



DISEÑO ELECTROMECAÁNICO LINEA DE SUBTRANSMISIÓN A 69 KV QUININDE 1, QUININDE 2

MEMORIA DEL DISEÑO

TABLA DE CONTENIDOS

1	DATOS GENERALES DEL PROYECTO	1
2	OBJETIVO DEL DISEÑO	1
3	CONSIDERACIONES GENERALES DEL DISEÑO ELECTROMECAÁNICO	2
4	CARACTERISTICAS GENERALES TECNICAS DEL PROYECTO	3
5	DISEÑO MECANICO	4
5.1.	CONDICIONAMIENTO MECÁNICO.....	4
5.1.1.	<i>Determinación de tensiones en conductores e hilo de guardia.</i>	<i>5</i>
5.1.2.	<i>Tipo y geometría de las estructuras</i>	<i>6</i>
5.1.3.	<i>Esfuerzos en los conductores</i>	<i>7</i>
5.1.4.	FACTORES DE SOBRECARGA	10
5.1.5.	CARGAS FINALES EN LAS ESTRUCTURAS	10
5.1.6.	<i>Determinación del esfuerzo útil de los postes.....</i>	<i>10</i>
5.1.7.	<i>Vano Medio o vano viento.....</i>	<i>11</i>
5.1.8.	<i>Vano Regulador.....</i>	<i>11</i>
5.1.9.	<i>Vano Gravante o Vano Peso.....</i>	<i>12</i>
5.1.10.	<i>Peso de los conductores en los puntos de sujeción de los conductores y cable de guarda (Vc, Vcg).....</i>	<i>12</i>
5.1.11.	<i>Angulo de desviación de las Cadenas de aisladores</i>	<i>12</i>
5.1.12.	<i>Tensiones y flechas de tendido de conductores, cable de guardia OPGW.</i>	<i>12</i>
5.1.13.	<i>Programa de longitud de carretes de cable de fibra óptica tipo OPGW.</i>	<i>13</i>
5.1.14.	<i>Amortiguadores.....</i>	<i>13</i>
6	CONDICIONAMIENTO ELECTRICO.....	14
6.1.	DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD A MASA, ENTRE CONDUCTORES Y AL SUELO.....	14
6.2.	DISTANCIA VERTICAL DE SEPARACIÓN EN CRUCES CON LÍNEAS ELÉCTRICAS	15
6.3.	RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA DE LAS ESTRUCTURAS	16
6.4.	CALCULO DEL NIVEL DE AISLAMIENTO	17
6.4.1.	<i>Voltaje pico:</i>	<i>18</i>
6.4.2.	<i>Voltaje RMS:.....</i>	<i>18</i>
6.4.3.	<i>Sobre voltaje a frecuencia industrial:</i>	<i>18</i>
6.4.4.	<i>Sobre voltaje de maniobra</i>	<i>19</i>
6.4.5.	<i>Sobre voltaje de origen atmosférico.....</i>	<i>20</i>
6.4.6.	<i>Aisladores por contaminación</i>	<i>21</i>
7	BRECHA FORESTAL.....	24
8	TABLA RESUMEN DE UBICACIÓN DE ESTRUCTURAS	25
9	RESUMEN DE MATERIALES	25
10	DISEÑO DE UBICACIÓN DE ESTRUCTURAS	26
11	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	26





1 DATOS GENERALES DEL PROYECTO

Actualmente la S/E Quinindé 1 se encuentra alimentada a 69 KV por medio de una línea de subtransmisión que viene de Esmeraldas y desde esta subestación se alimenta la Quinindé 2 a través de una línea que pasa por el centro de Quinindé.

El MEER que está enfocado en dotar del servicio eléctrico en función del crecimiento de la demanda, incremento de clientes y cambio de la matriz productiva del país por lo que se tiene proyectado un gran desarrollo de la zona; y, cumpliendo con los parámetros de calidad y confiabilidad del servicio eléctrico, ha proyectado la construcción de las Líneas de Subtransmisión a 69 KV que alimentara a las Subestaciones existentes QUININDE 1 y QUININDE 2 (NUEVO QUININDE) desde la S/E de TRANSELECTRIC QUININDE que se encuentra en fase de construcción, este proyecto mejorara ostensiblemente el servicio eléctrico en su área de influencia.

1.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El proyecto se encuentra en la población de Quinindé, la S/E TRANSELECTRIC QUININDE está ubicada en las coordenadas WGS84 Este: 669398.00, Norte: 10033839.00, la S/E QUININDE 1 se encuentra en las coordenadas Este: 669625.459, Norte: 10036224.394 y la S/E QUNINDE 2 se encuentra en las coordenadas Este: 671428.16 y Norte: 10035836.935, estas subestaciones son existentes.

2 OBJETIVO DEL DISEÑO

Objetivo General.

Elaborar los diseños electromecánicos para la construcción de las líneas de 69 KV Quinindé 1 y Quinindé 2.

Objetivos Específicos o Componentes.-

- Determinación de estructuras tipo
- Diseño de ubicación de estructuras
- Arboles de carga finales sobre las estructuras tipo para su fabricación
- Arboles de carga de trabajo, para el diseño de cimentaciones
- Tabla resumen de estructuras
- Estudio de coordinación del aislamiento
- Tensiones y flechas de tendido de conductores e hilo de guarda
- Cantidad de materiales parte electromecánica por estructura y totales
- Presupuesto referencial del suministro y construcción electromecánico
- Especificaciones técnicas para el suministro de materiales y herrajes
- Especificaciones técnicas de construcción montaje electromecánico





- Detalle de ensamblajes tipo
- Diseño de puesta a tierra

3 CONSIDERACIONES GENERALES DEL DISEÑO ELECTROMECHANICO

- Para el diseño se ha tomado en consideración las normas y especificaciones técnicas para el diseño y construcción de líneas de 69 KV del EX-INECEL.
- Las líneas están ubicada a una altura inferior a los 1.000 m. sobre el nivel del mar, definiéndose como líneas de la Zona 1, según la clasificación indicada en las normas correspondientes.
- Para el diseño de esfuerzos en los conductores de la línea de 69 KV, se ha considerado, una tensión mecánica para una tensión EDS de los conductores de fase, de todos los días (Every Day Stress), para la zona rural del 22% de la tensión de rotura de la L/ST Quinindé 1, 20% zona rural L/ST Quinindé 2 y del 14% para la zona urbana L/ST Quinindé 2; y, del 20% TR de la línea de 69 KV doble circuito TRANSELECTRIC-Derivación Quinindé 1 y Derivación Quinindé 2.
- Para el apantallamiento de las líneas de 69 KV, se ha considerado un cable de guarda de fibra óptica tipo OPGW.
- El tramo de doble circuito se ha previsto la instalación de doble guarda OPGW.
- El ángulo de apantallamiento, considerado es no mayor a los 32 grados; y, una resistencia de puesta a tierra al pie de cada estructura no mayor de los 15 ohmios.
- La distancia mínima de seguridad del conductor al suelo a lo largo de su recorrido considerada en la parte rural es de 7 m; y, en cruces con carreteros y calles principales de 10 m.; para la parte urbana una distancia mínima de seguridad de los conductores al suelo de 9m.
- Los parámetros de ubicación de las estructuras que definen las flechas finales del conductor y con la cual se ha diseñado la ubicación de estructuras, es aquel calculado para el vano regulador del tramo considerado, a una temperatura de 60°C para la zona 1, con módulo de elasticidad final.
- La distancia mínima desde los conductores de 69 KV a cualquier punto de edificaciones existentes, es considerada sobre la base de las normas del CONELEC estipuladas mediante regulación No. 002-2010; esto es, una distancia mínima de seguridad hacia edificaciones sin acceso a los conductores de 4 m y con acceso a los conductores de 5 m.
- La catenaria ha sido calculada, considerando la función coseno hiperbólico, para cada vano regulador de los tramos de la línea, comprendidos entre retenciones.
- Los vanos máximos calculados para cada una de las estructuras tipo se han determinado sobre la base de la distancia entre conductores por la geometría de diseño de las mismas y de las estructuras adyacentes, el factor de separación mínima especificada en medio vano, el ángulo de inclinación de los conductores debidos al viento y el vano regulador correspondiente.
- Para el diseño de la línea se ha considerado una línea tipo rural, instalada en torres metálicas, ensamblada con aisladores polímeros tipo suspensión y retención, en





disposición triangular; para la zona urbana, estructuras tipo urbana en postes de hormigón armado y estructuras metálicas.

