

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA**



**INGENIERIA BÁSICA DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN  
138kV SUBESTACIÓN TRUJILLO NOROESTE –  
SUBESTACIÓN TRUJILLO SUR**

**INFORME DE COMPETENCIA PROFESIONAL**

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

**ESTANISLAO JAVIER FERNANDEZ RODRIGUEZ**

**PROMOCIÓN 2010-II**

**LIMA – PERÚ**

**2014**

## DEDICATORIA

Con todo mi cariño y mi amor para las personas que hicieron todo en la vida para que yo pudiera lograr mis sueños, por motivarme y darme la mano cuando sentía que el camino se terminaba, a ustedes por siempre mi corazón y mi agradecimiento.

Mis Padres: Cecilia y Estanislao  
y a mis hermanos: Jhonatan y Emmanuel

# INDICE

## PROLOGO

<b>1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>4</b>
1.1 ANTECEDENTES:.....	4
1.2 JUSTIFICACION:.....	6
1.3 IDENTIFICACION DE LA NECESIDAD .....	6
1.4 OBJETIVOS.....	6
1.4.1 OBJETIVO GENERAL .....	6
1.4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	6
1.5 METODOLOGIA EMPLEADA:.....	7
<b>2. MEMORIA DESCRIPTIVA .....</b>	<b>8</b>
2.1 CARACTERISTICAS DE LA LINEA DE TRANSMISION: .....	8
2.2 TRAZO DE RUTA SELECCIONADA: .....	9
2.3 NORMAS APLICABLES.....	10
2.4 AISLAMIENTO.....	11
2.5 DEFINICIÓN DE CONDUCTORES DE FASE.....	11
2.6 CAPACIDAD TÉRMICA DEL CONDUCTOR:.....	12
2.7 CALCULO MECANICO DE CONDUCTORES Y CABLES DE GUARDA.....	12
2.8 DISEÑO BÁSICO ESTRUCTURAL.....	14
2.9 DISEÑO BÁSICO MECÁNICO DE CADENAS, HERRAJES Y ACCESORIOS.....	15
2.10 PARÁMETROS ELÉCTRICOS .....	16
<b>3. ANÁLISIS FLUJO DE POTENCIA.....</b>	<b>17</b>
3.1 INTRODUCCION.....	17
3.2 FLUJO DE POTENCIA EN LA L. T. 138kV S.E. TRUJILLO NOROESTE- S.E. TRUJILLO SUR .....	21
3.2.1 PROYECTOS DE INVERSIÓN DE LA EMPRESA HIDRANDINA S.A....	21
3.2.2 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.....	22
3.2.2.1) Zona de Influencia del Proyecto .....	22
3.2.2.2) Sistema Eléctrico Trujillo.....	22
3.2.3 PARÁMETROS ELÉCTRICOS.....	24
3.2.4 DATOS DE DEMANDA .....	26
3.2.4.1) Demanda del Sistema Eléctrico Trujillo .....	26

3.2.5 OPERACIÓN EN ESTADO ESTACIONARIO .....	27
3.2.5.1) Resultados de Flujo de Potencia en Operación Normal.....	28
3.2.5.2) Resultados de Flujo de Potencia en Contingencia.....	31
<b>4. SELECCIÓN DEL TRAZO DE RUTA.....</b>	<b>38</b>
4.1 TRAZO DE RUTA DE LA LINEA DE TRANSMISION 138 KV .....	38
4.1.1 Criterios de Selección de Ruta .....	38
4.1.2 Alternativas de Trazo de Ruta .....	40
4.1.2.1) Alternativa 1 .....	40
4.1.2.2) Alternativa 2.....	42
4.1.2.3) Alternativa 3.....	43
4.1.3 Comparación de Alternativas 1, 2 y 3 .....	44
4.1.4 Análisis de las Alternativas .....	48
<b>5. CÁLCULO DEL AISLAMIENTO .....</b>	<b>50</b>
5.1 CALCULO MECÁNICO DE AISLADORES .....	51
5.1.1 Cálculo mecánico de la cadena de aisladores en anclaje.....	51
5.1.2 Cálculo mecánico del aislador de porcelana tipo “line post” horizontal	51
5.1.3 Conclusiones.....	53
5.2 CÁLCULO ELÉCTRICO DE AISLADORES.....	53
5.2.1 Diseño del aislamiento por tensión disruptiva en seco .....	54
5.2.2 Diseño por sobretensión a frecuencia industrial, húmeda.....	54
5.2.3 Diseño del aislamiento por contaminación ambiental.....	55
5.2.4 Distancia de aislamiento en aire.....	57
5.2.5 Conclusiones del cálculo eléctrico del aislamiento.....	57
5.2.6 Características de los aisladores seleccionados .....	58
<b>6. DEFINICION DEL CONDUCTOR DE FASE Y CABLE DE GUARDA .....</b>	<b>60</b>
6.1 SELECCIÓN DEL CONDUCTOR DE FASE .....	60
6.2 PRESELECCIÓN DE CONDUCTORES .....	61
6.2.1 Selección del material .....	61
6.2.2 Cálculo de capacidad térmica del conductor (Ampacitancia).....	63
6.2.3 Verificación de ampacitancia de conductores preseleccionados.....	64
6.3 SELECCIÓN TÉCNICA ECONÓMICA DEL CALIBRE DE CONDUCTOR.....	67
6.3.1 Cálculo de pérdidas por Efecto Joule en Potencia y Energía.....	68
6.3.2 Cálculo de pérdidas corona en conductor ACAR.....	69
6.3.3 Costo de pérdidas de potencia y energía en línea de 138 kV.....	71
6.3.4 Comparación económica con método de valor presente.....	71
6.3.5 Características de conductor ACAR seleccionado.....	72
6.4 SELECCIÓN DEL CABLE DE FIBRA OPTICA OPGW .....	73

6.5 CAPACIDAD TÉRMICA DEL CONDUCTOR SELECCIONADO .....	73
<b>7. PARÁMETROS ELÉCTRICOS.....</b>	<b>75</b>
7.1 RESISTENCIA.....	76
7.2 INDUCTANCIA .....	77
7.3 IMPEDANCIA DE LA LÍNEA .....	78
7.3.1 <i>Matriz de impedancias reducida:</i> .....	80
7.3.2 <i>Impedancias de secuencia:</i> .....	80
7.4 COEFICIENTES DE POTENCIAL - MATRIZ DE CAPACITANCIAS .....	80
7.4.1 <i>Capacitancias de secuencia:</i> .....	83
7.5 PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LA LÍNEA DE TRANSMISION: .....	84
7.6 MODELO MATEMÁTICO, PARA LÍNEA DE LONGITUD MEDIA: .....	84
<b>8. CÁLCULOS MECÁNICOS DE CONDUCTORES Y CABLE DE GUARDA ..</b>	<b>85</b>
8.1 CARGAS Y SOBRECARGAS EN EL CONDUCTOR.....	85
8.1.1 <i>Cargas verticales:</i> .....	85
8.1.2 <i>Cargas horizontales:</i> .....	85
8.1.3 <i>Carga propia:</i> .....	85
8.1.4 <i>Sobre cargas debidas al viento sobre los conductores:</i> .....	86
8.1.5 <i>Coefficiente de sobrecarga</i> .....	86
8.2 ESTUDIO MATEMÁTICO DEL CONDUCTOR.....	87
8.2.1 <i>Ecuación de la catenaria</i> .....	87
8.2.2 <i>Ecuación de la flecha:</i> .....	88
8.2.3 <i>Tiro y Esfuerzo en el Conductor:</i> .....	89
8.2.4 <i>Selección de tensión EDS de conductores</i> .....	90
8.2.5 <i>Hipótesis de carga para conductores</i> .....	92
8.2.6 <i>Cálculo del creep</i> .....	93
8.2.7 <i>Cambio de estado del conductor ACAR</i> .....	96
8.3 COORDINACION ENTRE CONDUCTOR DE FASE Y CABLE OPGW .....	97
8.3.1 <i>Características de conductor de fase y cable OPGW</i> .....	97
8.3.2 <i>Coordinación de flechas</i> .....	98
8.3.3 <i>Esfuerzo unitario EDS del cable OPGW</i> .....	99
8.3.4 <i>Hipótesis de carga del cable OPGW</i> .....	100
<b>9. SELECCIÓN DE ESTRUCTURAS.....</b>	<b>101</b>
9.1 CARACTERÍSTICAS CLIMATOLÓGICAS Y AMBIENTALES.....	101
9.2 ESTRUCTURAS AUTOSOPORTADAS.....	101
9.2.1 <i>Altura óptima del poste de alineamiento</i> .....	103
9.2.2 <i>Prestación de estructuras</i> .....	107
9.2.3 <i>Siluetas Básicas de Estructuras Autosoportadas</i> .....	109

<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>116</b>
<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>119</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>120</b>
<b>ANEXOS:</b>	
<b>ANEXO A : ALTERNATIVAS DE TRAZOS DE RUTA.</b>	
<b>ANEXO B : PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LA L.T.</b>	
<b>ANEXO C : ANÁLISIS DE FLUJO DE CARGA.</b>	
<b>ANEXO D : MAPA DE NIVELES ISOSCERAUNICOS DEL ING. JUSTO YANQUE – AÑO 2 005</b>	
<b>ANEXO E : REGISTROS METEOROLÓGICOS DE ESTACION DE SENAMHI DE TRUJILLO</b>	
<b>ANEXO F : CALCULO DE LA AMPACITANCIA DE CONDUCTORES ACAR.</b>	
<b>ANEXO G : SELECCIÓN TECNICO ECONOMICA DEL CONDUCTOR ACAR.</b>	
<b>ANEXO H : CALCULO DE AMPACITANCIA DE CONDUCTOR SELECCIONADO ACAR 600 MCM, 340 mm<sup>2</sup></b>	
<b>ANEXO I : CALCULO MECANICO DE CONDUCTOR ACAR 600 MCM Y CABLE DE FIBRA OPTICA OPGW 87 mm<sup>2</sup></b>	
<b>ANEXO J : DIAGRAMA DE CARGAS DE ESTRUCTURAS DE POSTES DE ACERO GALVANIZADO</b>	
<b>ANEXO K : CALCULO MECANICO DE CADENA DE AISLADORES EN ANCLAJE</b>	

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Diagrama Unifilar del Sistema Eléctrico de Trujillo	5
Figura 3.1 - Diagrama Unifilar del Sistema Eléctrico de Trujillo Actual (2013)	23
Figura 3.2 – Diagrama Unifilar del Sistema Eléctrico de Trujillo Proyectado (2016)	25
Figura 5.1 - AC flashover strength of large air gaps (Aleksandrov et al. 1962).	57
Figura 8.1 - Ecuación (catenaria) del conductor extendido.	87
Figura 8.2 : Ubicación física de la flecha $f'$ del conductor, en un vano con extremos de suspensión a nivel.	88
Figura 8.3 - Tiro T en un punto de abscisa x cualquiera del conductor. El tiro horizontal $T_0$ es siempre constante. En el vértice de la catenaria el valor del tiro vertical es nulo	90
Figura 8.4 - Curva del efecto Creep Condición Inicial	94
Figura 8.5 – Curva del efecto Creep condición final.	95
Figura 9.1 – L.T. 138kV Simple Terna, Vano – Costo de Estructura	107
Figura 9.2 – Silueta básica Estructura S5-21/S5-24	109
Figura 9.3 - Silueta básica Estructura SV5-21/SV5-24	110
Figura 9.4 - Silueta básica Estructura SA25-21	111
Figura 9.5 - Silueta básica Estructura SAV25-21/SAV25-32	112
Figura 9.6 - Silueta básica Estructura A60-21	113
Figura 9.7 - Silueta básica Estructura AT90-21	114
Figura 9.8 - Silueta básica Estructura 2SV5-21	115

## LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1 - Prestaciones de Estructuras de la Línea de Transmisión.....	15
Tabla 2.2 – Esfuerzos en Aisladores, herrajes y accesorios.....	16
Tabla 2.3 : Parámetros Eléctricos de la Línea de Transmisión.....	16
Tabla 3.1 - Parámetros Eléctricos de las líneas de transmisión existentes .....	26
Tabla 3.2 - Parámetros Eléctricos de Transformadores de 02 devanados .....	26
Tabla 3.3 - Parámetros Eléctricos de Transformadores de 03 devanados .....	26
Tabla 3.4 - Máxima demanda por subestación en la Zona de Influencia del Proyecto .....	27
Tabla 3.5 - Flujo de Potencia en Líneas –Estiaje 2013.....	28
Tabla 3.6 - Flujo de Potencia en Líneas –Avenida 2016 .....	29
Tabla 3.7 - Flujo de Potencia en Líneas –Estiaje 2016.....	30
Tabla 3.8 - Flujo de Potencia en Líneas –Año 2013.....	32
Tabla 3.9 - Flujo de Potencia en Líneas –Año 2016.....	33
Tabla 3.10 - Flujo de Potencia en Líneas – Año 2013.....	34
Tabla 3.11 - Flujo de Potencia en Líneas – Año 2016.....	35
Tabla 3.12 - Flujo de Potencia en Líneas – Año 2013.....	36
Tabla 3.13 - Flujo de Potencia en Líneas – Año 2016.....	37
Tabla 4.1 - Comparación de Características de Trazos de Ruta de Línea de Transmisión 138 kV.....	45
Tabla 4.2 - Comparación de Características de Trazos de Ruta de Línea de Transmisión 138 kV.....	47
Tabla 5.2 - Esfuerzos en Cadena de Aisladores Tipo fog y .....	53
Tabla 5.3 - Cálculo por Tensión Disruptiva en Seco .....	54
Tabla 5.4 - Cálculo por Distancia de Fuga.....	56
Tabla 6.1 - Características del Conductor ACAR (Según norma ASTM).....	66
Tabla 6.2 - Resultado de Balance Térmico de Conductores ACAR.....	66
Tabla 6.3 - Secciones de Conductores que cumplen con Potencia Solicitada .....	67
Tabla 7.1– Parámetros eléctricos de la L.T. 138kV SE Trujillo Sur – SE Trujillo NorOeste.....	84
Tabla 9.1 – Cálculo de Longitud de Poste Relacionado a cada vano medio .....	104
Tabla 9.2 – Cálculo de pesos de postes de Acero Galvanizado Tipo “S5”.....	105
Tabla 9.3 – Relación Vano Medio - Costos.....	106
Tabla 9.4 - Prestación De Postes De Acero Galvanizado – Simple Terna .....	108

**ABREVIATURAS UTILIZADAS**

AAAC	Conductores de aleación de aluminio
ACAR	Conductores compuesto de alambres de aluminio reforzados con alambres de aleación de aluminio
ACSR	Conductores de aluminio con refuerzo de acero
ANSI	Instituto Nacional Estadounidense de Estándares
ASTM	Es un organismo de normalización de los Estados Unidos de América (Sociedad Americana para Pruebas y Materiales)
COES-SINAC	Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional
DIGSILENT	Software Alemán que Analiza los Sistemas de Potencia e Ingeniería
DIN	Instituto Alemán de Normalización
EDS	Tensión de cada día del conductor
HIDRANDINA	Una empresa del grupo Distriluz, opera en Cajamarca, La Libertad y Ancash.
IEC	Es una organización de normalización en los campos eléctrico, electrónico y tecnologías relacionadas (Comisión Electrotécnica Internacional)
IEEE	Es una asociación técnico-profesional mundial dedicada a la estandarización (Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos)
ITINTEC	Instituto de Investigación Tecnológica Industrial y de Normas Técnicas
MCM	CM es un círculo que tiene un diámetro 0.001" (Mil Circular Mil)

MEM	Ministerio de Energía y Minas
OPGW	Cable de fibra Óptica
OSIRNERGMIN	Organismo supervisor de la inversión en energía y minería.
PLS-CADD	Programa computacional para el diseño de líneas de transmisión.
REP	Red Eléctrica del Perú
S.E.	Subestación Eléctrica
SEIN	Sistema Interconectado Nacional
SENAMHI	Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología
VDE	Asociación Alemana de Electrotecnia

## GLOSARIO

Ampacidad del Conductor	Es la corriente en amperios, que un conductor puede transportar continuamente, sin exceder su temperatura máxima de operación.
Descarga Disruptiva	Descarga brusca que se produce cuando la diferencia de potencial entre dos conductores excede de cierto límite. Se manifiesta por un chispazo acompañado de un ruido seco.
Distancia de arco Seco	Distancia más corta a través del medio circundante entre los electrodos terminales, o la suma de las distancias entre los electrodos intermedios, lo que es el más corto, con el material aislante.
EDS	El esfuerzo de templado o la tensión de cada día de la línea es; aquel esfuerzo máximo admisible durante todo el tiempo en que la temperatura sea la media. Si la línea es larga, es probable que en su ruta las temperaturas medias sean diferentes.
Efecto Corona	Es la ruptura del aire como dieléctrico cerca de la superficie de un conductor cuando el gradiente de potencial excede de un cierto valor crítico. Dicho en otras palabras, el efecto corona se presenta cuando el gradiente de potencial de un conductor en el aire se eleva hasta valores tales que sobrepasan la rigidez dieléctrica del aire que rodea al conductor. El efecto corona es función de dos elementos: el gradiente potencial en la superficie del conductor y la rigidez dieléctrica del aire en la superficie, valor que a su vez depende de la presión atmosférica y la temperatura.
Efecto Creep	Es la deformación que evoluciona con el tiempo, alargamiento no elástico de los cables a tensión constante una vez aplicada la carga

Efecto Joule	Es la generación de calor, producida por el paso de la corriente eléctrica en los conductores aéreos desnudos.
Efecto skin	O efecto pelicular, se da únicamente en corriente alterna, y consiste en que la densidad de corriente se da principalmente por el exterior del conductor, originando que la resistencia efectiva o de corriente alterna sea mayor que la resistencia óhmica o de corriente continua.
Esfuerzo	Es la relación existente entre la tensión y la sección del conductor.
Franja de Servidumbre:	La faja de servidumbre es la proyección sobre el suelo de la faja ocupada por los conductores más la distancia de seguridad, la que deberá verificarse para cada vano. Se establecen con el propósito de brindar las facilidades para la instalación, operación y mantenimiento de las instalaciones eléctricas de las empresas concesionarias, así como también para salvaguardar la seguridad pública, es decir, la integridad física de las personas y bienes, frente a situaciones de riesgo eléctrico-mecánico.
Línea de fuga	Suma de las distancias más cortas medida a lo largo de las superficies de aislamiento entre las partes conductoras, según lo acordado para la prueba de flameo en seco.
Módulo de Elasticidad	El módulo de elasticidad o módulo de Young (E) es una constante que relaciona el esfuerzo con la deformación de un material.
Potencia Característica	Es la potencia que tendría una línea si ésta se cerrara en su extremo con una carga resistiva (es decir con la impedancia característica), con factor de potencia constante, en otras palabras la capacidad distribuida de la línea, proporciona la potencia reactiva inductiva que la línea requiere.

Resistencia Eléctrica	La resistencia depende de la resistividad de los conductores y de la frecuencia. En altas frecuencias, la resistencia aumenta con la frecuencia debido al efecto pelicular (skin), ya que la corriente penetra sólo una pequeña capa cercana a la superficie del conductor.
Tensión Disruptiva	Voltaje máximo capaz de producir descarga disruptiva.
Tensión Máxima del Sistema	Es el valor eficaz de la máxima tensión entre fases que puede aparecer en cualquier punto de la red y en cualquier instante bajo condiciones normales de servicio.
Tensión Nominal del Sistema	Es el valor eficaz de la tensión entre fases con la que se designa la red.
Voltaje de Flameo a Baja Frecuencia (frecuencia industrial).	Valor de la raíz cuadrada medio de la tensión de baja frecuencia que, en determinadas condiciones, causa una descarga disruptiva sostenida a través del medio circundante.
Voltaje de perforación a baja frecuencia	Voltaje mínimo que produce una perforación o ruptura en un aislante con el consiguiente paso de corriente.

## **PRÓLOGO**

El siguiente informe de Ingeniería Mecánica Eléctrica se desarrolla de acuerdo a los requerimientos académicos para la obtención del título de grado que otorga la Facultad de Ingeniería Mecánica de la Universidad Nacional de Ingeniería, Según consta en el “Reglamento para la Obtención de Grado Académico de Bachiller y Título Profesional” (Resolución Rectoral N° 608 del 2006).

La misma constituye un proyecto de la especialidad y abarca la Ingeniería Básica de la Línea de Transmisión en 138kV que entrelazará en una primera etapa, las subestaciones Trujillo Sur y Trujillo Nor Oeste. El desarrollo abarca todos los temas necesarios para la definición de las características y componentes básicos de un proyecto de alta tensión, tanto desde el punto de vista eléctrico como mecánico. Su contenido está dividido en 9 capítulos.

En el capítulo I, introducción, se describe los antecedentes del proyecto, la justificación, la identificación de la necesidad, los objetivos y la metodología empleada en el informe desarrollado.

En el capítulo II, memoria descriptiva, se describe el proyecto, detallando el trazo de la línea de transmisión y mostrando los resultados obtenidos desde el capítulo 3 al 9.

En el capítulo III, Análisis de Flujo de Potencia, se desarrolla analíticamente las fórmulas que nos permita obtener el sistema de ecuaciones finales del flujo de potencia. Se realiza el análisis del flujo de potencia en la L.T. 138kV SE Trujillo Sur – SE Trujillo Nor oeste, con y sin el proyecto, en contingencia y en los escenarios de estiaje y avenida para los años 2013 y 2016, haciendo uso de una herramienta computacional DigSilent.

En el capítulo IV, selección del trazo de ruta, se realiza una evaluación técnica - económica de las tres alternativas de trazo de ruta consideradas para la L.T., tomando en cuenta las probables protestas de los vecinos de la zona comercial, producto de los cierre de calles o avenidas, al momento del montaje de los postes, debido a las grandes dimensiones que estos tienen.

En el capítulo V, cálculo de aislamiento, se desarrolla el cálculo mecánico de cadena de aisladores en anclaje y tipo line post horizontal. Para los cálculos eléctricos, se definen las tensiones de línea que el aislamiento de la línea debe soportar según las normas IEC 60071-1 y 60071-2, luego se selecciona el número de aisladores por cadena en función al nivel de tensión y nivel de contaminación, se determina las distancias mínimas en aire por aislamiento.

En el capítulo VI, definición del conductor de fase y cable de guarda, primero se define el tipo de material del conductor de fase, de acuerdo a la zona donde estará ubicado, luego se determina la sección óptima del conductor, basado en las pérdidas por efecto joule, efecto corona y ampacidad. La sección del cable de guarda se ha seleccionado según la corriente máxima de cortocircuito que podrían soportar.

En el capítulo VII, parámetros eléctricos, se calculan los valores de inductancia, capacitancia e impedancia de secuencia positiva, negativa y cero en régimen permanente.

En el capítulo VIII, cálculo mecánico de conductores y cables de guarda, se presenta el estudio matemático del conductor, se selecciona la tensión EDS del conductor de fase para luego calcular el EDS del cable de guarda, considerando que la flecha del cable de guarda es el 90% de la flecha del conductor de fase. Haciendo uso del programa computacional PLS CAD, se obtiene los esfuerzos y flechas máximas a la que estarán sometidos los conductores y cables de guarda en cada una de las hipótesis.

En el capítulo IX, Selección de estructuras, se determina el tipo de estructura, así como sus dimensiones que están en función a las distancias de seguridad y a los esfuerzos a los que estarán sometidos.

# **CAPÍTULO I**

## **INTRODUCCIÓN**

### **1.1 ANTECEDENTES:**

Se considera el plan de inversiones (2013-2017) programadas por Hidrandina y REP, que se tienen como principales premisas; - Ingresos de nuevos Transformadores, - Traslado de Cargas, - cambio de conductores de mayor capacidad de transmisión, - Ingresos de nuevas subestaciones y el ingreso de esta Línea de Transmisión de 138kV, que enlazará las subestaciones Trujillo Noroeste – Trujillo Sur, debido al incremento significativo de la demanda que se está presentando en esta ciudad.

Actualmente la S.E. Trujillo Norte en 138kV, es el que suministra energía en sistema radial a las siguientes subestaciones: Motil, Alto Chicama, Santiago de Cao, Trujillo NorOeste y Porvenir. La S.E. Porvenir a su vez suministra energía a la S.E. Trujillo Sur (ver Figura 1.1).

La Subestación Trujillo Norte está enlazada en 220kV con las SE's Guadalupe y Chimbote, y en 500 kV con la subestación Chimbote.

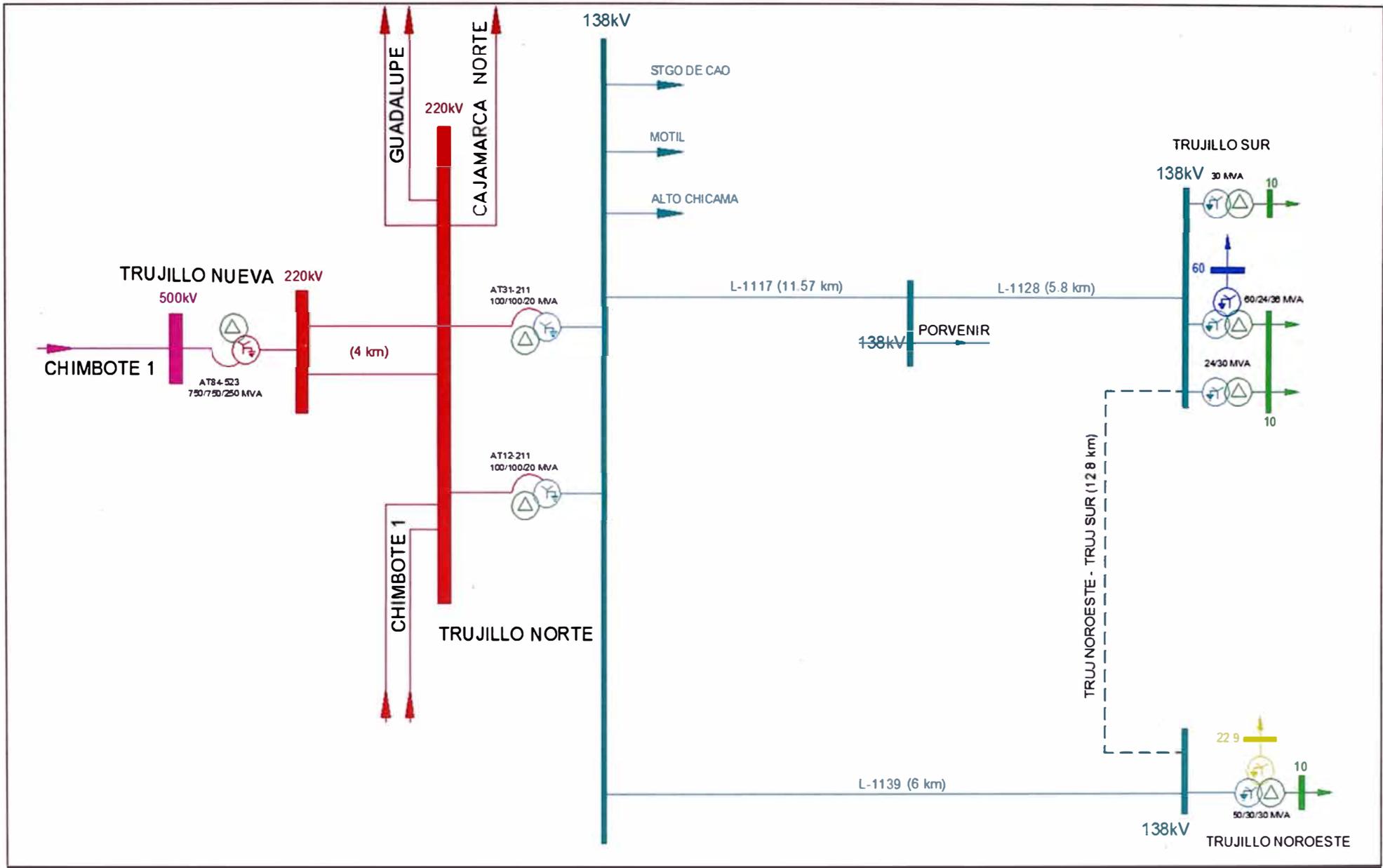


Figura 1.1 – Diagrama Unifilar del Sistema Eléctrico de Trujillo

## **1.2 JUSTIFICACION:**

En este informe se define, las principales características técnicas de la Línea de Transmisión, como; el trazo de ruta, la sección y material del conductor, el tipo soporte, los tipos de armados, etc., que serán tomados como punto de partida, para el desarrollo del estudio definitivo de esta Línea de Transmisión.

## **1.3 IDENTIFICACION DE LA NECESIDAD**

La creciente demanda de la ciudad de Trujillo; el límite de capacidad de transmisión de las líneas de transmisión existentes y poseer un sistema eléctrico radial de baja confiabilidad frente a contingencias, son argumentos para considerar el cambio en la topología eléctrica radial, que tiene el grupo de subestaciones en 138kV como Trujillo Norte, Porvenir, Trujillo Sur y Trujillo NorOeste, a la topología en anillo, consiguiendo de esta manera una redistribución de flujos de Potencia, y evitando una sobrecarga en las líneas de transmisión.

## **1.4 OBJETIVOS**

### **1.4.1 OBJETIVO GENERAL**

Desarrollar la ingeniería básica de línea de transmisión en 138kV, SE Trujillo NorOeste – SE Trujillo Sur, con el propósito de transmitir energía eléctrica de manera económica y confiable.

### **1.4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

Determinar el flujo de potencia, para los escenarios de estiaje y avenida, en operación normal y en contingencia.

Selección de la mejor alternativa del trazo de ruta.

Determinar la coordinación de aislamiento y los parámetros eléctricos de la línea.

Seleccionar el conductor de fase y el cable de guarda.

Realizar los cálculos mecánicos de los conductores de fase y del cable de guarda así como el diseño básico estructural de los soportes.

### **1.5 METODOLOGIA EMPLEADA:**

La fuente de información de la demanda en la ciudad de Trujillo, para el análisis de flujo de potencia, fue proporcionada por Hidrandina S.A; el diagrama unifilar del sistema eléctrico Peruano, así como la base de datos del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional SEIN , para estudios de Pre-operatividad, se obtuvo desde la página web del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES-SINAC); los datos históricos de las condiciones climáticas de la zona de Trujillo se obtuvieron del Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú – SENAMHI.

Se desarrolla el marco teórico en cada uno de los capítulos desde el cap. III hasta el cap. IX y se anexa todos los cálculos realizados para la Ingeniería Básica de la línea. Los resultados se muestran en cuadros estadísticos, gráficas y diagramas unificables.

## **CAPITULO II:**

### **MEMORIA DESCRIPTIVA**

El objetivo del presente capítulo es el de presentar a manera de resumen los resultados del Proyecto de Ingeniería Básica de la Línea de Transmisión en 138kV SE Trujillo Sur – SE Trujillo Noroeste.

#### **2.1 CARACTERISTICAS DE LA LINEA DE TRANSMISION:**

Las características principales de la línea son las siguientes:

- Tensión nominal : 138 kV
- Tensión máxima de servicio : 145 kV
- Voltaje Resistente a Frecuencia Industrial : 230 kV<sub>ef</sub>
- Voltaje Soportado al Impulso por descargas atmosféricas : 550 kV<sub>p</sub>
- Nivel de contaminación :  $\geq 5000$  mm.
- Potencia nominal : 166.3 MVA
- Número de circuitos : 1
- Número de conductores x fase : 1
- Sistema : Trifásico 60 Hz
- Disposición de conductores : Triangular y Bandera
- Longitud : 12.8 Km
- Número de Transposiciones : 0
- N° de Vértices : 08

- Ancho franja de servidumbre : 10 m
- Cota máxima : 100 msnm
- Conductor Activo : 304 mm<sup>2</sup> – ACAR
- No Cond. x Fase : 1
- N de Cables de Guarda : 1
- Cables de guarda : OPGW – 43.2 (kA)<sup>2</sup>. Seg – 87 mm<sup>2</sup>
- Estructuras : Postes Metálicos de Acero Galvanizado
- Configuración : Triangular y Bandera
- Aisladores : Porcelana Tipo Fog – estándar ANSI  
: Line Post Horizontal de Porcelana
- Cadenas : 13 Unid. Anclaje.

## 2.2 TRAZO DE RUTA SELECCIONADA:

El trazo de ruta de la línea de transmisión aérea de 138 kV se inicia en el pórtico de la SE Trujillo Nor Oeste, se dirige hacia el este ubicándose en la berma central de la Av. Metropolitana A; hasta el cruce con la Av. Metropolitana II, en donde el trazo cambia de dirección y se orienta hacia el sur de esta avenida y continua hasta la Av. Mansiche, en donde antes de llegar a esta última avenida se tendrá que reubicar una construcción que se ubica en plena Av. Metropolitana II.

En esta zona se ubica un centro comercial “Mall Aventura Trujillo”, en donde el trazo de ruta efectúa un rodeo al mencionado centro comercial, por la Av. Mansiche y la Av. Jesús de Nazaret hasta el cruce con la Av. América Oeste, por cuyo jardín central se ubica el trazo de ruta de la línea de la presente alternativa. El trazo se ubica a lo largo de la Av. América Oeste hasta el cruce con la Av. Antenor Orrego, por cuyo jardín central continua el trazo de la alternativa 3 hasta la Av. Los Colibríes que

se ubica con dirección sur este hasta la Av. Larco Herrera, ubicándose por un lado del Ovalo Larco, para llegar al jardín central de la Av. América Sur, continua hasta la Av. Prolongación César Vallejo, ubicándose frente al centro comercial “Real Plaza” hasta la berma central de la Av. Prolongación Fátima; luego, el trazo de ubica por la carretera Industrial, prosigue con dirección noreste hasta ubicarse en el Ovalo La Marina en el cual se cruza mediante tres vértices, evitando acercarnos a los grifos de combustible existentes; luego se continua por la carretera Industrial, ubicando el trazo por ambos lados alternativamente de la mencionada carretera respetando las distancias mínimas de seguridad a las construcciones existente; en esta carretera, el trazo de ruta de la alternativa 3, debe cruzar las líneas aéreas de 60 kV y 34.5 kV, continua el trazo de ruta de la línea hasta ubicarse en una avenida nueva que llega a cruzar la línea existente de 138 kV El Porvenir – Trujillo Sur; en el cruce con esta línea se tiene previsto efectuar una doble terna vertical con postes independientes sobre la misma franja de servidumbre de la línea existente, hasta llegar al pórtico de la subestación Trujillo Sur.

### **2.3 NORMAS APLICABLES**

Los criterios de diseño a emplear estarán de acuerdo básicamente con el Código Nacional de Electricidad Suministro 2011, de la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas, que fue aprobada con Resolución Ministerial N° 214-2011-MEM/DM que está vigente desde el 6 de Mayo de 2011, la que será complementada con otras normas nacionales e internacionales vigentes, tales como la IEC, ANSI, DIN-VDE, etc.

## **2.4 AISLAMIENTO**

El aislamiento a utilizar en la línea de transmisión en 138kV, se efectuarán básicamente con aisladores tipo “line post” horizontal para el alineamiento y ángulos menores; mientras que las cadenas de anclaje con aisladores tipo FOG se utilizarán en estructuras angulares y de retención intermedio / terminal.

Las cadenas de aisladores para la línea de 138 kV estarán conformadas por aisladores de 100 kN de resistencia electromecánica, en donde las cadenas de anclaje llevarán 13 aisladores.

## **2.5 DEFINICIÓN DE CONDUCTORES DE FASE.**

El conductor de fase seleccionado es de material ACAR de 600 MCM, sección real de 304 mm<sup>2</sup>; para cuya selección se aplicó el método que se presenta a continuación.

Preseleccionamos los conductores por el tipo de material y la ampacitancia, luego desarrollamos la sección técnica económica del conductor (Cálculo de pérdidas corona en conductor ACAR, Costo de pérdidas de potencia y energía en línea de 138 kV, Comparación económica con método de valor presente y Características de conductor ACAR seleccionado), se determina la sección óptima mediante el método del “valor presente de flujos de costos totales”, cuyos principales componentes se mencionan a continuación:

- 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 las líneas de transmisión para cada conductor analizado, obtenido de los módulos de líneas de Osinergmin.

Se efectúa la comparación económica por el método del valor presente del flujo de costos totales + pérdidas + valor de las instalaciones, para el período de 15 años, a la tasa de descuento de 12% anual.

El costo directo de la línea de transmisión en 138 kV para diferentes secciones de conductor tipo ACAR preseleccionados, se obtienen de manera aproximada tomando los precios unitarios por kilómetro de los módulos de OSINERGMIN para el peaje de líneas de transmisión secundarias.

Como resultado de la comparación económica se obtiene la sección óptima del conductor ACAR, resultando el calibre 600 MCM y 304 mm<sup>2</sup> de sección, para la línea de transmisión urbana en 138 kV.

## **2.6 CAPACIDAD TÉRMICA DEL CONDUCTOR:**

Mediante el programa de cómputo de la IEEE Standard 738, se determina la temperatura máxima del conductor para la potencia máxima proyectada, en estado estable del conductor ACAR de 304 mm<sup>2</sup> de sección.

La temperatura máxima de 75° C en el conductor ACAR de 304 mm<sup>2</sup> se obtiene una capacidad térmica de 695.7 A en 138 kV que equivale a 166.3 MVA.

## **2.7 CALCULO MECANICO DE CONDUCTORES Y CABLES DE GUARDA**

La hipótesis de carga que regirá el cambio de estado del conductor tipo ACAR de 304 mm<sup>2</sup>, para la zona de carga A ligera, son las siguientes:

*Hipótesis 1* Condición EDS inicial

- Presión de viento medio,  $\approx 0$  kg/m<sup>2</sup>

- Temperatura media, 20 °C
- Esfuerzo unitario inicial, 3.284 kg/mm<sup>2</sup>, **14%** de tiro de rotura del conductor

Hipótesis 2 Condición de viento máximo

- Presión de viento máximo transversal, 23.77 kg/m<sup>2</sup>.
- Temperatura, 10 °C

Hipótesis 3 Condición para utilizar la Norma VDE 0210/12.85

- Presión de viento, 0 kg/m<sup>2</sup>
- Temperatura, 40 °C

Hipótesis 4 Condición de máxima temperatura

- Presión de viento, 0 kg/m<sup>2</sup>
- Temperatura máxima, 75°C, (para el cálculo en condición final no se considera el efecto del creep, debido a que este fenómeno ya sucedió a lo largo de su vida útil)

Las hipótesis de carga, para el cálculo mecánico, a utilizar en los cables de guarda de fibra óptica tipo OPGW son las siguientes:

Hipótesis 1 Condición EDS inicial

- Temperatura media : 20°C
- Presión de viento : 0 kg/m<sup>2</sup>
- Esfuerzo Unitario : 7.166 kg/mm<sup>2</sup> (**13.071%** tiro de rotura cable OPGW)

Hipótesis 2 Condición de Viento Máximo

- Presión de viento máximo transversal : 23.77 kg/m<sup>2</sup>.
- Temperatura asociada a viento máximo : 10 °C

Los cálculos mecánicos del conductor fueron hechos con el programa PLS-CADD, el modelo matemático de los cables se basa en relaciones polinómicas de esfuerzo-deformación.

## **2.8 DISEÑO BÁSICO ESTRUCTURAL**

El vano medio definido para una estructura de alineamiento con disposición alternada (triangular) es 180 m; mientras que una estructura con disposición vertical el vano medio es 160 m.

El vano peso se estima en 2.5 veces el vano medio, con la finalidad de desconectar un poste intermedio durante las labores de mantenimiento.

El vano máximo se determina por la distancia entre fases, la distancia de seguridad al terreno, la flecha máxima para el mencionado vano, la separación de cable de fibra óptica - conductor, etc.

Con la finalidad de cubrir ampliamente las necesidades de la línea de transmisión en lo que respecta a los ángulos de los vértices definidos en el trazo de ruta y además cruzar calles y avenidas con poca disponibilidad de espacios, se han definido los tipos de estructuras con postes de acero galvanizado de tamaño estándar de 21m, para cruce de líneas u otros de 24 m y para cruce de línea de 60 kV se ha previsto un poste de 32 m de altura.

