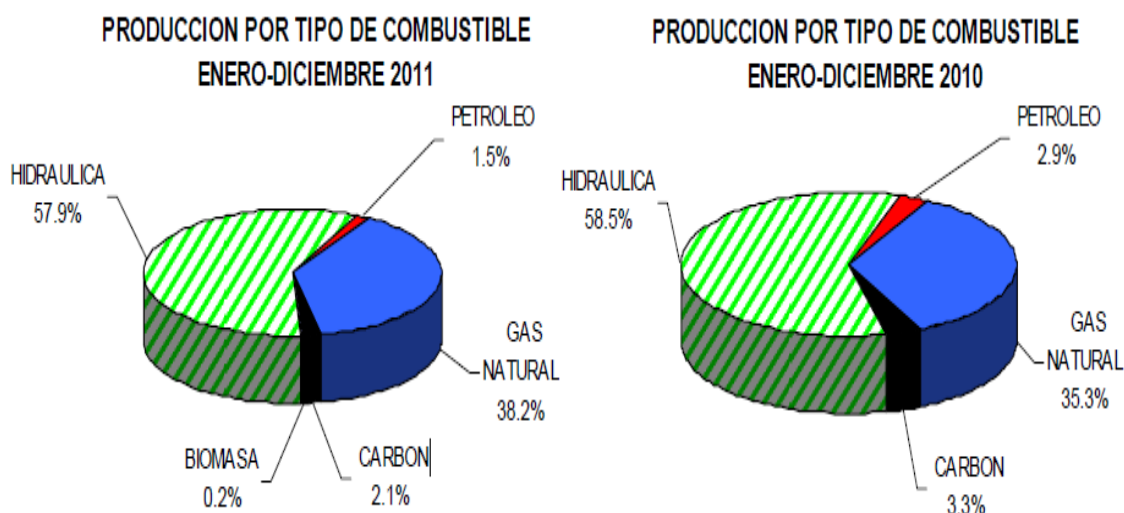


Figura 1.1: Producción de energía por tipo de combustible años 2010 - 2011

1.1.4 Situación actual del Sistema de Transmisión

El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) cubre casi la totalidad de las regiones del país con líneas de transmisión de 500 kV, 220 kV, 138 kV y 60 kV de tensión nominal, en un sistema principalmente radial.

Las líneas de transmisión más importantes con las que se cuenta en el Perú tienen una tensión de 220 kV, pero en la actualidad este nivel se ha incrementando con la instalación de líneas de mayor tensión, las de 500 kV, que son consideradas más confiables y eficientes. Durante el periodo de los años 2011 a 2017 habrá una importante actividad en la puesta en marcha de nuevas líneas de transmisión. Este mismo año y el

pasado se llevaron a cabo varias licitaciones para el despliegue de varias líneas que estarán operativas a partir de este año, iniciándose así una importante expansión de la infraestructura de transmisión eléctrica en el país.

Desde el presente año, la transmisión en el sistema eléctrico peruano, incorpora instalaciones a niveles de tensión de 500 kV, con la implementación de las líneas de transmisión Chilca – Planicie – Zapallal, Mantaro –Caravelí – Montalvo, Zapallal – Chimbote – Trujillo y Chilca – Marcona – Caravelí. De esta manera se está desarrollando un sistema de transmisión robusto que permitirá brindar mayor seguridad, confiabilidad y calidad al SEIN.

A continuación en la Tabla 1.4 y Figura 1.2 se muestran las longitudes de las líneas de transmisión en función de su nivel de tensión.

Tabla 1.4: Longitud de líneas de transmisión a nivel nacional al año 2011 (km)

Nivel de Tensión (kV)	Longitud (km)
220	9646
500	89
TOTAL	16319

Fuente: COES [1].

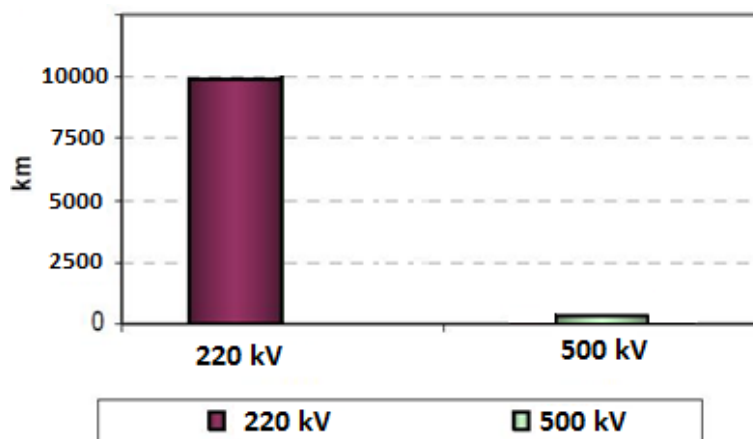


Figura 1.2: Longitud de líneas de transmisión por nivel de tensión

1.1.5 Distribución

La distribución eléctrica es una actividad que se desarrolla en las zonas de concesión otorgadas a diferentes empresas distribuidoras. Cabe mencionar que a nivel residencial la tensión nominal se ha establecido en 220 V y para pequeños comercios e industrias a 380 o 440 V; por otro lado la frecuencia nominal es de 60 Hz.

1.2 Expansión del Sistema Eléctrico Peruano

En el país el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES) es el encargado de la operación económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y de realizar los estudios correspondientes para su correcta operación.

La operación del SEIN tiene como principales objetivos minimizar los costos de operación, mantenimiento y racionamiento, manteniendo en lo posible los flujos de potencia por las líneas y transformadores, así como las tensiones en el sistema, dentro de sus límites operativos.

El diagnóstico de las condiciones operativas del SEIN requiere de la expansión del sistema, lo cual consiste en la proyección de la demanda, el plan de obras de generación y el plan de obras de transmisión hacia el año proyectado.

El análisis en el largo plazo se basa en un balance de potencia entre la generación y la demanda, para determinar si los proyectos de generación que son proyectados a construir a la fecha, bajo ciertas hipótesis, son suficientes para atender la demanda en este periodo con los márgenes de reserva establecidos en la legislación vigente.

La proyección de la demanda del SEIN que se ha proyectado para los siguientes años se muestra a continuación en la Tabla 1.5 y Figura 1.3:

Tabla 1.5: Proyección de la demanda

AÑO	POTENCIA		ENERGÍA	
	MW	%	GW.h	%
2013	6100	13,6%	43374	14,5%
2014	6856	12,4%	48883	12,7%
2015	7440	8,5%	54085	10,6%
2016	7867	5,7%	57106	5,6%
2017	8385	6,6%	60648	6,2%
2018	8763	4,5%	63204	4,2%
2019	9216	5,2%	66201	4,7%
2020	9702	5,3%	69575	5,1%
2021	10098	4,1%	72238	3,8%
2022	10471	3,7%	74706	3,4%
Promedio 2013 - 2022	6,2%		6,2%	

Fuente: COES [1]

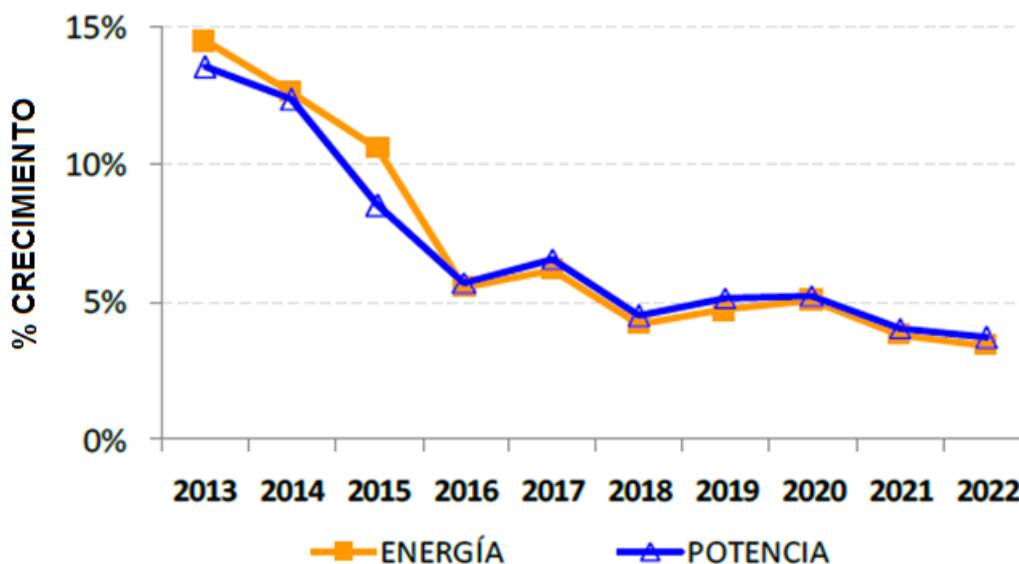


Figura 1.3: Crecimiento de la Demanda en Energía y Potencia

1.2.1 Programa de obras de transmisión

El plan de obras de transmisión considera los proyectos del Plan Transitorio de Transmisión licitados o en proceso de licitación. También se ha incluido los proyectos de los concesionarios de transmisión aprobados por el MEM.

A continuación en la Tabla 1.6 se muestra el programa de obras de transmisión, debemos indicar que se ha considerado el proyecto del Plan Vinculante “Línea de Transmisión de 220 kV Machupicchu – Quencoro – Onocora” de la Propuesta definitiva del Primer Plan de Transmisión, el cual se prevé que ingrese en el año 2014.

Tabla 1.6: Programa de obras de líneas de transmisión

AÑO	Proyectos
Ene-2013	LT.220 kV Machupicchu-Abancay-Cotaruse (doble circuito) y SS.EE Asociadas
Abr-2013	LT.220 kV Tintaya-Socabaya (doble circuito) y SS.EE Asociadas
Jul-2013	LT.500 kV Chilca-Marcona-Montalvo y SS.EE Asociadas.
Dic-2013	LT.500 kV Trujillo-Chiclayo y SS.EE Asociadas.
Ene-2014	LT.220 kV Cajamarca Norte-Caclic y SS.EE Asociadas.
Ene-2014	LT.138 kV Caclic-Moyobamba y SS.EE Asociadas.
Ene-2014	LT.220 kV Machupicchu-Quencoro-Onocora (simple terna) y SS.EE Quencoro
Ene-2014	LT.220 kV Onocora – Tintaya

Fuente: COES [1]

1.2.2 Programa de obras de generación

Para el modelamiento de la operación de las centrales hidroeléctricas se considera la hidrología histórica y las restricciones del manejo del agua. Las centrales térmicas se modelan considerando que se mantienen los costos variables vigentes, la restricción en el suministro de gas, la naturaleza dual de las máquinas de la C.T. Santa Rosa.

También se ha considerado que las actuales unidades térmicas continuarían en servicio durante todo el período de estudio, a continuación en la Tabla 1.7 se listan las obras de centrales de generación al año 2015.

Tabla 1.7: Programa de obras de centrales de generación

AÑO	Proyectos	MW
Ene-2013	C.H. Machupicchu II-Etapa	101,8
Ene-2013	Central Solar Panamericana	20
Ene-2013	Central Solar Majes	20
Ene-2013	Central Solar Repartición	20
Ene-2013	Central Solar Tacna	20
Ene-2013	C.H. Chancay	19,2
Ene-2013	C.H. Angel I	20
Ene-2013	C.H. Angel II	20
Ene-2013	C.H. Angel III	20
Ene-2013	C.H. Las Pizarras	18
Ene-2013	C.T. Nueva Esperanza	135
Feb-2013	C.T. Quillabamba	200
Feb-2013	C.H. Huanza	90,6

AÑO	Proyectos	MW
Abr-2013	C.T. Santo Domingo de los Olleros	197,6
Abr-2013	C.T. Fenix	534,3
Ago-2013	C.T. Chilca 1	262
Sep-2013	Turbo Gas Dual D2/GasNatural Norte	200
Feb-2014	Turbo Gas Dual D2/GasNatural Norte	200
Oct-2013	Turbo Gas Dual D2/GasNatural Sur	400
Abr-2014	C.T. Santo Domingo de los Olleros	99,3
Ago-2014	C.H. Santa Teresa	90,7
Jul-2014	C.T. El faro	169
Oct-2014	C.H. Quitaracsa	112
Dic-2013	C.H. Cheves	168
Ene-2015	C.H. La Virgen	64
Jul-2015	C.T. El Faro	88
Dic-2015	C.H. Chaglla	400
Total acumulado 2013 - 2015		3689,3

Fuente: COES [1]

A partir de la información disponible sobre los recursos actuales y las previsiones de crecimiento de la demanda, el COES realizó su informe de Diagnóstico [1] y de acuerdo a las simulaciones de operación económica del sistema incluyendo los nuevos proyectos de generación, transmisión y demanda en el sistema.

Uno de los puntos que se obtiene como resultado resaltante para el año 2012 es que el despacho de las centrales hidroeléctricas representa el 57,7% de la demanda total y el despacho de las unidades que operan con gas natural representan el 39,5%; el resto de la demanda es cubierto por la planta a Carbón, Biomasa, Eólicas y Residual.

En la Figura 1.4 se muestra la participación del despacho de energía del SEIN agrupados por tipo de fuente, según informe del COES.

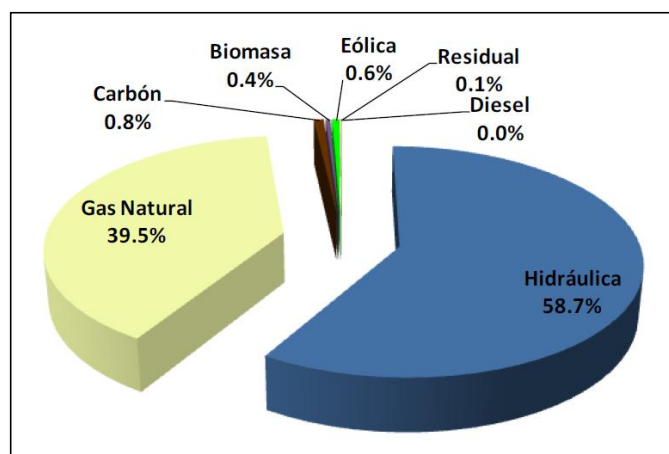


Figura 1.4: Porcentaje de participación en el despacho 2012

A continuación en la Figura 1.5 se muestran los principales proyectos de líneas de transmisión a 220 kV y 500 kV a desarrollarse hasta el año 2015. Finalmente se tiene proyectado para el año 2015 que nuestro sistema eléctrico tenga las líneas de transmisión como se muestra a continuación en la Figura 1.7.

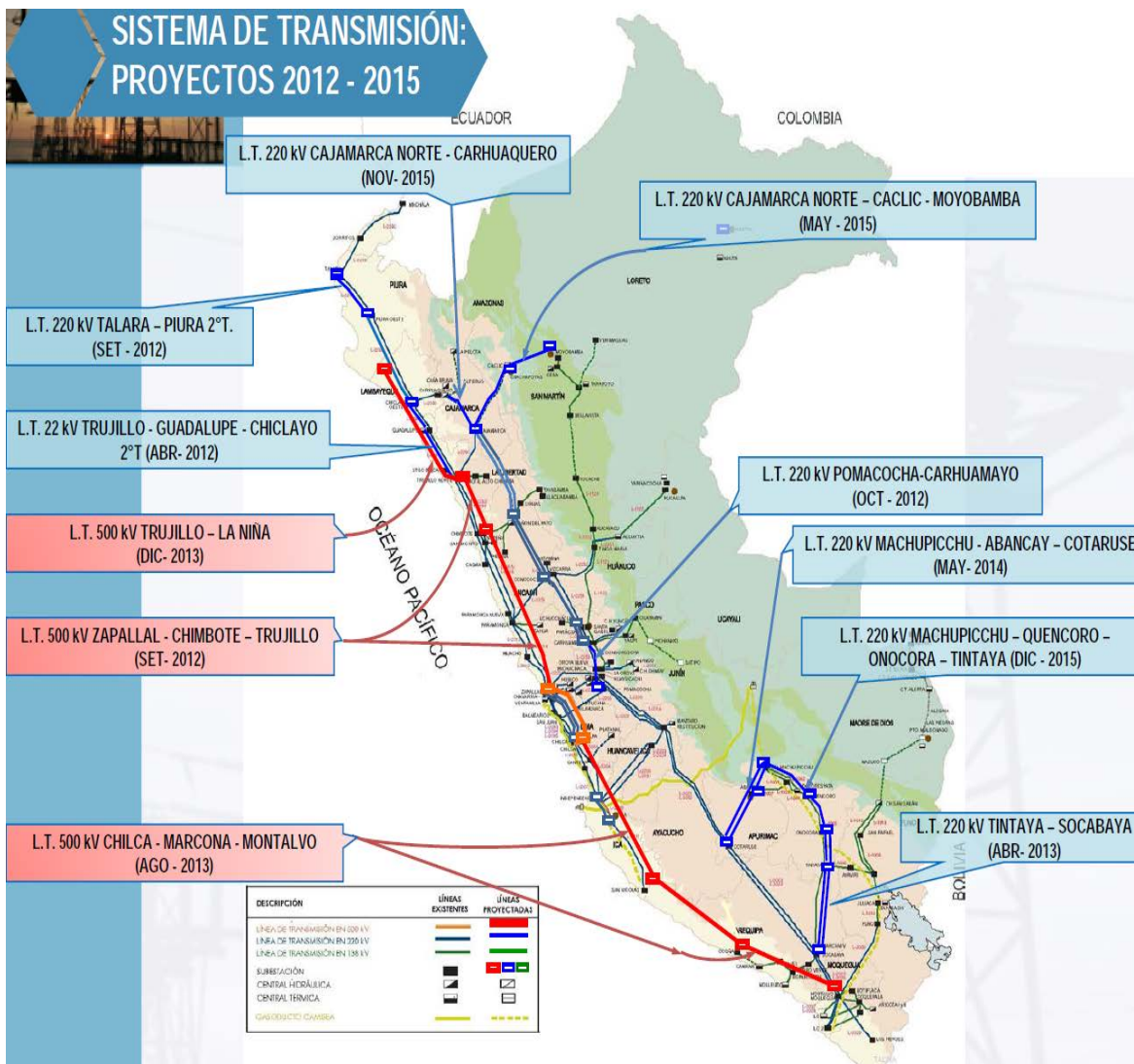


Figura 1.5: SEIN proyectado al año 2015

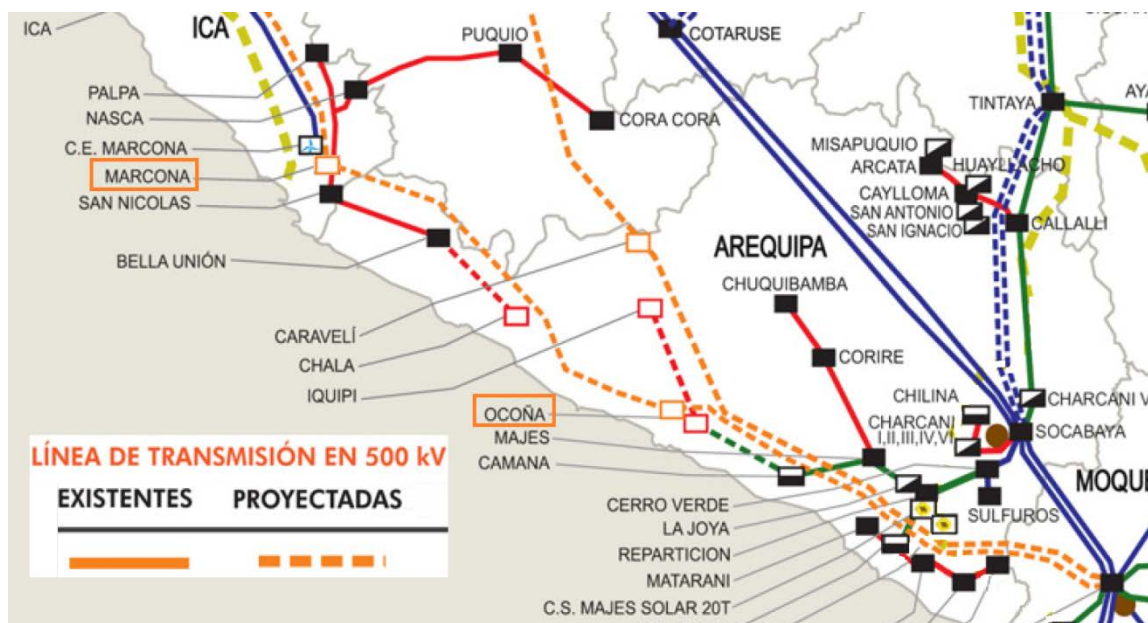


Figura 1.6: Proyección de la línea Marcona – Ocoña 500 kV en el SEIN

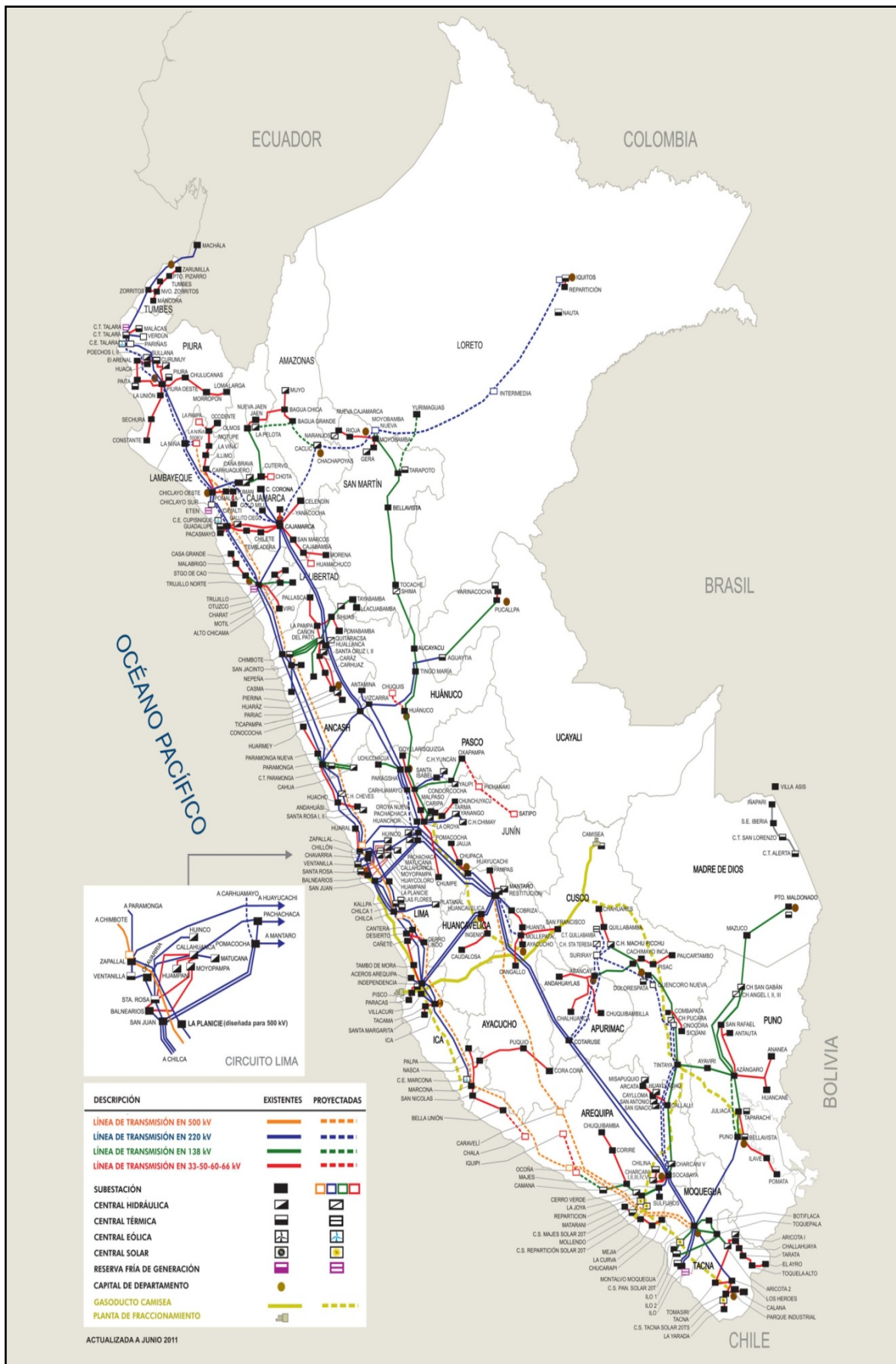


Figura 1.7: SEIN proyectado al año 2015

CAPÍTULO II UBICACIÓN, TRAZO DE LA LÍNEA Y SUS PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS GEOGRÁFICAS

2.1 Ubicación Geográfica del Proyecto

La línea de transmisión en 500 kV Marcona – Ocoña que partirá de la subestación eléctrica Marcona Nueva y llega a la subestación eléctrica Ocoña, estará ubicada en la parte sur del territorio peruano a unos 400 km de la ciudad de Lima y donde recorrerá los Departamentos de Ica y Arequipa.

La línea cuenta con una longitud aproximada de 275 Km desde la S.E Marcona Nueva a la S.E Ocoña donde aproximadamente 87 km de su recorrido estará a una altura promedio de 1000 msnm y siendo la mayor altitud de su recorrido los 1 832 msnm. A continuación en la Figura 2.1 se muestra la ubicación del proyecto.

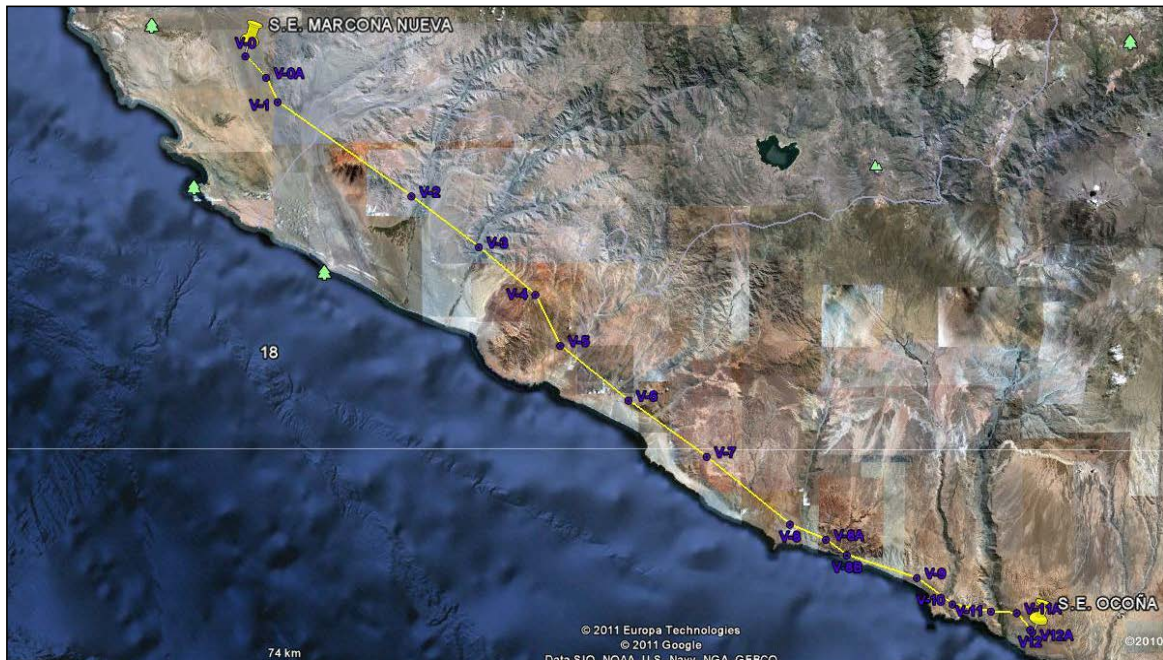


Figura 2.1: Ubicación del trayecto de la línea de transmisión

El área del estudio está ubicada entre las futuras subestaciones Marcona Nueva 500 kV y Ocoña 500 kV, cuyas coordenadas se listan a continuación en la Tabla 2.1:

Tabla 2.1: Coordenadas UTM WGS-84 de las Subestaciones.

SUBESTACIÓN	Este	Norte
Marcona Nueva 500 kV	494 278	8 336 872
Ocoña 500 kV	710 134	8180 907

2.2 Condiciones Climáticas

Un primer tramo de la línea desde el vértice 0 hasta el vértice 5 pasa a través del departamento de Ica que posee un clima cálido desértico de tipo subtropical seco, con una temperatura media de alrededor de 36°C a 8°C con presencia de precipitaciones pluviales moderadas y pocas descargas atmosféricas. Tiene la presencia de vientos fuertes que es muy común durante los meses de verano.

Un segundo tramo de la línea desde el vértice 6 hasta el vértice 12 recorre el Departamento de Arequipa, esta zona posee un clima de tipo templado y relativamente seco; su temperatura varía entre los 21°C y los 10°C.

En la normativa eléctrica peruana del Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011 [2], Sección 25, nos muestran las consideraciones climáticas como las de viento y temperatura listadas en la Tabla 2.2, adoptaremos para el desarrollo del presente estudio las siguientes condiciones climatológicas:

- Zona C: Cuyas cargas son consideradas fuertes.
- Área 0: Cuyas cargas consideran el nivel de altitud.

Tabla 2.2: Consideraciones de cargas de acuerdo al CNE-Suministro 2011

Zona de Carga	Velocidad horizontal del viento	Temperatura	Altitud
C Fuerte	25 m/s (90 km/h)	10 °C	<3000 msnm

2.2.1 Presión de Viento

La presión de viento se considera en kg/m² y estará de acuerdo con el Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011 [2].

La presión debida al viento se aplicará sobre las áreas proyectadas de conductores de fase, cable de guarda, estructuras soporte y aisladores, corresponden a la Tabla 250-1.A del Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011 donde según la ubicación de nuestro trazo de ruta de la línea, la carga debida al viento corresponde a la zona C y al área 0, en donde se considera una velocidad de viento de 25 m/s (90 km/h).

Las cargas de viento horizontales o presiones debidas al viento deberán aplicarse a las áreas proyectadas de los alambres que están siendo sostenidos y a las estructuras de soporte y aisladores. Se deberá utilizar la fórmula de cálculo para cargas de viento en las áreas proyectadas.

Las cargas de viento sobre los diferentes elementos de la Línea de Transmisión son las siguientes: Zona de Carga < 3 000 msnm.

- Conductores de fase: 42,25 kg/m² (414,4 Pa).
- Cable de guarda: 42,25 kg/m² (414,4 Pa).

- Cadena de aisladores : 42,25 kg/m² (414,4 Pa).
- Estructuras metálicas: 135,2 kg/m² (1326 Pa).

2.3 Requerimientos técnicos para la aprobación de la ruta de la línea de transmisión

Para la elección de la ruta de la línea de transmisión incluyendo lo relacionado a su construcción de accesos se debe cumplir con los requerimientos de la legislación peruana en cuanto a:

- Servidumbre.
- Obtención del CIRA.
- Estudio de Impacto ambiental y su plan de monitoreo. Se debe incluir la participación del INRENA y evitar cruzar parques nacionales.
- Obtención de la concesión.

El Instituto Nacional de Cultura tiene en el “Reglamento de Excavaciones y Exploraciones Arqueológicas” (RS N° 004-2000-ED) y en el TUPA del INC, los lineamientos generales que regulan los trabajos arqueológicos de evaluación y los trámites necesarios para obtener los Certificados de Inexistencia de Restos Arqueológicos (CIRA)

Para la elaboración de los Proyectos de Evaluación Arqueológica para el desarrollo de proyectos de inversión de obras públicas y privadas no se requiere autorización del Instituto Nacional de Cultura.

Para encaminar la obtención del Certificado de Inexistencia Restos Arqueológicos (CIRA) es necesario lo siguiente:

Presentar al Instituto Nacional de Cultura un Proyecto de Evaluación Arqueológica en la modalidad de Reconocimiento con Excavaciones Restringidas, para evaluar las áreas del proyecto.

Una vez presentado, la Comisión Técnica de Arqueología se pronuncia al respecto y recomienda a la Dirección de Patrimonio Arqueológico se proceda a la autorización del mencionado proyecto, mediante una resolución directoral.

La aprobación de los informes finales de los Proyectos de Evaluación Arqueológica por la Comisión Nacional Técnica de Arqueología se realiza en un plazo no mayor a treinta (30) días hábiles, contados desde su recepción por el Instituto Nacional de Cultura. Transcurrido dicho plazo sin que exista un pronunciamiento de la entidad, se aplicará el silencio administrativo positivo a la aprobación del Informe Final del Proyecto de Evaluación Arqueológica, quedando autorizado el titular del proyecto a iniciar la tramitación del Certificado de Inexistencia de restos Arqueológicos; en caso de existir observaciones al citado Informe Final, el titular del proyecto tendrá un plazo no mayor de

cinco (5) días calendario para subsanarlas, de lo contrario se incurre en abandono.

En los proyectos de inversión pública, así como los declarados de necesidad nacional y/o de ejecución prioritaria, para la expedición del Certificado de Inexistencia de Restos Arqueológicos – CIRA, solamente se requerirá la supervisión del INC y la presentación de un plan de monitoreo arqueológico.

Excepcionalmente, en los proyectos de inversión pública, así como los declarados de necesidad nacional y/o de ejecución prioritaria, sobre la infraestructura preexistente, no será necesaria la expedición del Certificado de Inexistencia de Restos Arqueológicos, sino la presentación de un plan de monitoreo arqueológico.

El Estudio de Impacto Ambiental (EIA) debe ser elaborado de acuerdo al Reglamento Ambiental en las actividades según DS N° 29-94-EM cuyo objetivo es el de normar la interrelación de las actividades eléctricas en los sistemas de generación, transmisión y distribución, con el medio ambiente, bajo el concepto de desarrollo sostenible y que comprende a todos los que realicen actividades relacionadas con la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

Este EIA debe de cumplir con los lineamientos y directivas de las normas peruanas relevantes y las normas aplicables al sector electricidad, en especial lo expuesto en el Reglamento de Protección Ambiental de las Actividades Eléctricas (D.S. N° 029-94-EM), y las pautas orientadoras de la Guía de Estudios de Impacto Ambiental para las Actividades Energéticas; así como también el de determinar y evaluar los impactos ambientales y sociales relacionados con la instalación y operación de la Línea de Transmisión en 500 kV Marcona – Ocoña.

2.4 Ubicación de las subestaciones

2.4.1 Subestación Marcona Nueva 500 kV

Esta subestación será completamente nueva y estará conectada en 220 kV con el Patio de Llaves de 220 kV de la SE Marcona 220 kV existente.

La Subestación Marcona Nueva, se ubicará a una distancia de 300 m de la carretera Panamericana en las coordenadas siguientes:

Tabla 2.3: Coordenadas de ubicación de la subestación Marcona Nueva 500 kV

Este	Norte
503 310	8 324 215

Esta subestación contará con un Patio de 500 kV, con configuración de conexiones de barras tipo Interruptor y Medio (1½ interruptor) cuya configuración ya han sido implementadas en subestaciones de 500 kV como en las subestaciones de Trujillo Nueva y Carabaylo.

El alcance que se prevé para la ampliación de la Subestación Marcona Nueva 500/220 kV es el siguiente:

- Un sistema de barras en 500 kV, configuración doble barra, interruptor y medio.
- Una bahía, con tres celdas, para las salidas a las líneas hacia Chilca Nueva y Ocoña.
- Una bahía, con dos celdas, para la conexión al banco de transformadores.
- Un banco de transformadores monofásicos de 3 x 150 MVA ONAF 2, de 500/220 kV con equipo de conexión, más un transformador monofásico de reserva.
- Un reactor de línea en el lado de la salida a Chilca de 200 MVAR, 500 kV, con equipo de conexión.
- Un reactor de línea en el lado de la salida hacia Ocoña de 130 MVAR, 500 kV, con equipo de conexión.
- Dos celdas de conexión de los reactores de línea.

También contará con un Patio de 220 kV que estará constituido por un sistema de conexiones en doble barra que conectará la salida de 220 kV del auto-transformador con las salidas de líneas a la SE Marcona existente en 220 kV.

- Sistema de barras en 220 kV, configuración doble barra.
- Una celda de acoplamiento de barras
- Una celda de transformación.
- Dos o más celdas de salida para la línea de enlace a la SE Marcona 220 kV existente.

2.4.2 Subestación Ocoña 500 kV

Esta subestación se ubicará aproximadamente a unos 6,50 km al este de la localidad Ocoña, estará a unos 300 msnm y a unos 3,80 km de la carretera Panamericana, en las siguientes coordenadas:

Tabla 2.4: Coordenadas de ubicación de la SE Ocoña 500 kV

Este	Norte
708 664	8 181 443

Contará con un Patio de 500 kV que será exactamente igual al del Patio de 500 kV de la SE Marcona Nueva, deberá tener una configuración de conexión de doble barra Interruptor y Medio (1½ interruptor), y también contará con dos salidas a Líneas de 500 kV: una hacia Marcona Nueva y la otra hacia la futura subestación Montalvo 2 de 500 kV; y una salida a un reactor de barras de 100 MVAR, 500 kV.

El alcance que se prevé para la implementación de la SE Ocoña 500 kV es el siguiente:

- Una bahía o diámetro, con tres celdas, para las salidas a las líneas hacia Marcona Nueva y Montalvo 2
- Un reactor de línea hacia el lado de Marcona Nueva de 130 MVAR, 500 kV, con equipo de conexión.
- Un reactor de línea hacia el lado de Montalvo 2 de 130 MVAR, 500 kV, con equipo de conexión.
- Dos celdas de conexión de los reactores de línea.
- Dos bancos de compensación serie que compensen la reactancia de la línea.
- Un reactor de barra de 100 MVAR, 500 kV, con equipo de conexión.

Una bahía o diámetro con dos celdas (2/3 de bahía) para la conexión del reactor de barra.

2.5 Trazo de la Línea De Transmisión Marcona – Ocoña

Inicialmente para la realización del trazo de la ruta de la línea de transmisión Marcona – Ocoña, se ha recopilado información necesaria de la zona como son:

- Cartografía Nacional:
 - Planos cartográficos de la zona.
 - Planos geológicos.
- Ministerio de Agricultura, INRENA.
 - Plano de zonas agrícolas.
 - Plano de tenencia de tierras.
 - Planos de reservas forestales, zonas arqueológicas
- Ministerio de Transporte y Comunicaciones
 - Caminos y carreteras existentes.
 - Proyectos de vías y líneas férreas.
- Empresas de Electricidad.
 - Planos de sus sistemas de transmisión, sub transmisión y distribución.

Además nos hemos apoyado de datos obtenidos en el viaje de inspección de campo realizado por la empresa Graña y Montero; así como también de las imágenes satelitales de la versión Google Earth del 2012.

El trazo de ruta planteado se ha elaborado tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

- Se eligió la ruta más corta donde se evitó pasar cerca de las zonas pobladas e instalaciones, con la finalidad de evitar posibles problemas con la población por el hecho de estar cerca de una línea de Extra Alta Tensión.
- Se evitó pasar por zonas protegidas por el Instituto Nacional de Cultura (INC), tales como zonas arqueológicas, parques nacionales y zonas restringidas.