- Conductor utilizado, ACAR 500 MCM.

4 CARACTERISTICAS GENERALES TECNICAS DEL PROYECTO

Características técnicas generales de las líneas:

Línea de 69 KV Derivación-Quininde 1

Voltaje:	69 KV
Numero de circuitos:	1
Conductor:	ACAR 500 MCM
Material conductor:	Alambres de aluminio reforzados con alambres de aleación de aluminio
Cable de guarda:	OPGW 24 fibras
Longitud aproximada:	2.87 Km.
Tipo de estructuras:	Estructuras en torres metálicas de suspensión y retención.
Tipo de aislamiento:	Aisladores de suspensión y retención tipo polímeros.
Angulo apantallamiento:	Máximo 32º
Trazado de la ruta:	Rural
Res. Puesta a tierra:	15 Ohm

Línea de 69 KV Derivación-Quininde 2

Voltaje:	69 KV
Numero de circuitos:	1
Conductor:	ACAR 500 MCM
Material conductor:	Alambres de aluminio reforzados con alambres de aleación de aluminio
Cable de guarda:	OPGW 24 fibras
Longitud aproximada:	2.86 Km.
Tipo de estructuras:	Estructuras en torres metálicas de suspensión y retención y postes de hormigón armado.
Tipo de aislamiento:	Aisladores de suspensión y retención tipo polímeros.
Angulo apantallamiento:	Máximo 32º
Trazado de la ruta:	Urbano-Rural
Res. Puesta a tierra:	15 Ohm





Línea de 69 KV TRANSELECTRIC-Derivación Quininde 1-Quininde 2 (Doble circuito)

Voltaje:	69 KV
Numero de circuitos:	2
Conductor:	ACAR 500 MCM
Material conductor:	Alambres de aluminio reforzados con alambres de aleación de aluminio
Cable de guarda:	Doble circuito, OPGW 24 fibras
Longitud aproximada:	0.55 Km.
Tipo de estructuras:	Estructuras en torres metálicas de suspensión y retención y postes de hormigón armado.
Tipo de aislamiento:	Aisladores de suspensión y retención tipo polímeros.
Angulo apantallamiento:	Máximo 32°
Trazado de la ruta:	Urbano-Rural

5 DISEÑO MECANICO

En los planos No. T-DQ-E-02, D-Q1-E-02, D-Q2-E-02, se presentan los diseños de ubicación de estructuras de la línea eléctrica a 69 KV TRANSELECTRIC-Derivación Quininde 1-Derivación Quininde 2 (Doble circuito), Derivación-Quininde 1 (Simple circuito) y Derivación-Quininde 2 (Simple circuito) respectivamente.

5.1. Condicionamiento Mecánico

Características del conductor ACAR 500 MCM:

Clave:	ACAR 500 MCM
Número de hilos de Al	12
Número de hilos de Aleación de Al	7
Peso:	0.698 kg/m
Sección transversal:	253.35 mm ²
Diámetro:	20.6 mm
Tensión de rotura:	5.352 kg
Módulo de elasticidad final:	6.400 kg/mm ²
Módulo de elasticidad inicial:	5.650 kg/mm ²
Coefficiente de dilatación:	0.000023 1/°C
Capacidad de corriente:	633 amp.
Resistencia eléctrica:	0.1198 Ω / km.





Características cable de guardia de fibra óptica OPGW

Numero hilos de aluminio:	12
Número hilos aleación de aluminio:	6
Peso Mínimo:	0.371 kg/m
Sección transversal:	89.82 mm ²
Diámetro:	12-13 mm
Tensión de rotura Mín.:	4.900 kgf
Tensión de diseño Máx.:	750 Kgf
Módulo de elasticidad final:	10.700 kg/mm ²
Módulo de elasticidad inicial:	8.780 kg/mm ²
Coefficiente de dilatación:	0.0000172 1/°C

5.1.1. Determinación de tensiones en conductores e hilo de guardia.

Tensión normal de conductores e hilo de guarda

	<u>Temperatura</u>	<u>Viento</u>
Zona I	22 °C	Sin viento

Tensión de temperatura mínima de los conductores e hilo de guarda

	<u>Temperatura</u>	<u>Viento</u>
Zona I	5 °C	Sin viento

Tensión máxima de viento en conductores e hilo de guarda

Se considera una presión de viento efectiva sobre la superficie diametral de los conductores y cable de guardia de 20 kg/m².

	<u>Temperatura</u>	<u>Viento</u>
Zona I	15 °C	60 km/h

Flecha máxima final en conductores e hilo de guarda

Se considera las condiciones que determinan las correspondientes flechas finales de los conductores al transmitir la potencia nominal máxima de la línea.

	<u>Temperatura</u>	<u>Viento</u>
Zona I	60 °C	Sin viento

Máximo porcentaje admisible de la tensión mecánica de rotura.

Porcentaje de la tensión de rotura

	<u>Inicial</u>	<u>Final</u>
Conductores	33%	21.0%
Cable de guarda OPGW	20%	14.5%





Cálculo de los esfuerzos en los conductores para los diferentes estados de carga, mediante la aplicación de la ecuación de cambio de estado.

$$S'^2 [S' + K * m^2 * a^2 / S^2 + K' * (Tf - Ti) - S] = K * m'^2 * L^2$$

$$K = We^2 * Ef / 24$$

$$K' = a * Ef$$

We = Peso específico del conductor (Kg/m/mm²)

Ef = Módulo de elasticidad del conductor (Kg/mm²)

a = Coeficiente de dilatación lineal

L = Vano regulador

$$m = (Wh^2 + CV^2 / W^2)^{1/2}$$

$$m' = (W'h^2 + C'V^2 / W'^2)^{1/2}$$

$$CV = PV * D$$

W = Peso unitario del conductor (Kg/m)

Wh = Peso unitario del conductor con o sin hielo para el estado inicial (Kg/m)

CV = carga unitaria de viento sobre el conductor con o sin hielo para el estado inicial (Kg/m)

PV = Presión de viento sobre el conductor (Kg/m²)

D = Diámetro del conductor (m)

W'h = Peso unitario del conductor con o sin hielo para el estado final (Kg/m)

C'V = carga unitaria de viento sobre el conductor con o sin hielo para el estado final (Kg/m).

Sobre la base de lo indicado, se procedió a realizar el cálculo de los esfuerzos para cada uno de los conductores de fase e hilo de guarda, para diferentes estados de carga, módulo de elasticidad final y tensiones EDS especificados.

Los esfuerzos para el cable de guarda OPGW, se han determinado sobre la base de mantener una flecha del cable de guarda del 90% de la del conductor de fase.

Para el caso de entradas y salidas de pórticos de subestaciones y tramos muy cortos (<40m), se deberá considerar tensiones reducidas (vanos flojos).

En los anexos No. A-E-Q1-01; A-E-Q2-01; A-E-Q2-02^a-E-T-D-01, se detallan las diferentes tensiones mecánicas en los conductores de fase ACAR 500 MCM y en los anexos No. A-E-Q1-02; A-E-Q2-03; A-E-Q2-04; A-E-T-D-02, las tensiones mecánicas del cable de guarda de fibra óptica OPGW.

5.1.2. Tipo y geometría de las estructuras

Los tipos de estructuras han sido seleccionados considerando la distancia mínima de seguridad al suelo, los esfuerzos producidos sobre cada estructura, alturas del punto de amarre, los límites de utilización para el cual son diseñadas dichas estructuras, levantamiento topográfico del perfil longitudinal del terreno, vanos de diseño y los ángulos de deflexión de la línea. Definiéndose en forma general los siguientes tipos de estructuras:





QUINIDE 1-QUINIDE 2: ESTRUCTURAS TIPO DOBLE CIRCUITO (ZONA RURAL)

- Torre de retención terminal tipo AR2 y AR2E, de cuatro patas, para ángulos de deflexión de la línea de hasta 110° y 26° respectivamente, de una altura de 17.30m y 13.70m de altura y una altura al punto de amarre de 12.0 m y 8 m, respectivamente.