**Tabla 2.1 - Prestaciones de Estructuras de la Línea de Transmisión**

<b>TIPO DE ESTRUCTURA</b>	<b>S5</b>	<b>SV5</b>	<b>SA25/ SAV25</b>	<b>A60</b>	<b>AT90</b>	<b>2SV5</b>
Función	Alineamiento		Angulo Menor	Angulo Mediano	Angulo mayor y Terminal	Alineamiento (doble terna)
Aislamiento	3 aisladores tipo "line post" horizontal 138 kV de porcelana			6 cadenas de aisladores en anclaje + 3 aisladores "line post" de orientación	6 cadenas de aisladores en anclaje	6 aisladores tipo "line post" horizontal 138 kV de porcelana
Vano Viento (m)	180	160	160	160	160	160
Vano Peso (m)	450	400	400	400	400	400
Vano Máximo (m)	220	180	180	180	180	180
Angulo de Desvío (°)	5	5	25	50	90 (30)	5
Diámetro máximo en base de poste (m)	0.50	0.50	0.60	0.80	1.00	0.80
Diámetro máximo en la punta de poste (m)	0.25	0.25	0.30	0.40	0.50	0.40

## **2.9 DISEÑO BÁSICO MECÁNICO DE CADENAS, HERRAJES Y ACCESORIOS**

En base a los arboles de carga de las estructuras se han calculado las tensiones nominales de las cadenas de aisladores, herrajes y accesorios de sujeción de los conductores a las estructuras, siendo estos valores:

**Tabla 2.2 – Esfuerzos en Aisladores, herrajes y accesorios**

Función de Aislador	Carga de Trabajo P (kN) (*)			Esfuerzo de Rotura P (kN) (*)			Valor Asumido P (kN)	Esfuerzo Herrajes (kN)
	Cantilever	Tracción o compresión	FS	Rotura	FS	$\alpha$		
Cadena de anclaje	-----	-----	-----	25.18	2.0	-----	$\geq 70.00$	70.00
	-----	-----	-----	62.94	-----	5.0	$\geq 70.00$	70.00
Line Post Horizontal I	5.00	-----	2.50	-----	-----	-----	$\geq 5.00$	$\geq 5.00$
	-----	8.22	2.00	-----	-----	-----	$\geq 8.22$	$\geq 9.00$

## 2.10 PARÁMETROS ELÉCTRICOS

Los parámetros calculados de la L.T. en 138kV simple terna, son:

**Tabla 2.3 : Parámetros Eléctricos de la Línea de Transmisión**

R(+) (Ohm/Km)	X(+) (Ohm/Km)	B(+) (mS/Km)	R(0) (Ohm/Km)	X(0) (Ohm/Km)	B(0) (mS/Km)
0.1033	0.4641	3.5530	0.4016	1.2307	1.9836

## CAPITULO III:

### ANÁLISIS FLUJO DE POTENCIA

#### 3.1 INTRODUCCION

En este capítulo, se desarrolla analíticamente las fórmulas que nos permita obtener el sistema de ecuaciones finales del flujo de potencia. Se realiza el análisis del flujo de potencia en la L.T. 138kV SE Trujillo Sur – SE Trujillo Nor oeste, en los escenarios de estiaje y avenida haciendo uso de una herramienta computacional DigSilent . El análisis de Flujo de Potencia (flujo de carga) implica el cálculo de los flujos de potencia y tensiones de una red de transmisión para un terminal o condiciones de la barra especificado.

Los valores numéricos para la impedancia serie  $Z$  y la admitancia total de carga de la línea  $Y$  (generalmente en términos de los megavars de carga de la línea a voltaje nominal del sistema) son necesarios para cada línea. La matriz de admitancias de barras  $N \times N$  es desde una barra  $i$  hasta una barra  $k$  es:

$$Y_{ik} = |Y_{ik}| \angle \theta_{ik} = |Y_{ik}| \cos \theta_{ik} + j |Y_{ik}| \sin \theta_{ik} = G_{ik} + jB_{ik} \quad (3.1)$$

El voltaje en una barra típica ( $i$ ) del sistema está dado en coordenadas polares por:

$$V_i = |V_i| \angle \delta_i = |V_i| (\cos \delta_i + j \sin \delta_i) \quad (3.2)$$

y el voltaje de la otra barra (  $k$  ) se escribe de manera similar cambiando el subíndice  $i$  por el  $k$ . La corriente total que se inyecta en la red a través de la barra (  $i$  ) en términos de los elementos  $Y_{ik}$  de  $Y_{\text{barra}}$ , está dada por la sumatoria:

$$I_i = Y_{i1}V_1 + Y_{i2}V_2 + Y_{i3}V_3 + \dots + Y_{iN}V_N = \sum_{k=1}^N Y_{ik}V_k \quad (3.3)$$

La potencia compleja inyectada en cada nudo se obtiene como:

$$S_i = S_{Gi} - S_{Ci} = P_i + j Q_i = V_i I_i^* \quad (3.4)$$

$$P_i + j Q_i = V_i \left( \sum_{k=1}^N Y_{ik} V_k \right)^* = (|V_i| \angle \delta_i) \left( \sum_{k=1}^N (|Y_{ik}| \angle \theta_{ik})^* (|V_k| \angle \delta_k)^* \right) \quad (3.5)$$

$$P_i + j Q_i = \sum_{k=1}^N |V_i V_k Y_{ik}| \angle \delta_i - \delta_k - \theta_{ik} \quad (3.6)$$

Haciendo  $\delta_i - \delta_k = \delta_{ik}$

$$P_i + j Q_i = \sum_{k=1}^N |V_i| |V_k| |Y_{ik}| \angle \delta_{ik} - \theta_{ik} = |V_i| \sum_{k=1}^N (|V_k| \angle \delta_{ik}) (|Y_{ik}| \angle -\theta_{ik}) \quad (3.7)$$

$$P_i + j Q_i = |V_i| \sum_{k=1}^N (|V_k| \angle \delta_{ik}) (G_{ik} - j B_{ik}) \quad (3.8)$$

Aplicando la conjugada a ambos lados de la expresión (2.6) se obtiene lo siguiente:

$$P_i - j Q_i = \sum_{k=1}^N |V_i V_k Y_{ik}| \angle \theta_{ik} + \delta_k - \delta_i \quad (3.9)$$

Al expandir la ecuación (3.8) y (3.9) e igualar las partes real y reactiva, se obtiene [4][6]:

$$P_i = \sum_{k=1}^N |V_i V_k Y_{ik}| \cos(\theta_{ik} + \delta_k - \delta_i)$$

$$= |V_i| \sum_{k=1}^N |V_k| (G_{ik} \cos \delta_{ik} + j B_{ik} \sin \delta_{ik}) \quad (3.10)$$

$$Q_i = - \sum_{k=1}^N |V_i V_k Y_{ik}| \sin(\theta_{ik} + \delta_k - \delta_i)$$

$$= |V_i| \sum_{k=1}^N |V_k| (G_{ik} \sin \delta_{ik} - j B_{ik} \cos \delta_{ik}) \quad (3.11)$$

Las ecuaciones (3.10) y (3.11) constituyen las ecuaciones de flujo de potencia que dan los valores calculados de la potencia activa  $P_i^{cal}$  y reactiva  $Q_i^{cal}$

Cada barra  $k$  se clasifica en uno de los tres tipos siguientes:

- Barra compensador o nudos Slack: Sólo hay una barra compensador, que por conveniencia en este Informe se le asigna el número 1. La barra compensador es una referencia para la cual  $|V_1| \angle \delta_1$  por lo común  $1 \angle 0^\circ$  por unidad, es un dato de entrada. El programa de flujo de potencia calcula  $P_1$  y  $Q_1$ .
- Barra de carga o nudos PQ:  $P_{Ci}^{esp}$  y  $Q_{Ci}^{esp}$  son datos de entrada. El programa de flujo de potencia calcula  $V_i$  y  $\delta_i$ . La mayor parte de las barras en un programa normal de flujo de potencia son de carga.

$$P_i^{esp} = 0 - P_{Ci}^{esp} \quad (3.12)$$

$$Q_i^{esp} = 0 - Q_{Ci}^{esp} \quad (3.13)$$

El cero representa la potencia generada nula.

- Barra de voltaje controlado o nudos PV:  $P_i^{esp}$  y  $V_i^{esp}$  son datos de entrada. El programa de flujo de potencia calcula  $Q_i$  y  $\delta_i$ . Como ejemplos están las barras a los que están conectados los generadores, capacitores en derivación desconectables, o sistemas compensadores estáticos de VARs. Los límites de VARs máximo y mínimo  $Q_{Gimáx}$  y  $Q_{Gimin}$  que este equipo puede suministrar son también datos de entrada.

$$P_i^{esp} = P_{Gi}^{esp} - P_{Ci}^{esp} \quad (3.14)$$

$$V_i = V_i^{esp} \quad (3.15)$$

Finalmente y usando las expresiones (2.10) y (2.11) el sistema de ecuaciones a resolver es por lo tanto:

$$\Delta P_i = P_i^{esp} - P_i^{cal} = P_i^{esp} - |V_i| \sum_{k=1}^N |V_k| (G_{ik} \cos \delta_{ik} + jB_{ik} \sin \delta_{ik}) = 0 \quad (3.16)$$

$$\Delta Q_i = Q_i^{esp} - Q_i^{cal} = Q_i^{esp} - |V_i| \sum_{k=1}^N |V_k| (G_{ik} \sin \delta_{ik} - jB_{ik} \cos \delta_{ik}) = 0 \quad (3.17)$$

Para la solución iterativa del sistema anterior deben asignarse unos valores iniciales a las tensiones nodales, para lo cual puede servir la solución de un flujo de cargas anterior. Lo más habitual y menos arriesgado, sin embargo, es utilizar lo que se conoce como *perfil plano*, que consiste en hacer  $\delta_i^0 = 0$  para todos los nudos y  $V_i^0 = 1$  p.u. para los nudos de consumo.

### **3.2 FLUJO DE POTENCIA EN LA L. T. 138kV S.E. TRUJILLO NOROESTE-S.E. TRUJILLO SUR**

HIDRANDINA S.A. tiene previsto dentro de su plan de inversión 2013-2017, para finales del año 2013 el inicio de las operaciones de la Línea de Transmisión en 138kV Trujillo Noroeste – Trujillo Sur.

Como parte de los estudios necesarios para obtener la conformidad de la puesta en servicio del proyecto, se debe presentar al COES el estudio de Pre - Operatividad, donde se demuestre que la puesta en servicio de las nuevas instalaciones no presente un impacto negativo sobre la operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

#### **3.2.1 PROYECTOS DE INVERSIÓN DE LA EMPRESA HIDRANDINA S.A.**

Para el presente estudio se tiene en consideración el programa de obras en transmisión y generación programada por el COES (2012- 2016).

De otro lado se consideró el plan de inversión programada por la empresa Hidrandina S.A. y REP (2013- 2017), en el sistema eléctrico Trujillo, de las cuales se tienen como principales premisas:

Ingreso del transformador de 100/100/20MVA de tensiones 220/138/10kV en la SET Trujillo Norte (Año 2013).

Traslado de las cargas de la S.E. Salaverry y S.E. Moche a la nueva S.E. Huaca del Sol (Año 2013).

Nuevo transformador de 03 devanados de potencia 60/30/30MVA, de tensiones 138/22.9/10kV en la S.E. Porvenir (Año 2013).

Nuevo transformador de 03 devanados de potencia 60/24/36MVA, de tensiones 138/60/10kV en la S.E. Trujillo Sur\_C (Año 2014).

Nuevo punto de conexión de la S.E. Malabrigo en 138kV a través de la línea LT 138 kV Santiago de Cao – Malabrigo (Año 2014).

Cambio de conductor de la Línea Trujillo Norte – Porvenir de AAAC 185mm<sup>2</sup> a AAAC 300mm<sup>2</sup>. (Año 2014).

Ingreso de la nueva S.E. Trujillo UNT y traslado de cargas de la S.E. Trujillo Sur\_A y S.E. Trujillo Sur\_B hacia esta nueva subestación. (Año 2015).

### **3.2.2 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO**

#### **3.2.2.1) Zona de Influencia del Proyecto**

Dentro de la zona de influencia se encuentran las subestaciones: S.E. Guadalupe en 220kV, S.E. Chimbote en 220kV, S.E. Trujillo Norte en 500kV, S.E. Trujillo Norte en 220kV, S.E. Trujillo Norte en 138kV, S.E. Motil, S.E. Alto Chicama, S.E. Santiago de Cao, S.E. Trujillo Noroeste, S.E. Trujillo UNT (ingreso finales del año 2015), S.E Trujillo Sur y la S.E. Porvenir.

#### **3.2.2.2) Sistema Eléctrico Trujillo**

##### **Sistema Eléctrico Actual**

Actualmente la S.E. Trujillo Norte en 138kV es la fuente de suministro de las subestaciones: S.E. Motil, S.E. Alto Chicama, S.E. Santiago de Cao, S.E. Trujillo Noroeste y un sistema radial conformado por las subestaciones S.E. Porvenir y S.E Trujillo Sur.

La Subestación Trujillo Norte está enlazada en 220kV con las SET's Guadalupe y Chimbote y en 500 kV con la subestación Chimbote.

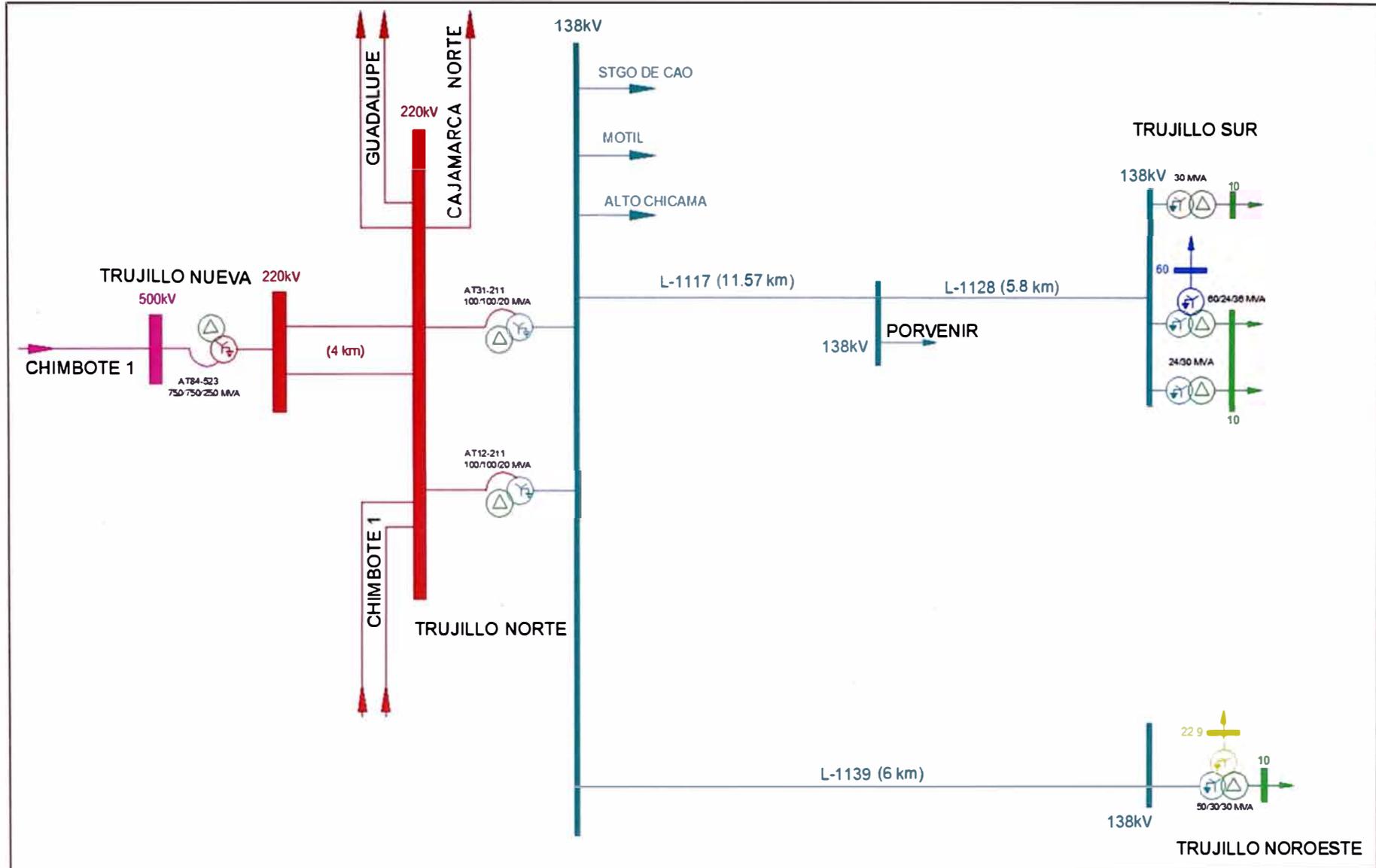


Figura 3.1 - Diagrama Unifilar del Sistema Eléctrico de Trujillo Actual (2013)

La Subestación Trujillo Norte cuenta con dos bancos de capacitores de 15MVAR cada uno y un SVC de 30/20MVAR.

### **Sistema Eléctrico Proyectado**

El proyecto consiste en el ingreso de una Línea de Transmisión en 138kV de 12.8 km y conductor ACAR de 600MCM, la cual enlazará las subestaciones Trujillo Noroeste y Trujillo Sur, con el ingreso de la LT 138kV Trujillo Noroeste – Trujillo Sur se conformaría un anillo formado por las SET's Trujillo Norte, Porvenir, Trujillo Sur y Trujillo Noroeste.

Asimismo se consideró el ingreso de la S.E. Trujillo UNT en el escenario estiaje del año 2015, debido a que este proyecto forma parte del plan de inversiones de Hidrandina. La subestación UNT se conectaría a través de una derivación en PI de la LT 138 kV Trujillo Noroeste – Trujillo Sur, con lo cual se formaría el anillo Trujillo Norte, Porvenir, Trujillo Sur, Trujillo UNT y Trujillo Noroeste.

De otro lado se consideró el cambio de conductor de la Línea Trujillo Norte – Porvenir de AAAC 185mm<sup>2</sup> a AAAC 300mm<sup>2</sup> que está previsto para el año 2014 como reforzamiento en el plan de inversiones de Hidrandina.

### **3.2.3 PARÁMETROS ELÉCTRICOS**

Los parámetros eléctricos de las instalaciones existentes se encuentran modelados en el archivo de simulación Power Factory de DigSILENT proporcionado por el COES.

Los parámetros eléctricos de las líneas de transmisión en el área de influencia han sido modelados con los siguientes parámetros:

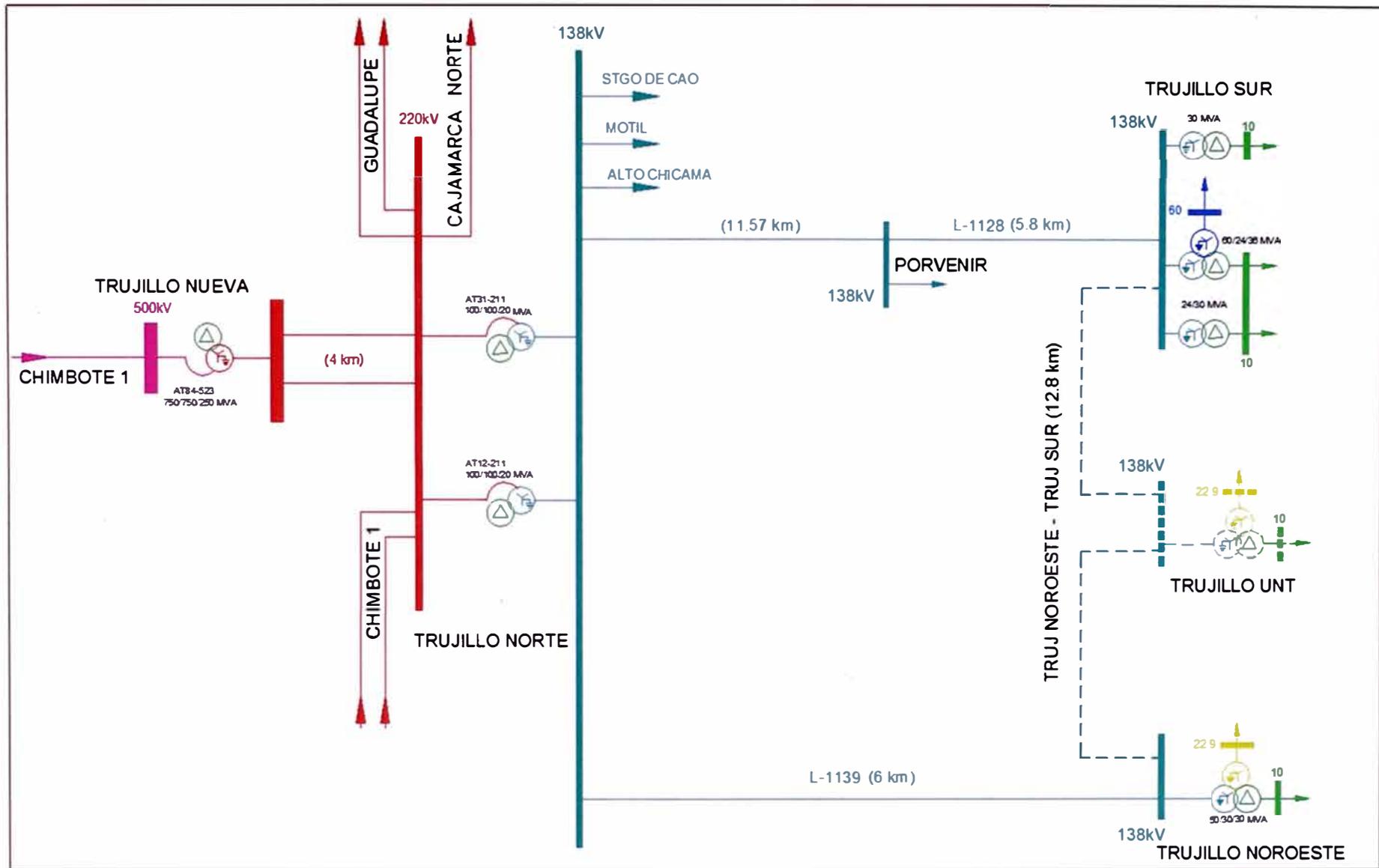


Figura 3.2 – Diagrama Unifilar del Sistema Eléctrico de Trujillo Proyectado (2016)

**Tabla 3.1 - Parámetros Eléctricos de las líneas de transmisión existentes**

Líneas	Tensión (KV)	Longitud (Km)	Capacidad (KA)	R(+) (Ohm/Km)	X(+) (Ohm/Km)	B(+) (uS/Km)	R(0) (Ohm/Km)	X(0) (Ohm/Km)	B(0) (uS/Km)
Trujillo Norte - Porvenir	138	11.57	0.45	0.1857	0.4800	3.3926	0.3236	1.6270	1.7416
Trujillo Norte - Porvenir*	138	11.57	0.62	0.1832	0.4800	3.3930	0.3120	1.6330	1.7270
Porvenir - Trujillo Sur	138	5.43	0.45	0.2940	0.4800	3.3970	0.4720	1.6270	1.7094
Trujillo Norte - Trujillo Noroeste	138	6.05	0.5	0.1857	0.4800	3.3926	0.3236	1.6270	1.7416
Trujillo Norte - Santiago de Cao	138	26.8	0.5	0.1857	0.4800	3.3926	0.3236	1.6270	1.7416
Trujillo Noroeste - Trujillo Sur	138	12.8	0.6957	0.1032	0.4641	3.5530	0.3959	1.2208	1.9830

\* Cambio de conductor previsto para finales del año 2014

Los parámetros eléctricos de los Transformadores de las SET's Trujillo Sur, Trujillo Noroeste y Trujillo UNT (Año de ingreso 2015), han sido modelados con los siguientes parámetros:

**Tabla 3.2 - Parámetros Eléctricos de Transformadores de 02 devanados**

Subestación	Potencia Nominal	Tensión (kV)		Taps de regulación				Tensión de Cortocircuito	Grupo de Conexión
	MVA	HV	LV	max	nom	min.	%	Vcc(%)	
Trujillo Sur B	30	138	10.7	6	0	-12	1.67	10.18	YNd11
Trujillo Sur C	30	138	10.7	6	0	-12	1.67	10.18	YNd11

**Tabla 3.3 - Parámetros Eléctricos de Transformadores de 03 devanados**

Subestación	Potencia Nominal			Tensión (kV)			Tensión de Cortocircuito (ONAN)			Grupo de Conexión
	MVA			HV	MV	LV	HV-MV	MV-LV	LV-HV	
	HV	MV	LV				Vcc(%)	Vcc(%)	Vcc(%)	
Trujillo Sur A	60	24	36	138	60	10.7	3.96	1.8	9.36	YNynd11
Trujillo Noroeste	60	24	36	138	22.9	10.5	12.91	24.6	12.13	YNynd11
Trujillo UNT *	30	30	30	138	22.9	10	12.61	4.08	7.86	YNynd5
Trujillo Sur C**	60	24	36	138	60	10	3.96	1.8	9.36	YNynd11

NOTA: La tensión de cortocircuito esta referido a la menor potencia de los 3 devanados.  
\* Nuevo S.E Trujillo UNT (ingreso finales del año 2015) , \* \*Nuevo transformador en la S.E Trujillo Sur C (ingreso finales del año 2014)

### 3.2.4 DATOS DE DEMANDA

#### 3.2.4.1) Demanda del Sistema Eléctrico Trujillo

Para el presente estudio se utilizó la máxima demanda por subestación en la zona de Trujillo, actualizada para los años 2013 y 2016 (Ver Tabla 3.4), para las cargas

aledañas al proyecto se tomó como referencia la proyección de demanda efectuada por OSINERGMIN-GART en la zona de influencia del proyecto.

**Tabla 3.4 - Máxima demanda por subestación en la Zona de Influencia del Proyecto**

MAXIMA DEMANDA A NIVEL SUBESTACION - SISTEMA ELÉCTRICO TRUJILLO (MW)				
SUBESTACIÓN	CARGA DigSILENT	BARRA	Año 2013	Año 2016
			Máxima	Máxima
TRUJILLO NOROESTE	lod TNO10.5	TNO10.5	13.32	16.58
	lod TNO23.8	TNO23.8	6.09	6.34
TRUJILLO NORTE	lod tru_nor	TRU_NOR	36.57	44.88
TRUJILLO SUR	CARGA BARRA_A	BARRA_A	38.21	32.18
	CARGA BARRA_B	BARRA_B	28.59	22.79
	CARGA BARRA_C	BARRA_C	13.37	23.00
	lod viru60	TRUS60	18.86	24.21
	load Huaca	TRUS60	5.45	9.33
PORVENIR	lod porve10	porve10	14.98	18.33
	load porve22.9	porve22.9	9.99	12.22
TRUJILLO * UNT	load Truj_UNT010	Truj_UNT010	-	21.72
	load Truj_UNT023	Truj_UNT023	-	1.84

*\* Se considera año de ingreso finales del año 2015 de acuerdo al plan de inversión de Hidrandina*

### 3.2.5 OPERACIÓN EN ESTADO ESTACIONARIO

El presente capítulo se ha realizado para los escenarios de máxima y mínima demanda para la condición hidrológica de avenida y estiaje para los años 2013 y 2016 del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), cada escenario ha sido analizado para dos topologías de red, la primera topología consiste en la configuración actual y la segunda configuración considera las nuevas instalaciones en el Sistema Eléctrico Trujillo.

### 3.2.5.1) Resultados de Flujo de Potencia en Operación Normal

#### a. Escenario Estiaje 2013

En las siguientes tablas se muestra un resumen obtenido comparando los resultados sin proyecto y con proyecto para el escenario hidrológico de estiaje 2013, en máxima y mínima demanda:

**Tabla 3.5 - Flujo de Potencia en Líneas –Estiaje 2013**

FLUJO DE POTENCIA EN OPERACIÓN NORMAL ESTIAJE 2013										
Linea de Transmision	Terminal I	Tension kV	SIN PROYECTO				CON PROYECTO			
			MAXIMA DEMANDA		MINIMA DEMANDA		MAXIMA DEMANDA		MINIMA DEMANDA	
			Potencia	N. Carga						
			MW	%	MW	%	MW	%	MW	%
Lne TrujilloNorte-AltoChicama	ALTCHI138	138	-7.44	6.24	-7.69	6.38	-7.44	6.24	-7.69	6.38
Lne TrujilloNorte-Motil	MOTIL138	138	-8.21	15.45	-5.65	10.52	-8.21	15.45	-5.65	10.52
Lne TrujilloNorte-SantiagoCao	TRUJ138_C3_B2	138	22.96	22.62	19.49	18.95	22.96	22.62	19.49	18.95
lne Trujillo-Trujillo_Noroeste	TRUJ138_C4_B2	138	18.32	15.53	10.03	8.49	66.86	59.31	30.12	26.13
Lne TrujilloNorte-Porvenir	TRUJ138_C5	138	116.89	115.29	48.50	46.74	66.96	64.20	28.19	26.64
Lne TrujilloSur-Porvenir	TRUS138	138	-89.57	90.63	-38.32	37.32	-41.48	39.92	-18.31	17.29
Lne TrujNorOeste-Sur	TRUJ-NOROEST138	138					48.27	31.78	20.04	12.89
Lne Trujillo UNT- TrujilloSur*	TRUJILLO_UNT	138								

NOTA: Signo (+) Flujo de potencia sale de terminal I, Signo (-) Flujo de potencia llega a terminal I.  
\* Tramo de la línea TrujNorOeste-Sur, ingreso de la S.E. Trujillo UNT estiaje 2015

Los niveles de carga con proyecto en las líneas de transmisión, se encuentran dentro de las tolerancias establecidas en operación normal.

Es importante mencionar que el ingreso de la LT 138 kV Trujillo Noroeste – Trujillo Sur reduce sustancialmente el nivel de carga de la LT 138kV Trujillo Norte – Porvenir, reduciéndolo de 115.29% a 64.20% de su capacidad nominal, mientras que incrementa el nivel de carga de la LT 138 kV Trujillo Norte – Trujillo Noroeste de 15.53% a 59.31% de su capacidad nominal; estas variaciones en los niveles de carga evidencian que habrá una mejor redistribución de los flujos de potencia debido a que el ingreso de la LT 138 kV Trujillo Noroeste – Trujillo Sur formará un anillo el cual estará conformado por las SET's Trujillo Norte, Trujillo Noroeste, Trujillo Sur y la S.E. Porvenir.

### b. Escenario Avenida 2016

En las siguientes tablas se muestra un resumen comparativo de los resultados sin proyecto y con proyecto para el escenario hidrológico de avenida 2016, en máxima y mínima demanda.

**Tabla 3.6 - Flujo de Potencia en Líneas –Avenida 2016**

FLUJO DE POTENCIA EN OPERACIÓN NORMAL AVENIDA 2016										
Linea de Transmision	Terminal I	Tension kV	SIN PROYECTO				CON PROYECTO			
			MAXIMA DEMANDA		MINIMA DEMANDA		MAXIMA DEMANDA		MINIMA DEMANDA	
			Potencia	N. Carga						
			MW	%	MW	%	MW	%	MW	%
Lne TrujilloNorte-AltoChicama	ALTCHI138	138	-7.44	6.24	-7.69	6.35	-7.44	6.24	-7.69	6.32
Lne TrujilloNorte-Motil	MOTIL138	138	-9.23	17.56	-5.87	10.82	-9.23	17.56	-5.87	10.70
Lne TrujilloNorte-SantiagoCao	TRUJ138_C3_B2	138	23.79	21.37	18.34	15.84	23.79	21.37	18.34	15.65
Lne Trujillo-Trujillo_Noroeste	TRUJ138_C4_B2	138	21.65	18.36	10.85	9.03	89.31	79.33	37.00	31.33
Lne TrujilloNorte-Porvenir	TRUJ138_C5	138	148.41	107.14	56.34	38.91	80.01	55.82	31.21	20.91
Lne TrujilloSur-Porvenir	TRUS138	138	-113.93	117.03	-44.84	43.16	-48.69	47.01	-20.12	18.55
Lne TrujNorOeste-Sur	TRUJ-NOROEST138	138					67.16	43.97	26.07	16.20
Lne Trujillo UNT- TrujilloSur*	TRUJILLO_UNT	138					44.36	29.32	16.94	10.68

NOTA: Signo (+) Flujo de potencia sale de terminal i, Signo (-) Flujo de potencia llega a terminal i.  
 \* Tramo de la línea TrujNorOeste-Sur, ingreso de la S.E. Trujillo UNT estiaje 2015

Sin el proyecto se observa que la línea Trujillo Norte – Porvenir, a pesar de haber sido reforzada cambiando el conductor AAAC de 185mm<sup>2</sup> por uno de 300mm<sup>2</sup> (Año 2014), se sobrecarga presentando un nivel de carga igual a 107.14% y la línea Trujillo Sur – Porvenir a un nivel de carga igual a 117.03% de su capacidad nominal.

Con el ingreso de la línea LT 138kV Trujillo Noroeste - Trujillo Sur, se reduce sustancialmente los niveles de carga de las líneas Trujillo Norte – Porvenir y Trujillo Sur – Porvenir, llegando a operar con niveles de carga de 55.82% y 47.01% de su capacidad nominal respectivamente, esto se debe a que el ingreso de la LT Trujillo Noroeste – Trujillo Sur formará un anillo el cual estará conformado por las SET's Trujillo Norte, Trujillo Noroeste, Trujillo UNT (ingreso finales del año 2015), Trujillo Sur y la S.E. Porvenir, lo cual permite una mejor redistribución de los flujos de potencia en las líneas de transmisión, resultado de esta redistribución se

incrementa el flujo de potencia en la LT 138 kV Trujillo Norte – Trujillo NorOeste de 18.36% a 79.33% de su capacidad nominal.

Los niveles de carga en las líneas de transmisión con proyecto se encuentran dentro de las tolerancias establecidas en operación normal.

### c. Escenario Estiaje 2016

En las siguientes tablas se muestra un resumen obtenido comparando los resultados en sin proyecto y con proyecto para el escenario hidrológico de estiaje 2016, en máxima y mínima demanda:

**Tabla 3.7 - Flujo de Potencia en Líneas –Estiaje 2016**

FLUJO DE POTENCIA EN OPERACIÓN NORMAL ESTIAJE 2016										
Línea de Transmisión	Terminal i	Tensión kV	SIN PROYECTO				CON PROYECTO			
			MAXIMA DEMANDA		MINIMA DEMANDA		MAXIMA DEMANDA		MINIMA DEMANDA	
			Potencia	N. Carga						
			MW	%	MW	%	MW	%	MW	%
Lne TrujilloNorte-AltoChicama	ALTCHI138	138	-7.44	6.23	-7.69	6.35	-7.44	6.24	-7.69	6.32
Lne TrujilloNorte-Motil	MOTIL138	138	-9.23	17.37	-5.87	10.85	-9.23	17.44	-5.87	10.70
Lne TrujilloNorte-SantiagoCao	TRUJ138_C3_B2	138	23.79	21.27	18.34	15.88	23.79	21.37	18.34	15.63
Lne Trujillo-Trujillo Noroeste	TRUJ138_C4_B2	138	21.65	18.29	10.85	9.05	89.31	79.33	37.00	31.31
Lne TrujilloNorte-Porvenir	TRUJ138_C5	138	148.36	106.61	56.34	39.02	80.01	55.82	31.21	20.89
Lne TrujilloSur-Porvenir	TRUS138	138	-113.92	116.44	-44.84	43.29	-48.69	47.01	-20.12	18.54
Lne TrujNorOeste-Sur	TRUJ-NOROEST138	138					67.16	43.97	26.07	16.19
Lne Trujillo UNT- TrujilloSur*	TRUJILLO_UNT	138					44.36	29.32	16.95	10.67

NOTA: Signo (+) Flujo de potencia sale de terminal i, Signo (-) Flujo de potencia llega a terminal i.  
\* Tramo de la línea TrujNorOeste-Sur, ingreso de la S.E. Trujillo UNT estiaje 2015

Sin proyecto se observa que la línea Trujillo Norte – Porvenir se sobrecarga presentando un nivel de carga igual a 106.61% y la línea Trujillo Sur – Porvenir a un nivel de carga igual a 116.44% de su capacidad nominal.

Con el ingreso de la línea LT 138kV Trujillo Noroeste - Trujillo Sur, se reduce sustancialmente los niveles de carga de las líneas Trujillo Norte – Porvenir y Trujillo Sur – Porvenir, llegando a operar a niveles de carga de 55.82% y 47.01% de su capacidad nominal respectivamente. Esto se debe a que el ingreso de la LT Trujillo Noroeste – Trujillo Sur formará un anillo el cual estará conformado por las SET's

Trujillo Norte, Trujillo Noroeste, Trujillo UNT (ingreso finales del año 2015), Trujillo Sur y la S.E. Porvenir, lo cual permite una mejor redistribución de los flujos de potencia en las líneas de transmisión, resultado de esta redistribución se incrementa el flujo de potencia en la LT 138 kV Trujillo Norte – Trujillo NorOeste de 18.29% a 79.33% de su capacidad nominal.

Los niveles de carga en las líneas de transmisión con proyecto se encuentran dentro de las tolerancias establecidas en operación normal.

### **3.2.5.2) Resultados de Flujo de Potencia en Contingencia**

Se analizaron las contingencias que se considera tienen un mayor impacto sobre la operación del sistema eléctrico en estudio. Estos análisis se realizan considerando las nuevas instalaciones en el Sistema Eléctrico Trujillo.

Las contingencias que se analizarán son las siguientes:

- Fuera de servicio: Línea LT138KV Porvenir -Trujillo Sur.
- Fuera de servicio: Línea LT138KV Porvenir -Trujillo Norte.
- Fuera de servicio: Línea LT138KV Trujillo Noroeste -Trujillo Norte.

#### **a. F/S la Línea LT 138kV Porvenir -Trujillo Sur:**

Frente a la salida de la LT 138kV Porvenir – Trujillo Sur en el escenario hidrológico estiaje 2013, se abre el anillo conformado por las subestaciones: Trujillo Norte, Trujillo Noroeste, Trujillo UNT, Trujillo Sur y Porvenir. La S.E. Trujillo Sur se encontrará en un sistema radial iniciándose con la S.E. Trujillo Noroeste, S.E. Trujillo UNT (ingreso final del año 2015) y finalizando en la S.E. Trujillo Sur, por lo

cual se incrementa el flujo de potencia en la línea LT Trujillo Norte – Trujillo Noroeste a un nivel de carga igual a 96.06%. Las líneas operan sin sobrecargarse.

También es importante mencionar que ante esta contingencia y encontrándose operando la LT 138kV Trujillo Noroeste – Trujillo Sur, la S.E. Trujillo Sur se encontrará conectada al SEIN, es decir no dejaría de atenderse la carga de la S.E. Trujillo Sur.

**Tabla 3.8 - Flujo de Potencia en Líneas –Año 2013**

FLUJO DE POTENCIA EN CONTINGENCIA F/S LT 138KV PROVENIR - TRUJILLO SUR - AÑO 2013						
Línea de Transmisión	Terminal i	Tensión kV	ESTIAJE 2013			
			MAXIMA DEMANDA		MINIMA DEMANDA	
			Potencia MW	N. Carga %	Potencia MW	N. Carga %
Lne TrujilloNorte-AltoChicama	ALTOCH138	138	-7.44	6.24	-7.69	6.38
Lne TrujilloNorte-Motil	MOTIL138	138	-8.21	15.45	-5.65	10.52
Lne TrujilloNorte-SantiagoCao	TRUJ138_C3_B2	138	22.96	22.62	19.49	18.95
Lne Trujillo-Trujillo_Noroeste	TRUJ138_C4_B2	138	109.28	96.06	48.60	41.77
Lne TrujilloNorte-Porvenir	TRUJ138_C5	138	24.87	24.24	9.77	9.44
Lne TrujilloSur-Porvenir	TRUS138	138				
Lne TrujNorOeste-Sur	TRUJ-NOROEST138	138	90.21	58.03	38.43	24.06
Lne Trujillo UNT- TrujilloSur*	TRUJILLO_UNT	138				

NOTA: Signo (+) Flujo de potencia sale de terminal i, Signo (-) Flujo de potencia llega a terminal i.  
 \* Tramo de la línea TrujNorOeste-Sur (interconexión de las subestaciones Trujillo NorOeste - Trujillo UNT-Trujillo Sur), ingreso de la S.E. Trujillo UNT estiaje 2015

Frente a la salida de la LT 138kV Porvenir – Trujillo Sur para el año 2016, se abre el anillo conformado por las subestaciones: Trujillo Norte, Trujillo Noroeste, Trujillo UNT, Trujillo Sur y Porvenir. La S.E. Trujillo Sur se encontrará en un sistema radial iniciándose con la S.E. Trujillo Noroeste, S.E. Trujillo UNT (ingreso final del año 2015) y finalizando en la S.E. Trujillo Sur, por lo cual se incrementa el flujo de potencia en la línea LT Trujillo Norte – Trujillo Noroeste a un nivel de carga igual a 122.84%. Para reducir el nivel de sobrecarga en la LT 138 kV Trujillo Norte – Trujillo Noroeste Hidrandina deberá desconectar cargas de manera parcial en las subestaciones involucradas.