- Se ha tratado de evitar pasar en lo posible por zonas agrícolas privadas y en donde no ha sido posible, se ha planteado el trazo de ruta por el tramo más corto de dichas plantaciones.
- Se consideró el reducir el impacto visual en áreas escénicas como una forma de conservación del medio ambiente.
- Se evitó efectuar cruces con líneas ubicadas longitudinalmente a la costa y se planteó efectuar cruces adecuados con líneas ubicadas transversalmente a la costa.
- Se ha tratado de evitar pasar por zonas que se ubiquen a una mayor altitud, debido principalmente a la falta de accesos para la construcción y el mantenimiento.
- Se ha evitado pasar por zonas de alta contaminación, como aquellas muy cercanas a la playa.
- Se evitó pasar por zonas consideradas para futuras expansiones urbanas e industriales en las zonas por donde se desplazarán las líneas de transmisión.

Para la elaboración del trazo de la ruta se han ubicado los vértices y se ha realizado el alineamiento de la línea tomando en cuenta los criterios mencionados anteriormente, las ubicaciones de los vértices han sido corroboradas en la inspección de terreno y cuyas coordenadas han sido obtenidas mediante el uso de equipos GPS (Global Positioning System) y cuyos datos serán necesarios para la simulación del diseño de la línea en el programa de diseño de líneas de transmisión.

2.5.1 Coordenadas de los vértices de la línea de transmisión

A continuación en la Tabla 2.5 se listan las coordenadas de los vértices de la ruta de la línea de transmisión 500 kV Marcona - Ocoña en el sistema de coordenadas UTM (WGS-84).

Tabla 2.5: Coordenadas de los vértices del trazo de la línea

Vértice	Este	Norte
V0	494480	8336441
V1	503453	8324066
V2	540156	8298577
V3	558733	8284819
V4	574069	8272114
V5	580745	8258528
V6	599260	8243856
V7	620556	8228781
V8	643285	8210567
V9	678114	8196009
V10	687870	8188848
V11	698452	8186867
V12	709240	8181909

2.5.2 Descripción del Trazo

Nuestro trazo propuesto cuenta con 12 vértices y continuación haremos una breve descripción del trazo para la línea de transmisión propuesta.

a) Vértices V0 – V1

La ruta de la línea de transmisión se inicia en la SE Marcona Nueva 500 kV, la cual se encuentra ubicada a continuación de la SE Marcona 220 kV de propiedad de REP a unos 30 kilómetros de la ciudad de Nazca.

Para el trazo de ruta se ha tenido en cuenta la ubicación de la S.E Marcona Nueva y el trayecto de la carretera panamericana sur cerca a la subestación.

Para estos vértices V0-V1 se aprovecha los accesos de la carretera y la facilidad del terreno que es de característica semiplano, en este trayecto la línea cruzaría la carretera panamericana sur, según se muestra en la Figura 2.2.

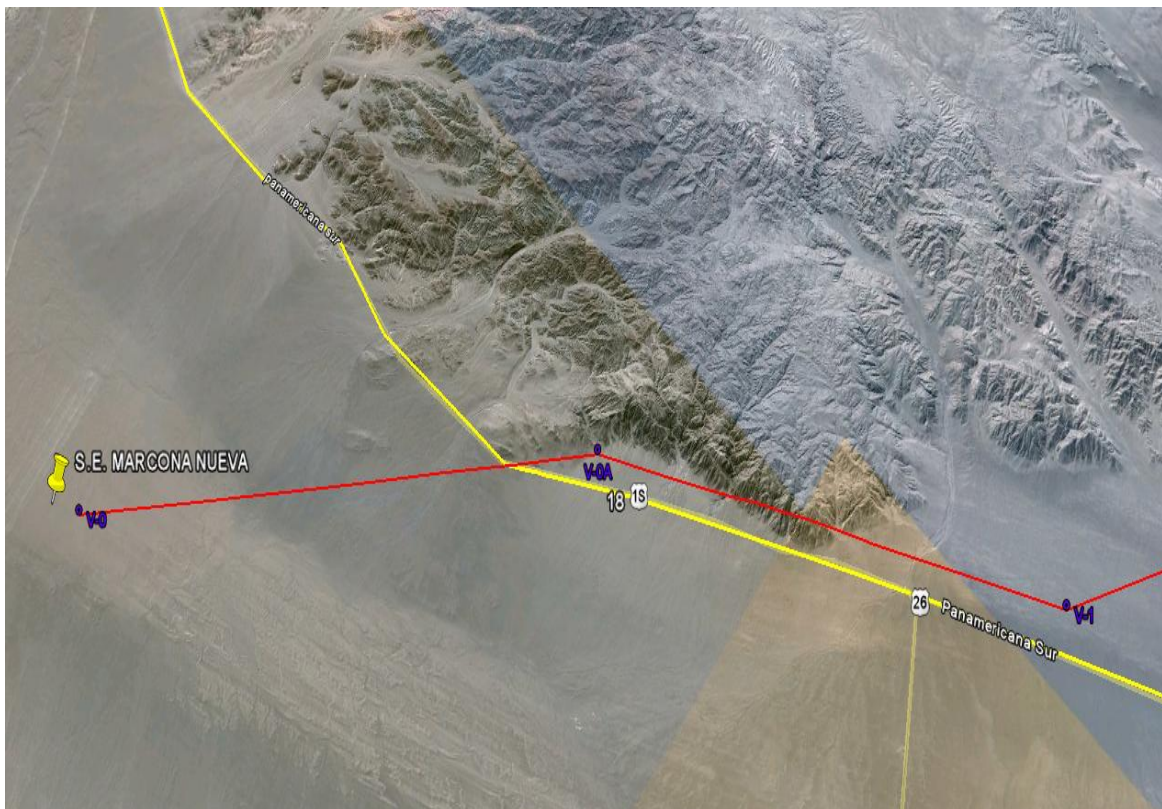


Figura 2.2: Ubicación de los vértices V0 y V1

b) Vértices V1 – V2

El vértice V1 se ubica a la altura del Km. 490 de la Carretera Panamericana Sur cuyo terreno es de característica semiplano con fácil acceso.

Aproximadamente a 17 km del vértice V1, la línea empieza su trayecto a través de cerros con características rocosas y con una altura máxima de aproximadamente 1600 m, presentándose además difíciles accesos hacia su recorrido. El recorrido entre estos dos vértices se muestra en la Figura 2.3.

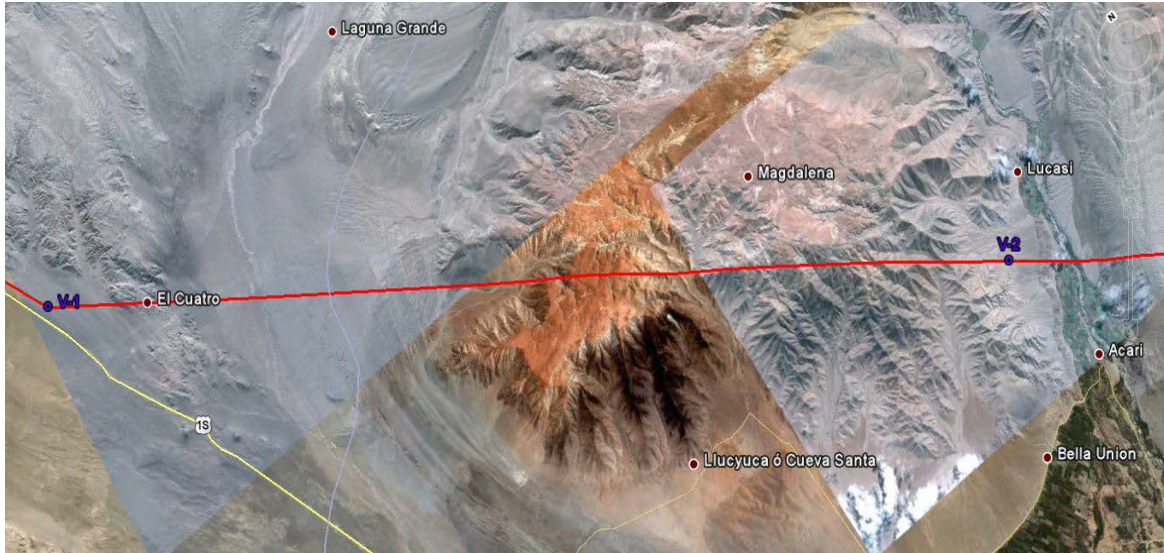


Figura 2.3: Ubicación de los vértices V1 y V2

c) Vértices V2 – V3

El ingreso al vértice V2 se encuentra a aproximadamente a 2 km de la carretera que une los poblados de Acari y Lucasi.

El recorrido entre estos vértices se presenta por terrenos arenosos, de características semiplanos por tramos. A continuación, en la Figura 2.4 se muestra el recorrido entre ambos vértices.



Figura 2.4: Ubicación de los vértices V2 y V3

d) Vértices V3 – V4

El ingreso al Vértice V3 se encuentra a aproximadamente a 1 km de la carretera que une los poblados de Yauca y Jaqui.

El recorrido por el terreno entre estos dos vértices es de características rocosas y de accesos ondulados debido a los cerros donde se presenta alturas de hasta de 1600 m en el trayecto de la línea. En la Figura 2.5 se muestra el recorrido entre ambos vértices.



Figura 2.5: Ubicación de los vértices V3 y V4

e) Vértices V4 – V5

El recorrido por el terreno entre estos dos vértices presenta las mismas características que para los vértices V3 y V4, es de característica rocosa y de accesos ondulados debido a los cerros. A continuación, en la Figura 2.6 se muestra el recorrido entre ambos vértices.



Figura 2.6: Ubicación de los vértices V4 y V5

f) Vértices V5 – V6

El recorrido por el terreno entre estos dos vértices presenta las mismas características que para los vértices V3 y V4, es de característica rocosa y de accesos ondulados debido a los cerros, además la altura máxima que se presenta en este recorrido es de aproximadamente 800 m.

A continuación, en la Figura 2.7 se muestra el recorrido entre ambos vértices.

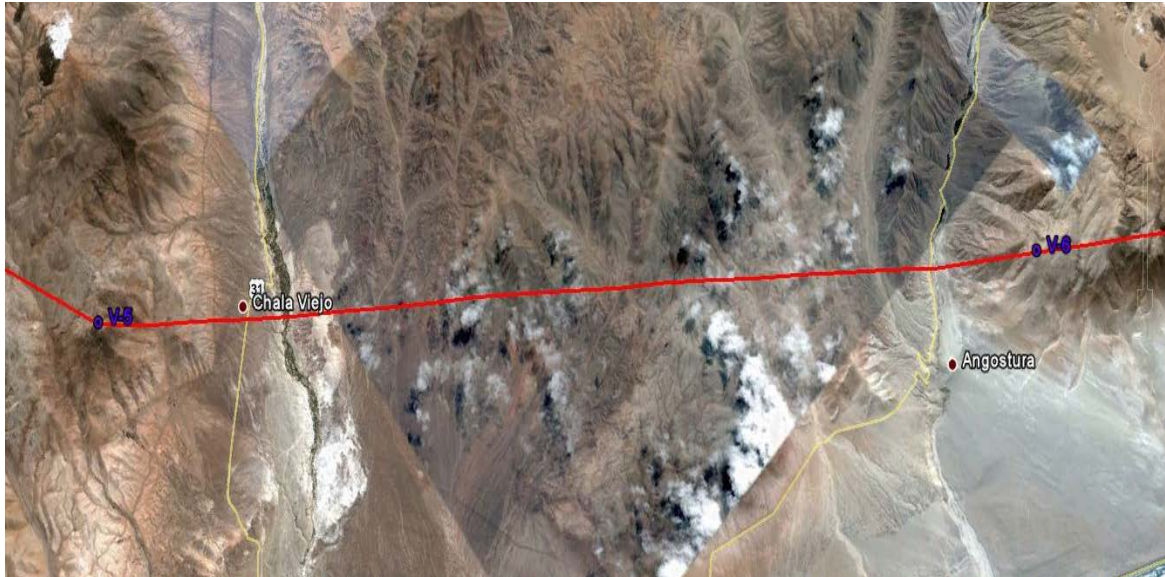


Figura 2.7: Ubicación de los vértices V5 y V6

g) Vértices V6 – V7

El recorrido por el terreno entre estos dos vértices presenta las mismas características rocosas pero de accesos semiplanos debido a que este tramo se encuentra por la parte superior de los cerros, además este tramo se encuentra a una altura promedio de 1500 m. En la Figura 2.8 se muestra el recorrido entre ambos vértices.



Figura 2.8: Ubicación de los vértices V6 y V7

h) Vértices V7 – V8

El trazo de la línea sigue su recorrido, donde el terreno entre estos dos vértices presenta las mismas características rocosas pero de accesos semiplanos debido a que este tramo se encuentra por la parte superior de los cerros, además este tramo se encuentra a una altura promedio de 1020 m. A continuación, en la Figura 2.9 se muestra el recorrido entre ambos vértices.

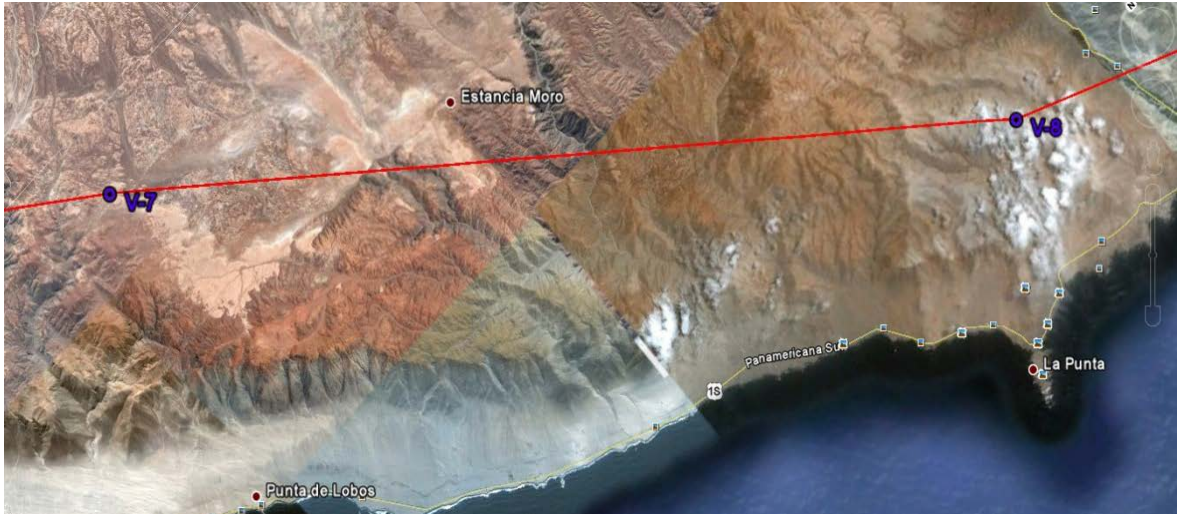


Figura 2.9: Ubicación de los vértices V7 y V8

i) Vértices V8 – V8A

El trazo de la línea sigue su recorrido, donde el terreno entre estos dos vértices presenta las mismas características rocosas pero de accesos semiplanos debido a que este tramo se encuentra por la parte superior de los cerros, además este tramo se encuentra a una altura promedio de 480 m con la característica de que se encuentra muy cercano a la costa a una distancia de aproximadamente 1,5 km. En la Figura 2.10 se muestra el recorrido entre ambos vértices.



Figura 2.10: Ubicación de los vértices V8 y V8A

j) Vértices V8A – V9

El trazo de la línea sigue su recorrido de forma paralela a la carretera Panamericana Sur, donde el terreno entre estos dos vértices sigue presentando características rocosas pero de accesos ondulados, además este tramo se encuentra a una altura promedio de 420 m con la característica de que se encuentra muy cercano a la costa a una distancia de aproximadamente 800 m. En la Figura 2.11 se muestra el recorrido entre ambos vértices.



Figura 2.11: Ubicación de los vértices V8A y V9

k) Vértices V9 – V10

El trazo de la línea sigue su recorrido, donde el terreno entre estos dos vértices sigue presentando características rocosas y de accesos ondulados, además este tramo se encuentra a una altura promedio de 320 m y una altura máxima de 660 m, con la característica de que se encuentra muy cercano a la costa. En la Figura 2.12 se muestra el recorrido entre ambos vértices.



Figura 2.12: Ubicación de los vértices V9 y V10

l) Vértices V10 – V11

El ingreso al vértice V10 se encuentra a aproximadamente a 1,5 km de la carretera Panamericana Sur que pasa a través del poblado Pescadores.

El recorrido por el terreno entre estos dos vértices es de características rocosas y de accesos ondulados debido a los cerros, se presentan alturas de hasta de 695 m y con una altura promedio a lo largo del trayecto de 500 m. En la Figura 2.13 se muestra el recorrido entre ambos vértices.

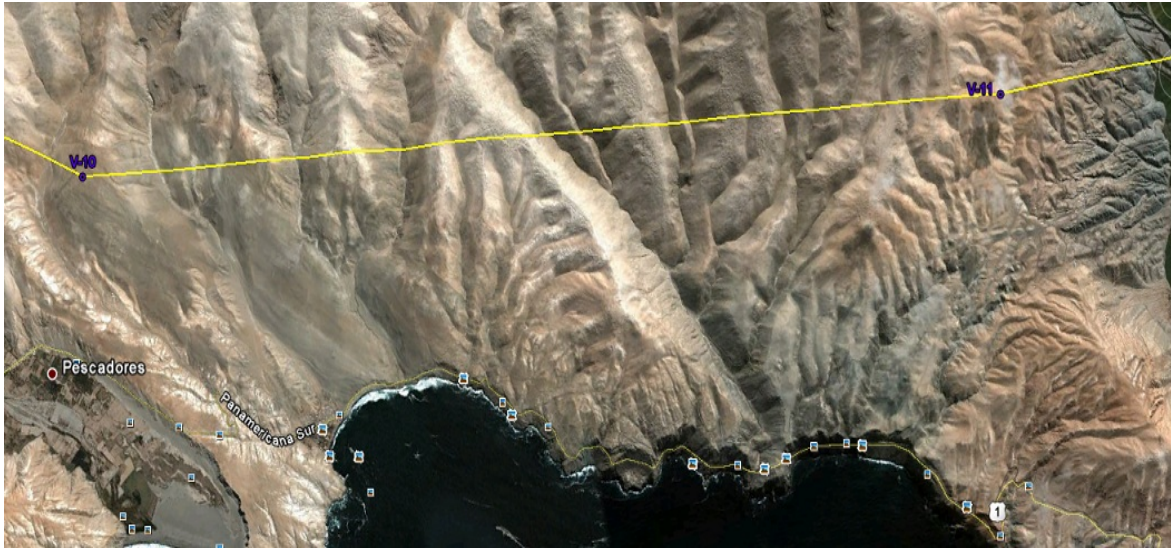


Figura 2.13: Ubicación de los vértices V10 y V11

m) Vértices V11 – V12

El ingreso al vértice V11 se encuentra a aproximadamente a 2,5 km de la carretera que parte de la Panamericana Sur y que va hacia el poblado de Chiguay.

El recorrido por el terreno entre estos dos vértices presenta dos características, la primera que se encuentra desde el vértice V11 hasta el valle de Chiguay presenta características rocosas y de accesos ondulados debido a los cerros, y el segundo tramo que va desde el valle de Chiguay hasta el V11A recorre terrenos de características arenosas y de accesos semiplanos, se presentan alturas de hasta de 640 m y con una altura promedio a lo largo del trayecto de 350 m.

Finalmente el terreno por donde recorre el tramo entre los vértices V11A y V12 es de característica arenosa y plano de fácil acceso, aproximadamente a 4 km de la Panamericana Sur. En la Figura 2.14 se muestra el recorrido entre ambos vértices.



Figura 2.14: Ubicación de los vértices V11 y V12

2.6 Estudio de Accesos para el montaje de la línea de transmisión

Los estudios de accesos para el montaje de las estructuras de las líneas de transmisión se realizan mediante una visita a todo el recorrido propuesto del trazo de la línea y tiene como objetivo hacer un análisis detallado de comprobación de los diferentes accesos que existen o que se tendrán que construir para llegar a cada punto de las estructuras a montar.

Actualmente un primer estudio de accesos se hace con la ayuda de programas cartográficos, el más usado actualmente es el Google Earth que nos permite visualizar con una resolución de imágenes en 3D la ubicación de accesos, entre los principales accesos a ubicar cercanos al recorrido de la línea tenemos:

- Accesos existentes:
 - Carreteras principales.
 - Avenidas y calles.
 - Trochas existentes.
- Accesos por construir:
 - Trochas y caminos.

La ubicación de estos accesos se resaltan en el Google earth para luego en una visita al recorrido de la línea confirmar o descartar accesos ubicados o agregar nuevos accesos que pueden ser utilizados, debemos mencionar que en el montaje de las estructuras pueden existir accesos muy accidentados o de muy difícil acceso, es aquí donde se propone la utilización de helicópteros de carga, analizando además la posible ubicación de un patio de aterrizaje para este.

Además de la ubicación de accesos al recorrido de la línea de transmisión es importante la ubicación de los principales centros poblados cercanos, la ubicación de campamentos, la ubicación de canteras, la ubicación de reservas de agua.

A continuación desde la Figura 2.15 a la Figura 2.20 se muestran los accesos que se han propuesto para la línea de transmisión Marcona Nueva – Ocoña a lo largo de sus 12 vértices.

Luego de definir los accesos existentes y accesos por construir a todo el trazo de la línea de transmisión se realizan las clasificaciones de estos de acuerdo al tipo del terreno, si es un terreno plano, semiplano u ondulado. Este análisis se realiza para saber que consideraciones se deberá tener para el montaje de cimentaciones de cada estructura.

En la Tabla 2.6 y Tabla 2.7 se resumen los accesos existentes (AE) y los accesos por construir (APC) requeridos para cada vértice, respectivamente; detallando las características del terreno a tener en cuenta.



Figura 2.15: Accesos entre los vértices V0 y V1

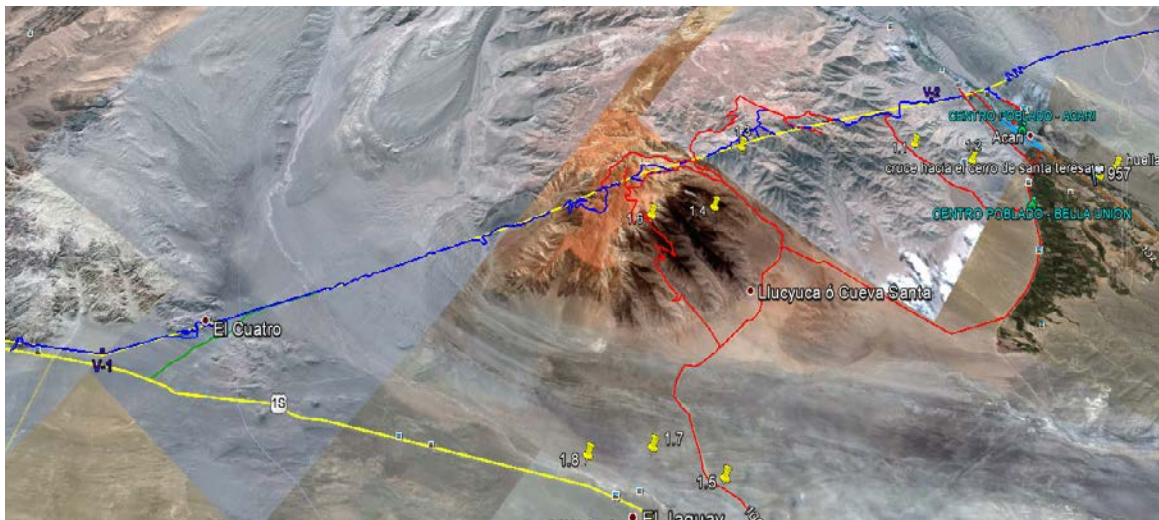


Figura 2.16: Accesos entre los vértices V1 y V2



Figura 2.17: Accesos entre los vértices V2 y V4



Figura 2.18: Accesos entre los vértices V4 y V7



Figura 2.19: Accesos entre los vértices V7 y V9



Figura 2.20: Accesos entre los vértices V9 y V12

Tabla 2.6: Resumen de accesos existentes de la línea

N° Acceso	GOOGLE EARTH	LONGITUD (Km)	CARROSABLE (Km)	REHABILITAR (Km)
1	AE-V 01	5.50	2.50	3.00
2	AE-V 02	1.74	0.00	1.74
3	AE-V 03	2.00	2.00	0.00
4	AE-V 04	4.46	0.75	3.71
5	AE-V 05	2.85	2.85	0.00
6	AE-V 06	3.12	3.12	0.00
7	AE-V 07	5.10	1.10	4.00
8	AE-V 08	3.89	0.00	3.89
9	AE-V 09	18.60	18.60	0.00
10	AE-V 10	15.90	15.90	0.00
11	AE-V 11	17.80	17.80	0.00
12	AE-V 12	15.80	15.80	0.00
13	AE-V 13	7.59	5.50	2.09
14	AE-V 14	5.76	5.76	0.00
15	AE-V 15	3.18	0.00	3.18
16	AE-V 16	6.90	0.00	6.90
17	AE-V 17	5.16	4.50	0.66
18	AE-V 18	4.22	4.22	0.00
19	AE-V 19	3.24	0.00	3.24
20	AE-V 20	0.80	0.00	0.80
21	AE-V 21	0.89	0.00	0.89
22	AE-V 22	0.91	0.00	0.91
23	AE-V 23	1.00	0.00	1.00
km	Total	136.41	100.40	36.01

Tabla 2.7: Resumen de accesos por construir para el montaje de la línea

N° Acceso	GOOGLE EARTH	LONGITUD (km)	PLANO (Km)	ONDULADO (Km)	ACCIDENTADO (Km)
1	APC-01	12.40	2.40	6.20	3.8
2	APC-02	0.29	0.30	-0.01	0
3	APC-03	0.29	0.17	0.12	0
4	APC-04	0.15	0.00	0.15	0
5	APC-05	27.70	2.60	7.50	17.6
6	APC-06	9.62	0.00	0.00	9.62
7	APC-07	0.74	0.74	0.00	0
8	APC-08	11.70	0.00	0.00	11.7
9	APC-09	7.10	0.00	0.00	7.1
10	APC-10	7.30	0.00	1.30	6
11	APC-11	0.31	0.00	0.01	0.3
12	APC-12	0.31	0.00	0.31	0
13	APC-13	0.27	0.00	0.27	0.0
14	APC-14	0.22	0.00	0.22	0
15	APC-15	0.16	0.00	0.16	0
16	APC-16	0.10	0.00	0.10	0
17	APC-17	31.00	20.00	3.00	8.0
18	APC-18	17.70	17.70	0.00	0
19	APC-19	7.93	7.90	0.03	0
20	APC-20	23.70	23.70	0.00	0
21	APC-21	14.20	14.20	0.00	0.0
22	APC-22	37.00	19.00	2.00	16
23	APC-23	2.20	1.00	1.20	0
24	APC-24	0.92	0.00	0.92	0
25	APC-25	1.98	0.00	1.98	0.0
26	APC-26	0.88	0.00	0.88	0

N° Acceso	GOOGLE EARTH	LONGITUD (km)	PLANO (Km)	ONDULADO (Km)	ACCIDENTADO (Km)
27	APC-27	0.32	0.30	0.02	0
28	APC-28	2.20	0.00	2.20	0
29	APC-29	0.88	0.00	0.88	0.0
30	APC-30	8.10	0.00	8.10	0
31	APC-31	8.44	4.00	4.44	0
32	APC-32	9.00	9.00	0.00	0
33	APC-33	15.00	9.00	6.00	0.0
34	APC-34	10.30	8.50	1.80	0
35	APC-35	8.51	0.00	8.51	0
36	APC-36	7.36	0.00	7.36	0
37	APC-37	0.31	0.00	0.31	0.0
38	APC-38	0.87	0.00	0.87	0
39	APC-39	1.26	0.00	0.67	0.59
40	APC-40	0.72	0.00	0.18	0.54
41	APC-41	0.46	0.46	0.00	0.0
42	APC-42	0.77	0.00	0.77	0
43	APC-43	1.19	1.19	0.00	0
44	APC-44	1.11	0.00	1.11	0
45	APC-45	0.67	0.00	0.67	0.0
46	APC-46	0.84	0.00	-0.26	1.1
47	APC-47	0.43	0.00	0.43	0
48	APC-48	1.65	1.20	0.45	0
49	APC-49	0.30	0.30	0.00	0.0
50	APC-50	0.18	0.18	0.00	0
51	APC-51	1.14	1.10	0.04	0.0
km	Total	298.18	144.94	70.89	82.35

CAPITULO III

PRINCIPALES CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE EXTRA ALTA TENSIÓN

3.1 Requerimientos técnicos de transmisión

La línea de 500 kV debe cumplir los requisitos estipulados en PROINVERSIÓN para los valores de Potencia nominal, Potencia máxima de diseño y Potencia de emergencia según se detalla en la Tabla 3.1:

Tabla 3.1: Requisitos de la línea de transmisión Marcona - Ocoña

Línea	No. de Circuitos	Nivel de tensión [kV]	Potencia nominal [MVA]	Potencia máxima de diseño [MVA]	Potencia de emergencia [MVA]
Marcona - Ocoña	1	500	700	1400	1820

Además la línea de 500 kV planteada debe cumplir técnicamente con las recomendaciones del CNE-Suministro 2011 [2] en lo que aplique, pero en cuanto a aislamiento se refiere se basará en las normas IEC, los niveles de tensión son los siguientes:

- Tensión de operación nominal: 500 kV.
- Tensión máximo de operación: 550 kV.
- Tensión soportada al impulso tipo maniobra: 1 175 kV.
- Tensión soportada al impulso tipo rayo: 1 550 kV.

Estos requisitos deberán ser verificados mediante un estudio de sistemas de potencia y para el diseño de aislamiento de la línea.

3.2 Parámetros eléctricos de la línea de transmisión 500 kV

Los parámetros eléctricos de una línea de transmisión son la resistencia, la reactancia, la capacitancia y la conductancia, estos parámetros son determinantes para establecer la capacidad de transporte de potencia de una línea de transmisión, para mayor referencia ver [3], en el presente capítulo calcularemos los tres primeros parámetros. Las corrientes de fuga en los elementos de sujeción de los cables conductores y las pérdidas por efecto corona no serán tomadas en cuenta para su cálculo porque las corrientes de fuga son difíciles de estimar además que varían apreciablemente con las condiciones atmosféricas, además se seleccionará los cables conductores de la

línea para que en condiciones normales se minimice el fenómeno, finalmente la conductancia es una componente despreciable de la admitancia paralelo de la línea.

3.2.1 Parámetros de secuencia positiva y negativa

a) Impedancia serie de secuencia positiva y negativa

- **Resistencia:**

La resistencia de secuencia positiva es la correspondiente a los valores de tablas de fabricantes a 50°C para los conductores a emplearse en la línea, se calcula como la suma ponderada de las resistencias por sus longitudes, dividido entre 4 porque la línea está conformada por 4 conductores por fase, la fórmula de cálculo será la siguiente:

$$r = \frac{L_{750MCM} * r_{750MCM}}{L_{Total} * 4} \quad (3.1)$$

Dónde:

r: Resistencia por unidad de longitud, [Ω/km].

L: Longitud, [km].

A continuación en la Tabla 3.2 se muestran los resultados.

Tabla 3.2: Resistencia equivalente de la línea.

Resistencia (Ω/km)	Longitud (km)	Resistencia equivalente (Ω/km)
750 MCM	750 MCM	750 MCM
0,05515	295	0.013787

- **Reactancia:**

Los cálculos de la reactancia se realizan tomando en cuenta que la línea esta transpuesta, con 4 conductores por fase agrupados formando un cuadrado con una separación de 40 cm entre sí, disposición horizontal de los conductores con un espaciamiento de 13,3 m entre fases, los valores de RMG se obtuvieron de las tablas de fabricantes, los cálculos de DMG y D_s se realizaron con tablas de cálculo. Se empleó la siguiente fórmula para el cálculo de la reactancia en líneas transpuestas:

$$X_L = 2 * \pi * f * 2 * 10^{-4} \ln \left(\frac{DMG}{D_s} \right) [\Omega/km] \quad (3.2)$$

Dónde:

X_L : Reactancia de línea.

f : Frecuencia del sistema igual a 60 Hz.

El resultado del cálculo se muestra a continuación en la Tabla 3.3:

Tabla 3.3: Detalle de cálculo de reactancias

Conductor	RMG (m)	D_s (m)	DGM (m)	X_L (Ω/m)
750 MCM	0,0319	0,3713	22,0486	0,3079

La reactancia total de la línea se obtiene de manera similar al cálculo de resistencias tomando en cuenta un criterio de ponderación por longitud.

- **Capacitancia:**

Los cálculos de la capacitancia se realizan considerando que la línea esta transpuesta, con 4 conductores por fase agrupados formando un cuadrado con una separación de 40 cm entre sí, disposición horizontal de conductores con un espaciamiento de 13,5m entre fases, altura promedio de cables de 29m, los valores de RMG se obtuvieron de las tablas de fabricantes, los cálculos de DMG y D_s se realizaron mediante cuadros de cálculo.

Se emplea la siguiente fórmula para el cálculo de la reactancia en líneas transpuestas:

$$C = \frac{2 * \pi * 8,85e^{-12}}{\ln\left(\frac{DMG}{D_s}\right)} * 10^6 \text{ [nF/km]} \quad (3.3)$$

El resultado del cálculo se muestra a continuación en la Tabla 3.4:

Tabla 3.4: Detalle de cálculo de reactancias

Conductor	RMG (m)	D_s (m)	DGM (m)	X_L (Ω /m)
750 MCM	0,0412	0,4214	22,0486	0,3079

La reactancia total de la línea se obtiene de manera similar al cálculo de reactancias tomando en cuenta un criterio de ponderación por longitud.

3.2.2 Diagramas de línea.

A partir de los valores de resistencia, reactancia y capacitancia se pueden calcular las relaciones entre los voltajes y corrientes de los extremos receptor y emisor de la línea, utilizando las siguientes ecuaciones:

$$V_E = V_R * \text{Cosh}(\gamma * L) + I_R Z_C * \text{Senh}(\gamma * L) \quad (3.4)$$

$$I_E = V_R * \frac{\text{Senh}(\gamma * L)}{Z_C} + I_R * \text{Cosh}(\gamma * L) \quad (3.5)$$

$$Z_C = \sqrt{\frac{Z}{Y}} = \sqrt{\frac{r+xj}{2\pi f c j}} \quad (3.6)$$

$$\gamma = \sqrt{\frac{(r+xj) * 2\pi f c j}{Y}} \quad (3.7)$$

Dónde:

V_E : Voltaje de línea en el extremo emisor.

V_R : Voltaje de línea en el extremo receptor.

I_E : Corriente de línea en el extremo emisor.

I_R : Corriente de línea en el extremo receptor.

γ : Constante de propagación.

Z_C : Impedancia característica.

Utilizando estas relaciones podemos elaborar los diagramas de funcionamiento y de pérdidas de la línea, ver Figura 3.1, estas muestran el comportamiento de la misma bajo diferentes condiciones de carga manteniendo 500kV en el extremo receptor, el primero nos indica la caída de tensión que ocurre en la línea bajo una determinada carga, la segunda gráfica nos muestra el nivel de pérdidas por MW requeridos en el extremo receptor.

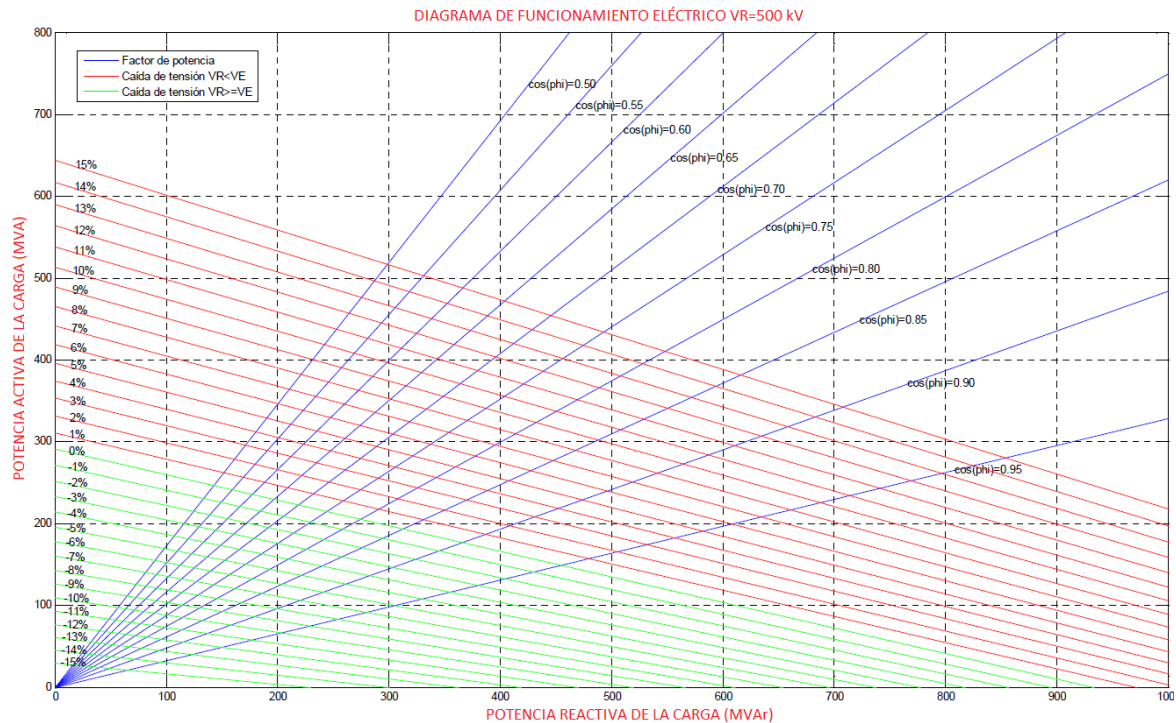


Figura 3.1: Diagrama de funcionamiento eléctrico línea 500 kV

3.2.3 Parámetros de secuencia cero

a) Impedancia serie de secuencia cero

Las corrientes de secuencia cero en circuitos trifásicos son iguales en magnitud y fase. Estas fluyen a través de los conductores de fase y retornan por un camino neutral consistente en una combinación de la tierra y los conductores de guarda. La influencia de la tierra en los cálculos de impedancia de secuencia cero se estima a través de las ecuaciones presentes en "Overhead Conductor Manual" 2da edición sección 1.3.3., las cuales se muestran a continuación:

$$r_e = 0,1776 * \left(\frac{f}{60}\right) [\Omega/km] \quad (3.8)$$

$$X_e = 0,2604 * \left(\frac{f}{60}\right) \log[77,760 \left(\frac{f}{60}\right) \rho_E] [\Omega/km] \quad (3.9)$$

Donde

ρ_L : Resistividad del terreno, $[\Omega/m]$.

f : Frecuencia del sistema igual a 60 Hz.