QUINIDE 1: ESTRUCTURAS TIPO SIMPLE CIRCUITO (ZONA RURAL)

- Torre de suspensión liviana tipo monobloque TSL, para ángulos de deflexión de línea de hasta 2°, con alturas de 17.70 m; y, distancias al punto de amarre de 12.5 m.
- Torre suspensión pesada cuatro patas tipo TSP (Cruce río Quininde), para ángulos de deflexión de línea de hasta 4°, con altura de 27.20 m y distancias al punto de amarre de 20 m.
- Torre de retención de cuatro patas tipo A-60 y A-60E (Cruce río Quininde), para retención terminal y retención pasante, ángulos de deflexión de la línea de hasta 63° y 45°, de alturas de 20.30m y 27.80m; y, altura al punto de amarre de 12.5 m y 20m (Cruce río Quininde), respectivamente.

QUINIDE 2: ESTRUCTURAS TIPO SIMPLE CIRCUITO (ZONA RURAL-URBANA)

- Torre de suspensión liviana tipo monobloque TSL, para ángulos de deflexión de línea de hasta 2°, con altura de 17.70 m; y, distancias al punto de amarre de 12.50 m.
- Torre de retención de cuatro patas tipo A-30, para ángulos de deflexión de la línea de 0-32°, de altura de 19m, altura al punto de amarre de 12.5 m.
- Torre de retención tipo monobloque tipo TRU-30, para ángulos de deflexión de la línea de 0°-32°, de una altura de 20 m, con altura al punto de amarre de 12.5 m.
- Torre de retención tipo monobloque tipo TRU-90, para ángulos de deflexión de la línea de 35°-90°, de una altura de 20 m, con altura al punto de amarre de 12.5 m.
- Torre de retención de cuatro patas tipo A-60, para retención pasante, ángulos de deflexión de la línea de hasta 63°, de altura de 19m; y, altura al punto de amarre de 12.5 m.
- Estructura en postes de hormigón armado tipo suspensión urbana SU, con alturas de los postes de 20 m-21 m y ángulos de deflexión de la línea de hasta 1°.
- Estructura en postes de hormigón armado tipo retención terminal urbana tipo RAU, con altura del poste de 20 m, para ángulos de la línea de hasta 29°.

En los planos No. D-Q1-E-01; D-Q2-E-01; T-DQ-E-01, se detallan las características geométricas de las estructuras tipo, utilizados en el proyecto; y, en el plano No. D-Q2-E-05, el detalle de las perforaciones en los postes de hormigón armado.

5.1.3. Esfuerzos en los conductores

La condición de máxima tensión del conductor depende del valor del vano regulador para un tramo definido, si este es reducido la condición de máxima tensión del conductor se presenta para condiciones de temperatura mínima, mientras si dicho vano es grande, la tensión máxima se presentará para viento máximo.





En condiciones de viento máximo o temperatura mínima la condicionante es no superar el límite elástico del conductor, evitándose de esta manera las deformaciones permanentes.

Se ha considerado para el diseño de la línea Tramo Derivación-Quininde 1 (Rural), una tensión mecánica EDS de los conductores de fase, del 22% de la tensión mecánica de rotura del conductor (TR) y para el cable de guarda OPGW, una tensión EDS del 14.5% TR; Tramo Derivación-Quininde 2 rural una TEDS de los conductores de fase del 20% TR y en la parte urbana TEDS del 14% TR y para el cable de guarda OPGW Rural una tensión EDS del 13.5% TR y en la parte urbana una TEDS del 9% TR; en el tramo de doble circuito TRASELECTRIC-Estructura de derivación tipo rural, TEDS de los conductores de fase del 20% TR y para el cable OPGW del 14% TR. Para tramos cortos inferiores a los 40m, se considera tensiones reducidas (vanos flojos).

Cargas verticales.

Se ha considerado, peso del conductor, accesorios y amortiguadores, aplicados en los puntos de suspensión o retención de cada fase o hilo de guardia más el factor de seguridad para cargas normales. Adicionalmente se ha considerado para estructuras de suspensión un peso adicional en los conductores de 100 kg, correspondiente a un operario ubicado en los puntos considerados con sus herramientas, y 200 kg. para estructuras de retenida y terminal; para el caso del cable de guardia se ha considerado un valor de 100 kg, tanto para suspensión como retención.

Sobre carga vertical.

Se considera una sobrecarga vertical igual al peso del conductor, empleando el vano peso correspondiente, aplicados en los puntos de suspensión o anclaje de las fases correspondientes, o igual al peso del cable de guardia aplicado en el punto de sujeción de este más el factor de seguridad para cargas eventuales. Para este efecto se considera la influencia del viento sobre los conductores en un valor de $\frac{1}{4}$ del valor del viento máximo.

Cargas transversales.

En forma general se ha considerado el efecto de viento sobre los conductores, cables de guardia, aisladores; y, el ángulo de deflexión de la línea.

Se consideran las siguientes presiones de viento:

Conductores y cables de guardia: 20 kg/m²

Aisladores: 23 kg/m²

El viento se considera a 90° con respecto al eje de la línea o a la normal de la bisectriz del ángulo de la línea.

Se considera un factor de ráfaga de 0.9 del valor total de la carga de viento.

La carga de viento, se considera normal al plano vertical que contiene el vano y actuando en el punto de suspensión o anclaje de los conductores.

El efecto de ángulo se considera para el cual la estructura ha sido diseñada, el valor considerado es aquel valor resultante de las tensiones mecánicas producidas a ambos vanos adyacentes de las estructuras de los conductores no cortados.





$$H = (P_v \times d \times V_m \times F_r) F_s + (2T_o \text{ Sen } A/2) \times F_r$$

En donde:

- H= Esfuerzo transversal
- P_v= Presión de viento
- D= Diámetro del conductor
- V_m= Vano medio
- T_o= Tensión máxima del conductor
- A= Angulo de deflexión de la línea
- F_r Factor de ráfaga
- F_s= factor de seguridad

Sobre carga longitudinal para estructuras de suspensión

Se considera el esfuerzo producido por la rotura de un solo conductor o cable de guardia, aplicado en el punto de suspensión más desfavorable de dicho conductor.

Puesto que esta condición de rotura de un conductor es excepcional considerándose adicionalmente la reducción de este esfuerzo debido a la desviación de las cadenas de suspensión producida por la rotura de un conductor, el valor de esta carga considerada en los conductores de fase es del 50% de la tensión máxima del cable roto y en el cable de guarda el 60%, más el factor de seguridad correspondiente para cargas eventuales.

Para este efecto se considera la influencia del viento sobre los conductores en un valor de un cuarto del viento máximo.

Sobre carga longitudinal para estructuras de retención

Se considera el esfuerzo correspondiente a la rotura de un cable de guardia o de un conductor de fase, sin reducción alguna de su tensión mecánica máxima, aplicada en forma similar al de la estructura de suspensión más el factor de seguridad correspondiente para cargas eventuales.

Desequilibrio longitudinal para estructuras de suspensión.

Este valor se ha obtenido considerando la mayor diferencia de tensiones en vanos adyacentes, aplicadas en los puntos de suspensión de los conductores y cable de guardia, considerándose el valor del 20% de la tensión mecánica final de los conductores y cables de guardia. Este esfuerzo se considera distribuido en cada uno de los puntos de sujeción de los conductores de fase e hilo de guardia.

Desequilibrio longitudinal para estructuras de retención terminales.

Se considera un esfuerzo igual a las tracciones unilaterales máximas de todos los conductores e hilo de guardia, considerándose cada esfuerzo aplicados en cada uno de los puntos de sujeción de los conductores y cable de guardia.





5.1.4. FACTORES DE SOBRECARGA

Para la determinación de los árboles de carga de las estructuras, se consideran cargas finales máximas, que incluyen factores de seguridad o sobrecarga, las mismas que obligadamente deben ser consideradas en el cálculo estructural para el suministro de las estructuras metálicas.