**Tabla 3.9 - Flujo de Potencia en Líneas –Año 2016**

FLUJO DE POTENCIA EN CONTINGENCIA F/S LT 138KV PROVENIR - TRUJILLO SUR - AÑO 2016										
Línea de Transmisión	Terminal i	Tensión kV	AVENIDA 2016				ESTIAJE 2016			
			MAXIMA DEMANDA		MINIMA DEMANDA		MAXIMA DEMANDA		MINIMA DEMANDA	
			Potencia	N. Carga						
			MW	%	MW	%	MW	%	MW	%
Lne TrujilloNorte-AltoChicama	ALTCH138	138	-7.44	6.24	-7.69	6.32	-7.44	6.24	-7.69	6.32
Lne TrujilloNorte-Motil	MOTIL138	138	-9.23	17.56	-5.87	10.71	-9.23	17.44	-5.87	10.70
Lne TrujilloNorte-SantiagoCao	TRUJ138_C3_B2	138	23.79	21.37	18.34	15.65	23.79	21.37	18.34	15.63
Lne Trujillo-Trujillo_Noroeste	TRUJ138_C4_B2	138	139.35	122.83	57.32	48.16	139.35	122.84	57.32	48.14
Lne TrujilloNorte-Porvenir	TRUJ138_C5	138	30.46	21.63	10.96	7.50	30.46	21.63	10.96	7.50
Lne TrujilloSur-Porvenir	TRUS138	138								
Lne TrujNorOeste-Sur	TRUJ-NOROEST138	138	116.46	75.08	46.27	28.24	116.46	75.08	46.27	28.23
Lne Trujillo UNT- TrujilloSur*	TRUJILLO_UNT	138	93.41	60.29	37.11	22.68	93.41	60.29	37.11	22.67

NOTA: Signo (+) Flujo de potencia sale de terminal i, Signo (-) Flujo de potencia llega a terminal i.  
 \* Tramo de la línea TrujNorOeste-Sur (interconexión de las subestaciones Trujillo NorOeste - Trujillo UNT - Trujillo Sur), ingreso de la S.E. Trujillo UNT estiaje 2015

**b. F/S Línea LT 138 kV Porvenir – Trujillo Norte:**

Es importante mencionar que frente a la salida de la LT 138kV Porvenir – Trujillo Norte se abre el anillo conformado por las subestaciones: Trujillo Norte, Trujillo Noroeste, Trujillo Sur y Porvenir. La S.E. Porvenir se encontrará en un sistema radial iniciándose con la S.E. Trujillo Noroeste, S.E. Trujillo Sur y finalizando en la S.E. Porvenir, por lo cual se incrementa el flujo de potencia en la línea de transmisión LT 138 kV Trujillo Norte – Trujillo Noroeste a un nivel de carga igual a 119.33%.

Es importante mencionar que frente a esta contingencia y encontrándose operando la LT 138kV Trujillo Noroeste – Trujillo Sur, la S.E. Porvenir y la S.E. Trujillo Sur se encontrarán conectada al SEIN, es decir no dejará de abastecerse de energía a las subestaciones Porvenir y Trujillo Sur. Para reducir el nivel de sobrecarga en la LT 138 kV Trujillo Norte – Trujillo Noroeste Hidrandina deberá desconectar cargas de manera parcial en las subestaciones involucradas.

**Tabla 3.10 - Flujo de Potencia en Líneas – Año 2013**

FLUJO DE POTENCIA EN CONTINGENCIA F/S LT 138KV PROVENIR - TRUJILLO NORTE - AÑO 2013						
Linea de Transmision	Terminal i	Tension kV	ESTIAJE 2013			
			MAXIMA DEMANDA		MINIMA DEMANDA	
			Potencia	N. Carga	Potencia	N. Carga
			MW	%	MW	%
Lne TrujilloNorte-AltoChicama	ALTCHI138	138	-7.44	6.24	-7.69	6.38
Lne TrujilloNorte-Motil	MOTL138	138	-8.21	15.45	-5.65	10.52
Lne TrujilloNorte-SantiagoCao	TRUJ138_C3_B2	138	22.96	22.62	19.49	18.95
lne Trujillo-Trujillo_Noroeste	TRUJ138_C4_B2	138	134.99	119.33	58.50	50.39
Lne TrujilloNorte-Porvenir	TRUJ138_C5	138				
Lne TrujilloSur-Porvenir	TRUS138	138	24.86	25.13	9.77	9.56
Lne TrujNorOeste-Sur	TRUJ-NOROEST138	138	115.49	74.73	48.26	30.25
Lne Trujillo UNT- TrujilloSur*	TRUJILLO_UNT	138				

NOTA: Signo (+) Flujo de potencia sale de terminal i, Signo (-) Flujo de potencia llega a terminal i.  
 \* Tramo de la línea TrujNorOeste-Sur (interconexión de las subestaciones Trujillo NorOeste - Trujillo UNT-Trujillo Sur), ingreso de lo S.E. Trujillo UNT estiaje 2015

Frente a la salida de la LT 138kV Porvenir – Trujillo Norte se abre el anillo conformado por las subestaciones: Trujillo Norte, Trujillo Noroeste, Trujillo UNT (ingreso final del año 2015), Trujillo Sur y Porvenir. Frente a esta contingencia la S.E. Porvenir se encontrará en un sistema radial iniciándose con la S.E. Trujillo Noroeste, S.E. Trujillo UNT, S.E Trujillo Sur y finalizando con la S.E. Porvenir, por lo cual se incrementa el flujo de potencia en la línea LT 138 kV Trujillo Norte – Trujillo Noroeste a un nivel de carga igual a 151.81%.

Debido al elevado nivel de carga en la LT 138 kV Trujillo Norte – Trujillo Noroeste, se recomienda evaluar adelantar el refuerzo de esta línea de transmisión (cambio de conductor AAAC de 240mm<sup>2</sup> a 300 mm<sup>2</sup>), el cual según el plan de inversiones de Hidrandina estaría previsto para el año 2019. Mientras existan elevados niveles de sobrecarga en la LT 138 kV Trujillo Norte – Trujillo Noroeste, se espera que la empresa concesionaria desconecte cargas con la finalidad de reducir esta sobrecarga.

**Tabla 3.11 - Flujo de Potencia en Líneas – Año 2016**

FLUJO DE POTENCIA EN CONTINGENCIA F/S LT 138KV PROVENIR - TRUJILLO NORTE - AÑO 2016										
Línea de Transmisión	Terminal i	Tensión kV	AVENIDA 2016				ESTIAJE 2016			
			MAXIMA DEMANDA		MINIMA DEMANDA		MAXIMA DEMANDA		MINIMA DEMANDA	
			Potencia MW	N. Carga %						
Lne TrujilloNorte-AltoChicama	ALTC#138	138	-7.44	6.24	-7.69	6.33	-7.44	6.23	-7.69	6.32
Lne TrujilloNorte-Motil	MOTL138	138	-9.23	17.56	-5.87	10.71	-9.23	17.39	-5.87	10.71
Lne TrujilloNorte-SantiagoCao	TRU138_C3_B2	138	23.79	21.37	18.34	15.66	23.79	21.29	18.34	15.64
Lne Trujillo-Trujillo_Noroeste	TRU138_C4_B2	138	171.07	151.81	68.43	57.65	171.04	151.24	68.43	57.62
Lne TrujilloNorte-Porvenir	TRU138_C5	138								
Lne TrujilloSur-Porvenir	TRUS138	138	30.45	31.15	10.96	10.49	30.45	31.03	10.96	10.48
Lne TrujNorOeste-Sur	TRU-NOROEST138	138	147.51	95.88	57.31	35.06	147.50	95.51	57.31	35.03
Lne Trujillo UNT- TrujilloSur*	TRUULLO_UNT	138	124.23	81.02	48.12	29.48	124.22	80.70	48.12	29.46

NOTA: Signo (+) Flujo de potencia sale de terminal i, Signo (-) Flujo de potencia llega a terminal i.  
 \* Tramo de la línea TrujNorOeste-Sur (interconexión de las subestaciones Trujillo NorOeste - Trujillo UNT-Trujillo Sur), Ingreso de la S.E. Trujillo UNT estiaje 2015

**c. F/S Línea LT 138 kV Trujillo Norte – Trujillo Noroeste:**

Frente a la salida de la LT 138kV Trujillo Norte – Trujillo Noroeste se abre el anillo conformado por las subestaciones: Trujillo Norte, Trujillo Noroeste, Trujillo Sur y Porvenir. Frente a esta contingencia la S.E. Trujillo Noroeste se encontrará en un sistema radial iniciándose con la S.E. Porvenir, S.E. Trujillo Sur y finalizando en la S.E. Trujillo Noroeste, por lo cual se incrementa el flujo de potencia en las líneas LT 138 kV Trujillo Norte – Porvenir y LT 138 kV Trujillo Porvenir – Trujillo Sur a un nivel de carga igual a 133.66% y 108.90% respectivamente.

Es importante mencionar que la LT 138 kV Trujillo Norte – Porvenir será repotenciada (cambio de conductor de AAAC 185 mm<sup>2</sup> a 300 mm<sup>2</sup>) en la segunda mitad del año 2014, por lo cual el nivel de carga en esta línea (133.66%) se reducirá sustancialmente en el corto plazo cuando se presente contingencias de este tipo.

Al estar operando la LT 138kV Trujillo Noroeste – Trujillo Sur, la S.E. Trujillo Noroeste se encontrará conectada al SEIN, es decir se mantendrá el suministro de energía hacia la S.E. Trujillo Noroeste.

**Tabla 3.12 - Flujo de Potencia en Líneas – Año 2013**

FLUJO DE POTENCIA EN CONTINGENCIA F/S LT 138KV TRUJILLO NORTE - TRUJILLO NOROESTE - AÑO 2013						
Línea de Transmisión	Terminal i	Tensión kV	ESTIAJE 2013			
			MAXIMA DEMANDA		MINIMA DEMANDA	
			Potencia	N. Carga	Potencia	N. Carga
			MW	%	MW	%
Lne TrujilloNorte-AltoChicama	ALTCH138	138	-7.44	6.24	-7.69	6.38
Lne TrujilloNorte-Motil	MOTIL138	138	-8.21	15.45	-5.65	10.52
Lne TrujilloNorte-SantiagoCao	TRUJ138_C3_B2	138	22.96	22.62	19.49	18.95
Lne TrujilloNorte-Trujillo_Noroeste	TRUJ138_C4_B2	138				
Lne TrujilloNorte-Porvenir	TRUJ138_C5	138	136.17	133.66	58.73	56.22
Lne TrujilloSur-Porvenir	TRUS138	138	-107.90	108.90	-48.35	46.79
Lne TrujNorOeste-Sur	TRUJ-NOROEST138	138	-18.30	11.67	-10.02	6.20
Lne Trujillo UNT- TrujilloSur*	TRUJILLO_UNT	138				

NOTA: Signo (+) Flujo de potencia sale de terminal i, Signo (-) Flujo de potencia llega a terminal i.  
 \* Tramo de la línea TrujNorOeste-Sur (interconexión de las subestaciones Trujillo NorOeste - Trujillo UNT - Trujillo Sur), ingreso de lo S.E. Trujillo UNT estiaje 2015

Frente a la salida de la LT 138kV Trujillo Norte – Trujillo Noroeste se abre el anillo conformado por las subestaciones: Trujillo Norte, Trujillo Noroeste, Trujillo UNT, Trujillo Sur y Porvenir. Frente a esta contingencia la S.E. Trujillo Noroeste se encontrará en un sistema radial iniciándose con la S.E. Porvenir, Trujillo Sur, Trujillo UNT (ingreso final del 2015) y finalizando con la S.E. Trujillo Noroeste, por lo cual se incrementa el flujo de potencia en la línea LT 138 kV Trujillo Norte – Porvenir y LT 138 kV Porvenir – Trujillo Sur a un nivel de carga igual a 124.39% y 140.68% respectivamente.

Se debe indicar que a pesar de haber repotenciado la LT 138 kV Trujillo Norte – Porvenir en el año 2014 (cambio de conductor de AAAC 185 mm<sup>2</sup> a 300 mm<sup>2</sup>), frente a esta contingencia se presentarán niveles de carga por encima de la potencia nominal de esta línea (124.39%). Por otro lado se aprecia que la LT 138 kV Trujillo Sur – Porvenir presenta sobrecargas muy elevadas llegando al 140.68% de su capacidad nominal, por lo cual se recomienda que la empresa Hidrandina evalúe la repotenciación de esta línea.

También es importante mencionar que frente a esta contingencia y operando la LT 138kV Trujillo Noroeste – Trujillo Sur, la S.E. Trujillo Noroeste se encontrará conectada al SEIN, es decir se continuará suministrando de energía a la subestación Trujillo Noroeste, no obstante frente a esta contingencia se deberá desconectar cargas con la finalidad de reducir los niveles de sobrecarga en las líneas LT 138 kV Trujillo Norte – Porvenir y LT 138 kV Porvenir – Trujillo Sur.

**Tabla 3.13 - Flujo de Potencia en Líneas – Año 2016**

FLUJO DE POTENCIA EN CONTINGENCIA F/S LT 138KV TRUJILLO NORTE- TRUJILLO NOROESTE- AÑO 2016										
Línea de Transmisión	Terminal i	Tensión kV	AVENDA 2016				ESTIAJE 2016			
			MAXIMA DEMANDA		MINIMA DEMANDA		MAXIMA DEMANDA		MINIMA DEMANDA	
			Potencia MW	N. Carga %						
Lne TrujilloNorte-AltoChicama	ALTCH138	138	-7.44	6.24	-7.69	6.33	-7.44	6.24	-7.69	6.32
Lne TrujilloNorte-Motil	MOTIL138	138	-9.23	17.56	-5.87	10.71	-9.23	17.41	-5.87	10.71
Lne TrujilloNorte-SantiagoCao	TRUJ138_C3_B2	138	23.79	21.37	18.34	15.66	23.79	21.33	18.34	15.64
Lne Trujillo-Trujillo_Noroeste	TRUJ138_C4_B2	138								
Lne TrujilloNorte-Porvenir	TRUJ138_C5	138	173.41	124.39	68.79	46.79	173.38	124.11	68.79	46.76
Lne TrujilloSur-Porvenir	TRUS138	138	-137.36	140.68	-57.02	54.10	-137.36	140.37	-57.02	54.07
Lne TrujNorOeste-Sur	TRUJ-NOROEST138	138	-21.62	14.03	-10.85	6.56	-21.62	14.00	-10.85	6.55
Lne Trujillo UNT- TrujilloSur*	TRUJILLO UNT	138	-44.30	29.38	-19.96	12.22	-44.30	29.32	-19.96	12.21

NOTA: Signo (+) Flujo de potencia sale de terminal i, Signo (-) Flujo de potencia llega a terminal i.  
 \* Tramo de la línea TrujNorOeste-Sur (interconexión de las subestaciones Trujillo NorOeste - Trujillo UNT -Trujillo Sur), ingreso de la S.E. Trujillo UNT estiaje 2015

## **CAPITULO IV:**

### **SELECCIÓN DEL TRAZO DE RUTA**

La selección del trazo de ruta para la línea de transmisión urbana de 138 kV, SE Trujillo Noroeste - SE Trujillo Sur, se efectúa mediante los planteamientos de trazos alternativos que se ubiquen rodeando la ciudad, es decir, sin ingresar hacia el centro de Trujillo y sin plantear la ejecución de ningún tramo de línea subterráneo que debido al excesivo costo, no es recomendable.

En el desarrollo de las alternativas planteadas, se debe tomar en cuenta que varios tramos de redes primarias tendrán que ser reubicadas, tomando en cuenta que estas ocupan el terreno, por donde se tiene previsto ubicar la línea de transmisión de 138kV.

Así mismo, se tendrán que reubicar varios paneles publicitarios de gran tamaño que se ubican en las bermas centrales de las avenidas consideradas para las alternativas del trazo de ruta de la línea urbana de 138 kV.

#### **4.1 TRAZO DE RUTA DE LA LINEA DE TRANSMISION 138 kV**

##### **4.1.1 Criterios de Selección de Ruta**

Los criterios que se han tomado en cuenta para la selección del trazo de ruta son los siguientes:

- Escoger una poligonal que tenga el menor número de vértices y tramos rectos de gran longitud.
- Utilizar calles y avenidas de ancho adecuado para el nivel de tensión de la línea a proyectar, aprovechando el derecho de vía para la instalación de la línea de transmisión aérea de 138 kV.
- Establecer zonas conflictivas desde el punto de vista social, como consecuencia de la instalación de materiales de gran tamaño, tales como postes de acero altos, conductores de fase y cable de guarda que se utilizan en la línea de transmisión urbana de 138 kV.
- Evitar atravesar en lo posible áreas asignadas para futuro uso urbano.
- Evitar zonas de derrumbes por fallas geológicas
- Evitar el paralelismo con líneas de comunicaciones y de energía en la salida y llegada a las subestaciones.
- Reubicar instalaciones de líneas primarias existentes que impidan la ubicación de la línea de transmisión de alta tensión; considerando que la línea de 138 kV tiene mayor prioridad para la utilización de los espacios físicos disponibles.
- Verificación de distancias mínimas horizontales y verticales de la línea de transmisión a proyectar con obstáculos físicos y otras líneas paralelas o que se cruzan de acuerdo con requerimientos establecidos en el Código Nacional de Electricidad Suministro 2011.

- Verificación en organismos competentes la existencia de proyectos futuros en el área de estudio, tales como: urbanizaciones, cruces a desnivel, planeamiento de avenidas y calles, etc.
- Minimizar los posibles daños ecológicos producidos por el proceso de construcción y la instalación permanente de la línea; en este caso se debe de evitar el retiro de árboles ubicados en los jardines centrales de las avenidas y calles.
- Evitar acercarse a zonas arqueológicas

#### **4.1.2 Alternativas de Trazo de Ruta**

Con la finalidad de seleccionar la mejor alternativa para el trazo de ruta de la línea de transmisión 138 kV SE Trujillo Nor Oeste – SE Trujillo Sur, se han planteado tres alternativas de trazo de ruta, siendo la ubicación de las alternativas 2 y 3, totalmente opuestas a la ubicación de la alternativa 1; no se han planteado otras alternativas, debido a que el urbanismo de la ciudad de Trujillo no permiten trazos de ruta adicionales a las alternativas previstas.

A continuación se presenta una descripción del recorrido de cada alternativa de trazo de ruta planteado en el presente estudio.

##### **4.1.2.1) Alternativa 1**

El trazo de ruta de la alternativa 1, se inicia saliendo del pórtico de la SE Trujillo Nor Oeste y se orienta hacia el norte hasta ubicarse en la Av. Metropolitana, a partir del cual el trazo se orienta hacia el este por la berma central de la Av. Metropolitana, en

donde previamente se tendrá que reubicar por lo menos una de las líneas primarias existentes.

Seguidamente, el trazo de ruta de esta alternativa continua por la Av. Metropolitana hasta el cruce con la Av. Nicolás de Piérola, y luego se ubica en la Calle Benjamín Castañeda, en donde también es necesario reubicar la línea primaria de simple terna existente; el trazo continua con dirección hacia el este cruzando la Av. Tupac Amaru, ubicando el trazo en la calle Federico Villareal, en donde en los primeros tramos se ubica en la parte lateral de la avenida y después en la berma central hasta la carretera Industrial.

El trazo de ruta ubicado en la Av. Federico Villareal, a la altura del cruce con la Av. Prolongación Miraflores, cambia de dirección y se orienta hacia el sur este.

En la Av. Villareal, se tiene que reubicar las líneas primarias existentes que se ubican en la berma central, y además, se debe de tener en cuenta el cruce transversal con la línea de transmisión 138 kV SE Porvenir – SE Trujillo Sur.

Luego, el trazo de ruta se ubica por la carretera Industrial, con dirección sur oeste hasta llegar a la Av. Gonzales Prada, en donde con dirección hacia la SE Trujillo Sur, se utiliza como franja de llegada y salida de líneas de la mencionada subestación.

En la Av. Gonzales Prada el trazo de ruta de la línea de 138 kV se orienta hacia el norte y se ubica en la berma central de la mencionada avenida, debiendo de reubicarse la línea de 60 kV existente en la zona.

Finalmente, el trazo de ruta de la Alternativa 1, se orienta hacia el este por la Calle José Joaquín Inclán para llegar a la zona prevista para la ampliación en la SE Trujillo Sur.

#### **4.1.2.2) Alternativa 2**

El trazo de ruta de la línea urbana en 138 kV, se inicia en el pódico de la SE Trujillo Nor Oeste y se orienta hacia el sur oeste, por la Av. Vallejo, en donde en una primera mitad está conformado por terrenos despoblados y chacras, mientras que en la segunda mitad se ubican urbanizaciones y casas a uno y otro lado de la avenida; el trazo de ruta se ubica en el primer tramo en las chacras colindantes al camino y en el segundo tramo se ubica en la berma central que tiene una pared separadora entre las casas y la urbanización, además a lo largo de la avenida se ubica un canal de riego hasta la Av. Mansiche.

El trazo de ruta cruza la Av. Mansiche y se orienta hacia el este pegado a la zona agrícola y por detrás de las viviendas; se cruza un tramo corto de chacra y se ubica por la Av. Jesús de Nazaret, hasta la Av. América Oeste, el trazo de ubica en la berma central de esta avenida hasta la Av. Antenor Orrego, en donde el trazo de ruta de esta alternativa se ubica en la berma central de la Av. Orrego hasta ubicarse en la berma central de la Av. Los Colibríes.

En las avenidas América Oeste, Antenor Orrego y Los Colibríes se presentan líneas primarias que tienen que reubicarse.

Luego, el trazo de ruta se ubica en el separador central de la Av. Víctor Larco Herrera, para orientarse hacia el sur este por la berma central de la AV. Fátima y Av.

Prolongación Fátima, hasta la carretera Panamericana Norte, en donde el trazo se ubicará en el lado izquierdo de la carretera mirando hacia el Ovalo La Marina. En la avenida Fátima y carretera Panamericana Norte también deberán reubicarse tramos de líneas primarias existentes.

En el Ovalo La Marina el trazo de ruta se ubica de tal forma de no cruzar el Ovalo y asimismo, evitar pasar cerca de los grifos de gasolina existentes en la zona; luego se continua hacia el este por la carretera Industrial hasta ubicarnos en la berma central de la Av. Gonzales Prada, orientando el trazo de ruta con dirección norte y luego con dirección nor este por la calle José Joaquín Inclan hasta el ubicarnos frente a los terrenos previstos para la ampliación en la SE Trujillo Sur.

En este último tramo, se deberá reubicar la línea de 60 kV, la que deberá ser de tipo subterráneo.

#### **4.1.2.3) Alternativa 3**

Para la alternativa 3, el trazo de ruta de la línea de transmisión aérea de 138 kV se inicia en el pórtico de la SE Trujillo Nor Oeste, se dirige hacia el este ubicándose en la berma central de la Av. Metropolitana A; hasta el cruce con la Av. Metropolitana II, en donde el trazo cambia de dirección y se orienta hacia el sur de esta avenida y continua hasta la Av. Mansiche, en donde antes de llegar a esta última avenida se tendrá que reubicar una construcción que se ubica en plena Av. Metropolitana II.

En esta zona se ubica un centro comercial “Mall Aventura Trujillo”, en donde el trazo de ruta efectúa un rodeo al mencionado centro comercial, por la Av. Mansiche y la Av. Jesús de Nazaret hasta el cruce con la Av. América Oeste, por cuyo jardín

central se ubica el trazo de ruta de la línea de la presente alternativa. El trazo se ubica a lo largo de la Av. América Oeste hasta el cruce con la Av. Antenor Orrego, por cuyo jardín central continua el trazo de la alternativa 3 hasta la Av. Los Colibríes que se ubica con dirección sur este hasta la Av. Larco Herrera, ubicándose por un lado del Ovalo Larco, para llegar al jardín central de la Av. América Sur, continua hasta la Av. Prolongación César Vallejo, ubicándose frente al centro comercial “Real Plaza” hasta la berma central de la Av. Prolongación Fátima; luego, el trazo se ubica por la carretera Industrial, prosigue con dirección nor este hasta ubicarse en el Ovalo La Marina en el cual se cruza mediante tres vértices, evitando acercarnos a los grifos de gasolina existentes; luego se continua por la carretera Industrial, ubicando el trazo por ambos lados alternativamente de la mencionada carretera evitando acercarnos a las construcciones existente; en esta carretera, el trazo de ruta de la alternativa 3, debe cruzar las líneas aéreas de 60 kV y 34.5 kV, continua el trazo de ruta de la línea hasta ubicarse en una avenida nueva que llega a cruzar la línea existente de 138 kV El Porvenir – Trujillo Sur; en el cruce con esta línea se tiene previsto efectuar una doble terna vertical con postes independientes sobre la misma franja de servidumbre de la línea existente, hasta llegar al pórtico de la subestación Trujillo Sur.

#### **4.1.3 Comparación de Alternativas 1, 2 y 3**

A continuación se presenta un cuadro comparativo de alternativas de trazos de ruta 1, 2 y 3, de la línea de transmisión 138 kV SE Trujillo Nor Oeste – SE Trujillo Sur; esta comparación se efectúa desde un punto de vista cualitativo y cuantitativo.

En el siguiente cuadro se muestran las conveniencias y dificultades de las alternativas de trazo de ruta planteadas.

**Tabla 4.1 - Comparación de Características de Trazos de Ruta de Línea de Transmisión 138 kV  
SE Trujillo Nor Oeste – SE Trujillo Sur - Alternativas 1, 2 Y 3**

**COMPARACION CUALITATIVA**

<b>Ítem N°</b>	<b>Características de Comparación</b>	<b>Alter. 1</b>	<b>Alter. 2</b>	<b>Alter. 3</b>	<b>Comparación</b>	<b>Análisis</b>
1.	Longitud aproximada de línea aérea (m)	11266	10220	12788	Alternativa 2 presenta una menor longitud que las alternativas 1 y 3	Se incrementa el costo de la línea aérea de 138 kV en US\$ / km 75 000.00 aproximados, para Alternativas 1 y 3.
2.	Número de vértices con ángulo mayor a 25°	10	22	34	Alternativa 1 presenta menos ángulos > 25° que alternativas 2 y 3	El número de estructuras de anclaje que en general son muy robustas son mayores en las alternativas 2 y 3.
3.	Número total de vértices	55	63	77	Alternativa 1 presenta menos vértices que alternativas 2 y 3.	El mayor número de vértices de Alternativas 2 y 3, implica el incremento de costos al tener que ubicar mayor número de estructuras angulares
4.	Longitud aproximada de redes primarias a ser reubicadas (m)	4750	5350	7500	Normalmente las redes primarias están ubicadas en la berma central de las principales avenidas.	Las longitudes de líneas primarias a reubicar para dar paso a la línea aérea de 138 kV, son aproximadas, las que se ajustarán plenamente en el momento del levantamiento topográfico.
5.	Cantidad de letreros publicitarios a reubicar	1	2	2	En las tres alternativas se presentan letreros publicitarios en los trazos de ruta planteados.	La reubicación de grandes avisos comerciales ubicados en los jardines centrales de las avenidas, en las rutas de las alternativas planteadas debe efectuarse de acuerdo con el propietario de los avisos, todos los gastos son asumidos por Hidrandina.
6.	Zonas de posible conflicto social debido a instalación de línea de transmisión de 138 kV	0	1	0	En alternativa 2, se estima que la zona de posible conflicto social se puede presentar en Av. Larco Herrera, en el lado del cruce con la Av. Fátima.	Se ha estimado que una zona de conflicto social se podría presentar en la Alternativa 2; donde el trazo de ruta se ubica en la Av. Larco Herrera y la Av. Fátima; debido a que la zona se caracteriza por la presencia de gran movimiento comercial y además por la presencia de la imagen de la virgen ubicada en la Av. Larco Herrera cerca de la Av. Fátima.

7.	Zonas con impacto visual negativo	0	2	2	<p>En alternativa 2, se presentan dos zonas que con impacto visual negativo: el primero en la Av. Larco Herrera y la segunda en el Ovalo La Marina).</p> <p>En la alternativa 3 se presentan dos zonas con impacto visual negativo, en la Av. Larco Herrera con el Ovalo Larco y en Ovalo La Marina.</p>	<p>En la Alternativa 2, se presentan dos zonas en donde se presenta un impacto visual negativo, debido a la instalación de estructuras (postes de acero) de gran tamaño y el tendido de conductores y cable OPGW, que alteran el paisaje urbanístico en la avenida Larco Herrera, así como en el Ovalo La Marina en donde se ubicarán por lo menos tres postes de acero de gran tamaño, considerando además que es la entrada de la ciudad.</p> <p>Igualmente en la alternativa 3, la instalación de la línea de 138 kV presenta un impacto visual negativo en el tramo comprendido entre la Av. Larco Herrera con el Ovalo Larco y de la misma manera en el Ovalo La Marina.</p>
8.	Longitud aproximada de línea aérea de 60 kV a reubicar (a línea subterránea)	680	680	0	Ubicado en la Av. Gonzáles Prada, desde la Carretera Industrial hasta el cruce con la calle Fernando Guido.	En las alternativas 1 y 2 se tendrá que reubicar la línea la línea aérea de 60 kV o en todo caso pasar a subterránea. Esta reubicación se efectuará en el tramo correspondiente a la Av. Gonzáles Prada. En la alternativa 3 no se presenta esta reubicación.
9	Longitud aproximada de red telefónica aérea a ser reubicada.	150	0	0	Se presenta en el inicio de la Av. Villareal	En la Alternativa 1, se tendrá que reubicar una línea telefónica aérea, en un corto tramo.
10.	Cruce transversal con línea aérea de 138 kV.	1	0	0	En alternativa 1 se presenta un cruce con línea de 138 Kv	En la alternativa 1, se tendrán que colocar postes de gran tamaño para el cruce transversal de la línea aérea de 138 kV El Porvenir – Trujillo Sur.
11.	Obstáculos de construcción en la faja de servidumbre de la línea	0	0	1	Construcción de vivienda de adobe en una de las vías de la Av. Metropolitano II	En la alternativa 3, se tendrá que adquirir una vivienda que se encuentra bloqueando una de las vías de la Av. Metropolitano II, cerca al cruce con la Av. Mansiche.
12.	Ubicación de futura SE Trujillo Centro	0	1	1	En las alternativas 2 y 3, los trazos de rutas de la línea a proyectar pasa cerca de futura SE Trujillo Centro	Hidrandina S.A. ha seleccionado la ubicación de la futura subestación Trujillo Centro, en la Av. Antenor Orrego, y sólo los trazos de ruta de las alternativas 2 y 3 pasan cerca de la subestación.

**Tabla 4.2 - Comparación de Características de Trazos de Ruta de Línea de Transmisión 138 kV  
SE Trujillo Nor Oeste – SE Trujillo Sur - Alternativas 1, 2 Y 3**

**COMPARACION CUANTITATIVA**

Ítem	Descripción	Unidad	Costo Unitario	Alternativa 1		Alternativa 2		Alternativa 3	
				Cantidad	Costo Total (US\$)	Cantidad	Costo Total (US\$)	Cantidad	Costo Total (US\$)
1.	Línea de transmisión en 138 kV simple terna Trujillo Nor Oeste – Trujillo Sur	US\$/km	77 500.00	11.30	875 750.00	10.20	790 500.00	12.70	984 250.00
2.	Redes primarias a ser reubicadas	US\$/km	15 000.00	4.75	71 250.00	5.35	80 250.00	7.00	105 000.00
3.	Reemplazo de línea aérea 60 kV por línea subterránea 60 kV	US\$/km	250 000.00	0.68	170 000.00	0.68	170 000.00	0.00	0.00
4.	Adquisición de vivienda en faja de servidumbre	US\$/unid	30 000.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	30 000.00
5.	Reubicación de avisos publicitarios en faja de servidumbre	US\$/unid.	6 000.00	1.00	6 000.00	2.00	12 000.00	2.00	12 000.00
6.	Reemplazo de línea 138 kV El Porvenir – Trujillo Sur	US\$/km	120 000.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.85	102 000.00
	Costo Total (US\$)				1 123 000.00		1 052 750.00		1 233 250.00
					<b>106.67%</b>		<b>100%</b>		<b>117.15%</b>

#### **4.1.4 Análisis de las Alternativas**

Las características de los ítems 6, 7, 8 y 12 definen prácticamente la alternativa del trazo de ruta de la línea de transmisión de 138 kV entre las subestaciones Trujillo Nor Oeste y Trujillo Sur.

De acuerdo con el ítem 6, la alternativa 2 de trazo de ruta, se plantea ubicar la línea en las avenidas Larco Herrera y Fátima; en donde el movimiento comercial es muy importante, con varios edificios de vivienda de más de cuatro pisos, gran cantidad de vehículos, presencia de luminarias con dos pastorales ubicados en el separador central de la avenida y presencia adicional de la imagen de la virgen de Fátima en la Av. Larco Herrera cerca al cruce con la Av. Fátima. Con las características presentadas la posibilidad de ubicar la línea de transmisión aérea de 138 kV en la zona, es muy difícil, siendo lo más probable que el municipio no autorice la ubicación de la línea en la zona y con posibilidad adicional de protestas de los vecinos de la zona comercial.

De acuerdo con el ítem 7, en la alternativa 2 se presenta la zona de la Av. Larco Herrera con Av. Fátima, en presencia de diversos elementos (árboles, semáforos, luminarias con dos pastorales, etc.) que se ubican en el pequeño (2.0 m) separador central de las vías de la Av. Larco Herrera, adicionalmente se deba incluir postes de acero de gran longitud, como resultado de esta inclusión se obtendría un impacto visual negativo de la mencionada avenida.

Igualmente en la alternativa 2, en la zona del Ovalo La Marina, se deben ubicar tres postes de acero de gran longitud, para cruzar esta zona, todos los elementos en

conjunto van a congestionar la zona, pero que se podría reducir el impacto visual con la reubicación de los postes de alumbrado público existentes.

En la alternativa 3, también se ha planteado cruzar la zona de la Av. Larco Herrera, pero por el lado del Ovalo Larco, en donde la presencia de la zona comercial es muy limitada, habiéndose planteado cruzar el mencionado ovalo, por una parte lateral de esta, hasta la Av. América Sur, en esta zona el impacto visual que se presentaría debido a la instalación de la línea aérea 138 kV es menor debido a que la Av. Larco es más amplia y presenta jardines amplios como separador central de la avenida.

En la alternativa 3, para el cruce de la zona del Ovalo La Marina, se efectúa el mismo procedimiento previsto para la alternativa 2.

Conforme al ítem 8, las alternativas 1 y 2 presentan desventajas con respecto a la alternativa 3, debido a que se plantea reubicar la línea de 60 kV; la cual ha sido recientemente reacondicionada en la parte central de la Av. Gonzáles Prada, y que a solicitud de Hidrandina S.A., esta línea en lo posible no debería ser reubicada.

En el ítem 8, se tiene en cuenta que el terreno para la ubicación de la SE Trujillo, se ha previsto en la Av. Antenor Orrego, presentando ventaja para las alternativas 2 y 3, ya que el trazo de ruta de la alternativa 1 se orienta hacia el lado este de la ciudad de Trujillo, alejándose notablemente del terreno para la SE Trujillo Centro.

En el anexo A se puede visualizar los trazos de ruta de las tres alternativas, resaltando la alternativa seleccionada (Alternativa 3).

## **CAPITULO V:**

### **CÁLCULO DEL AISLAMIENTO**

#### **PREMISAS DE DISEÑO**

El aislamiento de la línea de transmisión 138 kV, SE Trujillo Nor Oeste – SE Trujillo Sur, se utiliza un aislador tipo Line Post horizontal de porcelana para 138 kV a instalarse en las estructuras de alineamiento y ángulo menor y cadenas de aisladores tipo fog en anclaje a instalarse en estructuras de ángulo mediano y mayor, así como en las estructuras terminales.

Capacidad mecánica:

- a. Cálculo mecánico de la cadena de anclaje conformado por aisladores tipo fog a ser usados en las estructuras A50 y AT90.
- b. Cálculo mecánico de aisladores de porcelana tipo “line post” horizontal a ser usados en estructuras tipo S5 y A25.

## 5.1 CALCULO MECÁNICO DE AISLADORES

### 5.1.1 Cálculo mecánico de la cadena de aisladores en anclaje

#### a. Condición rotura de conductor

El conductor utilizado en el cálculo es tipo ACAR de 304 mm<sup>2</sup>

El cálculo se realiza con las siguientes condiciones ambientales:

- Temperatura promedio, 20° C
- Viento promedio transversal al eje de la línea, PV = 0,00 kg/m<sup>2</sup>
- Rotura de un conductor de fase
- Condición EDS inicial, se asume igual al 18% de tiro de rotura de conductor

En este caso, se debe de cumplir que:

$$L = P / \alpha$$

P = esfuerzo de rotura del aislador y herrajes

L = máximo tiro longitudinal antes de la rotura de la cadena

FS = 2.0; factor de seguridad (según CNE Suministro 2 011)

$\alpha$  = 5.0, coeficiente de impacto en caso de rotura de conductor ACAR 304 mm<sup>2</sup>

### 5.1.2 Cálculo mecánico del aislador de porcelana tipo “line post” horizontal

#### a. Condición de trabajo al cantilever

El conductor utilizado en el cálculo es tipo ACAR de 304 mm<sup>2</sup>. Se calcula para la condición de viento máximo y una temperatura de 10°C.

- Viento máximo transversal al eje de la línea, PV = 23.77 kg/m<sup>2</sup>
- Temperatura, 10° C
- Conductores sanos

Se debe de cumplir que:

$$P \geq F_s \times \left( \frac{V_2}{2} + V_1 \right)$$

Se deprecian los tiros transversales de tracción o compresión, no se presentan cargas longitudinales al considerar los conductores sanos.

Dónde:

P = esfuerzo de rotura del aislador line post al cantiléver

V1 = peso del conductor, para el vano peso (0.838 kg/m x 450 m = 377.1 kg)

V2 = peso de aislador + peso de herrajes

(250 kg+15 kg = 265 kg)

FS = 2.50; factor de seguridad (según CNE Suministro 2 011)

Resultando:

P = 509.60 kg  $\approx$  5.00 kN

#### **b. Carga de trabajo de tracción o compresión**

El esfuerzo de tracción o compresión en condiciones normales se calcula en forma similar al aislador polimérico tipo tensión, en este caso el factor de seguridad a aplicar será igual a 2,00 según regla 277.A del CNE.

T = 23.77 x 0.02263 x 180 + 2 x 1 250.49 x seno 12.5° = 638.14 kg

V = 377.10 + 265.00 = 642.10 kg

FS = 2.00

$$P \geq F_s \times \sqrt{638.14^2 + 642.10^2}$$

P = 905.27 kg  $\approx$  8.22 kN

### 5.1.3 Conclusiones

La cadena de aisladores tipo fog en anclaje y el aislador tipo line post tendrán los siguientes esfuerzos a la rotura.

**Tabla 5.1 - Esfuerzos en Cadena de Aisladores Tipo fog y tipo line post**

Función de Aislador	Carga de Trabajo P (kN) (*)			Esfuerzo de Rotura P (kN) (*)			Valor Asumido P (kN)	Esfuerzo Herrerajes (kN)
	Cantilév er	Tracción o compresión	FS	Rotura	FS	$\alpha$		
Cadena de anclaje	-----	-----	-----	25.18	2.0	-----	$\geq 70.00$	70.00
	-----	-----	-----	62.94	-----	5.0	$\geq 70.00$	70.00
Line Post Horizontal	5.00	-----	2.50	-----	-----	-----	$\geq 5.00$	$\geq 5.00$
	-----	8.22	2.00	-----	-----	-----	$\geq 8.22$	$\geq 9.00$

(\*) En todos los valores de la tabla, se ha incluido el factor de seguridad FS y el coeficiente de impacto “ $\alpha$ ” que se produce durante la rotura de un conductor de fase.

En este caso se selecciona un aislador tipo fog de porcelana o vidrio templado tensión para ser utilizado en una cadena de anclaje con carga de rotura electromecánica igual o mayor a 70 kN, en donde se debe de tener en cuenta que en aisladores tipo fog la carga de rotura mínima en catálogos de fabricantes es 100 kN.

El aislador de porcelana tipo “line post” horizontal deberá soportar una carga al cantilever mayor a 5.00 kN y una carga de tracción o compresión mayor de 9.00 kN.

## 5.2 CÁLCULO ELÉCTRICO DE AISLADORES

El cálculo eléctrico de los aisladores a utilizar en la línea de transmisión 138 kV Trujillo Nor Oeste – Trujillo Sur, se desarrollan mediante los siguientes diseños.

- Diseño por tensión disruptiva en seco
- Diseño por sobretensión a frecuencia industrial húmedo

- Diseño por contaminación ambiental

Se tiene previsto utilizar cadena de aisladores de anclaje para las estructuras angulares y aisladores tipo line post horizontal de porcelana para estructuras en alineamiento y ángulos menores con disposición vertical o triangular de conductores.