- **Resistencia de secuencia cero**

La resistencia de secuencia cero será:

$$r_0 = r + r_e \quad (3.10)$$

La resistencia de secuencia cero de la línea se obtiene de manera similar a lo anteriormente asumido tomando en cuenta un criterio de ponderación por longitud. El resultado del cálculo se muestra a continuación en la Tabla 3.5:

Tabla 3.5: Resistencia de secuencia cero

Resistencia (Ω/km)	Longitud (km)	Resistencia equivalente (Ω/km)
750 MCM	750 MCM	750 MCM
0,76555	340	0,1914

- **Reactancia de secuencia cero:**

La reactancia de secuencia cero será:

$$X_L = 2 * \pi * f * 2 * 10^{-4} \ln \left(\frac{1}{D_s * DMG^2} \right) + X_e [\Omega/\text{km}] \quad (3.11)$$

La reactancia de secuencia cero de la línea se obtiene por ponderación de longitud con una resistividad promedio del suelo de $3000\Omega/\text{m}$. El resultado del cálculo se muestra a continuación en la Tabla 3.6:

Tabla 3.6: Reactancia de secuencia cero

Reactancia (Ω/km)	Longitud (km)	Reactancia equivalente (Ω/km)
750 MCM	750 MCM	750 MCM
1,0012	340	1,0012

- **Capacitancia de secuencia cero:**

Se empleo la siguiente fórmula para el cálculo de la reactancia en líneas transpuestas:

$$C = \frac{1}{\left[\frac{2 * \pi * 8,85e^{-12}}{\ln \left(\frac{DMG}{D_s} \right)} * 10^6 \right]^{-1} * 10^9 + 0,3299 * 60 \log(6,5616 * h) * 10^6 * 2\pi} [nF/\text{km}] \quad (3.12)$$

El resultado del cálculo se muestra a continuación en la Tabla 3.7:

Tabla 3.7: Capacitancia de secuencia cero

Capacitancia (nF/km)	Longitud (km)	Capacitancia equivalente (nF/km)
750 MCM	750 MCM	750 MCM
1,0012	340	1,0012

3.3 Transposición de la línea

La reactancia y capacitancia de una línea de transmisión están función de la disposición de los cables conductores, de su ubicación relativa entre sí, del nivel del suelo y la posición de los cables de guarda; cuando una línea no se encuentra dispuesta de

manera equilátera, ocurre como consecuencia un desbalanceo en las fases de la línea, resultando en voltajes diferentes en cada fase. Se puede lograr balancear la línea si se intercambia la posición de las fases de manera secuencial, a intervalos regulares, de manera de que cada fase atraviese las 3 posiciones relativas. El número de transposiciones se determina de acuerdo al estudio de transitorios y la ubicación de estas transposiciones de acuerdo al perfil de la línea.

Físicamente el primer segmento puede identificarse como una secuencia RST, el segundo segmento como TRS y el tercero como STR, tal como se muestra en el esquema de transposiciones de la Figura 3.2. Si tal reacomodo idealizado puede llevarse a la práctica desde el extremo de envío hasta la recepción, las líneas tendrán un comportamiento casi balanceado (perfectamente balanceado si los conductores están localizados en los vértices de un triángulo equilátero; lo cual difícilmente ocurre en líneas de transmisión reales).

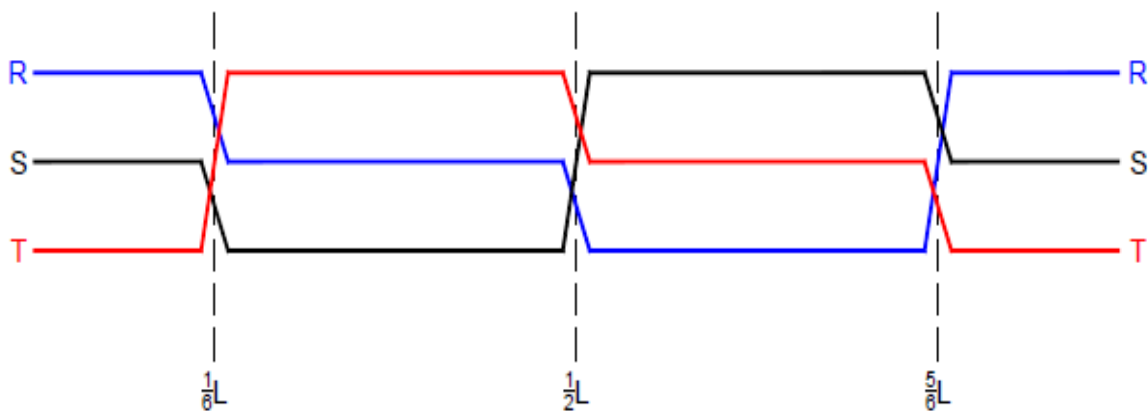


Figura 3.2: Transposición completa de la línea.

3.4 Tensiones Inducidas – Campos Eléctricos y Magnéticos

En el Código Nacional de Electricidad se establecen los valores máximos de radiaciones no ionizantes referidas a campos eléctricos y magnéticos (Intensidad de Campo Eléctrico y Densidad de Flujo Magnético) que se producen por el flujo de la corriente a través de las líneas de transmisión, estos valores máximos los cuales se han adoptado de las recomendaciones del ICNIRP (International Commission Non – Ionizing Radiation Protection) y del IARC (International Agency for Research on Cancer) para exposición ocupacional de día completo o exposición de público.

Para las zonas de trabajo o también llamada exposición ocupacional, así como en lugares públicos o también llamada exposición poblacional, no se deben superar los Valores Máximos de Exposición a Campos Eléctricos y Magnéticos a 60 Hz dados en el Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011 [2], Sección 21, mostrados en la siguiente Tabla 3.8:

Tabla 3.8: Valores máximos de exposición a campos eléctricos y magnéticos

Tipo de Exposición	Intensidad de Campo Eléctrico (kV/m)	Densidad de Flujo Magnético(μ T)
Poblacional	4,2	83,3
Ocupacional	8,3	416,7

3.4.1 Medición del Campo Eléctrico y Magnético

Para las mediciones de estos niveles de Intensidad de Campo Eléctrico (kV/m) y Densidad de Flujo Magnético (μ T) se realizan con los siguientes procedimientos:

- En el caso de Exposición Ocupacional, la medición bajo las líneas eléctricas se debe realizar a un metro de altura sobre el nivel del piso, en sentido transversal al eje de la línea hasta el límite de la faja de servidumbre.
- En el caso de Exposición Poblacional, para la medición se debe tomar en cuenta las distancias de seguridad o los puntos críticos, tales como lugares habitados o edificaciones cercanas a la línea eléctrica.

3.4.2 Cálculo del Campo Eléctrico

El cálculo del campo eléctrico (Intensidad de Campo Eléctrico) se realizará en el punto debajo de la línea central del conductor de fase S a una distancia de 1 m sobre el nivel del piso (punto M) y según método planteado en [4].

La carga de cada conductor contribuye al campo eléctrico. El campo eléctrico es calculado sumando las contribuciones de todas las cargas, considerando además para el cálculo el efecto de la tierra mediante el método de imágenes. En la Figura 3.3 se presenta el método de imágenes utilizado para nuestro cálculo:

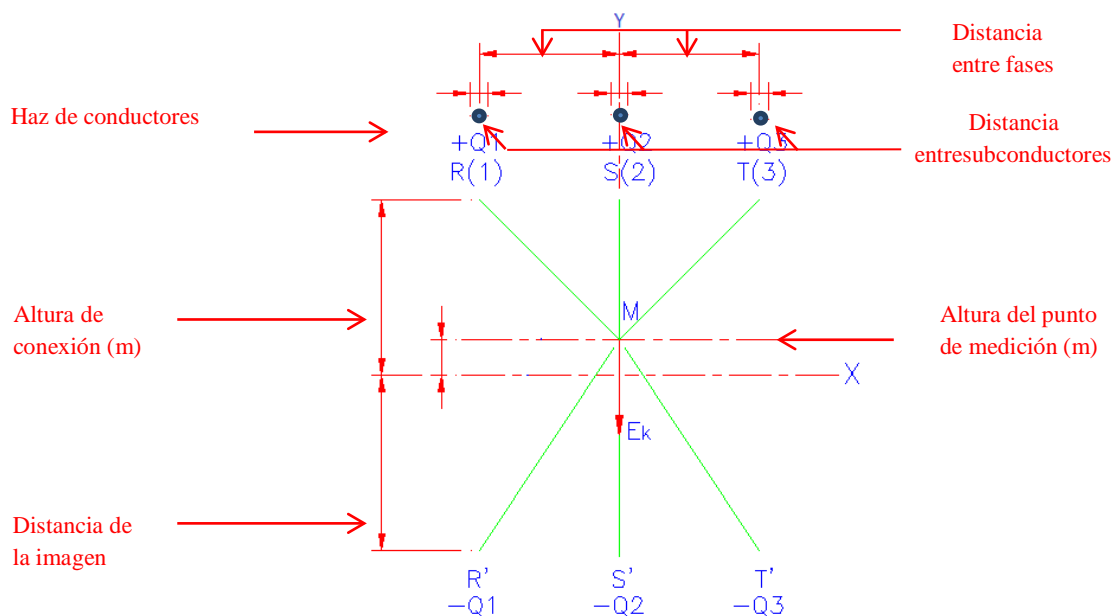


Figura 3.3: Método de imágenes

Con referencia a la figura anterior, el campo Eléctrico en el punto M será la resultante de todos los campos eléctricos E_k debido a todas las cargas Q_k y debido a las cargas de sus imágenes Q'_k .

Para simplificar el cálculo se separan las magnitudes de los campos eléctricos en las componentes horizontal y vertical x e y, obteniéndose E_{kx} y E_{ky} Para calcular estas componentes se utilizan las siguientes expresiones:

$$E_{kx} = \frac{(Q_{rk} + jQ_{ik})}{2\pi\epsilon} * \left[\frac{X_M}{X_M^2 + (H_k - H_M)^2} - \frac{X_M}{X_M^2 + (H_k + H_M)^2} \right] \quad (3.13)$$

$$E_{ky} = \frac{(Q_{rk} + jQ_{ik})}{2\pi\epsilon} * \left[\frac{H_M - H_k}{X_M^2 + (H_k - H_M)^2} - \frac{H_M + H_k}{X_M^2 + (H_k + H_M)^2} \right] \quad (3.14)$$

Dónde:

Q_{rk} : Valor de la componente real de la carga del conductor k .

Q_{ik} : Valor de la componente imaginaria de la carga del conductor k .

H_k : Altura sobre el piso del conductor k .

H_M : Altura del punto de medición M.

X_M : Distancia horizontal del conductor k al punto de medición.

$\epsilon = 8.854 * 10^{-12}$ F/m.

Las componentes vertical y horizontal del vector de campo se calculan adicionando las contribuciones de todos los conductores según las siguientes expresiones:

$$E_x = \sum_k E_{kx} = E_{rx} + E_{ix} \quad (3.15)$$

$$E_y = \sum_k E_{ky} = E_{ry} + E_{iy} \quad (3.16)$$

Finalmente el valor del campo eléctrico se obtiene de la siguiente expresión:

$$E_{rms} = \sqrt{E_{rx}^2 + E_{ix}^2 + E_{ry}^2 + E_{iy}^2} [V/m] \quad (3.17)$$

a) Características de conductores y alturas de conexión:

A continuación en la Tabla 3.9 se indican las características del conductor y las alturas promedios de los conductores instalados.

Tabla 3.9: Características de conductores y alturas de conexión

Parámetro	Detalle
Código del conductor	ACAR 750 MCM
Sección del conductor (mm ²)	380,2
Diámetro del conductor (mm)	25,32
Peso del conductor (kg/km)	1046
Altura útil mínima (m)	22,5

Parámetro	Detalle
Separación de fases (m)	13
Número entre subconductores	4
Separación entre subconductores (m)	0,4

b) Cálculo del diámetro equivalente d_{eq} :

Se calcula el diámetro equivalente del haz de cuatro conductores, según las siguientes ecuaciones:

$$d_{eq} = d_b \sqrt[n]{\frac{nd}{d_b}} \quad (3.18)$$

$$d_b = \frac{s}{\text{sen}\left(\frac{\pi}{n}\right)} \quad (3.19)$$

Dónde:

d_b : Diámetro del haz de conductores.

d : Diámetro de los subconductores.

n : Número de subconductores en el haz.

s : Espaciamiento entre subconductores.

Obteniéndose el valor de:

$$d_{eq} = 368 \text{ mm} \quad (3.20)$$

c) Cálculo de los coeficientes de potencial [P]:

Se calcula los coeficientes de potencial de acuerdo a las siguientes ecuaciones:

$$P_{kk} = \frac{1}{2\pi\epsilon} \ln\left(\frac{4H_k}{d_k}\right) \quad (3.21)$$

$$P_{kl} = \frac{1}{2\pi\epsilon} \ln\left(\frac{S'_{kl}}{S_{kl}}\right) \quad (3.22)$$

Dónde:

d_k : Diámetro del conductor k .

S_{kl} : Distancia entre conductor k y conductor l .

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

$\epsilon = 8.854 * 10^{-12}$ [F/m].

Se obtuvo el siguiente resultado:

$$P = \begin{bmatrix} 9,88 & 2,66 & 1,21 \\ 2,66 & 9,88 & 2,66 \\ 1,21 & 2,66 & 9,88 \end{bmatrix} * 10^{10} \text{ [m/F]} \quad (3.23)$$

d) Cálculo de las tensiones entre conductores [V]:

Considerando al conductor de la fase central como referencia (ángulo fasorial

igual a cero) se calculan las tensiones entre conductores tomando en cuenta el desfase entre ellos:

$$V_{r1} = \frac{550}{\sqrt{3}} * \text{Cos}(-120^\circ); V_{i1} = \frac{550}{\sqrt{3}} * \text{Sen}(-120^\circ)$$

$$V_{r2} = \frac{550}{\sqrt{3}} * \text{Cos}(0^\circ); V_{i2} = \frac{550}{\sqrt{3}} * \text{Sen}(0^\circ)$$

$$V_{r3} = \frac{550}{\sqrt{3}} * \text{Cos}(120^\circ); V_{i3} = \frac{550}{\sqrt{3}} * \text{Sen}(120^\circ)$$

El resultado del cálculo de muestra a continuación:

$$[V_r] = \begin{bmatrix} -151,6 \\ 303,1 \\ -151,6 \end{bmatrix} kV; [V_i] = \begin{bmatrix} -262,5 \\ 0 \\ 262,5 \end{bmatrix} kV \quad (3.24)$$

e) Cálculo de la matriz de cargas de la línea [Q]:

Las cargas se calculan de acuerdo a la ecuación mostrada a continuación:

$$[Q] = [P]^{-1}[V] \quad (3.25)$$

Obteniéndose:

$$[Q_r] = \begin{bmatrix} -2,29 \\ 4,27 \\ -2,28 \end{bmatrix} * 10^{-6} [c/m] \quad (3.26)$$

$$[Q_i] = \begin{bmatrix} -3,10 \\ 0 \\ 3,10 \end{bmatrix} * 10^{-6} [c/m] \quad (3.27)$$

f) Cálculo de la Intensidad de Campo Eléctrico E_{rms} :

De las ecuaciones mostradas para el cálculo del campo eléctrico se obtiene los siguientes resultados:

$$E_{xr} = 0V; E_{xi} = -286,85 V \quad (3.28)$$

$$E_{yr} = -141,77V; E_{yi} = 0 V \quad (3.29)$$

Finalmente el valor del campo eléctrico se obtiene de la siguiente expresión:

$$E_{rms} = \sqrt{(0)^2 + (-286,85)^2 + (-141,77)^2 + (0)^2} \quad (3.30)$$

Obteniéndose el valor de:

$$E_{rms} = 1,446 [kV/m] \quad (3.31)$$

Este valor es el obtenido para el punto central de las fases, pero para hallar el máximo valor de intensidad de campo eléctrico, este debe ser calculado para puntos a lo largo de la franja de servidumbre a una altura de 1 m sobre el piso. Los valores calculados se muestran a continuación en la Tabla 3.10:

Tabla 3.10: Valor obtenido del cálculo de campo eléctrico

Xm (m)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
E (kv/m)	1.446	1.446	1.461	1.505	1.576	1.672	1.788	1.92	2.064	2.213	2.364
Xm (m)	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
E (kv/m)	2.51	2.648	2.774	2.883	2.975	3.046	3.095	3.124	3.132	3.121	3.092
Xm (m)	22	23	24	25	26	27	28	29	30		
E (kv/m)	3.046	2.987	2.916	2.835	2.746	2.643	2.510	2.451	2.411		

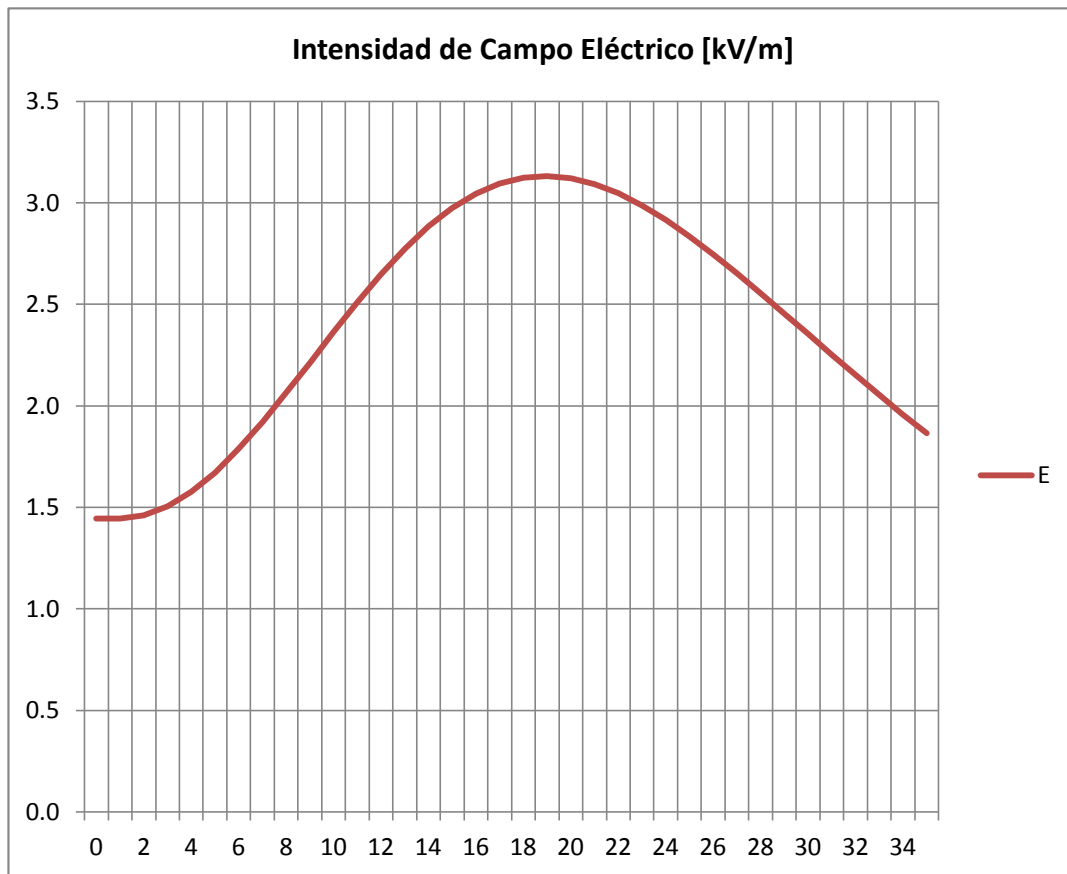


Figura 3.4: Características de conductores y alturas de conexión

Donde se obtiene que nuestro valor máximo de intensidad de campo eléctrico se halla a 19 metros del eje central de la línea con un valor máximo de:

$$E_{rms} = 3,132 [kV/m] \quad (3.32)$$

En conclusión, el valor calculado del campo eléctrico (Intensidad de Campo Eléctrico) obtenido es inferior al valor límite establecido por el Código Nacional de Electricidad – Suminitro2011, según se muestra a continuación en la Tabla 3.11:

Tabla 3.11: Valor obtenido del cálculo de campo eléctrico

	Intensidad de Campo Eléctrico (kV/m)
CNE-Suministro 2011	8,30
Valor calculado	3,04

3.5 Servidumbre de la línea de 500 kV

Según la Norma Sobre Imposición de Servidumbres aprobada por el Ministerio de Energía y Minas DGE 025-P-1, se define la servidumbre como el derecho que tiene una Empresa de Servicio Público de Electricidad, Concesionario o Autoprodutor de Energía Eléctrica para realizar actividades vinculadas con el servicio de la electricidad en predios de propiedad de terceros denominados predios sirvientes, restringiendo el dominio sobre éstos.

El derecho de establecer una servidumbre obliga a indemnizar el perjuicio que ella causase y a pagar por el uso del bien gravado.

Cuando se proyecte la construcción de nuevas líneas, la traza y las distancias mínimas de aproximación desde otras instalaciones establecidas tales como aeropuertos, sistemas de microondas, antenas de radio y televisión, se deberá establecer las consultas y acuerdos con las autoridades que tienen jurisdicción sobre dichas instalaciones.

Para la transmisión, esta faja de servidumbre depende del nivel de tensión a la que estará operando la nueva línea de transmisión, además deberá evaluarse y verificarse que no existan ningún tipo de daños a las instalaciones colindantes, por lo que es necesaria la coordinación con las autoridades involucradas en el tema y del lugar.

Cuando esta línea tenga que cruzar por predios de terceros, se deberá escoger preferentemente la ruta que pase por los linderos o extremos de tal motivo que no afecte mayormente al predio.

3.5.1 Requerimientos de la faja de servidumbre

La faja de servidumbre para líneas de transmisión se establece con el propósito de brindar un espacio apropiado para la instalación, operación y mantenimiento de las instalaciones de las empresas concesionarias, así como también para salvaguardar la seguridad de las persona frente a los riesgos electromecánicos que pueden presentarse.

De acuerdo a lo establecido en el Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011 [2],Tabla 219, el ancho mínimo de la faja de servidumbre a lo largo de toda la línea será de 64m para líneas de transmisión en 500 kV, es decir 32 m a cada lado del eje de la línea de transmisión.

La faja de servidumbre es la proyección sobre el suelo de la faja ocupada por los conductores más la distancia de seguridad respectiva, esta faja es verificada a las condiciones de balanceo de máximo desplazamiento del conductor debido al efecto del viento sobre estos, de acuerdo a la regla 234.A.2 del CNE- Suministro 2011 [2], y del efecto del galope más la distancia mínima de seguridad que corresponda.

A continuación en la Figura 3.5y Figura 3.6mostramos las vistas frontal y de planta

para la determinación de la faja de servidumbre.

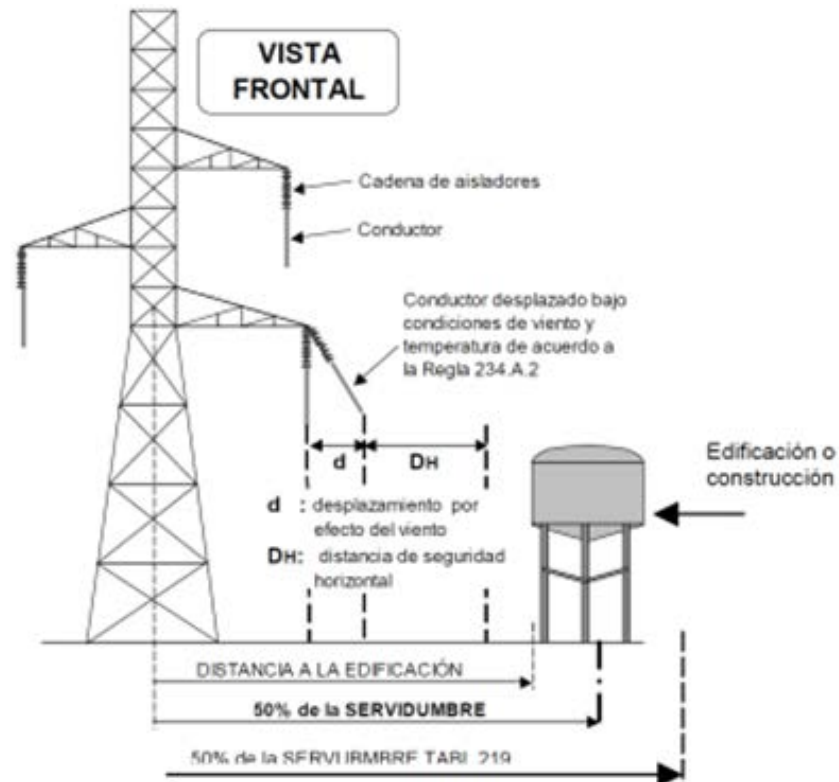


Figura 3.5: Vista Frontal para la determinación de la faja de servidumbre

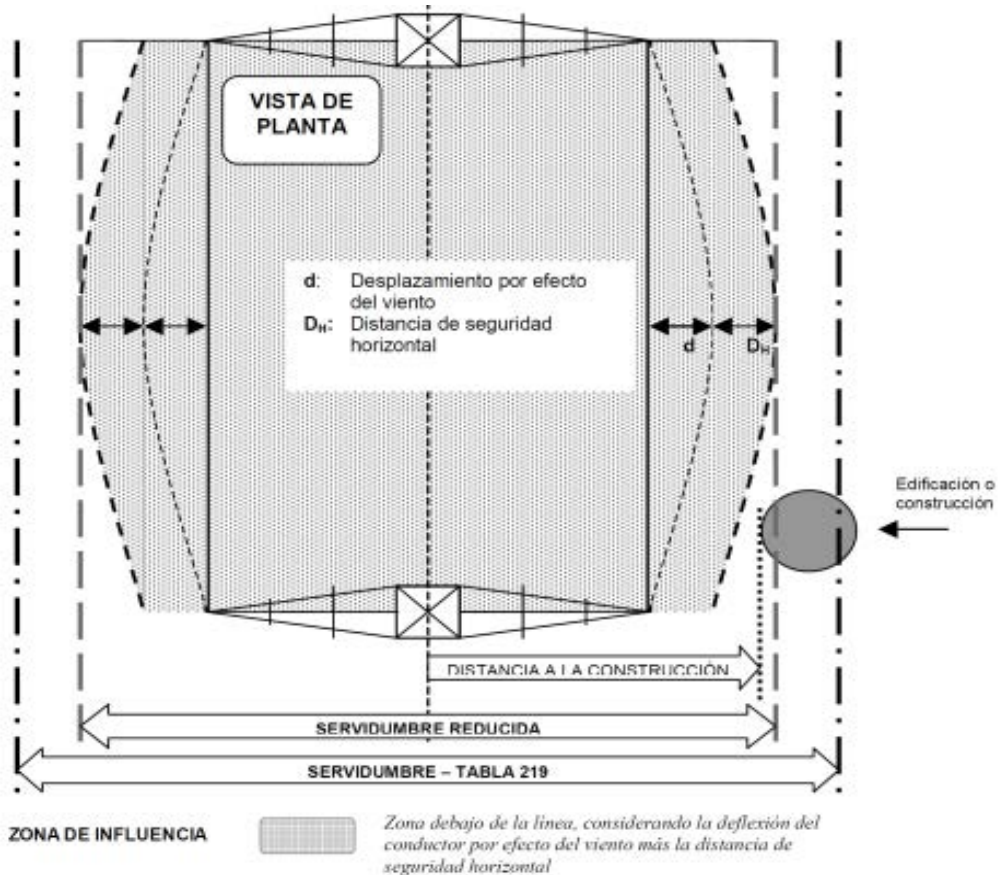


Figura 3.6: Vista de Planta para la determinación de la faja de servidumbre

3.6 Distancias mínimas de seguridad

Según el Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011 [2], en su sección 23 Distancias de Seguridad refiere a las mínimas distancias entre las líneas aéreas de transmisión, distribución y de comunicaciones con el fin de garantizar los niveles mínimos de seguridad para las personas e instalaciones.

Las distancias de seguridad verticales se aplican para las condiciones de temperatura y carga del conductor, cualquiera que produzca la flecha final más larga.

- 50 °C, sin desplazamiento de viento.
- La máxima temperatura del conductor para la cual ha sido diseñada para que opere la línea, si es sobre 50 °C, sin desplazamiento de viento.
- 0 °C, sin desplazamiento de viento, con un grosor radial de hielo, según hubiera, especificado en la Regla 250.B para la carga del área o lugar correspondiente.

A continuación en la Figura 3.7 se muestra las zonas prohibidas en las que no deberán instalarse líneas aéreas.

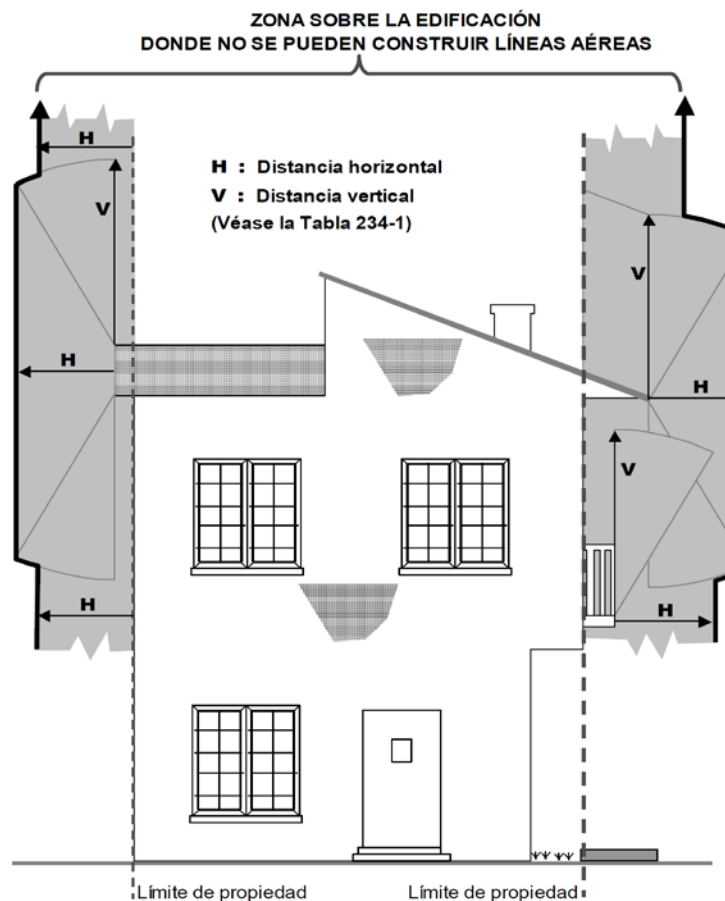


Figura 3.7: Mínimas distancias de seguridad cercanas a predios

Además estas mínimas distancias también se consideran a través de calles, caminos y carreteras por donde nuestra línea de transmisión será instalada según se muestra en la Figura 3.8.

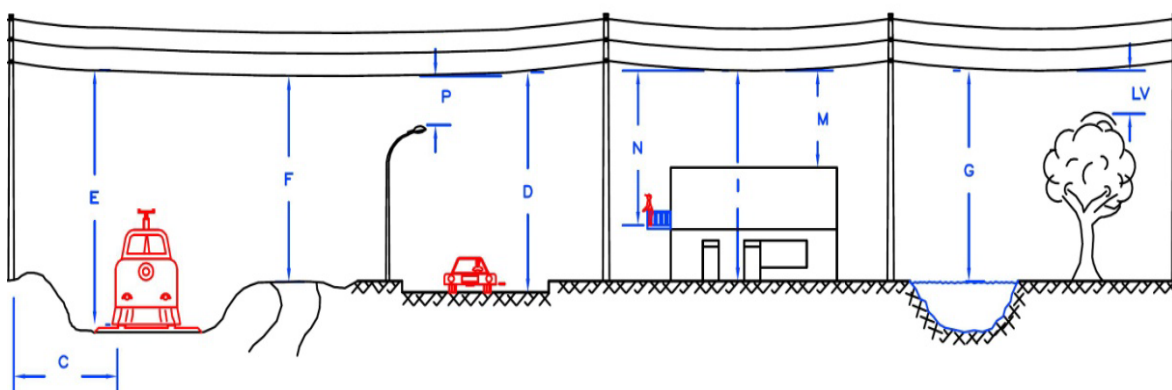


Figura 3.8: Mínimas distancias de seguridad a través del recorrido de la línea

Las mínimas distancias de seguridad que se requieren para tensiones de 500 kV, según Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011 [2], Tabla 232-1a, se muestran a continuación en la Tabla 3.12:

Tabla 3.12: Distancias verticales de seguridad de alambres, conductores y cables sobre el nivel del piso, camino, riel o superficie de agua

Descripción	Nivel de tensión 500 kV (1000 m.s.n.m)
Al cruce de vías de ferrocarril al canto superior del riel	13,5
Al cruce de carreteras y avenidas	12,0
Al cruce de calles	12,0
Al cruce de calles y caminos rurales	11,0
A lo largo de carreteras y avenidas	12,0
A lo largo de calles	12,0
A lo largo de calles y caminos rurales	11,0
Áreas no transitadas por vehículos	9,0
Sobre el nivel más alto de río no navegable	11,5
A terrenos recorridos por vehículos, tales como cultivos, pastos, bosques, huertos, etc.	11,0

A los valores que se muestran en esta tabla de distancias de seguridad se incrementarán en un 3 % por cada 300 m que sobrepase de 1 000 m sobre el nivel del mar.

El componente eléctrico (D) deberá ser calculado utilizando la siguiente ecuación. Los valores seleccionados de D se indican en la Tabla 232-4 del CNE – Suministro:

$$D = 1.00 * \left(\frac{V*(PU)*a}{500*K} \right)^{1.667} * b * c \text{ [m]} \quad (3.33)$$

Dónde:

V: Máxima tensión de operación de cresta de c.a. a tierra o máxima tensión de operación de c.c. a tierra, [kV].

PU: Máximo factor de sobretensión transitoria de conmutación (o maniobra) expresado

por la máxima tensión por unidad a tierra y definido como un nivel de sobretensión transitoria de conmutación para los interruptores que corresponden a un 98 % de probabilidad que la máxima sobretensión transitoria de conmutación generada por la operación del interruptor no sobrepase este nivel de sobretensión, o el máximo nivel esperado de sobretensión transitoria de conmutación generado por otros medios, cualquiera que sea el mayor;

a =1,15, tolerancia para tres desviaciones estándares.

b =1,03, tolerancia para las condiciones atmosféricas no estándares.

c =1,2, margen de seguridad.

k =1,15, factor de configuración para la distancia entre el conductor y la superficie plana.

El valor de D se incrementará en 3 % por cada 300 m que sobrepasen los 450 m sobre el nivel del mar.

Los valores del componente eléctrico de la distancia de seguridad dados por el Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011 [2], Tabla 232-4, se muestran a continuación en la Tabla 3.13:

Tabla 3.13:Componente eléctrico de la distancia de seguridad

Máxima tensión de fase a fase (kV)	Factor de sobretensión transitoria de conmutación (P.U)	Sobretensión transitoria de conmutación (kV)	Componente eléctrico de la distancia de seguridad (m)
500	1,56 o menos	700 o menos	2,17
	1,90	853	3,0
	2,00	898	3,3
	2,20	988	3,9
	2,40	1 079	4,4
	2,60	1 168	5,1

3.7 Selección del conductor

En la construcción de las líneas aéreas de transmisión de energía se utilizan conductores metálicos desnudos que como características principales presenten baja resistencia eléctrica, esto para producir bajas pérdidas Joule, elevada resistencia mecánica para ofrecer resistencia a los esfuerzos y cuyo costo sea limitado.

Los metales que cumplen estas principales características son el cobre, aluminio, aleación de aluminio y aquellas aleaciones que se hacen entre el aluminio con el acero.

El aluminio es el metal que se ha impuesto como conductor de líneas aéreas por las diversas ventajas que presenta, además ayudado por un precio sensiblemente menor en comparación al cobre. Los principales conductores utilizados en base a este metal son:

- Cable homogéneo de aluminio puro (AAC).

- Cable homogéneo de aleación de aluminio (AAAC).
- Cable homogéneo de aleación de aluminio reforzado (ACAR).
- Cable de aluminio y cubierta de aluminio con acero reforzado (ACSR).

Para seleccionar el mejor conductor para las líneas de 500 kV necesitamos comparar sus características eléctricas y mecánicas, además debemos de considerar las condiciones ambientales en la cual el conductor será instalado, luego la evaluación del tipo de conductor se realiza en función directa del costo del material.

Los conductores de aleación de aluminio presentan algunas ventajas en comparación de los conductores de aleación de aluminio acero, entre ellas son:

Presentan una mayor dureza superficial, esto brinda una más baja probabilidad de daños en su superficie durante su tendido y cuya característica es importante para líneas de muy alta tensión pues la superficie evitará tener rugosidades u imperfecciones haciendo que se reduzcan las pérdidas corona y las perturbaciones radioeléctricas.

Presentan un menor peso por km de conductor, que da como consecuencia entre vanos instalados un menor peso en las estructuras pues se necesitará menor resistencia mecánica, además en tramos rectos se tendrá una menor flecha para vanos iguales y en consecuencia se necesitará de menor altura de las torres de suspensión. Mayor capacidad de corriente, permitiendo transmitir una mayor potencia tendiendo el mismo peso de otros conductores.

En la selección del conductor de fase de las líneas de transmisión de 500 kV, se ha previsto la utilización del conductor tipo ACAR, similar a los conductores existentes que han sido instalados en la zona costa y que presentan un buen desempeño a pesar de las condiciones climáticas de su cercanía al mar.

Previo a la evaluación del conductor óptimo, se predetermina el tipo de material y la geometría de las estructuras, así mismo se predetermina la sección mínima de los conductores por su capacidad amperimétrica y por su gradiente superficial, en donde se debe adoptar un máximo de 17,5 kV/cm a nivel del mar.

Con los calibres que cumplen con la condición previa se determina la sección económica mediante el método del valor presente de flujos de costos totales, cuyos principales componentes son: costo anual de las pérdidas de potencia y energía por efecto Joule, costo anual de las pérdidas por efecto corona y costo directo aproximado de la línea de transmisión para cada conductor analizado.

3.7.1 Preselección de conductores para la línea de transmisión de 500 kV

La línea de 500 kV se desplazará básicamente pegada a la costa, pero evitando pasar por zonas pobladas, agrícolas y de restos arqueológicos. El material a utilizar en esta línea será de tipo ACAR, que se caracteriza por estar compuesto por hilos interiores

de aleación de aluminio e hilos exteriores de aluminio.

Se verifica la capacidad de corriente de los conductores ACAR preseleccionados, utilizando el método de cálculo basado en el programa de cómputo Std. 738 – 2006 de la IEEE [5]. Mostraremos el resumen de los cálculos efectuados, por capacidad de transmisión de todas las secciones de conductores ACAR para tres y cuatro conductores por fase y se observa de que los conductores analizados, la capacidad de transmisión es superior a la potencia de diseño (1400 MVA) según se muestra en la Tabla 3.15.

Así mismo se debe verificar el valor del gradiente superficial de los conductores ACAR, la utilización del haz de conductores tiene como finalidad limitar el valor del gradiente eléctrico superficial a valores tolerables.

Además se presenta un cálculo aproximado del gradiente superficial para un juego de conductores tipo ACAR, habiéndose obtenido un gradiente superficial promedio de 17,5 kV/cm, que es menor que el gradiente crítico del conductor, para tres conductores por fase.