Se considera los siguientes factores de sobrecarga:

Cargas verticales:	1.40
Sobrecarga vertical:	1.20
Viento:	1.50
Efecto de ángulo:	1.40
Sobrecarga longitudinal:	1.20
Desequilibrio longitudinal:	1.20
Terminal:	1.40

5.1.5. CARGAS FINALES EN LAS ESTRUCTURAS

Con todas las consideraciones indicadas en los numerales anteriores, se han determinado las cargas finales, que incluyen los factores de seguridad para cada una de las estructuras y que servirán de base para los cálculos estructurales de fabricación de las mismas, cuyo detalle se presenta en el anexo No A-E-Q1-04; A-E-Q2-06; A-E-T-D-04.

En el Anexo No. A-E-Q1-05; A-E-Q2-07; A-E-T-D-05, se presenta el detalle de los esfuerzos de trabajo máximos, que NO incluyen factores de seguridad, para cada una de las estructuras metálicas de la línea proyectada, los mismos que han sido considerados para el diseño de las cimentaciones de las mismas; de tal manera que, los factores de seguridad que se consideran en los diseños electromecánicos, no se dupliquen con aquellos considerados por el diseño de las cimentaciones de las estructuras y por lo tanto evitar el sobredimensionamiento de las bases de las estructuras.

Tomando en consideración el cálculo de las cargas finales de los conductores, se han determinado los árboles de carga finales para cada una de las estructuras metálicas tipo, presentándose dichos valores en los planos No. D-Q1-E-03; D-Q2-E-03; T-DQ-E-03. Árboles de carga que consideran factores de seguridad y esfuerzos últimos o finales, los mismos que permitirán el diseño estructural correspondiente para el suministro y fabricación de dichas torres.

En los planos No. D-Q1-E-04; D-Q2-E-04; T-DQ-E-04, se presentan los árboles de carga de trabajo, que NO consideran factores de seguridad, sobre la base de los cuales, se ha realizado los diseños de las cimentaciones de las estructuras.

5.1.6. Determinación del esfuerzo útil de los postes





Sobre la base de los valores de los esfuerzos máximos transversales de trabajo producidos por los conductores sobre cada uno de los postes, se ha procedido a realizar cálculos de momentos a nivel de la base del terreno del empotramiento de cada uno de los postes, considerando las alturas de sujeción de conductores e hilo de guarda, para sobre esta base, determinar el esfuerzo resultante que dicho momento produce a 20 cm. de la punta del poste y determinar el esfuerzo de trabajo requerido para cada uno de los postes. El detalle de los esfuerzos de trabajo transversales resultantes de los conductores en cada uno de las estructuras en postes de hormigón, así como el resumen de postes a ser utilizado se detallan en el anexo No. A-E-Q2-08.

Para la determinación de los esfuerzos transversales en los postes, se ha considerado la condición de los esfuerzos máximos de trabajo.

$$M = T_{cg} \cdot h_1 + T_{c1} \cdot h_2 + T_{c2} \cdot h_3 + T_{c3} \cdot h_4$$

$$E_{Tr} = M/H$$

En donde:

M = Sumatoria de momentos a nivel de la base de empotramiento del poste

T_{cg} = Esfuerzo transversal máximo cable de guarda.

T_{c1}, T_{c2}, T_{c3} = Esfuerzos transversales máximos para cada uno de los conductores de fase.

H₁, h₂, h₃, h₄ = Altura libre desde la base de empotramiento del poste al punto de sujeción de cada uno de los conductores e hilo de guarda.

E_{Tr} = Esfuerzo transversal resultante a 20 cm de la punta del poste.

H = Altura libre del poste a 20 cm de la punta del poste.

5.1.7. Vano Medio o vano viento

Es la media aritmética de los vanos adyacentes.

5.1.8. Vano Regulador

Generalmente entre dos soporte de retención o anclaje se ubican otras estructuras de suspensión, formando un tramo de línea.

Es posible encontrar un vano regulador teórico, que empleado en el cálculo, permite que las tensiones horizontales del conductor, en cada una de las estructuras de suspensión, tiendan a ser iguales, de tal manera que en dichas estructuras de suspensión se mantengan verticales las cadenas de suspensión.

El vano regulador viene dado por la expresión:

$$V_r^2 = (V_1^3 + V_2^3 + \dots + V_n^3) / (V_1 + V_2 + \dots + V_n)$$

En donde V₁, V₂, V_n, son los vanos del tramo considerado.

En las tablas resumen de ubicación de estructuras para cada una de las líneas, se detallan los vanos reguladores para cada uno de los tramos de línea correspondientes.





5.1.9. Vano Gravante o Vano Peso

Es la longitud del conductor o cable de guardia que debe considerarse para determinar el efecto de su peso sobre el soporte; esto es, el soporte carga una longitud determinada de conductor en ambos vanos contiguos a la estructura

Usualmente se considera que el vano peso es la distancia horizontal entre los vértices de las catenarias contiguas al soporte considerado.

El cálculo del vano gravante se realiza considerando la tensión de mínima temperatura.

$$Vg= Vm - P(Ha/Sa+Hb/Sb)$$

Vg= Vano gravante

Vm= Vano medio

Ha= Desnivel entre estructuras hacia atrás

Sa= Vano atrás

Hb= Desnivel estructuras adelante

Sb= Vano adelante

El detalle de los vanos medio, regulador y peso en cada una de las estructuras se tabulan en la tabla resumen de ubicación de estructuras, Anexos No. 3.

5.1.10. Peso de los conductores en los puntos de sujeción de los conductores y cable de guarda (Vc, Vcg).

El peso del conductor en los puntos de sujeción de los conductores es determinado mediante la relación entre el vano gravante o peso del conductor y el peso unitario de los mismos.

5.1.11. Angulo de desviación de las Cadenas de aisladores

El ángulo de desviación de la cadena de aisladores en las estructuras de suspensión, se han determinado mediante la relación entre el esfuerzo transversal máximo por acción del viento y el peso de los conductores, valor que permite determinar la utilización de pesos adicionales en caso requerirse, de tal manera de mantener las distancias a masa de los conductores de fase de acuerdo a lo estipulado en el numeral 6.1 más adelante indicado.

ESTRUCTURA TIPO	ANGULO MAXIMO DE DESVIACION
Estructura metálica de suspensión liviana	65º
Estructura metálica de suspensión pesada	70º

En la tabla resumen de ubicación de estructuras, se detallan los ángulos de desviación de las cadenas de aisladores finales, determinándose la necesidad de instalación de pesas, para ángulos que superan los valores de desviación de la cadena calculados.

5.1.12. Tensiones y flechas de tendido de conductores, cable de guardia OPGW.

Tensiones de tendido.

Las tensiones y flechas de tendido de los conductores de fase, se han calculado, sobre la base de la tensión de todos los días EDS considerados tanto para la zona rural como urbana,





sin viento, módulo de elasticidad inicial y Creep del conductor, para diferentes temperaturas de tendido, vanos reguladores, vanos entre estructuras; y, aplicando las ecuaciones de cambio de estado.

Para el caso de las tensiones y flechas de tendido del cable de guarda OPGW, se ha considerado la tensión EDS estipuladas, sin viento, módulo de elasticidad inicial, para diferentes temperaturas de tendido.

En los anexos No. A-E-Q1-07; A-E-Q2-10; A-E-T-D-07, se detallan las tensiones y flechas de tendido para cada uno de los tramos, vanos y temperaturas de tendido para los conductores ACAR 500 MCM y en los anexos No. A-E-Q1-08; A-E-Q2-11; A-E-T-D-08, para el cable de guarda OPGW.

Se debe prever la reducción de tensiones a las entradas y salidas de los pórticos de las subestaciones proyectadas, de tal manera de no sobrecargar los mismos.

Las tensiones de tendido se han calculado mediante la utilización de la ecuación de cambio de estado y sobre la base de la tensión de rotura considerada del cable OPGW.

5.1.13. Programa de longitud de carretes de cable de fibra óptica tipo OPGW.

En los anexos No. A-E-Q1-06; A-E-Q2-09; A-E-T-D-06, se detalla las longitudes de los carretes de cable de guarda de fibra óptica tipo OPGW, para la línea proyectada, longitud que se ha determinado considerando la longitud real desarrollada del cable OPGW, para una condición de temperatura de máxima flecha a los 60°C, más una cantidad adicional de cable (1.5 veces la altura de la estructura) para la realización de empalmes de fibra óptica a nivel del piso de las estructuras.