### 5.2.1 Diseño del aislamiento por tensión disruptiva en seco

La tensión disruptiva en seco del aislador, cuando son sometidos a pruebas de acuerdo con la norma ANSI C29.1 no deberá ser menor que la que se indica en la Tabla 273-1 del CNE – Suministro 2 011, obteniéndose los siguientes valores.

**Tabla 5.2 - Cálculo por Tensión Disruptiva en Seco**

<b>Cálculo por Tensión Disruptiva en Seco - Tabla 273-1 del CNE Suministro</b>		
Tensión nominal de línea entre fases	kV	138
Tensión nominal (entre fases) de tabla 273-1	kV	138
Tensión disruptiva en seco nominal de aisladores, de tabla 273-1	kV	390
Altitud de máxima de trabajo	msnm	100
Factor de corrección por altitud		1.00

### 5.2.2 Diseño por sobretensión a frecuencia industrial, húmeda

Verificación del Voltaje Crítico Disruptivo a frecuencia industrial; en donde el valor obtenido se puede corregir por factores ambientales en caso necesario.

#### a. Voltaje crítico disruptivo a frecuencia industrial

- Cálculo de sobrevoltaje línea a tierra a frecuencia industrial ( $VF_1$ )

$$VF_1 = \frac{V_{LL}}{\sqrt{3}} \times K_{sv} \times K_f$$

Donde:

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

$K_{sv}$  = 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:  $V_F = 108.76 \text{ kV}$

- Cálculo de Voltaje Crítico Disruptivo ( $V_{CFO}$ ), según expresión de IEC.

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

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

Se obtiene:  $V_{CFO} = 132.63 \text{ KV}$

Los factores de corrección ambientales para la ubicación de la línea a nivel del mar son iguales a la unidad.

De acuerdo con la Norma IEC 60071-1 (1993), la tensión resistente normalizada de corta duración a frecuencia industrial, para la tensión máxima de 145 kV, es 230 kV que es superior al sobretensión crítica disruptiva fase tierra calculado. Por lo tanto, se puede tomar el valor indicado en la norma IEC igual a 230 kV en valor eficaz.

### **5.2.3 Diseño del aislamiento por contaminación ambiental**

El diseño del aislamiento por contaminación ambiental se efectuará tomando como referencia la Norma revisión de IEC 815 1985 IEC Recommendations for Unified Creepage Distance, en donde se describe el nivel de contaminación de cada ambiente

típico y se asigna una longitud de fuga unitaria para cada nivel de contaminación previsto.

Para este caso se considera como nivel de polución “pesado” debido a que el trazo de la línea está cercana al mar y se ubica en suburbios de una ciudad grande con alta densidad de movimiento vehicular e industrial que produce polución, la distancia de fuga unitario mínimo se considera igual a 44 mm/kV.

Los aisladores del proyecto tendrán la siguiente distancia de fuga total (DF):

$$DF = kV \times Df \times Fa$$

Dónde:

kV = 145 kV; máxima tensión de operación

Df = 44 mm/kV; distancia de fuga unitaria fase - fase

Fa = 1.00; factor de corrección por altura

Reemplazando se obtiene:  $DF = 6\ 380\ \text{mm}$

**Tabla 5.3 - Cálculo por Distancia de Fuga**

<b>Según Norma IEC 815 - 1985</b>		
Tensión nominal de línea	kV	138
Tensión de operación máxima	kV	145
Distancia de fuga de diseño	mm/kV	44
Altitud de trabajo máximo	msnm	100
Factor de corrección por altura		1.00
Distancia de fuga total mínima	mm (pulg)	6 380 (251.2)

En conclusión, se requiere para los aisladores poliméricos tipo tensión y tipo poste horizontal, una distancia de fuga mínima de 6 380 mm.

### 5.2.4 Distancia de aislamiento en aire

Según la figura 4.6.1 del EPRI que se muestra a continuación, para el voltaje crítico disruptivo se obtiene una distancia de aislamiento en aire aproximada igual a 0.40 m para conductor ACAR.

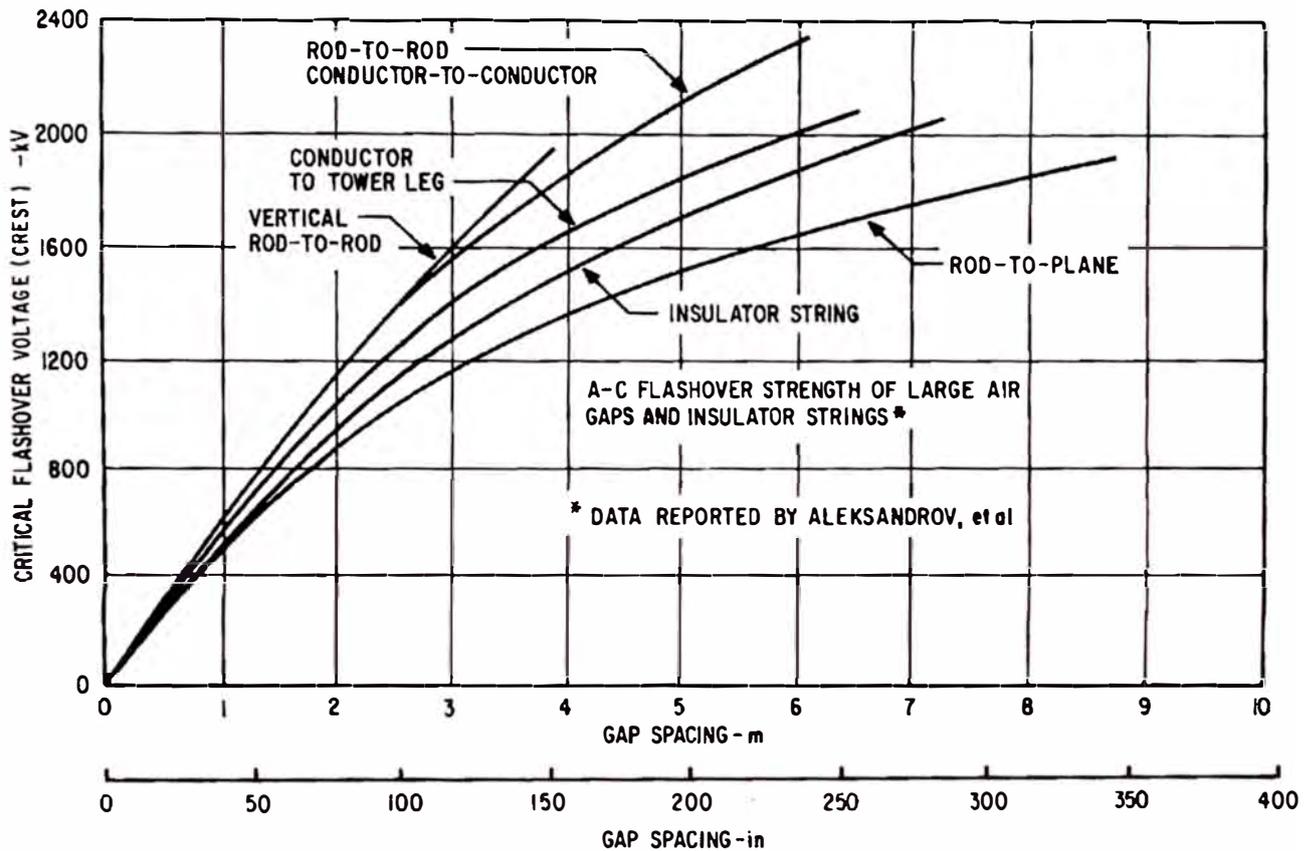


Figura 5.1 - AC flashover strength of large air gaps (Aleksandrov et al. 1962).

### 5.2.5 Conclusiones del cálculo eléctrico del aislamiento

De acuerdo a los cálculos anteriores se requiere las siguientes características:

- Tensión disruptiva en seco de los aisladores : 390 kV
- Sobretensión a frecuencia industrial húmedo : 230 kV
- Línea de fuga mínima total : 6380mm, (251.2")
- Distancia de aislamiento en el aire : 0.40 m

De catálogos de fabricantes se seleccionan las cadenas de aisladores que cumplan con los requerimientos solicitados, tanto para la cadena de anclaje de aisladores tipo fog como para el aislador tipo line post horizontal de porcelana.

### 5.2.6 Características de los aisladores seleccionados

Se seleccionan los aisladores de catálogos de fabricantes; sin embargo, se debe de tener en cuenta que los valores indicados a continuación son sólo referenciales.

#### a. Cadena de aisladores de anclaje

##### Características de aislador tipo fog individual

- Clase ANSI, de acuerdo con ANSI C29.2
- Diámetro 280 mm
- Espaciamiento 146 mm
- Distancia de fuga 445 mm
- Acoplamiento, según ANSI C29.2 B&S tipo B
- Voltaje disruptivo a baja frecuencia seco 100 kV
- Voltaje disruptivo a baja frecuencia húmedo 60 kV
- Voltaje crítico disruptivo impulso positivo 140 kV
- Voltaje crítico disruptivo impulso negativo 140 kV
- Voltaje de perforación a baja frecuencia 130 kV
- Voltaje de prueba a baja frecuencia R.I.V. 10
- Máximo R.I.V. en MHz 50  $\mu$ V
- Peso aproximado por unidad 5.8 kg

##### Características de cadena de aisladores de anclaje

- Número de unidades 15
- Voltaje a baja industrial seco 830 kV

- Voltaje a baja industrial húmedo 525 kV
- Voltaje crítico al impulso positivo 1 430 kV
- Voltaje crítico al impulso negativo 1 400 kV
- Distancia de fuga total de la cadena 6 675 kV

**b. Características del aislador tipo line post horizontal de porcelana**

- Normas aplicables
- Tensión nominal de la línea 138 kV
- Tensión máxima de operación 145 kV
- Longitud total horizontal  $\leq 2\,500$  mm
- Distancia de arco en seco 2 100 mm
- Longitud de línea de fuga  $\geq 6\,380$  mm
- Resistencia al Cantiléver  $\geq 5.00$  kN
- Resistencia a la tracción o compresión  $\geq 9.00$  kN
- Descarga disruptiva a baja frecuencia seco 735 kV
- Descarga disruptiva a baja frecuencia húmedo 675 kV
- Descarga disruptiva al impulso positivo 1 185 kV
- Descarga disruptiva al impulso negativa 1 485 kV
- Información de Voltaje Radio Influencia
  - Voltaje de prueba – Rms a tierra 146 kV
  - Máximo RIV – Microvoltios en 1000 kc 50  $\mu$ V
- Peso neto del aislador 250 kg

## **CAPITULO VI:**

### **DEFINICION DEL CONDUCTOR DE FASE Y CABLE DE GUARDA**

#### **6.1 SELECCIÓN DEL CONDUCTOR DE FASE**

La selección del conductor de fase de la línea de transmisión de 138 kV SE Trujillo Nor Oeste – SE Trujillo Sur, se efectúa tomando en cuenta la zona por donde se ubica el trazo de ruta de la línea; por lo tanto se ha previsto analizar materiales con características adecuadas para la zona del proyecto, planteándose la utilización principalmente de conductores tipo AAAC y ACAR, similares a conductores existentes de otras líneas de alta tensión en servicio.

En la primera etapa de selección del conductor de fase, consiste en determinar el tipo de material y la geometría de las estructuras; así mismo se determina la sección mínima de conductores por su capacidad amperimétrica, tomando en cuenta características de clima y medio ambiente.

En el “Manual de Diseño de Líneas de Transmisión de Alta Tensión – Bulletin 1724E – 200”, se da una relación de tamaños de conductores mínimos para cada nivel de tensión; los cuales están basados en una combinación de efecto corona, ruido audible y consideraciones mecánicas de flecha y resistencia mecánica; y señala que en caso de utilizar conductor tipo AAAC – 6201, el diámetro del conductor de fase no debe ser menor a 394.5 MCM para el nivel de 138 kV; por lo tanto de

acuerdo con los catálogos de fabricantes se considera un calibre mínimo de 400 MCM para el conductor de fase.

## **6.2 PRESELECCIÓN DE CONDUCTORES**

### **6.2.1 Selección del material**

La selección del material del conductor, se efectúa de acuerdo con las características de la zona donde se ubica el trazo de ruta de la línea de transmisión de 138 kV.

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

Con la finalidad de tomar en cuenta la resistencia mecánica del conductor se indican los esfuerzos de rotura unitarios de los materiales más conocidos en nuestro medio.

- ACAR (Aluminum Conductor Alloy Reinforced) 22.5 kg/mm<sup>2</sup>
- AAAC (All Aluminum Alloy Conductor) 29.5 kg/mm<sup>2</sup>
- ACSR (Aluminum Conductor, Steel Reinforced) 30.0 kg/mm<sup>2</sup>

Los tensados EDS para cada tipo de material son los utilizados frecuentemente y están de acuerdo con la tabla 3 de la traducción al inglés de norma VDE 0210/12.85 “Planning and Design of Overhead Power Lines with rated Voltages above 1 kV”, en donde para cada tipo de conductor en estudio se estiman los siguientes valores, aplicados para el caso de líneas aéreas tipo urbana.

- Para un conductor de aleación de aluminio tipo AAAC normalmente se utiliza un tensado EDS final del 16% al 18 % de su tiro de rotura nominal;
- Para un conductor tipo ACAR normalmente se utiliza un tensado EDS final entre 14% al 16 % de su tiro de rotura nominal;

- Para un conductor tipo ACSR normalmente el tensado EDS final es igual ó mayor a 20% de su tiro de rotura nominal.

De acuerdo con los tensados utilizados se van a considerar sólo los conductores tipos ACAR y AAAC; tomándose en cuenta que con conductor ACAR el tensado es menor, que se refleja en menores costos de estructuras y fundaciones; sin embargo, también implica tener mayores flechas, que por la condición de la línea tipo urbana, los vanos cortos y flechas pequeña, el incremento de la flecha no tendrá mayor significado.

Por otro lado en la zona costera predomina un nivel de contaminación elevado y de acuerdo con la experiencia el conductor tipo ACAR presenta un buen comportamiento. El aspecto relacionado con el nivel de contaminación es importante debido a que los conductores siempre están expuestos al polvo levantado por el viento, agravándose por la falta de lluvias en la zona del proyecto.

Considerando los costos de conductores por su material para la evaluación de la selección del conductor, estos presentan costos muy similares, siendo estos; sin embargo se debe de tener presente que el conductor ACAR tiene una mejor conductividad, por lo que cualquier diferencia de costos está compensado plenamente.

- ACAR = 4.457 US\$/kg
- AAAC = 4.113 US\$/kg

En el perfil longitudinal de los terrenos para la ubicación de estructuras son planos en la ciudad de Trujillo, esta característica permite la utilización del conductor ACAR en donde los vanos están limitados por las características de avenidas y calles y

además la presencia de tensados ligeros reducen las cargas mecánicas en las estructuras; asimismo, se reducen los esfuerzos en las fundaciones de las estructuras.

En la línea de transmisión de 138 kV SE Trujillo Nor Oeste – SE Trujillo Sur, se recomienda utilizar el conductor tipo ACAR que se adapta muy bien a las condiciones del terreno de la ciudad con un perfil plano, vanos cortos y además, presenta un buen comportamiento frente a la contaminación ambiental.

En conclusión, se preseleccionan conductores tipo ACAR, para ser utilizados en la ciudad de Trujillo, para una altitud menor a 100 msnm.

### **6.2.2 Cálculo de capacidad térmica del conductor (Ampacitancia)**

El cálculo en estado estable de la capacidad térmica para un conductor trenzado desnudo, en donde son conocidas la temperatura del conductor ( $T_c$ ) y los parámetros ambientales del estado estable ( $T_a$  = temperatura ambiente,  $V_v$  = velocidad del viento, etc.), se efectúa mediante la siguiente ecuación de balance térmico.

$$Q_c + Q_r = Q_s + I^2 \times R(T_c)$$

Esta ecuación de balance térmico está conformada por las pérdidas de calor debido a la convección y radiación ( $q_c$  y  $q_r$ ), ganancia debido a calor solar ( $q_s$ ) y resistencia del conductor  $R(T_c)$ ; en donde la corriente ( $I$ ) que produce la temperatura del conductor bajo las condiciones ambientales establecidas; se calculan mediante la ecuación de balance de calor en estado estable.

$$I = \sqrt{\frac{Q_c + Q_r - Q_s}{R(T_c)}}$$

Dónde:

$Q_c$  = Calor perdido por convección

$Q_r$  = Calor perdido por radiación

$Q_s$  = Calor ganado por irradiación solar

$I$  = Corriente del conductor en amperios a 60hz.

$R(T_c)$  = Resistencia por pie lineal de conductor en c.a.

Este cálculo se puede realizar para cualquier temperatura de conductor y condiciones ambientales; en este caso se utilizan valores de velocidad de viento igual a 0.61 m/s y temperatura ambiente máxima de 28.6 °C a una altitud promedio de 27 msnm, para calcular la capacidad térmica en estado estable del conductor del estudio.

Como las tasas de pérdida de calor por radiación y convección no son linealmente dependientes de la temperatura del conductor; la ecuación de balance de calor se resuelve para la temperatura del conductor en términos de corriente y variables ambientales mediante un proceso iterativo. Esto para una corriente de conductor:

- Se asume la temperatura de conductor;
- Se calculan las correspondientes pérdidas de calor;
- Se calcula la corriente de conductor que resulta de la temperatura inicial de conductor asumida;
- La corriente calculada es comparada con la corriente de conductor dado;
- La temperatura del conductor es luego aumentada o disminuida hasta que la corriente calculada iguale a la corriente dada.

### **6.2.3 Verificación de ampacitancia de conductores preseleccionados**

Los conductores preseleccionados a utilizar son de tipo ACAR, para la línea de transmisión de 138 kV que presenta un trazo de ruta, que se ubica en gran parte rodeando la zona urbana de la ciudad de Trujillo, es decir, se ubica en zona de carga

A – Ligera, de acuerdo con la regla 250.B y la Tabla 250-1.A del Código Nacional de Electricidad Suministro 2011.

Se efectúa la verificación de la capacidad de corriente de conductores ACAR preseleccionados utilizando el método de cálculo basado en el programa de cómputo Standard 738 – 2006 de la IEEE, cuyos datos de ingreso se muestran a continuación.

Para conductores ACAR

- Velocidad de viento: 0.61 m/s
- Emisividad: 0.5
- Absortividad solar: 0.5
- Temperatura ambiente máxima del aire: 28.6°C
- Diámetro exterior del conductor: según Cuadro N° 5.1, mm
- Resistencia en c.a. de conductor R (25°C): según Cuadro N° 5.1, ohm/km
- Resistencia en c.a. de conductor R (75°C): según Cuadro N° 5.1, ohm/km
- Dirección que recorre la línea: este a oeste
- Latitud de la zona del proyecto: 8° 07' 32.12"
- Altitud promedio sobre el nivel del mar: 27 msnm
- Tipo de atmósfera: industrial

A continuación se presentan las características principales de los conductores ACAR a ser evaluados por capacidad térmica.

**Tabla 6.1 - Características del Conductor ACAR (Según norma ASTM)**

Calibre (MCM)	Nº y diámetro de hilos		Diámetro (cm)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Peso (kg/m)	Carga de Rotura (kg)	Resistencia ca 60 Hz	
	Aluminio	Aleación 6201					25°C	75°C
500	18 x 2.95	19 x 2.95	2.066	253	0.698	5 344	0.1259	0.1487
550	18 x 3.10	19 x 3.10	2.167	279	0.768	6 568	0.1146	0.1352
600	18 x 3.23	19 x 3.23	2.263	304	0.838	7 131	0.1052	0.1241
650	18 x 3.37	19 x 3.37	2.356	329	0.908	7 762	0.0973	0.1148
700	18 x 3.49	19 x 3.49	2.445	354	0.978	8 099	0.0905	0.1067
750	18 x 3.62	19 x 3.62	2.532	380	1.048	8 651	0.0846	0.0997
800	18 x 3.73	19 x 3.73	2.614	405	1.117	9 185	0.0796	0.0937

Los resultados del programa Std. 738 – 2006 de la IEEE para el cálculo de la capacidad térmica en los conductores preseleccionados para la línea de transmisión de 138 kV se muestran en el siguiente cuadro; en donde se considera el tipo de atmósfera industrial para la ciudad de Trujillo.

**Tabla 6.2 - Resultado de Balance Térmico de Conductores ACAR**

Calibre (MCM)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Diámetro (cm)	Ampacitancia (A)
			Temp. = 28.6 °C Atmósfera Industrial
500	253	2.066	620.3
550	279	2.167	658.9
600	304	2.263	695.7
650	329	2.356	731.2
700	354	2.445	766.0
750	380	2.532	799.9
800	405	2.614	832.9

Para obtener la potencia máxima requerida, se utilizará la siguiente expresión:

$$S = (\sqrt{3} \times 138 \times A) / 1000 \text{ en MVA}$$

Donde, A es la capacidad amperimétrica para el conductor analizado.

A continuación se presentan los conductores cuyas sección cumplen con la solicitud mínima por ampacitancia, en donde la potencia proyectada es 156.04

MVA. En este caso el conductor ACAR 500 MCM (253 mm<sup>2</sup>), se considera sólo como referencia ya que para el año 2027 no cumple con la potencia proyectada.

**Tabla 6.3 - Secciones de Conductores que cumplen con Potencia Solicitada**

Zona	Conductor			Altitud Promedio (msnm)	Temp. Máxima (°C)	Amp. (A)	Potencia (MVA)
	Tipo y calibre	Sección (mm <sup>2</sup> )	Diámetro (cm)				
Costa	ACAR 500 MCM	253	2.066	27	28.6	620.3	148.3
Costa	ACAR 550 MCM	279	2.167	27	28.6	658.9	157.5
Costa	ACAR 600 MCM	304	2.263	27	28.6	695.7	166.3
Costa	ACAR 650 MCM	329	2.356	27	28.6	731.2	174.8
Costa	ACAR 700 MCM	354	2.445	27	28.6	766.0	183.1
Costa	ACAR 750 MCM	380	2.532	27	28.6	799.9	191.2
Costa	ACAR 800 MCM	405	2.614	27	28.6	832.9	199.1

Para la ciudad de Trujillo se considera una latitud de 8.1° y una altitud promedio 27 msnm.

Los cálculos se muestran en las salidas del programa de cómputo de la IEEE Standard 738 - 2006 del Anexo F.

### **6.3 SELECCIÓN TÉCNICA ECONÓMICA DEL CALIBRE DE CONDUCTOR**

Preseleccionados el tipo de material y la sección mínima de conductores, por capacidad térmica, se determina la sección óptima mediante el método del Valor Presente de flujos de costos totales, con los principales componentes que se mencionan a continuación:

- 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 de las líneas de transmisión para cada conductor analizado, obtenido de los módulos de líneas de Osinergmin.

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

- Para la selección del conductor se considera un mínimo de 15 años, debido a que la proyección de demanda de la ciudad de Trujillo está previsto hasta el año 2027.
- Se obtiene los costos totales de construcción para cada sección de conductor, con estructuras conformadas por postes de acero galvanizado autosoportado, aisladores tipo “line post” para una simple terna triangular ó vertical en 138 kV;
- Se calculan las pérdidas por efecto Joule, en potencia y energía, según las proyecciones de potencia estimada para 15 años;
- Para la zona costera se calculan las pérdidas corona utilizando el método de Maruvada, adaptado a las condiciones de la costa peruana;

### 6.3.1 Cálculo de pérdidas por Efecto Joule en Potencia y Energía

Las pérdidas de potencia por efecto Joule dependen directamente de la resistencia eléctrica que presenta el conductor y también de la corriente total que circula por la línea. Se considera una resistencia de corriente alterna a 25°C, para secciones de conductores ACAR de 500, 550, 600, 650, 700, 750 y 800MCM.

$$P_{Joule} = 3 \times I^2 \times R \times 10^{-3}$$

La corriente se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \times V \times fdp}$$

Dónde:

$P$  = Potencia máxima en la barra de carga, en [kW]

$P_{Joule}$  = Pérdida de potencia por efecto Joule [kW/km]

$I$  = Corriente eléctrica, en [A]

$R$  = Resistencia del conductor a 25°C [ $\Omega$ /km]

$V$  = Voltaje en la barra, en [kV]

$pdf$  = Factor de potencia en la barra de carga.

Las pérdidas de energía por efecto Joule es el producto de las pérdidas de potencia Joule, factor de pérdidas y por un determinado intervalo de tiempo

$$E_{Joule} = P_{Joule} \times fp \times t$$

El factor de pérdidas está en función del factor de carga equivalente “fc”.

$$f_p = 0.7 \times f_c^2 + 0.3 \times f_c$$

$P_{Joule}$  = Pérdida de potencia por efecto Joule [kW/km]

$E_{Joule}$  = Pérdida de energía por efecto Joule [kWh]

$fp$  = Factor de pérdida

$t$  = Tiempo en horas (24\*365)

$fc$  = Factor de carga equivalente.

### 6.3.2 Cálculo de pérdidas corona en conductor ACAR

En el presente caso debido a que la línea de transmisión 138 kV se ubica en la zona costera se utiliza la fórmula de Maruvada (modificado especialmente para su utilización en la costa Peruana) para el cálculo de las pérdidas corona en los conductores ACAR, el cual está basado en mediciones empíricas y se obtiene mediante la siguiente expresión.

$$P = K_p \times N \times f \times r^2 \times (E - E_0)^{2.05}$$

Dónde:

$P$  = Pérdidas corona en kW/km

$k_p = 0.000775$  para conductor simple

$N$  = Número de subconductores

$f$  = Frecuencia en Hz

$r$  = Radio del conductor en cm

$E$  = Gradiente del conductor en kVp/cm

$E_0$  = Gradiente crítico en kVp/cm

El cálculo de las pérdidas corona para el conductor mínimo ACAR 304 mm<sup>2</sup> es el siguiente:

- Cálculo del gradiente del conductor ACAR 304 mm<sup>2</sup> en kVp/cm

Dónde:

$$E = \frac{kV_{LL}}{\sqrt{3} \times r \times \ln\left(\frac{D}{r}\right)} = 12.519 \text{ kVp/cm}$$

$U_1$  = Tensión del conductor, 138 kVrms

$d$  = Diámetro de conductor, 2.263 cm

$D$  = Distancia Media Geométrica, 385.27 cm

- Cálculo del gradiente crítico en kVp/cm

$$E_0 = 30 \times fs \times \delta \times \left(1 + \frac{0.426}{\sqrt{\delta \times d}}\right) = 9.785 \text{ kVp/cm}$$

Dónde:

$\delta$  = Densidad del aire igual 1.013 a 20°C y a 27 msnm de altitud

$fs$  = Factor de superficie, 0.25

- Cálculo de Pérdidas Corona para conductor ACAR 279 mm<sup>2</sup>

$$P = 0.000775 \times 1.00 \times 60 \times \left( \frac{2.167}{2} \right)^2 \times (12.519 - 9.785)^{2.05} \times 3 = 1.287 \text{ kW / km}$$

### 6.3.3 Costo de pérdidas de potencia y energía en línea de 138 kV

Se valorizan las pérdidas de potencia y energía (Joule + Corona) según las proyecciones de precios en la barra de Chimbote 138 kV (considerado como la barra en 138 kV más cercano a Trujillo); descrito en la relación de Precios en Barra en Subestaciones Base, actualizado al 04/03/13, según lo siguiente.

Energía en horas punta	:0.0470 US\$/kWh (12.22 ctm. S/. /kWh)
Energía en horas fuera de punta	:0.0430 US\$/kWh (11.17 ctm. S/. /kWh)
Potencia en horas punta	: 6.538 US\$/kW–mes (17.00 S/./kW-mes)

La tasa de cambio considerada es 1 US\$ = S/.2.60.

### 6.3.4 Comparación económica con método de valor presente

Se efectúa la comparación económica por el método del valor presente del flujo de costos totales + pérdidas + valor de las instalaciones, para el período de 15 años, a la tasa de descuento de 12% anual.

El costo directo de la línea de transmisión en 138 kV para diferentes secciones de conductor tipo ACAR, se obtienen de manera aproximada tomando los precios unitarios por kilómetro utilizados por OSINERGMIN para establecer los peajes de líneas de transmisión secundarias.

Como resultado de la comparación económica se obtiene la sección óptima del conductor ACAR, resultando el calibre 600 MCM y 304 mm<sup>2</sup> de sección, para la línea de transmisión en 138 kV. La salida del cálculo se muestra al final del texto.

### 6.3.5 Características de conductor ACAR seleccionado

Características del conductor ACAR seleccionado son las siguientes:

• Tipo	ACAR
• Calibre (MCM)	600
• Sección nominal (mm <sup>2</sup> )	300
• Sección real (mm <sup>2</sup> )	304
• Sección de aluminio EC (mm <sup>2</sup> )	147.5
• Sección de Aleación de aluminio 6201 (mm <sup>2</sup> )	155.7
• N° x diámetro hilos de aluminio (# x mm)	18 x 3.23
• N° x diámetro hilos aleación de aluminio (# x mm) :	19 x 3.23
• Diámetro exterior (mm)	22.63
• Peso unitario (kg/m)	0.838
• Resistencia a la rotura nominal (kN)	69.93 (7 131 kg)
• Módulo de elasticidad final (kN/mm <sup>2</sup> )	60.31 (6 150 kg/mm <sup>2</sup> )
• Resistencia eléctrica 25°C a ca (ohm/km)	0.1052
• Coeficiente de expansión lineal	0.000023

Las normas aplicables al conductor son las siguientes:

- ASTM B398 Standard Specification for Aluminium Alloy 6201-T81 Wire for Electrical Purposes
- ASTM B230 Standard Specification for Aluminium 1350-H19 Wire for Electrical Purposes
- ASTM B524 Standard Specification for Concentric-Lay-Stranded Aluminium Conductors, Aluminium Reinforced (ACAR 1350/6201)

#### **6.4 SELECCIÓN DEL CABLE DE FIBRA OPTICA OPGW**

La sección del cable de guarda se ha seleccionado según la corriente máxima de cortocircuito que podrían soportar para un tiempo de despeje de falla de 0.3 segundos.

Del estudio del sistema efectuado con la alternativa de conexión y trazo seleccionados la máxima corriente de cortocircuito en 138 kV que se presenta entre las subestaciones de Tujillo NorteOeste y Sur es de 7.78 kA. Por lo que ante un cortocircuito, el cable de guarda estará sometido a esta corriente.

Para soportar esta corriente de cortocircuito por el tiempo indicado, los cables de guarda deben tener un índice de  $I^2t$  (kA)<sup>2</sup> sec mínimo de 18.16. El cable compuesto por: alambres de acero revestimiento de aluminio y alambres de aleación de aluminio, tienen un índice  $I^2t$  (kA)<sup>2</sup> sec de 43.2 para 210°C de temperatura en el conductor. El uso del cable de guarda del tipo OPGW, se utilizará para los fines de comunicación y tele protección requeridos por el proyecto. Se emplea el cable de guarda tipo OPGW para una corriente de falla de 12 kA, de 12mm de diámetro y 87 mm<sup>2</sup> de sección, y estará compuesto de 24 fibras ópticas.

Se ha seleccionado el cable de fibra óptica tipo OPGW para la función básica de telecomunicaciones.

#### **6.5 CAPACIDAD TÉRMICA DEL CONDUCTOR SELECCIONADO**

La capacidad térmica (ampacitancia) en estado estable del conductor seleccionado ACAR de 300 mm<sup>2</sup> de sección nominal (304 mm<sup>2</sup> de sección real), se calcula bajo las siguientes condiciones:

• Velocidad de viento	0.61 m/seg
• Emisividad	0.5
• Absortividad solar	0.5
• Temperatura ambiente del aire	28.6 °C
• Diámetro exterior del conductor	2.263 cm
• Resistencia en ca del conductor R( 25°C)	0.1052 ohm/km
• Resistencia en ca del conductor R (75°C)	0.1241 ohm/km
• Dirección que recorre la línea	Sur a Norte
• Latitud de la zona del proyecto	8.1°
• Altitud promedio sobre el nivel del mar	27 msnm
• Tipo de atmósfera	industrial

La temperatura máxima del conductor ACAR de 304 mm<sup>2</sup> para 695.7 A (157.5 MVA), para una temperatura máxima en el conductor de 75 °C.

El cálculo de la temperatura del conductor para una capacidad dada, se efectúa mediante el programa de cómputo de la IEEE Standard 738 que se muestran en el Anexo F.

## **CAPITULO VII:**

### **PARÁMETROS ELÉCTRICOS**

Sobre una red aparecen cuatro fenómenos físicos que no se pueden ignorar dependiendo de la distancia y del voltaje de operación. Estos fenómenos físicos son los siguientes:

- **Efecto resistivo**, responsable del calentamiento del conductor y de caída de tensión a lo largo del conductor. La resistencia depende del tipo de material del cual esté hecho. Este efecto es dominante sobre las demás en redes de baja tensión, debido al calibre de los conductores que se emplean en dichos niveles de tensión.
- **Efecto inductivo**, debido a los enlaces de flujo que rodean al conductor, creados por su propia corriente y por las corrientes de los otros conductores. Este efecto se ignora generalmente en redes de baja tensión donde el efecto resistivo es mayor que la reactancia inductiva. Se empieza a considerar en redes donde los conductores presentan una reactancia inductiva comparable con el la resistencia reactiva, como es el caso de las redes de distribución. A medida que aumenta el nivel de tensión, la resistencia de los conductores empleados es mucho menor que la reactancia inductiva, como es el caso de la línea en estudio en un nivel de tensión de 138 kV donde la relación  $X_1/R_1$  es

del orden de 4.5 y para una línea en 220kV está en el orden de 8. En redes de alta tensión el efecto inductivo es el limitante de las transferencias de potencia activa.

- **Efecto capacitivo**, debido a las corrientes de desplazamiento en derivación que se presentan entre conductores y entre estos y el suelo. Estas corrientes de desplazamiento hace que los conductores se carguen cuando son energizados, aún con la línea en vacío. La capacitancia se desprecia normalmente para redes con longitud por debajo de 80 km. La L.T. en 138kV SE Trujillo NorOeste – SE Trujillo Sur tiene una longitud total de 12.8km, por lo que este efecto sería despreciable.
- **Efecto conductivo**: Un cuarto efecto es el de conducción de corrientes de fuga debido a las características del aislamiento de la red. Estas corrientes se presentan debido a la contaminación del medio ambiente que rodea al conductor. Este efecto normalmente se ignora en lo que respecta al circuito que representa la red en funcionamiento normal en estado estacionario. Las pérdidas de potencia activa que ocasionan estas corrientes si se tienen en cuenta en la selección de conductores (Cap.VI) para líneas de alta tensión, cuando se evalúan las pérdidas por efecto "corona".

Las Línea de Transmisión en 138kV analizada tendrá un conductor por fase, tipo ACAR 600MCM y un cable de guarda tipo OPGW.

## 7.1 RESISTENCIA

La resistencia dc de un conductor sólido a una determinada temperatura está dada por:

$$R_{dc} = \rho \frac{l}{A}$$

La resistencia del conductor es afectada por tres factores:

- 1.- Constructivos, ejemplo al ser espiralado la longitud termina siendo algo mayor (2%).
- 2.- Efecto skin, aumenta del orden del 5% debido a este fenómeno.
- 3.- Incremento con la temperatura, dentro de los rangos normales de utilización el comportamiento es líneas y puede ser determinado por:

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

Donde R1 y R2 son las resistencias de los conductores a t1 y t2 (°C) respectivamente, T constante de temperatura (228 para Al y 234.5 para el Cu).

## 7.2 INDUCTANCIA

Se desarrolla la matriz de inductancias.

$$[Flujo] = [L][I]$$

Sobre un conductor además de su propia corriente, también tienen influencia las corrientes de conductores vecinos. Estos últimos crean enlaces de flujo que rodean al conductor sobre el que se desea calcular el flujo total.

La matriz L cuadrada se compone de los coeficientes de inductancia y se construye de la siguiente manera, considerando suelo real  $\rho \neq 0$ :

$$L_{ii} = \frac{\mu_0}{2 * \pi} \ln \left( \frac{D_e}{RMG} \right)$$

$$L_{ik} = \frac{\mu_0}{2 * \pi} \ln \left( \frac{D_e}{D_{ik}} \right)$$

Dónde:

$RMG$  : Radio Medio Geométrico del conducto.

$D_{ik}$  : es la distancia entre el conductor “i” y el “k” (m)

$D_e = 660 \sqrt{\frac{\rho}{f}}$  distancia al conductor de retorno

Si  $\rho = 0$  (suelo ideal) entonces la matriz L cuadrada queda como sigue:

$$L_{ii} = \frac{\mu_0}{2 * \pi} \ln \left( \frac{D_{iir'}}{RMG} \right)$$

$$L_{ik} = \frac{\mu_0}{2 * \pi} \ln \left( \frac{D_{ikr'}}{D_{ik}} \right)$$

Dónde:

$RMG$  : Radio Medio Geométrico del conducto.

$D_{ik}$  : es la distancia entre el conductor “i” y el “k” (m)

$D_{ikr'}$  : es la distancia entre el conductor “i” y la imagen del conductor “k” (m)

$D_{iir'}$  : es la distancia entre el conductor “i” y la imagen del conductor “i” (m)

### 7.3 IMPEDANCIA DE LA LÍNEA

La matriz de impedancias resulta de orden dado por el número de conductores y cables de guarda.

$$Z_{ii} = R_i + 9.865 * 10^{-7} * f + j 4 * \pi * 10^{-7} * f * \ln \left( \frac{D_e}{RMG} \right) j \left[ \frac{\Omega}{m} \right]$$

$$Z_{ik} = 9.865 * 10^{-7} * f + j 4 * \pi * 10^{-7} * f * \ln \left( \frac{D_e}{D_{ik}} \right) j \left[ \frac{\Omega}{m} \right]$$

Dónde:

$R_i$  : Resistencia del conductor ( $\Omega/m$ )

$D_e = 660 \sqrt{\frac{\rho}{f}}$  distancia al conductor de retorno

La matriz de impedancias completa de orden dado por el número de conductores y cables de guarda, se puede reducir a la matriz de solo los conductores. La matriz completa se divide en cuatro submatrices (conductores y cables de guarda) y se construye la matriz reducida

$$[\Delta V_{abcg}] = [Z_{ik}][I_{abcg}]$$

$$\begin{array}{c|ccc|c|c} \Delta V_{aa} & Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} & Z_{ag} & I_a \\ \Delta V_{bb} & Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} & Z_{bg} & I_b \\ \Delta V_{cc} & Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} & Z_{cg} & I_c \\ \hline \Delta V_{gg} & Z_{ga} & Z_{gb} & Z_{gc} & Z_{gg} & I_g \end{array} =$$

$$\begin{pmatrix} [\Delta V_{abc}] \\ [0] \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} [Z_A] & [Z_B] \\ [Z_C] & [Z_D] \end{pmatrix} \begin{pmatrix} [I_{abc}] \\ [I_g] \end{pmatrix}$$

Produce

$$[\Delta V_{abc}] = [Z_A][I_{abc}] + [Z_B][I_g]$$

$$[0] = [Z_C][I_{abc}] + [Z_D][I_g]$$

De donde podemos eliminar  $[I_g]$ :

$$[I_g] = -[Z_D]^{-1}[Z_C][I_{abc}]$$

Finalmente se llega a lo siguiente:

$$[\Delta V_{abc}] = ([Z_A] - [Z_B][Z_D]^{-1}[Z_C])[I_{abc}] = [Z_{abc}][I_{abc}]$$

$$[Z_{abc}] = [Z_A] - [Z_B][Z_D]^{-1}[Z_C]$$

### 7.3.1 Matriz de impedancias reducida:

En la matriz reducida como para las capacitancias se observa que los valores de la diagonal son muy parecidos, y los valores fuera de la diagonal también, de la diagonal se obtiene un valor de impedancia propia media ( $Z_P$ ), y con los valores fuera de diagonal se obtiene un valor de mutua media ( $Z_M$ ), quedando:

$$[Z_{abc}] = \begin{bmatrix} Z_P & Z_M & Z_M \\ Z_M & Z_P & Z_M \\ Z_M & Z_M & Z_P \end{bmatrix} \wedge [T] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \text{ tal que } a = (1 \angle 120^\circ)$$

### 7.3.2 Impedancias de secuencia:

Con los valores de impedancias propias ( $Z_P$ ) y mutuas ( $Z_M$ ), se obtienen los valores de secuencia ( $Z_1$ ) directa y cero ( $Z_0$ )

$$[Z_{012}] = [T]^{-1}[Z_{abc}][T]$$

$$[Z_{012}] = \begin{bmatrix} Z_P + 2Z_M & 0 & 0 \\ 0 & Z_P - Z_M & 0 \\ 0 & 0 & Z_P - Z_M \end{bmatrix}$$

$$Z_0 = Z_P + 2Z_M \quad \text{y} \quad Z_1 = Z_P - Z_M$$

## 7.4 COEFICIENTES DE POTENCIAL - MATRIZ DE CAPACITANCIAS

Para determinar las capacitancias es necesario construir primero la matriz de coeficientes de potencial, llamados también coeficientes de Maxwell. La línea recorre un camino sobre la tierra y para los fines de las cargas eléctricas se puede considerar que la tierra es un material conductor, y se puede aplicar el método de las

imágenes para determinar las cargas eléctricas en los conductores, considerando que cada conductor tiene su imagen en el terreno.