3.7.2 Cálculo de pérdidas Joule

Los límites máximos de pérdida Joule, por circuito de la línea en conjunto, calculado para un valor de potencia de salida igual a la capacidad nominal con un factor de potencia igual a 1,0, y tensión en la barra de llegada igual a 1,0, será de 2.25% a la potencia nominal de 700 MVA.

La fórmula de cálculo para verificar el nivel de pérdidas Joule por cada circuito es la siguiente:

$$Pérdidas = \left(\frac{P_{nom}}{V_{nom}} \right)^2 * \frac{R}{P_{nom}} * 100 \quad (\%) \quad (3.34)$$

Dónde:

P_{nom} : Capacidad nominal de la línea, [MVA].

V_{nom} : Tensión nominal de la línea, [kV].

R: Resistencia total de la línea por fase a 75 °C, [Ω].

En la siguiente Tabla 3.14 se resume el nivel de pérdidas de los conductores preseleccionados por pérdidas Joule para un haz de 3 y 4 subconductores.

Tabla 3.14: Niveles de pérdidas de conductores ACAR

Nombre	Calibre (kcmil)	R (Ohm/km) a Tc [°C]	Tc [°C]	% Pérdidas (haz de 4)	% Pérdidas (haz de 3)
ACAR 500	500	0,149	75	3,34	4,45
ACAR 550	550	0,135	75	3,04	4,06
ACAR 600	600	0,124	75	2,79	3,72
ACAR 650	650	0,115	75	2,58	3,44
ACAR 700	700	0,107	75	2,40	3,20

Nombre	Calibre (kcmil)	R (Ohm/km) a Tc [°C]	Tc [°C]	% Pérdidas (haz de 4)	% Pérdidas (haz de 3)
ACAR 750	750	0,099	75	2,23	2,98
ACAR 800	800	0,094	75	2,11	2,81
ACAR 850	850	0,088	75	1,98	2,64
ACAR 900	900	0,083	75	1,87	2,49
ACAR 950	950	0,08	75	1,79	2,38
ACAR 1000	1000	0,075	75	1,69	2,25
ACAR 1050	1050	0,071	75	1,61	2,14
ACAR 1200	1200	0,062	75	1,40	1,86

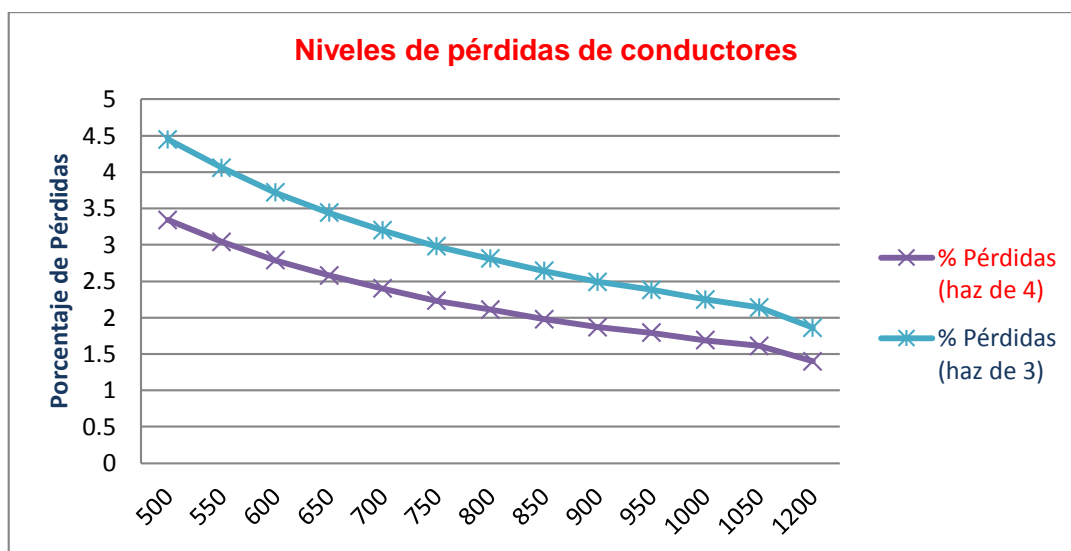


Figura 3.9: Niveles de pérdidas de conductores ACAR

3.7.3 Cálculo de la capacidad de transporte de los conductores preseleccionados (Ampacitancia)

Con la finalidad de establecer la sección mínima del conductor se efectúa el cálculo de la capacidad de transmisión de cada uno de ellos, empleando los métodos y programas de cálculo definido por la siguiente: Standard IEEE 738 a un respectivo rango de temperaturas.

Mediante este estándar se presenta el método para calcular la relación entre corriente-temperatura de los conductores aéreos, cuya temperatura de su superficie se encuentran en función de las siguientes características:

- Propiedades del material del conductor.
- Diámetro del conductor.
- Condiciones de la superficie del conductor.
- Condiciones del clima del ambiente.
- Corriente eléctrica a través del conductor.

Las dos primeras propiedades son específicas físicas y químicas. La tercera

puede variar en función del tiempo y ser dependiente bajo las condiciones atmosféricas del ambiente. La cuarta, el clima, varía gradualmente con las horas y condiciones. La quinta, corriente eléctrica a través del conductor, puede ser constante o puede variar dependiendo de la carga del sistema eléctrico, despacho de generación, y otros factores.

Las ecuaciones que relacionan la corriente eléctrica a una temperatura del conductor se pueden utilizar en cualquiera de los siguientes dos maneras:

- Para calcular la temperatura del conductor cuando la corriente eléctrica es conocida.
- Para calcular la corriente que produce una determinada temperatura máxima admisible del conductor.

Para el propósito de realizar estos cálculos mediante este estándar, la corriente eléctrica es asumida constante para todo el tiempo o se asume que cambia a un paso gradual desde una corriente inicial a una corriente final. Las condiciones ambientales del clima se asumen constantes con el tiempo tanto en los métodos de cálculo del estado estacionario y transitorio descrito en esta norma.

a) Cálculos en estado estable

- **La disposición térmico y temperatura del conductor en estado estable:**

Para un conductor trenzado desnudo, si la temperatura del conductor (T_c) y los parámetros meteorológicos en estado estacionario (V_w , T_a , etc) son conocidos, las pérdidas de calor por convección y radiación (q_c y Q_R), la ganancia de calor solar (cs), y la resistencia de los conductores $R(T_c)$ se pueden calcular mediante las fórmulas mostradas. La correspondiente corriente del conductor (I) que produjo esta temperatura del conductor en estas condiciones climáticas se puede encontrar a partir del balance de calor en estado estacionario. Si bien este cálculo se puede hacer para cualquier temperatura del conductor y las condiciones climáticas, la temperatura máxima admisible del conductor (por ejemplo, 75 °C a 150 °C) y condiciones climáticas "conservadoras" (por ejemplo, 0,6 m/s hasta 1,2 m/s velocidad del viento, 30 °C a 45 °C ambiente verano) a menudo se utilizan para calcular una calificación térmica de estado estable para el conductor.

Ya que la radiación y las tasas de pérdida de calor por convección no son linealmente dependientes de la temperatura del conductor, la ecuación de equilibrio térmico se resuelve para una temperatura del conductor en términos de las variables actuales y el tiempo por un proceso de iteración es decir, dado un conductor de corriente:

- Una temperatura del conductor es asumida.
- Las correspondientes pérdidas de calor son calculadas.
- La corriente del conductor que produce esta temperatura es calculada por

medio de las siguientes ecuaciones.

- La corriente calculada es comparada con la corriente dada del conductor.
- La temperatura del conductor se aumenta o disminuye hasta que la corriente calculada es igual a la corriente dada.

b) Cálculos en transitorio

- **Temperatura del conductor en transitorio:**

La temperatura de un conductor de alta tensión está cambiando constantemente en respuesta a cambios en la corriente eléctrica y el clima. Sin embargo, los parámetros ambientales (velocidad y dirección del viento, temperatura ambiente, etc) se supone que se mantienen constantes, y cualquier cambio en la corriente eléctrica se limita a un cambio de paso de una corriente inicial (I_i) a una corriente final (I_f), como se ilustra en la Figura 3.11.

- **Disposición térmica del transitorio:**

La disposición térmica transitoria se calcula normalmente mediante la repetición de los cálculos anteriores de $T_c(t)$ en un rango de valores de I_f , luego que seleccionando los valores de I_f que causa que la temperatura del conductor alcance su valor máximo en el tiempo asignado.

- **Cálculos de la corriente de falla:**

La temperatura del conductor cambia en respuesta a las corrientes de falla que son calculadas de la misma forma que en el punto anterior, salvo que el aumento gradual de la corriente suele ser bastante grandes ($> 10\,000\text{ A}$), el tiempo correspondiente para alcanzar la temperatura máxima permitida es generalmente corto ($<1\text{ s}$), y las temperaturas máximas alcanzadas podrían acercarse al punto de fusión del aluminio o cobre. Con conductores no homogéneos, como conductor de aluminio reforzado de acero (ACSR), la generación de calor en el núcleo de acero de conductividad más baja es mucho menor que en las capas de hilo alrededor de aluminio. El resultado de la diferencia de temperaturas entre el núcleo y los hilos de aluminio disminuye después de no más de 60 s de cualquier cambio de paso de la corriente.

Tabla 3.15: Resumen de cálculo de ampacitancia según IEEE Std. 738 – 2006

Nombre	Calibre (kcmil)	Cableado (Al/Al aleación)	R (Ohm/km) 75 [°C]	Diámetro (mm)	Capacidad de Transmisión (MVA) (haz de 4)	Capacidad de Transmisión (MVA) (haz de 3)
ACAR 500	500	18/19	0,149	20,65	1881,1	1410,8
ACAR 550	550	18/19	0,135	21,67	1998,2	1498,7
ACAR 600	600	18/19	0,124	22,63	2113,7	1585,3
ACAR 650	650	18/19	0,115	23,57	2224,8	1668,6

Nombre	Calibre (kcmil)	Cableado (Al/Al aleación)	R (Ohm/km) 75 [°C]	Diámetro (mm)	Capacidad de Transmisión (MVA) (haz de 4)	Capacidad de Transmisión (MVA) (haz de 3)
ACAR 700	700	18/19	0,107	24,46	2333,1	1749,8
ACAR 750	750	18/19	0,099	25,32	2444,4	1833,3
ACAR 800	800	18/19	0,094	26,14	2540,2	1905,1
ACAR 850	850	18/19	0,088	26,95	2643,6	1982,7
ACAR 900	900	18/19	0,083	27,74	2745,1	2058,8
ACAR 950	950	18/19	0,080	28,47	2830,9	2123,2
ACAR 1000	1000	18/19	0,075	29,24	2934,8	2201,1
ACAR 1050	1050	18/19	0,071	30,66	3053,7	2290,3
ACAR 1200	1200	18/19	0,062	32,03	3397,3	2548,0

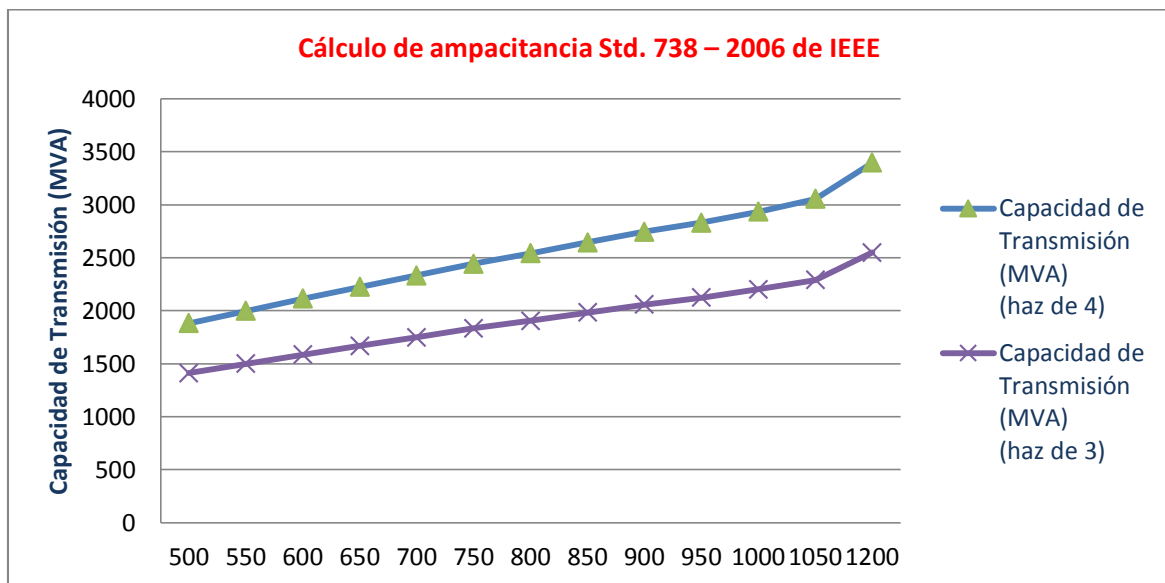


Figura 3.10: Cálculo de ampacitancia Std. 738 – 2006 de IEEE

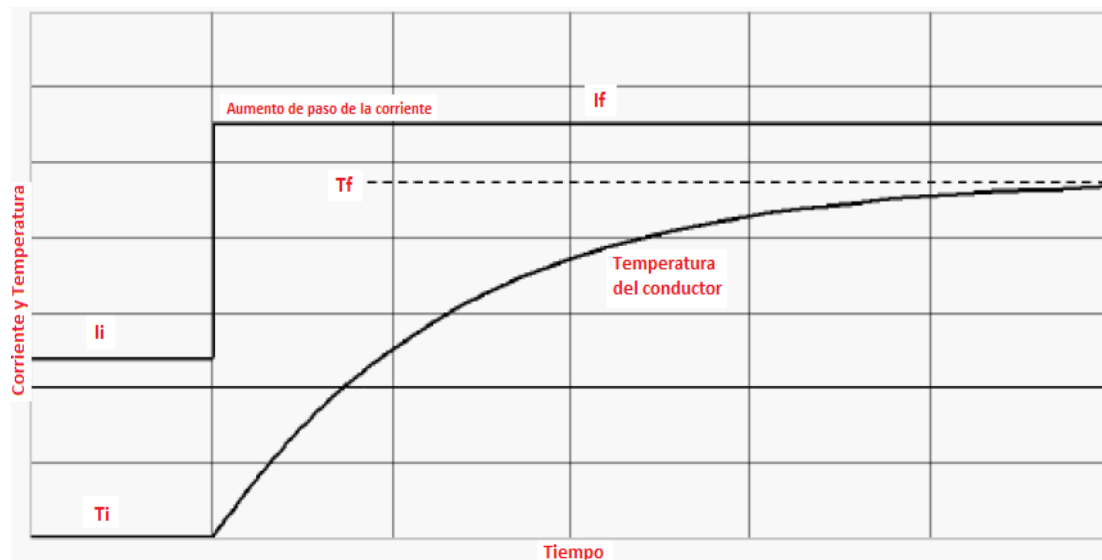


Figura 3.11: Cambio de la corriente en transitorio

3.7.4 Pérdidas por efecto Corona

Las líneas de transmisión de EAT tienen como principales características que estas pérdidas son considerables es por eso que en el diseño de estas líneas se deben considerar su estudio para minimizar su efecto.

El efecto corona es una manifestación de pérdidas en las líneas de transmisión que se produce cuando el campo eléctrico en la superficie de los conductores excede a la rigidez dieléctrica del aire, para mayor detalle ver [4].

Para reducir el campo eléctrico producido por los conductores se puede realizar mediante el aumento del diámetro de estos mismo, esto se puede lograr al utilizar arreglo de los conductores llamados haces de conductores, que ficticiamente hacen que se tenga un conductor de mayor diámetro.

El efecto corona produce una emisión de energía acústica y energía electromagnética en el rango de las radiofrecuencias, de forma que los conductores pueden generar ruido e interferencias en la radio y la televisión; otras consecuencias de este fenómeno es la producción de ozono y óxidos de nitrógeno. La intensidad de este ruido depende del gradiente superficial del campo eléctricos producido en los conductores, de su estado superficial y también de las condiciones atmosféricas donde se encuentren, siendo la lluvia la condición climática que produce la máxima intensidad, mientras que su condición más desfavorable es la que se produce posterior a la lluvia.

Para reducir las pérdidas por el efecto corona es importante tener un conductor de diámetro grande, sin ninguna rugosidad o imperfección que facilite la tensión del campo.

a) Método del cálculo del Gradiente Superficial de un conductor

Para realizar el cálculo del gradiente máximo superficial de un conductor se mencionan dos métodos, el primero para el cálculo cuando se utiliza un solo conductor por fase y el segundo método cuando se utiliza más de un conductor por fase, para el presente proyecto utilizaremos el segundo método mencionado.

Como se mencionó se debe orientar a la reducción del campo eléctrico en la superficie del conductor, y es así que los haces de conductores pueden extenderse a partir de dos subconductores hasta 16 para las líneas de extra alta tensión.

En la Figura 3.12 se muestra las superficies equipotenciales y líneas de campo en haces de conductores y a continuación se muestra el método de cálculo del gradiente superficial en un haz de conductores (Método de Markt y Mengele).

- **Método de Markt y Mengele**

Este método para el cálculo de gradiente superficial, es aplicable a líneas con conductores en haz. Su aplicación se divide en tres etapas las cuales se detallan a continuación:

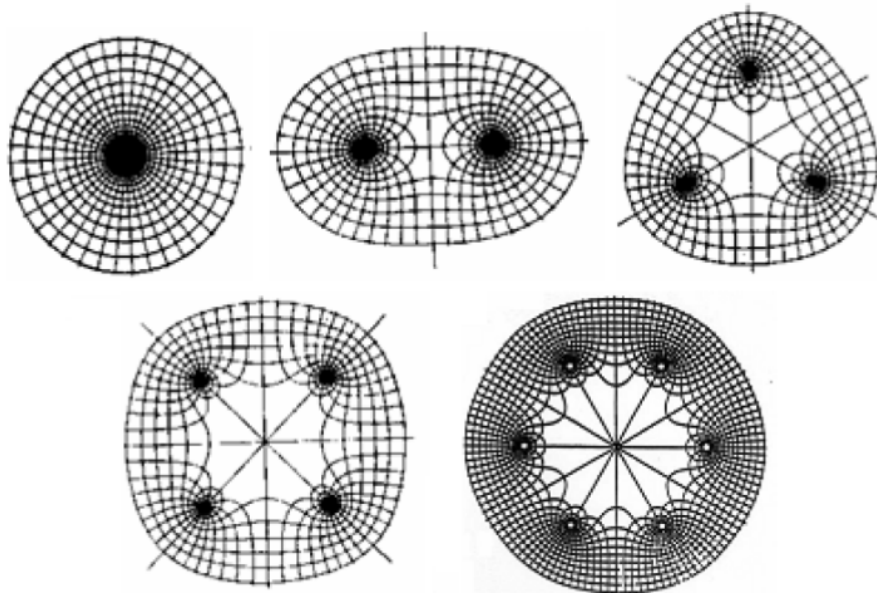


Figura 3.12: Superficies equipotenciales y líneas de campo en haces de conductores

- **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, distribuidos regularmente en un círculo de centro O y radio A , como lo muestra la figura:

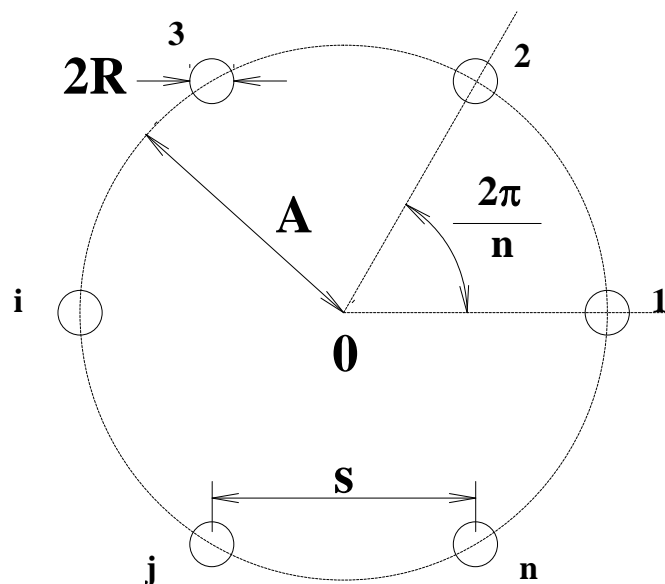


Figura 3.13: Distribución geométrica de conductor en haz.

Dónde:

N: Número de subconductores.

R: Radio del subconductor.

S: Distancia entre subconductores consecutivos.

A: Radio del círculo de subconductores.

El radio del círculo de subconductores se calcula mediante la siguiente expresión:

$$A = \frac{S}{2\text{Sen}\left(\frac{\pi}{n}\right)} \quad (3.35)$$

Con esto, un conductor único colocado en el centro del haz, de igual capacitancia que éste, debería llevar la misma carga total, al mismo potencial. El radio de este conductor equivalente es:

$$R_c = A\left(\frac{nR}{A}\right)^{1/n} \quad (3.36)$$

Dónde:

R_c : Radio de conductor equivalente de igual capacidad.

- **Segunda Etapa:** Se utiliza el método de coeficientes de potencial para calcular la carga total de cada uno de los conductores equivalentes, con los valores de potencial adecuados para las diferentes fases o polos, utilizando el radio equivalente de igual capacidad del conductor ficticio.
- **Tercera Etapa:** Conocida la magnitud de la carga total del haz, se calcula el gradiente superficial promedio:

$$E_m = \frac{Q_t}{2\pi\xi_0} * \frac{1}{nR} \quad (3.37)$$

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

Y el gradiente superficial promedio máximo del haz está dado por la siguiente expresión:

$$E_M = E_m\left[1 + \frac{R}{A}\right] \quad (3.38)$$

Para el caso de conductor hecho con hebras existe una expresión en función del gradiente superficial promedio, ecuación (3.38), y del ángulo sobre la periferia del conductor debido a la no uniformidad del gradiente de voltaje en ésta; la expresión está dada por:

$$E_{(\theta)} = E_m\left[1 + \frac{r_h}{R} \cos(\theta)\right] \quad (3.39)$$

Dónde:

r_h : Radio de la hebra.

R : Radio medio del conductor.

n_h : Número de hebras en la periferia.

De esto resulta como campo superficial máximo la siguiente expresión:

$$E_{max} = E_m\left[1 + \frac{r_h}{R}\right] \quad (3.40)$$

A continuación en la Figura 3.14 se muestra la variación del campo en la superficie de un conductor cableado.

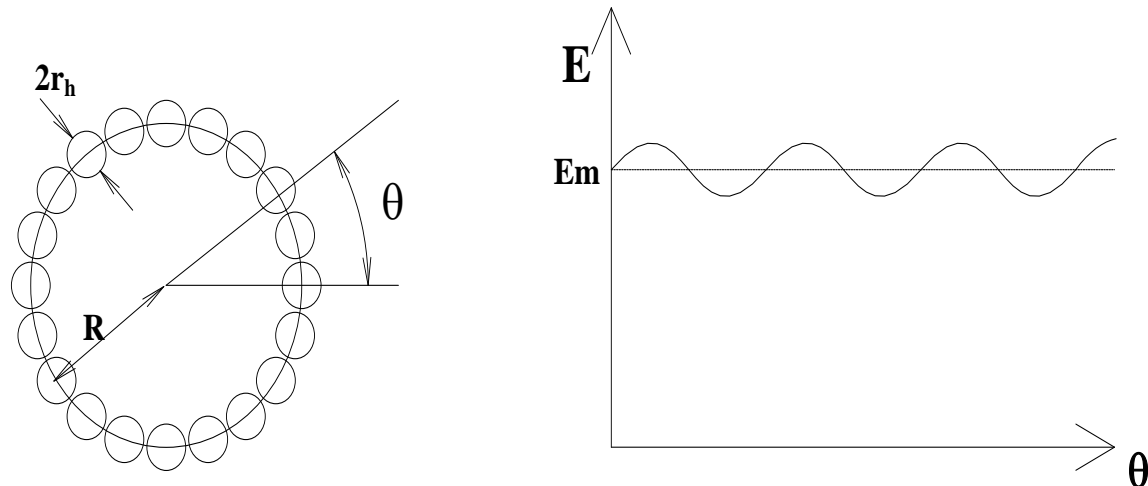


Figura 3.14: Variación periférica del campo en conductor cableado

b) Métodos para el Cálculo de Pérdida 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.

Para el cálculo de pérdidas se utilizan métodos que se diferencian esencialmente por el tipo de conductor de la línea en cuestión.

- **Método de F. W. Peek**

El fenómeno corona ha sido estudiado, entre otros, por F. W. Peek, quien mediante observaciones empíricas desarrolló fórmulas para el estudio cuantitativo de éste en el caso de cilindros paralelos, de superficie lisa. La pérdida corona P_{PEEK} , en kW/km/fase, queda expresada en la fórmula:

$$P_{PEEK} = \frac{241}{\delta} \left(f + 25 \right) \sqrt{\frac{R}{D}} (V - V_d)^2 * 10^{-5} \quad (3.41)$$

Dónde:

δ : Densidad relativa del aire.

f : Frecuencia del sistema, [Hz].

R : Radio del conductor,[cm].

D: distancia efectiva entre fases, [cm].

V: voltaje efectivo fase neutro, [kV].

V_d : voltaje efectivo crítico disruptivo, [kV].

$$V_d = g_0 * m * R * \delta * \ln\left(\frac{D}{R}\right) \quad (3.42)$$

Los valores del factor m propuestos:

- Para conductor liso, pulido: 1,00.
- Para conductor áspero o envejecido: 0,93 – 0,98.
- Para conductor en hebras: 0,80 – 0,87.

$g_0 = 21,07$, [kV_{rms}/cm]

$$\delta = 0,392 \frac{P}{(273+T)} \quad (3.43)$$

Dónde:

P: presión atmosférica, [mmHg].

T: temperatura ambiental, [°C].

Esta expresión es válida para el caso de un único conductor por fase, y de acuerdo a la experiencia recogida en la bibliografía, recomendable para conductores “delgados” (menos de 1 pulgada de diámetro).

- **Método de Peterson**

En este procedimiento se calcula primero la tensión característica de la línea por fase (e_d), luego, se calcula la razón entre la tensión por fase de servicio y la tensión característica de la línea, con esta última se calcula un factor (ϕ) que se obtiene de las curvas mostradas en la Figura 3.15 y Figura 3.16, finalmente se aplica la ecuación de Peterson para pérdidas corona.

Para una mejor aplicación del algoritmo, éste se ha subdividido en las siguientes etapas:

- **Primera etapa:**

Para el cálculo de e_d existen tres casos importantes, dos de ellos para conductor en hebra:

- Conductores redondos de superficie lisa y limpia:

$$e_d = 48,6 * m * \delta * \frac{2}{3} * R * \text{Log}\left(\frac{D}{R}\right) \quad (3.44)$$

Dónde:

R: Radio del conductor, [cm].

D: Distancia entre fases, [cm].

δ : Densidad relativa del aire.

e_d : Tensión característica de la línea por fase, [kV_{rms}].

- Para cables de varios hilos, que tienen 12 o más hebras en la capa exterior:

$$e_d = 48.6 \delta^{2/3} m \frac{\left[\log_{10} \frac{D}{cR_h} + (n_h - 1) \log_{10} \frac{D}{R - cR_h} \right]}{\frac{1}{cR_h} + \frac{n_h - 1}{2(R - cR_h)}} \quad (3.45)$$

Con:

$$c = 1 - \frac{\text{sen} \left[\frac{\pi}{2} + \frac{\pi}{n_h} \right]}{\frac{\pi}{2} + \frac{\pi}{n_h}} \quad (3.46)$$

n_h : Número de hebras de la capa exterior.

R_h : Radio hebra capa exterior, [cm].

R : Radio medio del conductor, [cm].

- Para un cable que tiene 6 hebras en la capa exterior:

$$e_d = 35,47 \delta^{2/3} R * m * \left(\log \left(\frac{D}{R} \right) + 0,0677 \right) \quad (3.47)$$

Valores de m propuestos:

- Para condiciones comunes: 0,87 -0,90.
- Para conductores no lavados: 0,67 -0,74.
- Para conductores lavados con un disolvente de grasas: 0,912 – 0,93.
- Para escobillados con una escobilla de alambre: 0,885.
- Para conductores pulidos: 1,0.
- Para conductores arrastrados y sucios con polvo: 0,72 – 0,75.
- Para conductores después de 5 meses expuestos a la acción atmosférica: 0,945.
- Para conductores sometidos a la acción atmosférica, humedad baja de día: 0,92.
- Para conductores sometidos a la acción atmosférica, humedad baja de noche: 0,78.

➤ **Segunda etapa:**

Se calcula enseguida la razón V/e_d y se determina el valor del factor ϕ a través del gráfico presentado en la Figura 3.15 y Figura 3.16.

➤ **Tercera etapa:**

Determinado el factor ϕ , se calcula la pérdida por efecto corona para buen tiempo por la siguiente relación:

$$P_{PETERSON} = \frac{20,94 * 10^{-6} f V^2}{\left(\log_{10} \frac{D}{R} \right)^2} \phi \quad (3.48)$$

Dónde:

$P_{PETERSON}$: Potencia de pérdida por corona, [kW/km/fase].

f : frecuencia del sistema, [Hz].

V : tensión de servicio, [kV_{efect.fn.}].

El método de Peterson es aplicable sólo al caso de un conductor por fase y entrega mejores aproximaciones en el caso de conductores “gruesos” (más de 1 pulgada de diámetro).

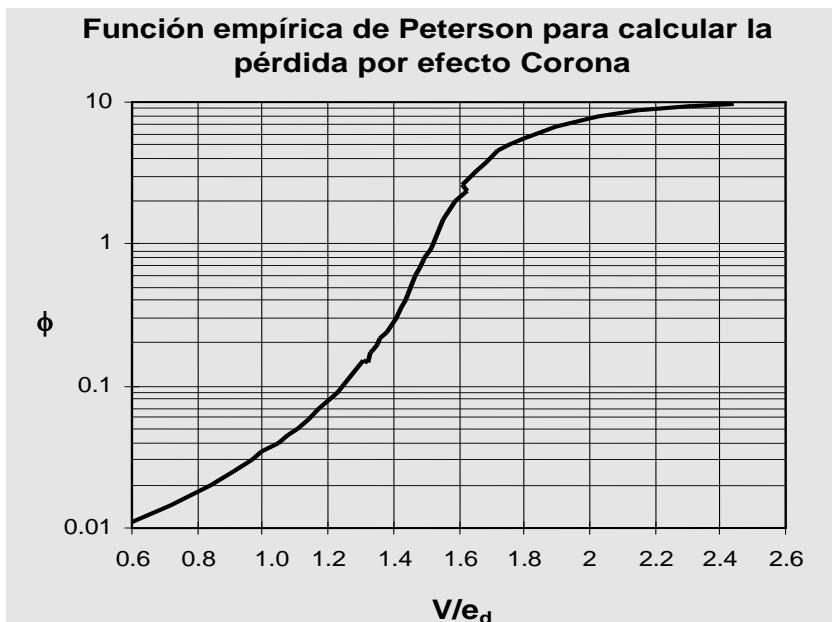


Figura 3.15: Función de Peterson para cálculo de pérdidas por efecto Corona con razón (V/e_d) entre 0.6 y 2.4

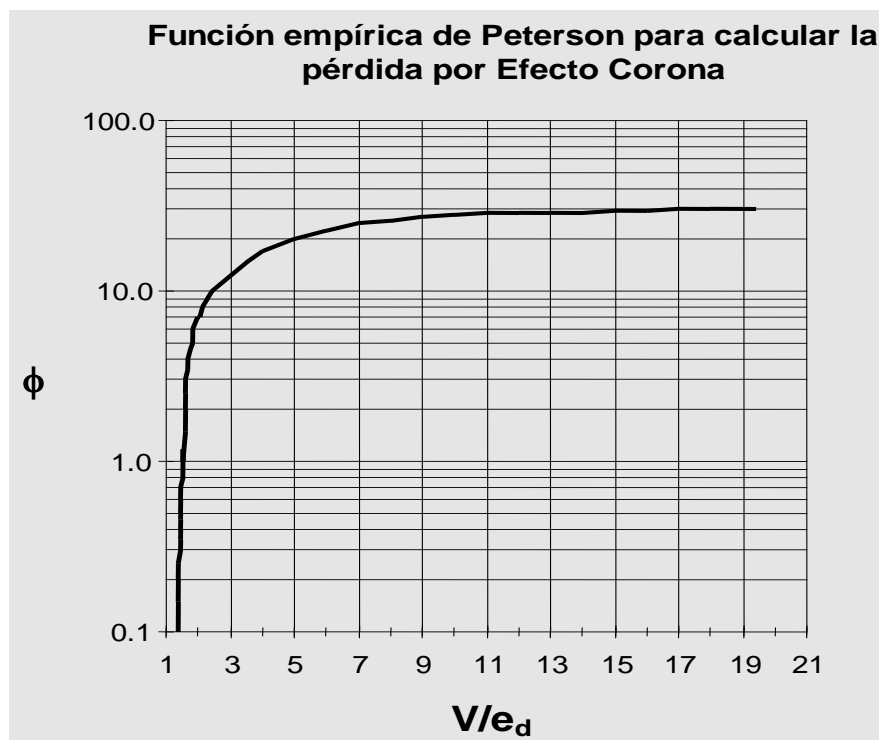


Figura 3.16: Función de Peterson para cálculo de pérdida por Efecto Corona con razón (V/e_d) entre 1 y 19

- **Método de Electricité de France**

Los investigadores C. Gary y M. Moreau desarrollaron dos métodos para el cálculo de pérdida corona para conductor tipo en haz. Uno de estos métodos es aplicable a condiciones climáticas de buen tiempo y el otro para mal tiempo.

- **Método para buen tiempo:**

Para un conductor compuesto de n subconductores por fase se da la siguiente relación empírica para P_{EDF} : potencia de pérdida por corona, kW/km/fase:

$$P_{EDF} = P_0 r^{1,8} (n + 6)^2 \left(\frac{f}{50} \right) \quad (3.49)$$

Dónde:

f : Frecuencia de la tensión, [Hz].

r : Radio del subconductor, [cm].

n : Número de subconductores.

P_0 : Factor de pérdida de potencia que se obtiene de la Figura 3.17, considerando el gradiente relativo como razón entre el gradiente máximo del haz y el campo eléctrico crítico del subconductor liso, E_0 .

$$E_0 = g_0 \delta \left(1 + \frac{0,301}{\sqrt{r\delta}} \right) \quad (3.50)$$

E_0 : Campo eléctrico crítico del subconductor liso ideal, [kV_{rms}].

r : radio del subconductor, [cm].

g_0 y δ : son los descritos en el método de Peek.

- **Método para mal tiempo**

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

La pérdida corona para mal tiempo queda determinada por:

$$P_{EDF} = k P_e \quad (3.51)$$

Dónde:

k : Factor que depende de las características geométricas de la línea y viene dado por la siguiente expresión:

$$k = \frac{f}{50} (n r \beta)^2 \frac{\text{Log}_{10} \left(\frac{R_0}{R_c} \right) \text{Log}_{10} \left(\frac{\rho}{R_c} \right)}{\text{Log}_{10} \left(\frac{R_0}{\rho} \right)} \quad (3.52)$$

Dónde:

f : Frecuencia del sistema, [Hz].

r : Radio del subconductor, [cm].

R_0 : Radio del conductor a potencial cero, de la línea coaxial equivalente, [cm].

R_c : Radio del conductor único equivalente de igual capacidad, [cm].

ρ : Radio medio de emigración de la carga espacial, [cm].

$$\rho = 25\sqrt{nr} \quad (3.53)$$

$$\beta = 1 + \frac{0,308}{\sqrt{r}} \quad (3.54)$$

P_e : Pérdida específica corona.

La Pérdida específica corona (P_e) que depende del campo eléctrico relativo E^* y del estado de superficie de los conductores (m), se obtiene de la Figura 3.18y Figura 3.19, considerando el gradiente relativo como la razón entre el gradiente promedio y el campo eléctrico de Peek.

El factor m , para un mismo valor de intensidad de lluvia puede variar en 20 - 30 %, dependiendo del grado de envejecimiento del conductor. Esta variación puede traducirse perfectamente en una variación de hasta 100 % en las pérdidas específica P_e , con bajas intensidades de lluvia, y bajo campo eléctrico.