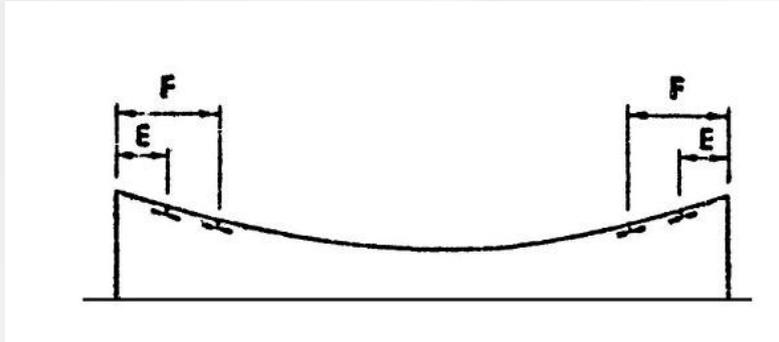
5.1.14. Amortiguadores

Los conductores de fase e hilo de guarda, serán protegidos contra vibraciones debidas al viento, mediante la utilización de amortiguadores tipo STOCKBRIDGE para conductores de fase y tipo preformados para el cable OPGW, los mismos que de acuerdo a las recomendaciones de los fabricantes, se han previsto su instalación de acuerdo a la tabla abajo indicada por conductor y vano, cuyo detalle se presenta en la tabla resumen de estructuras, para cada una de las líneas proyectadas.

Vano (m)	Número Amortiguadores Conductores	Número Amortiguadores Cable OPGW
40 – 180	1	1
180 – 360	2	2

Las distancias consideradas a las que deberán instalarse los amortiguadores, serán las siguientes:





Diámetro del conductor (mm)	Distancia amortiguador "E" (m)
12-13 (OPGW)	0.762
20.60 (ACAR 500 MCM)	1.14

Las distancias, deberán ser consideradas, para estructuras de suspensión, desde el punto de engrape de la grapa de suspensión, y para estructuras de retención, desde el final de la grapa de retención.

El segundo amortiguador se deberá considerar a igual distancia de las estipuladas en dicha tabla, medidas desde el punto de engrape del último amortiguador instalado.

6 CONDICIONAMIENTO ELECTRICO

6.1. Distancias mínimas de seguridad a masa, entre conductores y al suelo

DISTANCIAS A MASA

Los conductores bajo tensión deben mantener, desde los elementos constitutivos de la estructura puestos a tierra, las siguientes distancias mínimas:

L/ST 69 KV

- a) Condición normal de la cadena inclinada 30° con relación a la vertical.

Zona I 64 cm.

- b) Condición de ángulo máximo

Zona I 38 cm.

DISTANCIA ENTRE CONDUCTORES

Los conductores de un mismo vano deberán mantener entre si una distancia definida por la siguiente expresión:

$$a = k1 \sqrt{fe + le} + k2$$

Donde:

a = Separación entre conductores en metros.

Fe= Flecha final del conductor en metros, para la condición de máxima flecha





Le= Longitud de la cadena de aisladores en metros.

K1= Factor que depende del ángulo de inclinación del conductor debido al viento (0.6 a 0.65).

K2= Separación mínima en medio vano: 0.46 para la zona I (69 KV).

$$V_{\max \text{ ady}} = VR * \sqrt{f_{\max} / fR}$$

En donde:

V_{max ady}= Vano máximo adyacente

VR= Vano regulador

f_{max}= Flecha máxima

f_r= Flecha máxima para el vano regulador

Sobre la base de lo expuesto, se han calculado los vanos máximos para cada uno de los tipos de estructuras, detallándose los límites de utilización de las estructuras en el plano que se presentan los tipos de estructuras.

DISTANCIA DE LOS CONDUCTORES AL SUELO

La altura de las estructuras están diseñadas para que los conductores con su máxima flecha vertical, queden situados por encima de cualquier punto del terreno, a una altura de:

	<u>69 KV</u>
• Cruce de carreteros y/o calles principales:	10.0 m
• Caminos de primer orden:	9.00 m
• Áreas rurales:	7.00 m

6.2. Distancia vertical de separación en cruces con líneas eléctricas

La distancia mínima vertical entre los conductores de las líneas en el punto de cruce, en las condiciones más desfavorables, no deberá ser inferior a:

$$Dv = 1.5 + (KV_s + KV_i) / 170 \text{ [m]}$$

Dv= Distancia vertical entre conductores en el cruce

KV_s= Voltaje de la línea superior (KV)

KV_i= Voltaje de la línea inferior (KV)

La distancia vertical para las condiciones más desfavorables, se considera para el cable superior, la flecha para máxima temperatura; y para el cable inferior, la flecha de mínima temperatura.

En aplicación a lo indicado, en cruces de la línea de 69 KV con líneas de 69 KV, el valor mínimo considerado es de 2.35 m. Para cruces con líneas de distribución de 13.8 KV, la distancia mínima de seguridad aplicada es de 2 m.

Se ha previsto el cruce de la línea de 69 KV, por sobre las líneas de 13.8 KV y de baja tensión.





En los casos que no se cumpla, en los cruces de los alimentadores de 13.8 KV y líneas de baja tensión, con la distancia mínima de seguridad especificada, CNEL-EP-Esmeraldas, deberá realizar las adecuaciones correspondientes en dichos alimentadores, para que se cumplan las distancias de seguridad correspondientes.

6.3. Resistencia de puesta a tierra de las estructuras

Sobre la base de las mediciones de resistividad del terreno realizada a lo largo de la línea, mediante la utilización del equipo de medición de resistividad del suelo, de marca LEM-SATURN GEO, se ha determinado que las mediciones oscilan entre los 90 y 700 ohmios-metro; por lo que, se ha definido la puesta a tierra de la línea, de acuerdo a la tabla más adelante detallada. Sin embargo de lo cual y si en las mediciones de la resistencia de puesta a tierra no se alcanza el valor especificado de 15 ohmios valor que se ha tomado para el diseño, tomando en cuenta que según las NORMAS IEC60364-4-442, ANSI/IEEE80, NTC2050, IEEE Std 81-1983 y NTC 4552 la resistencia de puesta a tierra en este tipo de proyectos no debe ser mayor a 20 ohmios, se deberá utilizar contrapesos o incrementar la longitud de los mismos.

Las expresiones que a continuación se detallan, han sido aplicadas para el cálculo de las puestas a tierra:

UNA VARILLA DE PUESTA A TIERRA

$$R = \frac{\rho}{2\pi l} \left[\left(\ln \frac{2l}{a} \right) - 1 \right]$$

Siendo:

ρ = Resistividad del suelo (Ω -m)

l = Longitud de la varilla (m)

A = Radio de la varilla

R = Resistencia de puesta a tierra

DOS VARILLAS DE PUESTA A TIERRA

$$R = \frac{\rho}{2\pi l} \left[\left(\ln \frac{2l}{A} \right) \right]$$

En donde:

A = Radio equivalente

$$A = \sqrt{aS}$$

a = Radio de la varilla (m)

S = Separación entre varillas

CONTRAPESOS

$$R = \frac{\rho}{\pi l} \left[\left(\ln \frac{2l}{\sqrt{4*a*d}} \right) - 1 \right]$$





En donde:

l = Longitud del contrapeso

A= Radio del cable

d = Profundidad de enterramiento del contrapeso (0.5 m)

Las puestas a tierra se han clasificado de acuerdo a la zona en:

L/ST 69 KV

DESCRIPCION	RESISTIVIDAD	OBSERVACIONES
Zona 1	0-86 Ω –m	(Una varilla de puesta a tierra)
Zona 2	86-130 Ω –m	(Dos varillas de puesta a tierra)
Zona 3	230-650 Ω –m	(Contrapeso)

LONGITUD DEL CONTRAPESO

69 KV (R=15 OHMIOS)

l (m)	ρ (Ω –m)
20	220
30	290
40	360
60	490
80	610
100	730

En la determinación de la resistividad del terreno, la resistividad del concreto de las estructuras, se considera como un factor que reduce a los valores reales de la resistividad del suelo en aproximadamente 35 (Ω –m).