La relación tensión y cargas en los conductores de una línea trifásica es:

$$[V] = [P][q]$$

$$[q] = [C][V] = [P]^{-1}[V]$$

La matriz  $[C]$  cuadrada se compone de los coeficientes de capacidad (que no deben confundirse con las capacitancias de los conductores) y se obtiene invirtiendo la matriz  $[P]$ , de coeficientes de potencial. Esta matriz se construye de la siguiente manera.

$$P_{ii} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln\left(\frac{2h_i}{r_i}\right)$$

$$P_{ik} = P_{ki} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln\left(\frac{D_{ik'}}{D_{ik}}\right)$$

Dónde:

$D_{ik'}$ : es la distancia entre el conductor  $i$  y la imagen de  $j$

$D_{ik}$ : es la distancia entre el conductor  $i$  y el  $j$

$h_i$ : es la altura del conductor  $i$  sobre el terreno, valor medio (considerando la flecha)

$r_i$ : es el radio del conductor  $i$

$\epsilon_0$ :  $10^{-6}/36\pi$  [F/m], permitividad del aire.

Se determinan entonces la matriz de coeficientes de potencial  $[P]$ , cuya dimensión es el número de conductores más el número de cables de guarda, y que se construye elemento por elemento.

$$\begin{array}{c|ccc|c|c}
 \Delta V_{aa} & P_{aa} & P_{ab} & P_{ac} & P_{ag} & q_a \\
 \Delta V_{bb} & P_{ba} & P_{bb} & P_{bc} & P_{bg} & q_b \\
 \Delta V_{cc} & P_{ca} & P_{cb} & P_{cc} & P_{cg} & q_c \\
 \hline
 \Delta V_{gg} & P_{ga} & P_{gb} & P_{gc} & P_{gg} & q_g
 \end{array} =$$

$$\begin{pmatrix} [\Delta V_{abc}] \\ [0] \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} [P_A] & [P_B] \\ [P_C] & [P_D] \end{pmatrix} \begin{pmatrix} [q_{abc}] \\ [q_g] \end{pmatrix}$$

Esta matriz completa se puede reducir a una matriz cuya dimensión es el número de conductores ó fases, y se la divide en cuatro submatrices. Se considera que los cables de guarda están a tierra (su tensión es nula), pero tienen influencia sobre el campo superficial de fase, haciendo:

$$[\Delta V_{abc}] = [P_A][q_{abc}] + [P_B][q_g]$$

$$[0] = [P_C][q_{abc}] + [P_D][q_g]$$

De donde podemos eliminar  $[q_g]$ :

$$[q_g] = -[P_D]^{-1}[P_C][q_{abc}]$$

Finalmente se llega a lo siguiente:

$$[\Delta V_{abc}] = ([P_A] - [P_B][P_D]^{-1}[P_C])[q_{abc}] = [P_{abc}][q_{abc}]$$

$$[P_{abc}] = [P_A] - [P_B][P_D]^{-1}[P_C]$$

Dónde:

$P_A$ : Coeficientes de potencial entre conductores

$P_B$ : Coeficientes de potencial conductores y cables de guarda

$P_D$ : Coeficientes de potencial entre cables de guarda

$P_C$ : Coeficientes de potencial entre cables de guarda y conductores

Obteniéndose así la matriz reducida de coeficientes de potencial.

La matriz inversa de  $P_{abc}$  es la matriz de capacitancias =  $C_{abc}[F/km]$  de los conductores.

En la matriz reducida se observa que los valores de la diagonal son muy parecidos, siendo mas o menos distintos según estén dispuestos los conductores (triángulo, horizontal,...etc), los valores fuera de la diagonal también son parecidos, si a lo largo de la línea un conductor ocupa sucesivamente las posiciones de todas las fases, sus parámetros serán el promedio de los valores que corresponden a cada posición. De la diagonal se obtiene un valor de capacitancia propia media, y con los valores fuera de diagonal se obtiene un valor de capacitancia mutua media.

$$[C_{abc}] = \begin{bmatrix} C_P & C_M & C_M \\ C_M & C_P & C_M \\ C_M & C_M & C_P \end{bmatrix} \wedge [T] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \text{ tal que } a = (1 \angle 120^\circ)$$

#### 7.4.1 Capacitancias de secuencia:

Con los valores de capacitancias propias ( $C_P$ ) y mutuas ( $C_M$ ), se obtienen los valores de capacitancias de secuencia directa ( $C_1$ ) y cero ( $C_0$ ).

$$[C_{012}] = [T]^{-1}[C_{abc}][T]$$

$$[C_{012}] = \begin{bmatrix} C_P + 2C_M & 0 & 0 \\ 0 & C_P - C_M & 0 \\ 0 & 0 & C_P - C_M \end{bmatrix}$$

$$C_0 = C_P + 2C_M \quad \text{y} \quad C_1 = C_P - C_M$$

## 7.5 PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LA LÍNEA DE TRANSMISION:

A continuación se muestra la tabla, donde se resumen los parámetros de la línea en estudio. Estos valores fueron obtenidos usando el programa computacional DigSilent y que fueron validados usando las formulaciones arriba descritas utilizando el programa, Microsoft Excel.

**Tabla 7.1–Parámetros eléctricos de la L.T. 138kV SE Trujillo Sur – SE Trujillo NorOeste**

R(+) (Ohm/Km)	X(+) (Ohm/Km)	B(+) ( $\mu$ S/Km)	R(0) (Ohm/Km)	X(0) (Ohm/Km)	B(0) (mS/Km)
0.1033	0.4641	3.5530	0.4016	1.2307	1.9836

## 7.6 MODELO MATEMÁTICO, PARA LÍNEA DE LONGITUD MEDIA:

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:

$$V_E = A V_R + B I_R$$

$$I_E = C V_R + D I_R$$

$$A = 1 + \left(\frac{ZY}{2}\right) \quad ; \quad B = Z$$

$$C = Y \left(1 + \frac{ZY}{4}\right) \quad ; \quad D = 1 + \left(\frac{ZY}{2}\right)$$

$V_E$  = 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

A, B, C y D son, en general, números complejos.

$$Z_c = \sqrt{\frac{Z}{Y}} = 365.8 \angle 38^\circ \quad ; \quad P_c = \frac{V^2}{Z_c} = 52 MW$$

$Z_c$  = Impedancia característica

$P_c$  = Potencia Natural de la línea.

## **CAPITULO VIII:**

### **CÁLCULOS MECÁNICOS DE CONDUCTORES Y CABLE DE GUARDA**

El conductor aéreo en condiciones normales de trabajo, puede estar sometido además de la carga propia (peso  $w_c$ ) a otros tipos de cargas debido a las condiciones climáticas de la zona o región donde se instalará la línea; dichas cargas son: Temperatura, viento, hielo, nieve, acción simultánea de temperatura - viento, temperatura - hielo, temperatura-viento -hielo o temperatura-viento -nieve.

Las consideraciones de diseño de la línea han sido establecidas de acuerdo al Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011 (CNE - Suministro 2011), que en sus secciones 24, 25 y 26 nos hablan de los criterios mecánicos a tomar en cuenta en la instalación de líneas aéreas de suministro eléctrico.

#### **8.1 CARGAS Y SOBRECARGAS EN EL CONDUCTOR**

##### **8.1.1 Cargas verticales:**

Debido al propio peso del cable más el peso del hielo.

##### **8.1.2 Cargas horizontales:**

Debido a la presión del viento, perpendicular a la dirección de la línea.

##### **8.1.3 Carga propia:**

Este depende del tipo de material que constituye la línea de transmisión.

Carga total: es la resultante de las cargas verticales, horizontales y propias.

$$w_t = \sqrt{(w_p + w_h)^2 + w_v^2} \quad [daN/m]$$

$w_p$  = Carga propia.

$w_h$  = Carga debido al hielo.

$w_v$  = Carga debido al viento.

$w_t$  = Carga total.

#### 8.1.4 Sobre cargas 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, la fórmula para calcular las cargas de viento es:

$$w_v = K * V^2 * \frac{\phi + 2 * e}{10^4} \quad [daN/m]$$

$K$  = Constante de presión; 0.613 para las elevaciones hasta 3000msnm y 0.455 para las elevaciones superiores a los 3000msnm.

$\phi$  = Diámetro del conductor en mm.

$e$  = Espesor del manguito de hielo en mm, en nuestro caso es igual a cero.

$V$  = Velocidad del viento en m/s.

#### 8.1.5 Coeficiente de sobrecarga

Es 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:

$$m = \frac{w_t}{w_p}$$

$m$  = Coeficiente de sobrecarga.

## 8.2 ESTUDIO MATEMÁTICO DEL CONDUCTOR

El conductor para Líneas de Transmisión de potencia, es un tipo particular de miembro estructural y que los ingenieros de estructuras estudian con fines de aplicación en puentes, conductores pasantes, etc.

Sin embargo, para la Ingeniería Eléctrica interesa más el comportamiento libre del conductor sometido a lo sumo por efectos de sobrecargas de viento y/o hielo; siendo la flecha, saeta y tiros, etc., las incógnitas más usuales.

Un conductor libremente suspendido entre dos soportes describe una curva que es fácilmente deducible y denominada catenaria

### 8.2.1 Ecuación de la catenaria

En la siguiente figura muestra la Catenaria, cuyo vértice se encuentra a C metros por encima del Origen de Coordenadas y cuyos apoyos se encuentran sobre un mismo nivel.

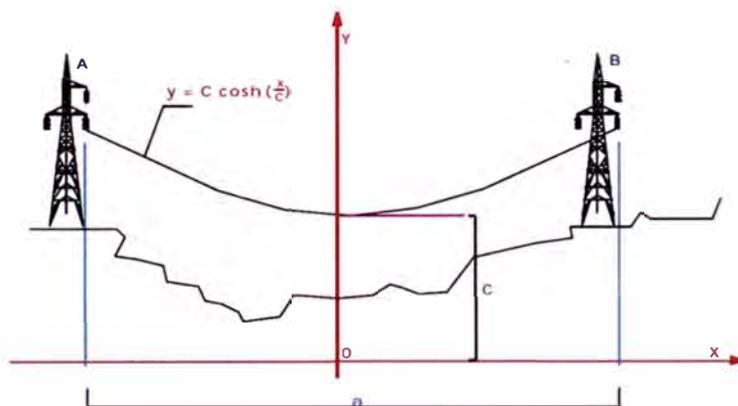


Figura 8.1 - Ecuación (catenaria) del conductor extendido.

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

y = Distancia de un punto de la catenaria al eje horizontal

C = Parámetro de la catenaria [m]

$$C = \frac{T_0}{w_t} [m]$$

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

$w_t$  = Carga total [daN/m]

### 8.2.2 Ecuación de la flecha:

La flecha es la máxima distancia vertical entre el segmento que une los extremos del conductor y éste. La flecha se calcula como la diferencia de Ordenadas entre los puntos de suspensión y la ordenada del Vértice del conductor. La ecuación exacta es:

$$f = C \left[ \cosh \left( \frac{a}{2C} \right) - 1 \right]$$

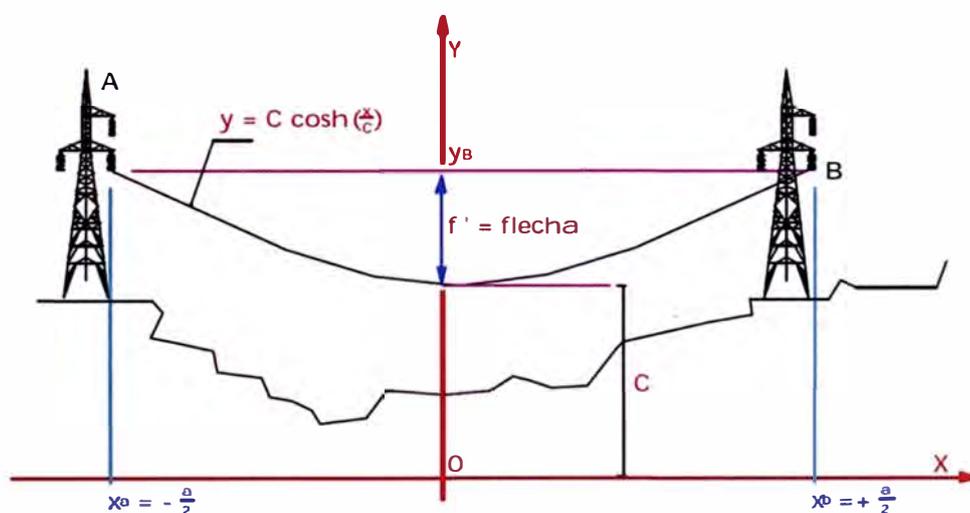


Figura 8.2 : Ubicación física de la flecha  $f'$  del conductor, en un vano con extremos de suspensión a nivel.

$f$  = Flecha de la catenaria

$a$  = Vano [m]

### 8.2.3 Tiro y Esfuerzo en el Conductor:

Cualquier punto del conductor está sometido a un tiro (en kg), cuyo valor se puede determinar. De la ecuación de la catenaria del conductor se tiene:

$$y = C \cosh\left(\frac{x}{C}\right)$$

Pero como se sabe:

$$C = \frac{T_0}{w_c}$$

Entonces también:

$$y = \frac{T_0}{w_c} \cosh\left(\frac{x}{C}\right)$$

Que es lo mismo que:

$$y w_c = T_0 \cosh\left(\frac{x}{C}\right)$$

La expresión  $y w_c$  es el producto de la ordenada del punto de abscisa  $x$  del conductor por el peso unitario cuyo valor resulta en kg y representa el tiro en el punto de la abscisa  $x$ ; es decir :

$$T_x = y w_c$$

Entonces finalmente:

$$T_x = T_0 \cosh\left(\frac{x}{C}\right)$$

Cuando  $x = 0$ ; entonces  $T_x = T_0$ , pero como  $T_0$  es la componente horizontal del tiro en cualquier punto del conductor, entonces el tiro en el vértice es  $T_0$  kg.

En la figura 8.3 se muestra que el Tiro en kg en el Vértice es  $T_0$  y el Tiro  $T_x$  en cualquier punto del conductor de abscisa  $x$  tiene como componente horizontal

constante igual a  $T_0$ .

En consecuencia el Tiro Vertical  $T_v$  deberá ser igual a:

$$T_v = \sqrt{T_x^2 - T_0^2}$$

Otro concepto que es necesario definir es el esfuerzo, el cual frecuentemente es utilizado en reemplazo del Tiro, en razón que sus valores son más pequeños. El esfuerzo del conductor, lo definimos como el cociente de dividir el tiro por la sección.

$$\sigma = \frac{T}{A}$$

Siendo A la sección transversal del conductor en  $\text{mm}^2$  y T el tiro en kg en cualquier punto del conductor.

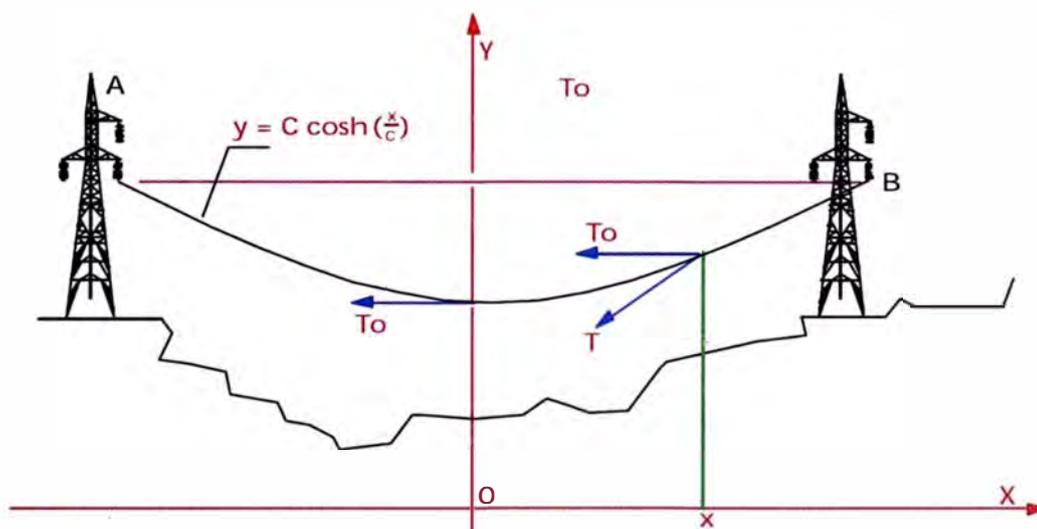


Figura 8.3 - Tiro T en un punto de abscisa x cualquiera del conductor. El tiro horizontal  $T_0$  es siempre constante. En el vértice de la catenaria el valor del tiro vertical es nulo

#### 8.2.4 Selección de tensión EDS de conductores

La selección de la tensión media EDS del conductor tipo ACAR 600 MCM de 304  $\text{mm}^2$  se efectúa considerando las limitaciones establecidas en la regla 261.H.1.b. del CNE Suministro 2 011.

De acuerdo con referencias de otros proyectos de líneas aéreas de 138 kV de tipo urbano, se establece el valor de la tensión EDS en condición final igual a 14% de la resistencia a la rotura nominal del conductor, mientras que para condición inicial la tensión EDS estará en el orden de 18 a 19% de la resistencia a la rotura nominal del conductor. Ambos valores están comprendidos en el rango permitido por el CNE - 2011, establecido por la regla 261.H.1.b.

Las condiciones ambientales que regirá el estado EDS es una temperatura media anual de +20 °C y sin carga de viento.

La componente horizontal de la tensión de tracción del conductor, en condición EDS final es la siguiente:

$$EDS_{14\% \text{ final}} = \frac{7131 \text{ kg}}{304 \text{ mm}^2} \times \frac{14}{100} = 3.284 \text{ kg/mm}^2$$

El esfuerzo EDS final es igual a 14% de la resistencia a la rotura nominal del conductor.

La resistencia a la rotura nominal del conductor ACAR 600 MCM según la norma ASTM es 7 131 kg.

El esfuerzo EDS inicial, se utiliza para el cálculo de postes en la condición de tendido de conductor; mientras que el esfuerzo EDS final se utiliza en los cálculos de postes para condición de viento máximo transversal, de distancia vertical entre fases y para la obtención de la flecha máxima del conductor.

La selección del tiro EDS inicial y final de los conductores se efectúa considerando las limitaciones establecidas en la regla 261.H.1.b. del Código Nacional de Electricidad Suministro 2 011.

### **8.2.5 Hipótesis de carga para conductores**

La hipótesis de carga que registrará el cambio de estado del conductor tipo ACAR de 304 mm<sup>2</sup>, para la zona de carga A ligera, son las siguientes:

#### ***Hipótesis 1 Condición EDS inicial***

- Presión de viento medio,  $\cong 0$  kg/m<sup>2</sup>
- Temperatura media, 20 °C
- Esfuerzo unitario inicial, 3.284 kg/mm<sup>2</sup>, 14% de tiro de rotura del conductor

La regla 261.H.1.b. del CNE suministro 2 011, establece que los esfuerzos de tensión sin carga a 25 °C, no deben de exceder a 25% de la resistencia a la rotura nominal, para la condición inicial.

#### ***Hipótesis 2 Condición de viento máximo***

- Presión de viento máximo transversal, 23.77 kg/m<sup>2</sup>.
- Temperatura, 10 °C

La regla 261.H.1.a. de CNE Suministro 2 011, establece que el esfuerzo máximo del conductor, no debe superar el 60 % de la resistencia a la rotura nominal, aplicando factor de sobrecarga igual a 1.0.

***Hipótesis 3 Condición para utilizar la Norma VDE 0210/12.85***

- Presión de viento, 0 kg/m<sup>2</sup>
- Temperatura, 40 °C

***Hipótesis 4 Condición de máxima temperatura***

- Presión de viento, 0 kg/m<sup>2</sup>
- Temperatura máxima, 75°C, (en condición final no se considera el creep, debido a que este fenómeno ya sucedió)

Esta hipótesis se utiliza en la ubicación de estructuras y verifica la distancia de seguridad del conductor respecto al suelo.

**8.2.6 Cálculo del Creep**

El cálculo del creep para el conductor ACAR es realizado internamente por el programa PLS-CADD aplicando el método no lineal.

Las tensiones y flechas para el conductor en la “condición inicial” suponen una relación esfuerzo – elongación para el conductor descrita por un polinomio de cuarto grado, con la elongación ( $\epsilon$ ) expresada en por ciento de la longitud del cable sin tensión.

El PLS CADD desarrolla cálculos de flecha y tensiones para conductores en su condición inicial y final después de la fluencia (CREEP) en donde los esfuerzos los calcula a partir de un polinomio de cuarto grado y la elongación expresada en por



El comportamiento final del conductor (efecto CREEP), está definido en la siguiente curva dada por el fabricante, para el conductor ACAR 304 mm<sup>2</sup>, se tiene el siguiente polinomio.

$$\sigma_c = 0.20043 + 12.81859\varepsilon + 43.54046\varepsilon^2 - 85.06269\varepsilon^3 + 54.23960\varepsilon^4$$

La curva siguiente representa la deformación para esta condición final (creep) que es la curva 0-C,

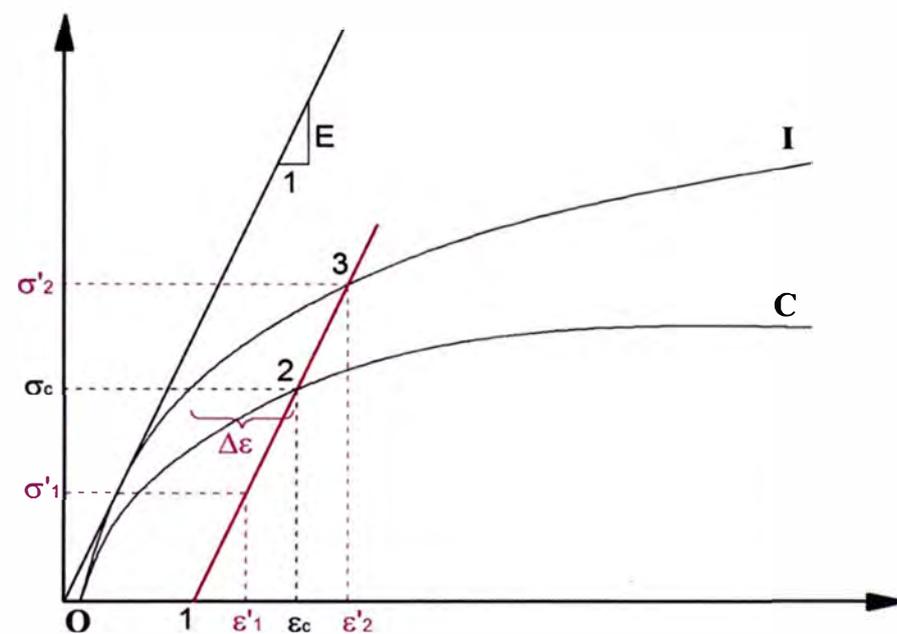


Figura 8.5 – Curva del efecto Creep condición final.

Cuando el cable es sometido a esfuerzos mayores al  $\sigma_c$ , este se ubica en la curva definida por 2-3-I, para esfuerzos menores la curva se ubica en la recta definida entre 1-2.

El efecto creep aumenta la elongación bajo tensión constante en el transcurso del tiempo, la mayor parte del efecto creep del conductor ocurre durante los primeros

días después del tendido, pero continúa a lo largo de la vida de la línea aunque en relación decreciente.

La curva elongación – esfuerzo después de ocurrido el efecto creep o “condición final”, representa la relación entre un esfuerzo aplicado asumido constante, a una temperatura determinada y durante un período de 10 años, y la elongación total resultante del conductor. Esta curva se representa por un polinomio de cuarto grado similar al utilizado para la “condición inicial”.

Para la distribución de estructuras será necesario considerar la “condición final” (después del creep) en condición de máxima flecha.

### 8.2.7 Cambio de estado del conductor ACAR

El cambio de estado del conductor ACAR para el cálculo de las cargas en las estructuras, para diferentes vanos y distintas condiciones ambientales, se efectúa mediante el desarrollo de la ecuación cúbica utilizando el método Cardán:

$$T_f^3 + T_f^2 * \left[ \frac{d^2 W_i^2 E \cos^3 \phi}{24 S \sigma_i} + \alpha (t_2 - t_1) E S \cos \phi - \sigma_i S \right] - \frac{d^2 W_f^2 E S \cos^3 \phi}{24} = 0$$

Dónde:

$T_f$  = Tiro horizontal final (kg)

$d$  = Vano (m)

$W_i$  = Peso unitario inicial (kg/m)

$W_f$  = Peso unitario final (kg/m)

$S$  = Sección del conductor (mm<sup>2</sup>)

$\sigma_i$  = Esfuerzo horizontal unitario inicial (kg/mm<sup>2</sup>)

t <sub>2</sub>	=	Temperatura final (°C)
t <sub>1</sub>	=	Temperatura inicial (°C)
α	=	Coeficiente de dilatación lineal (1/°C)
E	=	Módulo de elasticidad (kg/mm <sup>2</sup> )

$$\cos \phi = \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{H}{D}\right)^2}}$$

H/D = Relación desnivel / vano

La ecuación de cambio de estado de los conductores se realiza mediante la ejecución de un programa de cómputo.

Los cambios de estado se efectúan para la condición final.

### **8.3 COORDINACION ENTRE CONDUCTOR DE FASE Y CABLE OPGW**

Con la finalidad de determinar en forma adecuada la separación entre los conductores de fase y los cables de fibra óptica OPGW a lo largo de la longitud de la línea, se presentan los cálculos que permite la coordinación de tensiones mecánicas, que implica necesariamente una coordinación de flechas entre conductores de fase y cables de guarda.

La práctica común en proyectos de este nivel establece la siguiente relación: la flecha del cable de guarda será igual al 90 % de la flecha del conductor, calculado en condiciones EDS final.

#### **8.3.1 Características de conductor de fase y cable OPGW**

Las características de los conductores y cable OPGW para efectuar la coordinación de esfuerzos mecánicos y flechas, son las siguientes:

**Conductor: ACAR 304 mm<sup>2</sup>**

- Sección total = 304 mm<sup>2</sup>
- Peso unitario = 0.838 kg/m
- Tiro de rotura (Toc) = 7 131 kg
- Tiro EDS = 998.34 kg (se estima en 14% del tiro de rotura del conductor ACAR)

**Cable de fibra óptica tipo OPGW 87 mm<sup>2</sup>**

- Sección = 87 mm<sup>2</sup>
- Peso unitario = 0.471 kg/m
- Tiro de rotura (Tocg) = 4 770 kg
- Tiro EDS = a calcular

**8.3.2 Coordinación de flechas**

La coordinación de flechas de conductores de fase y cables OPGW, se establece considerando que la flecha de los cables OPGW es igual al 90% de la flecha de los conductores, en condición EDS final (después de ocurrido el creep).

La flecha del conductor ( $f_c$ ) y flecha del cable de guarda OPGW ( $f_{cg}$ ) son los siguientes:

$$f_c = \frac{d^2 \times W_c}{8 \times T_{oc}}; \quad f_{cg} = \frac{d^2 \times W_{cg}}{8 \times T_{ocg}}$$

Dónde:  $d$  es el vano en metros,  $W_c$  es el peso unitario del conductor,  $T_{oc}$  son los tiros en condición EDS final del conductor y  $T_{ocg}$  es el tiro EDS del cable de guarda.

Entonces, la relación entre flechas es la siguiente:  $f_{cg} = 0.90 f_c$

Reemplazando: 
$$\frac{d^2 \times W_{cg}}{8 \times T_{ocg}} = 0.90 \times \frac{d^2 \times W_c}{8 \times T_{oc}}$$

De donde se obtiene el tiro y esfuerzo unitario del cable de guarda ( $T_{ocg}$  y  $\sigma_{ocg}$ ) :

$$T_{ocg} = T_{oc} \times \left( \frac{W_{cg}}{0.90 \times W_c} \right); \quad \sigma_{ocg} = \frac{T_{ocg}(kg)}{S(mm^2)}$$

### 8.3.3 Esfuerzo unitario EDS del cable OPGW

Luego, los esfuerzos unitarios para los cables de fibra óptica OPGW es igual a:

Coordinado con el conductor ACAR 
$$\sigma_{ocg} = 7.166 \text{ kg/mm}^2$$

Finalmente se obtiene el porcentaje de tiro para condición EDS final con respecto al tiro máximo.

Coordinado con conductor ACAR

$$\sigma_{ocg}(\%) = \frac{7.166 \text{ kg/mm}^2}{\frac{4770 \text{ kg}}{87 \text{ mm}^2}} \times 100\% = 13.071\%$$

De acuerdo al cálculo efectuado, para la coordinación de flechas con el conductor ACAR 304 mm<sup>2</sup> el esfuerzo del cable de fibra óptica OPGW en condiciones EDS es 7.166 kg/mm<sup>2</sup> (equivalente al 13.071% del tiro de rotura del cable OPGW).

### 8.3.4 Hipótesis de carga del cable OPGW

Las hipótesis de carga a utilizar en los cables de guarda de fibra óptica tipo OPGW son las siguientes:

#### ***HIPOTESIS 1***                      ***Condición EDS inicial***

- Temperatura media                      20°C
- Presión de viento                      0 kg/m<sup>2</sup>
- Esfuerzo Unitario

Con conductor ACAR                      7.166 kg/mm<sup>2</sup> (13.071 % tiro de rotura cable OPGW)

#### ***HIPOTESIS 2***                      ***Condición de Viento Máximo***

- Presión de viento máximo transversal, 23.77 kg/m<sup>2</sup>.
- Temperatura, 10 °C

En el Anexo I, se presentan salidas de los cambios de estado del cable de fibra óptica OPGW, en donde se ha utilizado un programa computacional para el cambio de estado.

## **CAPITULO IX:**

### **SELECCIÓN DE ESTRUCTURAS**

En esta sección se presentan la selección de las estructuras para la línea de transmisión 138 kV, SE Trujillo Nor Oeste – SE Trujillo Sur.

En donde se ha previsto la ubicación de estructuras autoportadas que tendrán que ser del tipo poste de acero galvanizado, debido a que la línea de transmisión se ubica en calles y avenidas de la ciudad de Trujillo.

#### **9.1 CARACTERÍSTICAS CLIMATOLÓGICAS Y AMBIENTALES**

Las características climatológicas y ambientales son las indicadas en el Capítulo II del presente informe.

#### **9.2 ESTRUCTURAS AUTOSOPORTADAS**

Las estructuras a seleccionarse serán tipo poste y por las características de la zona a ubicarse serán del tipo autoportadas, debido a que las dimensiones de jardines centrales y/o bermas de avenidas y calles no permiten la colocación de retenidas de manera similar a los que se utilizan en postes de concreto o madera de líneas de media tensión; esto implica que será necesario utilizar postes de acero galvanizado.

La utilización de postes de acero galvanizado permite además superar las condiciones de alta polución de la zona del proyecto; asimismo, se tendrá en cuenta que la línea es de simple terna con disposición triangular de conductores, para los postes que se ubicarán en jardines centrales de avenidas; en menor grado se utilizarán postes con disposición vertical de conductores a ubicarse en bermas de calles que tengan sólo una pista una central.

El trazo de ruta de la línea de transmisión en 138 kV SE Trujillo Nor Oeste – Trujillo Sur, se ubica en una zona con altitud promedio de 27 msnm, por lo tanto el cálculo de los postes de acero galvanizado se efectúa para la zona de carga A ligera, según el Código Nacional de Electricidad Suministro 2 011, en donde se considera la presión máxima de viento de 23.77 kg/m<sup>2</sup> a 10°C.

Con la finalidad de seleccionar la altura óptima del poste se determina la distancia entre fases según disposición de conductores, que permite definir la geometría de la parte superior del poste, utilizando la norma VDE 0210/12.85.

Para la obtención del costo unitario de los postes de acero galvanizado, se utiliza una fórmula empírica muy usada por los fabricantes de postes de acero Petit Jean, que calcula el peso de los postes de acero.

La altura del poste de alineamiento se define para el vano medio óptimo, mientras que las prestaciones de cada tipo de estructura se determinan de acuerdo a los ángulos de desvío topográfico y los espacios disponibles a lo largo de las calles y avenidas de la ciudad de Trujillo.

### **9.2.1 Altura óptima del poste de alineamiento**

Para la determinación de la altura óptima de la estructura de alineamiento se efectúa un análisis técnico – económico, en el cual se considera como variables las diferentes longitudes de los vanos medios y los costos de los postes en donde se incluyen los costos del equipamiento relacionado a la estructura para cada vano analizado, con la finalidad de establecer una curva de mínimo costo que determinará el vano medio óptimo el cual se relaciona con una longitud óptima del poste de alineamiento para la línea urbana en 138 kV.

#### **a. Determinación de longitud del poste**

Para la determinación de la longitud del poste de alineamiento se toma en cuenta los siguientes parámetros:

- Flecha en condición de máxima temperatura;
- Distancia vertical entre fases, calculado para la condición de flecha a 40°C, para el vano lateral máximo, mediante fórmula de Norma VDE 0210/12.85.
- Distancia mínima al suelo, igual a 9.00 m;
- Se utiliza un aislador tipo “line post” horizontal;
- Se ubica cable de fibra óptica tipo OPGW en la parte superior del poste.

El cálculo de las distancias se presenta en el cuadro del poste de suspensión, para el conductor ACAR de 304 mm<sup>2</sup> y cables de fibra óptica tipo OPGW, que se muestran en el Tabla 9.1.

**Tabla 9.1 – Cálculo de Longitud de Poste Relacionado a cada vano medio**

Vano (m)	Flecha 40°C (m)	Flecha Máx.(m)	Tiro Máx. Cond.	Tiro Máx. C. de G.	Distancia Vertical	Altura Total (m)
60	0.67	1.17	1377.34	786.81	1.40	14.50
80	1.05	1.65	1348.81	779.20	1.60	15.30
100	1.49	2.19	1321.68	771.80	1.80	16.10
120	2.01	2.79	1298.09	765.17	2.00	17.00
140	2.60	3.46	1278.62	759.50	2.10	17.80
160	3.27	4.19	1262.91	754.79	2.30	18.80
180	4.02	4.99	1250.49	750.92	2.50	19.90
200	4.84	5.86	1240.56	747.76	2.60	21.00
220	5.75	6.80	1232.60	745.17	2.80	22.20
240	6.73	7.82	1226.17	743.03	3.00	23.50

**b. Determinación del peso aproximado del poste**

Para la obtención del peso aproximado de los postes de acero galvanizado se utiliza la fórmula de los fabricantes de postes Petit Jean, en donde se consideran la fuerza en punta (F) del poste, la longitud total (H) del poste y los factores de correlación indicados.

La fórmula empírica para el cálculo del peso de postes de acero es el siguiente:

$$P = 0.8565 \times H \times F^{0.65}$$

Para la determinación de los pesos de los postes cuyas longitudes son definidas en el punto anterior se calculan previamente las cargas actuantes en los postes relacionados con cada vano definido.

Para el cálculo de las cargas actuantes en las estructuras se toman en consideración las siguientes cargas actuantes:

- Cargas transversales (T) para la condición de viento máximo sobre el conductor, cables de guarda y aislador tipo line post horizontal.

- Cargas verticales (V), en donde el peso del conductor se estima para un vano peso igual a dos veces el vano medio más el peso del aislador tipo line post horizontal de porcelana.

Se obtienen las cargas transversales aplicadas en los postes, así mismo se obtiene las alturas de aplicación de las cargas que nos permite obtener el momento total debido a las cargas transversales y la carga vertical, lo que a su vez nos permite calcular la fuerza en punta para cada longitud de poste asociado a un vano medio, de acuerdo a los cuadros que se presentan en el Tabla 9.2.

**Tabla 9.2 – Cálculo de pesos de postes de Acero Galvanizado Tipo “S5”**

Vano (m)	Alturas (m)				M (kg-m)	H (m)	F (kg)	Peso Poste (kg)
	H1	H2	H3	H4				
60	14.50	12.30	10.80	9.30	9830.57	14.50	677.97	859.77
80	15.30	13.10	11.60	10.10	11359.89	15.30	742.48	962.42
100	16.10	13.90	12.40	10.90	13006.09	16.10	807.83	1069.82
120	17.00	14.80	13.30	11.80	14889.36	17.00	875.84	1190.57
140	17.80	15.60	14.10	12.60	16811.04	17.80	944.44	1309.21
160	18.80	16.60	15.10	13.60	19114.85	18.80	1016.75	1450.69
180	19.90	17.70	16.20	14.70	21718.03	19.90	1091.36	1607.90
200	21.00	18.80	17.30	15.80	24505.52	21.00	1166.93	1772.25
220	22.20	20.00	18.50	17.00	27620.79	22.20	1244.18	1953.23
240	23.50	21.30	19.80	18.30	31086.31	23.50	1322.82	2151.65

### c. Costos aproximados de suministros y montaje

Se asume para todos los vanos medios el mismo conductor y cable de fibra óptica OPGW, y la misma ruta plana teórica, por lo tanto no es necesario considerar costos independientes al vano, tales como costo de suministro y montaje de conductor y cables de fibra óptica, costos de caminos de acceso, costos de servidumbre, costo de campamento, costos de ingeniería, etc. En resumen, los costos estimados para el análisis son los siguientes:

- Estructuras de alineamiento (postes) = 4 000 US\$/Tn

- Aislador “line post” horizontal de porcelana de 138 kV= 1250.00 US\$
- Cadena de aisladores de anclaje = 330.00 US\$
- Puesta a tierra por poste (promedio) = 200 US\$
- Montaje de postes = 800 US\$ / Tn
- Montaje aislador line post horizontal 138 kV = 80 US\$
- Montaje de cadena de aisladores de anclaje = 60 US\$

Los costos totales comparativos para cada longitud de vano, para un tramo de 1.00 km de ruta plana teórica se muestran en el Cuadro Relación Vano - Costos

**Tabla 9.3 – Relación Vano Medio - Costos**

Vano Medio (m)	Costo Unitario (US\$)	Número de Postes	Costos de 1.0 km de línea (US\$)			Costo Total (miles US\$)
			Estructuras	Aisladores	Montaje + P. a T.	
60	3439.08	16.7	57329.46	59439.25	19040.69	135.81
80	3849.66	12.5	48120.77	43697.50	15364.15	107.18
100	4279.29	10.0	42792.92	34260.00	13198.58	90.25
120	4762.27	8.3	39669.70	27955.75	11839.14	79.46
140	5236.86	7.1	37391.16	23463.50	10859.83	71.71
160	5802.75	6.3	36267.17	20103.75	10243.43	66.61
180	6431.60	5.6	35759.71	17499.00	9838.34	63.10
200	7089.01	5.0	35445.05	15385.00	9529.01	60.36
220	7812.94	4.6	35548.86	13686.25	9351.77	58.59
240	8606.59	4.2	35889.48	12251.75	9252.70	57.39

#### d. Determinación del vano medio básico

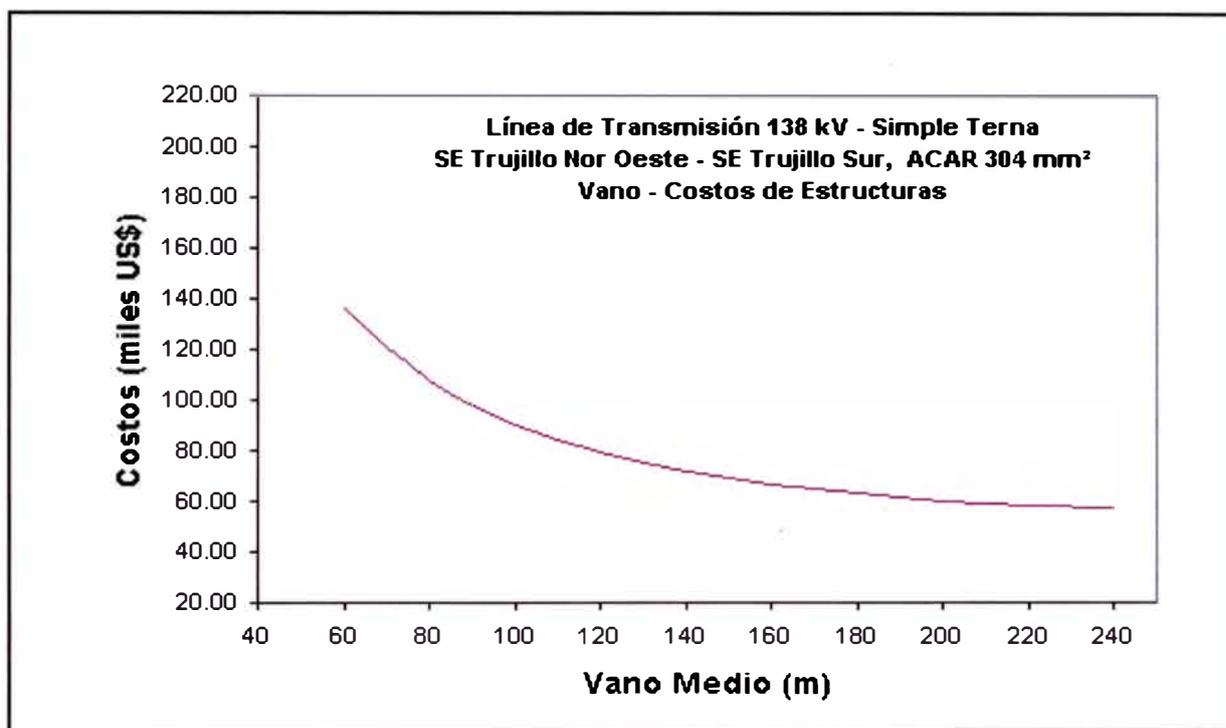
Para la obtención del vano medio básico, se establece un tramo de 1.00 km de línea de transmisión en 138 kV, en donde se determinan la cantidad de postes para cada vano medio analizado.