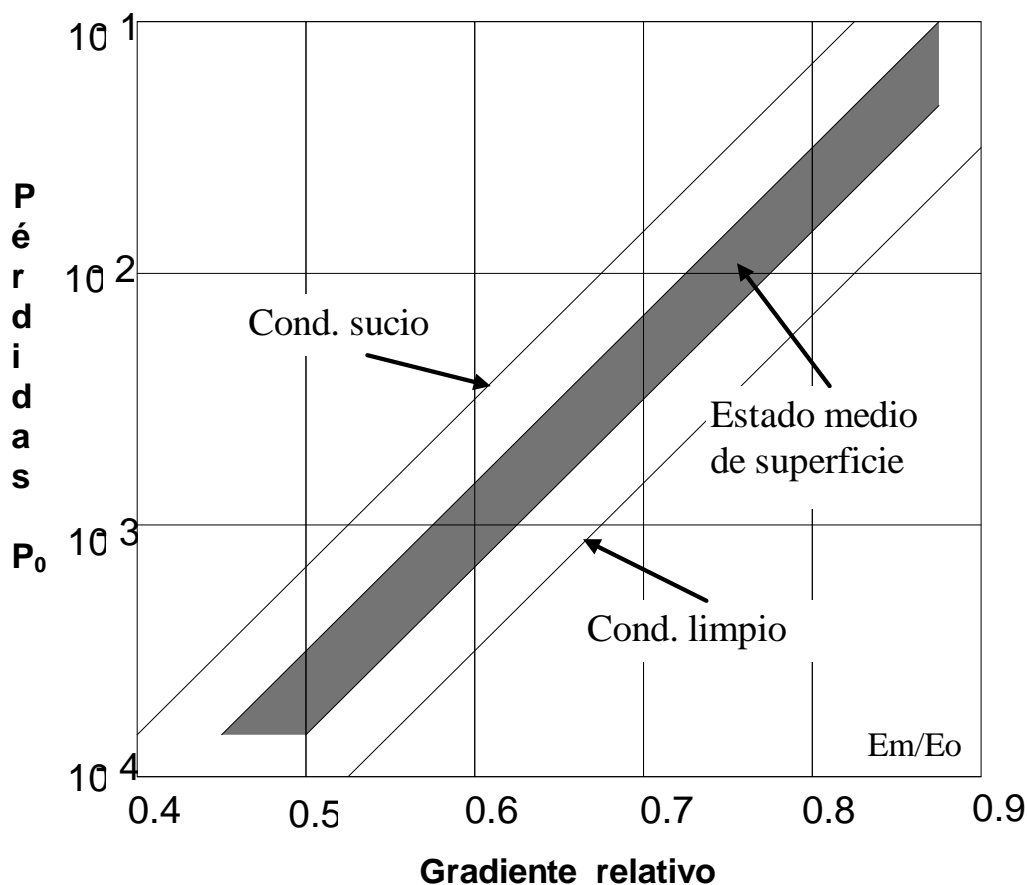


Figura 3.17: Gráfica para pérdidas en conductores secos

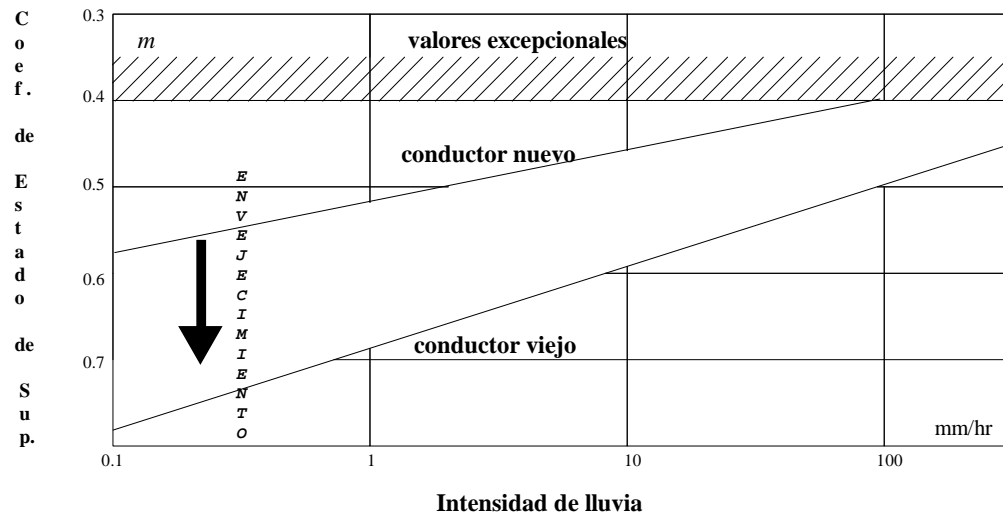


Figura 3.18: Gráfica para determinación de "m"

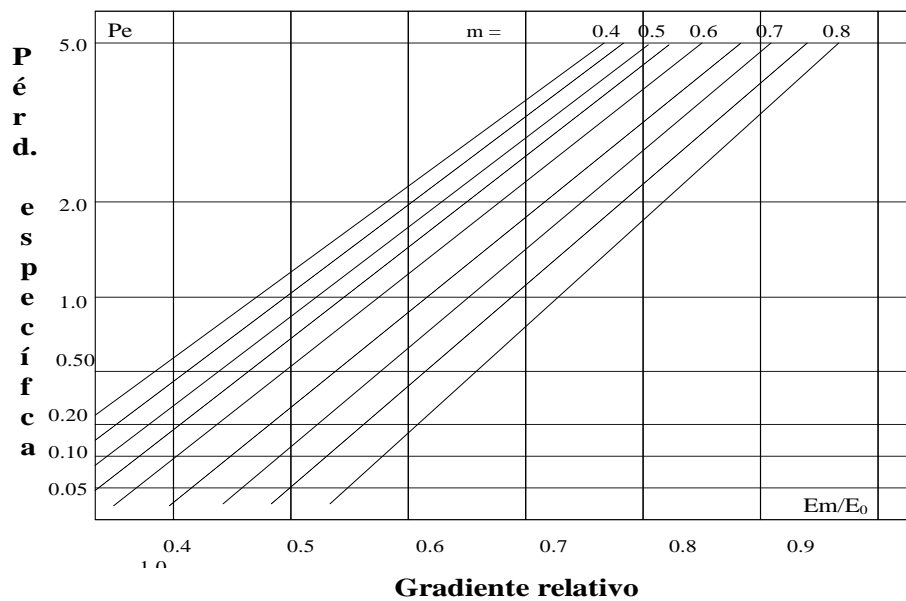


Figura 3.19: Pérdidas específica corona

c) Cálculo de pérdidas Corona

Para el cálculo de pérdidas por Corona utilizaremos la siguiente expresión de Peterson:

$$P_c = \frac{2,094 \times f \times V^2 \times F}{\left(\log_{10} \left(\frac{2 \times DMG}{d} \right) \right)^2 \times 10\,000} \quad (3.55)$$

Dónde:

P_c : Pérdidas corona en conductor, en kW/km/fase.

F : Factor corona determinado por ensayo y que depende del voltaje de operación [V] y del voltaje crítico disruptivo [V_0].

f : Frecuencia, [Hz].

V = Voltaje de operación fase – tierra en kV_{rms} : $500/\sqrt{3} = 288,68 kV$

La selección del Factor Corona se efectúa utilizando la siguiente relación:

$\frac{V}{V_0}$; de donde se obtiene F.

Por lo que previamente se calcula el Voltaje Crítico Disruptivo V_0 , mediante la siguiente expresión:

$$V_0 = E_0 \times d \times \ln\left(\frac{2 \times DMG}{d}\right) \quad (3.56)$$

Dónde:

V_0 : Voltaje crítico disruptivo, [kV_{rms}].

d : Diámetro del conductor, [cm].

E_0 : Gradiente crítico, [kV_{rms}/cm].

El Gradiente crítico se calcula mediante la siguiente expresión:

$$E_0 = 21,1 \times \delta \times fs \times \left(1 + \left(\frac{0,426}{\sqrt{\delta \times d}}\right)\right) \quad (3.57)$$

Dónde:

δ : Densidad del aire, es 0,727 para 3 000 msnm en promedio y 10°C.

fs : Factor de superficie, igual a 0,50 en promedio.

d : Diámetro de conductor, [cm].

Luego se obtiene la relación V/V_0 y se aplica la siguiente tabla empírica para obtener el factor corona F.

Tabla 3.16: Relación V/V_0 vs F

V/V_0	F
0,6	0,011
0,7	0,014
0,8	0,018
0,9	0,025
1	0,036
1,2	0,08
1,4	0,3
1,6	2,1
1,8	4,8
2	6,5
3	13
4	17

V/Vo	F
5	20
6	22
7	23
9	26
10	27

- **Cálculo de gradiente superficial en haz de conductores**

De acuerdo a las fórmulas de cálculo presentadas en 3.7.4, a continuación se listan los gradientes superficiales para diferentes diámetros de conductor ACAR.

Tabla 3.17: Gradientes superficiales para el conductor ACAR

Conductor ACAR	Diámetro (cm)	Radio (cm)	Req (cm)	β	E _{prom} (kV/cm)	E _{máx} (kV/cm)	E _o (kV/cm)	Relación E _o /E _{prom}
750 MCM	2,848	1,424	14,233	0,370	17,23	19,12	22,79	1,19
1000 MCM	2,923	1,462	14,357	0,371	17,24	19,18	22,78	1,19
1100 MCM	3,065	1,533	14,586	0,373	17,26	19,29	22,77	1,18
1200 MCM	3,202	1,601	14,800	0,374	17,28	19,41	22,76	1,17
1250 MCM	3,270	1,635	14,904	0,375	17,29	19,46	22,75	1,17
1300 MCM	3,332	1,666	14,998	0,376	17,30	19,52	22,75	1,17
1400 MCM	3,463	1,732	15,192	0,378	17,32	19,63	22,74	1,16
1500 MCM	3,585	1,793	15,368	0,379	17,35	19,74	22,73	1,15
1600 MCM	3,704	1,852	15,537	0,381	17,37	19,85	22,72	1,14
1700 MCM	3,815	1,908	15,690	0,382	17,39	19,95	22,71	1,14

Dónde:

U = 550: Máxima tensión de la línea, [kV].

N = 4: Número de subconductores de una misma fase.

R: Radio de los subconductores agrupados en una misma fase.

R_{eq}: Radio equivalente del Haz.

a = 1330: Separación entre fases o entre subconductores de fases opuestas, [cm].

H = 260: Altura equivalente, [cm].

s = 40: Separación entre subconductores, [cm].

δ = 0,875: Densidad relativa del aire para 1200 msnm y 20°C.

R = 25,981, [cm].

β : Factor que se aplica a conductores multifilares.

3.7.5 Selección de sección económica del conductor ACAR

Una vez preseleccionado el tipo de material y determinado la sección mínima del conductor, por capacidad térmica y gradiente superficial, se procede a determinar la sección óptima del conductor utilizando el método del Valor Presente de flujos de costos totales, cuyos principales componentes son los siguientes:

- El costo anual de las pérdidas de potencia y energía por efecto Joule,
- El costo anual de las pérdidas por efecto corona,
- El costo directo anual de la línea de transmisión para cada conductor analizado.

La selección de la sección económica del conductor se efectúa mediante el siguiente procedimiento:

- Se calculan los costos totales de construcción de línea para cada sección del conductor (se deben tener presente que a mayor sección, son mayores requerimientos de los soportes y el número de estructuras)
- Se proyectan las pérdidas por efecto Joule, potencia y energía, según las proyecciones de la demanda.
- Se calculan las pérdidas corona, potencia máxima y energía promedio anual.
- Se valorizan de manera aproximada las pérdidas de potencia y energía (Joule + Corona) y se aplican los precios de barra de salida de 550 kV (utilizando la información suministrada por OSINERGMIN).
- La comparación económica se efectúa por el método del valor presente del flujo de costos totales: Inversión + Pérdidas + Valor de las instalaciones, para un periodo de 20 años, a la tasa de descuento de 12% anual.

3.8 Coordinación de aislamiento de las líneas 500 kV

3.8.1 Premisas de diseño

El diseño del aislamiento de la Línea de Transmisión 500 kV, se efectuará bajo la consideración de los siguientes criterios y tomando como referencia [7] y [8]:

- Diseño mecánico:
 - Diseño de cadena de suspensión.
 - Diseño de cadena de anclaje.
- Diseño Eléctrico:
 - Sobretensión a frecuencia industrial húmedo.
 - Sobretensión de maniobra.
 - Distancia de fuga.

3.8.2 Diseño mecánico de la cadena de aisladores

El diseño mecánico de la cadena de aisladores se efectuará para las estructuras de suspensión y de ángulo mediano.

a) Diseño de la cadena de suspensión

- **Condición de máximo viento**

El diseño mecánico se efectuará para cuatro conductores ACAR 750 kcmil por fase. El diseño se efectúa con los parámetros ambientales de la tabla 250-1-B para la zona A y Área 0 (menor que 3 000 msnm) del Código Nacional de Electricidad Suministro

2011 [2], que se mencionan a continuación:

- Temperatura, 25° C.
- Viento máximo transversal al eje de la línea 19.5 m/seg. (PV = 23.77 kg/m²).
- Deberá cumplirse la siguiente expresión:

$$P \geq f_s \times \sqrt{(T_1 + T_2 + T_3)^2 + (V_1 + V_2)^2} \quad (3.58)$$

Dónde:

P: Esfuerzo de rotura del aislador y herrajes.

T₁: Carga transversal debido al viento sobre el conductor.

T₂: Carga transversal debido al viento sobre los aisladores.

T₃: Carga transversal debido al ángulo de desvío.

T₃: T x sen(α/2)

T : Tiro del conductor en condición de máximo viento.

V₁: Peso del conductor, para el vano peso, [kg].

V₂: Peso de aislador + peso de herrajes, [kg].

F_s:2,0; factor de seguridad.

- **Condición de rotura del conductor**

El diseño mecánico se efectuará para cuatro conductores ACAR 750kcmil por fase y se efectuará para las siguientes condiciones:

- Temperatura promedio, 25° C.
- Viento promedio transversal al eje de la línea.
- Rotura de un conductor de fase.

En este caso la expresión a cumplirse es la siguiente:

$$P = f_s \times \sqrt{(V_2 + V_1^*)^2 + (T_1 + T_2 + T_3)^2 + (k \times L)^2} \quad (3.59)$$

Dónde:

P: Esfuerzo de rotura del aislador y herrajes

V₁*: 0,75*V₁

El cálculo del tiro longitudinal L está afectado por coeficientes de reducción de tiro y de impacto por rotura de conductor.

Después de la rotura del conductor, la cadena de aisladores utilizará el coeficiente de reducción de tiro y se aplica el factor de seguridad (f_s).

Coeficiente de reducción: k = 0,70 para conductor ACAR 750 kcmil.

Factor de seguridad : f_s = 2,00.

En el instante de la rotura de un conductor de fase, el tiro longitudinal L está afectado por un coeficiente de impacto α por rotura de conductor, resultando el siguiente valor:

Coeficiente de impacto: $\alpha = 3,50$ para conductor ACAR 750 kcmil.

En la Ecuación 3.59, cuando se calcula el esfuerzo en la cadena en el momento de la rotura de un conductor, el coeficiente de impacto “ α ” reemplaza en la fórmula al coeficiente “ k ”.

b) Diseño de la cadena de anclaje

- **Condición rotura de conductor**

El diseño mecánico se efectuará para cuatro conductores ACAR 800 kcmil por fase y se efectuará para las siguientes condiciones:

-Temperatura promedio, 25 °C.

-Viento promedio transversal al eje de la línea, $P_v = 0,00 \text{ kg/m}^2$.

-Rotura de un conductor de fase.

En donde se debe de cumplir que:

$$L = \frac{P}{\alpha} \quad (3.60)$$

Dónde:

P: Esfuerzo de rotura del aislador y herrajes

L: Máximo tiro longitudinal antes de la rotura de la cadena

α : Coeficiente de impacto en caso de rotura de la cadena de anclaje, se asume 3,50 para el conductor ACAR 750kcmil.

En conclusión, considerando cuatro conductores por fase tipo ACAR 750 kcmil y la selección de aisladores por distancia de fuga, la cadena de aisladores tipo Antineblina de suspensión y de anclaje deben resistir una fuerza de 160 kN y 210 kN respectivamente.

3.8.3 Diseño eléctrico de la cadena de aisladores

a) Diseño del aislamiento por Sobretensión a Frecuencia Industrial

Se efectúa el diseño del aislamiento por Sobretensión a Frecuencia Industrial, con contaminación y corregido por factores ambientales.

- **Cálculo de los Factores de Corrección Ambiental**

El factor de corrección ambiental a calcular es el relacionado a la densidad relativa del aire DRA.

El factor de corrección por densidad relativa del aire (DRA) es igual a 0,875 para una altitud máxima de 1000 msnm.

- **Cálculo del Número de Aisladores por Sobretensión a Frecuencia Industrial**

Se calcula la sobre tensión línea a tierra a frecuencia industrial VF_1 .

$$VF_1 = \frac{V_{LL}}{\sqrt{3}} K_{sv} K_f \quad (3.61)$$

Dónde:

$\frac{V_{LL}}{\sqrt{3}}$ = Valor de la tensión línea a tierra;

K_{sv} = Sobrevoltaje permitido en operación normal, por lo general 5% ($K_{sv} = 1,05$);

K_f = Factor de incremento de la tensión en las fases sanas durante una falla monofásica a tierra ($K_f = 1,3$).

Remplazando se obtiene:

$$VF_1 = 394,04 \text{ kV} \quad (3.62)$$

- Cálculo del Voltaje Crítico Disruptivo (V_{CFO}), mediante expresión de la IEC.

$$V_{CFO} = \frac{VF_1}{(1-3\sigma)} \quad (3.63)$$

Dónde:

$\sigma=6\%$, para voltaje de impulso debido a sobretensiones de maniobra seco ó húmedo y voltaje a frecuencia industrial húmedo.

Remplazando:

$$V_{CFO} = 480,54 \text{ kV} \quad (3.64)$$

- Cálculo de Voltaje Crítico Disruptivo Corregido (V_{CFOC}) por densidad relativa del aire (DRA) (V_{CFOC}) para frecuencia industrial:

$$V_{CFOC} = \frac{V_{CFO}}{DRA} \quad (3.65)$$

Dónde:

$DRA = 0,875$ para una altitud de 1 000 msnm y 20 °C.

Remplazando:

$$V_{CFOC} = \frac{480,54}{0,875} = 549,19 \text{ kV} \quad (3.66)$$

Utilizando el catálogo de fabricantes, el número de aisladores tipo Standard de 0,159 x 0,320, se seleccionan 15 unidades.

b) Diseño del aislamiento por Sobretensión de Maniobra

- **Cálculo de Sobretensión de Maniobra Máxima Convencional (VSM)**

La Sobretensión de Maniobra Máximo Convencional, en valor pico es:

$$VSM = \frac{V_{LL}\sqrt{2}}{\sqrt{3}} * SM \quad (3.67)$$

Dónde:

V_{LL} : Voltaje pico nominal del sistema, línea – línea.

SM : Sobretensión de maniobra en P.U., se asume igual a 3,35.

- **Cálculo del Voltaje Crítico Disruptivo (VCFO)**

Según criterio de la IEC:

$$VND = V_{CFO} * (1 - 3\sigma) \quad (3.68)$$

Dónde:

VND : Voltaje Mínimo Resistente, [kV].

V_{CFO} : Voltaje Crítico Disruptivo, [kV].

σ : Desviación estándar normalizada con respecto a la V_{CFO} , generalmente se asume 6%.

Considerando que el aislamiento exige que: $VSM \leq VND$

$$\frac{V_{LL}\sqrt{2}}{\sqrt{3}} * SM = V_{CFO} * (1 - 3\sigma) \quad (3.69)$$

Finalmente se obtiene la siguiente expresión:

$$V_{CFO} = \frac{1}{(1-3\sigma)} \left(\frac{V_{LL}\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \right) * SM \quad (3.70)$$

- **Cálculo del Voltaje Crítico Disruptivo Corregidos por Factores Ambientales (VCFOC).**

$$V_{CFOC} = V_{CFO} * K_1 * K_2 * \left(\frac{H_v}{DRA} \right)^N \quad (3.71)$$

Dónde:

K_1 : Factor de corrección por lluvia, normalmente es 1,05.

K_2 : Tensión impulso/sobretensión de maniobra es 1,2.

$H_v = 1,05$.

$DRA = 0,875$.

Remplazando:

$$V_{CFOC} = \frac{V_{LL} \times \sqrt{2}}{\sqrt{3}} \times SM \times K_1 \times K_2 \times \left(\frac{H_v}{DRA} \right)^n \times \frac{1}{(1-3\sigma)} \quad (3.72)$$

$$V_{CFOC} = \frac{525 \times \sqrt{2}}{\sqrt{3}} \times 3,35 \times 1,05 \times 1,2 \times \left(\frac{1,05}{0,875} \right)^1 \times \frac{1}{(1-3 \times 0,06)} \quad (3.73)$$

$$V_{CFOC} = 2\ 647,87\ kV \text{ (Voltaje Resistente)}$$

El Voltaje Crítico Disruptivo por sobretensión de maniobra corregido por factores ambientales es:

$$V_{CFOC} = 2\ 647,87\ kV \times 0,82 = 2\ 171\ kV \quad (3.74)$$

Utilizando el catálogo de fabricantes, el número de aisladores tipo Standard de 0,146 x 0,280, se seleccionan 24 unidades.

c) Diseño del aislamiento por Distancia de Fuga

La selección de los aisladores para un determinado nivel de contaminación se efectúa según las recomendaciones presentadas en la norma IEC-60815, que elabora el cálculo en base a la distancia de fuga de la cadena de aisladores.

La línea de transmisión a 500 kV en estudio, se caracteriza por recorrer los cerros cercanos a la costa y tramos muy cercanos al mar, definiéndose como una zona en donde esporádicamente se presentan lluvias, y en donde el trazo de ruta de la línea recorre altitudes menores de 1 000 msnm.

En la regla 233.C.2.b del Código nacional de Electricidad – Suministro, se determina la distancia adicional que debe incrementarse por encima de 1 000 msnm; el factor de altitud F_a es igual a 1 puesto la línea se encuentra en su gran mayoría por debajo de 1 000 msnm.

$$F_a = 1,03^d$$

Dónde:

$$d = \frac{(H-1000)}{300} \quad (3.75)$$

Dónde:

H= 1300 msnm, altura máxima en el trazo de la línea.

d = 1,00.

$F_a = 1,00$. En función a estas características asumiremos el nivel de contaminación según la norma IEC-60815:

Tabla 3.18: Niveles de contaminación según norma IEC 60815.

IEC 60815 Niveles de contaminación	Distancia de fuga unitaria (mm/kV)
Ligero	16
Medio	20
Pesado	25
Muy pesado	31

De acuerdo a medio ambiente del trazo de ruta se utiliza el Nivel IV de la IEC-60815 de 31 mm/kV, debido principalmente a que el trazo se encuentra cercano a la costa, presentando muchas áreas expuestas a vientos salinos, en donde se utilizarán cadenas de aisladores antineblina de vidrio templado, considerando la siguiente distancia de fuga total de la cadena (D_f):

$$D_f = kV * D_{fuga} * F_a \quad (3.76)$$

Dónde:

kV = 550 kV.

$D_{fuga} = 31$ mm/kV.

$$F_a = 1,00$$

Remplazando se obtiene:

$$D_f = 17050 \text{ mm} \quad (3.77)$$

La distancia de fuga unitaria del aislador tipo Fog es 620mm.

Número de aisladores= $17\ 050 / 620 = 28$ unidades.

El cálculo del número de aisladores por distancia de fuga, para la cadena de suspensión se sintetiza en la siguiente Tabla 3.19:

Tabla 3.19: Número de aisladores por distancia de fuga.

Altitud Máxima (msnm)	Factor de corrección por altitud F_a	Distancia de fuga unitaria (mm/kV)	Distancia de fuga requerida D_{fr} (mm)	Distancia de fuga mínima del aislador D_a (mm)	Número de aisladores de la cadena
1 000	1,00	31,00	17 050	620	28

3.8.4 Selección de aislamiento

a) Selección del tipo y número de aisladores

La cadena de aisladores de suspensión de la línea de transmisión se determina según los criterios de sobretensión a frecuencia industrial, sobretensión de maniobra y por distancia de fuga, habiéndose seleccionado 28 unidades aisladoras tipo antineblina para la cadena de suspensión y 28 unidades aisladoras tipo antineblina para la cadena de anclaje, según se muestra a continuación en la Tabla 3.20:

Tabla 3.20: Selección del número de aisladores

Tipo de aislamiento	Tipo de aislador	Número de aisladores
Sobretensión a frecuencia industrial	Estándar	14
Sobretensión por maniobra	Estándar	25
Línea de fuga	Antiniebla	28
Adoptado	Antiniebla	28

En conclusión, para la línea de transmisión de 500 kV, cuyo trazo se ubica en altitudes menores a 1 000 msnm se utilizará el siguiente aislamiento:

- Cadena de suspensión con 28 unidades tipo Antifog de 160 kN de fuerza electromecánica; y
- Cadena de anclaje 28 unidades tipo Antifog de 210 kN de fuerza.

Se adoptan los siguientes niveles básicos de aislamiento según la IEC:

- Tensión nominal 500 kV
- Tensión máxima de operación 550 kV
- Resistencia a sobretensión de maniobra (SWIL) 1 175 kV
- Resistencia a sobretensión de impulso (LWIL) 1 550 kV

La carga de rotura mínima de los aisladores tipo Antineblina debe ser de 160kN

para las cadenas de suspensión y de 210kN para las cadenas de anclaje.

La distancia mínima de fuga equivalente es igual a: $550\text{kV} \times 31\text{mm/kV} = 13\,750$ mm.

Utilizando un aislador de vidrio templado, la distancia de fuga de cada unidad aisladora tipo antiniebla debe ser por lo menos de 620 mm.

En el proyecto se utilizan aisladores de vidrio templado, tanto en las cadenas de suspensión y de anclaje, con las siguientes características listadas a continuación:

Tabla 3.21: Características técnicas de las cadenas de aisladores

Ítem	Suspensión	Anclaje
Material	Vidrio templado	Vidrio templado
Código fabricante	U160BP/155H	U210BP/155H
Tipo de acoplamiento	Ball & Socket	Ball & Socket
Distancia de fuga	620 mm	620 mm
Carga de rotura mecánica	160 kN	210 kN
Dimensiones	320 x 159 mm	320 x 159 mm
Peso unitario	9,5 kg	10,1 kg
Tensión soportada a frecuencia industrial		
· En seco un minuto	90 kV	90 kV
· Bajo lluvia un minuto	55 kV	55 kV
Tensión soportada al Impulso tipo rayo	140 kV	140 kV
Tensión sostenida perforación	130 kV	130 kV

3.9 Cálculos mecánicos para el tendido de conductores y cables de guarda

Para realizar el cálculo mecánico de los conductores y cables de guarda que se utilizarán en la línea, se realiza que el diseño anticipe los cambios de condiciones a los que estos conductores y cables serán sometidos a lo largo de su vida útil. Un correcto diseño permitirá un buen desempeño de los conductores y cables durante su instalación, operación y/o mantenimiento.

Para realizar este diseño se toman en cuenta las principales teorías y formulaciones basadas en consideraciones matemáticas y empíricas; como es el estudio de la catenaria, y empíricas pues se realizarán las principales hipótesis de carga que se encuentran definidas en nuestro código nacional de electricidad dependiendo de la ubicación y altura donde se instalará la línea.

A lo largo de la vida de la línea de transmisión, el conductor seleccionado soportará diferentes tensiones que pueden variar entre el 10% y 60%, esto debido al cambio de las condiciones de carga y temperatura que afectan luego de haber sido tendido el conductor.

Las principales condiciones en las cuales se presentan las diferentes tensiones máximas del conductor son las siguientes:

- Tensión Inicial sin carga: Esta condición hace referencia al estado inicial del conductor cuando ha sido inicialmente encadenado sin cargas de viento o hielo.
- Tensión final sin carga: Esta condición hace referencia después que el conductor ha sido tendido con las cargas de viento y hielo asumidas, y puede presentarse con el tiempo el efecto Creep.
- Tensión máxima con viento: Esta condición de tensión hace referencia al estado del conductor cuando la velocidad del viento que recae sobre él tiene valores de los más altos que se presentan en la zona por los últimos años.
- Tensión máxima con hielo: Esta condición se presenta cuando el conductor soporta cantidades de hielo sobre él.

Para un vano regulador dado, usualmente solo una de las condiciones de tensiones máximas controlarán el diseño de la línea y las otras tendrán pequeñas incidencias.

Las consideraciones del CNE – Suministro 2011 [2] para el diseño mecánico a tomar en cuenta para el diseño de la línea se presentan en sus secciones 24, 25 y 26.

3.9.1 Cargas y sobre cargas a considerar para el cálculo mecánico

El cálculo mecánico de los elementos constituyentes de una línea, cualquiera sea la naturaleza de estos, se efectúa teniendo en cuenta cargas y sobrecargas, estas pueden presentarse solas o en conjunto de acuerdo a las siguientes condiciones.

- **Cargas verticales**

Las cargas verticales en un cable corresponden a su propio peso, más el peso del recubrimiento de hielo que lo afecte.

- **Cargas horizontales**

Las cargas horizontales son debidas a la presión de viento, que se supone horizontal y aplicada en ángulo recto hacia la dirección de la línea.

- **Carga propia**

La carga propia del cable es la correspondiente al peso del elemento es decir de los materiales que lo constituyen, y que se presenta en las tablas de datos técnicos de los fabricantes, se expresa en daN/m.

- **Carga total**

La carga total en cada cable es la resultante de las 3 componentes (carga propia, sobrecarga de viento y sobrecarga de hielo), por lo que en todos los casos la tensión del cable se calcula a partir de la carga total, de esta manera:

$$W_t = \sqrt{(W_p + W_h)^2 + (W_v)^2} [daN/m] \quad (3.78)$$

Dónde:

W_p = Carga propia.

W_h = Carga debida al hielo.

W_v = Carga debida al viento.

W_t = Carga total.

- **Sobrecargas combinadas de hielo y viento**

La presencia del manguito de hielo tiene un doble efecto, ya que el peso de este último se suma al peso propio del cable, a la vez que aumenta el diámetro de la superficie cilíndrica del cable sobre la cual ejerce su acción el viento, la siguiente figura nos muestra la acción combinada de hielo y viento sobre el conductor.

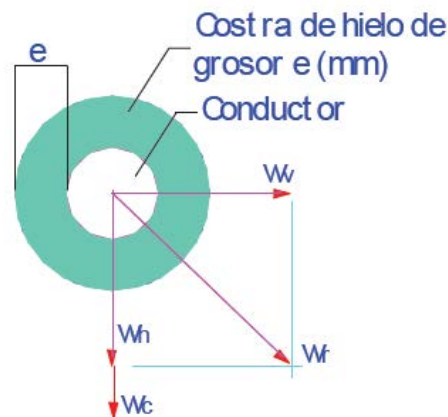


Figura 3.20: Sobrecargas de hielo y viento en cable

- **Sobrecargas debidas al viento sobre los conductores**

Las sobrecargas de viento horizontales o presiones debidas al viento, se aplican a las áreas proyectadas de los cables que están siendo sostenidos, Según el CNE – Suministro 2011 [2], sección 250.C, se utilizará la siguiente fórmula calcular las cargas de viento:

$$W_v = K * V^2 * \frac{\phi + 2e}{10^4} S_f \text{ [daN/m]} \quad (3.79)$$

Dónde:

K: Constante de presión.

K = 0,613 para las elevaciones hasta 3000 m.s.n.m.

K = 0,455 para las elevaciones a partir de los 3000 m.s.n.m.

ϕ : Diámetro del conductor, [m/s].

e: Espesor del manguito de hielo, [m/s].

V: Velocidad del viento, [m/s].

S_f : Factor de forma.

- **Sobrecargas debidas al hielo sobre los conductores**

Para calcular las sobrecargas debidas a este efecto se considera que el hielo se forma en forma radial al conductor (manguito de hielo), conforme indica la regla 250.B del

CNE – Suministro 2011 [2] se supone que el hielo tiene una densidad de 913 kg/m³, de esta manera se puede llegar a la siguiente fórmula:

$$W_h = \pi * \left[\left(\frac{\phi}{2} + e \right)^2 - \left(\frac{\phi}{2} \right)^2 \right] * \frac{913 * 9.81}{10^7} [daN/m] \quad (3.80)$$

Dónde:

e: Espesor del manguito de hielo, [mm].

- **Coefficiente de sobrecarga**

Se llama coeficiente de sobrecarga a la relación entre la carga total y la carga propia, siendo evidente que cuando no existan las sobrecargas de hielo y/o de viento la constante e sobrecarga es igual a la unidad, siendo la fórmula:

$$m = \frac{W_t}{W_p} \quad (3.81)$$

Dónde:

m = Coeficiente de sobrecarga

3.9.2 Zonas y áreas de cargas atmosféricas

En su numeral 250.B el CNE - Suministro 2001 nos habla de las sobrecargas de viento, hielo y combinación de ambas para las que como mínimo deben estar diseñadas las líneas, de esta manera se definen 3 zonas de carga generales, las cuales son:

- Zona A - Ligera
- Zona B – Regular
- Zona C – Fuerte

Además nos define cuatro áreas dependientes de la altitud que se superponen a estas zonas, denominadas:

- Área 0 – menor a 3000 m.s.n.m.
- Área 1 – de 3000 a 4000 m.s.n.m.
- Área 2 – de 4000 a 4500 m.s.n.m.
- Área 3 – sobre los 4500 m.s.n.m.

Siendo las zonas A, B y C las que determinan las cargas de viento, las cuales se ven incrementadas con cargas de hielo en la medida que se superponen las áreas de carga, en la Figura 3.21 tomada del CNE – Suministro 2011 [2], se muestran las zonas de carga donde se aplican dichas cargas.

Conforme al trazo y a la extensión de la línea, las cargas a las que se someterá el cable son las correspondientes a la zona C y al área 0, por lo que se evaluará el comportamiento mecánico de los mismos en función de su ubicación, con lo cual los criterios de carga serán según lo mostrado en la Tabla 3.22.

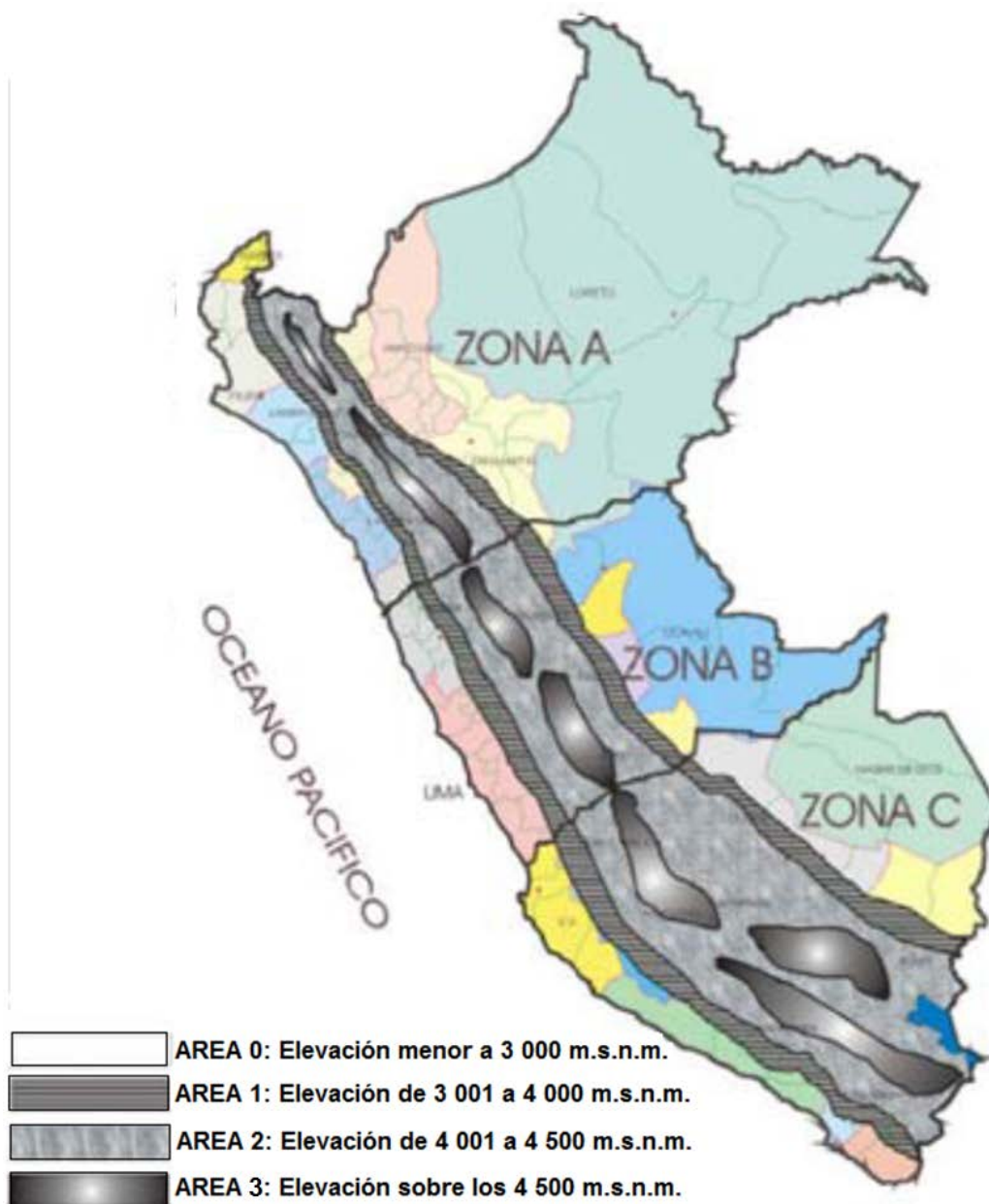


Figura 3.21: Ubicación de las zonas de carga en el Perú

Tabla 3.22: Zona de cargas según CNE Suministro 2011

Zona de carga	Área 0	Área 1	Área 2
Caso de solo viento			
Velocidad horizontal del viento	26m/s	29m/s	31,5m/s%
Temperatura Media	10°C	5°C	0°C
Caso de solo hielo			
Grosor radial del hielo	No hay	6mm	25mm
Temperatura Media	0°C	0°C	-5°C
Caso del hielo + viento			
Velocidad horizontal del viento	14m/s	14,5m/s	15,5m/s%
Grosor radial del hielo	No hay	3mm	12mm
Temperatura Media	5°C	0°C	-5°C

Las temperaturas máximas corresponderán a las máximas admisibles por el conductor, las mínimas son las menores que se espera se presenten durante la operación de la línea a lo largo de las zonas de carga.

3.9.3 Estudio matemático del conductor

El conductor y/o cable de guarda en una línea de transmisión se comporta como una catenaria, por lo que su estudio y diseño se realiza de acuerdo a esto, es importante entender que la catenaria es un lugar geométrico, de igual manera que lo son la parábola, elipse, hipérbola, etc.

Su comportamiento ha sido estudiado por diferentes autores, ver referencia [6], [11] o [14], y las formulaciones que se presentan son el resultado de estos estudios, entre las fórmulas que describen a la catenaria existen aquellas que nos sirven para determinar la geometría de la misma, estas son útiles entre otras cosas para calcular las distancias mínimas de seguridad de la línea al terreno, además nos sirven para la ubicación de las estructuras a lo largo de la trayectoria de la línea y sobre el perfil que esta determina en el terreno por el que atraviesa.

Por otro lado también están las formulaciones mecánicas, las que nos dan una idea de la dimensión de las fuerzas a las que se verá sujeta la línea de transmisión y la que esta ocasionará sobre los elementos que la soportan, ya sean estos herrajes, aisladores, estructuras, etc.

a) Ecuación de la catenaria

La Figura 3.22 es la representación del conductor suspendido entre dos puntos de apoyo (A y B) que se encuentra a un mismo nivel.

La ecuación de la catenaria que describe el conductor es:

$$y = C * \cosh\left(\frac{x}{C}\right), [m] \quad (3.82)$$

Dónde:

y: Distancia de un punto de la catenaria al eje horizontal, [m].

C: Parámetro de la catenaria, [m]

$$C = \frac{T_0}{W_t}, [m] \quad (3.83)$$

T_0 = Componente horizontal de la tensión a lo largo de la catenaria, [daN]

W_t = Carga total, [daN/m]

Recordando el desarrollo en series del coseno hiperbólico, se puede expresar de la siguiente manera:

$$\cosh(x) = 1 + \frac{x^2}{2!} + \frac{x^4}{4!} + \frac{x^6}{6!} + \dots \quad (3.84)$$

Eliminando los términos de orden 3 o superior podemos llegar a la siguiente ecuación aproximada de la catenaria, que es muy certera para vanos cortos (Menores a

los 300 m).

Se debe entender que el eje Y es paralelo al vector carga total que actúa sobre el cable (Figura 3.22), aunque su sentido es opuesto a dicho vector; este eje Y siempre pasa a medio vano para el caso de un cable suspendido en 2 apoyos al mismo nivel, el plano XY es aquel que pasa sobre los puntos de la catenaria; el punto "v" es el vértice de la catenaria y se encuentra sobre el eje Y; la distancia entre el vértice y el origen del plano XY es igual al parámetro (c); este plano XY surge como consecuencia de la combinación entre la carga total y la tensión horizontal a la que es sometido el cable, por lo que es independiente al perfil del terreno y a la ubicación de los puntos apoyos A y B.