Las puestas a tierra, se detallan en anexo presentado de los cálculos de la resistividad del terreno, presentados en el anexo correspondiente para la L/ST Quininde 1 y Quininde 2.

En el plano No. Q1-Q2-E-02, se detalla la instalación de puestas a tierra en las estructuras metálicas y postes de hormigón armado.

6.4. CALCULO DEL NIVEL DE AISLAMIENTO

Zona: 1

Voltaje nominal: 69 KV

Altura sobre el nivel del mar: 125 m

Número de estructuras: 27

Temperatura ambiente: 25°C

Nivel cerámico (N): 20

Número de fallas aceptables (F): 1 por 50 km de L/T por año





Longitud de la L/ST: 3 km

Resistencia de puesta a tierra: 15 ohm

Densidad relativa:

$$\delta = \frac{3.92xb}{273 + t}$$

b: presión atmosférica (cm de Hg)

t: temperatura ambiente (°C)

$$\text{Log } b = \text{Log } 76 - \frac{h}{18336}$$

h: altura sobre el nivel del mar (m)

$$b = 74.82 \text{ cm de Hg}$$

$$\delta = 0.984$$

6.4.1. Voltaje pico:

$$\frac{\sqrt{2} \times 69 \text{ kV}}{\sqrt{3}} = 56.34 \text{ kV}$$

6.4.2. Voltaje RMS:

$$\frac{69 \text{ kV}}{\sqrt{3}} = 39.84 \text{ kV}$$

6.4.3. Sobre voltaje a frecuencia industrial:

Se considera un sobre voltaje por fallas de 1.4 y un voltaje de operación máximo del 5% del voltaje nominal.

$$V_{f1} = 56.34 \times 1.4 \times 1.05 = 82.82 \text{ kV}$$

A). Corrección probabilística

“El aislamiento debe resistir con una probabilidad del 97%, considerando el número total de estructuras y para una desviación estándar del 5% del voltaje crítico”.

$$CFO = \frac{V_s}{\left[1 - \left(\frac{\sigma}{\mu} \right) k \right]}$$

$$\text{Para 1 estructura} = P(97) = k = 2$$

$$\text{Para 27 estructuras} = k = 3.352$$

$$\frac{\sigma}{\mu} = 0.06$$

$$CFO = \frac{82.82}{0.7988} \text{ kV} = 103.68 \text{ kV}$$





B). Corrección para condiciones atmosféricas

$$V_c = \frac{CFO \times H}{\delta \times K}$$

$$V_c = \frac{103.68 \times 0,98}{0,9506 \times 0,95} = 112.51 kV$$

CFO = voltaje crítico probabilístico

H = factor de corrección de la humedad

K = factor de corrección de lluvia

M = factor que depende de la longitud de la

El número de aisladores requeridos para soportar esta condición, bajo lluvia, es de 3 aisladores de 10" x 5 3/4", según norma ANSI C29.1.

C). Espaciamiento en aire

"El aislamiento debe resistir con una probabilidad del 99.8%, considerando el número total de estructuras y para una desviación estándar del 3% del voltaje crítico" en condiciones secas.

Para 1 estructura $k = 3$

Para 27 estructuras = $k = 4.032$

$$\frac{\sigma}{\mu} = 0.06$$

$$CFO = \frac{V_s}{\left[1 - \left(\frac{\sigma}{\mu}\right)k\right]}$$

$$CFO = \frac{103.68}{0.758} kV$$

$$CFO = 136.78 kV$$

$$V_c = \frac{CFO \times H}{\delta \times K}$$

$$V_c = 148.43 kV$$

El número de aisladores requeridos para soportar esta condición, bajo lluvia, es de 3 aisladores 10" x 5 3/4", según norma ANSI C29.1, equivalente a una distancia de fuga mínima del aislador de 876.3 mm.

6.4.4. Sobre voltaje de maniobra

Considerando un sobre voltaje por unidad de 2.14 Zona I

$$V_m = \frac{\sqrt{2} \times 69 kV}{\sqrt{3}} \times 2.14 = 120.56 kV$$

A). Corrección Probabilística

Para 1 estructura (P = 97,7%) $k = 2$





Para 27 estructuras $k = 3.352$

$$CFO = \frac{120.56 kV}{1 - 0.06 \times 3.352} = 150.91 kV$$

B). Corrección por condiciones atmosféricas

$$V_c = \frac{CFO \times H}{\delta \times K}$$

$$V_c = \frac{150.91 \times 0.98}{0.9506 \times 0.95} = 162.84 kV$$

El número de aisladores requerido por voltaje de impulso son 4 aisladores de 10" x 5 3/4", equivalente a una distancia de fuga del aislador de: 1.168,40 mm.

6.4.5. Sobre voltaje de origen atmosférico.

Ng = Número de descargas atmosféricas por km y por año

Ns = Número de descargas atmosféricas por 100 km por año

N= Nivel cerámico = 20

h= Altura promedio del cable de guarda : 16.70 m

α = Angulo de apantallamiento: 32°

P1= Probabilidad que falle el aislamiento

F= Número de fallas en la L/ST

I= Corriente del rayo

C= Factor de acoplamiento

Zn= Impedancia característica del cable de guarda aprox. 500 ohmios

a= Distancia entre el conductor y el cable de guardia

b= Distancia entre el conductor y la imagen del cable de guardia

R= Resistencia de pie de torre

L= Longitud de la línea =3 km

$$Ng = 0,025 (N)^{1.3}$$

$$Ng = 1.228$$

$$Ns = Ng \times \left(\frac{4h}{10}\right)$$

$$Ns = 1.228 \times \left(\frac{4 \times 16.70}{10}\right) = 8.203$$

P1= se obtiene sobre la base del ángulo de protección del cable de guarda (32°) y la altura de la estructura (16.7)= 0.008





$$F1 = P1 \times Ns = 0.008 \times 8.203 = 0.06562$$

$$F = F1 + F2$$

$$F = 2.0 \text{ (A nivel de 69 KV)}$$

$$F2 = F - F1 = 1.9344$$

$$P_2 = \frac{2.9 \times F_2}{Ns} = 0.6838$$

$$I = 30 \text{ KA}$$

$$C = \frac{50}{Z_n} \ln \frac{b}{a} = 0.28$$

$$C = \frac{50}{500} \ln \frac{33.4}{1.75} = 0.2948$$

$$Vm = (1 - C) \times R \times I = 317.34 \text{ KV}$$

F.1 Corrección probabilística

$$\frac{\sigma}{\mu} = 2\% \quad P(97\%) = 3\sigma$$

Para 27 estructuras $P(97\%) = 3.352$

$$CFO = \frac{Vm}{(1 - 0.02 \times 3.352)} = 340.14 \text{ kV}$$

F.2 Corrección por condiciones atmosféricas

$$V_c = \frac{340.14 \times 0.98}{0.9506 \times 0.95} = 369.12 \text{ kV}$$

El número de aisladores requeridos para soportar este voltaje de impulso positivo o negativo es de: 4 aisladores de 10" de diámetro y 5 ¾" de altura tipo estándar, equivalente a una distancia de fuga del aislador de 1.168,40 mm.

6.4.6. Aisladores por contaminación

Voltaje RMS f-f = 69 KV

De acuerdo a la tabla 6-1, considerando un nivel de contaminación medio, el valor determinado es de 20 mm/KV F-F, equivalente a una distancia de fuga mínima del aislador de 1.380 mm.

Para el caso de utilización de aisladores tipo ANSI 52.3, con una distancia de fuga de 292.1 mm/KV, el número de aisladores será de 5 para cadenas de suspensión y retención.