Se asume para todos los vanos el mismo conductor y cables de fibra óptica, una misma ruta plana teórica, por lo tanto no es necesario considerar costos independientes al vano.

En el cuadro Vano - Costos y el gráfico adjunto que se muestran en la Figura 9.1, se muestra la función de Mínimo Costo, en donde se establece el vano medio óptimo y la altura óptima del poste de acero galvanizado.

Para el conductor ACAR de 304 mm<sup>2</sup> de sección transversal, en línea de transmisión de 138 kV que se ubica en una altitud promedio de 27 msnm, se define un vano medio básico igual a 180 m y la altura óptima del poste de acero de 21.00 m.

**Figura 9.1 – L.T. 138kV Simple Terna, Vano – Costo de Estructura**



### 9.2.2 Prestación de estructuras

El vano básico definido para una estructura de alineamiento es 180 m.

El vano peso se estima en 2 veces el vano medio, con la finalidad de desconectar un poste intermedio durante las labores de mantenimiento.

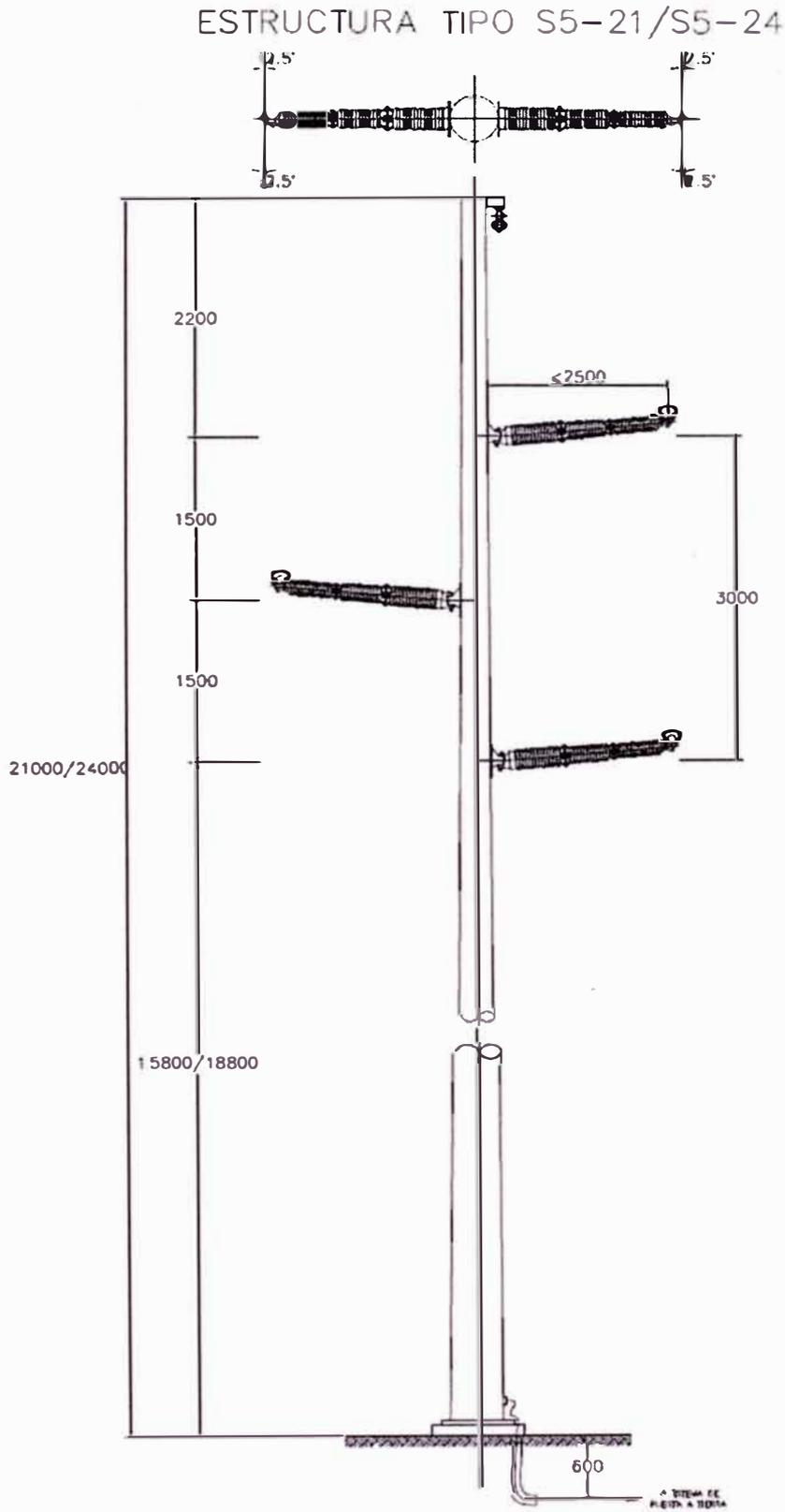
El vano máximo se determina por la distancia entre fases, la distancia de seguridad al terreno, la flecha máxima para el mencionado vano, la separación de cable de fibra óptica - conductor, etc.

Con la finalidad de cubrir ampliamente las necesidades de la línea de transmisión en lo que respecta a los ángulos de los vértices definidos en el trazo de ruta y además cruzar calles y avenidas con poca disponibilidad de espacios, se han definido los tipos de estructuras, cuyas prestaciones se muestran en la tabla 9.4 que se presenta a continuación.

**Tabla 9.4 - Prestación de Postes de Acero Galvanizado – Simple Terna**

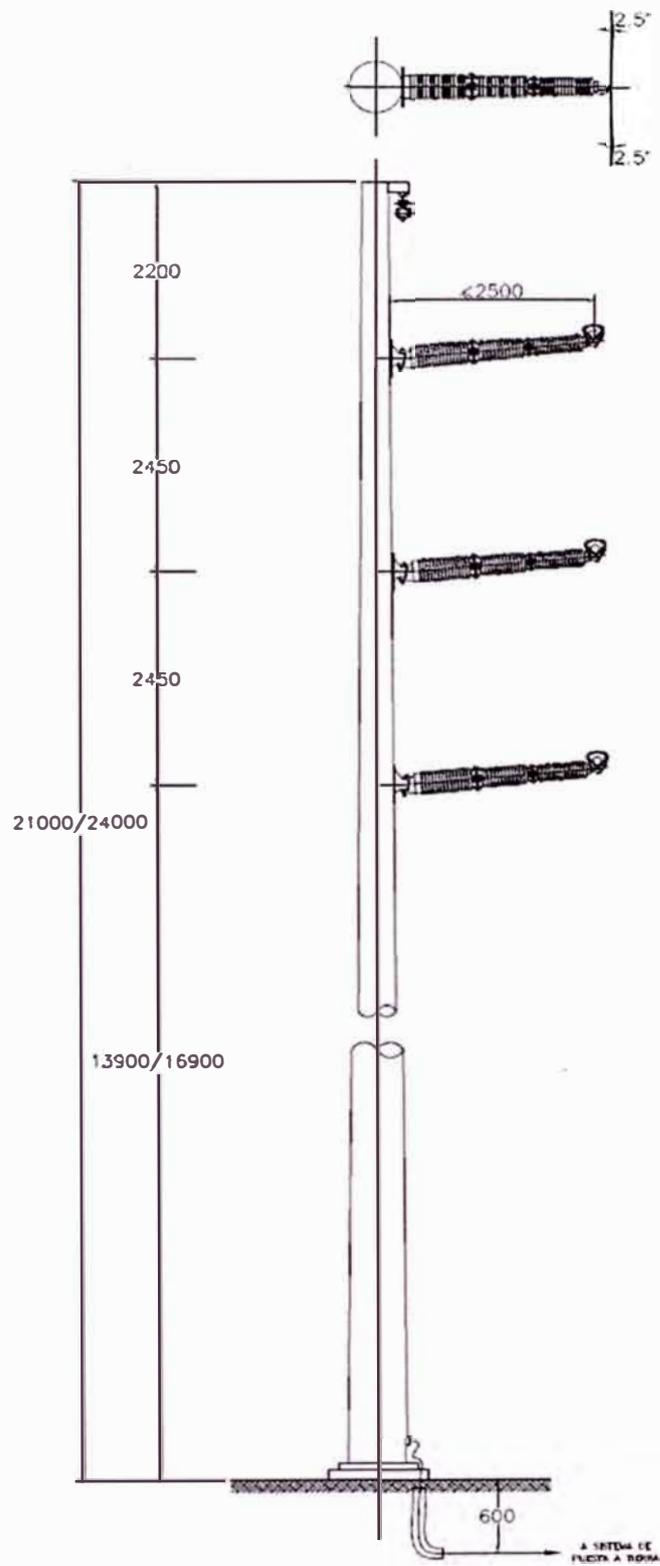
<b>TIPO DE ESTRUCTURA</b>	<b>S5</b>	<b>A25</b>	<b>A50</b>	<b>AT90</b>
Función	Alineamiento	Angulo Menor	Angulo Mediano	Angulo mayor y Terminal
Aislamiento	3 aisladores tipo "line post" horizontal 138 kV de porcelana	3 aisladores tipo "line post" horizontal 138 kV de porcelana	6 cadenas de aisladores en anclaje + 3 aisladores "line post" de orientación	6 cadenas de aisladores en anclaje
Vano Viento (m)	180	160	160	160
Vano Peso (m)	450	400	400	400
Vano Máximo (m)	240	200	200	200
Angulo de Desvío (°)	5	25	50	90 (30)
Diámetro máximo en base de poste (m)	0.50	0.60	0.80	1.00
Diámetro máximo en la punta de poste (m)	0.25	0.30	0.40	0.50

**9.2.3 Siluetas Básicas de Estructuras Autosportadas**



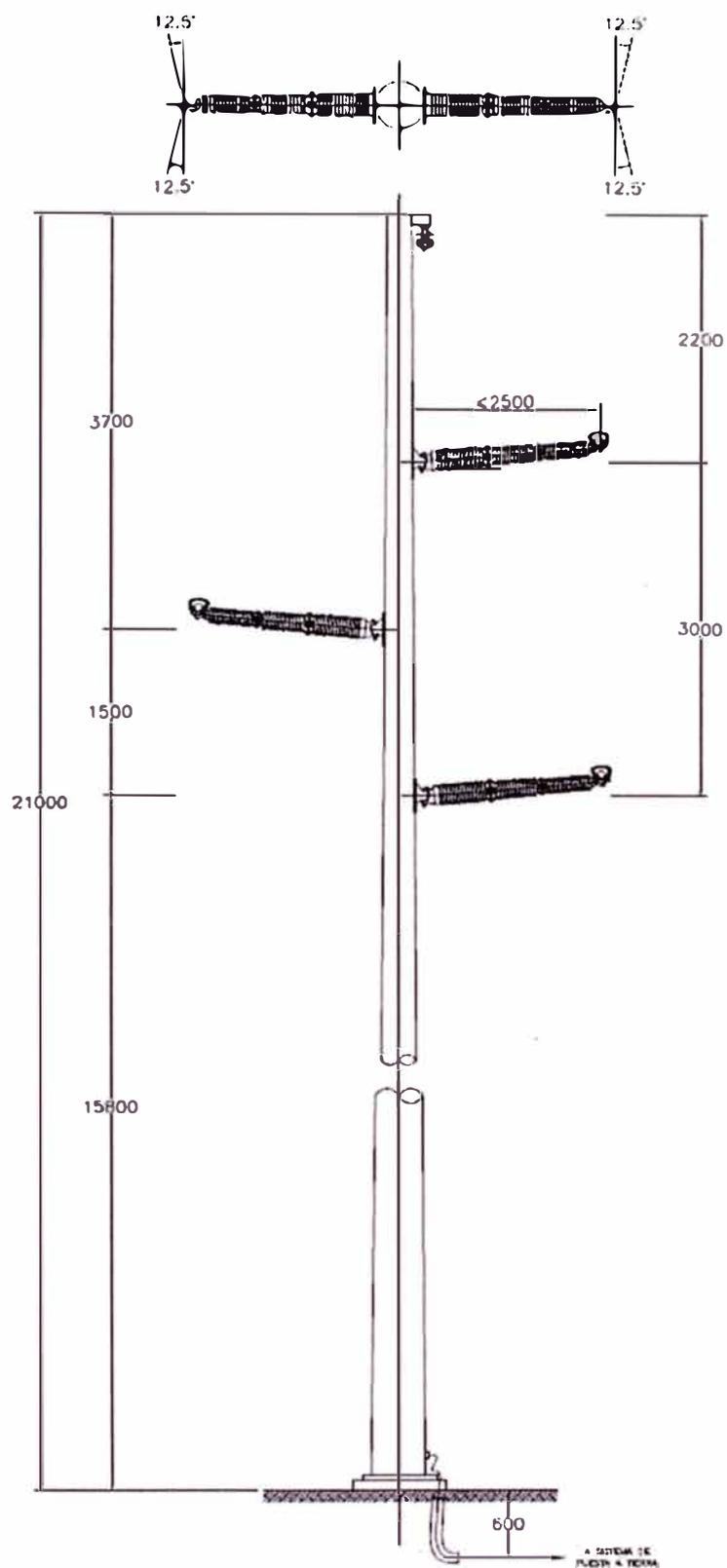
**Figura 9.2 – Silueta básica Estructura S5-21/S5-24**

## ESTRUCTURA TIPO SV5-21/SV5-24



**Figura 9.3 - Silueta básica Estructura SV5-21/SV5-24**

## ESTRUCTURA TIPO SA25-21



**Figura 9.4 - Silueta básica Estructura SA25-21**

## ESTRUCTURA TIPO SAV25-21/SAV25-32

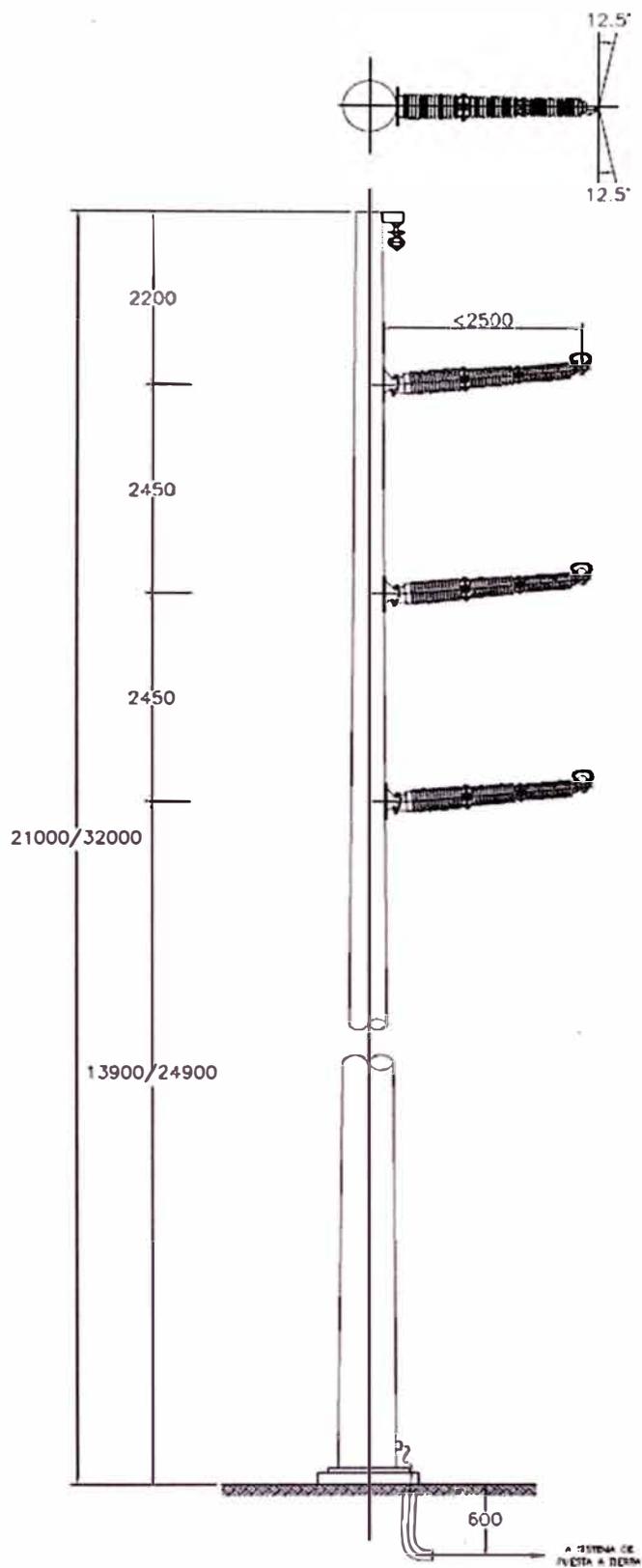


Figura 9.5 - Silueta básica Estructura SAV25-21/SAV25-32

## ESTRUCTURA TIPO A60-21

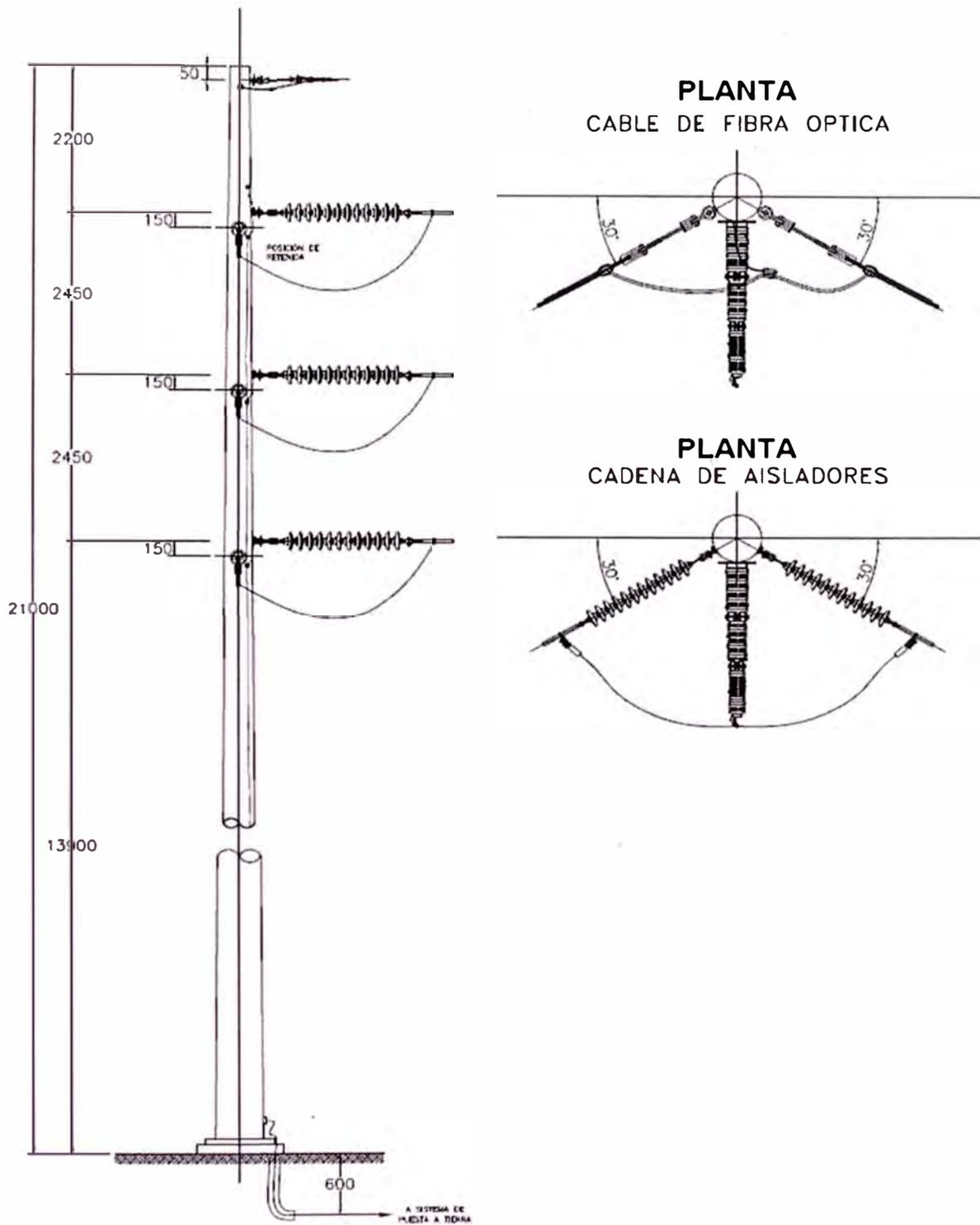


Figura 9.6 - Silueta básica Estructura A60-21

ESTRUCTURA TIPO AT90-21

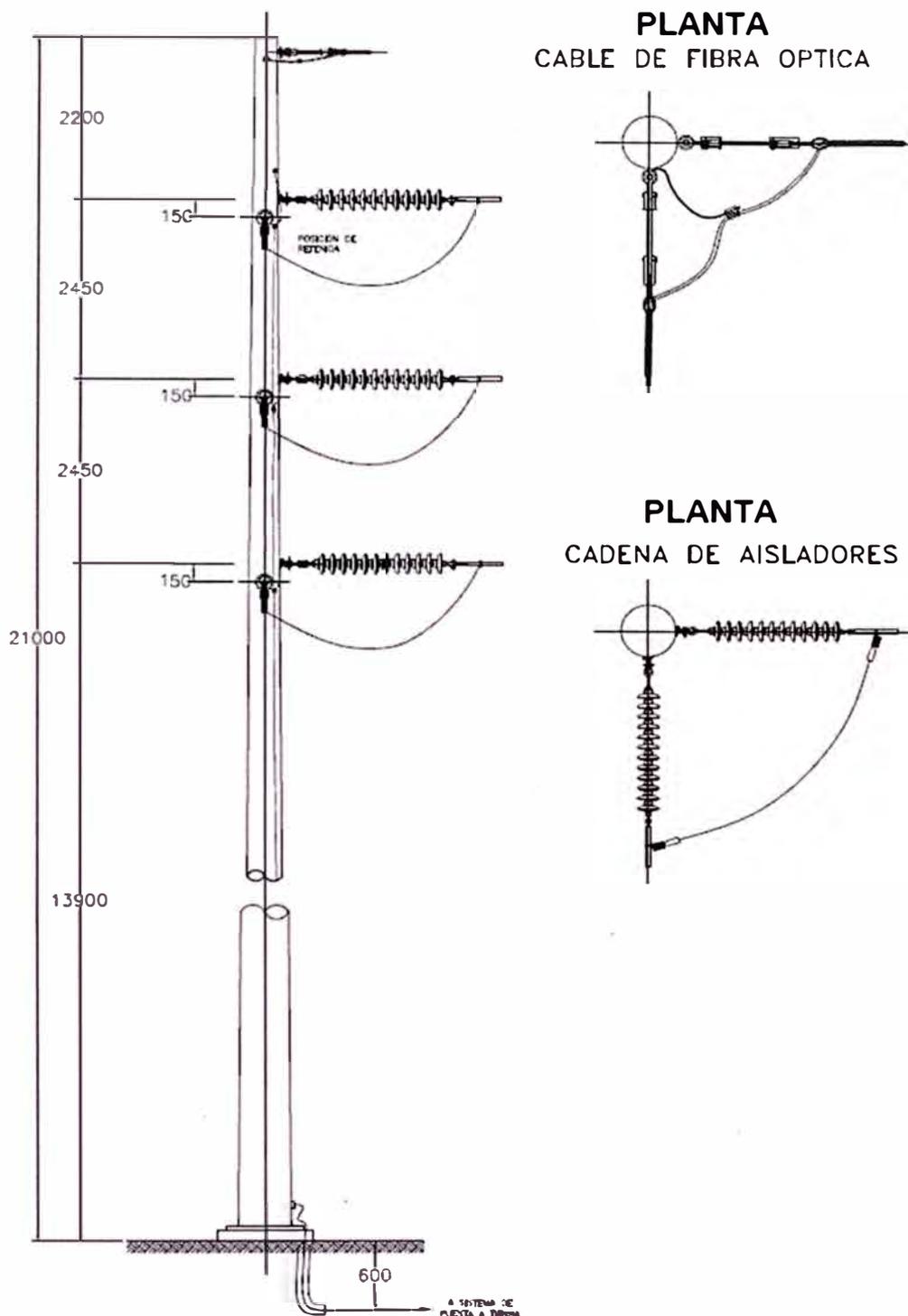


Figura 9.7 - Silueta básica Estructura AT90-21

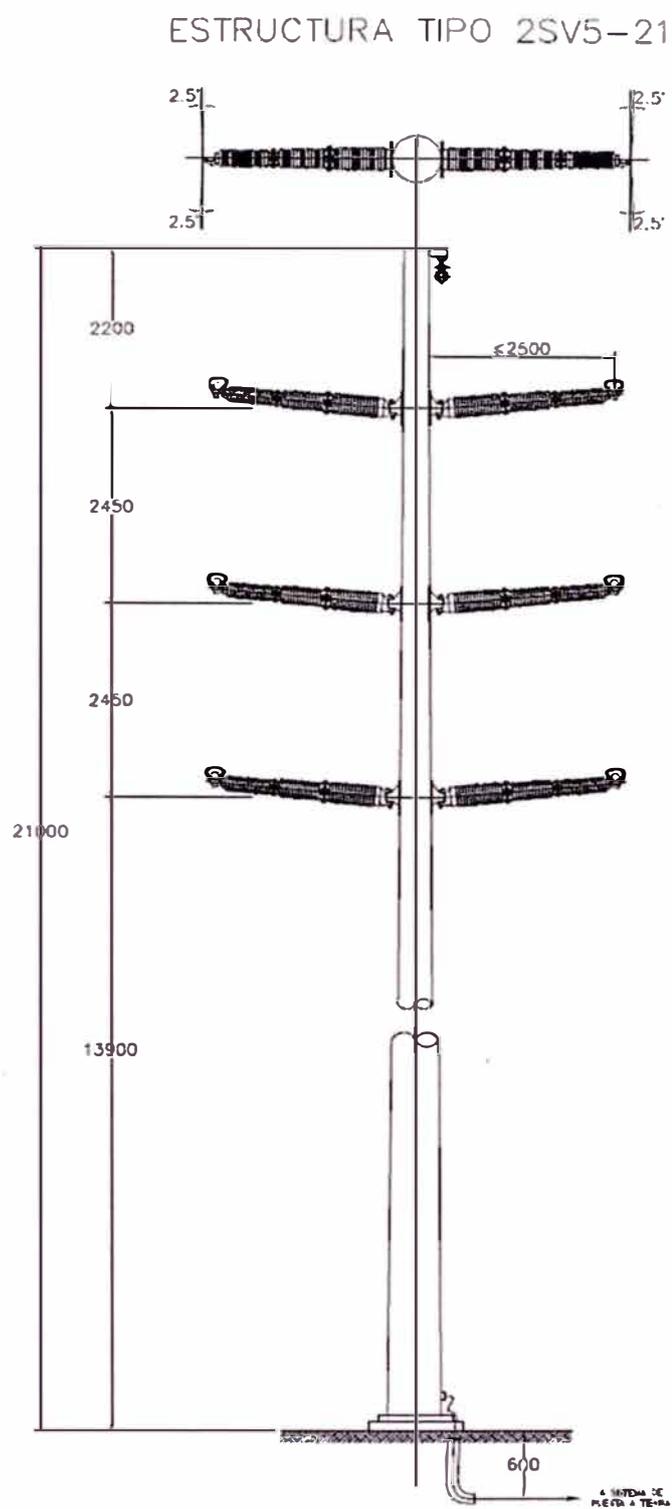


Figura 9.8 - Silueta básica Estructura 2SV5-21

## **CONCLUSIONES:**

### **Análisis Flujo de Potencia**

- De los análisis del comportamiento del sistema en operación normal, se concluye que las nuevas instalaciones asociadas al proyecto LT 138kV Trujillo Noroeste – Trujillo Sur, no afectan de manera negativa la operación del Sistema Eléctrico de Trujillo ni tampoco al Sistema Interconectado Nacional, puesto que los niveles de tensión en las barras de carga próximas al proyecto se encuentran dentro de los límites de operación permitidos y el flujo de potencia en las líneas de transmisión no superan su capacidad nominal.
- El ingreso de la LT 138kV Trujillo Noroeste - Trujillo Sur permite aliviar el nivel de carga de la LT 138kV Porvenir – Trujillo Norte y la LT 138kV Porvenir – Trujillo Sur, que actualmente vienen operando con altos niveles de carga, por otro lado incrementa el nivel de carga en la LT 138 kV Trujillo Norte – Trujillo Noroeste a valores adecuados. Se concluye que el ingreso del proyecto permite tener una adecuada redistribución de los flujos de potencia.
- Frente a las contingencias analizadas, con proyecto, se observa que en ningún caso se presentarían problemas de sobrecarga en la LT 138 kV Trujillo Noroeste – Trujillo Sur.
- Es importante indicar que ante las contingencias analizadas, incluyendo el ingreso de la LT 138kV Trujillo Noroeste - Trujillo Sur, las subestaciones

Trujillo Noroeste, Trujillo UNT, Trujillo Sur, Porvenir, se encontrarán formando un anillo, siendo el sistema más confiable, es decir estas subestaciones incluso en contingencias continuarán siendo abastecidas de energía ya sea parcial o totalmente desde la Subestación Trujillo Norte. Para las contingencias que ocasionen elevadas sobrecargas en líneas de transmisión, se espera desconectar cargas parciales de algunas subestaciones hasta reducir los niveles de sobrecarga, esta situación es más favorable a perder toda la carga de las subestaciones cuando estas operan radialmente.

#### Selección del Trazo de ruta:

- Por limitaciones de conflicto social, por ubicación de la SE Trujillo Centro, por la no reubicación de la línea de 60 kV, se opta por la alternativa 3, que supera las limitaciones descritas previamente a pesar de presentar un trazo de mayor longitud y un número mayor de vértices. En este caso se tratará de suavizar los impactos visuales en las zonas de los Óvalos Larco y La Marina.
- Las alternativas 1 y 2 presentan limitaciones cualitativas, tales como, en la alternativa 1, el trazo de ruta no se ubica cerca del terreno previsto para la futura SE Trujillo Centro; en el caso de la alternativa 2 el trazo de ruta se ubica en una zona conflictiva (Av. Larco Herrera en cruce con Av. Fátima); mientras que la alternativa 3 presenta un trazo de ruta que pasa cerca de los terrenos previstos para la SE Trujillo Centro y además se evita ubicarse por el cruce de la Av. Larco Herrera con Av. Fátima.

#### Cálculo de Aislamiento:

- Se determinó las características mecánicas y eléctricas del aislamiento de la L.T. en estudio, usando los criterios descritos en el capítulo 5.

#### Definición del conductor de fase y cable de guarda:

- La elección del tipo de material del conductor a emplearse, depende fundamentalmente de las condiciones atmosféricas y de los esfuerzos a la que estará sometido.
- La selección de la sección del conductor de fase, es función de la potencia que transmitirá, de las pérdidas por efecto joule, de las pérdidas por efecto corona y por la caída de tensión.
- La sección del cable de guarda se ha seleccionado según la corriente máxima de cortocircuito que puede soportar para un tiempo de despeje de falla de 0.3s.

#### Parámetros eléctricos de la L.T.:

- Se determinó analíticamente los parámetros eléctricos y se obtuvo valores muy cercanos a los calculados por el programa computacional DigSilent.

#### Selección de Estructuras:

- Se ha previsto el uso de estructuras autoportadas que tendrán que ser del tipo poste de acero galvanizado, debido a que la línea de transmisión se ubica en calles y avenidas de la ciudad de Trujillo.

## **RECOMENDACIONES:**

- Se recomienda que la empresa Hidrandina evalúe adelantar el refuerzo de la LT 138 kV Trujillo Norte – Trujillo Noroeste, previsto para el año 2019 según su plan de inversiones, pues en la contingencia fuera de servicio LT 138 kV Trujillo Norte – Porvenir (Año 2016), se presentarían elevados niveles de carga (151.81%) en la LT 138 kV Trujillo Norte - Trujillo Noroeste.
- Se recomienda que la empresa Hidrandina incluya en su plan de inversiones el refuerzo de la LT 138 kV Porvenir – Trujillo Sur, debido a que para la contingencia fuera de servicio la LT 138 kV Trujillo Norte – Trujillo Noroeste (Año 2016), se presentarían elevados niveles de carga (140.68%) en la LT 138 kV Porvenir - Trujillo Sur.

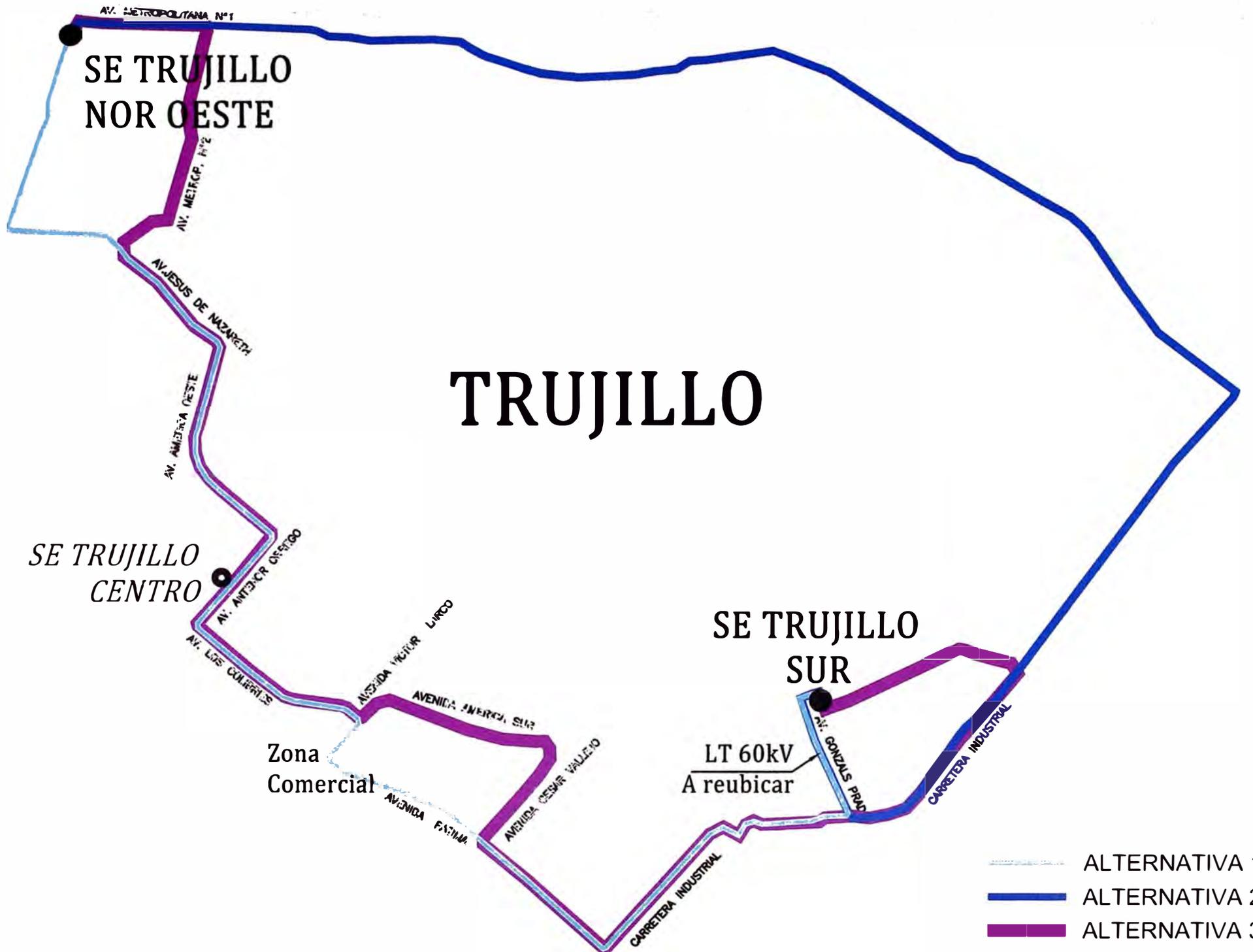
## BIBLIOGRAFÍA

1. Mejía Villegas, *“Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión”*, 2ª edición, 2003.
2. Gilberto Enrique Harper, *“Manual del Técnico en Subestaciones Eléctricas Industriales y Comerciales”*, Limusa, 1ª edición, Cap. 6, 2008.
3. Gilberto Enrique Harper, *“Elementos de Diseño de Subestaciones Eléctricas”*, Limusa, 2ª edición, Cap. 5 y 6, 2002.
4. John J. Grainger/William D. Stevenson Jr. *“Análisis de Sistemas de Potencia”*, McGraw-Hill, 1995.
5. J. Duncan Glover/Mulukutla S. Sarma *“Sistemas de Potencia Análisis y Diseño”*, Thomson, 3ª edición, 2004.
6. Luis María Checa, *“Líneas de Transporte de Energía”*, Alfaomega, 3ª edición, 2000.
7. Antonio Gómez Expósito/ José L. Martínez Ramos/ José A. Rosendo Macías/ Esther Romero Ramos/ Jesús M. Riquelme Santos *“Sistemas Eléctricos de Potencia”, Prentice Hall”, 2003.*
8. Asea Brown Boveri, Curso sobre: *“Protecciones del Sistema Eléctrico de Potencia”*, ABB, cap. 2, 2009.
9. Geraldo Kindermann, *“Curto-Circuito”*, SagraLuzzatto, 2ª edición, 1997.