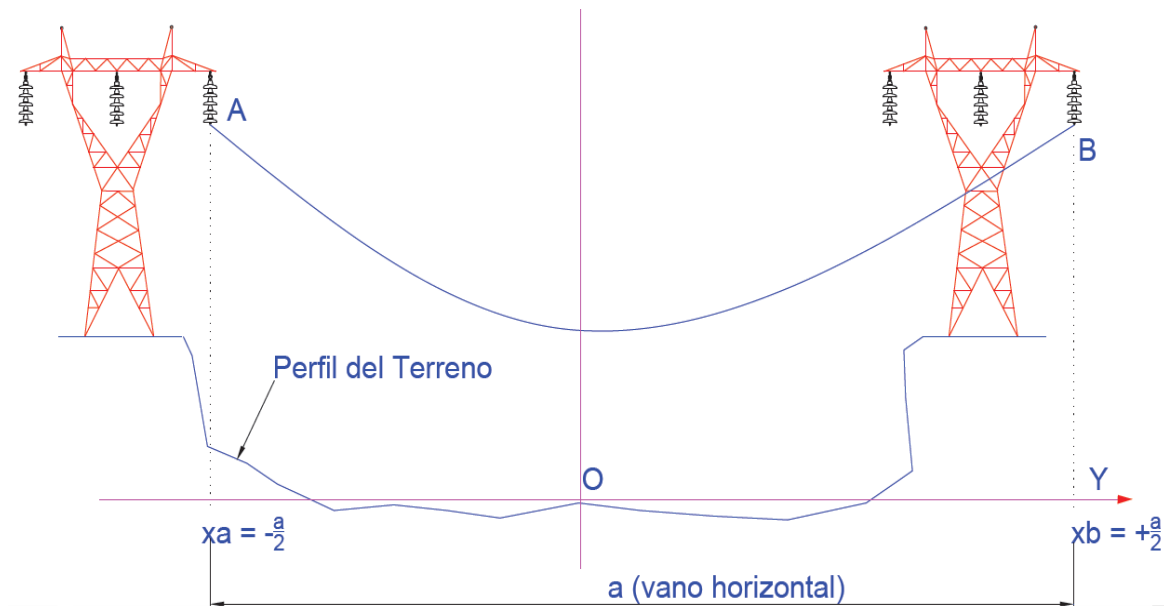


Figura 3.22: Diagrama de dos estructuras cuyos puntos de suspensión están nivelados

b) Ecuación de la flecha

La flecha es definida como la distancia a mitad del vano entre la catenaria y la cuerda que une los puntos de apoyo (A y B), esta siempre es la máxima distancia entre ambas líneas, su ecuación exacta es:

$$f' = C \left(\text{Cosh} \left(\frac{a}{2C} \right) - 1 \right) [m] \quad (3.85)$$

Dónde:

f' = flecha de la catenaria, [m]

a = vano, [m]

De manera similar a lo anteriormente expuesto también existe una ecuación aproximada para la flecha, que es:

$$f' = \frac{a^2}{8C}, [m] \quad (3.86)$$

La flecha y la catenaria se pueden apreciar en la Figura 3.23:

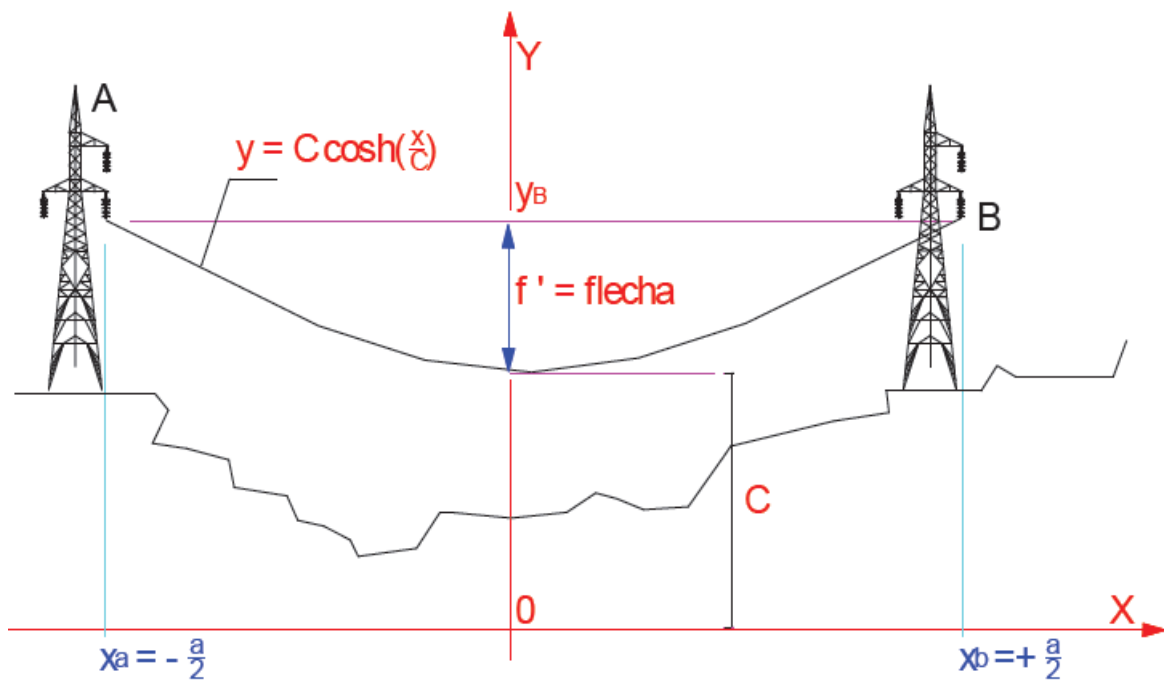


Figura 3.23: Flecha de la catenaria

c) Ecuación del tiro

Para cada punto de la catenaria existe un correspondiente valor de tensión llamado tiro que es tangente a la catenaria, cada una de estos tiros tiene una componente horizontal (paralela al eje x) que es igual en todos los puntos a lo largo de la catenaria, y también tiene una componente en el sentido del eje Y, que corresponde a la acción de W_t .

Las ecuaciones de estos tiros son:

$$T = T_0 * \cosh\left(\frac{x}{c}\right) \quad (3.87)$$

$$T_y = T_0 * \sinh\left(\frac{x}{c}\right) \quad (3.88)$$

$$T = \sqrt{T_0^2 + T_y^2} \quad (3.89)$$

Por esfuerzo entendemos como el coeficiente de dividir el tiro por la sección del cable, de esta manera para cada valor de tensión corresponde un esfuerzo, así:

$$\sigma = \frac{T}{A} \quad (3.90)$$

$$\sigma_0 = \frac{T_0}{A} \quad (3.91)$$

$$\sigma_y = \frac{T_y}{A} \quad (3.92)$$

Dónde:

σ : Esfuerzo, [daN/mm²].

A: Sección del cable, [mm²].

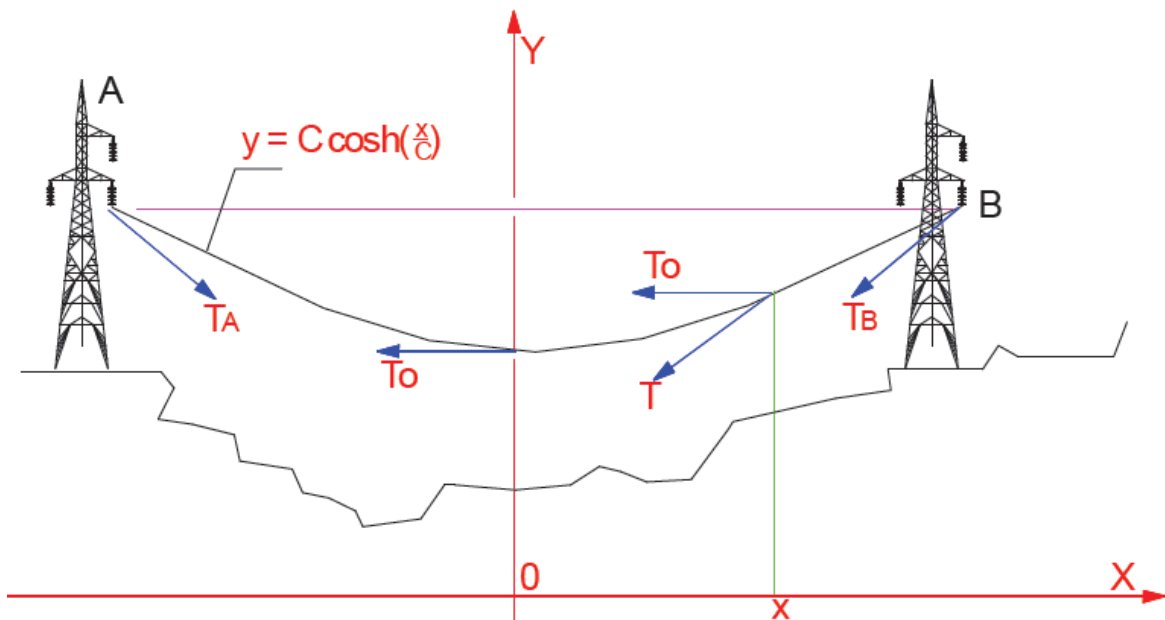


Figura 3.24: Tiros sobre la catenaria

d) Ecuación de cambio de estado

Como hemos expuesto anteriormente, el cable una vez tendido experimenta los efectos del medio ambiente sobre él, de esta manera sobre el conductor en cada circunstancia sufrirá cambios de temperaturas y cargas sobre sí, lo que consecuentemente ocasionará el cambio del parámetro de la catenaria, por lo tanto para cada estado del cable se establece una catenaria diferente, a cada uno de estas combinaciones de temperatura, viento y hielo les llamamos estados.

Para determinar el tiro en un estado se puede partir desde un estado inicial utilizando la ecuación de cambio de estado, que es:

$$\sigma_2^2 * \left[\sigma_2 + \alpha * E * (\theta_2 - \theta_1) + \frac{W_{t1}^2 * a^2 * E}{24 * A^2 * \sigma_1^2} - \sigma_1 \right] = \frac{W_{t2}^2 * a^2 * E}{24 * A^2} \quad (3.93)$$

Dónde:

σ_2 : Esfuerzo en el estado 2, [daN/mm²].

σ_1 : Esfuerzo en el estado 1, [daN/mm²].

α : Coeficiente de dilatación térmica del cable, [1/°C]

E : Módulo de elasticidad, [daN/mm²].

A : Sección del cable, [mm²].

a : Vano de cálculo, [m].

W_{t2} : Carga total en el estado 2 [daN/m].

W_{t1} : Carga total en el estado 1 [daN/m].

θ_2 : Temperatura en el estado 2 [°C].

θ_1 : Temperatura en el estado 1 [°C].

Se pueden agrupar de manera conveniente los términos de la ecuación de cambio de estado para que tenga la forma de una ecuación de tercer grado.

$$A = \left[\alpha * E * (\theta_2 - \theta_1) + \frac{W_{t1}^2 * a^2 * E}{24 * A^2 * \sigma_1^2} - \sigma_1 \right] \quad (3.94)$$

$$B = \frac{W_{t2}^2 * a^2 * E}{24 * A^2} \quad (3.95)$$

De esta manera se llega a la ecuación:

$$\sigma_2^2 * [\sigma_2 + A] = B \quad (3.96)$$

3.9.4 Vano Regulador

Si todos los vanos en una sección de la línea entre estructuras de anclaje son de la misma longitud, con cargas uniformes de viento y hielo, esto dará iguales tensiones del conductor en todos los vanos, con el resultado del cambio de la temperatura y las cargas de viento y hielo causarían que las tensiones del conductor sean mayores en vanos más grandes y menores en vanos más cortos cuando se comparan con las tensiones de los vanos uniformes.

El vano regulador es un diseño asumido de vanos uniformes que aproximadamente retrata el comportamiento mecánico de una sección de línea entre sus soportes de fin de línea. El vano regulador es usado en el diseño y construcción de una línea para proporcionar una longitud de vano regular la cual es representativa de las longitudes de los vanos entre las estructuras de fin de línea.

a) Cálculo del vano regulador para estructuras al mismo nivel

En una línea donde todos los vanos son iguales, el vano regulador es de la misma longitud que los vanos de la línea. Donde los vanos varían en longitud, el vano regulador está entre los valores del vano más corto y el vano más largo de la línea, pero es principalmente determinado por el vano de mayor longitud.

Entonces es posible encontrar un vano que empleado en el cálculo permite que los tiros - vértices tiendan a ser iguales en todos los vanos del tramo, pues si estos tiros - vértice son iguales en los vanos del tramo, entonces las cadenas de suspensión serán verticales en cada uno de los soportes de alineamiento del tramo.

Es evidente, que lo ideal en el tramo, es que los vanos sean iguales y por lo tanto los tiros lo serán también. Sin embargo, por la configuración del perfil de la línea, esto no es posible, y por ello determinaremos un vano de cálculo denominado "vano regulador" que logre igualar los tiros-vértice en el tramo.

Para determinar este vano regulador se parte de la ecuación de cambio de estado que se muestra a continuación:

$$L_2 - L_1 = \left[\alpha(\theta_2 - \theta_1) + \frac{T_{02} - T_{01}}{AE} \right] a \quad (3.97)$$

Esta ecuación se aplica para un vano particular de "a" metros de longitud, ahora si consideramos que "a" es un vano de un tramo de la línea, para la variación de la longitud total del tramo de "n" vanos será mediante la siguiente fórmula:

$$\sum_1^n (L_2 - L_1) = \left[\alpha(\theta_2 - \theta_1) + \frac{T_{02} - T_{01}}{AE} \right] \sum_1^n a \quad (3.98)$$

$$\sum_1^n (L_2 - L_1) = \frac{1}{24} \left[\frac{W_{r2}^2}{T_{02}^2} - \frac{W_{r1}^2}{T_{01}^2} \right] \sum_1^n a \quad (3.99)$$

$$\left[\alpha(\theta_2 - \theta_1) + \frac{T_{02} - T_{01}}{AE} \right] \sum_1^n a = \frac{1}{24} \left[\frac{W_{r2}^2}{T_{02}^2} - \frac{W_{r1}^2}{T_{01}^2} \right] \sum_1^n a^3 \quad (3.100)$$

$$\left[\alpha(\theta_2 - \theta_1) + \frac{T_{02} - T_{01}}{AE} \right] = \frac{1}{24} \left[\frac{W_{r2}^2}{T_{02}^2} - \frac{W_{r1}^2}{T_{01}^2} \right] \frac{\sum_1^n a^3}{\sum_1^n a} \quad (3.101)$$

Ahora si la comparamos con la ecuación de cambio de estado para un solo vano que se presenta a continuación:

$$\left[\alpha(\theta_2 - \theta_1) + \frac{T_{02} - T_{01}}{AE} \right] = \frac{1}{24} \left[\frac{W_{r2}^2}{T_{02}^2} - \frac{W_{r1}^2}{T_{01}^2} \right] a^2 \quad (3.102)$$

Donde podríamos considerar que "a = a_r" para un único vano equivalente o "vano regulador", entonces se obtendría la siguiente expresión:

$$a^2 = a_r^2 = \frac{\sum_1^n a^3}{\sum_1^n a} \quad (3.103)$$

Donde finalmente se obtiene el vano regulador "a_r" que será empleado en el cálculo de las flechas de todos los vanos a lo largo de cada tramo:

$$a_r = \sqrt{\frac{\sum_1^n a^3}{\sum_1^n a}} \quad (3.104)$$

La expresión anterior nos permite calcular el vano regulador para estructuras que se encuentran a un mismo nivel, pero como sabemos dentro del perfil de una línea tenemos vanos a diferentes niveles y para esto se procede a calcular el vano regulador para vanos a desnivel.

b) Cálculo del vano regulador para estructuras a desnivel

Partiendo de la ecuación de cambio de estado para vanos a desnivel, la cual se muestra a continuación:

$$\left[\alpha(\theta_2 - \theta_1) \frac{b^2}{a} + \left(\frac{\sigma_{02} - \sigma_{01}}{E} \right) \frac{b^2}{a} \right] - \frac{a}{24 A^2} \left[\frac{W_{r2}^2}{\sigma_{02}^2} - \frac{W_{r1}^2}{\sigma_{01}^2} \right] = 0 \quad (3.105)$$

Donde los esfuerzos medios se obtienen mediante las siguientes expresiones:

$$\sigma_2 = \frac{\sigma_{02}}{\cos \delta} = \sigma_{02} \frac{b}{a} \quad (3.106)$$

$$\sigma_1 = \frac{\sigma_{01}}{\cos \delta} = \sigma_{01} \frac{b}{a} \quad (3.107)$$

Además:

$$\tan \delta = \frac{h}{a} \quad (3.108)$$

Por lo que obtenemos la siguiente expresión de cambio de estado para vanos a desnivel:

$$\left[\alpha(\theta_2 - \theta_1) \frac{b^2}{a} + \left(\frac{\sigma_{o2} - \sigma_{o1}}{E} \right) \frac{b^3}{a^2} \right] - a^3 \left[\frac{W_{r2}^2}{\sigma_{o2}^2} - \frac{W_{r1}^2}{\sigma_{o1}^2} \right] = 0 \quad (3.109)$$

Luego, considerando la sumatoria para "n" vanos del tramo se obtiene lo siguiente:

$$\alpha(\theta_2 - \theta_1) \sum_1^n \frac{b^2}{a} + \left(\frac{\sigma_{o2} - \sigma_{o1}}{E} \right) \sum_1^n \frac{b^3}{a^2} - \sum_1^n a^3 \left[\frac{W_{r2}^2}{\sigma_{o2}^2} - \frac{W_{r1}^2}{\sigma_{o1}^2} \right] = 0 \quad (3.110)$$

Y haciendo que las expresiones (3.106) y (3.107) consideren las sumatorias para "n" vanos, se tendría:

$$\sigma_2 = \sigma_{o2} \frac{\sum_1^n \frac{b^3}{a^2}}{\sum_1^n \frac{b^2}{a}} \quad (3.111)$$

$$\sigma_1 = \sigma_{o1} \frac{\sum_1^n \frac{b^3}{a^2}}{\sum_1^n \frac{b^2}{a}} \quad (3.112)$$

Luego la ecuación (3.110) se convierte en:

$$\alpha(\theta_2 - \theta_1) + \left(\frac{\sigma_{o2} - \sigma_{o1}}{E} \right) - \left[\frac{W_{r2}^2}{\sigma_{o2}^2} - \frac{W_{r1}^2}{\sigma_{o1}^2} \right] \left(\frac{\sum_1^n \frac{b^3}{a^2}}{\sum_1^n \frac{b^2}{a}} \right) \frac{\sum_1^n a^3}{\sum_1^n \frac{b^2}{a}} = 0 \quad (3.113)$$

Finalmente procedemos a compararla con la ECE:

$$\alpha(\theta_2 - \theta_1) + \left(\frac{\sigma_{o2} - \sigma_{o1}}{E} \right) - \left[\frac{W_{r2}^2}{\sigma_{o2}^2} - \frac{W_{r1}^2}{\sigma_{o1}^2} \right] a_r^2 = 0 \quad (3.114)$$

Al comparar las ecuaciones (3.113) y (3.114) obtenemos el vano regulador "a_r":

$$a_r = \left(\frac{\sum_1^n \frac{b^3}{a^2}}{\sum_1^n \frac{b^2}{a}} \right) \sqrt{\frac{\sum_1^n a^3}{\sum_1^n \frac{b^2}{a}}} \quad (3.115)$$

3.9.5 Tensión de tendido o Tensión de cada día

Luego de haber definido el conductor a utilizarse en la línea el siguiente paso en el diseño del cálculo mecánico es el definir el tiro de templado o tendido del conductor.

Este tiro es llamado también la tensión de cada día o EDS (Every Day Stress), que se define como aquella tensión máxima admisible que se presenta la mayor parte del tiempo, es decir en todo el tiempo en que la temperatura sea la media.

Las consideraciones para elegir este tiro T_o, depende luego de evaluar las consideraciones de que este valor no puede ser muy bajo pues la longitud del conductor sería mayor, pero si este valor es muy elevado se tendrá que considerar soportes que puedan resistir estos tiros mayores.

Por causas de experiencias alrededor de los diseños de líneas de transmisión se determina que el valor de tendido no debe superar el 20% del tiro de ruptura del conductor, esto a causa de que se pueda disminuir los efectos que causan las vibraciones resonantes en los conductores. De manera equivalente se tiene que el esfuerzo de templado no debe de superar el 20% del esfuerzo mínimo de ruptura del conductor.

Para la propuesta de diseño consideraremos un tiro de tensión de cada día igual al 18% del tiro de ruptura del conductor.

El CNE – Suministro 2011 [2] nos habla en la regla 261.H.2.b de estos límites, por lo que tomando la regla como guía, respetando las zonas y áreas de carga que recorre la línea se determinaron las siguientes condiciones de EDS. La Tabla 3.23 nos muestra dichos estados.

Tabla 3.23: Condiciones de EDS para las zonas de carga

Zona de carga	Área 0	Área 1	Área 2
EDS Inicial			
Tracción máxima (% de la Tracción de ruptura)	18%	18%	18%
Temperatura Media	15°C	12°C	5°C
EDS Final (CREEP a 20 años)			
Tracción máxima (% de la Tracción de ruptura)	20%	20%	20%
Temperatura Media	15°C	12°C	5°C

a) Máximos esfuerzos de tensión

De acuerdo a la regla 261.H.2.a. Del CNE – Suministro 2011 [2], los esfuerzos de tensión del cable aéreo no deberán ser mayores del 60% del esfuerzo de rotura nominal del conductor o cable de guarda, para cualquiera de las condiciones de sobrecarga.

- **Características de los cables**

A continuación se resumen en la Tabla 3.24 y Tabla 3.25 las características físicas de los cables conductores y cables de guarda.

Tabla 3.24: Características físicas de los cables conductores

Características	750 MCM	1000 MCM	1200 MCM
Tipo	ACAR	ACAR	ACAR
Diámetro	25,3 mm	29,3 mm	32,03 mm
Sección transversal	379,7 mm ²	506,8 mm ²	608,24 mm ²
Peso propio	1,0210 daN/m	1,3614 daN/m	1,6337 daN/m
Carga de rotura	9805,94 daN	13 132,20 daN	17 647,9 daN

Tabla 3.25: Características físicas de los cables de guarda

	Acero Galvanizado	OPGW
Designación	AAAC	-

	Acero Galvanizado	OPGW
Código	EHS	-
Diámetro	9,52 mm	
Sección transversal	55,4 mm ²	608,24 mm ²
Peso propio	0,424 daN/m	1,6337 daN/m
Carga de rotura	7357,50 daN	1 1281,50 daN

3.9.6 Hipótesis de cálculo en conductores tendidos

Para realizar el cálculo de las hipótesis que consideraremos en nuestro diseño de la línea, estas hipótesis se encuentran definidas en nuestro código nacional de electricidad dependiendo de la ubicación y altura donde se instalará la línea.

En base a estas hipótesis elegiremos el tiro (T_0) de templado y que nos servirá de punto de partida para determinar el comportamiento del conductor en cualquiera de las condiciones que se presenten de temperatura.

Consideraremos como mínimo tres hipótesis que son las que usualmente se consideran en los diseños de líneas, se pueden adicionar otras hipótesis pero las principales a considerar son las siguientes:

- **Hipótesis I**

Esta hipótesis usualmente es llamada de máximos esfuerzos, presenta la máxima exigencia de esfuerzos en el conductor, que generalmente se da a la mínima temperatura y máxima presión de viento.

En esta condición el valor que presenta el coeficiente de seguridad del conductor es el mínimo asignado. El tiro que se calcule con este coeficiente de seguridad es muy importante pues será usado al diseñar la estructura de soporte.

- **Hipótesis II**

Esta hipótesis usualmente es denominada hipótesis de templado, y se refiere a aquellas condiciones normales o promedio que se presentan en la mayor cantidad de tiempo durante el periodo por ejemplo de un año y es a estas condiciones a la que se realiza el tensado del conductor, en esta hipótesis es donde el conductor soporta el esfuerzo de cada día (EDS) o tensión de cada día (TCD).

- **Hipótesis III**

Esta hipótesis usualmente es llamada de temperatura máxima o de flecha máxima pues la flecha máxima se presenta a las condiciones de máxima temperatura y esta flecha es la que interviene al dimensionar el tamaño de la estructura.

Es por este motivo que esta hipótesis es importante y en la cual debemos de asignar una correcta temperatura máxima.

En la práctica, se puede tomar hipótesis adicionales de acuerdo a requerimientos

de diseño o particularidades de la zona, a continuación en la Tabla 3.26 se presentan las hipótesis de cálculo para cables.

Tabla 3.26: Hipótesis de cálculo para cables conductores

Zona de carga	Área 0	Área 1	Área 2
EDS Inicial			
Tracción máxima (% de la Tracción de ruptura)	25%	25%	25%
Temperatura Media	15°C	12°C	5°C
EDS Final (CREEP a 20 años)			
Tracción máxima (% de la Tracción de ruptura)	20%	20%	20%
Temperatura Media	15°C	12°C	5°C
Temperatura máxima (CREEP a 20 años)			
Temperatura	65°C	60°C	60°C
Tracción máxima (% de la Tracción de ruptura)	30%	30%	30%
Temperatura mínima (Inicial)			
Temperatura	-5°C	-10°C	-15°C
Tracción máxima (% de la Tracción de ruptura)	30%	30%	30%
Caso de solo viento (inicial)			
Tracción máxima (% de la Tracción de ruptura)	60%	60%	60%
Velocidad horizontal del viento	26 m/s	29 m/s	31,5 m/s
Temperatura	10°C	5°C	0°C
Caso de sólo hielo (inicial)			
Tracción máxima (% de la Tracción de ruptura)	60%	60%	60%
Grosor radial del hielo	No hay	6 mm	25 mm
Temperatura	0°C	0°C	-5°C

Tabla 3.27: Hipótesis de cálculo para el cable de guarda y cable OPGW

Zona de carga	Área 0	Área 1	Área 2
EDS Inicial			
Tracción máxima (% de la Tracción de ruptura)	25%	25%	25%
Temperatura Media	15°C	12°C	5°C
EDS Final (CREEP a 20 años)			
Tracción máxima (% de la Tracción de ruptura)	20%	20%	20%
Temperatura Media	15°C	12°C	5°C
Temperatura máxima (CREEP a 20 años)			
Temperatura	65°C	60°C	60°C
Tracción máxima (% de la Tracción de ruptura)	30%	30%	30%
Temperatura mínima (Inicial)			
Temperatura	-5°C	-10°C	-15°C
Tracción máxima (% de la Tracción de ruptura)	30%	30%	30%
Caso de solo viento (inicial)			
Tracción máxima (% de la Tracción de ruptura)	60%	60%	60%
Velocidad horizontal del viento	26 m/s	29 m/s	31,5 m/s
Temperatura	10°C	5°C	0°C

Zona de carga	Área 0	Área 1	Área 2
Caso de sólo hielo (inicial)			
Tracción máxima (% de la Tracción de ruptura)	60%	60%	60%
Grosor radial del hielo	No hay	6 mm	25 mm
Temperatura	0°C	0°C	-5°C

3.9.7 Cálculo de tensiones y flechas

El cálculo de tensiones y flechas será hecho para cada tipo cable conductor y cable de guarda, para cada una de las áreas climatológicas consideradas, para vanos desde 250 m hasta 1600 m. En cada cálculo será identificada la condición de dominio o estado crítico que gobierna el comportamiento mecánico del cable, para cada vano. Las Tablas obtenidas de dicho cálculo se presentan en el Anexo C.

CAPITULO IV PRINCIPALES CONSIDERACIONES PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE LAS ESTRUCTURAS DE SOPORTE DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Las estructuras, deberán ser capaces de sostener a los conductores, aisladores, etc. y además resistir la acción de las fuerzas longitudinales, transversales y verticales ejercidas por los conductores, cables de guardia y la acción del viento.

Las torres se pueden clasificar de acuerdo a su función en la línea de transmisión, estas pueden ser principalmente de las siguientes clases:

- Suspensión.
- Anclaje.
- Retención.

Las torres que se utilizarán fueron seleccionadas teniendo presente factores como el vano que deben soportar, el ángulo de la línea, condiciones del terreno, etc. Las estructuras (torres) están diseñadas para ofrecer la resistencia mecánica apropiada, la separación entre conductores y la distancia libre entre el suelo y el conductor más bajo.

Para el dimensionamiento de las torres a utilizarse en la línea, se definió previamente los siguientes parámetros:

- Estados climatológicos.
- Niveles de aislamiento.
- Conductor económico.
- Ruta de la línea de transmisión.

En la Figura 4.1 se muestra un esquema de una torre de transmisión de 500 kV donde se mencionan sus principales elementos.

4.1 Clasificación de las estructuras

Los diferentes tipos de torres de acuerdo a su funcionamiento y que serán utilizadas son las siguientes:

- Estructura tipo Cross Rope de Suspensión Liviana (CSL).
- Estructura tipo V de Suspensión Liviana (VSL).
- Estructura tipo Autosoportada de Suspensión Liviana (ASL).
- Estructura tipo Autosoportada de Suspensión Reforzada (ASR).
- Estructura tipo Autosoportada de Anclaje Liviana (AAL).

- Estructura tipo Autoportada de Anclaje Reforzada (AAR).
- Estructura tipo Autoportada de Remate (ARA).
- Estructura tipo Autoportada de Anclaje Especial (AAE).
- Estructura tipo Autoportada de Transposición en Suspensión (ATS).

Los planos de las estructuras mencionadas serán mostrados en el Anexo A.

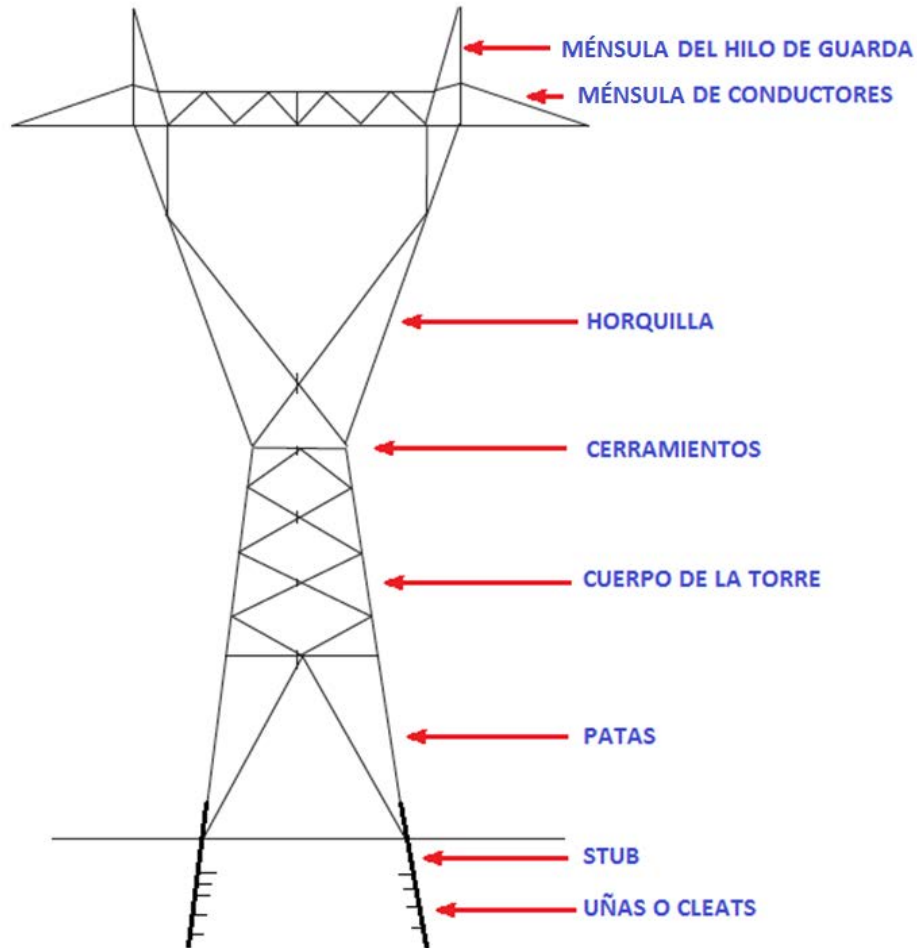


Figura 4.1: Principales elementos de una torre de línea de transmisión 500 kV

4.2 Dimensionamiento de las estructuras

Para determinar las dimensiones de las estructuras de soporte se considera las distancias mínimas que debe cumplirse, como se menciona a continuación:

- Distancia mínima horizontal entre conductores de acuerdo a las flechas máximas.
- Distancias mínimas del conductor a la superficie de la estructura.
- Distancias mínimas verticales entre conductores.
- Distancia mínima vertical entre cable guarda (fibra óptica) y el conductor superior.

Además las estructuras (torres) deberán de soportar todas las cargas que actúen sobre ellas como la de conductores, herrajes y aquellas producidas por el viento y hielo.

El Código Nacional de Electricidad (Tabla 261-A) clasifica estas cargas como se

menciona a continuación:

- Cargas transversales.
- Cargas verticales.
- Cargas longitudinales.
- Cargas eventuales.

Donde adicionalmente para el dimensionamiento de las estructuras se considera las llamadas cargas eventuales.

Cada tipo de estructura se diseña en función de sus vanos característicos siguientes:

- Vano lateral: El vano más largo admisible de los adyacentes a la estructura, que determina las dimensiones geométricas.
- Vano viento: La longitud igual a la semisuma proyectada de los vanos adyacentes.
- Vano peso: La distancia horizontal entre los puntos más bajos (reales o ficticios) del perfil del conductor en los dos vanos adyacentes a la estructura y que determinan la reacción vertical sobre la estructura en el punto de amarre del conductor.

4.2.1 Distancias mínimas entre conductores

Debido a la oscilación de los conductores, estos deben guardar restricciones límites en cuanto al vano adyacente y en cuanto a la inclinación de la cadena debido al viento.

La separación mínima entre conductores fija el vano máximo que puede tener una determinada estructura y es uno de los principales criterios para determinar la geometría de las estructuras.

a) Distancia mínima horizontal entre fases

Se toma como referencia lo establecido en el Art. 235.B.1.b (2) y Art. 235.B.2 del Código Nacional de Electricidad – Suministro (Perú) para conductores de línea mayores de 35 mm².

La distancia mínima admisible entre fases en el centro del vano se calcula de acuerdo a la siguiente expresión:

$$D_{ff} = k\sqrt{f + L_c} + \frac{kV}{150\delta} \quad (4.1)$$

Dónde:

D_{ff} : Distancia horizontal entre fases, [m].

$k = 0,75$ para separación vertical.

$k = 0,65$ para separación horizontal.

f : Flecha del conductor en metros calculada a 45° C de temperatura y sin viento, correspondiente al vano máximo hacia cualquier lado de cada tipo de estructura.

L_c : Longitud de la cadena de aisladores (m), en caso de anclaje $l_c = 0$

kV : Voltaje entre fases, [kV].

δ : Densidad relativa del aire.

- **Ángulo de la cadena:**

Del análisis de aislamiento se tiene que la longitud de la cadena de aisladores se define por el nivel de contaminación, la cual debe tener una distancia de fuga y longitud de arco seco tal como se realizó en c).

Al actuar el viento sobre el conductor este se inclina dependiendo de la relación:

$$Tg\theta = k \frac{L_v}{L_p} \quad (4.2)$$

Dónde:

θ : Ángulo de inclinación de la cadena.

k : Relación entre el peso unitario del viento sobre el peso unitario del conductor.

L_v : Longitud del vano viento.

L_p : Longitud del vano peso.

En la ecuación 4.2, se presenta el dimensionamiento mínimo de la cabeza de las torres de suspensión y retención, la silueta típica y el ángulo de balanceo para viento máximo y viento reducido para cada tipo de estructura.

El ángulo de balanceo se define teniendo en cuenta que no se superan las distancias de aislamiento contra sobretensiones por maniobra (viento reducido) y para frecuencia industrial(viento máximo) y se determina de la siguiente manera:

Para la distancia vertical:

$$\alpha = A \cos\left(\frac{da}{L_c}\right) \quad (4.3)$$

Para la distancia horizontal:

$$\alpha = A \sin\left(\frac{(B-da)}{LC}\right) \quad (4.4)$$

Dónde:

da : Distancia de aislamiento.

B : Longitud del brazo.

L_c : Longitud de la cadena de aisladores.

b) Distancia mínima del conductor a la superficie de la estructura

Para establecer las distancias de seguridad se considera lo establecido en la norma IEC60071-1 (Tabla A-1) para las sobretensiones de Impulso tipo Rayo y las tensiones de sostenimiento a Frecuencia Industrial.

La distancia mínima de los conductores a la estructura, tomando en consideración el ángulo de la cadena, de determina por la siguiente ecuación:

$$D_c = 0,1 + \frac{V_{ff}}{150} \quad (4.5)$$

Dónde:

V_{ff} : Tensión fase – fase.

c) Distancia mínima vertical entre conductores

Para determinar la distancia mínima vertical entre conductores se utiliza el criterio indicado en el capítulo anterior.

d) Distancia mínima entre cable guarda (Fibra Óptica) y conductor superior

Para este caso se establece que la flecha del cable de fibra óptica sea igual al 90% de la flecha del conductor superior en condiciones de EDS final.

La distancia vertical del cable de guardia al conductor más alto depende del ángulo de apantallamiento y viene dado por la siguiente fórmula:

$$D_{kg} = \frac{D_{ff}}{\text{Tg}\alpha} - Lc \quad (4.6)$$

Dónde:

α : Ángulo de apantallamiento.

4.2.2 Distancias de seguridad

Las distancias mínimas que se indican a continuación se refieren a las condiciones más desfavorables de la flecha máxima y conductores verticales o desviados, estas distancias son las que se mostraron en el Capítulo II. En la Figura 4.2 se muestra las principales dimensiones de una estructura de 500 kV.

a) Distancias mínimas de seguridad al terreno

Tomando como referencia el Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011 [2] Tabla 232-1a, se considera como distancias mínimas de seguridad al terreno:

- Al cruce de carreteras y avenidas.
- Al cruce de calles.
- Al cruce de vías de ferrocarril.
- A lo largo de carreteras y avenidas.
- A lo largo de calles.
- A áreas no transitado por vehículos.
- Sobre el nivel más alto de río no navegable.

4.3 Cargas sobre las estructuras de soporte

En condiciones de carga normales se considerará que la estructura está sujeta a la acción simultánea de las siguientes fuerzas:

- Cargas transversales.
- Cargas verticales.
- Cargas longitudinales.