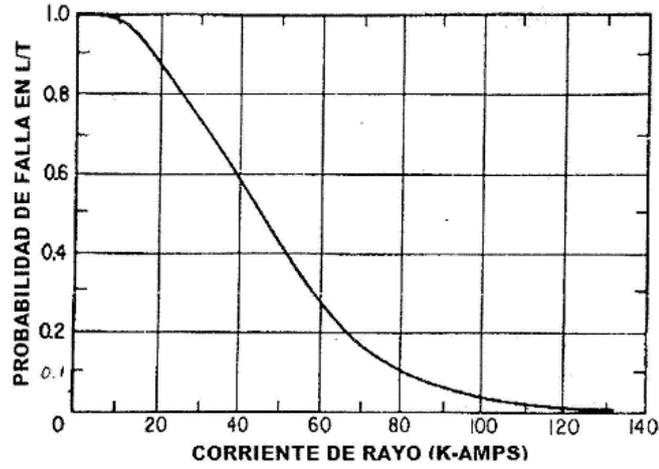


Fig 2.1. Probabilidad de Falla en L/T vs. Corriente del Rayo

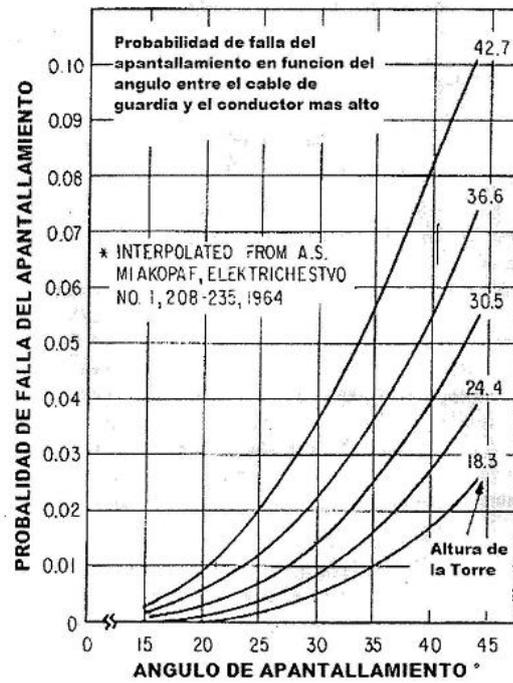


Fig 2.2. Probabilidad de Falla en Apantallamiento vs. Angulo de Apantallamiento



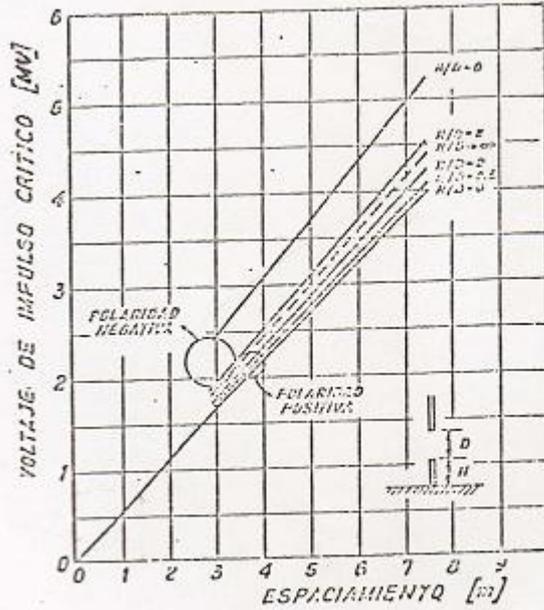


FIG. 10.- CURVAS DE VOLTAJES DE IMPULSO CRITICOS PARA DISTINTOS TIPOS DE ESPACIAMIENTOS, PARA ONDA 1.5 x 40 [μSEG].

STANDARD STRING FLASHOVER CHARACTERISTICS OF SUSPENSION INSULATORS
based on the test procedures of ANSI C29.1

Disc Dia. & Spacing	No. of Unit	No. of Unit																											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25			
6" x 5 1/2"	Low-Frequency Average Flashover	Dry/kV	60	120	175	225	275	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—		
		Wet/kV	30	55	80	105	130	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—		
	Critical-Impulse Average Flashover	Positive/kV	100	200	300	385	460	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—		
		Negative/kV	100	190	275	355	435	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—		
7 1/2" x 6 1/2"	Low-Frequency Average Flashover	Dry/kV	65	130	190	245	295	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—		
		Wet/kV	35	65	95	130	165	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—		
	Critical-Impulse Average Flashover	Positive/kV	115	225	310	390	465	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—		
		Negative/kV	115	210	305	375	455	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—		
10" x 9"	Low-Frequency Average Flashover	Dry/kV	80	145	200	250	300	345	390	440	485	530	575	615	660	700	745	785	825	865	905	945	985	1,025	1,065	1,105	1,145		
		Wet/kV	50	85	125	160	200	235	270	305	340	380	415	450	485	520	555	595	635	675	715	755	795	835	875	915	955		
	Critical-Impulse Average Flashover	Positive/kV	125	250	335	420	490	565	645	720	790	865	935	1,000	1,075	1,145	1,220	1,290	1,365	1,435	1,510	1,580	1,650	1,720	1,790	1,860	1,930		
		Negative/kV	120	240	325	395	465	535	605	680	750	825	895	965	1,040	1,110	1,180	1,250	1,325	1,395	1,470	1,540	1,610	1,680	1,750	1,820	1,890		
18" x 20 1/2"	Low-Frequency Average Flashover	Dry/kV	80	165	215	270	325	380	435	485	540	590	640	690	735	785	830	875	920	965	1,010	1,055	1,100	1,145	1,190	1,235	1,280		
		Wet/kV	50	90	130	170	215	255	295	335	375	415	455	490	535	575	620	665	710	755	800	845	890	935	980	1,025	1,070		
	Critical-Impulse Average Flashover	Positive/kV	125	265	355	440	525	610	695	780	860	945	1,025	1,105	1,185	1,265	1,345	1,425	1,505	1,585	1,665	1,745	1,825	1,905	1,985	2,065	2,145		
		Negative/kV	120	255	345	435	495	585	670	750	835	920	1,010	1,100	1,190	1,275	1,360	1,440	1,530	1,615	1,700	1,785	1,870	1,955	2,040	2,125	2,210		





Tabla 6-1

CONDICIONES DE CONTAMINACIÓN (NORMA IEC 815)

Nivel de Contaminación	Descripción del Ambiente	Distancia de fuga Nominal mínima (mm/Kv.φ-φ)
Ligero Nivel I	<ul style="list-style-type: none"> - Áreas sin industrias y con baja densidad de casas equipadas con calefacción. - Áreas con baja densidad de industrias o casas pero sujetas a frecuentes vientos o lluvia. - Áreas agrícolas <ul style="list-style-type: none"> - Áreas montañosas <p>Todas las áreas situadas de 10 km a 20 km del mar y no expuestas a vientos directos provenientes del mar.</p>	16
Medio Nivel II	<ul style="list-style-type: none"> - Áreas con industrias que no producen humo contaminante y/o con densidad moderada de casas equipadas con calefacción. - Áreas con alta densidad de casas pero sujetas a frecuentes vientos y/o lluvia. - Áreas expuestas a vientos del mar pero no cercanas a la costa (al menos varios kilómetros de distancia). 	20
Alto Nivel III	<ul style="list-style-type: none"> - Áreas con alta densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con alta densidad de casas con calefacción que generen contaminación. - Áreas cercanas al mar o expuestas a vientos relativamente fuertes procedentes del mar. 	25
Muy Alto Nivel IV	<ul style="list-style-type: none"> - Áreas generalmente de extensión moderada, sujetas a contaminantes conductivos, y humo industrial, que produzca depósitos espesos de contaminantes. - Áreas de extensión moderada, muy cercana a la costa y expuesta a rocío del mar, o a vientos muy fuertes con contaminación procedentes del mar. - Áreas desérticas, caracterizadas por falta de lluvia durante largos períodos, expuesta a fuertes vientos que transporten arena y sal, y sujetas a condensación con regularidad. 	31

7 BRECHA FORESTAL

DEFINICIONES

- Derecho de vía.

Franja de terreno que se ubica a lo largo de la línea de Sub-transmisión, cuyo eje longitudinal coincide con el trazo topográfico de la línea, con un ancho definido de 16 m, 8 m a cada lado del eje de la línea para zonas rurales.





- Área de maniobra.

Que corresponde al área circundante a las estructuras de 4m x 4m.

- Brecha de maniobras y patrullaje.

Franja de terreno ubicada sobre el eje central del derecho de vía a lo largo de la trayectoria de la línea de transmisión, utilizada para el paso del personal y el tendido de conductores, con un ancho que dependerá del tipo de vegetación

- Brecha forestal.