10. Samuel Ramírez Castaño, ***“Protección de Sistemas Eléctricos”***, Universidad Nacional de Colombia Manizales, 1ª edición.
11. Tecsup, ***“Sistemas Eléctrico de Potencia”***, Programa de capacitación Continua.
12. Bautista Ríos Juan, ***“Líneas de Transmisión de Potencia”***, Universidad Nacional de Ingeniería, 2001.
13. Página de la Minera Bear Creek Mining:  
<http://www.bearcreekmining.com/s/Spanish.asp>
14. Allen J. Wood ***“Power Generation Operation and Control”***, Electrical Engineering Department, University of Minnesota, 2da Edición.
15. P. Kundur ***“Power System Stability and Control”***, McGraw-Hill, 1994.
16. Arthur R. Bergen Vijay Vittal, ***“Power System Analysis”***, segunda Edición, Prentice Hall, 2000

## **ANEXOS**

**ANEXO A**  
**ALTERNATIVAS DE TRAZOS DE RUTA**



SE TRUJILLO  
NOR OESTE

# TRUJILLO

SE TRUJILLO  
CENTRO

SE TRUJILLO  
SUR

Zona  
Comercial

LT 60kV  
A reubicar

-  ALTERNATIVA 1
-  ALTERNATIVA 2
-  ALTERNATIVA 3

**ANEXO B**  
**PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LA LÍNEA DE TRANSMISION**

**CALCULO DE PARÁMETROS DE LINEA**

**Datos de Entrada:**

Nº de Conductores del haz	:	1.00
Diámetro del subconductor	mm :	22.63
Separación entre subconductores	mm :	0.00
Radio Medio Geométrico del conductor	m :	0.00916
Resistencia cond. 20°C (dc)	Ohm / km :	0.1022

	Fase A	Fase B	Fase C
Ubicación horizontal conductores (*)	2.5	2.5	-2.5
Altura de los conductores en la torre	16	19	17.3

Ubicación horizontal conductores (*)	m	:	
Altura de los conductores en la torre	m	:	
Flecha del conductor Temp. Maxima (220m)	m	:	5.75
Cantidad cables de guarda		:	1
Diámetro cable de guarda	mm	:	12
Altura del cable de guarda en la torre	m	:	21
Ubicación horizontal del cable de guarda	m	:	0
Flecha Cable de Guarda	m	:	5.34
Resistencia cable de guarda 20°C (dc)	Ohm / km	:	0.526
Radio Medio Geométrico cable de guarda	m	:	0.00467
Resistividad promedio terreno	Ohm x m	:	100

1 / (2\*π\*epsilon0) = 18000000 F/km

**Calculo de la Capacitancia**

$Lamda(i,i) = (1 / 2 \pi \epsilonpsilon0) \ln (2 hi / ri)$   
 $Lamda(i,j) = (1 / 2 \pi \epsilonpsilon0) \ln (Dp_{ij} / D_{ij}) = Lamda(j,i)$

- Dp<sub>ij</sub> : es la distancia entre el conductor i y la imagen de j
- D<sub>ij</sub> : es la distancia entre el conductor i y el j.
- h<sub>i</sub> : es la altura del conductor i sobre el terreno, valor medio (considerando la flecha)
- r<sub>i</sub> : es el radio del conductor i
- epsilon0 : 10<sup>-6</sup> / 36 π (f/Km) , permitividad del aire

Lamda =	146855610.056	44221243.911	33742084.63	34059342.920
	44221243.911	149948914.680	34867459.28	45489418.588
	33742084.630	34867459.276	148261730.1	38721813.224
	34059342.920	45489418.588	38721813.22	163876784.861

$[Lamda] = [hlcc] - [hlcg] * [hggg]^{(-1)} * [hlgc]$

- Donde:
- hlcc : coeficientes de potencial entre conductores
- hlcg : coeficientes de potencial conductores y cables de guarda
- hggg : coeficientes de potencial entre cables de guarda
- hlgc : coeficientes de potencial entre cables de guarda y conductores

$[Lamda] = \begin{bmatrix} 146855610.056 & 44221243.911 & 33742084.63 & 34059342.920 \\ 44221243.911 & 149948914.680 & 34867459.28 & 45489419 \\ 33742084.630 & 34867459.276 & 148261730.1 & 38721813 \\ 34059342.920 & 45489418.588 & 38721813.22 & 163876784.861 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 34059343 \\ 45489419 \\ 38721813 \end{bmatrix} * 0.0000000061 || \begin{bmatrix} 34059343 & 45489418.588 & 38721813.224 \end{bmatrix}$

$[Lamda] = \begin{bmatrix} 139776884.163 & 34766947.451 & 25694333.899 \\ 34766947.451 & 137321822.898 & 24118940.065 \\ 25694333.899 & 24118940.065 & 139112302.233 \end{bmatrix}^{-1}$

$[C] = \begin{bmatrix} 7.80458E-09 & -1.77688E-09 & -1.13345E-09 \\ -1.77688E-09 & 7.91543E-09 & -1.04416E-09 \\ -1.13345E-09 & -1.04416E-09 & 7.57882E-09 \end{bmatrix}$

C<sub>m</sub> = -1.31816E-09  
 C<sub>p</sub> = 7.76628E-09

C<sub>0</sub> = C<sub>p</sub> + 2 \* C<sub>m</sub>  
 C<sub>1</sub> = C<sub>p</sub> - C<sub>m</sub>

C <sub>0</sub> =	5.26166E-09
C <sub>1</sub> =	9.42463E-09

B <sub>0</sub> =	1.9836 μS/km
B <sub>1</sub> =	3.5530 μ

**Calculo de la Reactancia**

$L(i,i) = \mu0 / 2\pi \ln (D0 / r_{mgi})$   
 $L(i,j) = \mu0 / 2\pi \ln (D0 / D_{ij}) = L(j,i)$

- D<sub>ij</sub> : es la distancia entre el conductor i y el j (m)
- μ<sub>0</sub> : 10<sup>-8</sup> x 4 π (H/Km) , permeabilidad magnética del aire y del vacío.
- r<sub>mgi</sub> : radio medio geométrico del conductor
- D<sub>0</sub> : 658.8553 \* SQRT(Rho / Fhz)
- Fhz : frecuencia (hz)
- Rho : resistividad del suelo (ohm.m)

μ<sub>0</sub> / 2π = 0.0002  
 D<sub>0</sub> = 850.5785348

$$[L]= \begin{bmatrix} 0.002288 & 0.001129 & 0.001021 & 0.001005 \\ 0.001129 & 0.002288 & 0.001016 & 0.001116 \\ 0.001021 & 0.001016 & 0.002288 & 0.001050 \\ 0.001005 & 0.001116 & 0.001050 & 0.002423 \end{bmatrix}$$

$$L_m = 0.001056$$

$$L_p = 0.002321$$

L1=	0.001231
L0=	0.003265

X1=	0.4641 Ohm/km
X0=	1.2307 Ohm/km

### Calculo de la Impedancia

$$Z(i,i) = 9869.E-6 * Fhz + Res / n + j 289.E-5 * Fhz * \text{Log}_{10}(D0 / r_{mgi})$$

$$Z(i,j) = 9869.E-6 * Fhz + j 289.E-5 * Fhz * \text{Log}_{10}(D0 / D_{ij})$$

Res : Resistencia del conductor en AC (ohm/km)

$$Res = 0.1030687$$

$$[Z(i,j)] = \begin{bmatrix} 0.6952087+0.8610.59214+0.425270.59214+0.3843460.59214+0.37840 \\ 0.59214+0.425270.6952087+0.8610.59214+0.3826920.59214+0.42038 \\ 0.59214+0.384340.59214+0.382690.6952087+0.86140.59214+0.39532 \\ 0.59214+0.378400.59214+0.420380.59214+0.395320.6952087+0.912 \end{bmatrix}$$

$$[Z] = [Z_{cc}] - [Z_{cg}] * [Z_{gg}]^{(-1)} * [Z_{gc}]$$

$$[Z] = \begin{bmatrix} 0.6952087+0.8610.59214+0.425270.59214+0.384346 & 0.59214+0. \\ 0.59214+0.425270.6952087+0.8610.59214+0.382692 & 0.59214+0. \\ 0.59214+0.384340.59214+0.382690.6952087+0.8614 & 0.59214+0. \\ 0.59214+0.378400.59214+0.420380.59214+0.39532 & 0.59214+0. \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 0.5285399204584 \\ 0.59214+0. \\ 0.59214+0. \\ 0.59214+0. \end{bmatrix}$$

$$[Z] = \begin{bmatrix} 0.274795260964 0.162885653184 0.1681632728863 \\ 0.162885653184 0.258044624215 0.1596976725342 \\ 0.168163272886 0.159697672534 0.2678199507774 \end{bmatrix}$$

$$Z_m = 0.163582199535159 + j 0.281676464513388$$

$$Z_p = 0.266886611985692 + j 0.74534706574852$$

$$Z_0 = Z_p + 2 * Z_m$$

$$Z_1 = Z_p - Z_m$$

Z0=	0.4016 + j 1.2307
Z1=	0.1033 + j 0.4641

### Impedancia y Potencia Características

$$Z_c = 365.8272$$

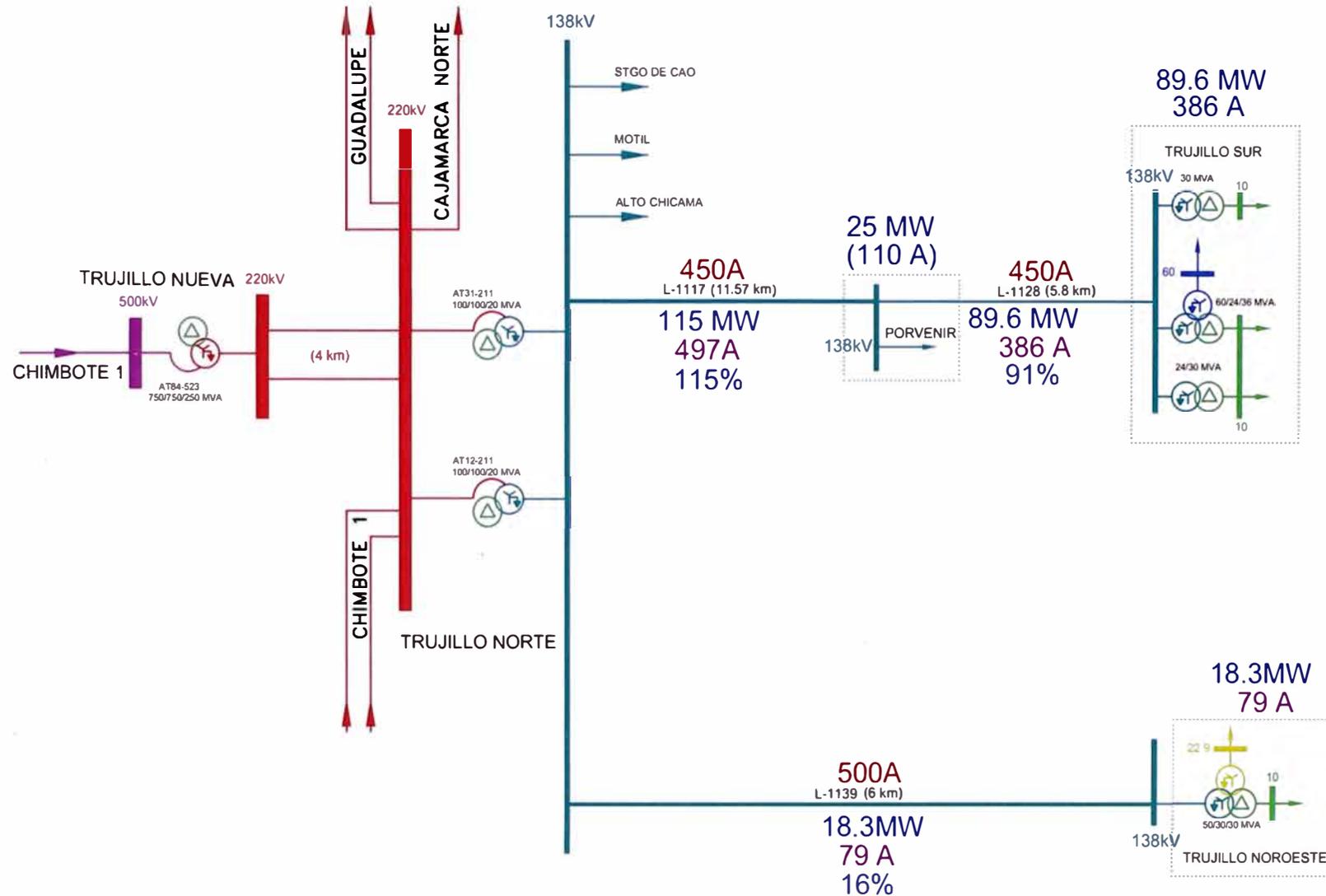
$$P_c [MW] = 52.0574$$

### Resumen de Parámetros de Línea

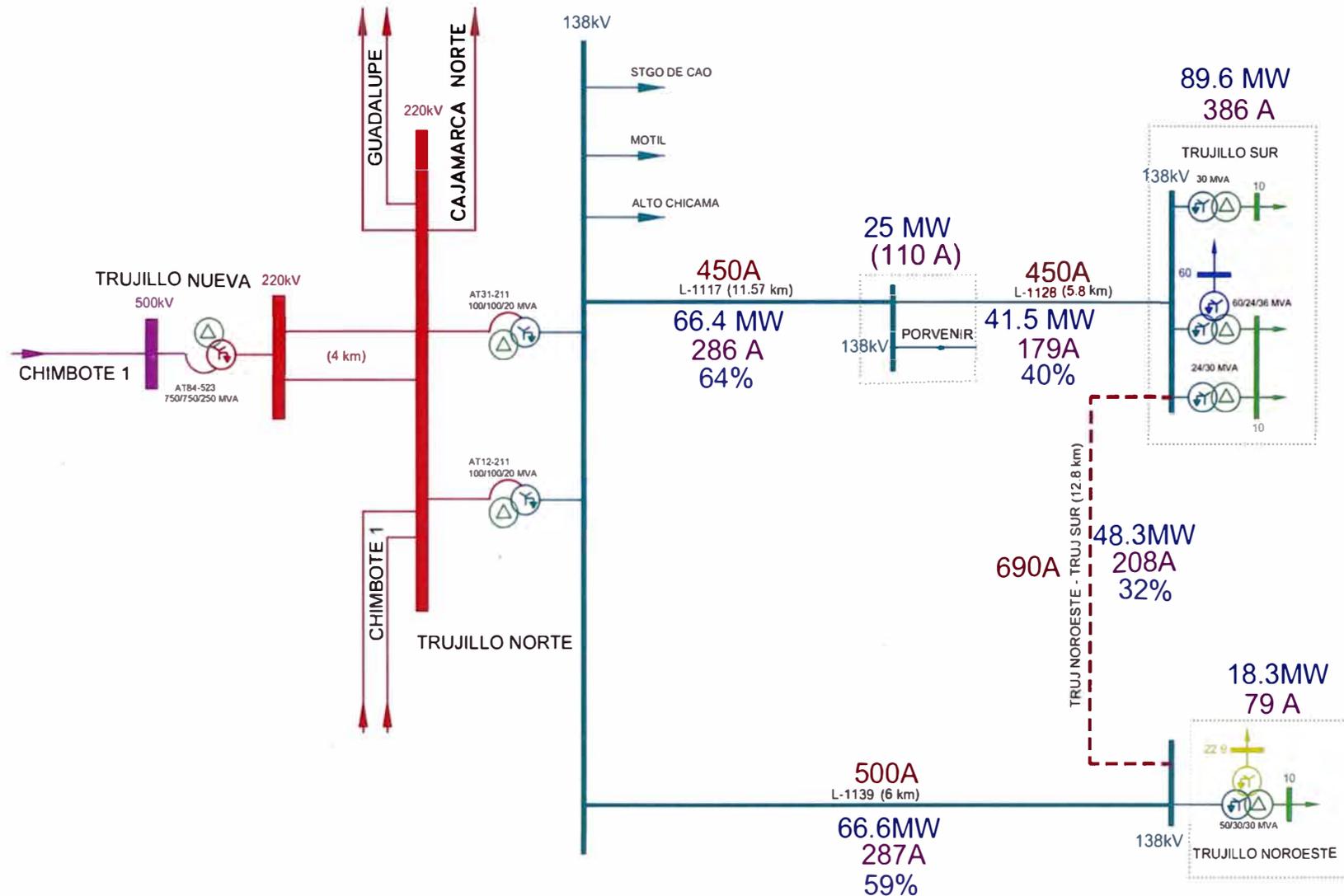
R(+) (Ohm/Km)	X(+) (Ohm/Km)	B(+) (μS/Km)	R(0) (Ohm/Km)	X(0) (Ohm/Km)	B(0) (μS/Km)
0.1033	0.4641	3.5530	0.4016	1.2307	1.9836

**ANEXO C**  
**ANÁLISIS DE FLUJO DE CARGA**

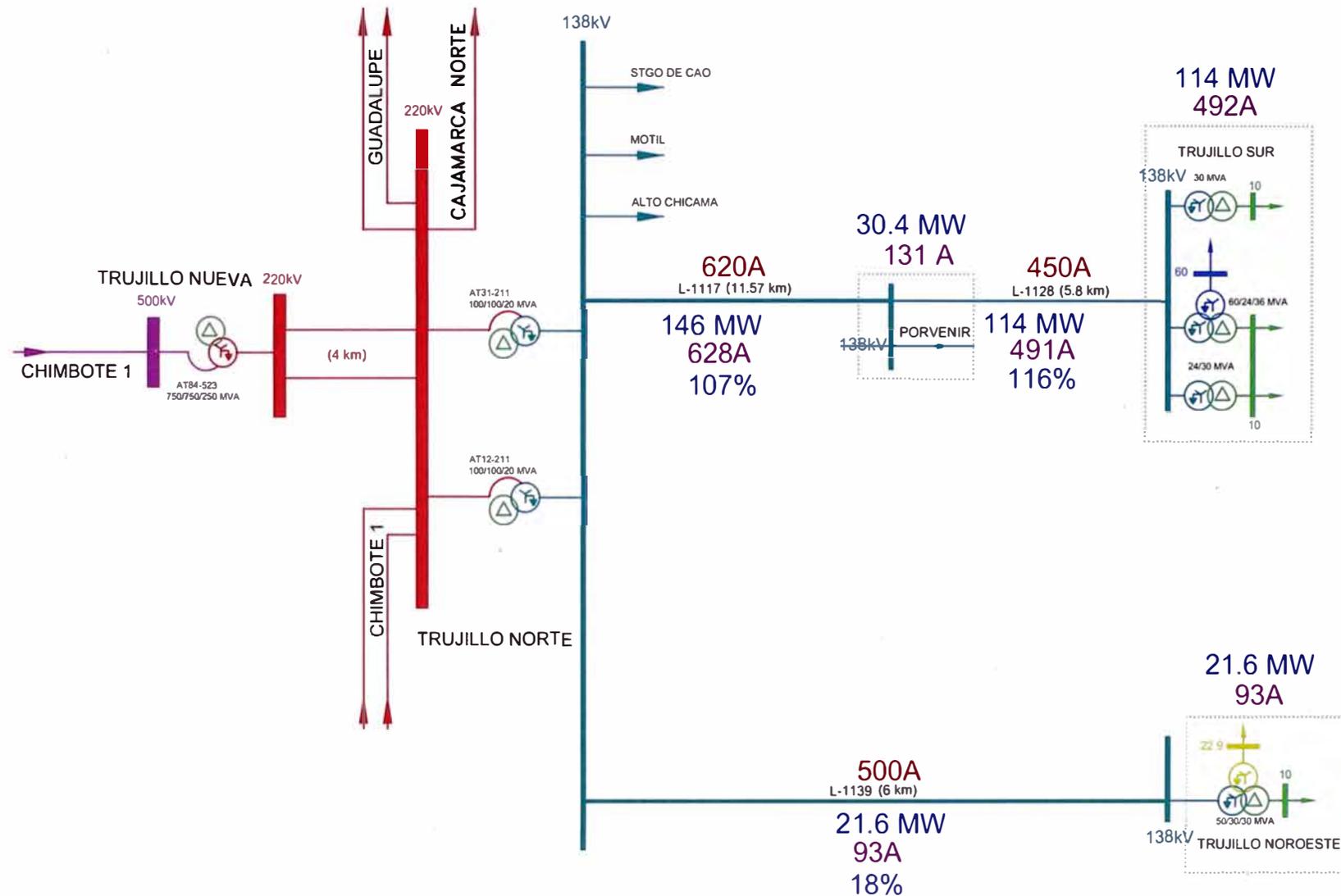
# FLUJO DE POTENCIA 2013, Sin Proyecto



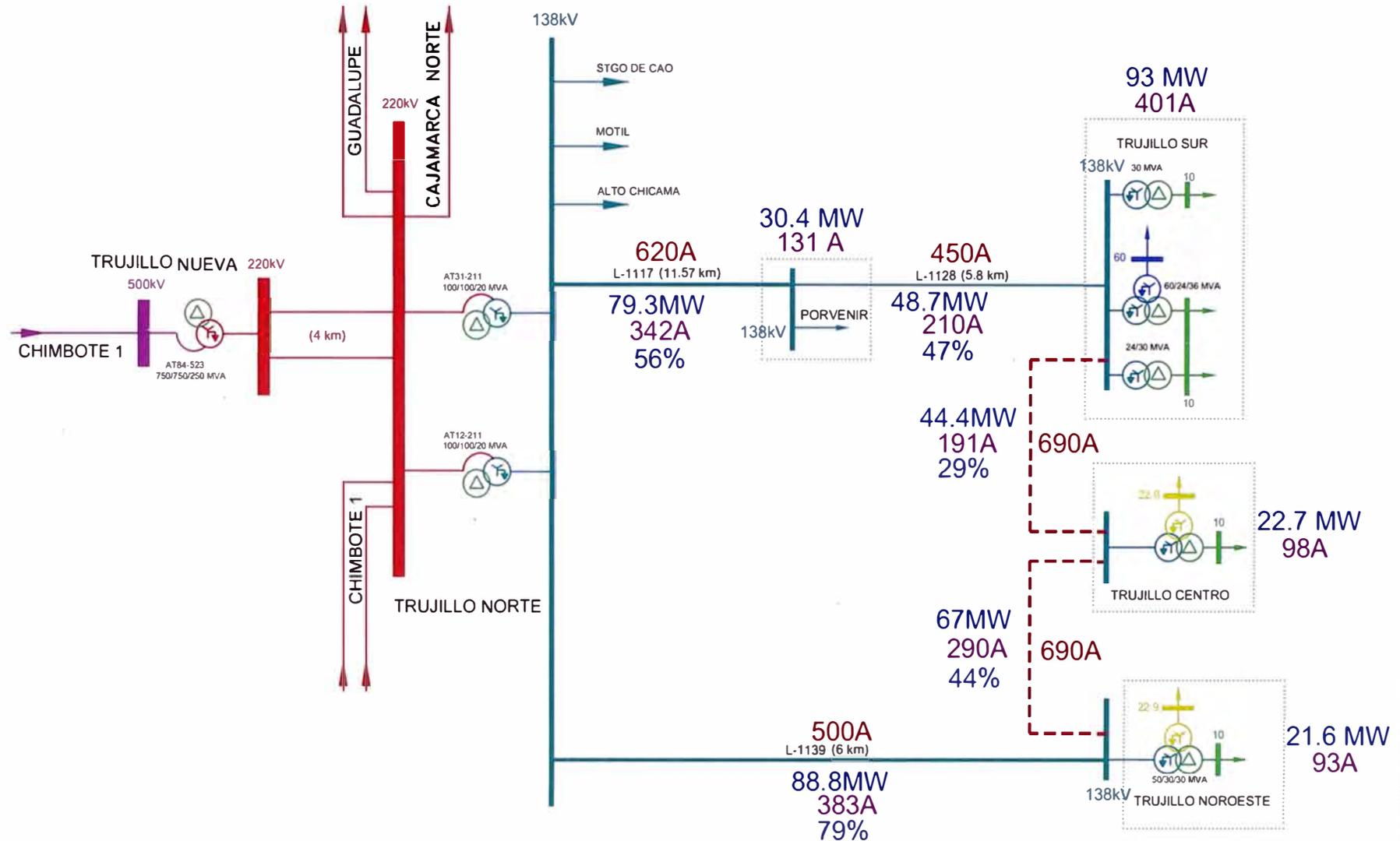
# FLUJO DE POTENCIA 2013, Con Proyecto



# FLUJO DE POTENCIA 2016, Sin Proyecto

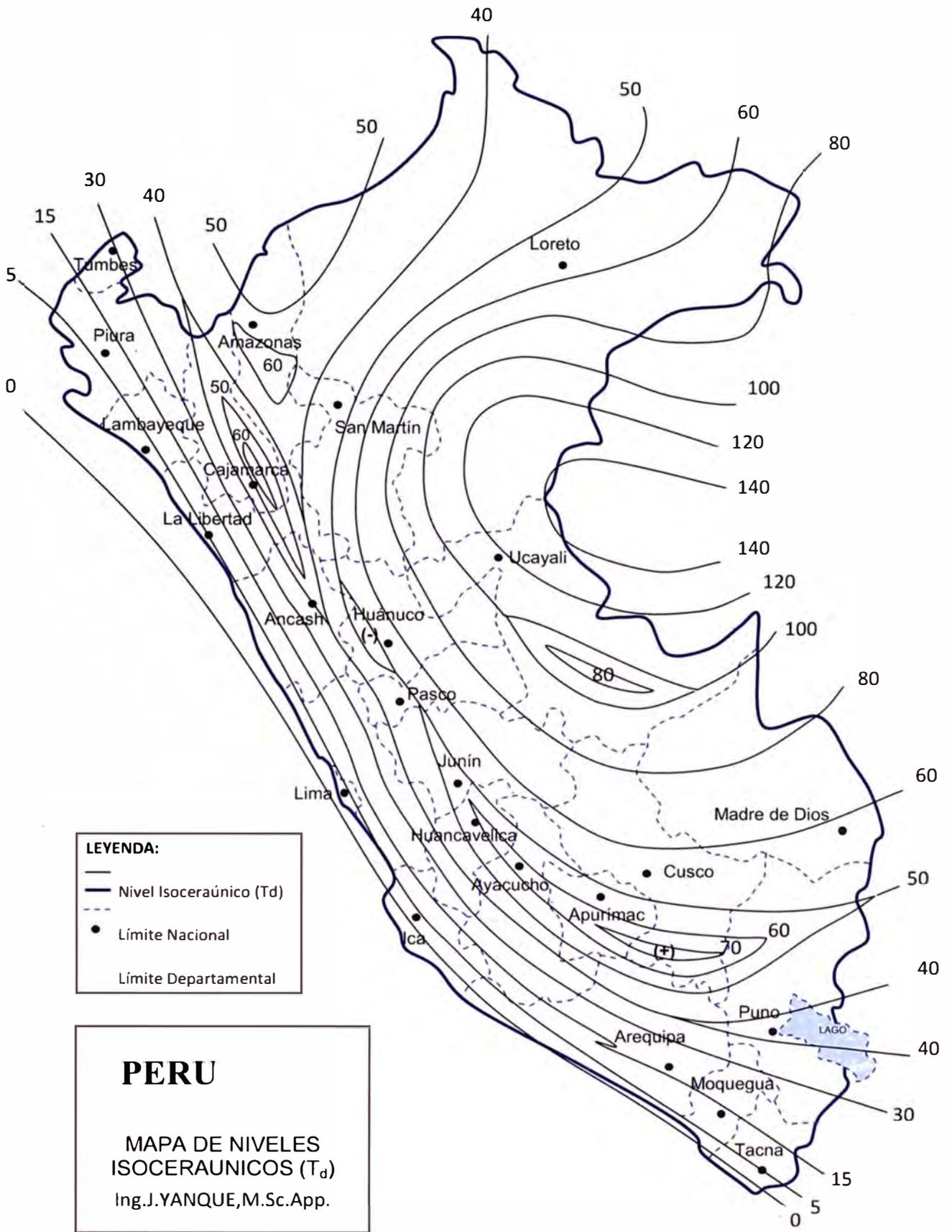


# FLUJO DE POTENCIA 2016, Con Proyecto



**ANEXO D**

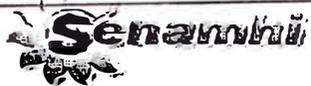
**MAPA DE NIVELES ISOSCERAUNICOS DEL ING. JUSTO  
YANQUE – AÑO 2 005**



NOTA: Mapa en proceso de perfeccionamiento.

**ANEXO E**  
**REGISTROS METEOROLÓGICOS DE ESTACION DE SENAMHI**  
**DE TRUJILLO**

**SERVICIO NACIONAL DE METEOROLOGÍA E HIDROLOGÍA DEL PERÚ**  
 Oficina General de Estadística e Informática



**OFICINA GENERAL DE ESTADISTICA E INFORMATICA**

ESTACION : TRUJILLO / 000406 / DRE-03

LAT. : 8 ° 6 ' "S"

DPTO. : LA LIBERTAD

PARAMETRO : TEMPERATURA MINIMA MEDIA MENSUAL ( °C)

LONG. : 78 ° 59 ' "W"

PROV. : TRUJILLO

ALT. : 30 msnm

DIST. : LAREDO

AÑO	ENE.	FEB.	MAR.	ABR.	MAY.	JUN.	JUL.	AGO.	SET.	OCT.	NOV.	DIC.
2007	20.3	19.7	19.5	17.7	15.1	14.0	14.4	14.3	14.1	S/D	S/D	S/D
2008	19.0	20.4	21.2	17.8	16.3	17.9	17.8	17.3	16.0	16.0	16.0	16.6
2009	19.3	20.0	19.9	18.3	16.5	17.5	17.2	16.5	16.5	15.9	16.8	19.1
2010	21.0	21.2	20.3	18.8	17.0	15.3	14.2	14.0	13.9	13.9	14.2	16.4
2011	17.8	19.3	18.4	17.8	17.5	17.7	15.9	15.4	14.6	14.0	15.6	17.1

**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN  
 TOTAL O PARCIAL**

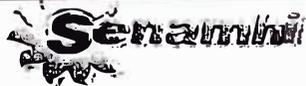
.....  
**MANUEL VALVERDE BOCANEGRA**  
 Director de la Oficina de  
 Servicios al Cliente

S/D= Sin Datos  
 T= Traza

INFORMACION PREPARADA PARA : PROMOTORA DE PROYECTOS S.A.C.  
 LIMA , 28 DE ENERO DEL 2013

N° SOLIC/PRES: 201300077/2013000120

**SERVICIO NACIONAL DE METEOROLOGÍA E HIDROLOGÍA DEL PERÚ**  
 Oficina General de Estadística e Informática



**OFICINA GENERAL DE ESTADISTICA E INFORMATICA**

ESTACION : TRUJILLO / 000406 / DRE-03

PARAMETRO : TEMPERATURA MEDIA MENSUAL ( °C)

LAT. : 8 ° 6 ' "S"

LONG. : 78 ° 59 ' "W"

ALT. : 30 msnm

DPTO. : LA LIBERTAD

PROV. : TRUJILLO

DIST. : LAREDO

AÑO	ENE.	FEB.	MAR.	ABR.	MAY.	JUN.	JUL.	AGO.	SET.	OCT.	NOV.	DIC.
2007	23.9	23.7	22.6	20.7	18.2	15.9	16.5	16.2	15.9	S/D	S/D	S/D
2008	22.2	26.1	24.4	20.8	18.8	19.5	19.9	19.3	18.7	18.4	19.0	20.4
2009	23.0	23.8	23.2	21.8	19.5	19.5	18.8	18.4	18.2	18.0	19.6	21.8
2010	24.0	24.3	23.8	22.5	20.0	18.2	16.5	16.4	16.2	17.2	18.2	19.9
2011	21.5	23.1	21.5	20.7	20.9	20.4	18.3	17.5	16.7	17.5	19.6	20.8

**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN  
 TOTAL O PARCIAL**

  
 Ing. MANUEL VALVERDE BOCANEGRA  
 Director de la Oficina de  
 Servicios al Cliente

S/D= Sin Dato  
 T = Traza

INFORMACION PREPARADA PARA : PROMOTORA DE PROYECTOS S.A.C  
 LIMA , 28 DE ENERO DEL 2013

N° SOLIC/PRES: 2013000731013000120

**SERVICIO NACIONAL DE METEOROLOGÍA E HIDROLOGÍA DEL PERÚ**  
 Oficina General de Estadística e Informática



**OFICINA GENERAL DE ESTADISTICA E INFORMATICA**



ESTACION : TRUJILLO / 000406 / DRE-03

PARAMETRO : TEMPERATURA MAXIMA MEDIA MENSUAL ( °C)

LAT. : 8 ° 6 ' "S"

DPTO. : LA LIBERTAD

LONG. : 78 ° 59' "W"

PROV. : TRUJILLO

ALT. : 30 msnm

DIST. : LAREDO

AÑO	ENE.	FEB.	MAR.	ABR.	MAY.	JUN.	JUL.	AGO.	SET.	OCT.	NOV.	DIC.
2007	27.7	27.8	26.4	24.6	22.1	18.8	19.5	19.2	19.0	S/D	S/D	S/D
2008	26.1	28.4	28.6	24.8	22.2	21.9	22.7	21.9	21.9	21.7	22.3	24.3
2009	27.2	28.4	27.4	26.1	23.2	22.1	21.1	21.3	21.0	21.2	22.8	25.1
2010	27.5	28.0	28.0	26.8	23.4	21.5	19.4	19.5	19.3	20.7	21.9	23.8
2011	25.8	27.8	25.9	24.8	24.4	23.5	21.6	20.7	19.9	21.0	22.9	24.6

**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN  
 TOTAL O PARCIAL**

  
 .....  
**Ing. MANUEL ALVERDE BOCANEGRA**  
 Director de la Oficina de  
 Servicio al Cliente

S/D= Sin Dato  
 T = Traza

INFORMACION PREPARADA PARA : PROMOTORA DE PROYECTOS S.A.C.

LIMA , 28 DE ENERO DEL 2013

N° SOLIC/PRES: 2013000077/013000430

036

**SERVICIO NACIONAL DE METEOROLOGÍA E HIDROLOGÍA DEL PERÚ**  
 Oficina General de Estadística e Informática



**OFICINA GENERAL DE ESTADISTICA E INFORMATICA**

ESTACION : TRUJILLO / 000406 / DRE-03

LAT. : 8 ° 6 ' "S"

DPTO. : LA LIBERTAD

PARAMETRO : HUMEDAD RELATIVA MEDIA MENSUAL ( %)

LONG. : 78 ° 59' "W"

PROV. : TRUJILLO

ALT. : 30 msnm

DIST. : LAREDO

AÑO	ENE.	FEB.	MAR.	ABR.	MAY.	JUN.	JUL.	AGO.	SET.	OCT.	NOV.	DIC.
2007	84.0	84.0	87.1	89.8	89.4	92.8	92.8	88.6	89.1	S/D	S/D	S/D
2008	85.9	69.5	86.4	87.4	88.3	90.3	85.2	88.6	89.3	89.4	88.9	89.5
2009	88.8	83.2	85.2	86.3	91.3	89.7	89.2	89.1	89.6	91.1	89.5	88.4
2010	85.6	90.0	86.4	83.9	90.3	92.6	93.2	97.2	97.0	94.8	90.7	88.0
2011	87.3	92.8	95.1	92.4	86.4	86.5	89.4	91.9	96.6	94.6	91.6	89.3

**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN  
 TOTAL O PARCIAL**

  
 .....  
**Ing. MANUEL VALVERDE BOCANEGRA**  
 Director de la Oficina de  
 Servicios al Cliente

S/D= Sin Dato  
 T = 1782a

INFORMACION PREPARADA PARA: PROMOTORA DE PROYECTOS S.A.C.  
 LIMA , 28 DE ENERO DEL 2013

N° SOLICITUD: 201300077/001000100

075

## **ANEXO F**

### **CALCULO DE LA AMPACITANCIA DE CONDUCTORES ACAR**

## ACAR 500 MCM

IEEE Std. 738-2006 method of calculation

Air temperature is 28.60 (deg C)

Wind speed is 0.61 (m/s)

Angle between wind and conductor is 90 (deg)

Conductor elevation above sea level is 27 (m)

Conductor bearing is 270 (deg) (perpendicular to solar azimuth for maximum solar heating)

Sun time is 12 hours (solar altitude is 90 deg. and solar azimuth is 180 deg.)

Conductor latitude is 8.1 (deg)

Atmosphere is INDUSTRIAL

Day of year is 243 (corresponds to agosto 31 in year 2013) (day of the year with most solar heating)

Conductor description: ACAR 500 MCM

Conductor diameter is 2.066 (cm)

Conductor resistance is 0.1259 (Ohm/km) at 25.0 (deg C)

and 0.1487 (Ohm/km) at 75.0 (deg C)

Emissivity is 0.5 and solar absorptivity is 0.5

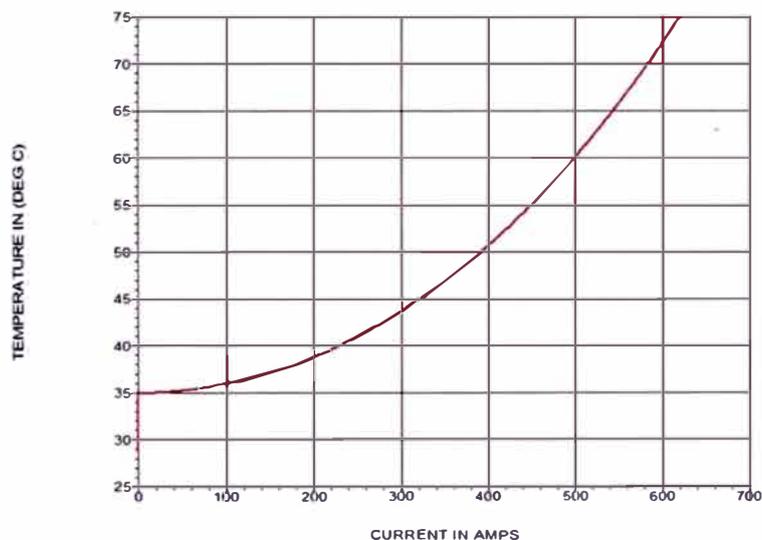
Solar heat input is 8.796 (Watt/m)

Radiation cooling is 11.770 (Watt/m)

Convective cooling is 54.242 (Watt/m)

Given a maximum conductor temperature of 75.0 (deg C),

The steady-state thermal rating is 620.3 amperes



## ACAR 550 MCM

IEEE Std. 738-2006 method of calculation

Air temperature is 28.60 (deg C)

Wind speed is 0.61 (m/s)

Angle between wind and conductor is 90 (deg)

Conductor elevation above sea level is 27 (m)

Conductor bearing is 270 (deg) (perpendicular to solar azimuth for maximum solar heating)

Sun time is 12 hours (solar altitude is 90 deg. and solar azimuth is 180 deg.)

Conductor latitude is 8.1 (deg)

Atmosphere is INDUSTRIAL

Day of year is 243 (corresponds to agosto 31 in year 2013) (day of the year with most solar heating)

Conductor description: ACAR 550 MCM

Conductor diameter is 2.167 (cm)

Conductor resistance is 0.1146 (Ohm/km) at 25.0 (deg C)  
and 0.1352 (Ohm/km) at 75.0 (deg C)

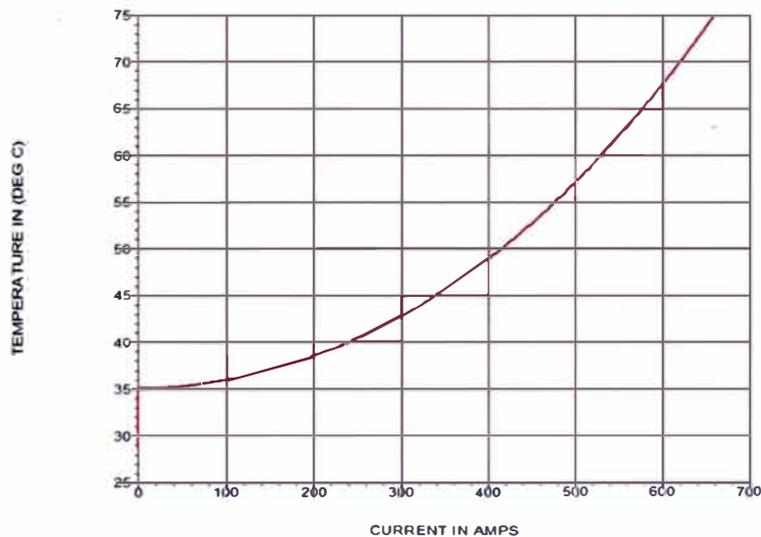
Emissivity is 0.5 and solar absorptivity is 0.5

Solar heat input is 9.226 (Watt/m)

Radiation cooling is 12.345 (Watt/m)

Convective cooling is 55.572 (Watt/m)

Given a maximum conductor temperature of 75.0 (deg C),  
The steady-state thermal rating is 658.9 amperes



## ACAR 600 MCM

IEEE Std. 738-2006 method of calculation

Air temperature is 28.60 (deg C)

Wind speed is 0.61 (m/s)

Angle between wind and conductor is 90 (deg)

Conductor elevation above sea level is 27 (m)

Conductor bearing is 270 (deg) (perpendicular to solar azimuth for maximum solar heating)

Sun time is 12 hours (solar altitude is 90 deg. and solar azimuth is 180 deg.)

Conductor latitude is 8.1 (deg)

Atmosphere is INDUSTRIAL

Day of year is 243 (corresponds to agosto 31 in year 2013) (day of the year with most solar heating)

Conductor description: ACAR 600 MCM

Conductor diameter is 2.263 (cm)

Conductor resistance is 0.1052 (Ohm/km) at 25.0 (deg C)  
and 0.1241 (Ohm/km) at 75.0 (deg C)

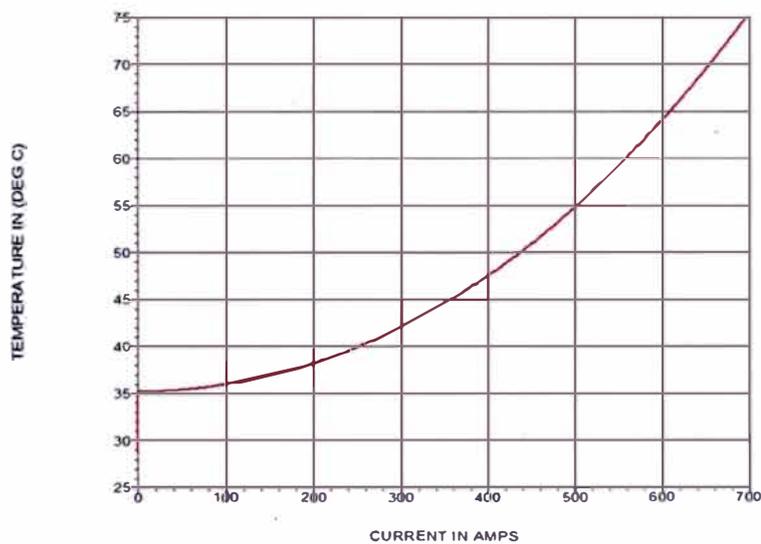
Emissivity is 0.5 and solar absorptivity is 0.5

Solar heat input is 9.635 (Watt/m)

Radiation cooling is 12.892 (Watt/m)

Convective cooling is 56.809 (Watt/m)

Given a maximum conductor temperature of 75.0 (deg C),  
The steady-state thermal rating is 695.7 amperes



## **ACAR 650 MCM**

IEEE Std. 738-2006 method of calculation

Air temperature is 28.60 (deg C)

Wind speed is 0.61 (m/s)

Angle between wind and conductor is 90 (deg)

Conductor elevation above sea level is 27 (m)

Conductor bearing is 270 (deg) (perpendicular to solar azimuth for maximum solar heating)

Sun time is 12 hours (solar altitude is 90 deg. and solar azimuth is 180 deg.)