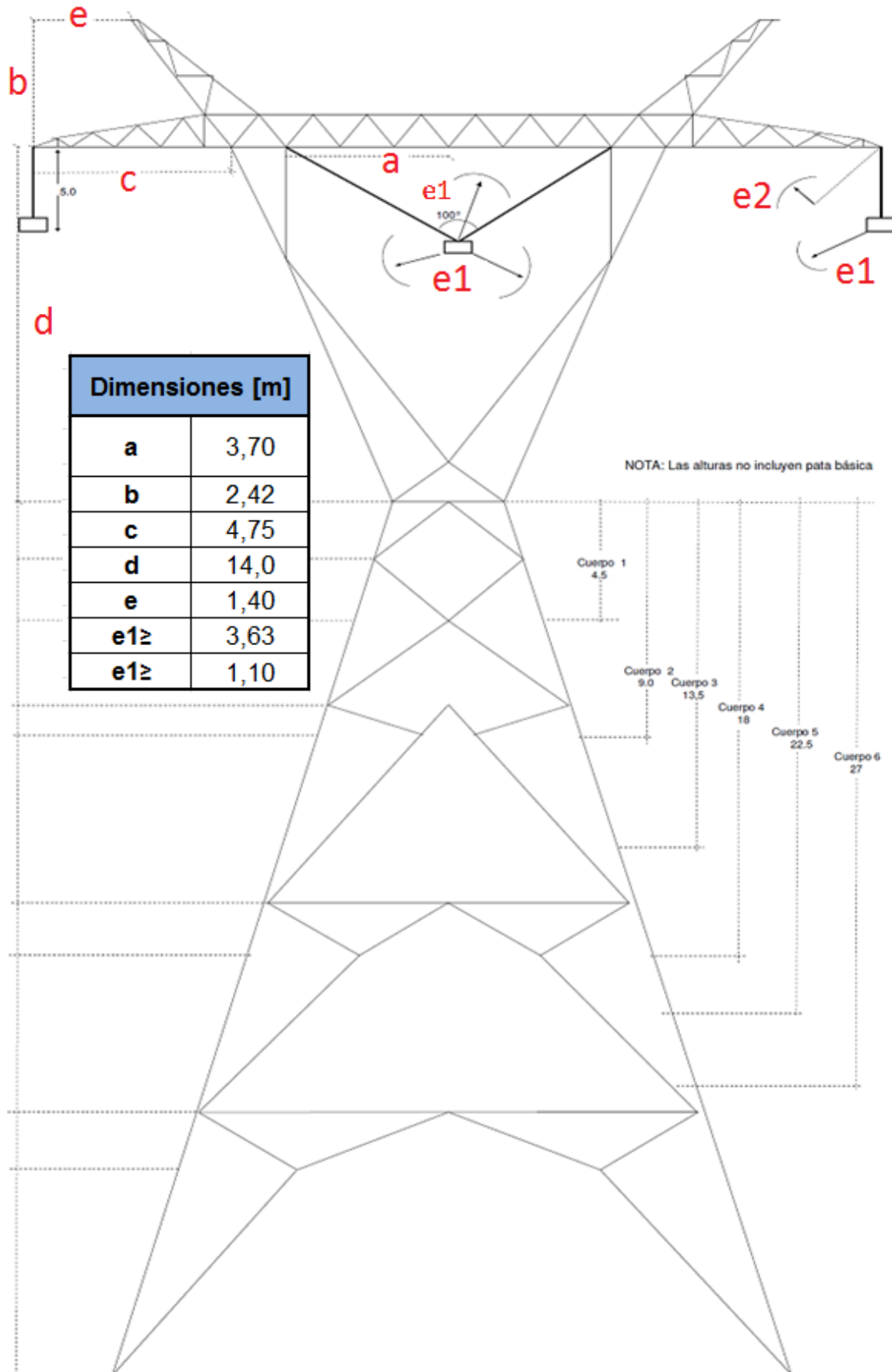


Figura 4.2: Distancias eléctricas torre a 500 kV

4.3.1 Cargas transversales

- **Presión del viento:**

La presión del viento sobre los conductores, hilo de guardia y la estructura viene dado por la siguiente fórmula:

$$p_v = kc \frac{v^2}{16} \quad (4.7)$$

Dónde:

$k = 2$ para estructuras y aisladores.

$k = 1$ para conductores e hilo de guardia.

$c =$ coeficiente de presión dinámica = 1,1.

$v =$ velocidad del viento en m/seg.

La carga que debe soportar la estructura está dada por la siguiente fórmula:

$$T_v = p_v L_v \phi \quad (4.8)$$

Dónde:

T_v : Carga sobre la estructura debida al viento, [Kg].

p_v : Presión del viento sobre el conductor, [Kg/m²].

L_v : Longitud del vano viento, que es igual a la semisuma de los vanos adyacentes, [m].

ϕ : Diámetro del conductor, [m].

- **Carga angular:**

Si una estructura se encuentra en un ángulo de línea, tendrá una carga debido a la tensión mecánica del conductor que es igual a:

$$T = 2T_0 \text{Sen} \left(\frac{\alpha}{2} \right) \quad (4.9)$$

Dónde:

T_0 : Tensión de tendido del conductor, [Kg].

α : Ángulo de la línea.

4.3.2 Cargas verticales

Las torres estarán soportando el peso de los conductores e hilo de guardia, de los aisladores y herrajes, siendo igual a:

$$V = P_0 L_p + V_1 + V_2 \quad (4.10)$$

Dónde:

P_0 : Peso del conductor por unidad de longitud, [kg/m].

L_p : Longitud del conductor comprendido entre los puntos más bajos de los vanos adyacentes a la estructura. Este es el llamado vano peso, [m].

$V_1 =$ Peso de los aisladores, [Kg].

$V_2 =$ Peso de los herrajes y amortiguadores, [Kg].

4.3.3 Cargas longitudinales

Estas cargas se deben a los comportamientos elásticos de los conductores y sus propiedades de dilatación térmica.

Su valor está determinado de acuerdo a la diferencia de longitudes de los vanos adyacentes a la estructura. Esto es, si los vanos adyacentes son iguales, no existirá carga longitudinal; pero si son diferentes, la estructura deberá soportar un desequilibrio longitudinal. Para obtener los valores de estas cargas mecánicas se requiere resolver la ecuación de cambio de estado para distintas temperaturas.

4.3.4 Cargas eventuales

Para el cálculo de cargas eventuales se considera las hipótesis de carga, las cuales consideran principalmente los siguientes casos:

- **Sobrecarga vertical:**

Considerando las actividades de montaje y mantenimiento, las estructuras se han diseñado para que una cruceta cualquiera de ellas (brazos) pueda soportar adicionalmente a las cargas verticales, el peso del conductor correspondiente a su peso.

- **Rotura del conductor:**

Las estructuras de retención están diseñadas para que las crucetas soporten en el caso de una eventual rotura del conductor, es decir que deberá soportar una carga longitudinal correspondiente a la tensión mecánica máxima del conductor.

4.3.5 Cargas para el cálculo de las estructuras

A continuación se presenta las hipótesis de carga, las cuales han sido consideradas desde hace muchos años para el cálculo de cargas en la estructura y se referencian en base a la Norma VDE 0210/12.85.

- Caso 1. Cargas Normales – Máximo Viento Transversal.
- Caso 2. Cargas Normales – Máximo Viento Longitudinal.
- Caso 3. Cargas Excepcionales – (Rotura de Cable de Guarda).
- Caso 4. Cargas Excepcionales – (Rotura de Conductor Superior).
- Caso 5. Cargas Excepcionales – (Rotura de Conductor Medio).
- Caso 6. Cargas Excepcionales – (Rotura de Conductor Inferior).
- Caso 7 - Cargas de Montaje.

En la Figura 4.3 se muestra la imagen de la edición de la estructura de acuerdo a las dimensiones establecidas en el PLS CADD.

4.4 Grado de construcción y factores de seguridad

Debido a que se trata de una línea de transmisión en 500 kV, de acuerdo al Código Nacional de Electricidad Suministro 2011, se utilizará el Grado de Construcción B.

Para las estructuras metálicas de celosía (torres) se tomarán los factores de

sobrecarga establecidos en el Código Nacional de electricidad - Suministro:

- Para cargas debidas al viento: 1,5.
- Para cargas normales debido al ángulo y al peso: 1,4.
- Para cargas eventuales: 1,2.

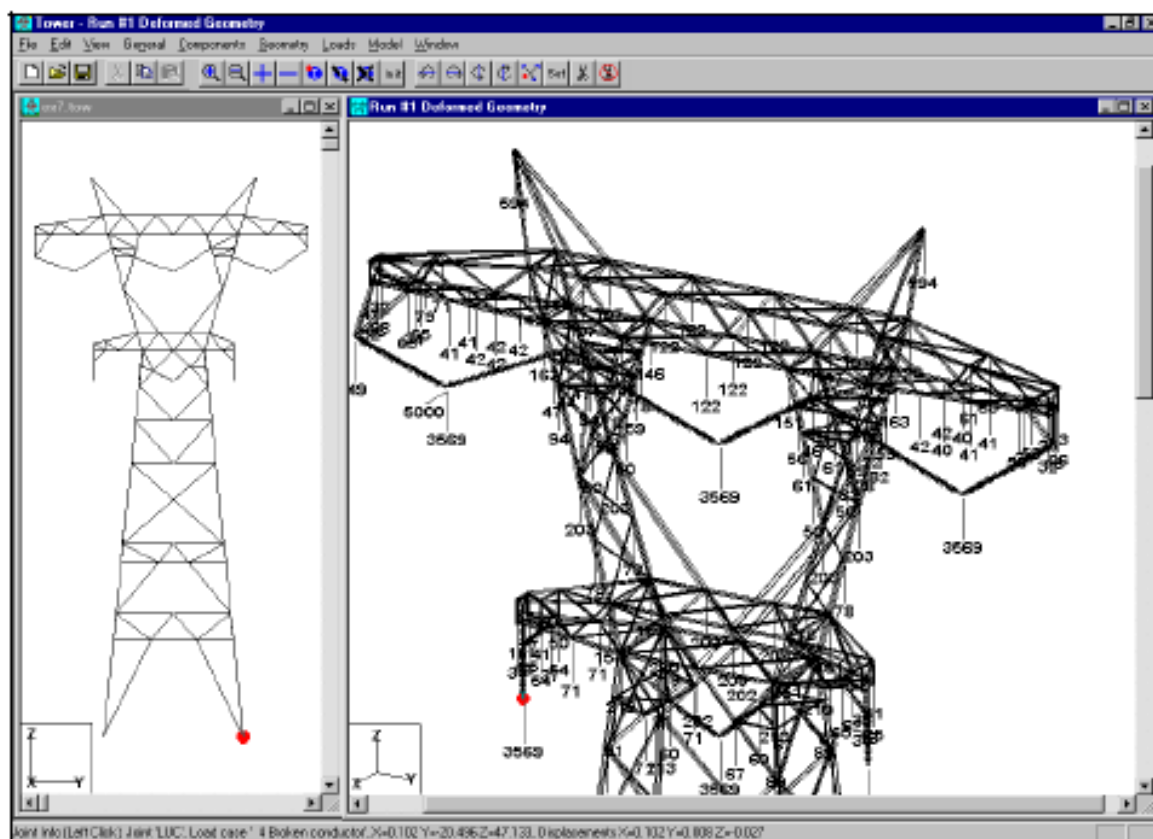


Figura 4.3: Edición de estructura en PLS CADD [13]

4.5 Prestación de estructuras

Las líneas de transmisión tienen una amplia variedad de conceptos en cuanto a EHV y a características de las torres. Una publicación realizada por Electrical Word, registra dimensiones básicas que se han construido o se han planeado para la operación. Estos datos son muy útiles en las líneas debido a la información que se ha llegado a tener disponible con respecto a distancias de aislamiento, ángulo de apantallamiento, y otros parámetros que afectan el funcionamiento de la línea y por ende el costo de la misma. Las torres expuestas en esta publicación son:

Las prestaciones de las estructuras típicas se resumen en la siguiente Tabla 4.1:

Tabla 4.1: Prestación de estructuras de 500 kV.

Prestación	Tipo de Estructura					
	A	AS	BR	C	D / DT	TR
Vano Viento (m)	550 (500)	900 (850)	800 (500)	1200 (500)	1500 (500) / 1000 (300)	400

Prestación	Tipo de Estructura					
	A	AS	BR	C	D / DT	TR
Vano Peso Máximo (m)	800	1000	1200	1500	1800 / 1000	800
Vano Peso Mínimo (m)	0	0	-200	-500	-500	0
Angulo de Desvío (°)	0 (2)	0 (2)	2 (15)	2 (35)	2 (55) / 2 (30)	0

Para el cálculo de los pesos de las torres previamente calculamos los diagramas de carga de cada estructura (árboles de carga). A continuación presentamos los árboles de carga para las estructuras dimensionadas de acuerdo a las consideraciones mencionadas:

Tabla 4.2: Cargas de estructura de suspensión S2.

N°	HIPOTESIS CONDICION	CABLE OPGW			CONDUCTORES DE FASE								DIRECCION DE VIENTO, PRESION DE VIENTO	
		V1	T1	L1	V2	T2	L2	V3	T3	L3	V4	T4		L4
A	VIENTO MAXIMO TRANSVERSAL	571	44 9	0	6266	357 3	0	6266	357 3	0	6266	357 3	0	Transversal al eje de línea PV =30.81 kg/mm ²
B	VIENTO MAXIMO A 45 GRADOS	419	25 6	0	6266	206 2	0	6266	206 2	0	6266	206 2	0	A 45 grados del eje de línea PV =30.81 kg/mm ²
C	CARGA LONGITUDINAL DE CONDUCTOR SUPERIOR	571	60	0	4455	202	539 9	6266	404	0	6266	404	0	PV = 0.00 kg/m ² Condición EDS final
D	CARGA LONGITUDINAL DE CONDUCTOR INTERMEDIO	571	60	0	6266	404	0	4455	202	539 9	6266	404	0	PV = 0.00 kg/m ² Condición EDS final
E	CARGA LONGITUDINAL DE CONDUCTOR INFERIOR	571	60	0	6266	404	0	6266	404	0	4455	202	539 9	PV = 0.00 kg/m ² Condición EDS final
F	CARGA LONGITUDINAL CABLE OPGW	406	30	115 0	6266	404	0	6266	404	0	6266	404	0	PV = 0.00 kg/m ² Condición EDS final
G	TENDIDO DE CONDUCTORES	571	61	0	1267 8	48	151	1267 8	48	151	1267 8	48	151	PV = 0.00 kg/m ² Condición EDS inicial
H	TENDIDO DE CABLE OPGW	149 4	6	58	0	0	0	0	0	0	0	0	0	PV = 0.00 kg/m ² Condición EDS inicial

Tabla 4.3: Cargas de estructura de suspensión SR2.

N°	HIPOTESIS CONDICION	CABLE OPGW			CONDUCTORES DE FASE								DIRECCION DE VIENTO, PRESION DE VIENTO	
		V1	T1	L1	V2	T2	L2	V3	T3	L3	V4	T4		L4
A	VIENTO MAXIMO TRANSVERSAL	982	73 9	0	1079 4	579 3	0	1079 4	579 3	0	1079 4	579 3	0	Transversal al eje de línea PV =30.81 kg/mm ²
B	VIENTO MAXIMO A 45 GRADOS	720	40 2	0	1079 4	317 2	0	1079 4	317 2	0	1079 4	317 2	0	A 45 grados del eje de línea PV =30.81 kg/mm ²

HIPOTESIS		CABLE OPGW			CONDUCTORES DE FASE									DIRECCION DE VIENTO, PRESION DE VIENTO
N°	CONDICION	V1	T1	L1	V2	T2	L2	V3	T3	L3	V4	T4	L4	
C	CARGA LONGITUDINAL DE CONDUCTOR SUPERIOR	982	60	0	7624	202	5399	10794	404	0	10794	404	0	PV = 0.00 kg/m ² Condición EDS final
D	CARGA LONGITUDINAL DE CONDUCTOR INTERMEDIO	982	60	0	10794	404	0	7624	202	5399	10794	404	0	PV = 0.00 kg/m ² Condición EDS final
E	CARGA LONGITUDINAL DE CONDUCTOR INFERIOR	982	60	0	10794	404	0	10794	404	0	7624	202	5399	PV = 0.00 kg/m ² Condición EDS final
F	CARGA LONGITUDINAL CABLE OPGW	694	30	1150	10794	404	0	10794	404	0	10794	404	0	PV = 0.00 kg/m ² Condición EDS final
G	TENDIDO DE CONDUCTORES	982	61	0	21734	48	151	21734	48	151	21734	48	151	PV = 0.00 kg/m ² Condición EDS inicial
H	TENDIDO DE CABLE OPGW	2317	6	80	0	0	0	0	0	0	0	0	0	PV = 0.00 kg/m ² Condición EDS inicial

Tabla 4.4: Cargas de estructura de de ángulo medio y vano grande A30.

HIPOTESIS		CABLE OPGW			CONDUCTORES DE FASE									DIRECCION DE VIENTO, PRESION DE VIENTO
N°	CONDICION	V1	T1	L1	V2	T2	L2	V3	T3	L3	V4	T4	L4	
A	VIENTO MAXIMO TRANSVERSAL	1248	1408	0	14444	11679	0	14444	11679	0	14444	11679	0	Transversal al eje de línea PV =30.81 kg/mm ²
B	VIENTO MAXIMO TRANSVERSAL ARRANQUE	-134	1408	0	-1026	11679	0	-1026	11679	0	-1026	11679	0	A 45 grados del eje de línea PV =30.81 kg/mm ²
C	CARGA LONGITUDINAL DE CONDUCTOR SUPERIOR	1271	893	0	10369	4990	11569	14444	5989	0	14444	5989	0	PV = 0.00 kg/m ² Condición EDS final
D	CARGA LONGITUDINAL DE CONDUCTOR INTERMEDIO	1271	893	0	14444	5989	0	10369	4990	10369	14444	5989	0	PV = 0.00 kg/m ² Condición EDS final
E	CARGA LONGITUDINAL DE CONDUCTOR INFERIOR	1271	893	0	14444	5989	0	14444	5989	0	10369	4990	11569	PV = 0.00 kg/m ² Condición EDS final
F	CARGA LONGITUDINAL DE CABLE OPGW	901	446	1725	14444	5989	0	14444	5989	0	14444	5989	0	PV = 0.00 kg/m ² Condición EDS final
G	TENDIDO DE CONDUCTORES	2505	905	0	28133	352	681	28133	352	681	28133	352	681	PV = 0.00 kg/m ² Condición EDS inicial
H	TENDIDO DE CABLE OPGW	4114	91	175	0	0	0	0	0	0	0	0	0	PV = 0.00 kg/m ² Condición EDS inicial

Tabla 4.5: Cargas de estructura de ángulo mayor A65.

HIPOTESIS		CABLE OPGW			CONDUCTORES DE FASE									DIRECCION DE VIENTO, PRESION DE VIENTO
N°	CONDICION	V1	T1	L1	V2	T2	L2	V3	T3	L3	V4	T4	L4	
A	VIENTO MAXIMO TRANSVERSAL	723	2332	0	8407	19639	0	8407	19639	0	8407	19639	0	Transversal al eje de línea PV =30.81 kg/mm ²
B	VIENTO MAXIMO TRANSVERSAL ARRANQUE	-134	2332	0	-1026	19639	0	-1026	19639	0	-1026	19639	0	A 45 grados del eje de línea PV =30.81 kg/mm ²

HIPOTESIS		CABLE OPGW			CONDUCTORES DE FASE									DIRECCION DE VIENTO, PRESION DE VIENTO	
N°	CONDICION	V1	T1	L1	V2	T2	L2	V3	T3	L3	V4	T4	L4		
C	CARGA LONGITUDINAL DE CONDUCTOR SUPERIOR	723	1853	0	6143	10360	11569	8407	12432	0	8407	12432	0	PV = 0.00 kg/m ² Condición EDS final	
D	CARGA LONGITUDINAL DE CONDUCTOR INTERMEDIO	723	1853	0	8407	12432	0	6143	10360	11569	8407	12432	0	PV = 0.00 kg/m ² Condición EDS final	
E	CARGA LONGITUDINAL DE CONDUCTOR INFERIOR	723	1853	0	8407	12432	0	8407	12432	0	6143	10360	11569	PV = 0.00 kg/m ² Condición EDS final	
F	CARGA LONGITUDINAL DE CABLE OPGW	723	1853	1725	8407	12432	0	8407	12432	0	8407	12432	0	PV = 0.00 kg/m ² Condición EDS final	
G	TENDIDO DE CONDUCTORES	723	1880	87	16288	731	681	16288	731	681	16288	731	681	PV = 0.00 kg/m ² Condición EDS inicial	
H	TENDIDO DE CABLE OPGW	2429	188	175	0	0	0	0	0	0	0	0	0	PV = 0.00 kg/m ² Condición EDS inicial	

Tabla 4.6: Cargas de estructuras terminales TR.

HIPOTESIS		CABLE OPGW			CONDUCTORES DE FASE									DIRECCION DE VIENTO, PRESION DE VIENTO	
N°	CONDICION	V1	T1	L1	V2	T2	L2	V3	T3	L3	V4	T4	L4		
A	VIENTO MAXIMO TRANSVERSAL	383	1202	1127	4256	11357	7531	4256	11357	7531	4256	11357	7531	Transversal al eje de línea	
														PV = 30.81 kg/mm ²	
B	VIENTO MAXIMO TRANSVERSAL ARRANQUE	383	1202	1127	-272	11357	7531	-272	11357	7531	-272	11357	7531	Transversal al eje de línea	
														PV = 30.81 kg/mm ²	
C	TIRO DE UN SOLO LADO CONDUCTORES	1309	1180	1725	4256	3957	11569	4256	3957	11569	4256	3957	11569	PV = 0.00 kg/m ²	
														Condición EDS final	
D	TENDIDO DE CONDUCTORES Y CABLE OPGW	1309	117	18	11816	212	204	11816	212	204	11816	212	204	PV = 0.00 kg/m ²	
														Condición EDS inicial	

4.6 Determinación del peso de las estructuras

Según el nivel de altitud y las cargas especificadas en el CNE Suministro 2011 [2], se calculan los pesos estimados para las torres autosoportadas utilizando la ecuación de Alcán para la línea de 500 kV con disposición horizontal.

Para el cálculo de los pesos de las torres previamente se deben calcular los diagramas de carga de cada estructura (árboles de carga), en el caso de la línea de 500 kV, se utilizará una presión de viento de 30,81 kg/m² y no se considera condición de hielo.

Los pesos aproximados de las estructuras de la línea de 500 kV con cuatro conductores ACAR 380,2 mm², de simple terna con disposición horizontal (Flat) y que llevarán un cable de guarda tipo OPGW para telecomunicaciones en la zona costera, son los siguientes:

- Estructura de suspensión tipo S2/500:

Tabla 4.7: Pesos típicos de las estructuras de suspensión para 500 kV

Tipo de estructura	Peso (kg)
S2/500 - 3	8 801
S2/500 ± 0	9 870
S2/500 + 3	10 944
S2/500 + 6	12 025
S2/500 + 9	13 112
S2/500 + 12	14 207
S2/500 + 15	15 310

- Estructura de anclaje angular hasta 30° tipo A30/500

Tabla 4.8: Pesos típicos de las estructuras de anclaje para 500 kV

Tipo de estructura	Peso (kg)
A30/500 - 3	16 882
A30/500 ± 0	18 411
A30/500 + 3	19 944
A30/500 + 6	21 482
A30/500 + 9	23 026

- Estructura de anclaje angular hasta 65° tipo A65/500

Tabla 4.9: Pesos típicos de las estructuras de anclaje para 500 kV

Tipo de estructura	Peso (kg)
A65/500 - 3	23 605
A65/500 ± 0	25 675
A65/500 + 3	27 749
A65/500 + 6	29 828
A65/500 + 9	31 913

- Estructura de retención intermedia y Terminal tipo RT/500

Tabla 4.10: Pesos típicos de las estructuras de retención para 500 kV

Tipo de estructura	Peso (kg)
RT/500 - 3	19 469
RT/500 ± 0	21 070
RT/500 + 3	22 677

4.7 Puestas a Tierra de las estructuras

Los criterios para dimensionar las puestas a tierra serán los siguientes:

- Seguridad de las personas, manteniendo las tensiones de toque y de paso dentro de los valores permisibles.
- Obtener un valor mínimo de resistencia de puesta a tierra de 25 ohmios tal como

lo exige el Nuevo Código Nacional de Electricidad en el Artículo: 036.B y de 15 ohmios en zonas transitadas.

- Sección mínima de conductor exigida por normas.

El valor máximo de resistencia de puesta a tierra es de 25 ohmios, para lo cual se debe emplear un esquema de puesta a tierra de 4 varillas por cada estructura, una en cada pata de la estructura, con el fin de obtener la resistencia de puesta especificada en el Código Nacional de Electricidad, para cada una de las torres de la línea. En el caso de no ser posible obtener este valor de resistencia de puesta a tierra con esta configuración básica, se deberá analizar la posibilidad de instalar uno de los siguientes esquemas:

- Contrapesos radiales o cables enterrados horizontalmente.
- Métodos no convencionales tales como aditivos o rellenos.
- Instalación de pararrayos en la línea.

4.7.1 Configuraciones del Sistema de Puesta a Tierra

Las diversas configuraciones del sistema de puesta a tierra a establecerse de acuerdo a las medidas de resistividad eléctrica y los tipos de suelo, serán las siguientes:

El sistema de puesta a tierra estará conformado por electrodos de copperweld de 2.40 x 16 mm de diámetro y conductor copperweld de 70 mm² de sección mínima.

Se podrán utilizar varias configuraciones de puesta a tierra, tales como:

- La configuración "A" estará compuesta por 4 electrodos verticales instalados en cada pata de la estructura.
- La configuración "B" estará conformada por 4 electrodos verticales + 2 contrapesos horizontales de 20 m de longitud.
- La configuración "C" estará conformada por 4 electrodos verticales + 4 contrapesos horizontales de 20 m de longitud.

a) Características del material del Sistema de Puesta a Tierra

Se adoptan los siguientes niveles básicos para 500 kV según la IEC:

- Tensión nominal 500 kV.
- Tensión máxima de operación 550 kV.
- Resistencia a sobretensión de maniobra, 60 Hz 1 175 kV.
- Resistencia a sobretensión de impulso (BIL) 1 550 kV.

4.7.2 Instalación de varillas de puesta a tierra

Las varillas de puesta a tierra están conectadas a la estructura e hincadas a una profundidad igual a la de la excavación de la cimentación donde el número y disposición de las varillas depende de la conductividad del terreno donde esté localizada la torre; sin embargo, la práctica utilizada es de colocar cuatro varillas siempre en cada torre.

La producción normalizada de varillas para puestas a tierra se hace en diámetros

que van desde 1/4 hasta 1 pulgada y longitudes que abarcan desde 1.5 hasta 3.5 metros. Diámetros superiores a una pulgada producen cambios muy pequeños en el valor de la resistencia, ya que es el suelo que rodea al electrodo y no el diámetro de éste el que determina la resistencia. La selección del diámetro de la varilla debe buscar suficiente espesor y fortaleza para que pueda ser clavada en el suelo sin que se pandee o sufra daños que le ocasionen corrosión prematura.

Para dar cumplimiento a lo especificado por el Código Nacional de Electricidad Suministro en la Sección 3 en cuanto a los electrodos de puesta a tierra, estos deben cumplir con los requerimientos de diámetro y área y en caso de requerir recubrimiento debe cumplir con el requisito de espesor y recubrimiento mínimos definidos en la Sección 060-702 del Código Nacional de Electricidad Utilización

La resistencia de pie de torre de una estructura que se obtiene al enterrar una varilla está dada por la ecuación:

$$R = \frac{\rho}{2 * \pi * l} * \left[\text{Ln} \left(\frac{4l}{a} \right) - 1 \right] \quad (4.11)$$

Dónde:

R : Resistencia en ohmios, [Ω].

ρ : Resistividad del terreno, [Ω -m].

l : Longitud de la varilla, [m].

a : Radio de la varilla, en metros, [m].

La resistencia de puesta a tierra de una estructura se puede disminuir conectando varillas en paralelo. Existen varios métodos para considerar el efecto de las varillas múltiples en el valor de la resistencia como son: el radio equivalente, la resistencia mutua, las curvas universales, etc.

a) Radio equivalente

En el método del radio equivalente tiene en cuenta la geometría con la que se distribuyen las varillas en el terreno. Si están moderadamente cerca una de la otra, la resistencia total será mayor que si el número de varillas tuviera la misma disposición pero estuvieran más espaciadas. La ecuación que se utiliza para realizar estos cálculos es la siguiente:

$$R = \frac{\rho}{2 * \pi * l} * \left[\text{Ln} \left(\frac{2l}{A} \right) \right] \quad (4.12)$$

Dónde:

R : Resistencia en ohmios, [Ω].

ρ : Resistividad del terreno, [Ω -m].

l : Longitud de la varilla, [m].

A: Radio de la varilla equivalente que depende de la distribución y el número de varillas de la configuración, en metros,[m]. Ver referencia [15].

b) Resistencia mutua

Otra forma de calcular el efecto de las varillas en paralelo en el valor de la resistencia de pie de torre, es calcular la resistencia mutua mediante la siguiente ecuación:

$$R_m = \frac{\rho}{2*\pi*s} * \left[1 - \frac{l^2}{3s^2} + \frac{4l^2}{35} + \dots \right] \quad (4.13)$$

Donde:

R_m : Resistencia mutua en ohmios, [Ω].

s: Separación entre varillas,[m].

l: Longitud de la varilla,[m].

Una vez conocido el valor de R_m se puede calcular la resistencia de puesta a tierra con la relación:

$$R = \frac{R_1}{n} + \frac{(n-1)R_m}{n} \quad (4.14)$$

Dónde:

R_1 : Resistencia de la varilla en ohmios, [Ω].

R: Resistencia en ohmios, [Ω].

n: Número de varillas.

R_m : Resistencia mutua en ohmios, [Ω].

c) Curvas universales.

Un método alternativo de calcular el valor de la resistencia de puesta a tierra de estructuras bajo el efecto de múltiples varillas es recurrir al uso de curvas universales [16] en las que se representa la variación porcentual de la resistencia a medida que aumenta el número de varillas. Normalmente se presenta una familia de curvas en las que cada una de ellas corresponde a una separación específica de las varillas. Las curvas universales se representan por el factor multiplicador incluido en la Tabla 4.11.

Para determinar el efecto de las varillas en paralelo se adopta la siguiente regla: El valor de resistencia de una varilla se divide por el número de varillas y se multiplica por el factor F de la Tabla 4.11.

Tabla 4.11: Factor multiplicador para múltiples varillas.

Número de Varillas	Factor Multiplicador, F
2	1,16
3	1,29
4	1,36
8	1,68

Número de Varillas	Factor Multiplicador, F
12	1,80
16	1,92
20	2,00
24	2,16

4.7.3 Instalación de contrapesos

En sitios en que la resistividad del terreno sea muy alta, es necesario utilizar cables enterrados horizontalmente para alcanzar el valor de resistencia de pie de torre establecido, siempre teniendo en cuenta la posibilidad constructiva de hacerlo considerando las características particulares del sitio. Los primeros centímetros de la capa vegetal están siempre expuestos a cambios climatológicos producidos por inviernos severos o por veranos calurosos y secos. A esto se suma la topografía local y la textura del suelo de los cuales dependen gran parte los cambios ambientales y el contenido de la humedad. Adicionalmente, en terrenos agrícolas debe preverse la capa que ha de ser removida periódicamente, todo lo cual proporciona un estimativo de la profundidad mínima a la cual debe ser enterrado el conductor para eliminarla posibilidad de cambios bruscos en la resistencia de tierra y de daños fortuitos causados por los trabajos del arado. Para tener en cuenta las anteriores consideraciones se adoptó una profundidad de 0.50 m para instalar contrapesos.

Al igual que en el caso de las varillas de puesta a tierra, el diámetro del contrapeso no juega papel importante y su selección obedece más a problemas de corrosión que de cualquier otra naturaleza. Debe tenerse especial cuidado al trabajar con contrapesos de longitud inferior a 30 m para no obtener resistencias de dispersión demasiado altas que puedan crear reflexiones positivas. Así mismo es aconsejable no utilizar contrapesos demasiado largos a menos que el terreno sea de alta resistividad como en zonas con abundantes afloramientos rocosos o arenosos, ya que después de cierta longitud la curva de resistencia se vuelve asintótica. De esta manera, se utilizarán longitudes de contrapesos hasta de 60 metros y contrapesos paralelos en cada pata hasta dos unidades.

La resistencia que se obtiene al conectar un cable de longitud l (metros) y radio a (metros), enterrado a una profundidad d (metros), está dada por:

$$R = \frac{\rho}{\pi * l} * \left[\text{Ln} \left(\frac{2l}{\sqrt{4 * a * d}} \right) - 1 \right] \quad (4.15)$$

Dónde:

R_l : Resistencia de la varilla en ohmios, [Ω].

ρ : Resistividad del terreno, [Ω -m].

En cuanto al calibre del conductor a utilizar en los contrapesos, este debe cumplir con lo indicado en el literal a) de la sección 060-812 del CNE de utilización, que indica lo siguiente:

En forma generalizada se utilizan longitudes de 30 y 60 m aunque en casos especiales se puede incrementar la longitud. La resistividad corresponde a la medida en el sitio en que se localiza cada estructura.

Tabla 4.12: Factor multiplicador para múltiples varillas.

Capacidad de conducción del mayor conductor de acometida de mayor sección o el equivalente para conductores múltiples [A]	Sección de conductor de cobre de puesta a tierra [m]
100 o menos	10
101 a 125	16
126 a 165	25
166 a 200	25
201 a 260	35
261 a 355	50
356 a 475	70
Sobre 475	95

A continuación en la Figura 4.4, se muestra la puesta a tierra para las estructuras.

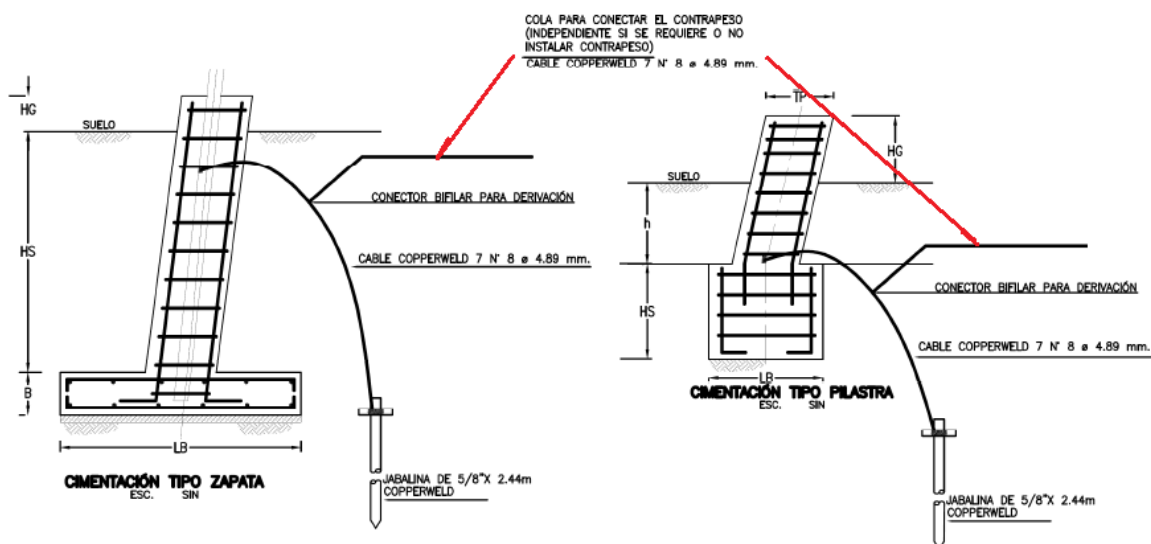


Figura 4.4: Puesta a tierra

4.8 Determinación del cable de guarda en las estructuras

Las torres de la línea de transmisión de 500 kV llevarán un cable de guarda tipo OPGW engrasado de 24 fibras ópticas Monomodo ITU-T.G655, atenuación máxima 0,23 dB/km@1550 nm y 0,25 dB/km@1625 nm; capa exterior hilos de aluminio y acero recubierto con aluminio; el cable OPGW en la zona costera se utilizará a fin de llevar todo el sistema de telecomunicaciones y teleprotección diferencial de línea y para poder

soportar apropiadamente los niveles de cortocircuito.

Para la línea 500 kV se ha seleccionado el siguiente cable de fibra óptica tipo OPGW con las siguientes características:

a. Cable Completo

Características Generales

- Tipo OPGW
- Regulaciones de Fabricación ITU-T G.652

Características de Dimensión

- Diámetro nominal del cable 14,00 mm
- Aproximación total de la sección 110.3 mm²

Características mecánicas

- Peso aproximado del cable 505 kg/km
- Carga de rotura mínima a la tracción 7 903 kgf
- Módulo de elasticidad (E) 10 748 kg/mm²
- Coeficiente de expansión térmica lineal $16.6 \times 10^{-6} \text{ } 1/^{\circ}\text{C}$

Características térmicas y eléctricas

- Resistencia eléctrica 20°C 0.404 Ohm/km
- Capacidad de corriente de cortocircuito 93.4 kA²s

b. Tubo De Protección

- Material Aluminio
- Construcción Extruido

c. Núcleo Óptico

- Número de unidades ópticas 1
- Número de fibras por unidad óptica 24
- Construcción Holgado
- Llenado de tubo Gel antihumedad
- Barrera térmica Incorporada
- Protección mecánica Incorporada

d. Fibra Óptica

Características Geométricas y Ópticas

- Diámetro del campo monomodo $9.2 \pm 0.4 \text{ } \mu\text{m}$
- Diámetro del revestimiento $125 \pm 0.7 \text{ } \mu\text{m}$
- Error de concentricidad del campo monomodal $\leq 0.5 \text{ } \mu\text{m}$
- No circularidad del revestimiento $\leq 1 \text{ } \%$

• Longitud de onda de corte	$\leq 1\,260\text{ nm}$
• Proof test	$\geq 0.69\text{ Gpa}$
• Código de colores	Estándar
Características de Transmisión	
• Atenuación para $\lambda = 1\,310\text{ nm}$	$\leq 0.34\text{ dB/km}$
• Atenuación para $\lambda = 1\,550\text{ nm}$	$\leq 0,20\text{ dB/km}$
Condiciones Ambientales	
• Rango de temperatura de funcionando	$-40 - +80\text{ }^\circ\text{C}$
• Instalación	Intemperie

4.9 Fundaciones

Las fundaciones serán de concreto armado para los suelos sueltos y terrenos duros, debiendo utilizarse fundaciones tipo pilote para las zonas rocosas. Las fundaciones de parrilla de acero galvanizado se reservarán donde no exista acción alcalina o ácida del suelo.

En general, los sitios críticos de la línea de transmisión a 500 kV se caracterizan por ser zonas entre cerros que forman valles de área plana, donde el material de fundación está compuesto por suelos de tipo granular, conformados principalmente por arena suelta de grano medio a grueso con gravas, utilizados principalmente para cultivos de arroz o caña, lo que mantiene estos materiales en condición de sumergencia. No se observan problemas de estabilidad o erosión, sin embargo es posible que algunos sitios se vean afectados por problemas de inundación por huaycos. Por esta razón, el alineamiento se ha definido en lo posible lo más alejado posible de estas zonas.

Considerando el tipo de materiales observados a lo largo del alineamiento propuesto y zonas adyacentes, las alternativas de cimentación estarían compuestas principalmente por zapatas en rocas altamente meteorizadas, depósitos eólicos y suelos en condición de sumergencia (80% aproximadamente) y pilastras en roca (20%).

Finalmente, utilizar como cimentación parrillas livianas o pesadas se ve poco factible al considerar que el uso del suelo actual y proyectado es predominantemente para agricultura y por lo tanto este se encontrará en condición de sumergencia. Esta situación sumada a la cercanía del proyecto a la costa hace ver la posible afectación de las estructuras y sus cimentaciones por el ambiente salino (problemas de corrosividad) que pueden comprometer la integridad de las torres.

Finalmente y de acuerdo a las condiciones geotécnicas observadas en los puntos visitados, se recomienda que la exploración del subsuelo se realice con especial cuidado en los sitios donde se han identificado depósitos eólicos (dunas) o de suelos en los cuales no sea posible determinar el espesor de estos o la profundidad a la cual se

encuentra un estrato competente, con el fin de establecer las propiedades geotécnicas de estos materiales que permitan realizar los respectivos análisis de capacidad portante y establecer el tipo de cimentación requerida para cada torre.