Área restante del derecho de vía a los costados de la brecha de maniobras y patrullaje.

Para la brecha forestal, se deberá tomar en cuenta las dimensiones de acuerdo a las distancias determinadas en el plano No. Q1-Q2-E-04.

8 TABLA RESUMEN DE UBICACIÓN DE ESTRUCTURAS

En os anexos No. A-E-Q1-03; A-E-Q2-05; A-E-T-D-03, se detalla la tabla resumen de ubicación de estructuras de las líneas Derivación-Quininde 1, derivación-Quininde2 2 y TRANSELECTRIC-derivación, respectivamente; tablas resumen en las que se detallan:

- Número de estructuras
- Georreferenciación en el sistema WGS 84 de cada una de las estructuras
- Tipo de estructura
- Altura de las estructuras
- Cotas del terreno
- Vanos entre estructuras
- Tensiones de máxima y mínima temperatura del conductor
- Vano peso
- Vano medio
- Vano regulador
- Parámetro de ubicación de estructuras
- Angulo de deflexión de la línea
- Amortiguadores
- Orientación de instalación de las estructuras
- Puestas a tierra

9 RESUMEN DE MATERIALES

En el anexo No. A-E-Q-02, se detalla el peso estimado de las estructuras metálicas

En el plano No. Q1-Q2-E-03, se detallan los ensamblajes de los conjuntos de suspensión y retención para los conductores de fase y cable OPGW.





En el anexo No. A-E-Q-01, se detallan la cantidad de materiales y herrajes por estructura y totales para la línea proyectada.

Para las puestas a tierra de la L/ST Quininde 1, se ha considerado un valor promedio por estructura de contrapeso de 45 m. Para la L/ST Quininde 2, la instalación de varillas de tierra y contrapesos, de acuerdo al detalle presentado en el anexo correspondiente de mediciones de resistencia de tierra.

10 DISEÑO DE UBICACIÓN DE ESTRUCTURAS

Con las consideraciones de las geometrías de las estructuras tipo, alturas mínimas de los conductores al suelo, ángulos de deflexión de la línea, distancias eléctricas entre conductores y a masa, alturas de las estructuras al punto de amarre, esfuerzos mecánicos considerados en el diseño (cuyo detalle se presentan en las observaciones de las tablas resumen de ubicación de estructuras), vanos reguladores, planos topográficos del levantamiento longitudinal a lo largo del eje de las líneas eléctricas, consideraciones de viento y temperatura máxima, distancias mínimas de seguridad en cruces con líneas eléctricas existentes y árboles de carga de las estructuras, se ha procedido a realizar mediante la utilización de la ecuación de cambio de estado, el diseño de ubicación de estructuras, cuyo detalle, se presenta en los planos No. D-Q1-E-02; D-Q2-E-02; T-D-Q-E-02.

En el plano No. Q1-Q2-E-01, se presenta el detalle del levantamiento planimétrico de la línea con la ubicación de cada una de las estructuras, debida mente georreferenciados en el sistema WGS 84.

11 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

11.1 CONCLUSIONES

- En el diseño se han utilizado los más recientes conocimientos y criterios técnicos y económicos aplicados en proyectos de construcción de líneas de sub-transmisión eléctricos de 69 KV.
- En la longitud de los tramos de cable OPGW, se ha considerado que los empalmes se realicen en el piso, por lo que el diseño considera en el programa de utilización de los carretes de dicho cable, una longitud adicional de 1.5, veces la altura de la estructura correspondiente.
- Las estructuras de entrada y salida de subestaciones, se han implantado, de acuerdo a lo previsto en coordinación con CNELEP Esmeraldas; y, sobre la base del levantamiento topográfico realizado.
- Se ha considerado para la protección contra descargas atmosféricas, comunicaciones y control, la utilización de cable de fibra óptica OPGW, de acuerdo a los requerimientos de CNELEP Esmeraldas.

11.2 RECOMENDACIONES

Las siguientes recomendaciones deberán ser tomadas en cuenta tanto para la construcción y el suministro de estructuras y materiales de la línea:





- Las estructuras deberán ser instaladas de acuerdo a las especificaciones técnicas correspondientes, especialmente en referencia a la orientación de las mismas, detalladas en los planos de los tipos de estructuras y tabla resumen de estructuras, lo cual garantizará la estabilidad de las mismas.
- Con relación a la cantidad y distancias de ubicación de los amortiguadores, especialmente en el cable de guarda OPGW, deberán ser considerados adicionalmente las especificaciones técnicas del fabricante de dichos elementos.
- Las estructuras deberán ser instaladas de acuerdo al detalle de la tabla resumen de ubicación de estructuras y planos de las estructuras tipo, en la que de forma general sus crucetas queden en la bisectriz del ángulo de deflexión que forma la línea eléctrica, el no cumplimiento de esta recomendación ocasionaría que las estructuras trabajen en forma distinta a lo diseñado y por lo tanto queden expuestas a un posible colapso. Para la estructura de retención terminal de llegada a la subestación Quinde 1, tipo A60, la estructura debe orientarse transversalmente al eje de la línea de llegada. La estructura de salida desde la subestación de TRANSELECTRIC, tipo AR2, se deberá instalar en la bisectriz del ángulo formado de la línea, el cumplimiento de esta recomendación, evitará la utilización de una estructura especial con crucetas de derivación. La estructura de derivación de la línea de doble circuito, deberá instalarse transversal al eje de la línea del doble circuito.
- El diseño considera para el suministro de postes de hormigón armado, las cargas de rotura de los mismos, los cuales deben ser considerados obligadamente en la construcción del proyecto, de tal manera de garantizar la estabilidad de la línea.
- Es importante no sobretensionar el cable de fibra óptica OPGW, de tal manera de garantizar la vida útil del mismo, de igual manera se deberá evitar en el tendido del mismo la no rotación del cable, para lo cual deberán utilizarse contrapesos en el inicio del cable, que permitan el cumplimiento de dicha especificación.
- Por seguridad de las estructuras metálicas de retención, es obligatorio que previo al tendido y regulado de conductores, en dichas estructuras instalar tensores que permitan absorber los esfuerzos producidos en el tendido y regulado de conductores.
- En la instalación de la fibra óptica y sus accesorios, a parte de las especificaciones técnicas dadas en el presente estudio, se deberán tomar en consideración las especificaciones y recomendaciones de instalación dadas por los fabricantes del cable y sus accesorios.
- Es importante, previo al montaje electromecánico, realizar una prueba de la instalación de la puesta a tierra en las estructuras seleccionadas y que permitan realizar mediciones de resistencia de pie de estructura, mediante la instalación de una puesta a tierra; y, sobre esta base realizar las mediciones de resistencia de puesta a tierra; de tal manera, de comprobar que los valores de resistencia de puesta a tierra están dentro de lo especificado (15 ohmios) y en caso necesario realizar ajustes, mediante la instalación de varillas de tierra adicionales.
- La entidad contratante, deberá tomar en consideración la obligación de cumplir en la construcción de este proyecto con el plan de manejo ambiental, determinado por los estudios de impacto ambiental realizados para esta línea.





- Previo el tendido de conductores la entidad contratante, deberá exigir al contratista se entregue con la debida anticipación, para su aprobación los diferentes programas de tendido, en los que claramente deberán estar detalladas las obras de protección para cruces de líneas eléctricas y otros obstáculos de importancia; y, de ser el caso realizar las protecciones correspondientes y suspensiones del servicio que sean necesarias, de tal manera de salvaguardar el proyecto, las instalaciones eléctricas existentes y la seguridad de personas y la propiedad privada.
- En el tramo entre las estructuras terminales y los pórticos de la S/E y vanos inferiores a los 40 m, deberán instalarse los conductores con la menor tensión mecánica posible (Vanos flojos), de tal manera de evitar sobrecargar las estructuras y pórticos de las subestaciones.
- Las tensiones y flechas de tendido de los conductores y cable OPGW, se han realizado sobre las características técnicas detalladas en esta memoria de diseño, en caso dichas características cambien, es necesario mantener los esfuerzos de diseño considerados en el presente estudio, caso contrario, deberán realizarse ajustes en las tablas de tendido y árboles de carga de las estructuras.