Conductor latitude is 8.1 (deg)

Atmosphere is INDUSTRIAL

Day of year is 243 (corresponds to agosto 31 in year 2013) (day of the year with most solar heating)

Conductor description: ACAR 650 MCM

Conductor diameter is 2.356 (cm)

Conductor resistance is 0.0973 (Ohm/km) at 25.0 (deg C)  
and 0.1148 (Ohm/km) at 75.0 (deg C)

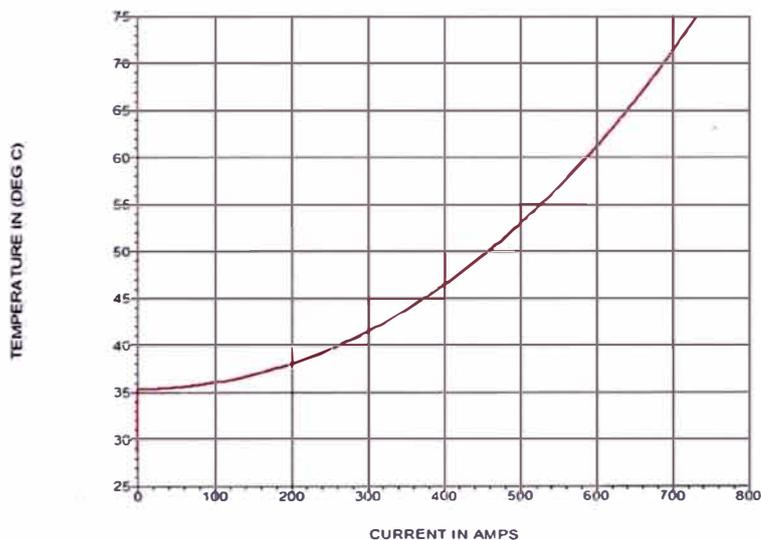
Emissivity is 0.5 and solar absorptivity is 0.5

Solar heat input is 10.030 (Watt/m)

Radiation cooling is 13.422 (Watt/m)

Convective cooling is 57.983 (Watt/m)

Given a maximum conductor temperature of 75.0 (deg C),  
The steady-state thermal rating is 731.2 amperes



## **ACAR 700 MCM**

IEEE Std. 738-2006 method of calculation

Air temperature is 28.60 (deg C)

Wind speed is 0.61 (m/s)

Angle between wind and conductor is 90 (deg)

Conductor elevation above sea level is 27 (m)

Conductor bearing is 270 (deg) (perpendicular to solar azimuth for maximum solar heating)

Sun time is 12 hours (solar altitude is 90 deg. and solar azimuth is 180 deg.)

Conductor latitude is 8.1 (deg)

Atmosphere is INDUSTRIAL

Day of year is 243 (corresponds to agosto 31 in year 2013) (day of the year with most solar heating)

Conductor description: ACAR 700 MCM

Conductor diameter is 2.445 (cm)

Conductor resistance is 0.0905 (Ohm/km) at 25.0 (deg C)

and 0.1067 (Ohm/km) at 75.0 (deg C)

Emissivity is 0.5 and solar absorptivity is 0.5

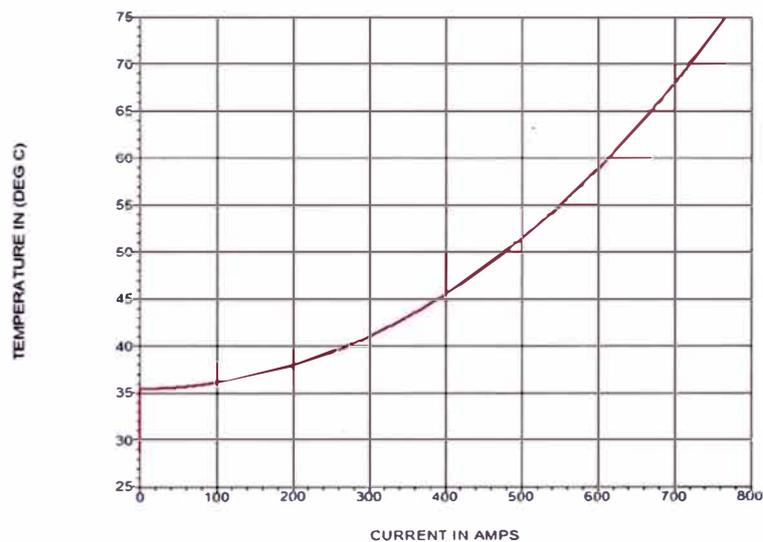
Solar heat input is 10.409 (Watt/m)

Radiation cooling is 13.929 (Watt/m)

Convective cooling is 59.087 (Watt/m)

Given a maximum conductor temperature of 75.0 (deg C),

The steady-state thermal rating is 766.0 amperes



## **ACAR 750 MCM**

IEEE Std. 738-2006 method of calculation

Air temperature is 28.60 (deg C)

Wind speed is 0.61 (m/s)

Angle between wind and conductor is 90 (deg)

Conductor elevation above sea level is 27 (m)

Conductor bearing is 270 (deg) (perpendicular to solar azimuth for maximum solar heating)

Sun time is 12 hours (solar altitude is 90 deg. and solar azimuth is 180 deg.)

Conductor latitude is 8.1 (deg)

Atmosphere is INDUSTRIAL

Day of year is 243 (corresponds to agosto 31 in year 2013) (day of the year with most solar heating)

Conductor description: ACAR 750 MCM

Conductor diameter is 2.532 (cm)

Conductor resistance is 0.0846 (Ohm/km) at 25.0 (deg C)  
and 0.0997 (Ohm/km) at 75.0 (deg C)

Emissivity is 0.5 and solar absorptivity is 0.5

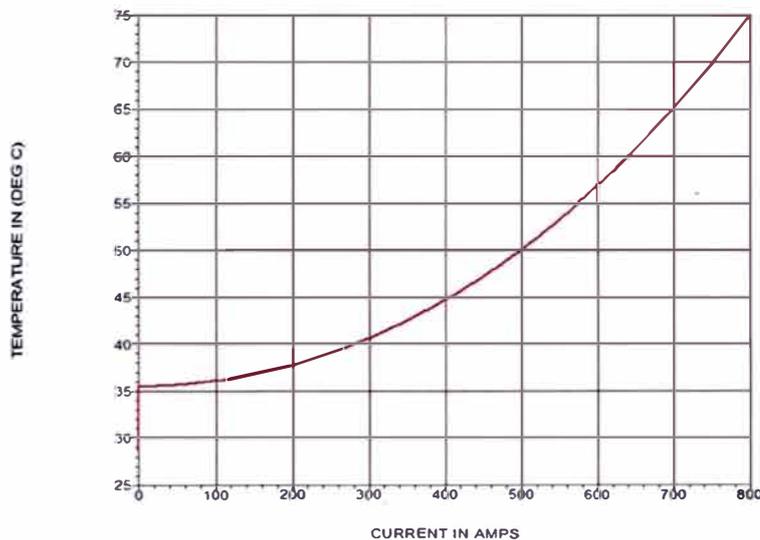
Solar heat input is 10.780 (Watt/m)

Radiation cooling is 14.424 (Watt/m)

Convective cooling is 60.147 (Watt/m)

Given a maximum conductor temperature of 75.0 (deg C),

The steady-state thermal rating is 799.9 amperes



## **ANEXO G**

### **SELECCIÓN TÉCNICO ECONOMICA DEL CONDUCTOR ACAR**

## SELECCIÓN TECNICA – ECONOMICA DE CONDUCTOR ACAR, LINEA DE TRANSMISION 138 KV SE TRUJILLO NOR OESTE – TRUJILLO SUR

DATOS DE LA PROYECCION DE LA DEMANDA			VALORES UNITARIOS PARA ACTUALIZACION							
AÑO	POTENCIA	ENERGIA	POTENCIA	PERD. CORONA						
1	48.261	253659.82	1.00	1.00						
2	52.711	277049.02	1.09	1.00	0.12	tasa de interés				
3	62.763	329882.33	1.30	1.00	11.17	factor de actualización para pérdidas Joule				
4	67.163	353008.73	1.39	1.00	6.81	factor de actualización para pérdidas Corona				
5	71.650	376592.40	1.48	1.00						
6	80.269	421893.86	1.66	1.00						
7	84.960	446549.76	1.76	1.00						
8	92.698	487220.69	1.92	1.00						
9	98.875	519687.00	2.05	1.00						
10	104.830	550986.48	2.17	1.00						
11	109.794	577075.69	2.27	1.00						
12	114.992	604400.22	2.38	1.00						
13	121.893	640669.61	2.53	1.00						
14	128.109	673340.90	2.65	1.00						
15	134.649	707715.14	2.79	1.00						
<b>1.- Factor de actualización (FA)</b>										
tasa de interés				12%						
factor de actualización para pérdidas Joule				11.17						
factor de actualización para pérdidas Corona				6.81						
<b>2.- Cargo por demanda (CD)</b>					78.462	US\$/kW AÑO				
<b>3.- Cargo por energía (CE)</b>					0.0438	US\$/kWh				
<b>4.- Cálculo de pérdidas de potencia JOULE</b>										
P	potencia máxima de la línea primer año(kW)	=	48261							
V	Voltaje en kV	=	138							
n	número de ternas	=	1							
Cos	factor de potencia	=	0.90							
	Conductor :	MCM	<b>500.00</b>	<b>550.00</b>	<b>600.00</b>	<b>650.00</b>	<b>700.00</b>	<b>750.00</b>	<b>800.00</b>	
r	resistencia de conductor ohm/km a 25°C	=	0.12590	0.11460	0.10520	0.09730	0.09050	0.08460	0.07960	
l	Longitud de línea en km	=	1							
	<b>Pérdidas de potencia Joule (kW/km)</b>		<b>19.010</b>	<b>17.304</b>	<b>15.884</b>	<b>14.691</b>	<b>13.665</b>	<b>12.774</b>	<b>12.019</b>	
	<b>cppj = US \$</b>		1491.530	1357.660	1246.298	1152.707	1072.148	1002.251	943.017	
<b>5.- Cálculo de pérdidas de energía JOULE</b>										
0.5000	fc = factor de carga equivalente									
0.325000	fp = 0,7x $fc^2$ + 0,3 fc = factor de pérdidas									
	138	112.68	1 terna	54120.60	49263.08	45222.30	41826.33	38903.21	36366.98	34217.63
	<b>cpej = US \$</b>		1 terna	2370.64	2157.86	1980.87	1832.11	1704.07	1592.98	1498.83
<b>6.- Cálculo de pérdidas Corona</b>										
H	Altitud promedio (msnm)	27.00								
t	Temperatura ambiente (°C)	20.00								
p	Presión barométrica (cm)	75.74								
d	Densidad del aire	1.013								
mc	factor de superficie	0.25	sucio							
mt	factor tiempo	1.00	<b>Sección (mm²)</b>	253.00	279.00	304.00	329.00	354.00	380.00	405.00
e	diámetro del conductor		<b>Diámetro (cm)</b>	2.066	2.167	2.263	2.356	2.445	2.532	2.614
Kp	.0022 N=2;.0014 N=4	0.000775								
f	Frecuencia	60.00								
V	Tensión nominal	138.00								
F	Factor que depende de E/Eo									
N	Nr. de subconductores	1.000								
DMG	Distancia media geométrica (cm)	385.27								
			Eo (kV/cm)	9.838	9.785	9.738	9.696	9.657	9.621	9.589
			E (kV/cm)	13.025	12.519	12.077	11.681	11.328	11.006	10.721
	<b>Pérdidas Corona (Maruvada)</b>		<b>Pc(kW/km)</b>	<b>1.603</b>	<b>1.287</b>	<b>1.020</b>	<b>0.790</b>	<b>0.598</b>	<b>0.436</b>	<b>0.307</b>
			costo US \$	740.76	595.02	471.22	365.06	276.21	201.40	141.81
	<b>cpc =</b>		Act. 1000 US \$	5.045	4.053	3.209	2.486	1.881	1.372	0.966
	T.BUENO( NORMAL)	1.00								
	T.MALO(SUCIO)	0.00								
<b>DISTANCIAS ENTRE FASES</b>										
Simple terna triangular	D1(cm)	300.00								
	D2(cm)	436.60								
	D3(cm)	436.60								

## SECCION OPTIMA PARA LA LINEA DE TRANSMISION 138 KV CONDUCTOR TIPO ACAR

### DATOS DE CONDUCTORES

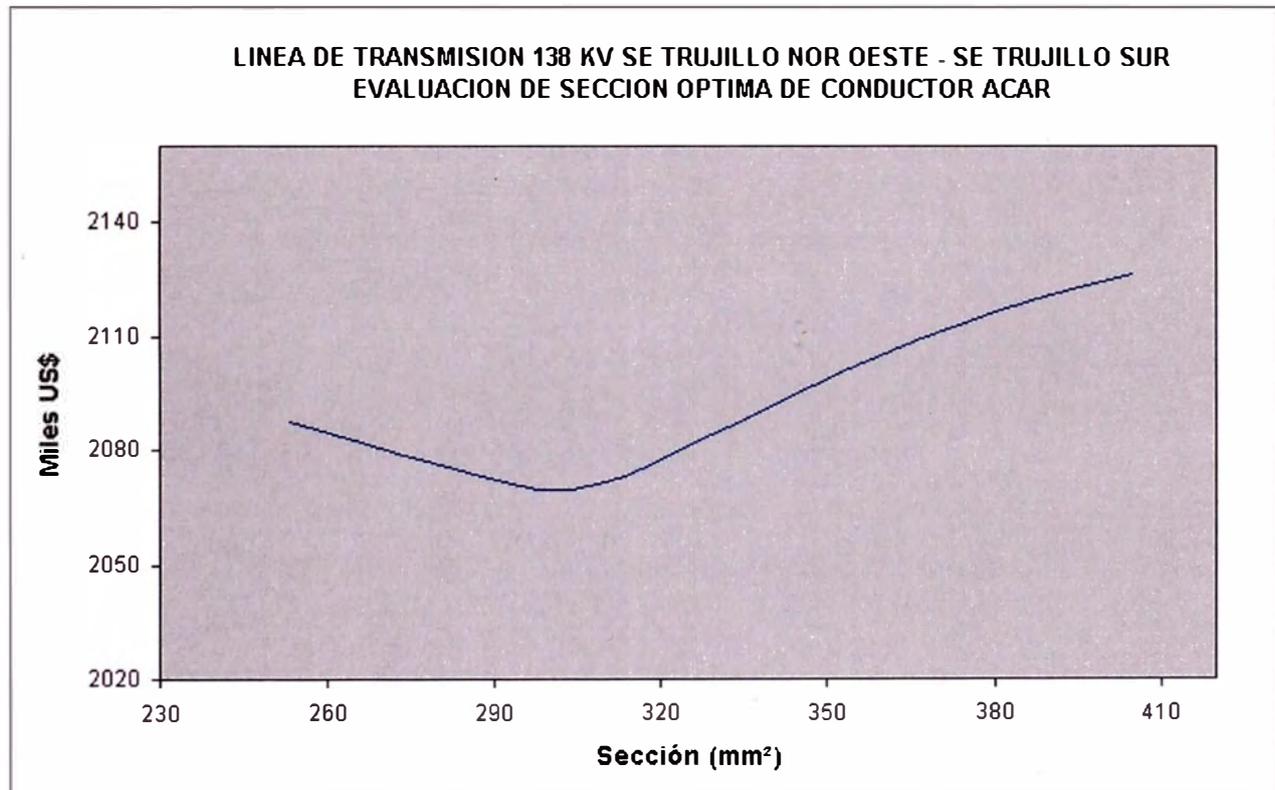
Calibre (MCM)	500.00	550.00	600.00	650.00	700.00	750.00	800.00
Sección (mm <sup>2</sup> )	253.00	279.00	304.00	329.00	354.00	380.00	405.00
Resistencia (ohm/km) CC 20 °C	0.1259	0.1146	0.1052	0.0973	0.0905	0.0846	0.0796
Diámetro exterior (cm)	2.066	2.167	2.263	2.356	2.445	2.532	2.614

### COSTO POR KM EN ZONA COSTA

Cj (1000 US\$)	43.13	39.26	36.04	33.33	31.00	28.98	27.27
Cc (1000 US\$)	5.05	4.05	3.21	2.49	1.88	1.37	0.97
Cd (1000 US\$)	117.50	121.50	125.00	129.60	133.90	137.60	140.50
Ct (1000 US\$)	165.67	164.81	164.24	165.42	166.78	167.95	168.73

### COSTO TOTAL DE LA LINEA (12.6 KM)

Sección (mm <sup>2</sup> )	253.00	279.00	304.00	329.00	354.00	380.00	405.00
Costo (1000 US \$)	2087.46	2076.58	2069.49	2084.24	2101.44	2116.18	2126.03



## **ANEXO H**

**CALCULO DE AMPACITANCIA DE CONDUCTOR  
SELECCIONADO ACAR 600 MCM, 340 mm<sup>2</sup>**

## CONDUCTOR SELECCIONADO ACAR 600 MCM

IEEE Std. 738-2006 method of calculation

Air temperature is 28.60 (deg C)

Wind speed is 0.61 (m/s)

Angle between wind and conductor is 90 (deg)

Conductor elevation above sea level is 27 (m)

Conductor bearing is 270 (deg) (perpendicular to solar azimuth for maximum solar heating)

Sun time is 12 hours (solar altitude is 90 deg. and solar azimuth is 180 deg.)

Conductor latitude is 8.1 (deg)

Atmosphere is INDUSTRIAL

Day of year is 243 (corresponds to agosto 31 in year 2013) (day of the year with most solar heating)

Conductor description: ACAR 600 MCM

Conductor diameter is 2.263 (cm)

Conductor resistance is 0.1052 (Ohm/km) at 25.0 (deg C)

and 0.1241 (Ohm/km) at 75.0 (deg C)

Emissivity is 0.5 and solar absorptivity is 0.5

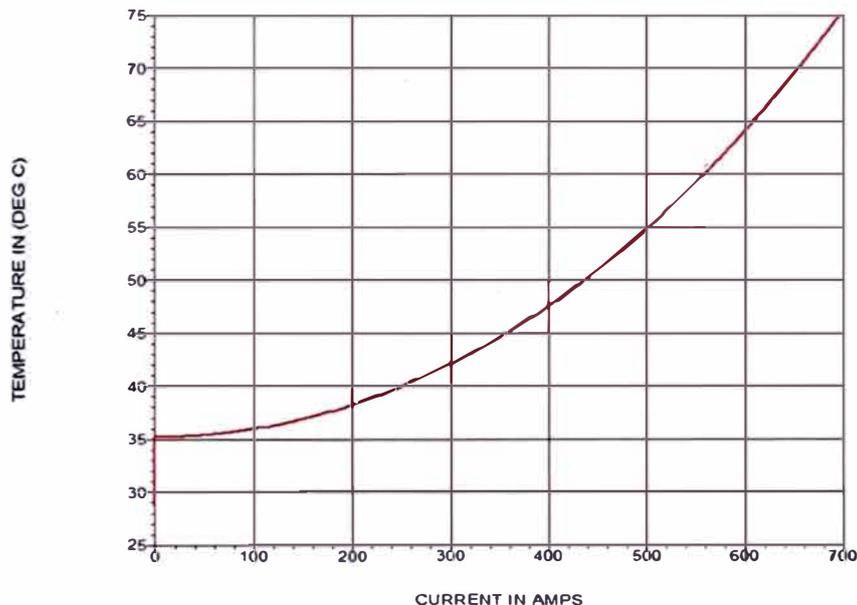
Solar heat input is 9.635 (Watt/m)

Radiation cooling is 12.892 (Watt/m)

Convective cooling is 56.809 (Watt/m)

Given a maximum conductor temperature of 75.0 (deg C),

The steady-state thermal rating is 695.7 amperes



## **ANEXO I**

**CALCULO MECANICO DE CONDUCTOR ACAR 600 MCM Y**

**CABLE DE FIBRA OPTICA OPGW 87 mm<sup>2</sup>**

**CALCULO MECANICO DEL CONDUCTOR – EDS 14% CONDICION FINAL**

**LINEA DE TRANSMISION 138 KV TRUJILLO NOR OESTE - TRUJILLO SUR**

CONDUCTOR ACAR 600 MCM H/D = 0.0  
 COEF. DILAT. LINEAL (1/°C) = 0.000023; MODULO ELAST.(kg/mm2) = 6150  
 SECCION (mm2) = 304; DIAMETRO (mm) = 22.63; PESO (kg/m) = 0.838

ESTADO 1 TENSION PUNTO MAS BAJO (kg/mm2) = 3.284; TEMP (°C) = 20;  
 PRESION DEL VIENTO (kg/m2) = 0

ESTADO 2 TEMP (°C) = 10; PRESION DEL VIENTO (kg/m2) = 23.77;  
 ESP. HIELO (mm) = 0; DENSIDAD DEL HIELO (gr/cm3) = 0

VANO (m)	ESFUERZO (kg/mm <sup>2</sup> )	TIRO (kg) HORIZON.	TIRO (kg) MAXIMO	FLECHA (m)	PARAMETRO (m)
20	4.676568	1421.68	1421.71	0.04	1427.69
40	4.616074	1403.29	1403.43	0.14	1409.22
60	4.530713	1377.34	1377.66	0.33	1383.16
80	4.436860	1348.81	1349.39	0.59	1354.51
100	4.347616	1321.68	1322.61	0.94	1327.26
120	4.270033	1298.09	1299.47	1.38	1303.58
140	4.205998	1278.62	1280.52	1.91	1284.03
160	4.154296	1262.91	1265.42	2.52	1268.25
180	4.113461	1250.49	1253.71	3.23	1255.78
200	4.080774	1240.56	1244.55	4.01	1245.80
220	4.054593	1232.60	1237.47	4.89	1237.81
240	4.033451	1226.17	1232.00	5.85	1231.35
260	4.016222	1220.93	1227.80	6.89	1226.09
280	4.002049	1216.62	1224.62	8.02	1221.77
300	3.990280	1213.04	1222.25	9.24	1218.17

ESTADO 3 TEMP (°C) = 40; PRESION DEL VIENTO (kg/m2) = 0;  
 ESP. HIELO (mm) = 0; DENSIDAD DEL HIELO (gr/cm3) = 0

VANO (m)	ESFUERZO (kg/mm <sup>2</sup> )	TIRO (kg) HORIZON.	TIRO (kg) MAXIMO	FLECHA (m)	PARAMETRO (m)
20	1.066958	324.36	324.46	0.13	387.06
40	1.518051	461.49	461.79	0.36	550.70
60	1.850988	562.70	563.26	0.67	671.48
80	2.106881	640.49	641.37	1.05	764.31
100	2.307252	701.40	702.66	1.49	837.00
120	2.465984	749.66	751.35	2.01	894.58
140	2.592886	788.24	790.42	2.60	940.62
160	2.695184	819.34	822.08	3.27	977.73
180	2.778308	844.61	847.98	4.02	1007.88
200	2.846387	865.30	869.36	4.84	1032.58
220	2.902575	882.38	887.20	5.75	1052.96
240	2.949305	896.59	902.23	6.73	1069.91
260	2.988455	908.49	915.03	7.79	1084.12
280	3.021489	918.53	926.04	8.94	1096.10
300	3.049552	927.06	935.60	10.17	1106.28

ESTADO 4 TEMP (°C) = 75;  
ESP. HIELO (mm) = 0;

PRESION DEL VIENTO (kg/m<sup>2</sup>) = 0;  
DENSIDAD DEL HIELO (gr/cm<sup>3</sup>) = 0

VANO (m)	ESFUERZO (kg/mm <sup>2</sup> )	TIRO (kg) HORIZON.	TIRO (kg) MAXIMO	FLECHA (m)	PARAMETRO (m)
20	0.3961076	120.42	120.71	0.35	143.70
40	0.7502536	228.08	228.69	0.73	272.17
60	1.062592	323.03	324.01	1.17	385.47
80	1.335528	406.00	407.39	1.65	484.49
100	1.572568	478.06	479.90	2.19	570.48
120	1.777628	540.40	542.74	2.79	644.87
140	1.954635	594.21	597.11	3.46	709.08
160	2.107300	640.62	644.13	4.19	764.46
180	2.239007	680.66	684.84	4.99	812.24
200	2.352758	715.24	720.15	5.86	853.51
220	2.451179	745.16	750.87	6.80	889.21
240	2.536531	771.11	777.67	7.82	920.17
260	2.610751	793.67	801.16	8.92	947.10
280	2.675481	813.35	821.82	10.10	970.58
300	2.732113	830.56	840.09	11.35	991.12

#### CALCULO MECANICO DE CABLE DE GUARDA OPGW

#### LINEA DE TRANSMISION 138 KV SE TRUJILLO NOR OESTE - SE TRUJILLO SUR

CABLE DE FIBRA OPTICA OPGW 87 MM2 H/D = 0.0  
COEF. DILAT. LINEAL (1/°C) = 0.000016; MODULO ELAST.(kg/mm<sup>2</sup>) = 12700  
SECCION (mm<sup>2</sup>) = 87; DIAMETRO (mm) = 12; PESO (kg/m) = 0.471

ESTADO 1 TENSION PUNTO MAS BAJO (kg/mm<sup>2</sup>) = 7.166; TEMP (°C) = 20;  
PRESION DEL VIENTO (kg/m<sup>2</sup>) = 0

ESTADO 2 TEMP (°C) = 10; PRESION DEL VIENTO (kg/m<sup>2</sup>) = 23.77;  
ESP. HIELO (mm) = 0; DENSIDAD DEL HIELO (gr/cm<sup>3</sup>) = 0

VANO (m)	ESFUERZO (kg/mm <sup>2</sup> )	TIRO (kg) HORIZON.	TIRO (kg) MAXIMO	FLECHA (m)	PARAMETRO (m)
20	9.177848	798.47	798.49	0.03	1450.09
40	9.122324	793.64	793.72	0.14	1441.31
60	9.043739	786.81	786.98	0.31	1428.90
80	8.956300	779.20	779.51	0.57	1415.08
100	8.871252	771.80	772.29	0.89	1401.64
120	8.795022	765.17	765.88	1.30	1389.60
140	8.729909	759.50	760.48	1.78	1379.31
160	8.675780	754.79	756.08	2.33	1370.76
180	8.631231	750.92	752.55	2.97	1363.72
200	8.594938	747.76	749.79	3.68	1357.99
220	8.565119	745.17	747.63	4.47	1353.27
240	8.540584	743.03	745.97	5.34	1349.40
260	8.520262	741.26	744.72	6.28	1346.19
280	8.503320	739.79	743.81	7.29	1343.51
300	8.489087	738.55	743.17	8.39	1341.26

## **ANEXO J**

### **DIAGRAMA DE CARGAS DE ESTRUCTURAS DE POSTES DE ACERO GALVANIZADO**

**DIAGRAMAS DE CARGA DE LAS ESTRUCTURAS TIPO OSTES DE ACERO GALVANIZADO  
SE INCLUYEN FACTORES DE SOBRECARGA, GRADO DE CONSTRUCCION "B"**

CARGAS DE ESTRUCTURAS S5-21/S5-30														
HIPOTESIS		CABLE OPGW			CONDUCTORES ACAR									PRESION Y
N°	CONDICION	V1	T1	L1	V2	T2	L2	V3	T3	L3	V4	T4	L4	DIRECCION DE VIENTO
A	VIENTO MAXIMO TRANSVERSAL	337	236	0	941	422	0	941	422	0	941	422	0	Transversal PV = 23.77 kg/m <sup>2</sup>
B	ROTURA DE CONDUCTOR SUPERIOR	337	90	0	714	72	769	941	144	0	941	144	0	PV = 0.00 kg/m <sup>2</sup> Condición EDS Final
C	ROTURA DE CONDUCTOR INTERMEDIO	337	90	0	941	144	0	714	72	769	941	144	0	PV = 0.00 kg/m <sup>2</sup> Condición EDS Final
D	ROTURA DE CONDUCTOR INFERIOR	337	90	0	941	144	0	941	0	0	714	72	769	PV = 0.00 kg/m <sup>2</sup> Condición EDS Final
E	ROTURA DE CABLE OPGW	178	45	686	941	144	0	941	144	0	941	144	0	PV = 0.00 kg/m <sup>2</sup> Condición EDS Final
F	MONTAJE DE CABLE OPGW	814	9	103	0	0	0	0	0	0	0	0	0	PV = 0.00 kg/m <sup>2</sup> Condición EDS Inicial
G	MONTAJE CONDUCTORES	337	0	0	1789	8	188	1789	8	188	1789	8	188	PV = 0.00 kg/m <sup>2</sup> Condición EDS Inicial

CARGAS DE ESTRUCTURAS SV5-21/SV5-24/SV5-30														
HIPOTESIS		CABLE OPGW			CONDUCTORES ACAR									PRESION Y
N°	CONDICION	V1	T1	L1	V2	T2	L2	V3	T3	L3	V4	T4	L4	DIRECCION DE VIENTO
A	VIENTO MAXIMO TRANSVERSAL	301	223	0	878	397	0	878	397	0	878	397	0	Transversal PV = 23.77 kg/m <sup>2</sup>
B	ROTURA DE CONDUCTOR SUPERIOR	13	0	0	677	72	769	878	144	0	878	144	0	PV = 0.00 kg/m <sup>2</sup> Condición EDS Final
C	ROTURA DE CONDUCTOR INTERMEDIO	13	686	0	878	144	0	677	72	769	878	144	0	PV = 0.00 kg/m <sup>2</sup> Condición EDS Final
D	ROTURA DE CONDUCTOR INFERIOR	301	90	0	878	144	0	878	144	0	677	72	769	PV = 0.00 kg/m <sup>2</sup> Condición EDS Final
E	ROTURA DE CABLE OPGW	160	45	686	878	144	0	878	144	0	878	144	0	PV = 0.00 kg/m <sup>2</sup> Condición EDS Final
F	MONTAJE DE CABLE OPGW	725	4	103	0	0	0	0	0	0	0	0	0	PV = 0.00 kg/m <sup>2</sup> Condición EDS Inicial
G	MONTAJE CONDUCTORES	301	0	0	1632	8	188	1632	8	188	1632	8	188	PV = 0.00 kg/m <sup>2</sup> Condición EDS Inicial

CARGAS DE ESTRUCTURAS SA25-21/SA25-24														
HIPOTESIS		CABLE OPGW			CONDUCTORES ACAR									PRESION Y
N°	CONDICION	V1	T1	L1	V2	T2	L2	V3	T3	L3	V4	T4	L4	DIRECCION DE VIENTO
A	VIENTO MAXIMO TRANSVERSAL	328	648	0	1184	1168	0	1184	1168	0	1184	1168	0	Transversal PV = 23.77 kg/m <sup>2</sup>
B	ROTURA DE CONDUCTOR SUPERIOR	328	445	0	983	357	1647	1184	713	0	1184	713	0	PV = 0.00 kg/m <sup>2</sup> Condición EDS Final
C	ROTURA DE CONDUCTOR INTERMEDIO	328	445	0	1184	713	0	983	357	1647	1184	713	0	PV = 0.00 kg/m <sup>2</sup> Condición EDS Final
D	ROTURA DE CONDUCTOR INFERIOR	328	445	0	1184	713	0	1184	713	0	983	357	1647	PV = 0.00 kg/m <sup>2</sup> Condición EDS Final
E	ROTURA DE CABLE OPGW	186	223	1029	1184	713	0	1184	713	0	1184	713	0	PV = 0.00 kg/m <sup>2</sup> Condición EDS Final
F	MONTAJE DE CABLE OPGW	1193	22	154	0	0	0	0	0	0	0	0	0	PV = 0.00 kg/m <sup>2</sup> Condición EDS Inicial
G	MONTAJE CONDUCTORES	328	445	0	2489	41	282	2489	41	282	2489	41	282	PV = 0.00 kg/m <sup>2</sup> Condición EDS Inicial

CARGAS DE ESTRUCTURA A60-21														
HIPOTESIS		CABLE OPGW			CONDUCTORES ACAR									PRESION Y
N°	CONDICION	V1	T1	L1	V2	T2	L2	V3	T3	L3	V4	T4	L4	DIRECCION DE VIENTO
A	VIENTO MAXIMO TRANSVERSAL	328	1331	0	1031	2323	0	1031	2323	0	1031	2323	0	Transversal PV = 23.77 kg/m <sup>2</sup>
B	ROTURA DE CONDUCTOR SUPERIOR	328	1029	0	830	824	769	1031	1647	0	1031	1647	0	PV = 0.00 kg/m <sup>2</sup> Condición EDS Final
C	ROTURA DE CONDUCTOR INTERMEDIO	328	1029	0	1031	1647	0	830	824	769	1031	1647	0	PV = 0.00 kg/m <sup>2</sup> Condición EDS Final
D	ROTURA DE CONDUCTOR INFERIOR	328	1029	0	1031	1647	0	1031	1647	0	830	824	769	PV = 0.00 kg/m <sup>2</sup> Condición EDS Final
E	ROTURA DE CABLE OPGW	186	514	686	1031	1647	0	1031	1647	0	1031	1647	0	PV = 0.00 kg/m <sup>2</sup> Condición EDS Final
F	MONTAJE DE CABLE OPGW	1193	1029	103	0	0	0	0	0	0	0	0	0	PV = 0.00 kg/m <sup>2</sup> Condición EDS Inicial
G	MONTAJE CONDUCTORES	328	1029	0	2336	94	188	2336	94	188	2336	94	188	PV = 0.00 kg/m <sup>2</sup> Condición EDS Inicial

CARGAS DE ESTRUCTURAS AT90-21														
HIPOTESIS		CABLE OPGW			CONDUCTORES ACAR									PRESION Y
N°	CONDICION	V1	T1	L1	V2	T2	L2	V3	T3	L3	V4	T4	L4	DIRECCION DE VIENTO
A	VIENTO MAXIMO TRANSVERSAL	328	1818	0	1184	3213	0	1184	3213	0	1184	3213	1184	Transversal PV = 23.77 kg/m <sup>2</sup>
B	VIENTO MAXIMO TRANSVERSAL (ARRANQUE)	-26	1843	0	555	3321	0	555	3321	0	555	3321	0	Transversal PV = 23.77 kg/m <sup>2</sup>
C	ROTURA DE CONDUCTOR SUPERIOR	328	1455	0	983	1165	1647	1184	2330	0	1184	2330	0	PV = 0.00 kg/m <sup>2</sup> Condición EDS Final
D	ROTURA DE CONDUCTOR INTERMEDIO	328	1455	0	1184	2330	0	983	1165	1647	1184	2330	0	PV = 0.00 kg/m <sup>2</sup> Condición EDS Final
E	ROTURA DE CONDUCTOR INFERIOR	328	1455	0	1184	2330	0	1184	2330	0	983	1165	1647	PV = 0.00 kg/m <sup>2</sup> Condición EDS Final
F	ROTURA DE CABLE OPGW	186	727	1029	1184	2330	0	1184	2330	0	1184	2330	0	PV = 0.00 kg/m <sup>2</sup> Condición EDS Final
G	MONTAJE DE CABLE OPGW	1193	73	154	0	0	0	0	0	0	0	0	0	PV = 0.00 kg/m <sup>2</sup> Condición EDS Inicial
H	MONTAJE CONDUCTORES	328	1455	0	2489	133	282	2489	133	282	2489	133	282	PV = 0.00 kg/m <sup>2</sup> Condición EDS Inicial

CARGAS DE ESTRUCTURA AT90-21 (TERMINAL)														
HIPOTESIS		CABLE OPGW			CONDUCTORES ACAR									PRESION Y
N°	CONDICION	V1	T1	L1	V2	T2	L2	V3	T3	L3	V4	T4	L4	DIRECCION DE VIENTO
A	VIENTO MAXIMO TRANSVERSAL	229	1541	0	1008	2731	0	1008	2731	0	1008	2731	0	Transversal PV = 39 kg/m <sup>2</sup>
B	VIENTO MAXIMO TRANSVERSAL (ARRANQUE)	-8	1534	0	587	2731	0	587	2731	0	587	2731	0	Transversal PV = 39 kg/m <sup>2</sup>
C	TIRO LONGITUDINAL CONDUCTORES Y OPGW	215	727	1029	983	1165	1647	983	1165	1647	983	1165	1647	PV = 0.00 kg/m <sup>2</sup> Condición EDS Final
D	MONTAJE DE CABLE OPGW	1193	145	51	0	0	0	0	0	0	0	0	0	PV = 0.00 kg/m <sup>2</sup> Condición EDS Inicial
E	MONTAJE CONDUCTORES	229	1143	0	2489	133	282	2489	133	282	2489	133	282	PV = 0.00 kg/m <sup>2</sup> Condición EDS Inicial

**CARGAS DE ESTRUCTURAS 2SV5-21**

HIPOTESIS		CABLE OPGW			CONDUCTORES ACAR											PRESION Y DIRECCION DE VIENTO	
Nº	CONDICION	V1	T1	L1	V2	T2	L2	V3	T3	L3	V4	T4	L4	V	T	L	
A	VIENTO MAXIMO TRANSVERSAL	337	236	0	941	422	0	941	422	0	941	422	0	941	422	0	Transversal PV = 23.77 kg/m²
B	ROTURA DE CONDUCTOR SUPERIOR	337	90	0	714	72	769	941	144	0	941	144	0	941	144	0	PV = 0.00 kg/m² Condición EDS Final
C	ROTURA DE CONDUCTOR INTERMEDIO	337	90	0	941	144	0	714	72	769	941	144	0	941	144	0	PV = 0.00 kg/m² Condición EDS Final
D	ROTURA DE CONDUCTOR INFERIOR	337	90	0	941	144	0	941	144	0	714	72	769	941	144	0	PV = 0.00 kg/m² Condición EDS Final
E	ROTURA DE CABLE OPGW	178	45	686	941	144	0	941	144	0	941	144	0	941	144	0	PV = 0.00 kg/m² Condición EDS Final
F	MONTAJE DE CABLE OPGW	814	9	103	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	PV = 0.00 kg/m² Condición EDS Inicial
G	MONTAJE CONDUCTORES LADO IZQUIERDO	337	90	0	1789	8	188	1789	8	188	1789	8	188	0	0	0	PV = 0.00 kg/m² Condición EDS Inicial
H	MONTAJE CONDUCTORES LADO DERECHO	337	90	0	941	144	0	941	144	0	941	144	0	1789	8	188	PV = 0.00 kg/m² Condición EDS Inicial

**ANEXO K**  
**CALCULO MECANICO DE CADENA DE AISLADORES EN**  
**ANCLAJE**

### CALCULO MECANICO DE AISLADORES EN ANCLAJE

<b>CONDICION DE ROTURA DE CONDUCTOR (en EDS inicial)</b>	
Nivel de tensión	138
Zona de ubicación	costa
Tipo de aislador	Fog
Función del cadena de aisladores	anclaje
Conductor de fase	ACAR
Sección nominal del conductor (mm <sup>2</sup> )	304
Sección real del conductor (mm <sup>2</sup> )	304
Porcentaje de tiro con respecto a carga máxima de rotura (%)	18.00
Tiro unitario EDS (kg/mm <sup>2</sup> )	4.222
Vano medio (m)	180
Tiro longitudinal debido a la rotura de un conductor de fase (kg)	L = 1283.58
Factor de seguridad	fs = 2.00
Coefficiente de impacto en el instante de rotura	Ka = 5.00
Esfuerzo de rotura del aislador y herrajes (kg), factor de seguridad = 2.00	P1 = 2567.16
Esfuerzo de rotura del aislador y herrajes (kg); coeficiente de impacto = 5.00	P2 = 6417.90
Esfuerzo de rotura del aislador y herrajes (kN)	P1 = 25.18
Esfuerzo de rotura del aislador y herrajes (kN)	P2 = 62.94
<b>Mínima carga mecánica de los aisladores (kN)</b>	<b>100</b>