4.9.1 Características de los materiales

Los materiales usados para las zapatas en concreto reforzado tendrán las siguientes características:

- **Concreto estructural:**
 $f'c = 210 \text{ kg/cm}^2$
- **Varilla de refuerzo:**
 Diámetro $> 3/8''$: $f_y = 4200 \text{ kg/cm}^2$
 Diámetro $< 1/2''$: $f_y = 2400 \text{ kg/cm}^2$

4.9.2 Características de los materiales

En la Tabla 4.13 se resumen los criterios utilizados para la selección del tipo de fundación, a partir de los resultados de la zonificación de suelos que deben ser con base en la identificación de suelos y la evaluación geológica de los corredores.

En este ejercicio se hace un estimativo de cálculo de las cimentaciones en concreto reforzado, a nivel de prediseño, puesto que los diseños finales para construcción de las cimentaciones se calcularán a partir de las reacciones a nivel de fundación que suministre el diseñador y fabricante de las torres.

Tabla 4.13: Selección del tipo de fundación

Tipo de fundación	Criterio de selección
Zapata en concreto	$q_u \geq 0.5 \text{ kg/cm}^2$
Bloque de concreto (Pilastra)	Roca moderadamente fracturada
Especial	$q_u < 0.5 \text{ kg/cm}^2$ Riesgo de socavación

4.10 Cimentaciones de estructuras de 500 kV

Las normas que rigen los diseños de las cimentaciones de las torres son:

- American Concrete Institute, ACI-318.
- American Society for Testing and Materials, ASTM (normas aplicables)
- Reglamento Nacional de Edificación del Perú.
- Código Nacional de Electricidad del Perú.

4.11 Siluetas básicas

A continuación en las siguientes figuras, se presentan las principales siluetas básicas de estructuras de 500 kV. En el Anexo D se detallan los cortes y dimensiones de las estructuras utilizadas para nuestro diseño de la línea de transmisión Marcona – Ocoña 500 kV.

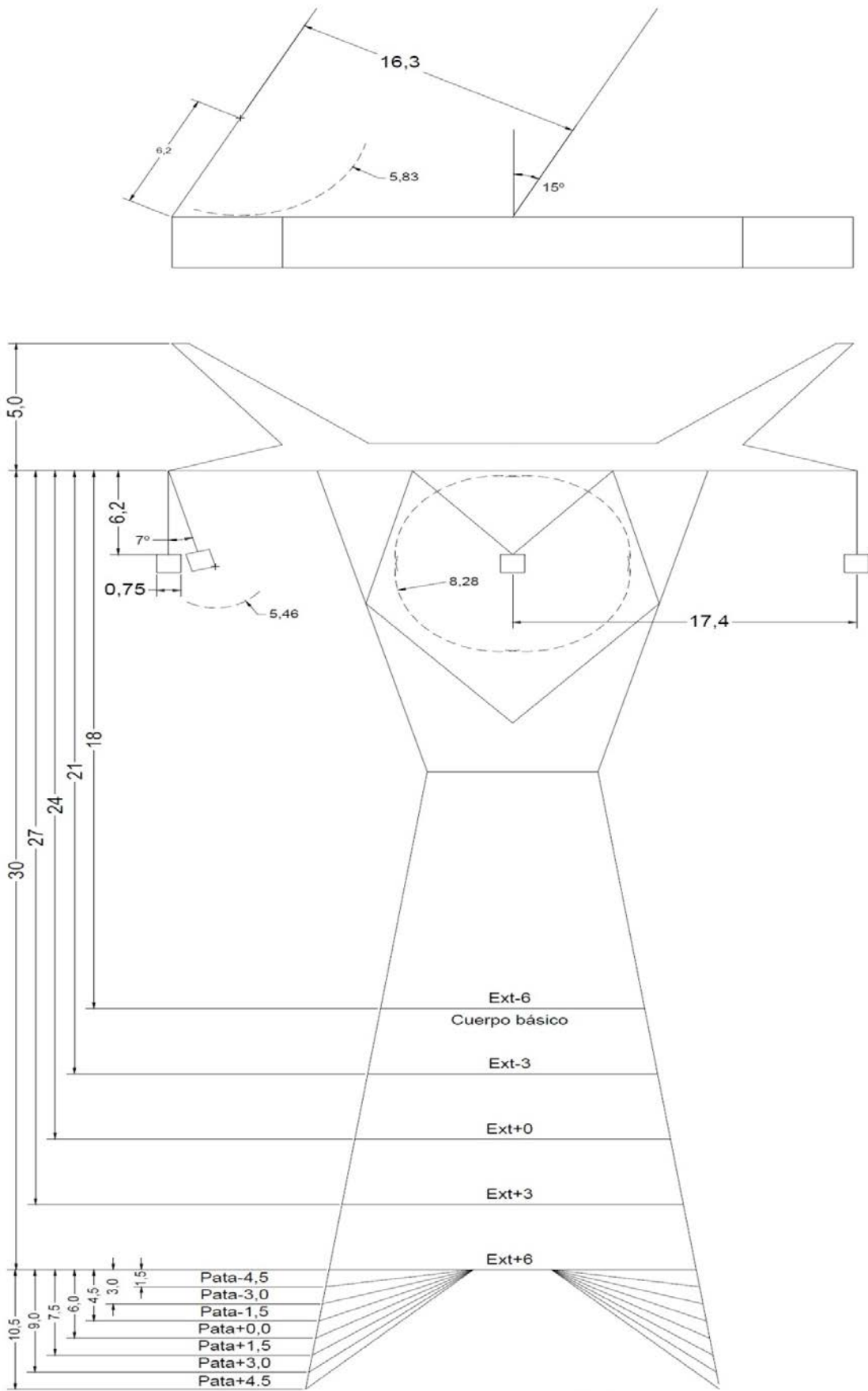


Figura 4.5: Silueta de estructura tipo AAM

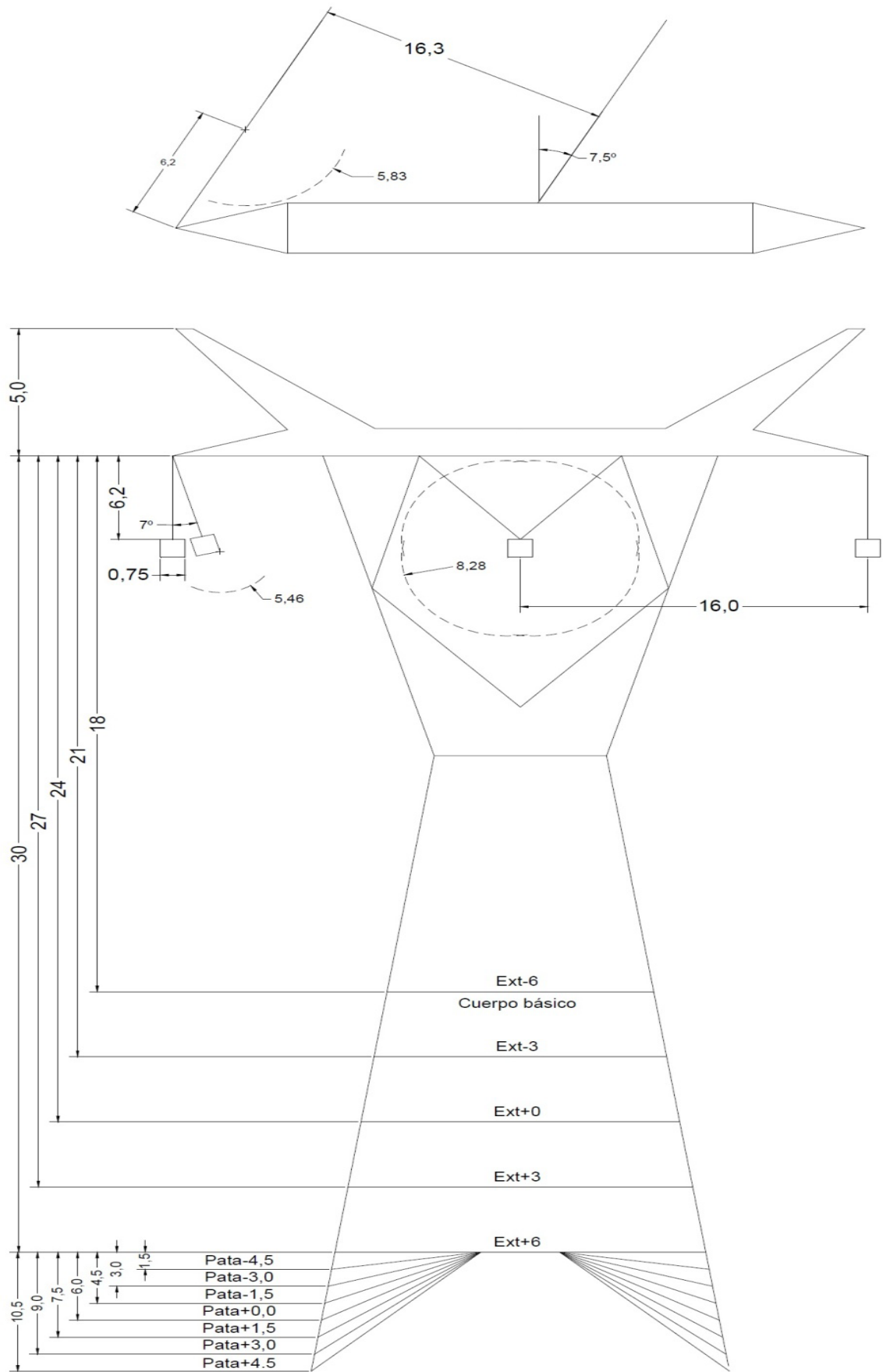


Figura 4.6: Silueta de estructura tipo AT0

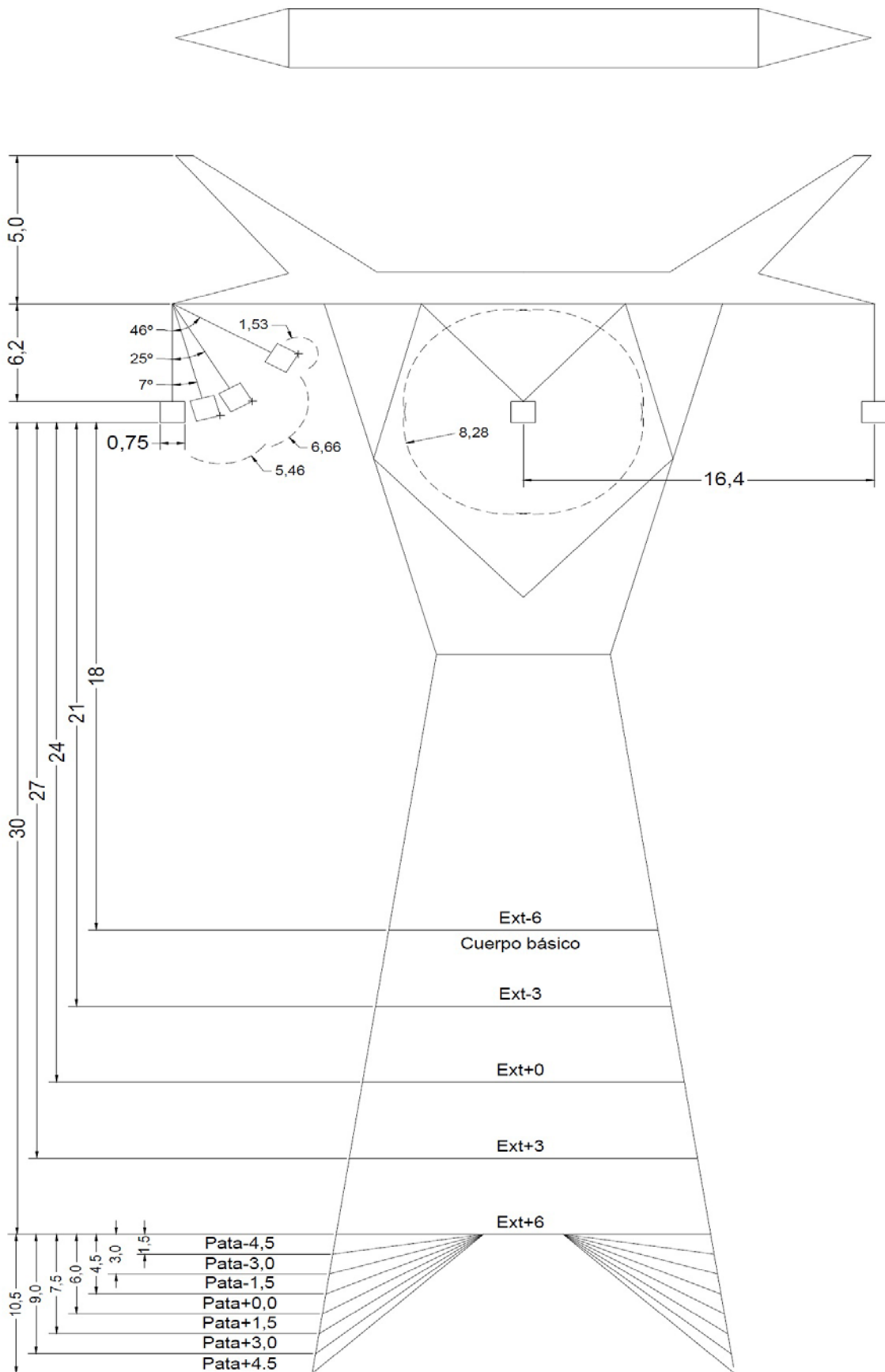


Figura 4.7: Silueta de estructura tipo AS4

CAPITULO V SIMULACIÓN DEL DISEÑO LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN CON EL USO DEL SOFTWARE PLS-CADD

5.1 Principales características del software PLS-CADD

Los cálculos mecánicos del conductor fueron hechos con el programa PLS-CADD de la firma Power Line Systems, el modelo matemático que usa para modelar los cables se basa en relaciones polinómicas de esfuerzo-deformación similares a aquellas usadas por la industria del aluminio en los EE.UU. y Canadá.

El PLS-CADD [13], contempla un marco dentro del cual se implementan algunas técnicas internacionales de diseño recientemente publicadas (NESC 2007; ASCE 74, 1991 o más recientes; IEC 60826, 2003; CENELEC EN 50341-1, 2001; UK NNA, 2001; REE, 2001; Portugal NNA, 2001; especificaciones francesas de la RTE-EDF.

La condición de un cable dentro de las pocas horas de haber sido instalado en una línea de transmisión es llamada su condición "inicial". Debido a que se encuentra siempre bajo tracción, a menudo el cable está sometido a fluencia lenta (CREEP) con el tiempo. Si uno asume que el cable permanece bajo tracción constante a la temperatura de fluencia lenta a lo largo de un periodo de varios años, la condición del cable después de tal periodo es llamada "después de la fluencia lenta". Si el cable es estirado permanentemente bajo alguna severa carga de clima, su condición después de haber estado sujeta a tal carga es llamada "final después de la carga", si el estado severo ocurre al poco tiempo de instalado el cable se denomina "inicial antes de la carga".

El método de flechado automático que usa el PLS-CADD es a partir de la condición inicial de flechado, iterar tensiones de flechado de manera tal que los cables estén estirados tanto como sea posible, sin violar los criterios límites, dichos límites son las hipótesis de cálculo.

Los límites del diseño para cables a tierra o conductores son especificados normalmente como tracciones máximas o máximas constantes de catenarias, bajo ciertas condiciones de clima. En el PLS-CADD se definen las condiciones climáticas asociadas a una condición del cable (inicial, CREEP o final) donde dicha condición sea más severa.

En los capítulos precedentes se muestran las hipótesis climáticas que se ingresaron al PLS-CADD, así como también el porcentaje de la tensión máxima que admite el cable para dichas condiciones según el CNE-Suministro 2011 [2].

de los casos. El nivel de modelado más avanzado es el Nivel 4, el cual está basado en un análisis estructural completo de la sección de tracción completa, incluyendo modelos detallados de todas las estructuras de soporte y de todos los cables. Debido a su gran uso de tiempo de procesamiento por computadora y a que no se justifica en la mayoría de las situaciones, el Nivel 4 debe ser utilizado solamente en casos especiales en donde se necesita considerar una representación muy exacta de la interacción entre las estructuras y los cables. Lo más probable es que el usuario nunca tendrá necesidad de esta capacidad de modelado avanzada (Nivel 4). Entre el Nivel 1 y el Nivel 4, existen dos niveles intermedios de modelado los cuales son Nivel 2 y Nivel 3. Los Niveles 2, 3 y 4 son definidos mediante cálculo de vanos reales debido a que trabaja con longitud es reales de cables en cada vano.

Las suposiciones generales usadas en estos diferentes niveles se detallan en el punto 5.2.1.

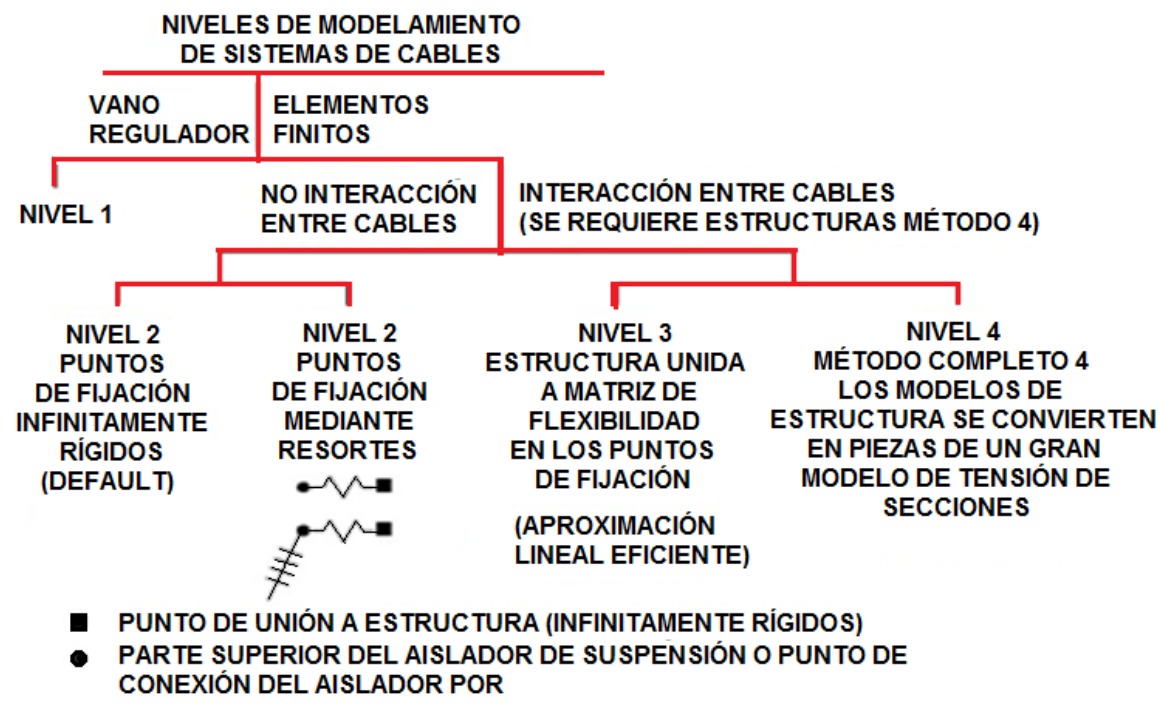


Figura 5.2: Niveles de modelado en el PLS CADD

5.2.1 Modelado de Nivel 1 – Método del Vano Regulador o Longitud Reguladora

a) Utilidad y practicidad del método

Este es por mucho el método más práctico y es aplicable a la gran mayoría de situaciones de diseño de líneas. Debe ser usado en todas las situaciones preliminares de diseño. Este método es el que hemos aplicado para la simulación de nuestra propuesta de la línea de transmisión de 500 kV. Funciona bien con cargas de diseño reglamentarias, las cuales generalmente son aplicadas uniformemente sobre una sección de tracción. Siempre debe ser utilizada en la etapa preliminar del diseño.

b) Suposiciones

- El análisis asume que no hay interacción entre el cable y los cables de otras fases del mismo circuito eléctrico, o con cables en otros circuitos.
- La componente horizontal de tracción a lo largo del cable en todos los tramos de la sección de tracción entre los extremos es constante, o sea que se supone que todos los soportes intermedios son perfectamente flexibles en la dirección longitudinal. Esto puede no ser muy exacto, en el caso de aisladores de poste rígidos y de aisladores de suspensión cortos, sujetos a grandes cargas verticales. Usualmente se considera suficientemente exacto, en vista de todas las demás incertidumbres y aproximaciones asociadas con el diseño de líneas.
- La geometría de cada tramo es determinada como se discute en el Apéndice J, basada en la componente horizontal de su tracción, y las cargas de diseño son calculadas como se discute en la Sección 7.3.12.

c) Limitaciones

- Todos los tramos necesitan estar sometidos a la misma carga.
- No hay manera de estudiar el efecto de la reubicación floja debido al movimiento del punto de fijación de un conductor o del corte/adición de alguna longitud de cable en un tramo.
- No hay forma de considerar los desplazamientos de soportes en un sistema en donde existe una longitud fija de cable; por ejemplo insertando o elevando una estructura para arreglar un problema de holgura sin volver a generar flechas en los cables.
- Este nivel de modelado no puede ser utilizado para modelar una línea ya existente, en donde han sido medidas tracciones desiguales en varios tramos de una sección de tracción dada.

5.2.2 Modelado de Nivel 2 – Modelado con Elementos Finitos (FE) Ignorando la Interacción entre los cables**a) Utilidad y practicidad del método**

Con este método, se asume que todos los soportes (torres, postes y pórticos) son infinitamente rígidos a no ser que elija insertar resortes ficticios entre los soportes y los aisladores.

Para conductores sostenidos por torres reticuladas con aisladores de suspensión, el Nivel 2 debe proporcionar mejores flechas a muy altas temperaturas que el Nivel 1, y muy buenas aproximaciones de situaciones de cargas no balanceadas.

b) Suposiciones

- Como con el Nivel 1, el análisis comprende un solo cable entre extremos por vez,

o sea que se asume que no hay interacción entre los diferentes cables (otras fases).

- Se utiliza un modelo exacto de elementos finitos del cable en todos los tramos entre los extremos. Se asume que este modelo se encuentra en equilibrio longitudinal (o sea que la componente horizontal de tracción es igual en todos los tramos) para la condición de enflechamiento, o sea para un caso de clima y condición del cable específicos, o de longitudes no traccionadas pueden ser especificadas. Los aisladores de anclaje, suspensión y de 2 partes son modelados como elementos estructurales.

c) Limitaciones

Con el Nivel 2, el usuario puede aplicar diferentes cargas sobre diferentes tramos (hielo no balanceado, conductor roto, etc.); puede redistribuir las zonas flojas entre tramos y mover puntos de fijación, sin embargo se presenta las siguientes limitaciones:

- Todavía no existe la consideración del posible acople mecánico entre los cables en diferentes fases.
- No hay En el caso de los aisladores de poste, es difícil saber cual valor de rigidez longitudinal debe ser usado.

5.2.3 Modelado de Nivel 3 – Modelado con Elementos Finitos (FE) Considerando la Interacción entre los cables

a) Utilidad y practicidad del método

El modelado del Nivel 3 es similar al del Nivel 2, excepto que todos los cables entre dos estructuras de extremo limitantes e infinitamente rígidas (los extremos del modelo) son analizadas simultáneamente, considerando entonces la posibilidad de alguna interacción longitudinal entre las fases.

El Nivel 3 es el método recomendado cuando existen casos de cargas longitudinales en líneas soportadas por postes y pórticos flexibles.

b) Suposiciones y limitaciones

- La interacción entre los cables es modelada a través de matrices de flexibilidad, las cuales son inherentemente lineales. Por tanto, los efectos no lineales de postes y pórticos extremadamente flexibles (los cuales pueden representar del 10 al 20 por ciento de los esfuerzos), no pueden ser considerados.
- El efecto de las cargas de viento aplicadas directamente a las estructuras, sobre el equilibrio del sistema, no puede ser considerado.

5.2.4 Modelado de Nivel 4 – Análisis del Sistema Completo

a) Utilidad y practicidad del método

En el Nivel 4 el PLS-CADD modela todos los cables y estructuras de soporte de

una gama completa de secciones de tracción, como una única estructura gigantesca. Se crea automáticamente un modelo de elementos finitos gigante, a partir de los modelos de elementos finitos individuales de los soportes individuales y de los cables interconectados. Este método requiere que se use estructuras de Método 4.

b) Suposiciones y limitaciones

- Un modelo de Nivel 4 incluye pocos supuestos limitantes, a no ser que el viento sea considerado. El modelo de elementos finitos es tan exacto como modelo de línea física tanto como se pueda pretender.
- Existe una completa interacción entre los cables, a través del comportamiento exacto de las estructuras de soporte, incluyendo sus comportamientos no lineales.

c) Limitaciones

Aunque la idea de modelar exactamente, por elementos finitos, un segmento de línea completo, es teóricamente atractiva, su practicidad es limitada:

- Difícilmente se podrá justificar la gran cantidad de tiempo necesario para operar un modelo de sistema completo. Tomará un largo tiempo para analizar solo un caso de carga.
- Aunque podemos aplicar viento uniforme sobre un modelo completo (misma velocidad y dirección global soplando sobre todos y cada uno de los tramos de un modelo de tramos múltiples), esto no es realista. De hecho, nunca sabremos cual podría ser un viento adecuado o incluso reglamentario, con factores de respuesta de ráfaga para ser aplicados simultáneamente a todos los cables y estructura.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones:

- 1) En la presente tesis se han aplicado los principales aspectos y criterios que se consideran en la ingeniería básica de una Línea de Transmisión de 500kV, tomando las consideraciones que menciona el actual Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011 [2], el cual ha agregado en su contenido la normativa respectiva para este nuevo nivel de tensión que actualmente se encuentra operando en el país.
- 2) Se presentaron en la presente tesis los cálculos justificativos que aplican para las principales consideraciones de diseño de la línea de transmisión, los cuales cumplen con los requerimientos del Código Nacional de Electricidad y demás normas internacionales aplicables.
- 3) En base a las consideraciones y cálculos establecidos en el diseño, se realizó la simulación de la línea de transmisión de 500 kV mediante el software PLS CADD, con lo cual se ha obtenido los resultados de la distribución de estructuras en el plano de planimetría de la línea, confirmando la utilidad de esta herramienta para el diseño de líneas de transmisión.

Recomendaciones:

- 1) En el Capítulo III, referido al cálculo de coordinación de aislamiento, se han determinado el número de aisladores de vidrio para el proyecto, sin embargo los criterios desarrollados en este capítulo son suficientes para seleccionar desde el punto de vista eléctrico otro tipo de aisladores como los poliméricos o cerámicos.
- 2) Si bien el efecto corona es un fenómeno cuyo comportamiento ha sido estudiado y experimentalmente se cuentan con fórmulas que describen sus efectos, no se ha confirmado que dichas condiciones en sus parámetros experimentales se ajusten a las condiciones ambientales tan severas y variantes que se presentan en nuestro país por tal motivo se recomienda realizar estudios aplicados a estudiar el efecto corona en base a nuestras condiciones ambientales.
- 3) Si bien las estructuras utilizadas para el diseño son familias de estructuras existentes ya utilizadas en 500 kV, debido al alto costo del acero en proyectos de líneas de transmisión, se recomienda realizar estudios de costos para las

principales estructuras de 500 kV y de esta manera plantear el uso de modelos optimizados.

- 4) Tener claro las condiciones ambientales del sitio de instalación resultan ser de mucha importancia a la hora iniciar los diseños de una línea de transmisión. Condiciones tales como nivel de polución, nivel de corrosión, altura sobre el nivel del mar, condiciones de lluvia y nieve y otros puede afectar drásticamente los criterios de diseño que finalmente se traducen en costos para el proyecto. El diseñador debe tener claro que cada condición particular cuenta con una consideración específica y su aplicación debe evaluarse dependiendo de la frecuencia y severidad para el proyecto
- 5) En cada capítulo se ha detallado las consideraciones técnicas sobre las cuales se han basado los cálculos, esto para que la tesis cumpla con su objetivo de servir como material de consulta para futuros proyectos de 500kV.

ANEXO A
PLANIMETRÍA DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN MARCONA – OCOÑA 500 kV

ANEXO B
LISTADO Y UBICACIÓN DE LAS ESTRUCTURAS

ANEXO C
PLANOS DE ESTRUCTURAS 500 kV

ANEXO D
PLANOS DE CADENAS DE AISLADORES 500 kV

ANEXO E
ÍNDICE DE FIGURAS E ÍNDICE DE TABLAS

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1: Máxima Demanda (MW)	5
Tabla 1.2: Potencia Instaladas 2011 (MW).....	5
Tabla 1.3: Crecimiento de Energía Acumulada Anual	6
Tabla 1.4: Longitud de líneas de transmisión a nivel nacional al año 2011 (km)	7
Tabla 1.5: Proyección de la demanda.....	8
Tabla 1.6: Programa de obras de líneas de transmisión	9
Tabla 1.7: Programa de obras de centrales de generación.....	9
Tabla 2.1: Coordenadas UTM WGS-84 de las Subestaciones.....	13
Tabla 2.2: Consideraciones de cargas de acuerdo al CNE-Suministro 2011	14
Tabla 2.3: Coordenadas de ubicación de la subestación Marcona Nueva 500 kV	16
Tabla 2.4: Coordenadas de ubicación de la SE Ocoña 500 kV	17
Tabla 2.5: Coordenadas de los vértices del trazo de la línea	19
Tabla 2.6: Resumen de accesos existentes de la línea.....	30
Tabla 2.7: Resumen de accesos por construir para el montaje de la línea.....	30
Tabla 3.1: Requisitos de la línea de transmisión Marcona - Ocoña.....	32
Tabla 3.2: Resistencia equivalente de la línea.....	33
Tabla 3.3: Detalle de cálculo de reactancias	33
Tabla 3.4: Detalle de cálculo de reactancias.....	34
Tabla 3.5: Resistencia de secuencia cero	36
Tabla 3.6: Reactancia de secuencia cero.....	36
Tabla 3.7: Capacitancia de secuencia cero.....	36
Tabla 3.8: Valores máximos de exposición a campos eléctricos y magnéticos	38
Tabla 3.9: Características de conductores y alturas de conexión	39
Tabla 3.10: Valor obtenido del cálculo de campo eléctrico	42
Tabla 3.11: Valor obtenido del cálculo de campo eléctrico	42
Tabla 3.12: Distancias verticales de seguridad de alambres, conductores y cables sobre el nivel del piso, camino, riel o superficie de agua.....	46
Tabla 3.13: Componente eléctrico de la distancia de seguridad	47
Tabla 3.14: Niveles de pérdidas de conductores ACAR.....	49
Tabla 3.15: Resumen de cálculo de ampacitancia según IEEE Std. 738 – 2006	52
Tabla 3.16: Relación V/V_0 vs F	64
Tabla 3.17: Gradientes superficiales para el conductor ACAR.....	65
Tabla 3.18: Niveles de contaminación según norma IEC 60815.....	71
Tabla 3.19: Número de aisladores por distancia de fuga.	72
Tabla 3.20: Selección del número de aisladores	72
Tabla 3.21: Características técnicas de las cadenas de aisladores.....	73
Tabla 3.22: Zona de cargas según CNE Suministro 2011	77
Tabla 3.23: Condiciones de EDS para las zonas de carga	85
Tabla 3.24: Características físicas de los cables conductores	85
Tabla 3.25: Características físicas de los cables de guarda	85

Tabla 3.26: Hipótesis de cálculo para cables conductores.....	87
Tabla 3.27: Hipótesis de cálculo para el cable de guarda y cable OPGW	87
Tabla 4.1: Prestación de estructuras de 500 kV	97
Tabla 4.2: Cargas de estructura de suspensión S2.....	98
Tabla 4.3: Cargas de estructura de suspensión SR2.....	98
Tabla 4.4: Cargas de estructura de de ángulo medio y vano grande A30.	99
Tabla 4.5: Cargas de estructura de ángulo mayor A65.	99
Tabla 4.6: Cargas de estructuras terminales TR.	100
Tabla 4.7: Pesos típicos de las estructuras de suspensión para 500 kV	101
Tabla 4.8: Pesos típicos de las estructuras de anclaje para 500 kV.....	101
Tabla 4.9: Pesos típicos de las estructuras de anclaje para 500 kV.....	101
Tabla 4.10: Pesos típicos de las estructuras de retención para 500 kV	101
Tabla 4.11: Factor multiplicador para múltiples varillas.	104
Tabla 4.12: Factor multiplicador para múltiples varillas.	106
Tabla 4.13: Selección del tipo de fundación	109

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: Producción de energía por tipo de combustible años 2010 - 2011	6
Figura 1.2: Longitud de líneas de transmisión por nivel de tensión	7
Figura 1.3: Crecimiento de la Demanda en Energía y Potencia	8
Figura 1.4: Porcentaje de participación en el despacho 2012	10
Figura 1.5: SEIN proyectado al año 2015	11
Figura 1.6: Proyección de la línea Marcona – Ocoña 500 kV en el SEIN	11
Figura 1.7: SEIN proyectado al año 2015	12
Figura 2.1: Ubicación del trayecto de la línea de transmisión	13
Figura 2.2: Ubicación de los vértices V0 y V1	20
Figura 2.3: Ubicación de los vértices V1 y V2	21
Figura 2.4: Ubicación de los vértices V2 y V3	21
Figura 2.5: Ubicación de los vértices V3 y V4	22
Figura 2.6: Ubicación de los vértices V4 y V5	22
Figura 2.7: Ubicación de los vértices V5 y V6	23
Figura 2.8: Ubicación de los vértices V6 y V7	23
Figura 2.9: Ubicación de los vértices V7 y V8	24
Figura 2.10: Ubicación de los vértices V8 y V8A	24
Figura 2.11: Ubicación de los vértices V8A y V9	25
Figura 2.12: Ubicación de los vértices V9 y V10	25
Figura 2.13: Ubicación de los vértices V10 y V11	26
Figura 2.14: Ubicación de los vértices V11 y V12	26
Figura 2.15: Accesos entre los vértices V0 y V1	28
Figura 2.16: Accesos entre los vértices V1 y V2	28
Figura 2.17: Accesos entre los vértices V2 y V4	28
Figura 2.18: Accesos entre los vértices V4 y V7	29
Figura 2.19: Accesos entre los vértices V7 y V9	29
Figura 2.20: Accesos entre los vértices V9 y V12	29
Figura 3.1: Diagrama de funcionamiento eléctrico línea 500 kV	35
Figura 3.2: Transposición completa de la línea	37
Figura 3.3: Método de imágenes	38
Figura 3.4: Características de conductores y alturas de conexión	42
Figura 3.5: Vista Frontal para la determinación de la faja de servidumbre	44
Figura 3.6: Vista de Planta para la determinación de la faja de servidumbre	44
Figura 3.7: Mínimas distancias de seguridad cercanas a predios	45
Figura 3.8: Mínimas distancias de seguridad a través del recorrido de la línea	46
Figura 3.9: Niveles de pérdidas de conductores ACAR	50
Figura 3.10: Cálculo de ampacitancia Std. 738 – 2006 de IEEE	53
Figura 3.11: Cambio de la corriente en transitorio	53
Figura 3.12: Superficies equipotenciales y líneas de campo en haces de conductores	55
Figura 3.13: Distribución geométrica de conductor en haz	55

Figura 3.14: Variación periférica del campo en conductor cableado	57
Figura 3.15: Función de Peterson para cálculo de pérdidas por efecto Corona con razón (V/e_d) entre 0.6 y 2.4.....	60
Figura 3.16: Función de Peterson para cálculo de pérdida por Efecto Corona con razón (V/e_d) entre 1 y 19	60
Figura 3.17: Gráfica para pérdidas en conductores secos.....	62
Figura 3.18: Gráfica para determinación de "m"	63
Figura 3.19: Pérdidas específica corona.....	63
Figura 3.20: Sobrecargas de hielo y viento en cable	75
Figura 3.21: Ubicación de las zonas de carga en el Perú.....	77
Figura 3.22: Diagrama de dos estructuras cuyos puntos de suspensión están nivelados	79
Figura 3.23: Flecha de la catenaria.....	80
Figura 3.24: Tiros sobre la catenaria	81
Figura 4.1: Principales elementos de una torre de línea de transmisión 500 kV.....	90
Figura 4.2: Distancias eléctricas torre a 500 kV	94
Figura 4.3: Edición de estructura en PLS CADD [13].....	97
Figura 4.4: Puesta a tierra	106
Figura 4.5: Silueta de estructura tipo AAM	110
Figura 4.6: Silueta de estructura tipo AT0	111
Figura 4.7: Silueta de estructura tipo AS4	112
Figura 5.1: Áreas de trabajo del PLS CADD.	114
Figura 5.2: Niveles de modelado en el PLS CADD	115

BIBLIOGRAFÍA

- [1]. Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, “Informe De Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN Periodo 2013-2022, COES-Perú, 2011”
- [2]. Ministerio de Energía y Minas, “Código Nacional de Electricidad – Suministro”, MINEM – Perú, 2011.
- [3]. Luis María Checa, “Líneas de Transporte de Energía”, 3era edición, Editorial Macombo S.A., Barcelona, 2004.
- [4]. Electric Power Research Institute, “EPRI AC Transmission Line Reference Book, 220 kV and Above”, 3ra edition. Editado por Electric Power Research Institute, California, USA, 2005.
- [5]. International Electrotechnical Commission, “IEEE Std 738: Standard for Calculating the Current-Temperature of Bare Overhead Conductors”, 2008.
- [6]. Juan Bautista Ríos, “Líneas de Transmisión de Potencia”, 2da edición Lima, 2009.
- [7]. International Electrotechnical Commission, “IEC 60071-1: Insulation coordination - Definitions, principles and rules”, 2006.
- [8]. International Electrotechnical Commission, “IEC 60071-2: Insulation coordination - Application Guide”, 2006.
- [9]. International Electrotechnical Commission, “IEC 60826: Design criteria of overhead transmission lines”, 2001.
- [10]. Institute of Electrical and Electronics Engineers, “IEEE Std 1283: Guide for Determining the Effects of High-Temperature Operation on Conductors, Connectors, and Accessories”, 2006.
- [11]. U.S. Department of Agriculture, “REA Bulletin 1724E-200:Design Manual for High Voltage Transmission lines”, 2009.
- [12]. Power Line Systems INC., “PLS-CADD User’s Manual”, Version 10, editado por Power Line Systems INC, Madison, USA, 2009.
- [13]. Power Line Systems INC., “Tower User’s Manual”, Version 10, editado por Power Line Systems INC, Madison, USA, 2008.
- [14]. Carlos F. Ramírez, “Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión”, 2da edición, editado por HMV Ingenieros, Bogotá, 2007.

- [15]. Electric Power Research Institute, "EPRI AC Transmission Line Reference Book, 345 kV and Above", Second edition. Editado por Electric Power Research Institute, California, USA, 1982.
- [16]. Institute of Electrical and Electronics Engineers, "IEEE 142 Grounding of Industrial and Commercial Power Systems", 2007.